



JUNTA REGLAMENTADORA DE

**SERVICIO
PÚBLICO**

NEGOCIADO DE ENERGÍA

GOBIERNO DE PUERTO RICO

A-2025-0381
SECRETARIA DEL SENADO

28 FEB 2025 AM 10:10

1 de marzo de 2024

Hon. Thomas Rivera Schatz

Presidente

Senado de Puerto Rico

El Capitolio, San Juan, Puerto Rico

Hon. Carlos "Johnny" Méndez Nuñez

Presidente

Cámara de Representantes de Puerto Rico

El Capitolio, San Juan, Puerto Rico

INFORME ANUAL 2024

Estimados Presidentes:

Según dispuesto en la Ley 122-2017, Artículo 2.03 y el Artículo 10(b) del Plan de Reorganización Número 8 y en cumplimiento con las disposiciones de la "Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico", Ley 57-2014, según enmendada, presentamos el Informe Anual, correspondiente al año 2024, sobre la ejecución de los deberes y funciones conferidos al Negociado de Energía (NEPR) de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico (JRSP), conforme la Ley 211-2018, conocida como la "Ley de Ejecución del Plan de Reorganización de la Junta Reglamentadora de Servicio Público".

Según se desprende del Informe Anual, el NEPR y la OIPC de la JRSP continúan trabajando con esmero y dedicación para cumplir con las responsabilidades delegadas en la Ley 57-2014.

Informe Anual al Gobernador y la Asamblea Legislativa 2024

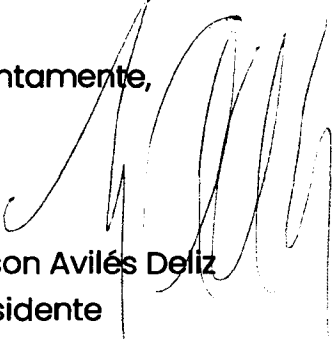
1 de marzo de 2025

Página 2 de 2

El NEPR reitera el compromiso continuo con la fiscalización y regulación de la industria eléctrica de cara al año 2025.

De estimarlo necesario, estamos a su disposición para discutir el contenido de este informe.

Atentamente,



Edison Avilés Deliz
Presidente



JUNTA REGLAMENTADORA DE

**SERVICIO
PÚBLICO**

NEGOCIADO DE ENERGÍA

GOBIERNO DE PUERTO RICO

**INFORME ANUAL A LA GOBERNADORA
Y A LA ASAMBLEA LEGISLATIVA**

AÑO NATURAL 2024

**NEGOCIADO DE ENERGÍA DE LA JUNTA REGLAMENTADORA
DE SERVICIO PÚBLICO
1 DE MARZO DE 2025**

Tabla de Contenido

I. INTRODUCCIÓN	4
II. ESTADO DE SITUACIÓN ENERGÉTICA DEL PAÍS	5
A. PLAN INTEGRADO DE RECURSOS	7
B. IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN INTEGRADO DE RECURSOS APROBADO Y PLAN DE ACCIÓN MODIFICADO – PLAN PARA PROCURAR RECURSOS DE ENERGÍA RENOVABLE	13
C. GENERACIÓN	16
1. Conversiones a Gas de Unidades de Respuesta Rápida (Peaking Units)	16
2. Reparaciones a generatrices existentes	20
3. Unidades de Blackstart	22
4. Generación Temporal	22
D. ENERGÍA RENOVABLE	23
1. Proyectos a Gran Escala (Utility Scale)	23
2. Generación Distribuida	23
III. TARIFA DE SERVICIO ELÉCTRICO	25
A. IMPLEMENTACIÓN DE LA TARIFA PERMANENTE APROBADA DE LA AUTORIDAD Y PROCESO DE RECONCILIACIÓN PARA DETERMINAR LOS FACTORES DE LAS CLÁUSULAS DE AJUSTE TRIMESTRALES	25
B. IMPLEMENTACIÓN DEL MARCO REGULATORIO VIGENTE	29
1. Revisión de Facturas Emitidas por LUMA	29
2. Microrredes	29
3. Reglamento de Tránsito	31
4. Cooperativas de Energía	34
5. Estudio de Almacenamiento de Energía	39
6. Reglamentos de Respuesta a la Demanda y Eficiencia Energética	40
7. Mecanismos de Incentivo Basados en Desempeño y Métricas de la Autoridad	46
8. Informes de Progreso de Interconexión	58
9. Desarrollo de Reglamentos en Cumplimiento con la Ley 57-2014	68
10. Fiscalización del Contratante de la Operación del Sistema de Transmisión y Distribución	72
GENERA PR – Nuevo Operador de las Plantas Generatrices de la AEE	74
11. Proyectos de energías renovables aprobados por el Negociado de Energía	75
12. Aprobación de proyecto del Sistema Eléctrico con Fondos Federales	79
13. Despliegue de Infraestructura de Cargadores para Vehículos Eléctricos	88
IV. CASOS ANTE EL NEGOCIADO DE ENERGÍA	93
A. REVISIÓN DE FACTURAS	95
B. QUERELLAS	96

C. INVESTIGACIONES	98
D. OTRAS INICIATIVAS Y PROYECTOS	115
V. ADMINISTRACIÓN.....	120
VI. PLAN DE TRABAJO DEL NEGOCIADO DE ENERGÍA	121

I. INTRODUCCIÓN

El Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico (“Negociado de Energía”) es un ente especializado e independiente creado por la Ley Núm. 57-2014, conocida como la *Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico*, según enmendada (“Ley 57-2014”). El Negociado de Energía presenta este Informe Anual ante la Gobernadora y a ambos cuerpos de la Asamblea Legislativa de Puerto Rico. Este documento describe el trabajo y logros del Negociado de Energía durante el periodo del año natural 2024.

El Negociado de Energía está encargado de reglamentar, supervisar, fiscalizar y asegurar el cumplimiento de la *Política Pública Energética de Puerto Rico* establecida bajo la Ley Núm. 17-2019¹. Su ley orgánica le delega una serie de facultades, responsabilidades, poderes y deberes para establecer e implementar los reglamentos y acciones que entienda necesarios para garantizar la capacidad, confiabilidad, seguridad, eficiencia y razonabilidad en las tarifas del sistema eléctrico de Puerto Rico, y establecer las guías, estándares y prácticas a seguir para los procesos que la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (“Autoridad”) lleve a cabo para la compra de energía a otras compañías de servicio eléctrico o el poder modernizar sus plantas generadoras de energía.

El Negociado de Energía es responsable de regular a todas las compañías de servicio eléctrico en Puerto Rico. Además, tiene la facultad, responsabilidad, poder y deber de velar porque todo contrato de compraventa de energía cumpla con los estándares establecidos. El Negociado de Energía también ejerce funciones cuasi-judiciales al atender casos y controversias sobre el cumplimiento de los municipios, las agencias gubernamentales y otros sectores públicos y privados con la política de conservación y eficiencia energética, y otorga los remedios adecuados para asegurar la ejecución y el cumplimiento con dicha política pública.

¹ *Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico* (“Ley 17-2019”).

Desde su creación hasta el presente y basado en las disposiciones de la Ley 57-2014, el Negociado de Energía ha creado la estructura reglamentaria necesaria para regular la industria de energía eléctrica en Puerto Rico. Entre los procedimientos que el Negociado de Energía ha llevado a cabo se encuentran el primer proceso de revisión de tarifas en más de veinticinco (25) años, el cual culminó con la aprobación del requisito de ingresos de la Autoridad, para el establecimiento de las nuevas tarifas; la creación y aprobación de una nueva factura transparente; la reglamentación aplicable a la Contribución en Lugar de Impuestos; enmiendas a la reglamentación para las certificaciones de compañías de servicio eléctrico; los procesos para la revisión de facturas de servicio eléctrico; la evaluación y aprobación de solicitudes de microrredes, el desarrollo de la reglamentación de las Cooperativas de Energía en Puerto Rico; el desarrollo de la reglamentación para el Tránsito de Energía; la evaluación de las Transacciones de la Autoridad conforme establece la Ley Núm. 120-2018²; la aprobación del Plan Integrado de Recursos Modificado de la Autoridad y su Plan de Acción Modificado; el desarrollo de la reglamentación de Despliegue de Infraestructura de Cargadores para Vehículos Eléctricos; entre otros.

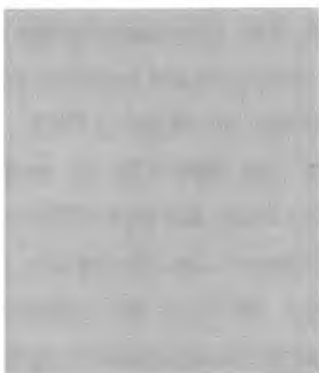
II. ESTADO DE SITUACIÓN ENERGÉTICA DEL PAÍS

El Negociado de Energía entiende que toda acción por un ente regulador debe realizarse tomando en consideración los siguientes principios:

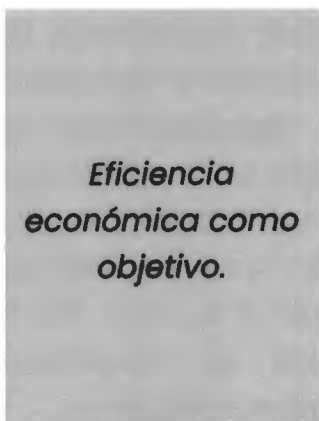
La meta es mejorar el desempeño de las industrias eléctricas.

Al establecer estándares para industrias eléctricas que son monopolios, el objetivo es inducir desempeño que sea comparable al producto de la competencia efectiva: servicio confiable e innovador a un precio razonable. Al inyectar competencia, el objetivo es atraer y recompensar a las entidades más costo-

² Conocida como *Ley para Transformar el Sistema Eléctrico de Puerto Rico*, según enmendada ("Ley 120-2018").

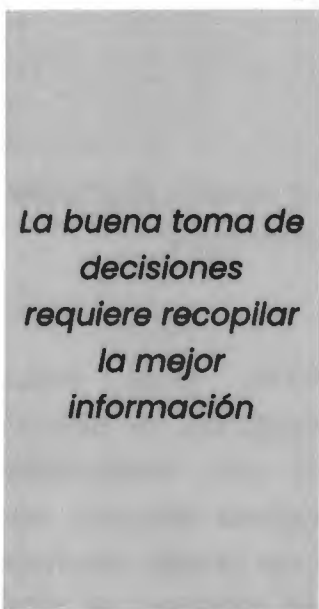


efectivas. La tarea del Negociado de Energía es contemplar los productos y servicios que mejor servirían a los consumidores, y luego diseñar y supervisar las estructuras del mercado y los estímulos que producirían con más probabilidad dicha combinación de productos y servicios de una manera costo-efectiva.



***Eficiencia
económica como
objetivo.***

Los costos de una utilidad son razonables en tanto y en cuanto el Negociado de Energía determine que es la alternativa de menor costo entre todas las alternativas posibles. El objetivo del Negociado de Energía es asignar los costos a los causantes de dichos costos y los beneficios a los creadores de dichos beneficios. Estos estándares inducen desempeño que es económicamente eficiente.



***La buena toma de
decisiones
requiere recopilar
la mejor
información***

El Negociado de Energía utiliza procedimientos adjudicativos y no adjudicativos que incluyen informes y documentación de una variedad de peritos y consultores técnicos. El Negociado de Energía somete dicha información a un proceso de descubrimiento de prueba detallado y cuestionamiento específico, todo realizado de forma transparente y pública. Es importante notar que el Negociado de Energía puede variar la formalidad de los procedimientos según sean requerido por los recursos y el tiempo disponible.

*La efectividad del
Negociado de
Energía depende
en su
independencia*

El Negociado de Energía es una agencia experta que toma sus decisiones en conformidad con los hechos y el ordenamiento legal, de acuerdo con la independencia que la Ley 57-2014 le confiere.

A. PLAN INTEGRADO DE RECURSOS

El 12 de julio de 2023, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden³ mediante la cual señala la primera conferencia técnica para el 8 de agosto de 2023 a modo de dar inicio al proceso de revisión del Plan Integrado de Recursos (PIR) que será presentado por LUMA a principios del 2025. Esta Conferencia técnica sirvió para: (i) dar a conocer el proceso de Pre-radicación de acuerdo con el Reglamento 9021⁴, (ii) conocer como LUMA estaría atendiendo los diferentes asuntos referentes a la Orden del PIR del 20 de agosto de 2020⁵ y (iii) aclarar a LUMA cualquier duda en cuanto al proceso de Pre-radicación inicial.

El 7 de septiembre de 2023, el Negociado de Energía mediante Resolución y Orden ordenó a LUMA a comparecer a una segunda conferencia técnica celebrada el 31 de octubre de 2023, en donde se discutieron los asuntos técnicos que no fueron discutidos en la conferencia técnica anterior, en específico, los asuntos concernientes a expectativas de parte del Negociado de Energía durante el proceso de Pre-radicación, las solicitudes de información que se estarían realizando, la integración del Estudio PR100⁶ en el

³ Ver, Resolución y Orden, *In re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan*, Caso Núm.: NEPR-AP-2023-0004, 12 de julio de 2023.

⁴ Reglamento del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Reglamento 9021, Negociado de Energía, 24 de abril de 2018 ("Reglamento 9021").

⁵ Orden del PIR, pp285-289, ¶ 912-922.

⁶ Refiérase, *PR100: Estudio de Resiliencia de la Red Eléctrica de Puerto Rico y Transiciones a Energía 100% Renovable*, Departamento de Energía Federal, al Estudio del Departamento de Energía Federal (2024) <https://pr100.gov/report>, (última visita, 24 de septiembre de 2024).

PIR y los diferentes escenarios de modelajes con sus estructuras de análisis, que utilizaría LUMA.

El 20 de diciembre de 2023, el Negociado de Energía señaló mediante Resolución y Orden una tercera conferencia técnica para el 30 de enero de 2024 para discutir los temas relacionados específicamente a los Sistemas de Transmisión atados al Reglamento 9021.

Para promover la participación pública y recoger el insumo de las partes interesadas (“stakeholders”) en este proceso, LUMA ha realizado diversos talleres y reuniones presenciales en diferentes municipios de Puerto Rico, así como reuniones virtuales. A tales efectos, LUMA también creó una página electrónica en la web (véase, www.setpr.com).

A continuación, se presenta un resumen de las conferencias técnicas llevadas a cabo y programadas durante el año 2023 y 2024:

1ra Conferencia Técnica (8 de agosto de 2023):

- Cumplimiento de LUMA con el Reglamento 9021 y que LUMA pueda aclarar cualquier duda sobre el cumplimiento de dicho Reglamento.
- Cumplimiento de LUMA en cuanto a las metas establecidas por la Política Pública.
- Dar a conocer las expectativas del Negociado de Energía (“NEPR”) en cuanto a la calidad del análisis y de la información que se va a proveer.

2da Conferencia Técnica (31 de octubre de 2023):

- Expectativas del NEPR durante el período de Pre-radicación del IRP.
- Discutir el rol de las Solicitudes de Información (“ROI”).
- Optimización de los Procedimientos.
- Presentación de LUMA en cuanto al PR100 e información del Departamento de Energía federal (“DOE”) aplicables al IRP.
- Presentaciones de LUMA en cuanto a “Modelaciones” para: proyecciones de cargas, nuevas opciones de recursos (atributos, costos, dificultades),

caracterización de los recursos disponibles, caracterización de los recursos en procesos de obtención.

- Presentación de LUMA sobre los escenarios de modelaje y estructuras de análisis: escenarios, metodología, caracterización de los Recursos de Energía Distribuidas.
- Establecer los próximos temas: análisis de los sistemas de transmisión y distribución ("T&D"), elementos del Reglamento 9021.

El 20 de diciembre de 2023, el Negociado de Energía mediante Resolución y Orden aprobó la solicitud de LUMA (14 de noviembre de 2023) para extender la fecha de radicación del IRP 2024 hasta el 28 de junio de 2024.

3ra Conferencia Técnica (30 de enero de 2024):

- Discutir los elementos claves del Reglamento 9021:
 1. Características de los sistemas de transmisión y subtransmisión de 38 kV o más.
 2. Cuan hábil se encuentran los sistemas existentes para ser interconectados a los proyectos de sistemas de generación renovables y almacenamiento de energía.
 3. Descripción de los sistemas planificados para las facilidades de transmisión y subtransmisión en los próximos 10 años.
 4. Habilidad de los sistemas en facilidades de transmisión planificadas a "permitir intercambios de cargas" con las nuevas interconexiones de los productores independientes de cargas.
 5. Discutir cualquier dispensa que LUMA entienda que se debe considerar para algún requerimiento en particular del Reglamento 9021.

Luego de varios requerimientos de información⁷ dirigidos a LUMA, el 28 de junio de 2024, LUMA presentó una *Moción de Cumplimiento de la Resolución y Orden*

⁷ Resolution and Order, *In re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan*, Case No.: NEPR-AP-2023-0004, publicada el 27 de septiembre de 2023, 11 de marzo de 2024, 17 de mayo de 2024 y 18 de junio de 2024.

del 18 de junio de 2024, y la Presentación del Segundo Calendario de Presentación del IRP Revisado ("Moción del IRP del 28 de junio") con una solicitud para presentar el Informe del IRP de 2024 el 16 de mayo de 2025. El Anejo 1 de la Moción del IRP del 28 de junio incluye un Anejo A "Segundo Calendario IRP Revisado para 2024" y una narrativa que explica el razonamiento de LUMA para solicitar una fecha de presentación del 16 de mayo de 2025.

El 20 de agosto de 2024, el Negociado de Energía determinó que la solicitud de LUMA no refleja la urgencia que se necesita para desarrollar el sistema eléctrico del país, por lo que deniega la presentación del IRP para mayo de 2025 y determina que LUMA debe presentar ciertos requisitos asociados por el Plan Integrado de Recursos en diferentes etapas. El Negociado de Energía también aclaró que el modelado del Escenario Base incluirá un nuevo CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) con las características contempladas en la Resolución y Orden emitida por el Negociado de Energía el 3 de agosto de 2022 y que cualquier variación a dichas características debería incluirse en un análisis de sensibilidad. Luma tiene hasta mediados de noviembre para cumplir con lo ordenado.

El 18 de septiembre de 2024 el Negociado de Energía llevó a cabo la Conferencia Técnica Confidencial. Durante la Conferencia Técnica, LUMA explicó las limitaciones que se enfrentan al modelar el escenario base. LUMA explicó que se tomaron medidas para resolver los problemas que surgió con el sistema de modelaje PLAXO y que, habiéndolos resuelto, logró un caso base preliminar y había desarrollado un plan de trabajo y un camino a seguir para colocar a LUMA en una posición para completar un IRP sólido antes del 16 de mayo de 2025. LUMA también identificó ciertos factores que podría afectar su cronograma.

En la Conferencia Técnica, LUMA propuso al Negociado de Energía un cronograma revisado con una serie de hitos provisionales con varios resultados que se deben lograr antes de la presentación del IRP. LUMA propone dos fechas intermedias: (i) 27 de noviembre de 2024 y el 28 de febrero de 2025, para compartir los hallazgos preliminares y demostrar el progreso de la

Presentación IRP. LUMA proporcionará la información y resultados que se hayan completado.

El 29 de octubre de 2024, el Negociado de Energía emitió el siguiente calendario:

27 de noviembre de 2024

- (i) supuestos de entrada y resultados que describen el menor costo carteras de recursos para los escenarios número 1 al 4;
- (ii) información sobre los sistemas de Transmisión, Distribución LUMA existentes e instalaciones y equipos de Control Avanzado de Red como descrito en la Sección 2.03(J)(1)(a) - (c) del Reglamento 9021; y
- (iii) una descripción cualitativa resumida de cómo LUMA espera que las instalaciones de transmisión planificadas respaldarán su preferencia.

28 de febrero de 2025

LUMA debe presentar:

- (i) supuestos de entrada y resultados que describen el menor costo carteras de recursos para los escenarios número 5 al 10 y cartera de recursos número 11;
- (ii) resultados del análisis de incertidumbre para el recurso de menor costo carteras para los escenarios número 1 al 6 y recursos cartera número 11;
- (iii) sensibilidades de las carteras de recursos;

- (iv) resultados de las reuniones de partes interesadas celebradas para compartir resultados preliminares y buscar retroalimentación antes de la selección de la Cartera Preferente;
- (y) la Cartera Preferida recomendada por LUMA; y
- (vi) descripción resumida de la Cartera Preferente.

16 de mayo de 2025

LUMA debe presentarla Propuesta del Plan Integrado de Recursos completa de conformidad con el Reglamento 9021.

El 22 de noviembre de 2024, LUMA presentó su Primera Presentación IRP Interina de 2025 ("Presentación Interina"). En la Presentación Interina, LUMA incluyó documentos de trabajo con supuestos de entrada de PLEXOS y los resultados de PLEXOS de cuatro portafolios asociados a los escenarios 1, 2, 3 y 4. La misma fue revisada y nuevamente presentada por LUMA el 10 de enero de 2025.

El 24 de enero de 2025, el Negociado de Energía cursó a LUMA el séptimo Solicitudes de Información correspondiente al material presentado en respuesta a la 6ta Solicitud de Información y en la Presentación Interina y la Presentación Interina Revisada. Así también, ordenó a LUMA a responder a todas excepto el requerimiento final en el Anejo A de la Resolución y Orden en o antes de 1 de abril de 2025.

B. IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN INTEGRADO DE RECURSOS APROBADO Y PLAN DE ACCIÓN MODIFICADO – PLAN PARA PROCURAR RECURSOS DE ENERGÍA RENOVABLE

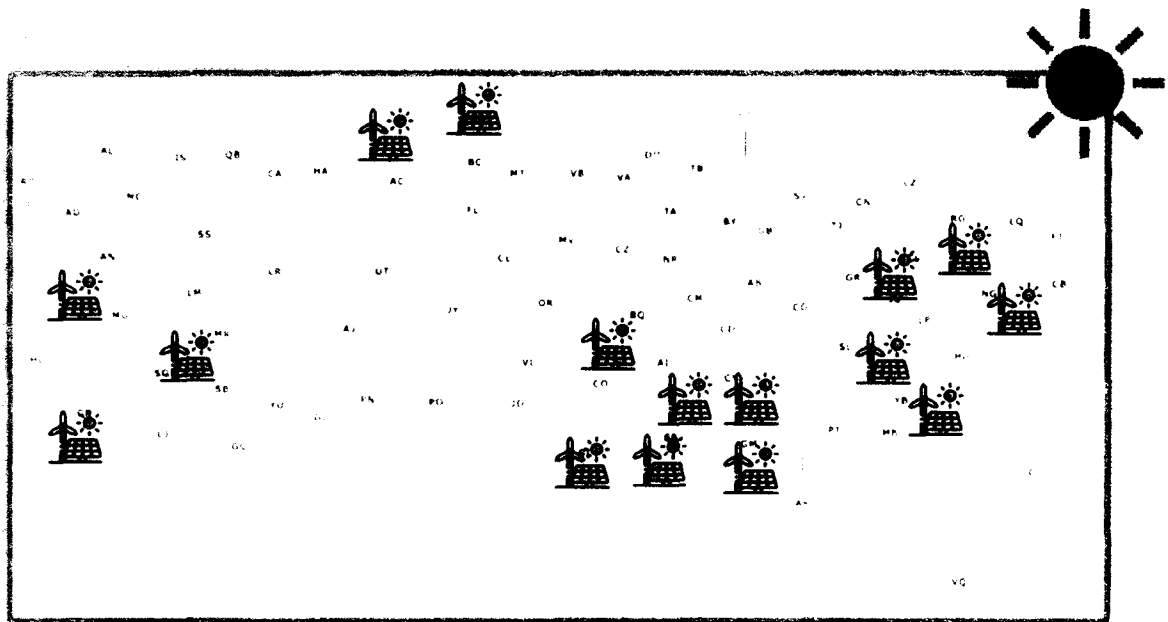
Como parte de la Resolución Final del PIR⁸, el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad publicar una serie de Solicitudes de Propuestas (RFP) (i) para la provisión de energía renovable en apoyo a la meta de la Cartera de Energía Renovable, según establecida en la Ley 17-2019; y (ii) para la provisión de almacenamiento de energía a través de baterías en apoyo a los requisitos de capacidad necesarios para atender la demanda máxima de la Autoridad.

Mediante el proceso de solicitud de propuestas llevado a cabo por la Autoridad para el Tramo 1, el Negociado de Energía, mediante Resoluciones del 25 de mayo de 2023 y 30 de junio de 2023 aprobó 830.1 MW en Proyectos Solar Fotovoltaicos ("PVs") y 350 MW en Sistemas de Batería de Almacenamiento de Energía ("BESS") de 4 horas de duración. La Tabla 2 que se muestra a continuación muestra los proyectos aprobados para el TRAMO 1 para PV y BESS.

Proyecto	Categoría	Capacidad
Ciro Two Salinas	Solar	68 MW
Guayama	Solar	50 MW
Juncos	Solar	125 MW
San German	Solar	40 MW
Yabucoa	Solar	32.1 MW
Jobos Solar	Solar	80 MW
Salinas Solar	Solar	120 MW
Coamo	Solar	100 MW
Yabucoa	Solar	100 MW
Arecibo	Solar	45 MW
Barceloneta	Solar	70 MW
Total		830.1 MW
Salinas	BESS	100 MW (4-hr)

⁸ Ver Final Resolution and Oder on the Puerto Rico Electric Power Authority's Integrated Resource Plan, *In re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan*, Case No.: NEPR-MI-2020-0012, 24 de agosto de 2020.

Proyecto	Categoría	Capacidad
Jobos	BESS	100 MW (4-hr)
Ponce	BESS	100 MW (4-hr)
Caguas	BESS	25 MW (4-hr)
Peñuelas	BESS	25 MW (4-hr)
Total		350 MW (4-hr duration)



Norte: ➤ Arecibo ➤ Barceloneta	Sur: ➤ Salinas (2) ➤ Guayama (2) ➤ Coamo	Este: ➤ Juncos ➤ Yabucoa (2)	Oeste: ➤ San Germán
BESS: ➤ Caguas ➤ Guayama ➤ Peñuelas ➤ Ponce ➤ Salinas			

Acuerdos Firmados	Capacidad
11	1,178.7 MW Solar fotovoltaico
5	260 MW Baterías
16	1,438.7 MW

1. Tramo 2

El Comité de Selección por vía del Coordinador Independiente del Negociado de Energía ("PREB-IC") recibió las propuestas con los "Best and Final Offers" ("BAFO") el 20 de diciembre de 2023.

El Comité de Selección recomendó la aprobación de 3 contratos. Dichos contratos fueron aprobados por la Junta de Directores de la Autoridad y aprobados por el Negociado de Energía.

Acuerdos Aprobados por el NEPR	Capacidad
1	PV 40 MW
1	PV 20 MW
1	BESS 60 MW
TOTAL 3	Total 120 MW

Aún no hemos recibido los acuerdos firmados ni tampoco la aprobación de la Junta de Supervisión Fiscal.

2. Tramo 3

Las propuestas recibidas para el Tramo 3 representan 401 MW en "Solar PV", 300 MW en "BESS (4-hr duration)" y 10 MW en "VPP". PREB-IC informó al Negociado de Energía que los precios de las propuestas sin incluir los costos de interconexión excedieron el precio base razonable considerado para el Tramo 2 y recomendaron cancelar el RFP. El 23 de octubre de 2024, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden cancelando el Tramo 3 debido a los altos costos.

3. Tramo 4

El RFP comenzó el 24 de octubre de 2024 y la entrega de propuestas es hasta el 25 de noviembre de 2024. Capacidad para contratar 500MW PV y 250 MW BESS.

Condiciones particulares no contenidas en el Tramo 1, 2 o 3.

- LCOE no puede exceder \$125/MWh
- LCOS no puede exceder 25,000/MW-month (BESS 4 horas)
- El proponente tiene que estar registrado en el "Transmission Queue" antes del 7 de noviembre de 2024.

C. GENERACIÓN

Mejoras a Flota Termal Legado

1. Conversiones a Gas de Unidades de Respuesta Rápida (*Peaking Units*)

La evaluación de las propuestas de conversión a gas es un tema delicado que podría influir significativamente en el costo del servicio eléctrico durante varios años. Aunque inicialmente podría parecer una medida de ahorro, a largo plazo la Autoridad podría quedar en una posición de dependencia frente a la empresa que provea las instalaciones de regasificación, lo que podría exponerla a posibles prácticas monopolísticas por parte de dicha compañía. Dada la falta de información suficiente en el expediente administrativo y la relevancia del asunto, el Negociado de Energía ha asumido un rol activo, requiriendo documentación y explicaciones a Genera. Esto tiene como propósito evaluar si existe una manera viable de aprobar dichas conversiones, garantizando la protección del interés público.

La Autoridad debe ser el propietario exclusivo de todas las mejoras necesarias para implementar el cambio de combustible en las unidades de respuesta rápida.

Genera no ha provisto explicaciones razonables que justifiquen la forma en que un tercero puede hacer inversiones en los activos de la Autoridad para luego traspasarlos libre de costo a la Autoridad.

Genera debe demostrar que las unidades de regasificación que se instalen por un suplidor de gas (o por Genera) puedan ser utilizadas sin costo o a un costo razonable por otros suplidores de gas, de manera que se evite la monopolización por parte de un suplidor de gas si este tiene acceso exclusivo para suplir gas a las unidades objeto de las conversiones a gas.

En la alternativa, Genera debe demostrar que es factible la remoción de las instalaciones de regasificación dentro de un plazo razonable, permitiendo que otros proveedores de combustible instalen sus propias instalaciones de regasificación sin imponer condiciones onerosas al nuevo proveedor ni limitar a la Autoridad el uso de las unidades de generación suministradas por dichas instalaciones.

Genera no ha provisto información, explicaciones o documentos que permitan evaluar y corroborar las premisas que anteceden.

La titularidad de unidades de regasificación para suplir gas a las plantas cuya conversión se solicita otorgaría a un proveedor de combustible un beneficio significativo, por lo que Genera misma reconoció en un escrito reciente presentado ante el Negociado de Energía la posibilidad que la instalación de las unidades de regasificación sea sometida a un proceso competitivo de licitación, combinado con el establecimiento de un contrato de suministro de gas a largo plazo.

Genera presentó este argumento el 5 de noviembre de 2024 y está bajo evaluación por el Negociado de Energía.

Genera propone utilizar las unidades de respuesta rápida aumentando su *capacity factor*, lo que hace su uso ineficiente y puede comprometer la disponibilidad de las unidades para el uso para el que están destinadas.

No es recomendable utilizar unidades tipo peaker a factores de capacidad cercanos al 30% como propone Genera, convirtiéndolas en unidades de uso intermedio, por varias razones técnicas, económicas y operacionales.

Diseño y Propósito de las Unidades Peaker- Las unidades tipo peaker están diseñadas específicamente para operar en períodos de alta demanda (picos), por lo general de forma intermitente y por períodos cortos de tiempo. Están optimizadas para arrancar rápidamente y responder a fluctuaciones de carga, pero no para operar continuamente o durante largos períodos. Su eficiencia térmica suele ser baja en comparación con unidades diseñadas para operación de base o intermedia.

Eficiencia Térmica Baja - Las unidades peaker (generalmente turbinas de gas simples) tienen una eficiencia significativamente menor en comparación con unidades de ciclo combinado o plantas base. Al operarlas a factores de capacidad cercanos al 30%, se incrementa el consumo de combustible por unidad de energía producida, lo que resulta en costos más altos de generación.

Costos de Operación y Mantenimiento (O&M) más altos - Las unidades peaker están diseñadas para operar con poca frecuencia, lo que limita el desgaste y los costos de mantenimiento. Al operarlas de manera más constante (aumentando su *capacity factor*), los costos de mantenimiento aumentan porque estas unidades no están diseñadas para un uso intensivo. Además, el mayor número de arranques y paradas genera un desgaste acelerado en componentes clave, lo que puede requerir reparaciones más frecuentes y costosas.

*Efecto aparente del aumento en el uso de las unidades (*capacity factor*)* - Las reducciones en el costo de combustible que propone Genera se reducen sustancialmente si las unidades se utilizan dentro del rango del *capacity factor* que se han utilizado en los últimos años, que es aproximadamente un 10%. Es decir, que si las unidades se utilizan como actualmente se han venido utilizando, no va a existir un beneficio como el que Genera plantea para los clientes de la Autoridad, aunque sí

se va a materializar un beneficio para las compañías que venden gas, porque se estaría sustituyéndose el uso de diésel por gas en esas unidades.

Efecto de la sustitución del ULSD- Genera ha argumentado una reducción en el costo del combustible comparando el Ultra Low Sulfur Diésel (ULSD) con el gas natural. Sin embargo, salvo en las unidades de Palo Seco, el uso de ULSD no es requerido en las demás unidades cuya conversión a gas se solicita. Este combustible más costoso es necesario únicamente en Palo Seco por requerimientos de la EPA, pero no en las demás instalaciones propuestas para conversión.

Los precios del contrato existente de gas natural no favorecen las conversiones a gas propuestas en este momento.

Actualmente la Autoridad tiene un contrato con New Fortress (afiliada de Genera) para suplir gas a las unidades de generación temporera que ubican en las centrales de Palo Seco y San Juan (Contrato-Temporeras). Ese contrato permitiría además a New Fortress suplir gas a cualquier otra unidad existente de la Autoridad en Puerto Rico. Bajo los términos del Contrato-Temporeras, New Fortress viene obligada a instalar las unidades de regasificación necesarias para el suministro de gas en las facilidades de la Autoridad que actualmente no utilizan gas. El término del Contrato-Temporeras es de 1 año, con 3 renovaciones adicionales de 1 año cada una. El precio aproximado de gas bajo el Contrato-Temporeras es de \$14.30/MMBtu. Sin embargo, la misma compañía New Fortress, tiene un contrato para suplir gas a las Unidades 5 y 6 de la Central San Juan (Contrato-5-6), cuyo precio actual es de aproximadamente \$11.25/MMBtu. Es decir, aproximadamente a un precio 27% menor al que se ofrece bajo el Contrato Temporeras. Por ende, es en el mejor interés de la Autoridad obtener un acuerdo para el suministro de las unidades cuya conversión se solicita a mejores condiciones de precio.

Es importante considerar que la instalación de unidades de regasificación generará barreras de entrada para otros posibles proveedores de gas en las unidades cuya conversión se autorice. Esto se debe a que el desarrollo e instalación de este tipo de unidades requiere un tiempo considerable. Por lo

tanto, la entidad que haya instalado estas unidades inicialmente tendrá una ventaja competitiva, ya que cualquier otro suplidor que desee ingresar al mercado enfrentará un proceso prolongado de varios meses para gestionar la remoción de las unidades existentes y la instalación de nuevas. Además, no sería conveniente para la Autoridad sacar las unidades de servicio para reemplazar al suplidor de gas, lo que favorecería que el primer suplidor de gas que se establezca, permanezca como único proveedor, dificultando la posibilidad de obtener precios competitivos en el futuro.

Como consecuencia, la Autoridad estaría prácticamente forzada a mantener el contrato con la compañía que originalmente instaló las unidades de regasificación. Por esta razón, resulta más conveniente realizar un proceso de licitación pública, permitiendo que varias empresas presenten propuestas tanto para la instalación de las unidades de regasificación como para el suministro de gas a largo plazo. Este enfoque aumentaría la competencia y probablemente aseguraría precios más favorables para la Autoridad.

2. Reparaciones a generatrices existentes

Se espera que los **Programas de Mantenimiento y el Reemplazo de Componentes Críticos** disminuyan las salidas forzadas de un 30% a un 15% y la disponibilidad de generación se incremente alrededor de 350MW para diciembre 2025.

Planta/Actividad	Notas	Monto Aprobado NEPR (\$M)	Fecha Estimada - Finalización
Aguirre	Reemplazo Turbogenerador, funcionalidades de blackstart, reparos estructurales	\$12.5 (NME); \$35 (Federal)	2025
Costa Sur	Major Outage Unit 5 - Boiler Sections Replacement and Repairs & Auxiliary	\$6 (NME); \$40 (Federal)	2025

Planta/Actividad	Notas	Monto Aprobado NEPR (\$M)	Fecha Estimada - Finalización
	Equipment Repairs, HP/IP/LP Turbine Rotor Replacement, travelling screen replacements		
San Juan	Unit 6 - Major Overhaul (Steam Turbine), Installation of Modules D&E HRSG Unit 5, battery banks replacement	\$11.2 (NME); \$95.5 (Federal)	2025
Palo Seco	PS3 - Major Outage - Boiler Sections Replacement and Repairs; MPT, Generator and Turbine Repair & Auxiliary Equipment Inspection Work	\$3 (NME); \$33 (Federal)	2025
Cambalache	Turbo Compressor Inspection, Automatic Voltage Regulator	\$14.4 (NME); \$2 (Federal)	2025
Mayagüez	Generator Brush Major Inspection, Multimedia Filter Demi Plant	\$1.5 (NME); \$18 (Federal)	2025
Hidroeléctricas	Total federally funded capital expenditures approved by the Energy Bureau through April 18, 2024, for recovery work in dams and hydroelectric plants related to disasters impacting the island since 2017.	\$2,140 (Federal)	En curso
Reemplazo de Componentes Críticos	Esta iniciativa es parte integral del programa de mantenimiento	\$127.32 (Federal)	En curso

Planta/Actividad	Notas	Monto Aprobado NEPR (\$M)	Fecha Estimada - Finalización
14 unidades de generación temporera (~350MW) entre Palo Seco y San Juan	Quedan por adquirir 3 unidades (~70MW), (FEMA cubre la adquisición de hasta 17 unidades)	\$372.3 (Federal)	La misión se extiende hasta 12/31/2025.
BESS – Baterías a escala de utilidad (430MW)	Incrementa la inercia del sistema y su estabilidad conforme con los estándares de confiabilidad de la industria	\$647.58 (Federal)	En curso

3. Unidades de Blackstart

El Negociado de Energía durante la evaluación anual de los presupuestos y el plan de manejo de emergencias ha dirigido a Genera a asegurarse que las plantas base de la isla tienen disponible funcionalidad autónoma para arrancar sus unidades después de un apagón. Es de suma importancia que estas plantas dependan de sus propios sistemas de blackstart y así se rijan por los estándares de confiabilidad de la industria.

4. Generación Temporera

Durante marzo de 2024 el Negociado de Energía aprobó la adquisición de las 17 unidades de generación temporera de emergencia (~350MW) que formaban parte de la misión de Fiona y fueron instaladas entre Palo Seco y San Juan. Esta adquisición se obtuvo con fondos de FEMA bajo el evento del Huracán María a un costo de \$372.3 millones. De las 17 unidades, solo 14 fueron adquiridas y el Negociado de Energía le está dando seguimiento a la Autoridad sobre la expectativa de obtener las 3 unidades (~70MW) restantes ya que el sistema necesita esta capacidad para que de una manera confiable (bajando

el riesgo de relevos de carga) poder completar las reparaciones de las unidades de la flota generatriz.

D. ENERGÍA RENOVABLE

1. Proyectos a Gran Escala (*Utility Scale*)

Proyectos Previos al Tramo 1

- i. **Ciro One** – Proyecto Solar fotovoltaico ubicado el Salinas con capacidad agregada de 90 MW PV. La enmienda del PPOA para la expansión de 50 MW PV fue aprobada por el Negociado de Energía.
- ii. **Punta Lima** – Proyecto Eólico ubicado en Naguabo fue reconstruido luego de la destrucción causada por el Huracán María. Tiene capacidad de 25MW y regresó a servicio en 2024.
- iii. **Xzerta** – Proyecto Solar fotovoltaico ubicado en Hatillo con capacidad de 60MW. Se anticipa que entrará en operación para 2026.

2. Generación Distribuida

El Artículo 8 de la Ley 114-2007⁹, requiere a la Autoridad, su sucesora o el Contratante de la red de transmisión y distribución, rendir al Negociado de Energía y a la Asamblea Legislativa, informes semestrales de progreso sobre la interconexión de sistemas renovables a la red, incluyendo, pero sin limitarse a, tiempos promedio de interconexión de los sistemas de generación distribuida, cantidad de casos pendientes de aprobación (“backlog”) y el por ciento de cumplimiento con la Cartera de Energía Renovable

⁹ Conocida como, *Ley para Establecer un Programa de Medición Neta en la Autoridad de Energía Eléctrica*, Ley Núm. 114 de 16 de agosto de 2007, según enmendada (“Ley 114-2007”).

correspondiente a la energía renovable distribuida. Dichos informes podrán incluir recomendaciones sobre legislación adicional necesaria para lograr los objetivos del Programa. Bajo el Caso Núm. NEPR-MI-2019-0016 se mantienen los Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad, en este caso su sucesora LUMA.

El Negociado de Energía celebra periódicamente Vistas de Cumplimiento de los Informes de Progreso de Interconexión.

Actualmente, según el último informe sometido por LUMA el 14 de febrero de 2025, hay alrededor de 145,700 sistemas de generación distribuida que totalizan una capacidad renovable distribuida de 1,026 MW. Hace aproximadamente dos (3) años que las interconexiones de sistemas de generación distribuida aumentan, mensualmente, a razón de aproximadamente 3,000 nuevos sistemas los cuales representan cerca de 21 MW de capacidad adicional cada mes.

En el año calendario 2023 la porción de energía renovable alcanzó 5.04%, del cual el 2.32% provinieron de PPOAs a escala de utilidad y 2.72% provinieron de sistemas de generación distribuida. Los sistemas de generación distribuida inyectaron más energía renovable al sistema que los PPOAs a escala de utilidad en el 2023. La porción de energía renovable para el Año Natural 2024 alcanzó 6.04% del cual el 2.31% provinieron de PPOAs a escala de utilidad y 3.72% provinieron de sistemas de generación distribuida.

III. TARIFA DE SERVICIO ELÉCTRICO

A. IMPLEMENTACIÓN DE LA TARIFA PERMANENTE APROBADA DE LA AUTORIDAD Y PROCESO DE RECONCILIACIÓN PARA DETERMINAR LOS FACTORES DE LAS CLÁUSULAS DE AJUSTE TRIMESTRALES

El 10 de enero de 2017, el Negociado de Energía aprobó la Nueva Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica. Luego de varios incidentes procesales, además del paso de los Huracanes Irma y María por Puerto Rico, el 1 de mayo de 2019 la Autoridad implementó la Tarifa Permanente según aprobada por el Negociado de Energía. Aun cuando la Tarifa Permanente se implementó en el 2019, es de aplicación hoy día.

Como parte de la Tarifa Permanente de la Autoridad, se aprobaron varias cláusulas diseñadas para recobrar los costos asociados a la compra de combustible, compra de energía, la Contribución en Lugar de Impuestos y otros subsidios. Es importante señalar que, como parte de la implementación de la Tarifa Permanente, el Negociado de Energía aprueba los factores asociados a cada cláusula, los cuales son revisados y aprobados sobre bases trimestrales (compra de combustible, compra de energía, y subsidio de combustible), o sobre bases anuales (Contribución en Lugar de Impuestos y otros subsidios).

El proceso de revisión y aprobación de los factores asociados a las cláusulas de la Tarifa Permanente se lleva a cabo bajo el Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001¹⁰. Trimestralmente, el Negociado de Energía notifica mediante Resolución y Orden¹¹ los factores que aplicaban al siguiente trimestre. El análisis establecido por el Negociado de Energía para la reconciliación de los factores que componen la tarifa de electricidad, han sido parte de un

¹⁰ *In re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, Caso Núm.: NEPR-MI-2020-0001.

¹¹ Resolución y Orden, Determinación sobre los Factores de las Cláusulas de Ajuste Trimestrales para el periodo de enero a marzo 2024, *In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001.

proceso público, según la Resolución y Orden de 10 de enero de 2017¹². Los factores que se reconcilian trimestralmente son:

- (1) Cláusula de Ajuste por Compra de Combustible (FCA);
- (2) Cláusula de Ajuste por Compra de Energía (PPCA); y
- (3) Cláusula de Subsidio de Combustible (FOS).

Para hacer dicha reconciliación, el Negociado de Energía analiza en detalle los documentos y datos presentados por la Autoridad a través de LUMA, para determinar la diferencia entre la facturación de la Autoridad y los costos reales que obtuvieron por concepto de compra de combustible y de compra de energía. Si los referidos costos reales son menores que la facturación de los clientes corresponde un crédito por la diferencia durante el siguiente trimestre. Si, por el contrario, los costos reales son mayores que la facturación, la Autoridad recupera la diferencia durante el referido periodo.

En algunas instancias, el Negociado de Energía ha determinado que procede un reembolso o devolución a los clientes. De igual forma, ha habido ocasiones en que el Negociado de Energía determinó que corresponde recobrar los costos en exceso a la facturación. En otras ocasiones, el Negociado de Energía ha determinado que la información suministrada por la Autoridad no es suficiente o carece de razonabilidad, por lo que procede no conceder la solicitud de la Autoridad hasta tanto se completen todos los requerimientos del Negociado de Energía. Tales procesos incluyen la presentación de documentos y datos, vistas públicas y conferencias técnicas las cuales están disponibles al público en vivo y grabados en el canal de YouTube¹³ del Negociado de Energía.

Todos los documentos relacionados al proceso de análisis, reconciliación y notificación respecto a los factores de la tarifa permanente de la Autoridad se encuentran disponibles en la página cibernética del Negociado de

¹² Resolución Final y Orden, *In Re; Revisión de Tarifas de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001, 10 de enero de 2017.

¹³ https://www.youtube.com/results?search_query=negociado+de+energia.

Energía, bajo el caso número NEPR-MI-2020-0001. Dicho expediente, el cual es un archivo público, se puede acceder a través de la página oficial del Negociado de Energía, en el siguiente enlace: <https://energia.pr.gov/en/dockets/?docket=nerp-mi-2020-0001>

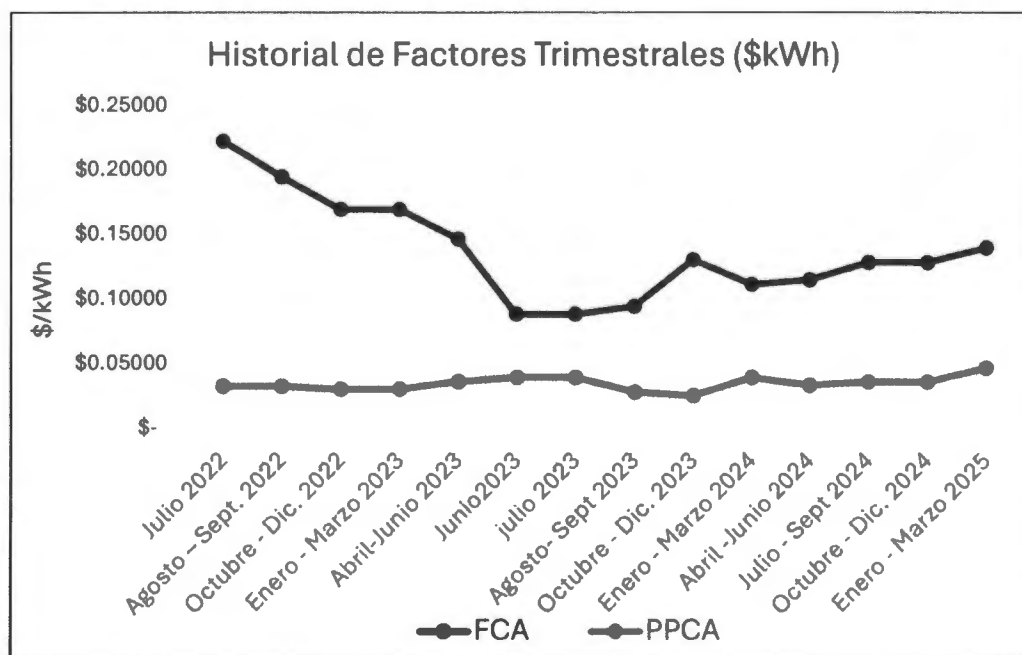
La Tabla 1 demuestra las determinaciones del Negociado de Energía respecto a los factores históricos de las cláusulas de ajuste de compra de combustible y de compra de energía desde enero de 2022 hasta el 31 de diciembre de 2024.

Tabla 1: Historial de factores Trimestrales (\$/kWh)

Periodo	Compra de Combustible (FCA)	Compra de Energía (PPCA)	Subsidio Combustible (FOS)
enero-marzo-2021	0.082695	0.027114	(0.013412)
abril-junio 2021	0.095456	0.029607	(0.016511)
julio-sept 2021	0.106237	0.034029	(0.015474)
octubre-diciembre 2021	0.118065	0.028785	(0.022320)
enero-marzo 2022	0.147356	0.036202	(0.021291)
abril-junio 2022	0.185263	0.031504	(0.030158)
julio 2022	0.221919	0.032501	(0.028901)
agosto – sept. 2022	0.194468	0.032409	(0.028901)
octubre-diciembre 2022	0.169068	0.030171	(0.026605)
enero-marzo 2023	0.169068	0.030171	(0.026605)
abril-junio 2023	0.146236	0.035997	(0.026671)
junio 2023	0.087978	0.039353	(0.026671)
julio 2023	0.087978	0.039353	(0.026671)
agosto – sept. 2023	0.094111	0.027931	(0.014335)
octubre-diciembre 2023	0.130057	0.025168	(0.016416)

Periodo	Compra de Combustible (FCA)	Compra de Energía (PPCA)	Subsidio Combustible (FOS)
ene-mar 2024	0.110912	0.039406	(0.014897)
abril-junio 2024	0.114585	0.033469	0.014424
julio-sept. 2024	0.128051	0.036023	0.013544
octubre-diciembre 2024	0.128051	0.036023	0.013544
enero 2025-marzo 2025	0.139482	0.047173	0.017151

Nota: Algunos de estos factores incluyen aportaciones de fondos federales y estatales. Por otro lado, en los recaudos de la tarifa actual no se separa una partida para el repago de la deuda.



Gráfica 1: Historial de Factores FCA y PPCA

B. IMPLEMENTACIÓN DEL MARCO REGULATORIO VIGENTE

1. Revisión de Facturas Emitidas por LUMA

Una de las responsabilidades del Negociado de Energía es atender asuntos adjudicativos y no adjudicativos, incluyendo, revisiones y querellas sobre objeciones de la factura de la Autoridad/LUMA, de conformidad con las disposiciones de la Ley Núm. 3-2018¹⁴ y el Reglamento 9043¹⁵, el cual acorta los términos del proceso tradicional de revisión de facturas, tanto ante la LUMA como en el Negociado de Energía para garantizar a los consumidores un proceso expedito. Así también como las revisiones y querellas de factura en virtud del Reglamento 8863.¹⁶

2. Microrredes

El 16 de mayo de 2018, el Negociado de Energía adoptó el Reglamento 9028.¹⁷ Hasta la fecha, como parte de la implementación del Reglamento 9028, el Negociado de Energía ha aprobado cinco solicitudes de registro de microrredes.¹⁸

¹⁴ *Ley para Prohibir la Facturación por Consumo de Energía Eléctrica No Generada por la A.E.E.* ("Ley 3-2018").

¹⁵ Véase *Reglamento sobre el Procedimiento para la Revisión de Facturas Emitidas por la AEE en Situaciones de Emergencia*, Reglamento Núm. 9043, Negociado de Energía, 27 de julio de 2018, según enmendado por el Reglamento 9051, *Enmienda al Reglamento 9043, Reglamento sobre el Procedimiento para la Revisión de Facturas Emitidas por la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico Durante Situaciones de Emergencia*, Reglamento Núm. 9051, Negociado de Energía, 9 de octubre de 2018.

¹⁶ Véase *Reglamento sobre el Procedimiento para la Revisión de Facturas y Suspensión del Servicio Eléctrico*, Reglamento Núm. 8863, Negociado de Energía, 23 de noviembre de 2016, según enmendado por el Reglamento Núm. 9076.

¹⁷ Véase *Reglamento para el Desarrollo de Microrredes*, Reglamento Núm. 9028, Negociado de Energía, 16 de mayo de 2018.

¹⁸ Véase, (i) *In Re: Solicitud de Registro Microrred Cooperativa Comunidad Solar Toro Negro, Inc.*, Caso Núm. NEPR-CT-2018-0002; (ii) *In Re: Solicitud de Registro Microrred COSSMA, Inc./ Esperanza Village*, Caso Núm. NEPR-CT-2018-0003; (iii) *In Re: Project For Hewlett-Packard Industrial Facility*, Caso Núm. NEPR-CT-

Durante el Año 2024 no se recibió ninguna solicitud nueva de registro de microrredes. El Negociado tiene ante su consideración tres solicitudes de registro presentadas en años anteriores, las cuáles no han podido ser aprobadas porque los solicitantes no han presentado todos los documentos requeridos.

El Negociado de Energía promueve y fomenta la proliferación de microrredes de todo tipo. Las partes interesadas en construir y/o configurar microrredes personales, cooperativas o de terceros acuden al Negociado de Energía en busca de orientación para tramitar las certificaciones necesarias y poder comenzar operaciones de manera ordenada.

El Reglamento 9028 permite al cliente elegir y controlar su servicio eléctrico, aumentar resiliencia del sistema, fomenta la eficiencia energética y las iniciativas ambientalmente sostenibles además de estimular el crecimiento económico mediante la creación de un mercado nuevo y emergente para servicios de microrredes. Un componente esencial para la implementación exitosa de sistemas de microrredes como solución a las necesidades energéticas de Puerto Rico es la capacidad de estos sistemas de interconectarse con la red eléctrica, actualmente administrada LUMA.

A medida que evoluciona el sector energético, es apropiado revisar los marcos regulatorios para mantenerlos al día con las tecnologías e iniciativas emergentes. Alineado con eso, el 11 de octubre de 2023 el Negociado de Energía inició, mediante Resolución y Orden¹⁹, un proceso informal de Revisión del Reglamento 9028, y solicitó el insumo y los comentarios de todas las partes interesadas y el público en general.

Luego de haber recibido los comentarios de todas las partes interesadas y del público en general el Negociado de Energía se encuentra en el proceso de

2021-0004; (iv) *In Re: Solicitud de Aprobación de Ciertos Aspectos de Microred Personal (Banco Popular de Puerto Rico, Cupey)*, Caso Núm. NEPR-CT-2020-0004; (v) *In re: Request for Certification NFE Power PR, LLC*, Caso Núm. NEPR-CT-2022-0004.

¹⁹ Véase, *In Re: Revision of Regulation on Microgrid Development*, Case No. NEPR-MI-2023-0007.

revisar y evaluar la información recibida para continuar con el proceso y poder elaborar un borrador de revisión del Reglamento.

3. *Reglamento de Traslado*

El 20 de abril de 2022 el Negociado de Energía adoptó el Reglamento 9374²⁰ de acuerdo con la Ley 57-2014, la Ley 17-y la LPAU. La Ley 57-2014 y la Ley 17-2019 establecen el poder y deber del Negociado de Energía para “regular el mecanismo de traslado en Puerto Rico en conformidad con las leyes aplicables”²¹

El 13 de enero de 2023, el Negociado de Energía mediante Resolución y Orden²² inició un proceso no adjudicativo para atender los pasos finales para la implementación del Traslado, lo cuales incluyen la revisión y aprobación de²³:

- Acuerdos para servicios de traslado entre los Suplidos Minoristas de Electricidad y LUMA;
- Formularios para solicitar los acuerdos del servicio de traslado; y
- Cargos no reembolsables para pagar por los Suplidos Minoristas de Electricidad.

La Sección 7.01 del *Reglamento de Traslado* atiende lo que es el desarrollo de Acuerdos de Suplidos Minoristas. El Negociado de Energía comenzó el proceso con las partes interesadas para atender los asuntos mencionados anteriormente y de esta forma comenzar los servicios bajo las tarifas de traslado.

El 13 de febrero de 2023, el Negociado de Energía celebró una conferencia técnica para revisar el progreso de LUMA en el desarrollo de los borradores

²⁰ Ver, *Reglamento de Traslado*, Reglamento 9374, Negociado de Energía, 20 de abril de 2022 (“Reglamento 9374”).

²¹ Ver Sección 6.3(g) de la Ley 57-2014, según enmendada por la Sección 5.10 de la Ley 17-2019.

²² Ver, *In re: Wheeling Implementation*, Caso Núm.: NEPR-MI-2023-0001.

²³ Ver Reglamento 9374, Secciones 6.01-6.06.

de los acuerdos de servicios, discutir los comentarios recibidos y revisar las fechas propuestas para finalizar los acuerdos. El Negociado de Energía solicitó a las partes interesadas a presentar sus comentarios pre-conferencia y post-conferencia y extendió los términos para recibir los comentarios.

Luego de varios tractos procesales, el 23 de junio de 2023 mediante Resolución y Orden, el Negociado de Energía aprobó el Borrador del Acuerdo para los Servicios del Traslado. De igual forma solicitó a las partes interesadas a someter sus comentarios a tales efectos.

El Negociado de Energía estableció como fecha límite el 27 de septiembre de 2023 para LUMA presentar el Acuerdo Final de Implementación del Traslado. Luego de varios tractos procesales, el 18 de octubre de 2023, LUMA presentó ante la consideración del Negociado de Energía el Acuerdo para el Servicio de Traslado actualizado, junto a las respuestas de los comentarios de las partes interesadas e Información del Progreso de Calendario para la Implementación del Traslado, solicitando al Negociado de Energía hasta el 31 de diciembre de 2023 para presentar la información relacionada a los costos para la implementación del Traslado.

Mediante Resolución y Orden de 24 de octubre de 2023, el Negociado de Energía extendió hasta el 30 de noviembre de 2023 para que las partes interesadas pudieran presentar sus comentarios sobre el Acuerdo para el Servicio de Traslado actualizado presentado por LUMA y proveyó a LUMA hasta el 31 de diciembre de 2023 para presentar ante la consideración del Negociado de Energía una propuesta detallada y actualizada con los costos para la Implementación del Traslado.

Los comentarios de las partes interesadas y la propuesta detallada de costos fueron radicados dentro de los términos provistos por el Negociado de Energía. El 22 de enero de 2024, el Negociado de Energía emitió la Resolución y Orden Final mediante la cual aprobó el Acuerdo de Servicios de Traslado y ordenó a Luma a presentar ciertas modificaciones consistentes con las determinaciones realizadas en la Resolución y Orden Final.

El 12 de febrero de 2024, LUMA presentó una Moción de Reconsideración Parcial a la Orden emitida por el Negociado de Energía. LUMA solicitó al Negociado de Energía que reconsiderara (1) haber aprobado una EIC que incluye una compensación temporal durante un período de 5 años mediante el cual la energía suministrada sobre *deadband* anual sea compensada a la tarifa promedio ponderada de los proyectos solares aprobados del Tramo 1, incluido el ajuste por inflación; y (2) haber negado la propuesta de LUMA sobre una Tarifa de Traspaso a ser pagada por RES que consolidaba la idoneidad de recursos y los cargos de capacidad en los que se incurrirá para habilitar el traspaso en Puerto Rico y servir a los clientes de traspaso.

Para ayudar al Negociado de Energía en la revisión de la solicitud de reconsideración parcial presentada por LUMA, el 23 de febrero de 2024 el Negociado de Energía solicita respuestas de las partes interesadas específicas a los dos temas que LUMA ha solicitado reconsideración: (i) Cargo Anual por Desequilibrio Energético aprobado en la Resolución y Orden Final; y (ii) Determinación del componente clasificado por demanda de la Tarifa Wheeling propuesta por LUMA.

El 24 de abril de 2024, luego de haber revisado varios comentarios presentados por las partes interesadas y haber evaluado los argumentos de LUMA, el Negociado de Energía declaró No Ha Lugar la reconsideración parcial presentada por LUMA y reitera las determinaciones hechas en la Resolución y Orden de 22 de enero de 2024. El Negociado de Energía no tomó ninguna determinación en cuanto al cumplimiento del WSA ("Wheeling Service Agreement") Revisado incluido como Anexo A en la Moción del 12 de febrero con sus pedidos.

El 28 de octubre de 2024, LUMA presentó su Informe de implementación Wheeling para el año fiscal 2024. En la Moción del 28 de octubre, LUMA incluye la metodología propuesta para utilizar datos OSI PI obtenidos del sistema PI de la Autoridad, los costos de combustibles presentados mensualmente a través de la Cláusula de ajuste de carga de combustible ("FCA") y el modelo de PLEXOS® de costos de producción para estimar los costos marginales por hora.

El 9 de diciembre de 2024, el Negociado de Energía aceptó la metodología de la AEIC contenida en el Anexo A, Anexo B-4 del WSA revisada. Para proporcionar claridad a las entidades RES y transparencia en la tasa Wheeling, el Negociado de Energía ordenó a LUMA que, en o antes del 23 de diciembre de 2024, incluya como parte de Anexo A, Adjunto B-4 de la WSA revisada, ejemplos claros y específicos y una fórmula sobre cómo calcular este cargo.

El 23 de diciembre de 2024, LUMA presentó la fórmula del AEIC enmendada y el WSA revisado enmendado en cumplimiento con la orden emitida por el Negociado de Energía el 9 de diciembre de 2024.

4. *Cooperativas de Energía*

La Ley Núm. 258-2018, conocida como *Ley de Cooperativas de Energía de Puerto Rico*, confiere al Negociado de Energía la jurisdicción exclusiva como regulador de las cooperativas de energía. Esta ley está dirigida a que las comunidades, incluidas aquellas aisladas o especiales, tengan mejores alternativas de acceso a energía renovable a través del modelo cooperativista, y a contribuir a que estas logren una mayor resiliencia ante desastres naturales. El Negociado de Energía asegura una atención directa de las personas naturales y jurídicas interesadas en conformar cooperativas de energía.

Durante el término que abarca el presente informe, el Negociado de Energía ha continuado con el cumplimiento cabal de sus deberes ministeriales en torno al establecimiento de cooperativas de energía en Puerto Rico, a la luz de las leyes y los reglamentos aplicables. De esta manera, se cumple la política pública de integrar a las Cooperativas de Energía en los procesos de transformación y diversificación energética en Puerto Rico.

El 9 de diciembre de 2022, el Negociado de Energía certificó a REM Coop (Renewable Energy Management Cooperative) como Cooperativa de Energía y autorizó a llevar a cabo todas aquellas gestiones de gobernanza institucional y las diligencias necesarias para que eventualmente solicite y obtenga su certificación como Compañía de Servicio Eléctrico. Una vez

obtenidas ambas certificaciones, la cooperativa de energía estará autorizada por el Negociado de Energía a proveer servicios de energía, en atención a las necesidades de sus socios y consumidores afiliados.

La Cooperativa de Energía La Margarita (Abeyno Coop), ubicada en el municipio de Salinas, fue certificada en 2022 como Cooperativa de Energía tras lo cual, en 2023 el Negociado de Energía llevó a cabo varios trámites administrativos, con el análisis y los señalamientos necesarios a fin de que la cooperativa pueda ser certificada como Compañía de Servicio Eléctrico y pueda comenzar a ofrecer los servicios de energía a sus socios. Esto incluyó:

- Estructura tarifaria.
- Borrador de factura.
- Contrato de servicio.
- Procedimiento de objeción de facturas.
- Procedimiento de querrela sobre otros servicios de energía no relacionados a facturación.

Durante el 2023 Abeyno Coop, también comenzó la primera fase para la instalación de los sistemas solares residenciales:

- Seleccionó los equipos y sistemas que serán utilizados.
- Seleccionó a los primeros socios que contarán con los servicios.
- Gestionó y llevó a cabo los análisis técnicos y determinaciones correspondientes para cada una de las residencias.

Abeyno Coop, en colaboración con la asociación de residentes de la comunidad La Margarita resultaron ganadores del “American-Made Community Clean Energy Coalition Prize.” Fueron exitosos en las diversas fases del premio, llegando al número 1 de entre las diez (10) “Top Performers” finalistas y obteniendo la aportación de mayor cantidad, \$255,000, para sus sistemas.²⁴ Esto representa un logro significativo, que el modelo de

²⁴ <https://americanmadechallenges.org/challenges/cleanenergycoalition/results> (última visita, 16 de septiembre de 2024)

cooperativas de energía de Puerto Rico se haya destacado entre todas las entidades que participaron.

El 22 de mayo de 2024, el Negociado de Energía certificó a Abeyno Coop como Compañía de Servicio Eléctrico conforme a las disposiciones del Reglamento 8701²⁵.

La Cooperativa de Energía de San Salvador (Pirucho Coop) está certificada como Cooperativa de Energía desde el 1 de marzo de 2021²⁶. Durante el año 2023, ajustó para corregir los sistemas y equipos instalados en las residencias de sus socios como parte de la primera fase. Finalmente, el 8 de octubre de 2023 la Cooperativa llevó a cabo el encendido oficial y la inauguración formal de la primera fase de su proyecto de electrificación comunitario.

Pirucho Coop comenzó el desarrollo de la segunda etapa de electrificación residencial de los socios. En cumplimiento con el principio de expandir los servicios de energía a más áreas de la comunidad añadieron nueve (9) residencias en diversos sectores de la Comunidad San Salvador en Caguas. Pirucho Coop ha impulsado su autosuficiencia creando su propio equipo de diseño, instalación y apoyo compuesto por dos ingenieros y cuatro técnicos que residen en la comunidad. Para el año fiscal 2022-2023 Pirucho Coop gestionó y logró obtener diversos donativos para costear el desarrollo de su sistema de energía renovable; entre estos:

- Comisión Especial Conjunta de Fondos Legislativos para Impacto Comunitario²⁷ – \$35,000.

²⁵ Enmienda al Reglamento Núm. 8618 sobre Certificación, Cargos Anuales y Planes Operacionales de Compañías de Servicio Eléctrico en Puerto Rico, Reglamento 8701, Negociado de Energía, 17 de febrero de 2016.

²⁶ Resolución y Orden, *In re: Solicitud Certificación de Cooperativa de Energía de San Salvador (Pirucho Coop)*, Caso Núm.: NEPR-CT-2020-0003, 1 de marzo de 2021.

²⁷ Fondos otorgados a tenor con la *Ley de Fondos Legislativos para Impacto Comunitario*, Ley Núm. 20-2015, según enmendada.

- Municipio de Caguas, Fondos para mejoras municipales permanentes²⁸ \$150,000.
- Diócesis de Caguas, Red de Esperanza y Solidaridad (REDES) - \$2,000.

Otros logros de Pirucho Coop son el apoyo, cooperación y/o acuerdos colaborativos con diversas entidades y grupos con que contaron en el 2023. Entre ellos se encuentran:

- UPR – Recinto Universitario de Humacao, Instituto Transdisciplinario de Investigación-Acción Social (ITIAS).
- UPR – Recinto Universitario de Mayagüez. Instituto para el Desarrollo de las Comunidades.
- Universidad de Campbell de Carolina del Norte – Programa “Service Learning”.
- Universidad Sagrado Corazón.
- Trabajadores del estado de la Florida.

El 14 de marzo de 2024, el Negociado de Energía certificó a la Cooperativa Hidroeléctrica de la Montaña como Cooperativa de Energía conforme a las disposiciones del Reglamento 9117²⁹. A su vez, la Cooperativa está certificada como Compañía de Servicio Eléctrico conforme a las disposiciones de la Ley 57-2014. Una vez obtenga la capacidad agregada igual a un (1) MW o más, tendrá el deber de cumplir con los requisitos adicionales aplicables del Reglamento 8701.

Con el interés de ser denominada eventualmente como “Cooperativa Energética de las Islas (CEDI COOP)” un grupo de residentes de Vieques en el 2023 se comunicó con el Negociado de Energía con el interés de establecer una cooperativa de energía para las islas municipios.

²⁸ Fondos otorgados a tenor con el Código Municipal de 2020, Ley Núm. 104-2020, según enmendada.

²⁹ *Reglamento de Cooperativas de Energía de Puerto Rico*, Reglamento 9117, Negociado de Energía, 10 de octubre de 2019.

El Negociado de Energía aprobó los documentos constituyentes de Cedi Coop, sus cláusulas de incorporación y su reglamento, y se le informó sobre los requisitos reglamentarios para la siguiente etapa: obtener la Certificación como Cooperativa de Energía³⁰. Además, se le indicó que debían cumplir con las disposiciones de la Ley Núm. 239-2004³¹ para el eventual registro de las cláusulas de incorporación ante el Departamento de Estado y, sobre los requisitos para su eventual Certificación como Compañía de Servicio Eléctrico.

Cedi Coop se encuentra atendiendo los señalamientos indicados por el Negociado de Energía a fin de corregir deficiencias de los documentos presentados y de esta manera se le pueda otorgar la certificación como Cooperativa de Energía y la certificación como Compañía de Servicio Eléctrico.

Cooperativa		Status	Certificación
NEPR-CT-2020-0005	REM COOP	Certificada	9 de diciembre de 2022
NEPR-CT-2022-0002	ABEYNO COOP	Certificada	22 de mayo de 2024
NEPR-CT-2020-0003	PIRUCHO Coop	Certificada	1 de marzo de 2021
NEPR-CT-2020-0001	Cooperativa Hidroeléctrica la Montaña	Certificada	14 de marzo de 2024
NEPR-CT-2023-0005	CEDI Coop	En progreso ³²	

³⁰ Resolución y Orden, *In re: Solicitud Certificación de la Cooperativa Energética de Las Islas (CEDICOOP)*, Caso Núm.: NEPR-CT-2023-0005, 13 de octubre de 2023.

³¹ Conocida como la *Ley General de Sociedades de Cooperativas de Puerto Rico 2004*, según enmendada, ("Ley 239-2004").

³² CEDI Coop no ha cumplido con los requisitos del Reglamento 9117 y 8701 para certificarse como cooperativa de energía y compañía de servicio eléctrico. Véase, Resolución y Orden, *In re: Solicitud de Certificación de la Cooperativa Energética de las Islas (CEDICOOP)*, Caso Núm.: NEPR-CT-2023-0005, 30 de agosto de 2024.

5. Estudio de Almacenamiento de Energía

El Artículo 2.12 de la Ley Núm. 82-2010³³ requiere al Negociado de Energía, con la asistencia del Programa de Política Pública Energética ("PPPE"), llevar a cabo un estudio para determinar las metas específicas de sistemas de almacenamiento de energía a todos los niveles.

Los sistemas de almacenamiento de energía son parte indispensable de la red de transmisión y distribución eléctrica del futuro de nuestra isla. Para integrar grandes cantidades de energía renovable, a los fines de cumplir con las metas de la cartera de energía renovable según establecidas por ley, es sumamente importante complementar la generación de energía variable (e.g. fotovoltaica y eólica) con sistemas de almacenamiento de energía con el propósito de mantener una red robusta, estable y confiable.

El PIR Aprobado traza unas metas específicas de capacidad de generación renovable para poder cumplir con los porcentajes de energía renovable requeridos por la Ley 17-2019. Las metas de capacidad de almacenamiento de energía están trazadas por el Plan Integrado de Recursos ("PIR") Aprobado están directamente relacionadas a las metas de capacidad generación de energía renovable variable o intermitente. El PIR Aprobado dispone para el desarrollo de al menos 3,500 MW de recursos de generación de energía renovable para el año 2025. Además, dispone para el desarrollo de al menos 1,360 MW de sistemas de almacenamiento de energía para el mismo año. Para poder cumplir con las metas trazadas por la ley es necesario integrar a la red eléctrica, por lo menos, la cantidad indicada de recursos de almacenamiento de energía.

El Negociado de Energía completó un estudio inicial y presentó el correspondiente informe a la Legislatura según dispuesto por ley, el 10 de enero de 2020. Dado que los hallazgos del PIR Aprobado inciden en partes

³³ Conocida como, *Ley de Política Pública de Diversificación Energética por Medio de la Energía Renovable Sostenible y Alterna en Puerto Rico*, según enmendada ("Ley 82-2010").

del informe el mismo se deberá reevaluar por lo menos una vez cada tres años y en acorde con el PIR.

Como parte de la revisión del PIR-2024 dicho Informe se estará evaluando para que se ajuste al PIR que sea aprobado.

6. *Reglamentos de Respuesta a la Demanda y Eficiencia Energética*

El Artículo 6.29A de la Ley 57-2014, dispone que el Negociado de Energía desarrollará, en el término de ciento ochenta (180) días, guías para que las compañías de servicio eléctrico establezcan programas de respuesta a la demanda ("Demand Response" o "Demand Side Management"). El Artículo 6.29B de la Ley 57-2014, establece que el Negociado de Energía deberá asegurarse que Puerto Rico alcance una meta de treinta por ciento (30%) de eficiencia energética para el año 2040. Dicho artículo requiere que el Negociado de Energía apruebe, en un término de ciento ochenta (180) días, un reglamento mediante el cual establezca los mecanismos de eficiencia energética a ser utilizados. Incluyendo, sin limitarse a, reemplazar el cien por ciento (100%) del alumbrado público por luces electroluminiscentes ("light emitting diode", o LED) o renovables y disponga las metas de cumplimiento anual por sector necesarias para alcanzar la meta dispuesta en la Ley.

Dispone, además, que el Negociado de Energía podrá establecer programas de eficiencia energética dirigidos a alcanzar la meta antes mencionada y que, a estos fines, el Negociado de Energía podrá utilizar los servicios de un tercero que maneje los programas de eficiencia energética y le asista en la fiscalización del cumplimiento con las metas anuales establecidas mediante reglamento. En cumplimiento con las disposiciones de los referidos Artículos 6.29A y 6.29B de la Ley 57-2014, el 4 de septiembre de 2019, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden mediante la cual publicó la propuesta de reglamento de Respuesta a la Demanda y Eficiencia Energética, bajo el Caso Núm. NEPR-MI-2019-0015³⁴.

³⁴ *In re: Regulation for Energy Efficiency and Demand Response*, Caso Núm.: NEPR-MI-2019-0015.

El período de comentarios públicos venció el 7 de octubre de 2019. Más aún, el Negociado de Energía celebró una vista pública el 8 de octubre de 2019 y recibió réplicas a los comentarios escritos iniciales hasta el 17 de octubre de 2019. Posteriormente, tomando en consideración la importancia que tienen para Puerto Rico los programas de respuesta a la demanda de energía, el Negociado de Energía emitió una Resolución el 2 de julio de 2020 para, entre otros asuntos, separar los procesos relacionados a la adopción de reglamentos en los temas de “Respuesta a la Demanda de Energía” y “Eficiencia Energética”. A esos efectos, se preparó una propuesta de reglamento exclusivamente para el tema de la “Respuesta a la Demanda de Energía”.³⁵ Se otorgó a las partes interesadas hasta el 22 de octubre de 2020 para presentar sus comentarios a la propuesta. El Negociado de Energía evaluó los comentarios recibidos y determinó enmendar la propuesta de Reglamento a los fines de incorporar sugerencias realizadas mediante los comentarios recibidos. El 10 de diciembre de 2020, el Negociado de Energía aprobó el Reglamento de Respuesta a la Demanda.³⁶

De otra parte, bajo el Caso Núm. NEPR-MI-2019-0019³⁷, el Negociado de Energía desarrolló y ofreció una serie de talleres para las partes interesadas en el tema de “Eficiencia Energética”.

Luego de varios trámites procesales e incidentales, el 22 de abril de 2021, el Negociado de Energía emitió Resolución para publicar el *Reglamento de Eficiencia Energética* propuesto y finalmente el 25 de marzo de 2022, quedó aprobado por el Departamento de Estado el Reglamento 9367³⁸.

³⁵ Resolution, Commencement of Rulemaking Procedure on the Proposed Demand Response Regulation, *In Re: Regulation for Energy Efficiency and Demand Response Regulation*, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0015, 21 de septiembre de 2020.

³⁶ Resolution, *In Re: Regulation for Energy Efficiency and Demand Response Regulation*, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0015, 10 de diciembre de 2020.

³⁷ *In re: Public Policy on Energy Efficiency*, Caso Núm.: NEPR-MI-2019-0019.

³⁸ *Regulation for Energy Efficiency*, Reglamento 9367, Negociado de Energía, 25 de marzo de 2022. (“Reglamento 9367”).

El Reglamento 9367 le requiere a la Autoridad o su sucesora, en este caso LUMA preparar un plan para el Período de Transición que incluya programas de Eficiencia Energética, desde el 1 de julio de 2022 hasta 30 de junio de 2024. Además, el Negociado ordenó a LUMA que el Plan del Período de Transición debía entregarse en o antes del 6 de junio de 2022, e incluir el período de 1 de octubre 2022 hasta el 30 de junio de 2024; que entraría en vigor el 1 de octubre de 2022.

El Negociado de Energía proveyó a LUMA un borrador de un plan para el Período de Transición para que sirviera de guía en cuanto a la estructura detallada y la información descrita en el mismo.

- a. First three year Demand response (DR) plan: 6 de junio de 2022 (cubre el periodo de 1 oct 2022 hasta 30 de junio de 2024)
- b. Second three-year DR Plan: 1 de marzo de 2024

LUMA durante la moción del 21 de junio de 2022 presentó ante el Negociado de Energía el Plan de Período de Transición ("TPP" por sus siglas en inglés) propuesto para Eficiencia Energética y la respuesta a demanda (Demand Respond).

Luego de varios tractos procesales e incidentales,³⁹ el Negociado de Energía recibió comentarios e información de todas las partes interesadas y del público en general y el 16 de febrero de 2023, el Negociado de Energía aprobó el Plan de Período de Transición modificado propuesto por LUMA y ordenó ejecutar los Programas descritos en dicho Plan.

El 30 de junio de 2023, LUMA inició el Programa de Respuesta a la Demanda (DR, por sus siglas en inglés) conforme al TPP aprobado por el Negociado de Energía. El Período de Transición se extenderá hasta el 30 de junio de 2025. En o antes del 1 de marzo de 2025 LUMA deberá presentar su Plan Final de Eficiencia Energética y Respuesta a la Demanda.

³⁹ Ver, *In re: Energy Efficiency and Demand Response Transition Period Plan*, Caso Núm.: NEPR-MI-2022-0001, 28 de junio de 2022.

El 29 de noviembre de 2023 el Negociado de Energía aprobó extender el período de certificación de los Proveedores de Servicio de Respuesta a la Demanda (“DR Aggregators”) hasta el 1 de marzo de 2024. Así mismo, el Negociado de Energía extendió el Período de Transición del Programa de Respuesta a la Demanda hasta el 30 de junio de 2025. El Programa de Suscripción para participar como Proveedor de Servicio de Respuesta a la Demanda comenzó en noviembre de 2023. Según el último informe de progreso de LUMA hasta el 31 de diciembre de 2023, mil novecientos cincuenta y dos (1,952) clientes se habían suscrito al Programa de Respuesta a la Demanda mediante baterías; y el Programa de Respuesta a la Demanda de Emergencia cuenta con una capacidad de 12.5 MW, en baterías⁴⁰.

El 21 de noviembre de 2023 LUMA presentó ante el Negociado de Energía su *Informe de Progreso sobre los Programas de Eficiencia Energética*. Estos programas incluyen descuentos en compra de equipos y productos (calentadores de agua, bombillas LED, neveras más eficientes, etc.), así como distribución de material educativo entre los clientes del servicio eléctrico. LUMA planifica iniciar estos programas durante los primeros meses del año 2024.

El 13 de agosto de 2024, LUMA presentó su Informe de Progreso trimestral consolidados del periodo de transición y el Programa de Respuesta a la Demanda⁴¹ y el 28 de octubre de 2024, LUMA presentó ante el Negociado de Energía el Informe de Progreso Anual consolidados del periodo de transición y el Programa de Respuesta a la Demanda.⁴²

⁴⁰ *Id., Motion to Submit FY24 Q TPP Quarterly Report on Administrative Costs and Expenditures of TPP DR Programs and Request to Consolidate Reporting Requirements*, presentada por LUMA el 14 de febrero de 2024 Exhibit 1, p. 9.

⁴¹ *Id., Motion to Submit FY2024 Q4 Consolidated Transition Period Plan and Demand Response Administrative Cost Quarterly Report and Request for Approval of Template for These Quarterly Report*, presentada por LUMA el 13 de agosto de 2024.

⁴² *Id., Motion to Submit FY2024 Annual Consolidated Transition Period Plan and Demand Response Administrative Cost Quarterly Report and Request for Approval of Template for These Quarterly Report*, presentada por LUMA el 28 de octubre de 2024.

Acompañamos un resumen del informe presentado para los respectivos programas:

- **Residential EE Kits**
 - Programa para proporcionar medidas básicas de EE de forma gratuita a clientes residenciales y comerciales.
 - Se distribuyeron 41,826 kits, lo cual resultaron en un ahorro de energía de 16,581 MWh.
 - La rentabilidad de este logro es de \$0.14 dólares por Kwh ahorrado.
- **Home Efficiency Rebate Program**
 - Proporcionar un incentivo prescriptivo a los clientes que compren equipos energéticamente eficientes de una lista de equipo cualificado, que incluye aires acondicionados, calentadores de agua solares sin tanque, y refrigeradores.
 - Se procesaron 1141 solicitudes durante el cuarto trimestre del año fiscal 2024, lo que demuestra una mayor participación de los clientes y el interés en actualizaciones de eficiencia energética.
 - Ahorró 1.317 MWh en el cuarto trimestre del año fiscal 2024, lo que eleva el valor total del año hasta la fecha a 16.850 MWh, alcanzando el 12 % del objetivo anual con una rentabilidad de \$1.22 dólares por KWh ahorrado.
 - Un total de 1,515 solicitudes fueron atendidas de las cuales 1,218 fueron procesadas y se les otorgó un incentivo que en total asciende a \$911,117.00.
- **Business EE Kits**
 - Se ordenaron 62 kits.
 - Se están desarrollando estrategias para mejorar la participación al programa.
 - Se distribuyeron 600 kits a la Cámara de Comercio de Puerto Rico para sus miembros.
 - Se registraron 71 MWh en el cuarto trimestre del año fiscal 2024 y el 0.94% del objetivo anual, con una rentabilidad de \$0.02 dólares por KWh ahorrado.
 - Se estima distribuir alrededor de 2,000 Business EE Kits durante el año fiscal 2025.

- **Business EE Rebate Program**
 - Ofrece incentivos a las empresas para medidas elegibles, como iluminación eficiente, HVAC y equipos de calentamiento de agua.
 - Publicaron guías con 17 medidas elegibles (para participar del programa).
 - Se estima una gran participación para el año fiscal 2025, con un límite de \$75,000 por negocio.
- **In-Store EE discount program**
 - Proporciona un descuento en el punto de venta para medidas de EE elegibles y orientación en tiendas en áreas de bajos ingresos para brindar a los clientes mayor acceso a oportunidades de EE.
 - Acuerdos alcanzados con Home Depot y otros fabricantes como Philips, Leaderson, ETIA, and KLite.
 - Plan de expansión en el año fiscal 2025.
- **The Community Streetlight Initiative**
 - Durante el año fiscal 2024, LUMA restableció alumbrado público a más de 88,300 de luminaria pública lo cual ha resultado un ahorro de 28.486,856 kWh.
- **The Customer Battery Energy Sharing ("CBES") Initiative.**
 - Dirigido a clientes residenciales y comerciales con baterías detrás del medidor y brinda incentivos para el cambio de carga a baterías durante eventos de Respuesta a la Demanda.
 - Recibo de una subvención del Departamento de Energía para apoyar una mayor participación y flexibilidad.
 - Durante el 2024 se han registrado 5,709 clientes logrando alcanzar una capacidad de 25.2 MW en posibilidad de ahorro de energía en demanda pico.

El 25 de noviembre de 2024, LUMA presentó un documento titulado *Moción de Prórroga de Plazos y Modificación de Obligación de Información en Resolución y Orden de 23 de octubre de 2024* mediante la cual LUMA explica que necesitará sesenta (60) días adicionales para presentar el análisis

necesario para completar y presentar un TPP revisado. LUMA afirma que el TPP revisado será el precursor del aumento de la rentabilidad programas que se incluirán en el Plan Trienal, incluida la transición de piloto a programa CBES permanente y es importante que LUMA analice tantos datos del programa como sea posible. LUMA solicita tiempo adicional para cumplir con la presentación del programa CBES permanente.

De igual forma el Negociado de Energía se encuentra realizando un Estudio de Eficiencia Energética y de Mercado para conocer el patrón de consumo energético a nivel de residencias, oficinas, comercios, industrias y centros hospitalarios y así poder delinear la mejor estrategia para aumentar la eficiencia energética a modo de asegurar un mejor futuro energético en Puerto Rico.

7. *Mecanismos de Incentivo Basados en Desempeño y Métricas de la Autoridad*

El 14 de mayo de 2019, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden en el Caso Núm. NEPR-MI-2019-0007⁴³ para monitorear, mensualmente, ciertos indicadores de desempeño y métricas de la Autoridad para ser presentados de manera trimestral, comenzando el 15 de septiembre de 2019. El Negociado de Energía determinó que la recopilación de dicha información no solamente ayudaría al Negociado de Energía a desarrollar las medidas de desempeño, métricas y objetivos apropiados, sino también mecanismos de incentivos y penalidades. Este esfuerzo ayuda al Negociado de Energía a establecer la línea de base y un entendimiento uniforme del nivel actual de desempeño de la Autoridad en todo aspecto del proceso de la toma de decisiones y de las operaciones de la Autoridad.

Luego de varios trámites procesales, el 21 de mayo de 2021, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden mediante la cual estableció las métricas a ser utilizadas para medir el desempeño del sistema eléctrico de Puerto Rico. En dicha Resolución y Orden, el Negociado de Energía estableció

⁴³ *In re: The Performance of the Puerto Rico Electric Power Authority*, Caso Núm.: NEPR-MI-2019-0007

el desempeño histórico del sistema (baseline) y el desempeño mínimo esperado. A tenor con lo anterior, el Negociado de Energía requirió a la Autoridad y LUMA presentar ante el Negociado de Energía informes trimestrales sobre dichas métricas. Los informes son publicados a través de la página cibernética del Negociado de Energía. Además, el Negociado de Energía celebra vistas de cumplimiento periódicamente para monitorear el desempeño tanto de la Autoridad y de LUMA. El Negociado de Energía tiene la facultad de imponer sanciones y penalidades con relación al cumplimiento con las métricas de desempeño.

El 15 de enero de 2023 el Negociado de Energía aprobó un Acuerdo de Mantenimiento y Operación con Genera PR, LLC (“GENERA”). El 1 de julio de 2023, GENERA tomó el control de las operaciones de los Unidades de Generación Legado. Aunque la Autoridad sigue siendo el dueño de los Unidades de Generación, a partir del Año Fiscal 2024, GENERA es la responsable de medir el desempeño de las Unidades y recopilar los datos requeridos por el Negociado de Energía bajo el Caso Núm. NEPR-MI-2019-0007.⁴⁴

El 3 de abril de 2023 el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden para enmendar el formato de los informes trimestrales, incluyendo nuevos parámetros, cambio de nombres, corrección de unidades, entre otros. Se le ordenó a la Autoridad y a LUMA a utilizar este formato a partir del Informe Trimestral correspondiente a los meses de enero, febrero y marzo del año 2023.

El 20 de octubre de 2023, LUMA presentó el Informe Trimestral correspondiente a los meses de julio, agosto y septiembre de 2023.

El 21 de diciembre de 2023 el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden, en donde entre otras cosas incluyó un resumen de las Métricas de Desempeño de la Autoridad correspondientes al **Año Fiscal 2023**, el cuál comienza el 1 de julio de 2022 y finaliza el 30 de junio de 2023. El Negociado

⁴⁴ Véase, Resolución y Orden. *Id.*, 19 de enero de 2019, p.1, ¶11.

de Energía también ordenó a la Autoridad, LUMA y GENERA aclarar ciertos asuntos sobre los datos y métricas de desempeño.⁴⁵ En esta misma Resolución y Orden se dio a conocer que ahora el público puede ver los datos y métricas de desempeño bajo una nueva página electrónica desarrollada por el Negociado de Energía bajo el nombre PREPARE, siguiendo la dirección <https://dashboard.energia.pr.gov>.

Algunas de las métricas incluidas en la Resolución y Orden del 21 de diciembre de 2023 son las siguientes:

Métricas de Confiabilidad del Sistema

(a) Monthly SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

Bajo la métrica mensual de SAIDI para el Año Fiscal 2023, se observó que el Sistema Eléctrico de Puerto Rico experimentó más apagones durante los meses de verano y menos apagones durante los meses de primavera e invierno.

(b) Rolling 12-month SAIDI

Bajo la métrica promediada SAIDI de 12-meses se observaron valores por encima de la medida base⁴⁶ (1,243 minutos) hasta el mes de marzo de 2023. El Negociado de Energía estableció como meta 102 minutos máximos de interrupción del servicio.

(c) Monthly SAIFI (System Interruption Frequency Index)

Esta métrica mide la cantidad de interrupciones por cliente. Durante el año fiscal 2023 se observaron mayores fluctuaciones al principio del año, seguido de un patrón de estabilidad, con una tendencia al alza durante los últimos cuatro meses.

(d) Rolling 12-month SAIFI

⁴⁵ *Id.*, Part. V, p. 8.

⁴⁶ Valor de la métrica de desempeño de la Autoridad durante el Año Fiscal 2020.

La métrica promedio a 12 meses para el año fiscal 2023 refleja una mejora de desempeño de LUMA comparado con el desempeño de la Autoridad, sin embargo, todavía está distante de la meta establecida por el Negociado de Energía de una sola interrupción de servicio por cliente.

(e) Annual CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)

Esta métrica representa la duración promedio de una sola interrupción de servicio. Durante el año fiscal 2023 se observan valores cada vez más bajos, sin embargo, todavía están muy por encima de la medida base de 117 minutos por interrupción de servicio.

(f) Transmission Line Inspections

Esta métrica indica que la mayor cantidad de inspecciones fueron realizadas durante el mes de octubre de 2022, mientras que en los meses de marzo y abril de 2023 se realizaron pocas o ninguna inspección.

(g) Distribution Line Inspections

LUMA realizó un promedio de 32 inspecciones por mes de las líneas de distribución durante el año fiscal 2023, en comparación con las 54 inspecciones por mes realizadas en el año fiscal 2022.

(h) T&D Substation Inspections

Para el año fiscal 2023 LUMA realizó un promedio por mes de 33 inspecciones en las Subestaciones, en comparación con las 9 inspecciones por mes realizadas en el año fiscal 2022.

Métricas de Salud y Seguridad

(a) OSHA Recordable Rate

Esta métrica refleja una disminución en la pérdida de días laborales y mejora en la seguridad para el año fiscal 2023 con un valor promedio de 2.2, el cual

está por debajo de la medida base de 6.9, y la meta establecida por el Negociado de Energía de 2.3.

(b) OSHA DART Rate (Days Away, Restricted, and Transfer)

Esta métrica mide la proporción de incidentes por horas trabajadas por empleado. Durante el año fiscal 2023 LUMA reportó un valor promedio de 1.3, lo cual es una notable mejoría en comparación con la medida base del año fiscal 2020 de 4.8. Aunque todavía sigue estando mucho más alta que la meta establecida de 1.1.

(c) OSHA Severity Rate

Esta métrica mide el número de días perdidos o restringidos debido a lesiones laborales. Durante el año fiscal 2023 no se observó mejoría en comparación con el año fiscal 2022.

(d) OSHA Fatalities

El 22 de febrero de 2022 se reportó la muerte de un Técnico en la Subestación de Barranquitas. El Negociado inició una investigación el 13 de marzo de 2023. Es la primera vez que se reporta un incidente bajo esta métrica desde que el Negociado inició los procesos administrativos bajo el Caso. Núm. NEPR-MI-2019-0007.

Métricas sobre el Servicio al Cliente

(a) Act. 57 Claims Opened and Closed

Las reclamaciones abiertas fueron más altas durante los meses de mayo y junio de 2023, y las reclamaciones cerradas fueron más altas durante el mes de enero 2023.

(b) Average Time to Resolve Act 57 Billing Disputes

Esta métrica mide el tiempo promedio para resolver una disputa. El número de días ha estado disminuyendo desde el mes de diciembre de 2022. A partir el mes de mayo de 2023 el tiempo promedio bajó a menos de un mes.

(c) Average Speed to Answer

(d) Esta métrica mide el tiempo promedio para responder a una llamada telefónica. Durante el año fiscal 2023 se observó un valor promedio por debajo de la medida base de 8.3 minutos. Average Wait Time at Customer Service Center

Los valores promedio para el Año Fiscal 2023 han fluctuado entre 6 y 15 minutos, los cuales están por debajo de la medida base de 31 minutos. Esta métrica refleja una clara mejoría en comparación con años anteriores.

(e) Por ciento Facturas Estimadas vs Leídas

Durante el Año Fiscal 2023 las facturas estimadas promedio han aumentado en un 9.4% en comparación con la medida base.

Métricas sobre Recursos Humanos

(a) Turnover Rate

El porcentaje de Rotación de Empleados ha aumentado levemente en comparación con el Año Fiscal 2022. Sin embargo, el valor es consistente o menor que las estadísticas a nivel federal.

(b) Budget and Actual Head Counts

Durante el año fiscal 2023 el número de empleados excedió el número de empleados incluidos en el presupuesto. Esta métrica se encuentra bajo evaluación del Negociado de Energía.

Métricas sobre Energía Renovable

(a) Distributed Solar Capacity and Bess Installed Capacity

Estas métricas miden la capacidad de energía (MW) de los sistemas solares distribuidos y baterías instaladas en la red eléctrica. Para el Año Fiscal 2023 se observa un aumento sostenido del 54% en comparación al Año Fiscal 2022. En promedio durante el Año Fiscal 2023 se instalaron 2,900 nuevos sistemas solares distribuidos y 2,800 baterías nuevas por mes, en comparación con los 570 nuevos sistemas solares distribuidos instalados por PREPA durante el Año Fiscal 2020.

El 22 de abril de 2024 LUMA presentó el documento titulado *Submission of Quarterly Report on System Data for January through March 2024*. El Informe Trimestral para el periodo de enero a marzo de 2024 refleja un incremento en la métrica correspondiente a la tasa de incidentes registrables de la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional de Estados Unidos (“OSHA”, por su acrónimo en inglés). La referida métrica es una medida utilizada por OSHA para evaluar la gravedad de los incidentes de seguridad en el lugar de trabajo. En términos generales, esta métrica calcula el número de días perdidos o restringidos debido a lesiones o enfermedades laborales. La OSHA Severity Rate ayuda a las empresas a identificar y abordar los problemas de seguridad más graves, permitiéndoles implementar medidas correctivas para reducir el riesgo de lesiones o enfermedades laborales y mejorar la seguridad en el lugar de trabajo. De manera que, la métrica de referencia es una herramienta crítica para la gestión proactiva de la seguridad y salud en el trabajo, ayudando a crear entornos laborales más seguros y eficientes.

Luego de revisar el Informe de Métricas, el Negociado de Energía ordenó a LUMA implementar inmediatamente medidas correctivas y preventivas más rigurosas y proporcionar capacitación adecuada a sus empleados para minimizar el riesgo de accidentes laborales, ello con el fin de reducir la tasa de referencia y mantenerla en el nivel más bajo posible y que mostrara causa, por la cual no se le deba imponer una sanción de veinticinco mil dólares (\$25,000), a ser sufragada de su propio peculio, como resultado de su desempeño deficiente respecto a dicha métrica. El 20 de junio de 2024, LUMA

presentó una *Moción en Cumplimiento de Orden* mediante la cual incluyó todos los programas establecidos para la seguridad de sus empleados y las medidas preventivas de seguridad que han implementado en sus operaciones y las razones por la que el Negociado de Energía no debía imponerle sanciones⁴⁷.

El 22 de julio de 2024, LUMA presentó su *Informe Trimestral* que comprende el periodo desde abril a junio de 2024.⁴⁸ El 9 de agosto de 2024, el Negociado de Energía mediante Resolución y Orden, ordenó a LUMA a presentar información adicional con relación al informe de métricas presentado.

El 30 de agosto de 2024, LUMA presentó un documento titulado *Motion Submitting Response to the Requests for Information Issued in the Resolution and Order of August 9, 2024*. Dicho documento fue suplementado el 13 de septiembre de 2024.⁴⁹ Actualmente, el Negociado de Energía está dedicado a evaluar la información presentada por LUMA.

El 13 de septiembre de 2024, Genera presentó un documento titulado *Moción para presentar información trimestral actualizada*. Genera presentó un informe trimestral revisado y actualizado que contiene datos del año fiscal 2024

El 18 de octubre de 2024, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden en la que ordenó a LUMA que informara los datos de todas las métricas aprobadas para el incentivo de desempeño en el procedimiento *In Re: Performance Targets for LUMA Energy Servco, LLC*, Caso No. NEPR-AP-2020-0025 y alinear los informes trimestrales en este expediente con el método aprobado de los Objetivos de LUMA. Procediendo para todas las métricas

⁴⁷ *Id.*, *Motion in Compliance with Order to Show Cause from June 10, 2024*, presentada por LUMA el 20 de junio de 2024.

⁴⁸ *Id.*, *Submission of Quarterly Report on System Data for April through June 2024*, presentado por LUMA el 22 de julio de 2024.

⁴⁹ *Id.*, *Motion to Submit Updated Quarterly Report in Compliance with Resolution and Order August 9, 2024*, presentada por LUMA el 13 de septiembre de 2024.

superpuestas a partir del año fiscal 2025 (FY25). El Negociado de Energía emitió una plantilla de datos revisada que agregó filas para nuevas métricas y eliminó métricas superfluas que ya no necesitan ser reportadas. El Negociado de Energía ordenó a LUMA y Genera que completaran la plantilla de datos con datos hasta el trimestre del año fiscal 2025 a más tardar el 20 de noviembre de 2024.

El 20 de noviembre de 2024, LUMA presentó su *Informe Trimestral de julio a septiembre de 2024 y en Cumplimiento de la Orden del 18 de octubre de 2024*. LUMA presentó un archivo en Excel titulado 'Resumen-Métricas Master_November2024.xlsx' utilizando la plantilla de datos revisada en la Resolución del 18 de octubre. Este archivo incluye datos hasta el primer trimestre del año fiscal 2025 para métricas informadas tanto por LUMA como por Genera. LUMA también presentó una moción que afirmaba que había reformulado los valores informados anteriormente para aumentar la precisión. Esto afectó las métricas relacionadas con la energía comprada de los PPOA, así como las métricas de confiabilidad. Dentro del archivo 'Resumen-Métricas Master_November2024.xlsx', LUMA había dejado comentarios de que también se habían revisado algunas métricas adicionales no relacionadas con los PPOA y la confiabilidad para corregir errores de ingreso de datos. El archivo de Excel también contenía meses adicionales de datos del año fiscal 2024 para ciertas métricas financieras reportadas con un retraso para alinearse con los informes financieros trimestrales.

El 26 de diciembre de 2024, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden donde estableció lo siguiente:

- Para el año fiscal 2024, LUMA informó un valor SAIDI anual del sistema para el sistema combinado de transmisión y distribución de 1.432 minutos. SAIDI mide el tiempo que un cliente promedio experimenta cortes de energía durante el año debido a interrupciones en el sistema de transmisión y distribución. Este valor se calcula sumando el SAIDI (T&D) para julio de 2023 hasta junio de 2024. Esto no es una mejora con respecto al desempeño de LUMA en el año fiscal 2023 de 1218 minutos, ni en relación con la línea base del año fiscal 2020 de 1243 minutos. En su moción del 30 de agosto, LUMA explica que en el último año experimentó

- 59 eventos de apagones relacionados con condiciones climáticas extremas, lo que fue más de un 33 por ciento del número de eventos experimentados en el año fiscal 2023. Lo cual LUMA afirma que los principales impulsores detrás del elevado SAIDI.
- En el año fiscal 2024, en comparación con el año fiscal 2023, hubo un aumento en los eventos relacionados con la vegetación y un aumento en los eventos relacionados con los equipos, como equipos defectuosos o que funcionan mal en el sistema de distribución. En una respuesta a RFI separada, LUMA proporciona una actualización sobre los esfuerzos que está llevando a cabo en toda la isla para mejorar la confiabilidad y la resiliencia en el futuro para disminuir el SAID y SAIFI. Esto incluye un programa de limpieza de vegetación financiado por FEMA, un programa de automatización de distribución, inspecciones de subestaciones, evaluaciones y mantenimiento del sistema de transmisión, evaluaciones del sistema de distribución y reemplazos de postes. LUMA también describe sus esfuerzos para incorporar y desplegar trabajadores experimentados para trabajos de confiabilidad y respuestas a interrupciones.
 - El Negociado de Energía valora los esfuerzos de LUMA y reconoce el impacto de los eventos climáticos extremos en el sistema de transmisión y distribución. Sin embargo, el Negociado de Energía observa que el desempeño SAIDI de LUMA es significativamente peor que el punto de referencia establecido en la Resolución del Negociado de Energía del 21 de mayo. El punto de referencia se fijó en 102 minutos por año; Puerto Rico está experimentando 119 minutos de cortes en promedio por mes. Este tema es importante para el Negociado de Energía y seguirá siendo monitoreado de cerca en este expediente y en otros procedimientos.
 - Después de revisar SAIDI a nivel de distrito de LUMA. De los 15 distritos, cuatro distritos experimentaron interrupciones más cortas en promedio en el año fiscal 2024 en comparación con el año fiscal 2023. Los once restantes experimentaron interrupciones mensuales iguales o más largas en promedio en comparación con el año anterior. Debido a que LUMA comenzó a informar datos de confiabilidad de sus distritos

operativos actuales a partir del cuarto trimestre del año fiscal 2023, el Negociado de Energía no puede comparar SAIDI mensual y SAIFI por distrito entre el año fiscal 2024 y la línea de base del año fiscal 2020 de la Autoridad. Si bien esto limita la comparación histórica a nivel de distrito, los valores de confiabilidad a nivel del sistema no cambiaron debido al cambio en las definiciones de distrito.

- Para el año fiscal 2024, LUMA informó un valor SAIFI anual del sistema para el sistema combinado de transmisión y distribución de 7.9 interrupciones por cliente. En relación con la base de referencia del año fiscal 2020 de 10.6 interrupciones por cliente, LUMA ha reducido la frecuencia anual de interrupciones en un promedio de 2.7 interrupciones por cliente. Esta no es una mejora en relación con el desempeño del año pasado, donde LUMA informó un promedio de 7.0 interrupciones por cliente por año para el año fiscal 2023. En su moción del 30 de agosto, LUMA enumera la vegetación, los equipos y los eventos relacionados con la transmisión y subestaciones (T&S) como principales impulsores del aumento de SAIFI. El Negociado de Energía señala que LUMA ha logrado un buen progreso en la reducción de SAIFI y que el cliente promedio se ha beneficiado al ver interrumpido su servicio menos veces al año en relación con la línea de base del año fiscal 2020. Según la Resolución del 21 de mayo, el punto de referencia del Negociado de Energía para el desempeño de SAIFI se esfuerza por reducir este valor a una interrupción por cliente por año. Después de revisar los resultados de SAIFI a nivel de distrito de LUMA para los 15 distritos de LUMA, dos distritos experimentaron menos cortes en promedio en el año fiscal 2023 en comparación con el año fiscal 2022. De los 13 restantes, un distrito experimentó aproximadamente la misma frecuencia de cortes y 12 experimentaron más cortes que el año anterior.

En la Resolución de 26 de diciembre de 2024, el Negociado de Energía determina que se necesita información adicional para determinar si el desempeño debe designarse como mejorado o no mejorado. También hay métricas en las que al Negociado de Energía le gustaría aclarar cómo interpretar los datos que se presentan actualmente. Estas métricas han sido designadas como "En revisión" en las Tablas 1 a 5. En el Anexo C. El Negociado

de Energía requirió información a LUMA para evaluar más a fondo ciertas métricas. El Negociado de Energía ordena a LUMA que responda a las ROI en el Anexo C en o antes del 15 de enero de 2025 o antes. Así también, mediante la referida Resolución y Orden ordena a Genera y a LUMA que presenten, a más tardar el 15 de enero de 2025, una moción explicando, en la medida de lo posible, la causa subyacente de la falta de mejoras durante el período de julio de 2023 a junio de 2024 para cada una de las métricas así designadas en las Tablas 1 a 5, salvo aquellas métricas ya discutidas en la Moción del 30 de agosto de LUMA. Esta moción explicativa anterior también incluirá los planes de mejora de Genera y LUMA durante el próximo año fiscal.

Cabe señalar que, bajo el Caso Núm. NEPR-AP-2020-0025⁵⁰, el Negociado de Energía inició un procedimiento adjudicativo para establecer las métricas de desempeño y metas con las que deberá cumplir LUMA con relación al bono o incentivo establecido en el OMA⁵¹.

Luego de un exhaustivo procedimiento adjudicativo, el 26 de enero de 2024, el Negociado de Energía emitió una Resolución Final sobre los objetivos de desempeño propuestos por LUMA. El 15 de febrero de 2024, LUMA presentó una moción titulada Moción de LUMA para la Reconsideración de la Resolución y Orden Final ("Reconsideración de LUMA"), mediante la cual solicita al Negociado de Energía que reconsidere varias determinaciones tomadas en la Resolución final.

El mismo 15 de febrero de 2024 un grupo de Organizaciones Ambientales y Civiles Locales ("LECO") presentó una moción titulada *Moción de Reconsideración de la Resolución Final y Orden sobre los Objetivos de Desempeño de Luma Energy, LLC y Luma Energy ServCo, LLC* ("Reconsideración de LECO"), mediante la cual solicitaron al Negociado de Energía que reconsidere varias determinaciones en la Resolución Final.

⁵⁰ *In re: Performance Target for LUMA Energy ServCo LLC*, Caso Núm.: NEPR-AP-2020-0025

⁵¹ *Puerto Rico Transmission and Distribution System Operation and Maintenance Agreement*, 22 de junio de 2020 ("OMA"). El acuerdo fue suscrito por la Autoridad, LUMA y la Autoridad para las Alianzas Pública-Privadas de Puerto Rico.

El 14 de junio de 2024, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden que negó la Reconsideración de LECO y concedió, en parte, la Reconsideración de LUMA ("Resolución del 14 de junio").

El 28 de junio de 2024, LUMA presentó una moción titulada *Solicitud de modificación de la Resolución y Orden* de fecha 14 de junio de 2024 y para volver a emitir la misma ("Moción del 28 de junio"). En esta moción, LUMA solicita que el Negociado de Energía modifique y vuelva a emitir la Resolución del 14 de junio para incluir aviso legal adicional sobre el derecho de LUMA a la revisión judicial y los términos correspondientes. El 10 de julio de 2024, el Negociado de Energía denegó la solicitud de LUMA.

El 15 de julio de 2024, LUMA recurrió al Tribunal de Apelación en revisión de la Decisión Administrativa del Negociado de Energía. Ese mismo día, los LECO también presentaron su Recurso de Revisión Judicial ante el Tribunal de Apelaciones. El 8 de noviembre, el Tribunal de Apelaciones confirmó la decisión del Negociado de Energía.

El 9 de enero de 2025, LUMA recurrió al Tribunal de Supremo en revisión de la Decisión del Tribunal de Apelaciones. El 14 de febrero de 2025, el Tribunal Supremo de Puerto Rico denegó la petición de Certiorari presentada por LUMA.

Una vez la determinación del Tribunal Supremo sea final y firme el Negociado de Energía realizará anualmente una evaluación formal del desempeño de LUMA con relación a las métricas establecidas y determinará si procede o no la concesión de los incentivos aplicables bajo el OMA. La utilización de métricas de desempeño como una herramienta de fiscalización y regulación es un proceso cambiante y evolutivo. Por lo cual, las métricas de desempeño establecidas podrán cambiar de tiempo en tiempo según se vaya alcanzando cumplimiento con las métricas iniciales. Además, uno de los principios base de esta herramienta de regulación es que los incentivos se conceden por conducta o desempeño que exceda el mínimo esperado.

8. Informes de Progreso de Interconexión

El Artículo 8 de la Ley Núm. 114-2007⁵², requiere a la Autoridad, su sucesora o el Contratante de la red de transmisión y distribución, rendir al Negociado de Energía y a la Asamblea Legislativa, informes semestrales de progreso sobre la interconexión de sistemas renovables a la red, incluyendo, pero sin limitarse a, tiempos promedio de interconexión de los sistemas de generación distribuida, cantidad de casos pendientes de aprobación ("backlog") y el por ciento de cumplimiento con la Cartera de Energía Renovable correspondiente a la energía renovable distribuida. Dichos informes podrán incluir recomendaciones sobre legislación adicional necesaria para lograr los objetivos del Programa.

Bajo el Caso Núm. NEPR-MI-2019-0016⁵³ se mantienen los Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad, en este caso su sucesora LUMA.

El Negociado de Energía celebró Vistas de Cumplimiento de los Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad y LUMA en las fechas que se muestran en la tabla 4.

Tabla 2: Fechas de Vistas de Cumplimiento de los Informes de Progreso de la Autoridad y LUMA.

Informe	Fecha de Entrega
octubre-diciembre 2022	13 de enero de 2023
enero-marzo 2023	18 de mayo de 2023
abril-junio 2023	17 de octubre de 2023
julio-septiembre 2023	17 de octubre de 2023
octubre-diciembre 2023	18 de enero de 2024
enero 2024-marzo 2024	6 de mayo de 2024
abril-junio 2024	26 de agosto de 2024
julio-septiembre 2024	14 de noviembre de 2024
octubre-diciembre 2024	14 de febrero de 2025

⁵² Conocida como, *Ley para Establecer un Programa de Medición Neta en la Autoridad de Energía Eléctrica*, según enmendada ("Ley 114-2007").

⁵³ *In re: Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, Caso Núm.: NEPR-MI-2019-0016

Durante la vista celebrada el 6 de mayo de 2024, el Negociado de Energía identificó varios asuntos relacionados con el método utilizado por LUMA para informar sobre el porcentaje de clientes que LUMA interconecta dentro de los 30 días de su solicitud en cumplimiento con la Ley. Los intervalos del informe fuerza a LUMA a ajustar la data que incluye en su conteo y no refleja realmente todos los casos atendidos dentro del periodo que incluye el informe. Por lo tanto, considerando éste y otros asuntos discutidos en la vista de cumplimiento, el Negociado de Energía ordenó a LUMA a presentar su informe 45 días luego de cerrado el periodo del informe y llevar a cabo la vista de cumplimiento dentro de los diez días luego de presentado el mismo.

El 2 de febrero de 2025, LUMA presentó el Informe de Progreso de Interconexión de Sistemas de Generación Distribuida correspondiente al trimestre de octubre a diciembre de 2024 y en el cual se recoge la información de períodos anteriores. A continuación, se presenta las tablas y gráficas de la información que resume los informes de progreso trimestrales presentados por LUMA ante el Negociado de Energía.

Solicitudes de Interconexión Presentadas

Tabla 3: Solicitudes de Interconexión por tipo de cliente

Tipo de Cliente	oct-dic 2022	ene-mar 2023	abr-jun 2023	jul-sept 2023	oct-dic 2023	ene-mar 2024	abr-jun 2024	jul-sept 2024	oct-dic 2024
Residencial	9,687	9,380	9,049	13,214	10,916	8,992	9,383	10,187	11,408
Comercial	82	98	63	85	50	321	300	178	179
Industrial	1	0	1	1	3	4	2	0	2
Agrícola	0	0	0	0	0	0	0	1	0
Total	9,770	9,478	9,113	13,300	10,969	9,317	9,685	10,366	11,595

Gráfica 2: Solicitudes de Interconexión por tipo de Cliente

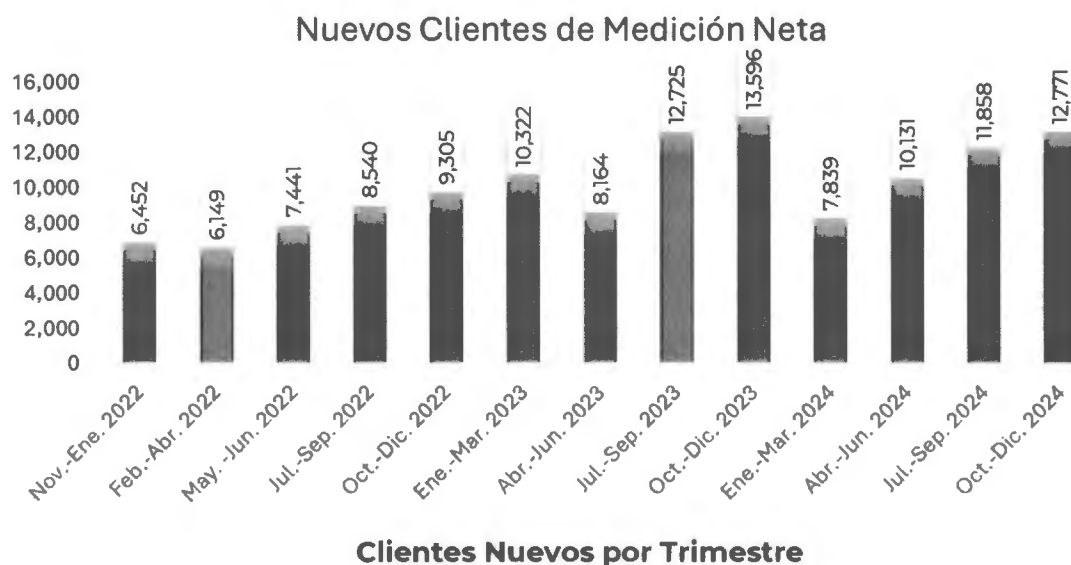
Tabla 4: Total de solicitudes de interconexión presentadas, durante el periodo

Tipo de Solicitud	oct-dic 2022	ene-mar 2023	abr-jun 2023	jul-sept 2023	oct-dic 2023	ene-mar 2024	abr-jun 2024	jul-sept 2024	oct-dic 2024
Expedito (<25kW)	9,730	9,401	9,056	13,231	10,923	9,247	9,633	10,343	11,559
Regular (<25kW)	10	18	16	13	8	2	0	1	2
Mayor de 25kw	29	55	36	53	32	57	44	17	30
Transmisión	1	4	5	3	6	11	8	5	4
Total	9,770	9,478	9,113	13,300	10,969	9,317	9,685	10,366	11,595

Nuevos Clientes con Medición Neta

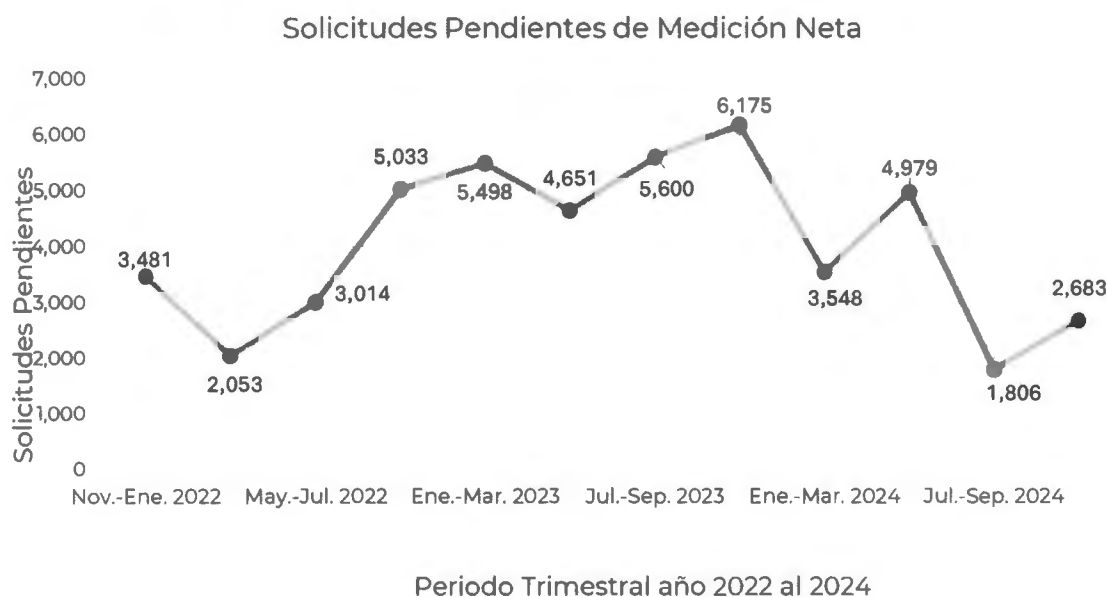
LUMA indica en su Informe de Progreso de Interconexión de Generación Distribuida que al 14 de febrero de 2025 ya existen sobre 145,000 clientes con

energía solar conectados a la red, lo que representa sobre 1,026 MW en generación distribuida.



Gráfica 3: Clientes Nuevos de Medición Neta

Solicitudes Pendientes de Medición Neta (backlog)



Gráfica 4: Solicitudes Pendientes de Medición Neta

Tiempo Promedio para Interconexión

Tabla 5: Tiempo promedio de los clientes para Interconexión

Comportamiento Trimestral	ago-oct 2022	nov-dic 2022	ene-mar 2023	abr-junio 2023	jul-sept 2023	oct-dic 2023	ene-mar 2024	* abr-jun 2024	jul-sept 2024	oct-dic 2024
Promedio para autorización de interconexión de los sistemas menores de 25kw	14 días	17 días	18 días	17 días	18 días	17 días	20 días	32 días	21 días	24 días
Promedio transcurrido que cliente notifica a LUMA la interconexión de su sistema menor de 25kw y que se refleja el acuerdo en su factura	17 días	20 días	21 días	23 días	23 días	22 días	23 días	15 días	16 días	19 días
Más de treinta (30) días de espera para reflejar el acuerdo en la factura, posterior a la notificación de interconexión en el portal	25%	40%	32%	37%	41%	37%	26%	16%	12%	23%

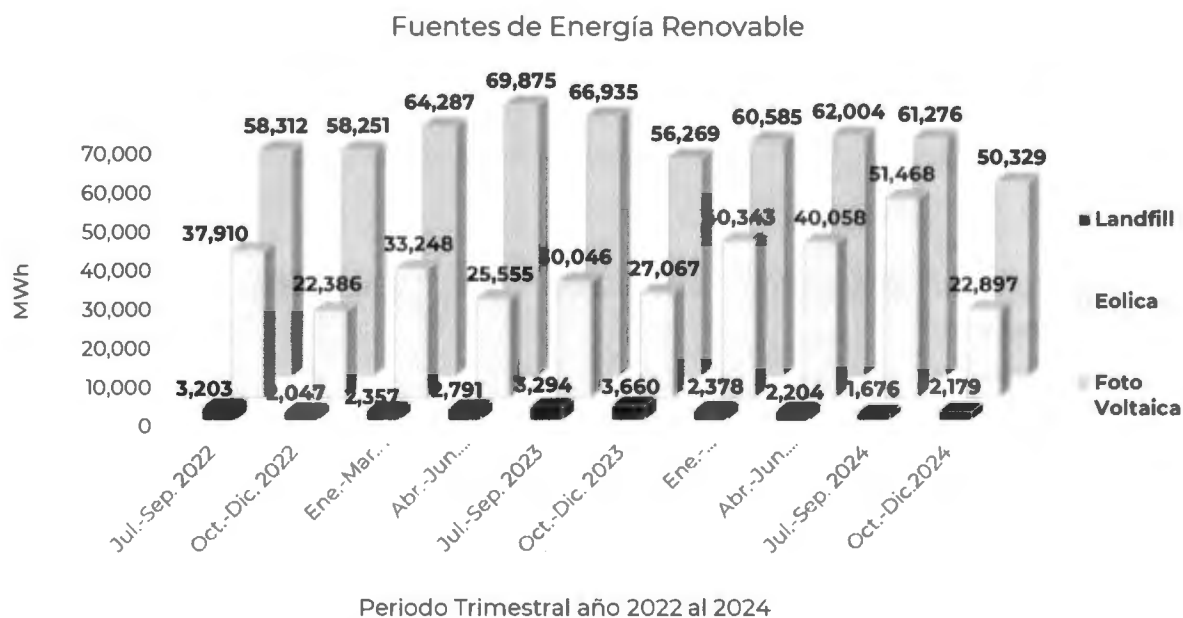
*Informe modificado según Resolución y Orden del 12 de julio de 2024.

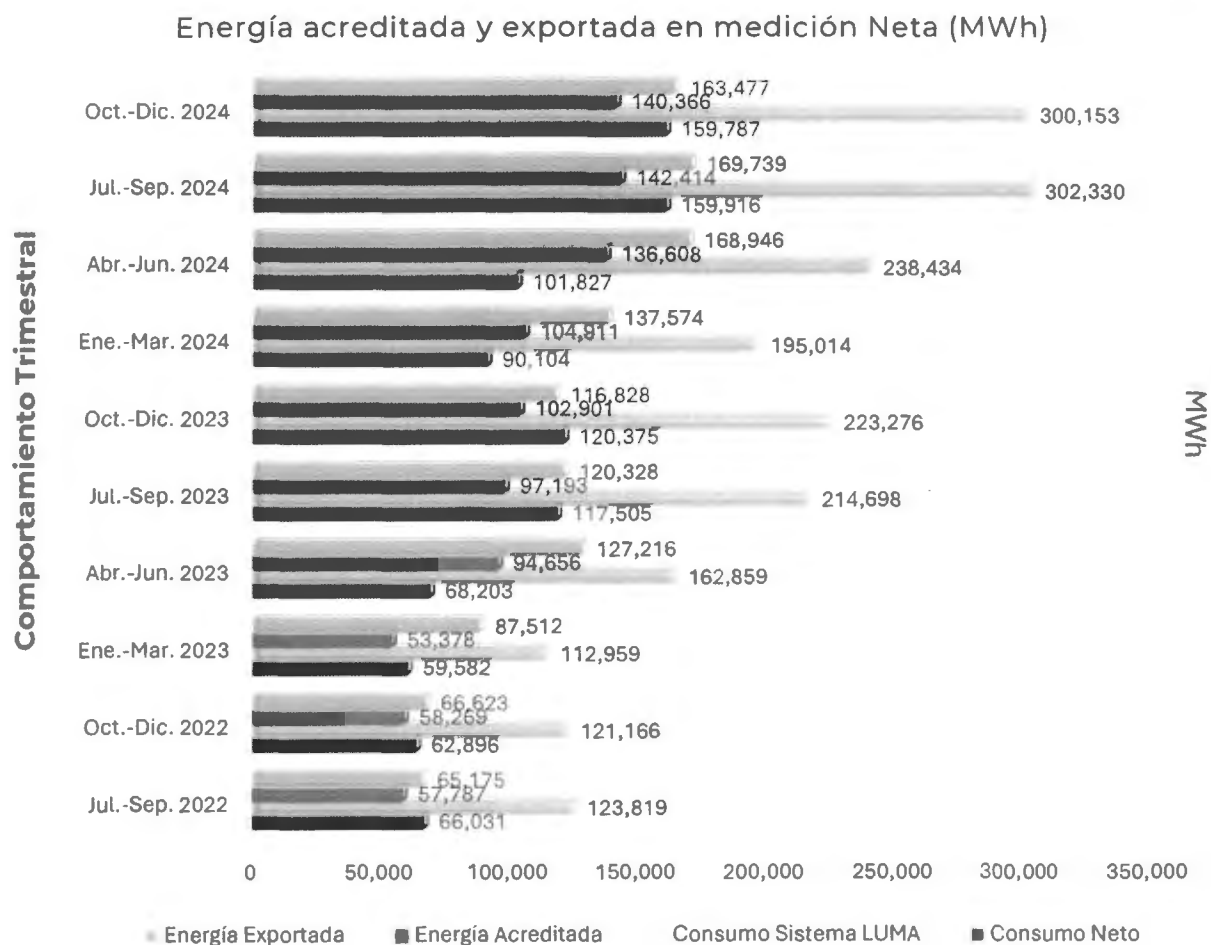
Fuentes de Energía Renovable

Tabla 6: Fuentes de Energía Renovable y su comportamiento trimestral (MWh)

Comportamiento Trimestral (MWh)	jul-sep 2022	oct-dic 2022	ene-mar 2023	abr-jun 2023	jul-sept 2023	oct-dic 2023	ene-mar 2024	abr-jun 2024	jul-sept 2024	oct-dic 2024
Fotovoltaica	58,312	58,251	64,287	69,875	66,935	56,269	60,585	62,004	61,276	50,329
Eólica	37,910	22,386	33,248	25,555	30,046	27,067	40,343	40,058	51,468	22,897
Landfill	3,203	2,047	2,357	2,791	3,294	3,660	2,378	2,204	1,676	2,179

Gráfica 5: Fuentes de Energía Renovable por periodo trimestral año 2022 al 2024



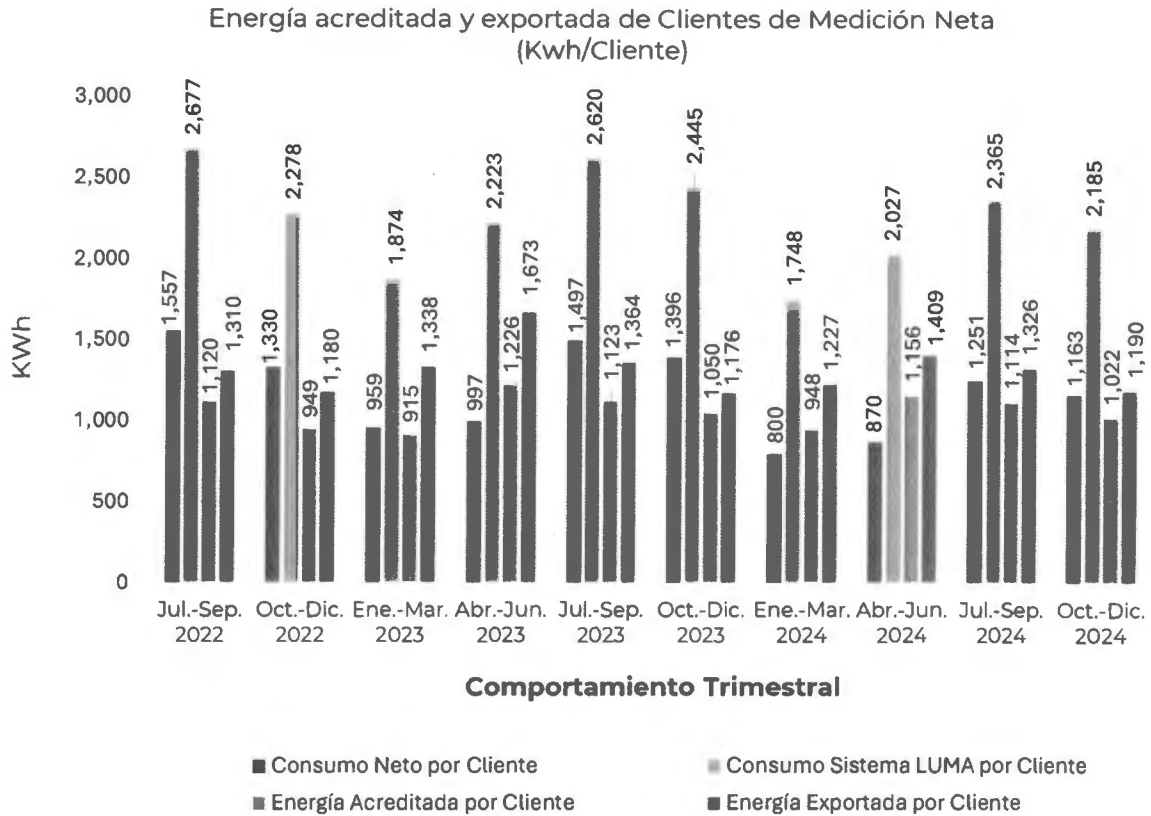


Gráfica 6: Energía Acreditada y exportada en Medición Neta (MWh)

**Tabla 7: Energía acreditada y exportado por cliente, Medición Neta
(kWh/cliente)**

Comportamiento Trimestral (MWh)	jul-sep 2022	oct-dic 2022	ene-mar 2023	abr-jun 2023	jul-sept 2023	oct-dic 2023	ene-mar 2024	abr-jun 2024	jul-sept 2024	oct-dic 2024
Consumo Neto por Cliente	1,557	1,330	959	997	1,497	1,396	800	870	1,251	1,163
Consumo Sistema LUMA por Cliente	2,677	2,278	1,874	2,223	2,620	2,445	1,748	2,027	2,365	2,185
Energía Acreditada por Cliente	1,120	949	915	1,226	1,123	1,050	948	1,156	1,114	1,022
Energía Exportada por Cliente	1,310	1,180	1,338	1,673	1,364	1,176	1,227	1,409	1,326	1,190

Gráfica 7: Energía Acreditada y Exportada de Clientes de Medición Neta (KWh/Cliente)



Cartera de Energía Renovable

Tabla 8: Consumo Total de Energía (GWh)

Energía	Consumo Total de Energía (GWh)				
	2020	2021	2022	2023	2024
Energía Distribuida	16,035	16,269	15,683	16,654	17,230
Energía No Renovable	15,985	16,230	15,639	16,616	17,182
PPOA's	411	452	422	385	397
DG	110	162	264	452	640
HIDRO	50	40	44	37	48

Así mismo, el Negociado de Energía publicó el borrador Estudio de Medición Neta⁵⁴. Dicho estudio servirá como base de mecanismo para el desarrollo de tarifas y para el modelaje de los costos de producción a modo de alcanzar los requisitos de carga en la red eléctrica de Puerto Rico.

Mediante dicho estudio, el cual comenzó en septiembre de 2023, revisará el estatus de la Medición Neta, dentro y fuera de Puerto Rico, los mecanismos para establecer las estructuras de tarifas, las diferentes alternativas para subsidios, las opciones de compensaciones para sistemas solares y sistemas de almacenamiento de energía, como también los impactos, costos y beneficios, entre otros aspectos.

En enero de 2024, se promulgó la Ley Núm. 10-2024 ("Ley 10-2024") la cual modifica la Ley Núm. 114-2007⁵⁵ que estableció el Programa de Medición Neta de Puerto Rico. Esta Ley impide cualquier cambio al programa de medición neta y distribución de energía hasta al menos el 2030. La Junta de Supervisión Fiscal presentó una demanda contra el Gobierno de Puerto Rico en relación con la Ley 10-2024.

Estamos en espera de la decisión del Tribunal de Distrito de los Estados Unidos. Si se resuelve a favor de la Junta de Supervisión Fiscal, se adelantarían los procesos para evaluar el desarrollo del Programa de Medición Neta y la Energía Distribuida según originalmente establecidos en la Ley 114. De resolverse en contra de la Junta de Supervisión Fiscal, el proceso de evaluar el Programa de Medición Neta y la energía distribuida comenzaría para el 2030 según lo contempla la Ley 10.

9. Desarrollo de Reglamentos en Cumplimiento con la Ley 57-2014

Conforme al Artículo 6.32 de la Ley 57-2014, el Negociado de Energía debe evaluar y aprobar todos los acuerdos entre compañías de servicio eléctrico

⁵⁴ Resolución, *In re: Borrador de Estudio Sobre Medición Neta y Energía Distribuida*, Caso Núm.: NEPR-MI-2024-0006, 14 de junio de 2024.

⁵⁵ Conocida como la *Ley del Programa de Medición Neta en la Autoridad de Energía Eléctrica*, según enmendada ("Ley 114-2007")

previo a su ejecución. Además, el Negociado de Energía deberá adoptar las guías y estándares que deben seguir todos los acuerdos aprobados. Para cumplir con este mandato estatutario, el 19 de octubre de 2020, el Negociado de Energía comenzó el proceso ordinario de reglamentación y publicó una propuesta de *Reglamento para la Evaluación y Aprobación de Acuerdos entre Compañías de Servicio Eléctrico* ("Propuesta de Reglamento").⁵⁶

Como parte del proceso, el Negociado de Energía otorgó al público en general un período de treinta (30) días para la presentación de comentarios por escrito en torno a la Propuesta de Reglamento. Posteriormente, dada la complejidad e importancia de la Propuesta de Reglamento, el Negociado de Energía determinó necesario extender el período de comentarios públicos hasta el 3 de diciembre de 2020. El Negociado de Energía recibió los comentarios escritos de la Autoridad y de diversas entidades del sector energético. Como consecuencia de ello, el 18 de marzo de 2021, el Negociado de Energía publicó una versión Revisada de Propuesta de Reglamento. El 30 de marzo de 2021, se publicó en un periódico de circulación general el Aviso Público del reglamento propuesto. A esos efectos se recibieron comentarios de varias entidades. Con el propósito de integrar los avances obtenidos al momento y que el cualquier asunto no contemplado según indicado por los comentarios obtenidos de las partes interesadas, el Negociado de Energía está en el proceso de publicar nuevamente para comentarios la Propuesta de Reglamento.

A medida que evoluciona el sector energético, es apropiado revisar los marcos regulatorios para mantenerlos al día con las tecnologías e iniciativas emergentes, el 22 de noviembre de 2024, el Negociado de Energía determinó que es de interés público continuar con un proceso informal de comentarios para recibir información adicional y comentarios de las partes interesadas sobre la posible adopción del Reglamento para la Evaluación y Aprobación de Convenios entre Empresas de Servicios Eléctricos. Es importante señalar que a

⁵⁶ Resolution, Notice of Proposed Regulation and Request for Public Comments, *In Re: Regulation for the Evaluation and Approval of Agreements Between Electric Service Companies*, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0014, 19 de octubre de 2020.

este proceso informal le seguirá posteriormente un proceso formal de elaboración de normas requerido bajo LPAU.

De otra parte, el Artículo 6.34 de la Ley 57-2014 establece que “toda compañía de energía certificada que desee construir o expandir sus instalaciones deberá cumplir con la *Ley de Política Pública Energética* y presentar al Negociado de Energía una notificación de intención sobre el proyecto, conforme con las normas y reglamentos que esta establezca.” Así también, el Artículo 6.35 de la Ley 57-2014 requiere al Negociado de Energía adoptar reglamentos para especificar la forma, el contenido y los procedimientos para radicar y evaluar solicitudes de certificación de transferencias, adquisiciones, fusiones y consolidaciones de compañías de energía certificadas. Actualmente, el Negociado de Energía se encuentra en el desarrollo de los borradores de los reglamentos requeridos por los Artículos 6.34 y 6.35 de la Ley 57-2014.

El 16 de mayo de 2018, el Negociado de Energía adoptó el Reglamento 9028 conocida como *Reglamento para el Desarrollo de Microrredes*. Según se ha desarrollado el sector energético, es necesario la revisión de este Reglamento para que incluya todas las iniciativas y tecnologías emergentes en la industria. Por esa razón, el 11 de octubre de 2023 el Negociado de Energía mediante Resolución y Orden ⁵⁷ comenzó un proceso informal de Revisión del Reglamento 9028, *Reglamento para el Desarrollo de Microrredes*. El Negociado de Energía solicitó el insumo y los comentarios de todas las partes interesadas y el público en general sobre las revisiones propuesta al *Reglamento del Desarrollo de Microrredes*. El 13 de noviembre de 2023, el Negociado de Energía concedió término adicional para que las partes interesadas comentaran la Revisión Propuesta al Reglamento de Microrredes.⁵⁸ El Negociado de Energía está en el periodo de evaluación de los comentarios presentados por las partes interesadas y próximamente publicará la Revisión al Reglamento de Microrredes.

⁵⁷ Resolución y Orden, *In Re: Revisión of Regulation on Microgrid Development*, Case No. NEPR-MI-2023-0007, 11 de octubre de 2023.

⁵⁸ Resolución y Orden, *In re: Revisión of Regulation on Microgrid Development*, Caso Núm.: NEPR-MI-2023-0007, 13 de noviembre de 2023.

El 22 de julio de 2021, el Negociado de Energía publicó una Resolución y Orden⁵⁹ mediante la cual publicó un Borrador Preliminar del *Reglamento de Certificados de Energía Renovable y el Cumplimiento con la Cartera de Energía Renovable de Puerto Rico* con el objetivo de establecer el marco jurídico y promover el desarrollo de los Certificados de Energía Renovable según disposición de Ley.

El 21 de octubre de 2021, el Negociado de Energía, luego de evaluar los comentarios en torno al Borrador Preliminar comenzó el proceso ordinario de reglamentación según las disposiciones de la Ley Núm. 38-2017.⁶⁰

A medida que evoluciona el sector energético, el Negociado de Energía entiende necesario revisar los marcos regulatorios para mantenerlos actualizados con las tecnologías e iniciativas emergentes. Alineado con eso, el 10 de noviembre de 2023 el Negociado de Energía determinó que es de interés público continuar con procesos informales para recibir retroalimentación de las partes interesadas sobre la posible adopción del *Reglamento de Certificados de Energía Renovable y Cumplimiento del Portafolio de Energía Renovable de Puerto Rico*. De ser necesario, este proceso informal será seguido por un proceso formal de reglamentación según lo exige la LPAU. El Negociado de Energía inició, mediante Resolución y Orden, un proceso y concedió (20) veinte días para que las partes interesadas sometieran sus comentarios. Se recibieron comentarios públicos del Lcdo. Fernando E. Agrait a nombre del Grupo Windmar, de la OIPC y de la compañía Marahu Solar, LLC.

Luego de evaluar los comentarios de las partes interesadas, el 8 de mayo de 2024, el Negociado de Energía emitió una Resolución para que las partes interesadas comenten en la propuesta de reglamento enmendada y señaló una vista pública la cual se llevó a cabo el 10 de julio de 2024 para recibir el insumo de las partes interesadas a la propuesta de reglamento enmendada.

⁵⁹ Resolución y Orden, *In re: Reglamento de Mercado de Certificados de Energía Renovable y Cumplimiento con la Cartera de Energía Renovable en Puerto Rico*, Caso Núm.: NEPR-MI-2021-0011, 22 de julio de 2021.

⁶⁰ *Ley Procedimientos Administrativos Uniformes del Gobierno de Puerto Rico*, según enmendada ("LPAU").

El Negociado de Energía está en el periodo de evaluación de los comentarios presentados por las partes interesadas y próximamente publicará el Reglamento Final *Reglamento de Certificados de Energía Renovable y Cumplimiento de la Cartera de Energía Renovable de Puerto Rico*.

10. Fiscalización del Contratante de la Operación del Sistema de Transmisión y Distribución

El 18 de mayo de 2020, la Autoridad para las Alianzas Público-Privadas de Puerto Rico (AAPP) presentó ante el Negociado de Energía un documento titulado *Puerto Rico Public-Private Partnerships Authority's Request for Issuance of Certificate of Energy Compliance and Request for Confidential Treatment of Documents Submitted to PREB* ("Solicitud"). A través de su Solicitud, la AAPP solicitó al Negociado de Energía emitir un Certificado de Cumplimiento con la política pública energética relacionada al contrato para privatizar la operación del sistema de transmisión y distribución de la Autoridad.

Por ley, el Negociado de Energía tiene que emitir un Certificado de Cumplimiento de Energía para cualquier transacción de la AEE, a fin de garantizar que cumple con la Ley 17-2019, y su marco regulatorio, en treinta (30) días, o el mismo queda automáticamente aprobado, a menos que sea expresamente rechazado por el Negociado de Energía. En este caso, el Negociado de Energía determinó⁶¹ que las cláusulas y condiciones del contrato preliminar de privatización cumplen con lo dispuesto tanto en la Ley 120-2018, como en la Ley 17-2019, específicamente que mantiene intacta la jurisdicción y por ende la fiscalización del Negociado de Energía sobre la entidad seleccionada.

El 22 de junio de 2020, la Autoridad, la AAPP, LUMA Energy, LLC como Management Co, y LUMA Energy ServCo, LLC como ServCo (en conjunto, LUMA),

⁶¹ Resolution and Order (Energy Compliance Certificate), *In Re: Certificate of Energy Compliance*, Caso Núm. NEPR-AP-2020-0002, 17 de Junio de 2020.

entraron en un Acuerdo de Operación y Mantenimiento (OMA) mediante el cual LUMA manejará el sistema de transmisión y distribución de la Autoridad.

Al ser una compañía de energía certificada, y el operador del sistema de transmisión y distribución, LUMA está sujeta al cumplimiento de requisitos estatutarios y regulatorios aplicables. A tales efectos, el Negociado de Energía inició diversos procedimientos mediante los cuales evalúa los siguientes asuntos:

- a. Los procesos de transición precomienzo;⁶²
- b. Los Principios de Operación del Sistema;⁶³
- c. El Plan de Seguridad de Información de la Autoridad;⁶⁴
- d. El Plan de Seguridad Física de la Autoridad;⁶⁵
- e. El Plan de Remediación del Sistema de la Autoridad;⁶⁶
- f. Los Objetivos de Desempeño de LUMA Energy ServCo, LLC;⁶⁷
- g. El Presupuesto Inicial para el primer año de contrato junto con una proyección de presupuesto para los próximos dos años;⁶⁸

⁶² In re. *Coordination of System Planning Efforts-Front End Transition of T&D System Operation and Maintenance*, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0008.

⁶³ In Re: *Review of the T&D Operator's System Operation Principles*, Caso Núm. NEPR-MI-2021-0001.

⁶⁴ In Re: *Review of the Puerto Rico Electric Power Authority's Data Security Plan*, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0017.

⁶⁵ In re: *Review of the Puerto Rico Electric Power Authority's Physical Security Plan*, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0018.

⁶⁶ In re: *Review of the Puerto Rico Electric Power Authority's System Remediation Plan*, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0019.

⁶⁷ In re: *Performance Targets for LUMA Energy ServCo, LLC*, Caso Núm. NEPR-AP-2020-0025.

⁶⁸ In re. *Review of LUMA's Initial Budgets*, Caso Núm.: NEPR-MI-2021-0004.

- h. La Revisión del Programa Comprensivo para el Manejo de Vegetación.⁶⁹
- i. Los Términos de Relevó de Responsabilidad de LUMA.⁷⁰
- j. La Factura Modelo de LUMA.⁷¹

GENERA PR – Nuevo Operador de las Plantas Generatrices de la AEE

El 24 de enero de 2023 GENERA PR LLC (“GENERA”), la Autoridad y la Autoridad para las Alianzas Público-Privadas de Puerto Rico (“AAPP”) firmaron un Contrato de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones Térmicas de Generación de Puerto Rico (“LGA OMA”, por sus siglas en inglés)⁷². Bajo este contrato, GENERA es responsable de *toda la gerencia, operación, mantenimiento, reparaciones y otros servicios relacionados con los Instalaciones Térmicas de Generación de la AEE*.⁷³ El contrato tendrá una duración de diez (10) años.⁷⁴ El 1 de julio de 2023 GENERA tomó el control de las operaciones de las Plantas Generatrices de la AEE y comenzó a proveer los servicios acordados en el contrato.

Al ser una compañía de energía certificada, y el operador de las plantas generatrices, GENERA está sujeta al cumplimiento de requisitos estatutarios y regulatorios aplicables. A tales efectos, el Negociado de Energía inició diversos procedimientos y/o incluyó a Genera en procedimientos iniciados relacionados con sus obligaciones como operador de la flota generatriz:

⁶⁹ *In re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority’s Comprehensive Vegetation Management Plan*, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0005.

⁷⁰ *In re. Review of LUMA’s Terms of Services (Liability Waiver)*, Caso Núm.: NEPR-MI-2021-0007.

⁷¹ *In re. Review of LUMA’s Model Bill*, Caso Núm.: NEPR-MI-2021-0008.

⁷² Véase, *PUERTO RICO THERMAL GENERATION FACILITIES OPERATION AND MAINTENANCE AGREEMENT*, January 24, 2023.

⁷³ *Id.*, Annex IX – Scope of Services, Part I.A., p. 1.

⁷⁴ *Id.*, Section 2.3(a), p. 39.

1. Procurement Plan/Manual⁷⁵
2. Consumable Spare Parts and Capital Spare⁷⁶
3. Annual Performance Test Procedure⁷⁷
4. Fuel Optimization Plan⁷⁸
5. 10-Year Plan Federally Funded Competitive Process⁷⁹
6. Genera Decommissioning Plan⁸⁰

*11. Proyectos de energías renovables aprobados por el
Negociado de Energía*

El Negociado de Energía aprobó tres (3) proyectos de nivel de utilidad de energía renovable entre proyectos solares y eólica. Estos tres (3) proyectos de energía renovable van a aportar un total de 176 MW de energía limpia al país.

NEPR-AP-2021-0001 (CIRO One Salinas, LLC)

CIRO One Salinas, LLC ("CIRO") – Propone generar 90 megavatios (MW) de energía a base de energía solar mediante la construcción y operación de una finca de celdas fotovoltaicas en el municipio de Salinas. El Negociado de Energía aprobó mediante resolución del 10 de junio de 2021 las Enmiendas al Contrato de Compraventa de Energía entre CIRO y la Autoridad. Por medio de dichas enmiendas se logró reducir la Tarifa Base a 9.9 centavos por kilovatio-hora, con un escalador anual del 2% hasta llegar a un tope de 14.1 centavos por

⁷⁵ *In re: GENERA PR LLC Procurement Plan*, Caso Núm.: NEPR-MI-2023-0008

⁷⁶ Véase, Resolution and Order, *In re: Maintenance and Repair Management of the Generation Units of the Puerto Rico Electric Power Authority*, Caso Núm.: NEPR-MI-2021-0014, 30 de junio de 2023.

⁷⁷ Véase, *In re: Annual Performance Test Procedure – Thermal Generation Equipment*, Caso Núm.: NEPR-MI-2023-0003

⁷⁸ Véase, *In re: Genera PR, LLC Fuel Optimization Plan*, Caso Núm.: NEPR-MI-2023-0004

⁷⁹ Véase, Resolution and Order, *In re: 10 Year Plan Federally Funded Competitive Process*, Caso Núm.: NEPR-MI-2022-0005, 8 de mayo de 2023.

⁸⁰ Véase, *In re: Request for Approval of the Vega Baja Decommissioning Plan*, Caso Núm.: NEPR-MI-2024-0003

kilovatio-hora, lo que representa un ahorro de \$21.3 millones de dólares (49.0% del Acuerdo Inicial). Para los consumidores esto representará un ahorro de 2 centavos por kilovatio-hora (sin tomar en consideración los costos de interconexión).

El Negociado de Energía determinó que el Proyecto está alineado con la Política Pública Energética de Puerto Rico, aumentando la generación de energía renovable y reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles. CIRO fue certificado como Compañía de Servicio Eléctrico por el Negociado de Energía el 20 de julio de 2022.

Durante el mes de octubre del 2023, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía, una solicitud de enmienda al contrato de compraventa de energía y operación mediante la cual aumenta la capacidad de 90MW a 140MW.⁸¹ El 30 de noviembre de 2023, el Negociado de Energía mediante Resolución y Orden aprueba la enmienda solicitada y determina que la misma no representa un incremento en el precio pactado originalmente ni en el precio de interconexión, y que se hace bajo los mismos términos y condiciones del contrato original, cuya estructura de costos es justa, razonable y acorde con el interés público.⁸²

La construcción de las facilidades de Ciro One Salinas, se encuentra un 98% de completada a agosto de 2024, se ha continuado con reuniones entre LUMA y la Autoridad para finalizar el diseño y proceso de interconexión. El costo total del proyecto es aproximadamente de \$230 millones, de los cuales \$197 millones representan el valor del equipo a instalarse en las facilidades⁸³.

⁸¹ Véase, *In re: Amendment to Power Purchase Operating Agreement Between PREPA and CIRO One Salinas, LLC*, Caso Núm.: NEPR-AP-2021-0001, *Petition for Approval of Amendment to Power Purchase Operating Agreement Between The Puerto Rico Electric Power Authority and CIRO One Salinas LLC*, presentada por la Autoridad el 11 de octubre de 2023.

⁸² Resolución y Orden, *Id.*, 30 de noviembre de 2023.

⁸³ *Id.*, *Moción para Presentar Informe de Progreso Mensual Correspondiente al Mes de Agosto de 2024*, presentado por la Autoridad el 3 de septiembre de 2024, Anejo 1, pág. 3.

NEPR-AP-2021-0002 (Xzerta Tec Solar I, LLC)

Xzerta Tec Solar I, LLC ("Xzerta") – Propone generar 60 megavatios (MW) de energía a base de energía solar mediante la construcción y operación de una finca de celdas fotovoltaicas en el municipio de Hatillo. El Negociado de Energía aprobó mediante Resolución del 11 de mayo de 2021 las Enmiendas al Contrato de Compraventa de Energía entre Xzerta y la Autoridad. Por medio de dichas enmiendas se logró reducir la Tarifa Base a 9.9 centavos por kilovatio-hora, con un escalador anual del 2% hasta llegar a un tope de 12.6 centavos por kilovatio-hora, lo que representa un ahorro de \$7.4 millones de dólares (35.8% del Acuerdo Inicial). Para los consumidores esto representará un ahorro de 1.9 centavos por kilovatio-hora (sin tomar en consideración los costos de interconexión). El Negociado de Energía determinó que el Proyecto está alineado con la Política Pública Energética de Puerto Rico, aumentando la generación de energía renovable y reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles.⁸⁴

El 19 de octubre 2022, el Negociado de Energía certificó a Xzerta como una compañía de servicio eléctrico conforme a las disposiciones del Reglamento 8701.

Xzerta, en cumplimiento con las órdenes del Negociado de Energía, mensualmente presenta los Informes de Progreso mediante los cuales detalla las actividades, reuniones, contratos, diseños, controversias que surjan durante el periodo. Así como cualquier asunto que ha sido completado y/o en progreso y/o en controversia.⁸⁵

NEPR-AP-2021-0003 (Punta Lima Wind Farm, LLC)

Punta Lima Wind Farm, LLC ("Punta Lima") – Propone reconstruir sus instalaciones en Naguabo, PR, para generar 26 megavatios (MW) de energía a

⁸⁴ Resolución y Orden, *In re: Enmiendas a Contrato de Compraventa de Energía Renovable: Proyectos No-Operacional, (XZERTA-TEC Solar LLC)*, Caso Núm.: NEPR-AP-2021-0002, 11 de mayo de 2021.

⁸⁵ Véase, *Id.*, *Moción para Presentar Informe de Progreso Mensual Correspondiente al mes de julio de 2024*, presentado por la Autoridad el 30 de agosto de 2024, Anejo A.

base de fuerza eólica (viento). El Negociado de Energía aprobó de forma condicionada, mediante resolución del 9 de septiembre de 2021, las Enmiendas al Acuerdo de Compraventa de Energía entre Punta Lima y la Autoridad. El Negociado de Energía impone, entre otras, las siguientes condiciones: (i) establecer o fijar parámetros concretos para determinar fechas de inicio y terminación de las obras de reconstrucción del Proyecto, así como la fecha de inicio de las Operaciones Comerciales de Punta Lima; (ii) la Autoridad deberá comisionar un estimado de costo de la Línea de Transmisión Punta Lima-Daguao TC; (iii) la Autoridad deberá someter ante el Negociado de Energía la versión final del Contrato de Compraventa de Activos para su revisión y aprobación. Las enmiendas al Acuerdo aprobadas por el Negociado de Energía logran reducir el precio de venta de la energía a 14.7 centavos por kilovatio-hora (lo que equivale a \$17 millones de dólares en ahorros o un 15.7% con relación al Acuerdo Vigente). Esto representa un claro beneficio para los consumidores. El Negociado de Energía determinó que el Proyecto está alineado con la Política Pública Energética de Puerto Rico, aumentando la generación de energía renovable y reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles.

Durante el 6 de marzo de 2023, se celebró la primera conferencia técnica en conjunto con los representantes de Punta Lima, la Autoridad y LUMA. En esta conferencia se expresaron sobre las modificaciones a propuestas al Acuerdo Propuesto y el Acuerdo de interconexión. LUMA indicó que aceptó una propuesta de Punta Lima para una conferencia técnica y poder completar la negociación del Acuerdo de Interconexión.⁸⁶

El Negociado de Energía, emitió una Resolución y Orden el 24 de abril de 2023, en donde ordenó: (i) presentar el acuerdo propuesto modificado, (ii) LUMA y Punta Lima presentaran una moción en donde informen las controversias en torno al Acuerdo de Interconexión y (iii) la celebración de Segunda Conferencia Técnica el 8 de mayo de 2023 para discutir las controversias con relación al Acuerdo de Interconexión. Esta segunda conferencia técnica quedó

⁸⁶ Véase, In re: In re: Enmienda a Contrato de Compraventa de Energía Otorgado por la Autoridad de Energía Eléctrica y Punta Lima Wind Farm LLC., Caso Núm.: NEPR-AP-2021-0003, Moción Informativa en Cumplimiento con Orden del 6 de marzo de 2023, presentada por la Autoridad el 25 de marzo de 2023.

sin efecto por parte del Negociado de Energía, y fue pospuesta para el 26 de junio de 2023, en donde estaría compareciendo LUMA, Punta Lima y la Autoridad.

El Negociado de Energía determinó que el proyecto al estar en una etapa avanzada exhortó a Punta Lima, LUMA y a la Autoridad a que se realicen los esfuerzos necesarios y razonables para alcanzar la primera fecha de Operación Comercial para el mes de septiembre de 2023⁸⁷. El 18 de julio de 2023, la Autoridad presentó el Acuerdo Final entre la Autoridad y Punta Lima en cumplimiento con la Orden del Negociado de Energía⁸⁸. Ese mismo día, LUMA presentó el Acuerdo de Interconexión entre la Autoridad y Punta Lima.⁸⁹

El 24 de julio de 2023, se firmó la primera enmienda al acuerdo de interconexión.⁹⁰ A partir del 25 de septiembre de 2023, Punta Lima se conectó a la red eléctrica con doce (12) turbinas y comenzaron a generar electricidad a partir del mes de octubre 2023. Punta Lima declaró el 7 de marzo de 2024, como la fecha comercial de operación y presentó toda la documentación ante la Autoridad y LUMA, por lo que hoy en día está completamente operacional.

12. Aprobación de proyecto del Sistema Eléctrico con Fondos Federales⁹¹

El 19 de marzo de 2021, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía un documento titulado *"Motion Submitting March 2021 Revised 10-Year Infrastructure Plan"* ("Moción del 19 de marzo"). A través de la Moción del 19 de

⁸⁷ Resolución y Orden, *Id.*, 13 de julio de 2023.

⁸⁸ *Id.*, Moción para Presentar Acuerdo Final Ejecutado entre La Autoridad y Punta Lima en Cumplimiento con Orden del 13 de julio de 2023, presentada por la Autoridad el 18 de julio de 2023.

⁸⁹ *Id.*, *Motion Submitting Executed Versions of Interconnection Agreement in Compliance with Resolution and Order dated July 13, 2023*, presentada por LUMA el 18 de julio de 2023.

⁹⁰ *Id.*, *Informative Motion Regarding First Amendment to Interconnection Agreement Between Luma and Punta Lima Wind Farm, LLC*, presentada por LUMA el 27 de julio de 2023.

⁹¹ *In re. Review of the Puerto Rico Electric Power Authority's 10Year Infrastructure Plan – December 2020*, Caso Núm.: NEPR-MI-2021-0002.

marzo, la Autoridad incluyó una versión actualizada de su Plan de 10 años ("Plan revisado de 10 años de marzo de 2021").

El 26 de marzo de 2021, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden, mediante el cual ordenó a la Autoridad, entre otras cosas, proporcionar cierta información relacionada con los diferentes proyectos bajo las categorías de Proyectos de Líneas de Transmisión, Subestaciones y Sistemas de Distribución incluidos en el Plan de Infraestructura a 10 años de la Autoridad. Para evitar posibles incumplimientos del PIR Aprobado y el Plan de Acción Modificado, el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad a presentar cada proyecto de inversión capital para su aprobación.

Los proyectos aprobados son para las mejoras en todas las plantas de generación de la Autoridad operadas por GENERA, así como en todo el sistema de transmisión y distribución operado por LUMA y las plantas hidroeléctricas operadas por la Autoridad. Las mismas incluyen desde mejoras a edificios, mantenimiento de equipos como calderas, turbinas, motores, bombas, torres de enfriamiento, sistemas de control y sistemas eléctricos, y a través de todo el sistema de distribución y transmisión de la isla, incluyendo subestaciones, torres, postes, sistema de alumbrado, líneas de transmisión y líneas de distribución, como también trabajo de mitigación para mejorar la capacidad de resistencia y protección de las facilidades e instalaciones ante futuros desastres naturales.

En todos los casos se verificaron que los alcances de cada trabajo cumplieren con los requisitos alineados al PIR, y que se presentaran siguiendo el formato aprobado por la Autoridad y LUMA para presentar cada trabajo. Los trabajos tienen como objetivos principales: (i) mejorar el rendimiento de los activos de generación eléctrica, mejorando a su vez su disponibilidad, de manera que se asegure un servicio de generación y distribución continua; (ii) reparar todos los daños a equipos y áreas en las diferentes Plantas y facilidades eléctricas; y (iii) restablecer las facilidades a las condiciones preexistente a los desastres siguiendo los correspondientes códigos y estándares aplicables y en algunos casos a mejorar las facilidades a ser más resistentes. Para todos estos trabajos, la Autoridad, LUMA y GENERA solicitaran reembolsos que corresponden a los programas de FEMA.

Para los casos donde se encontraron descripciones que no se alineara con los requisitos, los mismos no se aprobaron hasta que se discutiera su alcance e impacto con los acuerdos del PIR.

A continuación, incluimos el total de proyectos y total en millones, aprobados por el Negociado de Energía durante los años 2022, 2023 y 2024:

Tabla 9: Proyectos aprobados por el Negociado de Energía

Fecha	Total de proyectos	Total \$ (M)
10-Feb-22	24	\$ 68.00
18-Feb-22	7	\$ 9.66
28-Feb-22	12	\$ 37.61
9-Mar-22	19	\$ 51.54
15-Mar-22	3	\$ 355.10
13-Apr-22	25	\$ 102.64
4-Jun-22	5	\$ 4.27
11-Jul-22	2	\$ 12.83
21-Jul-22	3	\$ 13.51
25-Aug-22	6	\$ 608.36
21-Oct-22	2	\$ 18.00
10-Dec-22	61	\$ 1,926.21
23-Feb-23	1	\$ 78.30
20-Mar-23	2	\$ 24.30
5-Apr-23	2	\$ 850.50
5-May-23	4	\$ 1,813.48
26-May-23	1	\$ 299.27
6-Jul-23	2	\$ 15.47
30-Aug-23	1	\$ 216.58
11-Oct-23	1	\$ 320.79
8-Nov-23	2	\$ 198.60
27-Nov-23	1	\$ 469.63
18-Jan-24	1	\$ 105.23
1-Feb-24	1	\$ 950.33
15-Feb-24	1	\$ 122.26
13-Mar-24	13	\$ 1,411.72

Fecha	Total de proyectos	Total \$ (M)
27-Mar-24	4	\$ 166.18
4-Abr-24	1	\$ 1.67
23-Abr-24	42	\$ 850.91
7-May-24	11	\$ 306.04
22-May-24	1	\$ 2.82
28-Jun-24	1	\$ 321.79
24-Jul-24	1	\$ 18.91
31-Jul-24	4	\$ 64.39
22-Aug-24	1	\$ 46.26
28-Aug-24	2	\$ 58.13
Total:	270	\$ 11,921.29

Durante el año 2023 y 2024 se continuó con la evaluación de los proyectos sometidos por la Autoridad, LUMA y GENERA referente a los daños ocasionados por los eventos atmosféricos de los huracanes Irma, María y Fiona y de los terremotos del año 2020. En el expediente NEPR-MI-2021-0002 se encuentran las mociones, resoluciones y órdenes sometidas para la evaluación de los proyectos por parte del Negociado, COR3 y FEMA.

A continuación, se detalla la cantidad de proyectos recibidos por el Negociado para su evaluación y aprobación.

Tabla 10: Proyectos aprobados según Resolución y Orden por el Negociado de Energía

Categoría	Proyectos aprobados por R&O	Estimado de fondos (M)
Transmisión	68	\$ 5,712.80
Distribución	135	\$ 6,371.11
Generación	150	\$ 2,183.36
Subestaciones	68	\$ 2,527.62
IT/TeleComm	17	\$ 1,993.54
Dams& Hydro	28	\$ 2,182.32

Edificios	13	\$ 141.44
IT/OT	2	\$ 15.13
TOTAL	489	\$21,127.33

Información referente a los proyectos aprobados bajo resolución y orden por el Negociado de Energía y aprobados por COR3 y FEMA, con sus fondos obligados desde mayo 2022 hasta junio 2024.

Tabla 11: Proyectos aprobados por FEMA/COR3

Categoría	Aprobados por FEMA	Fondos Obligados por FEMA (M)
Transmisión	68	\$17.7532.41
Distribución	120141	\$1270.78736.83
Generación	1213	\$2,005.242,019.58
Subestaciones	2526	\$581.95523.85
IT/Telecomm	23	\$922.791,619.15
TOTAL:	165191	\$4,798.524,931.82

Esta información provista en las tablas anteriores, también se puede encontrar más al detalle en el portal de la página del Negociado de Energía, [energia.pr.gov](https://energia.pr.gov/proyectos-aprobados/) bajo el enlace <https://energia.pr.gov/proyectos-aprobados/>.

Como parte de los trabajos y esfuerzos del Negociado de Energía y en conjunto con sus consultores se comenzaron a realizar reuniones con el personal de LUMA y GENERA para visitar las facilidades e inspeccionar el progreso de los trabajos aprobados bajo los diferentes fondos disponibles. De esta manera el Negociado de Energía podrá tener constancia de los trabajos que se están realizando y la manera correcta de la utilización de fondos en las mejoras al sistema eléctrico de Puerto Rico. Estas visitas estarán programadas a partir de enero 2024, comenzando a visitar e inspeccionar los trabajos realizados en las generatrices de Central San Juan, Central Palo Seco, Central Costa Sur y Central Aguirre.

Reporte Trimestral Fondos Federales para proyectos durante el año 2023:

Tabla 12: Reporte trimestral de Proyectos bajo Fondos Federales (FEMA) 2023

Reporte Trimestral de Proyectos de Fondos Federales año 2023		
LUMA		
31 de marzo de 2023		
	Número de proyectos	Estimado (\$B)
Proyectos en fase de Ingeniería	206	\$ 5.70
Proyectos sometidos a FEMA	33	\$ 0.99
Proyectos Obligados por FEMA	102	\$ 0.46
Total:	341	\$ 7.14
Reembolso de Fondos Federales		
DR 4339 Huracán María (\$M)		
Fondos aplicados a la Fecha	\$	49.00
Fondos Aplicados durante este periodo	\$	19.00
Fondos Aprobados a la fecha	\$	11.00
30 de junio de 2023		
	Número de proyectos	Estimado (\$B)
Proyectos en fase de Ingeniería	182	\$ 5.70
Proyectos sometidos a FEMA	61	\$ 3.10
Proyectos Obligados por FEMA	116	\$ 0.60
Total:	359	\$ 9.40
Reembolso de Fondos Federales		
DR 4339 Huracán María (\$M)		
Fondos aplicados a la Fecha	\$	76.00
Fondos Aplicados durante este periodo	\$	27.00
Fondos Aprobados a la fecha	\$	17.00

Reporte Trimestral de Proyectos de Fondos Federales año 2023		
30 de septiembre de 2023		
	Número de proyectos	Estimado (\$B)
Proyectos sometidos y aprobados por NEPR	211	\$ 13.20
Proyectos en fase de Ingeniería	152	\$ 2.70
Proyectos sometidos a FEMA	126	\$ 7.70
Proyectos Obligados por FEMA	22	\$ 0.10
Proyectos Obligados por FEMA: Fase de Construcción	100	\$ 0.60
Total:	400	\$ 11.10
Proyectos de T&D Obligados por FEMA (\$M)		
Total de proyectos	122	
Fondos Federales Obligados por Programa		
428- Asistencia Pública	\$	559.00
406 HMP	\$	54.00
FAASt Global A&E	\$	92.00
Pareo federal 90%	\$	635.00
Pareo No Federal 10%	\$	71.00
31 de diciembre de 2023		
	Número de proyectos	Estimado (\$B)
Proyectos sometidos y aprobados por NEPR	208	\$ 13.40
Proyectos en fase de Ingeniería	85	\$ 2.20
Proyectos sometidos a FEMA	158	\$ 7.00
Proyectos Obligados por FEMA	25	\$ 1.30
Proyectos Obligados por FEMA: Fase de Construcción	95	\$ 0.70
Proyectos Obligados por FEMA y Completados	20	\$ 0.07

Reporte Trimestral de Proyectos de Fondos Federales año 2023		
Total:	383	\$ 11.27
Proyectos de T&D Obligados por FEMA		
Total de proyectos	140	
Fondos Federales Obligados por Programa		
428- Asistencia Pública (\$B)	\$	1.80
406 HMP(\$M)	\$	74.00
Pareo federal 90% (\$B)	\$	1.70
Pareo No Federal 10% (\$M)	\$	190.00

Reporte Trimestral Fondos Federales para proyectos durante el año 2024:

Tabla 13: Reporte trimestral de Proyectos bajo Fondos Federales (FEMA) 2024

30 de junio de 2024 ⁹²		
	Número de proyectos	Estimado (\$B)
Proyectos sometidos y aprobados por NEPR	256	\$ 15.8
Proyectos en fase de Ingeniería	51	\$ 2.0
Proyectos sometidos a FEMA (pendiente obligación de FEMA)	211	\$ 7.5
Proyectos Obligados por FEMA	25	\$ 1.40
Proyectos Obligados por FEMA: Fase de Construcción	98	\$ 1.1
Proyectos Obligados por FEMA y Completados	41	\$ 0.03
Total:	426	\$ 12.03
Proyectos de T&D Obligados por FEMA		

⁹² In re: Revisión del Plan a 10 años de Infraestructura de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm.: NEPR-MI-2021-0002, Motion Submitting Quarterly Report Federal Funding Activities for the Fourth Quarter of Fiscal Year 2024, presentada por LUMA el 12 de agosto de 2024.

30 de junio de 2024		
	Número de proyectos	Estimado (\$B)
Total de proyectos	164	
Fondos Federales Obligados por Programa		
428- Asistencia Pública (\$B)	\$	2.10
406 HMP(\$M)	\$	113.0
Pareo federal 90% (\$B)	\$	2.08
Pareo No Federal 10% (\$M)	\$	223.00

31 de diciembre de 2024		
	Número de proyectos	Estimado (\$B)
Proyectos sometidos y aprobados por NEPR	263	\$16.6
Proyectos en fase de Ingeniería	88	\$1.9
Proyectos sometidos a FEMA (pendiente obligación de FEMA)	226	\$7.8
Proyectos Obligados por FEMA	15	\$1.4
Proyectos Obligados por FEMA: Fase de Construcción	123	\$1.1
Proyectos Obligados por FEMA y Completados	41	\$0.04
Total:	493	\$12.24
Proyectos de T&D Obligados por FEMA		
Total de proyectos	179	
Fondos Federales Obligados por Programa		
428- Asistencia Pública (\$B)	\$	1.7
406 HMP(\$M)	\$	655
Pareo federal 90% (\$B)	\$	2.1
Pareo No Federal 10% (\$M)	\$	237

13. *Despliegue* de Infraestructura de Cargadores para Vehículos Eléctricos

Como parte de la implementación de la política pública energética, el Negociado de Energía estima necesario y prudente auscultar los requisitos necesarios para promover el despliegue eficiente y ordenado de infraestructura de cargadores para vehículos eléctricos para promover y facilitar su proliferación en Puerto Rico.

La ley 17-2019 declaró, entre otros, como política pública lo siguiente:

- a. Impulsar los cambios necesarios para transformar el Sistema Eléctrico, en uno que responda a las necesidades energéticas de Puerto Rico en el Siglo XXI.
- b. Incentivar la modernización de la red eléctrica, que incorpore la tecnología adecuada, para cumplir con los objetivos de transformación.

La Ley Núm. 33-2019⁹³ establece la política pública del Gobierno de Puerto Rico sobre cambio climático. La referida Ley establece que es necesario, entre otras cosas, implementar un sistema energético con bajo uso de petróleo y erradicación de la generación a base de carbón, promover sistemas de energía renovables o alternativas más eficientes, mejorar la eficiencia energética y promover los vehículos eléctricos.

Como parte de la implementación de la política pública energética, el Negociado de Energía comenzó un proceso para evaluar los asuntos relacionados al despliegue de infraestructura de cargadores para vehículos eléctricos⁹⁴. Durante los años 2021 y 2022, como parte del proceso, el Negociado de Energía celebró varios talleres técnicos en los cuales

⁹³ Conocida como *Ley de Mitigación, Adaptación y Resiliencia al Cambio Climático de Puerto Rico*, según enmendada ("Ley 33-3019").

⁹⁴ Véase, Resolución, *In re: Despliegue de Infraestructura de Cargadores para Vehículos Eléctricos*, Caso Núm.: NEPR-MI-2021-0013, 26 de agosto de 2021.

participaron expertos en el tema como también personal de la Autoridad, LUMA y el público en general.

El Primer Taller Técnico se celebró el 23 de septiembre de 2021. El propósito principal del taller fue iniciar un diálogo sobre las tendencias de adopción de vehículos eléctricos y fomentar el despliegue de la infraestructura. El taller sirvió de base para solicitar comentarios de diversos grupos de interés.

Luego de recibir todos los insumos sobre el tema y haber analizado los comentarios recibidos de todas las partes interesadas, además de haber investigado lo que han hecho otras jurisdicciones en cuanto a la infraestructura para el despliegue de cargadores de vehículos de motor, el 18 de noviembre de 2021, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden mediante la cual estableció las guías para adoptar los planes, reglamentos y procedimientos que se llevarán a cabo en este proceso. Así también ordenó a LUMA a comenzar la primera fase del Plan para el Despliegue de Cargadores de Vehículos Eléctricos ("EV Plan") y asistir a los talleres técnicos para atender los asuntos relacionados al EV Plan y los principios por los cuales tiene que regirse para implementarlo.

Según delineó el Negociado de Energía, los Principios para Iniciar el Despliegue de la Infraestructura para Vehículos Eléctricos son:

1. Ubicación
2. Conectividad con la Red Eléctrica
3. Incentivos
4. Tecnologías de Cargadores y Necesidades
5. Beneficios y Costos
6. Participación de la Utilidad
7. Cobrar/Facturar a quienes reciben el servicio a través de los cargadores para vehículos eléctricos.
8. Identificar la posibilidad del Gobierno suministrar terrenos para la infraestructura de los cargadores.

Luego de varios trámites procesales y haber celebrado varios talleres técnicos, el 19 de mayo de 2022, el Negociado de Energía enmienda el itinerario pautado

en la Resolución de 18 de noviembre de 2021 y establece un itinerario para que LUMA cumpla con presentar la primera fase del EV Plan y la estructura tarifaria en cumplimiento con los principios delineados.

El 1 de septiembre de 2022, LUMA presentó ante el Negociado de Energía el borrador de la Fase 1 del EV Plan⁹⁵ y una propuesta para el diseño de la tarifa para vehículos eléctricos.

En la Resolución del 13 de enero de 2023, el Negociado de Energía atendió el informe sobre la Fase 1 del EV Plan y su propuesta de tarifa y ordenó a LUMA a presentar un informe cada 30 días sobre el progreso de la implementación de la primera fase del EV Plan, en donde incluya las acciones para orientar al público en general y en especial consumidores de bajos ingresos y comunidades en desventaja, presentar como se aprovecharían el uso de fondos federales en beneficio del sistema de transportación y de la utilidad, presentar la disponibilidad de fondos dentro del presupuesto de LUMA en beneficio del Plan y un informe sobre la integración de facturación en cuanto a las tarifas de tiempo de uso ("TOU" por sus siglas en inglés) de los cargadores de vehículos eléctricos.

El 1 de mayo de 2023, LUMA presentó el Plan Final para la Adopción de Vehículos Eléctricos en Puerto Rico ("PR-EVAP") y luego de varios tractos procesales e incidentales de aclaraciones y requerimientos de información, el 11 de agosto de 2023, el Negociado de Energía ordenó a LUMA a: (i) implementar el PR-EVAP, (ii) comenzar la implementación de orientación a los clientes para el 30 de septiembre de 2023, (iii) entregar el memorando de orientación a clientes para 31 de diciembre de 2023, (iv) prepararse para una vista técnica virtual para discutir el memorando de orientación (v) considerar implementar dentro del Plan, la transportación pública, la transportación escolar y de flotas de vehículos, (vi) proveer orientación a las personas de bajos recursos , (vi) entregar un informe mediante el cual LUMA presente sus acciones para

⁹⁵ Ver, *In re: The Deployment of Electric Vehicle Charging Infrastructure*, Caso Núm.: NEPR-MI-2021-0013, *Motion Submitting Draft Phase I EV and Request to Postpone Compliance Technical Hearing No. 3 and Concomitant Deadline to Submit Revised Phase I EV Plan*, presentada por LUMA el 1 de septiembre de 2023.

solicitar fondos federales para el PR-EVAP, (vii) informar sobre el progreso del estudio realizado por el Departamento de Desarrollo Económico y Comercio (DDEC), cada dos semanas y entregar el informe final a los cinco días de completado.

El 6 de junio de 2023, el Negociado de Energía ordenó a LUMA a presentar dentro de tres (3) meses las acciones específicas para identificar oportunidades con fondos federales para la implementación del PR-EVAP. El 30 de noviembre de 2023, LUMA presentó una moción sobre el progreso del informe y la implementación de la facturación por tiempo de uso.

El 20 de diciembre de 2023, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden mediante la cual indicó que LUMA había cumplido con lo ordenado en cuanto a proveer la información sobre las oportunidades de obtener fondos federales para la implementación del PR-EVAP y que también había cumplido con la integración de la tarifa del TOU y extiende la fecha de implementación de la referida interina para el de febrero de 2024, la cual a través de una Resolución y Orden emitida el 1 de marzo de 2024, se extendió hasta el 30 de abril de 2024.

El 29 de abril de 2024, LUMA presentó la tarifa interina del EV TOU⁹⁶ y el 30 de abril de 2024, LUMA presentó una moción para informar que había completado el desarrollo para implementar la tarifa del tiempo de uso y solicita que se le releve de continuar presentando los informes de integración de esta nueva tarifa luego del señalado para el 8 de mayo de 2024⁹⁷.

El 22 de mayo de 2024, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden mediante la cual toma conocimiento de la presentación de LUMA de la hoja de Tarifa EV TOU, releva a LUMA del requisito de presentar Informes adicionales de integración de facturación después de presentar el informe programado

⁹⁶ *In re: The Deployment of Electric Vehicle Charging Infrastructure*, Caso Núm. NEPR-MI-2021-0013, *Motion Resubmitting the Tariff Sheet for the Interim EV TOU Rate*, presentada por LUMA el 29 de abril de 2024.

⁹⁷ *Id.*, *Informative Motion Regarding Launch EV TOU Rate and Request for Release from Requirement to File Billing Integration Reports*, presentada por LUMA el 30 de abril de 2024.

para el 8 de mayo de 2024, y confirma la decisión de LUMA sobre el uso de un enfoque basado en fórmulas para calcular la tasa EV TOU y así evitar la necesidad de una nueva tarifa cada trimestre.

A través de la Resolución del 22 de mayo de 2024, el Negociado de Energía declara que se había enterado de los posibles efectos del TOU provisional para vehículos eléctricos de LUMA en la tarifa para clientes de medición neta ("NEM") en cuanto a la cantidad de energía solar generado y el horario del consumo de carga de vehículos eléctricos. Con relación a este asunto, el Negociado de Energía emitió solicitudes de información a LUMA relacionadas con la interacción del TOU de los clientes de EV con los clientes de medición neta y sobre el programa de educación para concientizar y promover los vehículos eléctricos.

El 3 de junio de 2024, LUMA presentó ante el Negociado de Energía un documento titulado *Moción para presentar Hoja de tarifas EV-TOU revisada y respuestas a solicitudes de información de conformidad con Orden de 22 de mayo de 2024 e Informe sobre cumplimiento de requisito de presentación de modelo de factura* y volvió a presentar la Hoja de Tarifas Provisional EV TOU como Anejo 1 y la traducción al español la presentó el 15 de julio de 2024.

El 26 de julio de 2024, LUMA presentó ante el Negociado de Energía un documento titulado *Aviso de Barreras a la implementación de la tarifa provisional del programa piloto EV-TOU para clientes de NEM* mediante el cual informa al Negociado de Energía de una limitación de configuración de facturación dentro de la Sistema de Atención al Cliente y Facturación ("CC&B") que impide la participación simultánea de Clientes de Servicio Residencial General ("GRS") tanto en el programa NEM como en el Programa Piloto de la tarifa provisional del TOU ("Programa piloto provisional EV TOU"). LUMA sostiene que no puede ofrecer el programa piloto provisional EV TOU a los clientes que tienen medición neta en el servicio residencial ("NGRS") debido a las limitaciones del sistema CC&B.

La tarifa provisional para vehículos eléctricos no se reflejará en las próximas facturas de los clientes de NGRS. En la moción del 26 de julio, LUMA declaró su intención de notificar a los clientes NGRS participantes sobre la limitación del

sistema de facturación y las implicaciones en su capacidad para participar en el EV Interino Programa Piloto TOU antes del cierre del ciclo de facturación del 28 de julio de 2024. LUMA también declaró que proporcionaría al Negociado de Energía una información detallada de la evaluación de las limitaciones del sistema de facturación antes del 2 de agosto de 2024 y que continuará explorando alternativas en apoyo a los clientes de NEM en el Programa Piloto Interino EV TOU.

El 2 de agosto de 2024, LUMA presentó ante el Negociado de Energía un documento titulado Suplemento a la Presentación sobre la implementación de la tarifa EV TOU para clientes de NEM al cual acompaña como Anejo 1 un documento titulado *Actualización sobre el programa piloto provisional EV-TOU*. A través de la Moción del 2 de agosto, LUMA proporciona más información sobre las limitaciones encontrados en la implementación del Programa Piloto Interino EV TOU y propuestas para atender las limitaciones de la participación de los clientes de NEM en una tarifa EV TOU.

El 26 de agosto de 2024, el Negociado de Energía determina que LUMA no ha proporcionado suficiente información relacionada con las limitaciones del sistema CC&B o del proyecto de investigación propuesto y solicita que LUMA aclare mediante un Requerimiento de Información.

El 30 de agosto de 2024, LUMA presentó un *Segundo Informe Semi Anual para el Año Fiscal 2024* en cumplimiento con las órdenes del 13 de enero y 23 de abril de 2023⁹⁸.

IV. CASOS ANTE EL NEGOCIADO DE ENERGÍA

El Negociado de Energía continúa implementando las métricas de desempeño establecidas de conformidad con las disposiciones de la Ley 38-2017:

⁹⁸ *Id.*, Motion to Submit Second Semi-Annual Report for Fiscal Year 2024 in Compliance with Orders of January 13, 2023, and April 23, 2024, presentada por LUMA el 30 de agosto de 2024.

- Casos Sumarios

- La Vista Administrativa debe celebrarse no más tarde de los treinta (30) días de haberse presentado el recurso de revisión.
- El Oficial Examinador deberá rendir su informe al Pleno del Negociado de Energía dentro de los treinta (30) días de haberse celebrado la Vista Administrativa.
- El Negociado de Energía deberá emitir su Resolución Final no más tarde de quince (15) días de haber recibido el informe del Oficial Examinador.
- En aquellos casos en que, de acuerdo con las disposiciones del Artículo 6.11 de la Ley 57-2014 se haya delegado a uno o más Comisionados la facultad de resolver el caso, la Resolución Final deberá ser emitida no más tarde de treinta (30) días de haberse celebrado la Vista Administrativa.
- El Negociado de Energía deberá emitir la Resolución Final dentro del término de setenta y cinco (75) días, contados a partir de la fecha de radicación del recurso de revisión.

- Casos Ordinarios

- La Vista Administrativa debe celebrarse no más tarde de los ciento cinco (105) días de haberse presentado el recurso de revisión. Este término incluye el término para realizar cualquier descubrimiento de prueba, según lo dispuesto por el Reglamento 8543.⁶⁸

⁶⁸ Reglamento de Procedimientos Adjudicativos, Avisos de Incumplimiento, Revisión de Tarifas e Investigaciones, Reglamento Núm. 8543, 18 de diciembre de 2014.

- El Oficial Examinador deberá rendir su informe al Pleno del Negociado de Energía dentro de los treinta (30) días de haberse celebrado la Vista Administrativa.
- El Negociado de Energía deberá emitir su Resolución Final no más tarde de quince (15) días de haber recibido el informe del Oficial Examinador.
- En aquellos casos en que, de acuerdo con las disposiciones del Artículo 6.11 de la Ley 57-2014 se haya delegado a uno o más Comisionados la facultad de resolver el caso, la Resolución Final deberá ser emitida no más tarde de treinta (30) días de haberse celebrado la Vista Administrativa.
- El Negociado de Energía deberá emitir la Resolución Final dentro del término de ciento cincuenta (150) días, contados a partir de la fecha de radicación del recurso de revisión.⁶⁹

El fin que se persigue con estas métricas es lograr la resolución de los casos de revisión de facturas dentro de un término razonable de tiempo. El Negociado de Energía reconoce que, podrían existir circunstancias y argumentos de las partes que requeriría términos mayores a los aquí dispuestos, especialmente en los casos que se atienden por la vía ordinaria.⁷⁰

A. REVISIÓN DE FACTURAS

Durante el año natural 2021, recibió ochenta y tres (83); para el año natural 2022, recibió cuarenta y ocho (48); para el año natural 2023, recibió

⁶⁹ Tanto el término de ciento cincuenta (150) días para resolver, como el de ciento cinco (105) días para celebrar la Vista Administrativa podría extenderse de acuerdo con la complejidad y el desarrollo procesal del caso.

⁷⁰ Nótese que todos los términos establecidos mediante estas métricas tienen el propósito de medir el desempeño del Negociado de Energía y sus Oficiales Examinadores en los procesos de revisión de facturas, por lo que en ningún momento se interpretan los mismos de forma restrictiva. Los mismos son unas guías para la resolución eficiente de los casos.

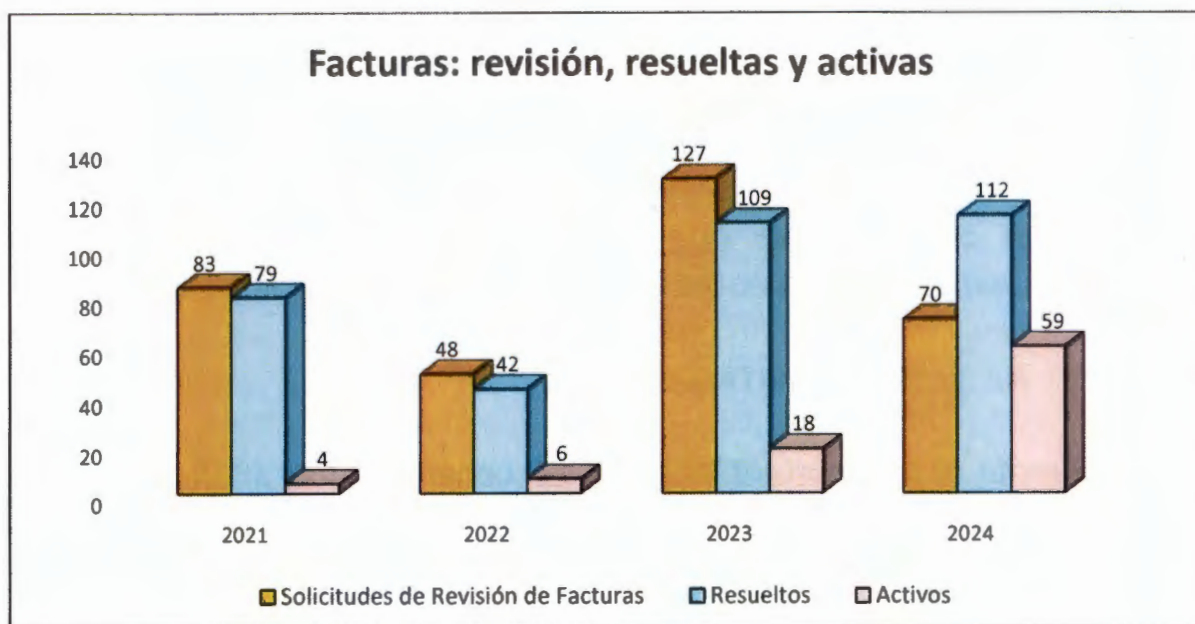
ciento veintisiete (127) y para el año natural 2024 se recibieron setenta (70) revisiones de facturas. Se distribuyen según las siguientes gráficas

Tabla 14: Revisión de Facturas, casos resueltos y activos

Año	Solicitudes de Revisión de Facturas	Resueltos	Activos
2021	83	79	4
2022	48	42	6
2023	127	109	18
2024	70	112	59

Casos al 31 de diciembre de 2024

Gráfica 8: Revisión de Facturas, casos resueltos y activos



B. QUERELLAS

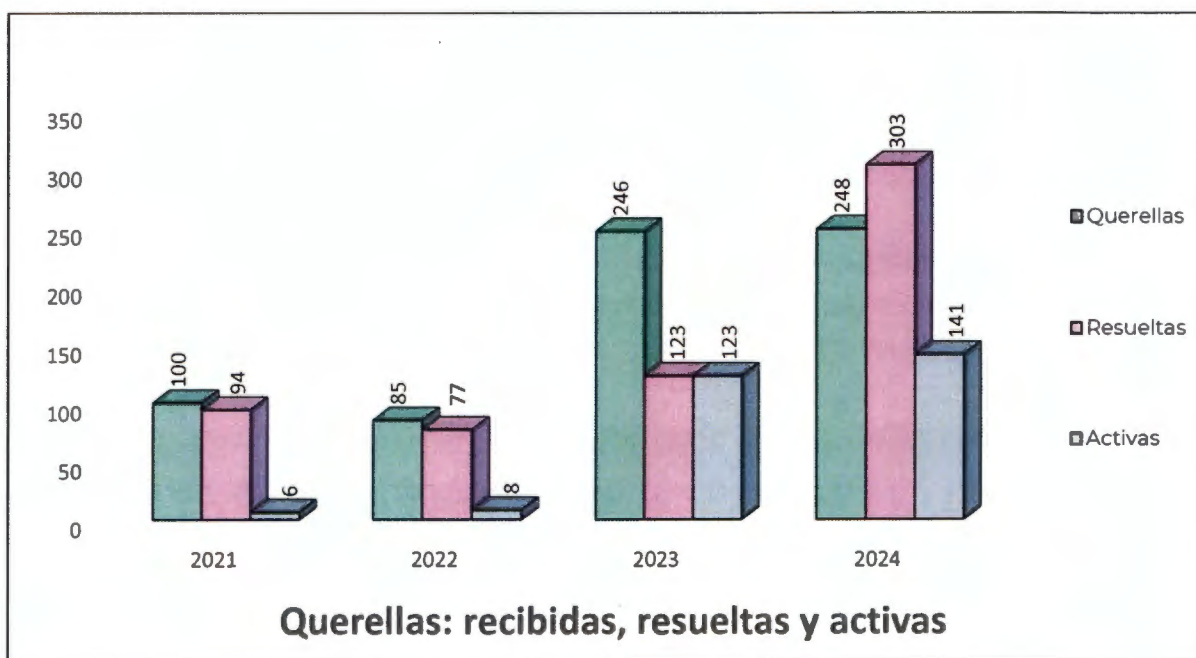
Para el año natural 2021, el Negociado de Energía recibió cien (100) querellas; para el año natural 2022, ochenta y cinco (85); y para el

año natural 2023, doscientos cuarenta y seis (246) y para el año 2024, doscientos cuarenta y ocho (248).

Tabla 15: Querellas recibidas, casos resueltos y activos

Año	Querellas	Resueltos	Activos
2021	100	94	6
2022	85	77	8
2023	246	123	123
2024	248	303	141

Casos al 31 de diciembre de 2024



Gráfica 9: Querellas recibidas, resueltas y activas

C. INVESTIGACIONES

Investigación	Iniciada	Status	Fecha de cierre
NEPR-IN-2021-0004	30-sept-2021	Cerrado	19-diciembre-2024
NEPR-IN-2022-0001	22-feb-2022	Cerrado	15-abril-2024
NEPR-IN-2022-0002	8-abril-2022	Cerrado	15-abril-2024
NEPR-IN-2022-0003	13-julio-2022	Cerrado	12-mayo-2023
NEPR-IN-2022-0004	17-agosto-2022	Cerrado	5-octubre-2023
NEPR-IN-2022-0005	13-octubre-2022	Cerrado	8-agosto-2024
NEPR-IN-2023-0001	13-marzo-2023	Cerrado	18-julio-2024
NEPR-IN-2020-0003	20-noviembre-2020	Activo	Proceso de cierre
NEPR-IN-2023-0002	26-abril-2023	Cerrado	27 de enero de 2025
NEPR-IN-2023-0003	18-julio-2023	Activo	Proceso de cierre
NEPR-IN-2024-0001	14-marzo-2024	Activo	Proceso de cierre
NEPR-IN-2024-0002	14-junio-2024	Activo	Activo
NEPR-IN-2024-0003	14-junio-2024	Activo	Activo
NEPR-IN-2024-0004	8-noviembre-2024	Activo	Activo

1. *In Re: Investigación y Auditoría del Proceso de Adquisición de Combustible de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm.: IN-2020-0003*

El 20 de noviembre de 2020, el Negociado de Energía emitió Resolución y Orden ("Resolución de 20 de noviembre") para dar comienzo a la investigación en epígrafe y designó a Larkin and Associates, PLLC como el ente principal de la investigación.

El 5 de septiembre de 2023, Larkin presentó de manera confidencial el informe sobre la investigación encomendada ("Informe Final"). El Informe Final de Larkin establece que LUMA y la Autoridad atendieron los señalamientos sobre metodología y que no existe discrepancia entre el costo por unidad de combustible consumido y combustible para cada inventario de final de mes.

El 29 de julio de 2024, la Autoridad presentó una moción titulada Moción en Cumplimiento con Orden del 15 de abril de 2024 ("Moción de 29 de

julio”), en la que indica no solicitar trato confidencial del Informe Final. No obstante, la Autoridad solicita que se mantenga trato confidencial de la información contenida en el Exhibit A de la Moción de 9 de abril debido a que aún continúa la reclamación a las aseguradoras en un proceso privilegiado deliberativo según expresado en el Exhibit A. El Negociado de Energía TOMA CONOCIMIENTO de la Moción de la Autoridad, y de acuerdo con la Sección 15.10 del Reglamento 8541 de Energía ORDENA a la Secretaría que haga disponible al público en general el Informe Final presentado por Larkin el 5 de septiembre de 2023. El Negociado de Energía CONCEDE a la Autoridad mantener la designación y trato confidencial al Exhibit A de la Moción de 9 de abril hasta tanto la Autoridad culmine el proceso deliberativo aun en curso. Se ORDENA a la Autoridad notificar al Negociado de Energía la culminación de dicho proceso deliberativo dentro de diez (10) días de concluido el mismo.

El Negociado de Energía está en el proceso de cierre de esta investigación.

2. *In re: Balances Adeudados por Agencias, Corporaciones Públicas y Municipios, Caso Núm.: NEPR-IN-2021-0004*

El 30 de septiembre de 2021, el Negociado de Energía inició una investigación sobre los balances adeudados por las agencias gubernamentales, corporaciones públicas y municipios por la provisión del servicio eléctrico y las acciones tomadas para el cobro de los referidos balances. En ese momento se le ordenó tanto a la Autoridad como a LUMA presentar un informe detallados de las agencias gubernamentales, corporaciones públicas, agencias federales y municipios que tienen cuentas en atrasos de sesenta días o más. Tanto la Autoridad como LUMA cumplieron con las órdenes del Negociado de Energía y proveyeron la información solicitada.

El tema del cobro de cuentas gubernamentales que involucra agencias, corporaciones públicas y municipios ha sido objeto de atención en los casos de Presupuesto y Métricas. En el caso de

presupuesto se enfoca en controlar y contabilizar las cuentas por cobrar o “bad debts” después de un proceso estándar de reclamación (30/60/90 días).

En el caso de métricas, se monitorean los “Days of Sale Outstanding” (“DSO”) del gobierno. En el año fiscal 2022, el promedio de DSO para las cuentas gubernamentales fue de 179 días, en el 2023 el promedio se redujo a 167 días y hasta julio de 2024 el promedio se sitúa en 16 días.

Teniendo otros procesos abiertos que atienden este asunto, para evitar la duplicidad de información, el 19 de diciembre de 2024, Negociado de Energía cerró esta investigación.

3. *In re: Interrupción de Servicio Eléctrico de 21 de febrero de 2022, Caso Núm.: NEPR-IN-2022-0001*

El 21 de febrero de 2022, ocurrió un evento en el sistema eléctrico de Puerto Rico que dejó a un alto número de abonados sin servicio de electricidad (“Incidente”). El Incidente provocó la salida de operación de ciertas unidades de generación, incluyendo Central San Juan, Palo Seco y la unidad 2 de Aguirre, operadas por la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (“Autoridad”). LUMA, el operador del sistema de transmisión y distribución informó que esperaba restaurar el sistema eléctrico en un periodo de cuatro (4) a cinco (5) horas.

El 22 de febrero de 2022, el Negociado de Energía, en el descargue de sus deberes y funciones fiscalizadoras, inició una investigación conforme a las disposiciones del Artículo 6.3 de la Ley 57-2014 y el Artículo XV del Reglamento 8543, con el propósito de investigar las causas del Incidente y las acciones investigativas o correctivas tomadas por la Autoridad y por LUMA con relación al mismo. El informe presentado por LUMA en síntesis indica que hubo una falla en el sistema de transmisión de 115kV en la línea 38000 que va de la Central Termoeléctrica en San Juan al Centro de Transmisión Viaducto, debido a que las líneas entraron en contacto con vegetación. Los interruptores de ambas plantas detectaron la falla, no obstante, los interruptores de

la planta de San Juan no funcionaron adecuadamente como consecuencia de la falta de corriente directa causado por cables dañados. Indica además el informe que estas fallas son el resultado años de falta de mantenimiento al equipo de la subestación. Esto desató una cascada de fallas que causaron apagones adicionales. Si los interruptores hubiesen funcionado adecuadamente, hubiese ocurrido un evento aislado y no un evento mayor como el ocurrido.

Según el informe de LUMA aproximadamente 590,000 abonados se quedaron sin servicio y debido al trabajo en equipo de LUMA, la Autoridad y otros generadores, lograron restablecer el servicio al 98% de los abonados en aproximadamente tres horas. LUMA presentó en su informe medidas correctivas, acciones a corto plazo y acciones a largo plazo para evitar este tipo de incidentes. Por su parte, la Autoridad entre otras cosas indicó en su informe que inmediatamente que ocurrió el disturbio, se activó al personal operacional de las centrales generatrices de la Autoridad y éstos realizaron los procesos operacionales para mantener en línea las unidades que permanecieron supliendo carga durante el disturbio y recuperar las unidades que se dispararon a raíz del disturbio. Señalan que esta acción era esencial para cuando el operador del sistema eléctrico comenzara a restaurar la operación del sistema de transmisión eléctrica, hubiese suficiente capacidad de generación disponible para poder regresar el servicio de electricidad a los clientes de forma segura y estable.

El 12 de mayo de 2023, el Negociado de Energía emitió Resolución y Orden mediante la cual determinó que la Autoridad y LUMA cumplieron con lo ordenado mediante la Resolución de 22 de febrero y adoptó por referencia el Informe Final y el origen y recomendaciones que se establecen en el mismo.

El 15 de abril de 2024, no habiendo nada más por dilucidar y habiendo las partes cumplido con los requerimientos, el Negociado de Energía emitió una resolución y orden mediante la cual cierra la investigación.

4. *In re: Interrupción de Servicio Eléctrico de 6 de abril de 2022, Caso Núm.: NEPR-IN-2022-0002*

El 6 de abril de 2022, aproximadamente a las 8:40 p.m., ocurrió un evento en el sistema eléctrico de Puerto Rico que dejó a aproximadamente a sobre 1.2 millones de abonados sin servicio de electricidad ("Incidente"). El operador del sistema de transmisión y distribución eléctrico de Puerto Rico LUMA' publicó varios mensajes en su página de internet informando sobre el Incidente.

El Negociado de Energía, en el descargue de sus deberes y funciones fiscalizadoras, inició la investigación con el propósito de investigar las causas del Incidente y las acciones investigativas o correctivas tomadas por LUMA con relación al mismo. A esos efectos, el Negociado de Energía ordenó a LUMA a presentar un informe inicial de las causas del Incidente y acciones tomadas para resolver el Incidente. El mismo debía ser presentado en o antes del 12 de abril de 2022. Además, el Negociado de Energía ordenó a LUMA a presentar un informe final en o antes del 18 de abril de 2022. LUMA cumplió con lo ordenado. Luego de varios trámites procesales y requerimientos de información adicionales, el 8 de mayo de 2023, el Negociado de Energía emitió Resolución y Orden mediante la cual adopta el Reporte Final de LUMA y acepta las recomendaciones hechas por "Electric Power Research Institute" (EPRI).

El 15 de abril de 2024, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden dando por terminada la investigación.

5. *In re: Investigación sobre Interrupción del Servicio Eléctrico de 12 de junio de 2022, Caso Núm.: NEPR-2022-0003*

El 12 de julio de 2022, ocurrió un incidente que provocó la interrupción del servicio eléctrico en el Pueblo de Jayuya ("Incidente"). Durante la madrugada ocurrió una explosión que desató un fuego en una subestación eléctrica operada por LUMA ubicada en el Sector Santa

Clara del Barrio Jayuya Abajo, en Jayuya. El Incidente dejó sin servicio eléctrico a un alto número de abonados.

El 13 de julio de 2022, el Negociado de Energía, en el descargue de sus deberes y funciones fiscalizadoras, inició mediante Resolución y Orden ("Resolución de 13 de julio") una investigación conforme a las disposiciones del Artículo 6.3 de la Ley Núm. 57-2014 y el Artículo XV del Reglamento 8543, con el propósito de investigar las causas del Incidente y las acciones investigativas o correctivas tomadas por LUMA con relación al mismo. A esos efectos, la Resolución de 13 de julio, ordenó a LUMA a presentar un informe inicial en o antes del 19 de julio de 2022 y un informe final en o antes del 15 de octubre de 2022. En cumplimiento con dicho requerimiento, LUMA presentó los informes solicitados.

El 17 de abril de 2023, el Negociado de Energía emitió *Informe Final* ("Resolución de 17 de abril") mediante el cual determinó que LUMA cumplió con lo ordenado y adoptó por referencia las recomendaciones del Informe Final presentado por LUMA y el origen y recomendaciones que se establecen en dicho Informe.

El 12 de mayo de 2023, evaluado el expediente, el Negociado de Energía determinó que LUMA cumplió con lo ordenado mediante la Resolución de 17 de abril y ordenó el cierre de la investigación

6. *In re: Interrupción de Servicio Eléctrico de 17 de agosto de 2022, Caso Núm.: NEPR-IN-2022-0004*

El 17 de agosto de 2022, aproximadamente a las 11:11 a.m., ocurrió un evento en el sistema eléctrico de Puerto Rico que dejó alrededor de 215,000 abonados sin servicio de electricidad ("Incidente"). En cumplimiento con la sección 5.14(b) del OMA, LUMA presentó ante el Negociado de Energía un informe del Incidente ("Notificación de Emergencia"). En dicha Notificación de Emergencia, LUMA informa sobre dicho Incidente e indica en su notificación de la 6:30 p.m. de esa misma fecha que todos los clientes afectados por la avería ya habían recuperado el servicio.

A esos efectos, el 17 de agosto de 2022, el Negociado de Energía ordenó a LUMA a presentar un informe inicial de las causas del Incidente y acciones tomadas para resolver el mismo. Además, el Negociado de Energía ordenó a LUMA a presentar un informe final en o antes del 31 de agosto de 2022. LUMA cumplió con lo ordenado.

En síntesis, el informe final de LUMA indica que la línea 50700 de 230kV que discurre de AES a Yabucoa se disparó debido a una falla de alta impedancia y a su vez, la línea que discurre de AES a Aguirre se disparó debido a un puente abierto. Esto aisló la generación de AES de la red eléctrica haciendo que la frecuencia del sistema cayera e iniciando un evento de relevo de carga. Los retrasos en la disponibilidad de la planta de generación de Aguirre debido una interrupción planificada por dicha central generatriz causó un estrés mayor en el sistema de transmisión, lo cual condujo a un relevo de carga adicional necesario para estabilizar el sistema y a un proceso de restauración de mayor duración. LUMA tomó acción inmediata logrando estabilizar el sistema, identificar la causa, reparar y restaurar las líneas y los puentes afectados. Todas las instalaciones y los clientes recuperaron el servicio a las 6:31 p.m. Indica LUMA que respondió de manera inmediata a esta situación movilizándolo a su personal para atender la pérdida de líneas y de generación en AES. A su vez, hicieron patrullaje con los helicópteros, enviaron personal a las subestaciones y personal de manejo de vegetación acudieron a AES y a las líneas de Yabucoa.

Señala LUMA que este evento inició debido a un corto circuito en la línea y la falta de generación en el sistema. La pérdida de la línea 50700 que va de AES a Yabucoa fue causada por vegetación en la línea. La pérdida de la línea 50700 que va de AES a Aguirre fue causada por un "open jumper". Como próximos pasos, LUMA indica que han tomado acciones preventivas como verificar si tiene alguna falta el circuito de 230kV 0074 en Aguirre, mantener y optimizar el sistema de retransmisión de líneas, mejorar la capacidad, redundancia y confiabilidad del sistema de transmisión y estarán trabajando de cerca con las plantas de generación para mantener una reserva adecuada.

El 5 de octubre de 2023, el Negociado de Energía determinó mediante Resolución y Orden, que LUMA cumplió con lo ordenado y no quedando otro asunto pendiente, ordenó el cierre de la investigación.

7. *In re: Investigación sobre Cambio de Proceso para Objetar Facturas Durante y Luego del Huracán Fiona, Caso Núm.: NEPR-IN-2022-0005*

El 5 de octubre de 2022, la Oficina Independiente de Protección al Consumidor ("OIPC") presentó ante el Negociado de Energía solicitó al Negociado de Energía iniciar una investigación sobre el manejo, por parte de LUMA de las objeciones a las facturas presentadas por los consumidores. Específicamente, aquellas objeciones promovidas por los consumidores, realizadas mediante llamada telefónica, durante el periodo de recuperación tras la emergencia provocada por el paso del Huracán Fiona por nuestra Isla.

El 8 de octubre de 2022, la OIPC presentó una segunda solicitud para que el Negociado de Energía iniciara una investigación sobre el proceso de objeción de facturas realizado por los consumidores a través del portal cibernético de LUMA.

El 13 octubre de 2022, el Negociado de Energía emitió una *Resolución y Orden* ("Orden de 13 de octubre") en la que consolidó los dos asuntos peticionados por la OIPC y ordenó a LUMA:

- i. CESAR y DESISTIR inmediatamente de cualquier práctica que impida que los clientes puedan presentar su objeción a facturas a través de llamada telefónica o a través del portal cibernético de LUMA;
- ii. EXTENDER los términos para los abonados presentar objeciones por el mismo término de días en que LUMA no estaba permitiendo recibir objeciones mediante llamadas telefónicas y/o a través del portal cibernético de LUMA;
- iii. NOTIFICAR inmediatamente a los abonados sobre la extensión de términos; y
- iv. SOMETER evidencia de su cumplimiento.

Aunque LUMA indicó que tenía varios canales mediante los cuales los clientes podían presentar objeción a las facturas, luego de varios incidentes procesales, la OIPC y LUMA llegaron a unos acuerdos mediante el cual LUMA acordó implementar medidas adicionales para atender las preocupaciones de la OIPC.

No quedando otro asunto que resolver, el 8 de agosto de 2024, el Negociado de Energía cerró la investigación.

8. *In re: Fatalidad ocurrida el 22 de febrero de 2023, Caso Núm.: NEPR-IN-2023-0001*

Investigación iniciada para examinar las causas del incidente laboral y las acciones investigativas y/o correctivas tomadas por LUMA con relación al fallecimiento de un empleado.

De la investigación se determinó que la fatalidad del 22 de febrero de 2023 se debió a que el señor llevaba a cabo tareas no autorizadas utilizando equipos con carga eléctrica que no estaban incluidos en el plan de trabajo establecido. En otras palabras, el accidente eléctrico ocurrió en circunstancias sobre las cuales el empleador (LUMA) no tenía control directo. Además, PROSHA concluyó que no se encontró ninguna violación a las regulaciones administradas por la entidad. A la luz de todos los elementos analizados, no se halla ninguna violación por parte de LUMA que le responsabilice de la fatalidad ocurrida el 22 de febrero de 2023. Por el contrario, resulta forzoso concluir que LUMA, encargada de la administración del sistema de transmisión del sistema energética de la Autoridad, programó las tareas conforme a los requisitos y estándares de seguridad. Tal aseveración ha sido validada por PROSHA, como ente gubernamental especializado en la administración de la seguridad y salud ocupacional adscrito al Departamento del Trabajo.

Por tal razón, el 18 de julio de 2024, el Negociado de Energía procedió con el cierre y archivo de la investigación.

9. *In re: Investigación del Tramo 1 ("Tranche 1") de Proyectos de Energía Renovable y Almacenamiento, Caso Núm.: NEPR-IN-2023-0002*

Iniciada para realizar una investigación abarcadora de todos los procesos relacionados al Tramo 1, incluyendo a los funcionarios de la Autoridad y/o de cualquier otra compañía de servicio eléctrico que de alguna manera u otra participaron y/o tomaron decisiones respecto al Tramo 1. Esto en atención a que los retrasos asociados al Tramo 1 de proyectos de energía renovable y almacenamiento podrían incidir en las metas legales a corto, mediano y largo plazo, conocidas como la Cartera de Energía Renovable.

El 18 de octubre de 2024, el Negociado de Energía ordenó a la Secretaría notificar a la Autoridad y a LUMA el Informe Final de la Investigación, rendido 11 de octubre de 2024, a los fines de que presentaran sus respectivos comentarios y objeciones al mismo. Se ordenó, además, a la Secretaría hacer disponible el Informe al público en general una vez culminara la investigación de epígrafe, de conformidad con la Sección 15.10 del Reglamento 8543.2

El 7 de noviembre de 2024, LUMA y la Autoridad presentaron sus respectivos comentarios en torno al Informe.

El 27 de enero de 2025, el Negociado de Energía ordenó el cierre y archivo de la presente investigación.

10. *In re: Práctica de Estimaciones de Consumo y Posteriores Correcciones de Facturas en Cuentas comerciales Empleada por LUMA, Caso Núm. NEPR-IN-2023-0003*

La Oficina Independiente de Protección al Consumidor (OIPC) solicitó al Negociado de Energía iniciar una investigación basada en un reclamo que trascendió públicamente de que consumidores a nivel comercial alegaban haber recibido facturas de energía eléctrica por parte de LUMA cobrándoles cuantías considerables como resultado de estimaciones de factura.

El 29 de julio de 2024, las partes fueron ordenadas a informar conjuntamente el estado de los procedimientos de la investigación en curso en o antes del 15 de agosto de 2024. En cumplimiento con la orden, el 7 de agosto de 2024 las partes comparecieron mediante un escrito conjunto. Informaron que solo “resta que el Negociado de Energía atienda en sus méritos, los argumentos presentados por LUMA y la OICP... incluyendo la solicitud de LUMA de que se desestime o cierre esta investigación y la petición de la OICP en oposición a que se cierre o desestime la investigación

El 27 de enero de 2025, el Negociado de Energía emitió la Resolución Final de la Investigación y ordenó a Luma a implementar los hallazgos contenido en el Informe de Investigación y determinó que el término utilizado por LUMA para revisar o modificar las cuentas de clientes comerciales e industriales es determinada caso a caso. Antes del 18 de enero de 2024, LUMA realizaba ajustes desde el 1 de junio de 2021 el momento en que facturaban el consumo real del cliente comercial. Esto pues no existía un plazo máximo para la facturación retroactiva para los clientes comerciales e industriales. Ahora bien, a partir del 18 de enero de 2024, LUMA se vio obligada a ceñirse el plazo de 120 días desde la emisión de la factura, incluidos los clientes comerciales e industriales en cumplimiento de la Ley 36-2024.

El Negociado de Energía se encuentra en el proceso de cierre de esta investigación.

11. *In re: Investigación sobre el Cálculo y Valoración Realizada por LUMA Energy del Exceso de Kilovatios Exportados por Clientes con Medición Neta, Caso Núm.: NEPR-IN-2024-0001*

El Negociado de Energía inició la investigación luego que el 31 de enero de 2024, Mariana Nogales Molinelli, Representante por Acumulación de la Cámara de Representantes de Puerto Rico, cursó una misiva al Negociado de Energía mediante la cual informó haber recibido determinadas denuncias de ciudadanos sobre la manera en que LUMA alegadamente computa el exceso de kilovatios exportados por los

clientes en el programa de medición neta y la correspondiente compensación. La Representante adujo que tenía razones para creer que la fórmula que está utilizando LUMA no es precisa debido a que no considera los decimales de la cantidad de kilovatios para su valoración. Señaló, además, que LUMA alegadamente redondea la cantidad de kilovatios dejando un número decimal sin considerar. Según la Representante Nogales Molinelli, a largo plazo, la suma de tales kilovatios no contabilizados resulta en grandes cantidades de kilovatios que no se consideran en la energía exportada en exceso por los clientes bajo medición neta. Debido a lo anterior, la Representante Nogales Molinelli solicitó al Negociado de Energía una investigación exhaustiva y que rindiera el informe correspondiente.

LUMA indicó que había verificado sus récords y no identificó querellas o reclamaciones por parte de los clientes acogidos al programa de medición neta que estén relacionados a las alegaciones de la investigación. Así también, la OIPC indicó que no ha recibido denuncia de ciudadanos sobre el programa de medición neta que estén relacionado a las alegaciones de la investigación. De todas formas, LUMA presentó su informe sobre el cálculo y valorización que se le hace a los kilovatios horas exportados.

LUMA informó que se encontraba en la mejor disposición de atender los posibles reclamos de sus consumidores por lo que exhortó a la Lcda. Nogales Molinelli a referirle los casos que hubiese identificado para atenderlos con premura. A esos efectos, se comprometió a mantener informado al Negociado de Energía de esas conversaciones. Habida cuenta de lo anterior, solicitó que se diera por cumplida nuestra Orden de 17 de abril de 2024. Más adelante, el 13 de mayo de 2024, LUMA petitionó que el Informe intitulado *Investigation: Calculation and Valuation Excess Kilowatt Hours Exported* fuera publicado paralelo a la divulgación del contenido de esta Investigación. Así las cosas, previo a adentrarnos en nuestros hallazgos, es menester consignar que la Lcda. Nogales Molinelli no cumplió con las directrices emitidas por el Negociado de Energía. Destáquese que, luego de remitir la carta de 31 de enero de 2024, esta hizo caso omiso a nuestros requerimientos, a

pesar de la amplia oportunidad y deferencia que se le concediera. Particularmente, a proveer el nombre y manera de contactar a las personas o entidades que le manifestaron las denuncias objeto de esta Investigación.

La carencia de especificidad en cuanto a casos concretos de consumidores conlleva que los hallazgos y recomendaciones sean de carácter general. Esto, en ánimo de propiciar el cumplimiento de la política pública energética, lo cual es la piedra angular de los deberes y responsabilidades de este Negociado de Energía.

El 7 de febrero de 2025, el Negociado de Energía emitió su Resolución Final de esta Investigación mediante la cual concluyó lo siguiente:

- La Oficina Independiente de Protección al Consumidor se desprende que, de acuerdo con su experiencia, los clientes desconocen cómo funciona el Programa de Medición Neta. En referencia a esto, la OIPC arguye asiste recurrentemente a consumidores con inquietudes referentes al Programa de Medición Neta, pero "en muchas ocasiones el consumidor desconoce cómo funciona el Programa y, por ende, la manera en que se traduce en su factura.

Por consiguiente, LUMA debe producir una campaña educativa e informativa sobre el Programa de Medición Neta. Particularmente, estos esfuerzos deben estar centrados en explicar cómo calcula la medición neta, en qué consiste este Programa y cómo ello se traduce en una reducción del monto de las facturas de los consumidores. Así también, consideramos que, con respecto a los consumidores que son objeto de redondeos por parte de LUMA, la compañía debe realizar esfuerzos educativos con el objetivo de educarles sobre su situación particular. De igual forma, la OIPC, en representación del consumidor, deberá participar activamente de la referida campaña educativa.

- Consideramos que LUMA debe ser más proactiva en identificar, notificar y sustituir los contadores de aquellos consumidores que son objeto de prácticas de redondeo bajo el Programa de Medición Neta. Ciertamente, LUMA debe atajar la situación con estos contadores y con ello, reducir, el porcentaje de consumidores con esta situación. Por lo tanto, se exhorta a LUMA presentar un plan viable y ejecutable mediante el cual detalle el curso de acción a seguir para sustituir los contadores del 1.35% de consumidores que son objetos de redondeos en sus facturas bajo el Programa de Medición Neta. De esta forma, contribuirá a tener consumidores más informados sobre sus deberes, responsabilidades y beneficios bajo el Programa de Medición Neta a la vez que propicia que los contadores de estos consumidores estén alineados con las mejores prácticas y tecnologías en el mercado energético. En torno a las alegaciones que motivaron esta investigación, promovidas por la exlegisladora Mariana Nogales, concluimos que no existe un ápice de evidencia que las sostenga.
- Ni la señora exrepresentante, ni la OIPC, como tampoco la propia LUMA pudieron identificar un solo caso que ejemplificara lo alegado.

El Negociado de Energía está en proceso de cerrar esta investigación tan pronto culmine el término que tengan las partes para presentar sus objeciones a la Resolución Final.

12. *In re: Santa Isabel Substation Major Outage Affecting Coamo, Aibonito and Santa Isabel, Case No.: NEPR-IN-2024-0002*

El Negociado de Energía inició una investigación sobre las causas de un apagón ocurrido el 2 de junio de 2024 en el transformador de 115KV/38KV en la subestación de Santa Isabel que afectó los municipios

de Santa Isabel, Coamo y Aibonito quienes sufrieron interrupciones de servicio eléctrico por alrededor de una semana.

El 14 de febrero de 2025, EPRI rindió su Informe, en el cual esbozó los hallazgos, conclusiones y recomendaciones de rigor.

Ese mismo día el informe de la investigación se le cursó a las partes para comentarios sobre el mismo de acuerdo con las disposiciones de la Sección 15.08 del Reglamento 8543.

De conformidad con la Sección 15.10 del Reglamento 8543, el expediente del caso será de naturaleza confidencial hasta tanto concluya la investigación, momento a partir del cual estará disponible al público general. Únicamente se protegerá aquella información que haya sido clasificada como privilegiada y confidencial durante el transcurso de la investigación, por lo que dicha información no estará disponible al público en general una vez concluida la investigación.

13. *In re: June 12, 2024, Large-Scale BlueSky Customer Interruption, Case No.: NEPR-IN-2024-0003*

El Negociado de Energía inició una investigación sobre el apagón ocurrido el 12 de junio de 2024 que afectó las unidades 5, 6 y 9 de la Planta de Generación de San Juan y las unidades temporeras de emergencias TM2500 en dicha localidad. La interrupción del servicio eléctrico afectó alrededor de 100,000 clientes.

El 14 de febrero de 2025, EPRI rindió su Informe, en el cual esbozó los hallazgos, conclusiones y recomendaciones de rigor.

Ese mismo día el informe de la investigación se le cursó a las partes para comentarios sobre el mismo de acuerdo con las disposiciones de la Sección 15.08 del Reglamento 8543.

De conformidad con la Sección 15.10 del Reglamento 8543, el expediente del caso será de naturaleza confidencial hasta tanto

concluya la investigación, momento a partir del cual estará disponible al público general. Únicamente se protegerá aquella información que haya sido clasificada como privilegiada y confidencial durante el transcurso de la investigación, por lo que dicha información no estará disponible al público en general una vez concluida la investigación.

14. *In re: Puerto Rico's Electric System Liquidity Concerns*, Caso Núm.: NEPR-IN-2024-0004

El 30 de octubre de 2024, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden ("Resolución del 30 de octubre") mediante la cual inició una investigación sobre alegaciones relativas a problemas críticos de liquidez que afectan a LUMA en el marco de su expediente existente, *In Re: Puerto Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Rico* Caso Núm.: NEPR-MI-2020-0001, ("Expediente de Tarifas Aprobadas"). Además, a través de la Resolución del 30 de octubre, el Negociado de Energía designó a Scott Hempling para servir como Examinador de audiencias para investigar y abordar estas alegaciones:

- Las alegaciones de LUMA de que la Autoridad ha fracasado crónicamente en financiar completamente las cuentas de servicio de LUMA
- El reconocimiento de la Autoridad de su propio "déficit de liquidez"—que la Autoridad dijo fue una "consecuencia directa de la deficiente recaudación de LUMA por servicios de energía. . . y suspensión del servicio eléctrico a clientes morosos, cobro de postes, honorarios de embargo, entre otros, así como la administración del sistema T&D proyectos de capital financiados con fondos federales y retrasos sustanciales en los reembolsos"; y
- una carta al Negociado de Energía del Honorable Omar J. Marrero-Díaz, el entonces Secretario de Estado y Director Ejecutivo de la Agencia Fiscal de Puerto Rico y Autoridad de

Asesoría Financiera (“AAFAF”). La carta, parafraseada por el Negociado de Energía, “subrayó la urgencia y el impacto de los problemas de liquidez de la Autoridad, los desafíos y la inminente necesidad de abordar estas limitaciones de efectivo con soluciones a corto y largo plazo que permitan a la Autoridad financiar adecuadamente las Cuentas de Servicio bajo la T&D OMA y la LGA OMA”. El Negociado de Energía agregó que la carta “instaba al Negociado de Energía a tomar todas las acciones que considere necesarias para garantizar que la Autoridad tenga suficiente liquidez para llevar a cabo sus funciones, incluyendo la Reposición de Cuentas de Servicio.

El Oficial Examinador separó la investigación en dos fases. La primera fase para abordar las siguientes preguntas:

- (1) ¿Tenemos una emergencia que requiere acción inmediata? Esta determinación requiere definir “emergencia” de manera consistente con el estatuto y con entendimiento común.
- (2) Si tenemos una emergencia, ¿podemos abordarla sin una inyección inmediata de fondos adicionales? Esta determinación requiere analizar las causas inmediatas, incluyendo acciones u omisiones de cualquiera de las entidades.
- (3) Si es necesaria una inyección inmediata de fondos, en caso de que esos fondos provengan de ¿Una tasa de emergencia o de otra fuente?

El 18 de febrero de 2025, el Lcdo. Scott Hempling rindió su Informe únicamente en cuanto a la Fase 1 de la investigación, en el cual esbozó los hallazgos, conclusiones y recomendaciones de rigor.

El 19 de febrero se cursó a LUMA, la Autoridad y a Genera la Resolución y Orden del informe del oficial examinador sobre la primera fase de la investigación para De acuerdo con las disposiciones de la Sección 15.08 del Reglamento 8543 toda persona investigada podrá presentar, por

escrito, cualquier planteamiento, objeción o comentario debidamente fundamentados con relación al presente Informe. Tales objeciones, planteamientos o comentarios deberán ser presentados dentro de veinte (20) días, contados a partir de la fecha de notificación del presente Informe. De conformidad con la Sección 15.10 del Reglamento 8543, el expediente del caso será de naturaleza confidencial hasta tanto concluya la investigación, momento a partir del cual estará disponible al público general. Únicamente se protegerá aquella información que haya sido clasificada como privilegiada y confidencial durante el transcurso de la investigación, por lo que dicha información no estará disponible al público en general una vez concluida la investigación.

D. OTRAS INICIATIVAS Y PROYECTOS

Desarrollo de planta dual ("CCGT")

- Continuamente el Negociado de Energía revisa el presupuesto y las asignaciones de fondos federales para asegurarse que la inversión está alineada con el Plan Integrado de Recursos ("PIR"). Como parte del PIR, durante el año 2021 el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad realizar los estudios necesarios de localización, las gestiones de permisos, la planificación y la viabilidad, respecto a la generación nueva y/o recursos de almacenaje de energía en el área de Palo Seco. Después de varios informes por parte de la Autoridad, el Negociado de Energía, mediante Resolución y Orden del 3 de agosto de 2022^[1], determinó que se debe desarrollar una planta dual ("CCGT") que utilice gas natural e hidrógeno o ser convertida para la producción de hidrógeno en el área de San Juan y se ordenó a la Autoridad que comenzara el proceso de solicitud de propuestas a través de la Autoridad para las Alianzas Públicos Privadas ("P3"). Además, en dicha Resolución y Orden, se le reafirmó a la Autoridad que tienen que presentar informes mensuales que incluyan el estatus del desarrollo de los estudios conducentes al desarrollo de la planta dual y de igual forma se incluyan las acciones tomadas para enmendar las peticiones de fondos federales a FEMA, otorgados a Palo Seco, y que se deban utilizar para desarrollar un proyecto de

almacenaje de energía en dicha localidad. Esta planta nueva representaría una generación de 300MW de energía, con el propósito de obtener un sistema más confiable y resiliente. El proceso para el desarrollo de esta nueva planta de generación lo está llevando la Autoridad a través de P3, quienes en marzo de 2023 abrieron el proceso de solicitud a los proponentes. Dicho proceso culminó y el contrato para una nueva planta de gas se firmó con el Gobierno de Puerto Rico a finales de diciembre de 2024.

Accelerated Storage Addition Program (ASAP)

- El 9 de noviembre de 2023, LUMA presentó ante el Negociado de Energía informalmente, un Programa Acelerado de Adición de Almacenamiento ("ASAP", por su acrónimo en inglés). LUMA indicó que dicho programa permitiría la integración de los muy necesarios sistemas de almacenamiento de energía en baterías ("BESS", por su acrónimo en inglés) al Sistema Eléctrico de Puerto Rico en un tiempo significativamente menor que el tiempo esperado a través del proceso de adquisición de almacenamiento y energía renovable en curso ("Tramos"). LUMA expresó a los Comisionados que presentarían tal concepto a otras partes interesadas para obtener más insumo de las partes relevantes para garantizar el éxito del Programa lo antes posible.
- El 30 de noviembre de 2023, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden bajo el Caso No.: NEPR-MI-2021-0002 mediante la cual ordenó a LUMA presentar dentro de los cinco (5) días hábiles una presentación incluyendo, entre otros:
 - a. Una descripción detallada y discusión del concepto de BESS Acelerado.
 - b. Programa, incluidos sus beneficios (por ejemplo, económicos, operativos, etc.);
 - c. El estado de los esfuerzos para formalizar el Programa Acelerado BESS;

- d. Una discusión sobre cualquier barrera identificada que pueda afectar la implementación del Programa BESS acelerado, incluido cualquier aporte de las partes interesadas;
- e. Una discusión sobre los impactos del Programa Acelerado BESS en Genera PR, LLC ("GENERA") Proyecto BESS aprobado condicionalmente por el Negociado de Energía mediante la Resolución del 8 de noviembre de 2024.

El 21 de diciembre de 2023, LUMA presentó el Programa de Adición de Almacenamiento. Mediante la Moción del 21 de diciembre, LUMA presentó la información sobre el concepto ASAP y solicitó además que el Negociado de Energía abra un expediente separado para considerar el concepto ASAP donde se presentará información adicional más detallada, a medida que se desarrolle el Programa. Según indica LUMA, el programa ASAP propondría tener Productores Independientes de Energía ("IPP", por su acrónimo en inglés) con Acuerdos Operativos y de Compra de Energía ("PPOA", por su acrónimo en inglés) vigentes con la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico ("Autoridad") para agregar BESS en sus ubicaciones de manera acelerada. Contempló que se haría una oferta estándar a los IPP para modificar sus PPOA para agregar capacidad BESS en sus instalaciones. LUMA declaró además que enviaría esta capacidad adicional de BESS para proporcionar apoyo de voltaje y frecuencia y servicios auxiliares, proporcionando así una mejor confiabilidad del sistema y una reducción de los eventos de relevo de carga. LUMA destacó que el ASAP no era un proyecto de capital de Autoridad/LUMA; más bien, el desarrollo del BESS bajo ASAP sería responsabilidad de los IPP.

LUMA afirma que el ASAP, tal como se propone, no requiere financiamiento federal. De ahí que LUMA sostuvo que el ASAP no es el tipo de proyecto sujeto a evaluación en el Procedimiento del Plan Decenal de la AEE. Sin embargo, LUMA destacó la necesidad de que el Negociado de Energía abra un expediente no adjudicativo separado para tales propósitos para evitar confusión con respecto a la naturaleza del proyecto y permitir un proceso más eficiente para considerar los aspectos regulatorios y prácticos de implementación del ASAP.

El 19 de abril de 2024, el Negociado de Energía inició el proceso para evaluar el concepto ASAP de LUMA⁹⁹.

El 26 de abril de 2024, LUMA presentó ante el Negociado de Energía un documento titulado *Moción para presentar la estructura ASAP y Concepto en Cumplimiento de Resolución y Orden emitida el 19 de abril de 2024 y Solicitud de Determinación de Consistencia con la Política Pública Energética y el PIR*. LUMA presentó un concepto denominado ASAP. Según LUMA, el concepto ASAP brinda la oportunidad de agregar BESS en ubicaciones de IPP existentes de manera acelerada, cuyos beneficios incluyen:

1. El cronograma para poner BESS en línea se puede acortar significativamente;
2. Se pueden reducir/minimizar el riesgo de desarrollo y la incertidumbre regulatoria;
3. BESS puede mejorar la confiabilidad del sistema y reducir la pérdida de carga; y
4. ASAP puede reducir los costos significativamente.

LUMA afirmó que ASAP puede sumar hasta 360MW (estimación preliminar basada en interesados) PPI; LUMA indicó que este número puede cambiar a medida que se desarrolle el programa de capacidad del BESS (almacenamiento de 4 horas) en las 136 instalaciones IPP existentes a través de una enmienda de "Oferta estándar" para sus PPOA existentes ("Acuerdo SO"), lo que resulta en una confiabilidad mejorada y una carga reducida para el sistema a un ritmo acelerado y costos reducidos.

⁹⁹ Resolución y Orden, *In re: LUMA's Accelerated Storage Addition Program*, Caso Núm.: NEPR-MI-2024-0002, 19 de abril de 2024.

ASAP se implementaría en dos fases:

Fase 1

1. La fase 1 (185 MW) puede comenzar de inmediato y no requiere actualizaciones de red o costos de interconexión, y algunas instalaciones de IPP afirman que podrían ser comercial en menos de 12 meses; y

Fase 2

2. La Fase 2 (175MW) comenzará después de la Fase 1 con trabajos menores de interconexión.

El 20 de diciembre de 2024, el Negociado de Energía determinó que las versiones finalizadas del tres (3) Acuerdos SO de la Fase 1 ASAP se alinearon con la Política Pública Energética y el PIR Aprobado. El Negociado de Energía aprobó las versiones finalizadas del tres (3) Acuerdos SO de la Fase 1 y ordenó a la Autoridad a buscar aprobación de la Junta de Supervisión Fiscal.

El 23 de diciembre de 2024, LUMA presentó la versión finalizada del SO del Cuarto Participante de la Fase 1 para aprobación del Negociado de Energía.

Así también, para esa misma fecha, el Negociado de Energía autorizó Acuerdo propuesto de SO para la Fase 2 y ordenó a distribuirlo inmediatamente a los posibles participantes e iniciar negociaciones.

El 14 de enero de 2025, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden mediante la cual aprobó la Propuesta Acuerdo de Oferta Estándar de la Fase 1 Final y ordenó pasos posteriores, incluyendo presentaciones ante el Negociado de Energía y búsqueda de aprobación del la Junta de Supervisión Fiscal.

El Negociado de Energía reconoce la necesidad de un mecanismo de financiamiento para cubrir los costos de interconexión, por lo que el 14 de enero de 2025 ordenó a LULA a proporcionar en o antes de 31 de enero de 2025, un estimado de costos específicos junto con la

documentación de respaldo para aprobar el mecanismo de costos de interconexión propuesto.

V. ADMINISTRACIÓN

De conformidad con las disposiciones de la Ley Núm. 211-2018¹⁰⁰, el Negociado de Energía coordina todos sus asuntos administrativos con la Junta Reglamentadora de Servicio Público, esto sin que se vea afectada su independencia y autonomía fiscal.

De otra parte, la Ley 17-2019 enmendó el Artículo 6.16 de la Ley 57-2014 a los fines de modificar el presupuesto del Negociado de Energía a partir del Año Fiscal 2019-2020. Dicho presupuesto será de veinte millones de dólares (\$20,000,000) para cada año fiscal y se computará a base de un cargo regulatorio anual establecido por el Negociado de Energía, el cual proviene del ingreso bruto anual de la Autoridad y de las demás compañías de servicio eléctrico. Conforme al referido Artículo 6.16, la Autoridad vendrá obligada a cobrar dicho cargo regulatorio anual a las demás compañías de servicio eléctrico y remitir al Negociado de Energía dos (2) pagos de diez millones de dólares (\$10,000,000) cada uno, en o antes de 1 de enero y de 1 de julio de cada año.

Tomando en consideración lo anterior, el Negociado de Energía aprobó la *Enmienda al Reglamento Núm. 8701, sobre Certificaciones, Cargos Anuales y Planes Operacionales de Compañías de Servicio Eléctrico en Puerto Rico* ("Enmienda al Reglamento 8701").¹⁰¹ El proceso de adopción de la Enmienda al Reglamento 8701, llevado a cabo conforme a los procesos establecidos por la Ley 38-2017, contó con amplia participación de la Autoridad y de las compañías de servicio eléctrico certificadas por el Negociado de Energía. La Enmienda al Reglamento 8701 establece, entre otros asuntos, (i) la forma en

¹⁰⁰ Conocida como *Ley de Ejecución del Plan de Reorganización de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico*, según enmendada ("Ley 211-2018").

¹⁰¹ Resolución, Aprobación final de Enmiendas al Reglamento Núm. 8701, In Re: Enmienda al Reglamento sobre Certificaciones, Cargos Anuales y Planes Operacionales de Servicio Eléctrico en Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-MI-2015-0006, 8 de junio de 2020.

que el Negociado de Energía realizará el cómputo de los cargos anuales por regulación a ser pagados por las compañías de servicio eléctrico certificadas; y (ii) la forma en que la Autoridad cobrará dichos cargos anuales, a tenor con las disposiciones de la Ley 17-2019.

Además, luego de recopilar la información financiera a tenor con la Enmienda al Reglamento 8701, el 22 de junio de 2021, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden¹⁰² mediante la cual estableció el cargo regulatorio para el Año Fiscal 2021-2022 para la Autoridad y para las demás compañías de servicio eléctrico.

VI. PLAN DE TRABAJO DEL NEGOCIADO DE ENERGÍA

En aras de continuar ejerciendo efectivamente sus funciones, y en cumplimiento con las disposiciones del Artículo 6.37 de la Ley 57-2014, durante el año 2024 el Negociado de Energía implementó el siguiente plan de trabajo. En dicho plan el Negociado de Energía identificó los asuntos y procedimientos de mayor prioridad para la consecución de los objetivos trazados de acuerdo con la política pública energética. Estos objetivos son los siguientes:

Objetivo Núm. 1

Fomentar el desarrollo e implementación de tecnologías y procesos que flexibilicen la generación de energía, así como la operación y administración del sistema eléctrico de transmisión y distribución a los fines de mantener una red eléctrica estable y segura que al mismo tiempo amplíe las opciones de servicio.

Objetivo Núm. 2

Garantizar que el servicio eléctrico sea brindado al menor costo posible, con los más altos estándares, garantizando tarifas justas y razonables. De esta forma, se busca lograr una reducción permanente en los costos de energía.

¹⁰² Resolución, In Re: Cálculo de Cargo Regulatorio para Compañías de Servicio Eléctrico, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0007, 22 de junio de 2021.

Objetivo Núm. 3

Actualizar el último plan integrado de recursos aprobado, tomando en consideración la necesidad de conectar los cargadores de vehículos eléctricos a la red eléctrica, de forma tal que responda efectivamente a las necesidades de Puerto Rico. La idea es lograr la aprobación de un plan integrado de recursos que considere todos los recursos razonables para satisfacer la demanda de los servicios eléctricos durante determinado período de tiempo. Se persigue el desarrollo del sistema energético de forma ordenada e integrada, asegurando que se provea el servicio eléctrico a través de un sistema confiable, eficiente y transparente, a un precio razonable.

Objetivo Núm. 4

Culminar el programa de alcance comunitario para llevar la discusión sobre política pública energética y los trabajos del Negociado de Energía a la comunidad, incluyendo talleres sobre los procesos del Negociado de Energía y la participación ciudadana.

Objetivo Núm. 5

Resolución de querellas y solicitudes de revisión de facturas dentro de un término razonable de tiempo.

Objetivo Núm. 6

El Negociado de Energía, como parte de sus funciones y deberes, mantuvo y formalizó contratos para los siguientes proyectos:

1. **Hydrogen Roadmap Plan** - a raíz de la Orden Ejecutiva 2022-022, a los fines de reconocer la combustión de hidrógeno como fuente de energía renovable en Puerto Rico, se formalizó un contrato para crear un plan para el uso de hidrógeno como fuente alterna de energía. A través de este plan podremos reconocer las necesidades y usos para el hidrógeno en Puerto Rico, como también poder identificar fuentes de producción y desarrollar mercados para el mismo. El estudio para el Plan para el uso de Hidrógeno fue completado en junio 2023.

Por otra parte, el 3 de agosto de 2022, el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad a comenzar una Solicitud de Propuestas a través de la Autoridad de Alianzas Público Privada para una nueva planta de ciclo combinado de gas que pudiera a su vez utilizar hidrógeno¹⁰³.

La Autoridad de las Alianzas Pública Privada comenzó el proceso de Solicitud de Propuestas. Estimamos que el proceso para la adjudicación de la propuesta para una nueva planta de gas se firmó con el Gobierno de Puerto Rico a finales de diciembre de 2024.

2. **Estudio de Viabilidad y Planificación para el desarrollo de Hidroeléctricas en Puerto Rico**– El Negociado de Energía en el proceso de generar un estudio para la planificación y viabilidad económica para el desarrollo de potenciales hidroeléctricas en Puerto Rico. El estudio pretende identificar lugares adecuados donde se puedan desarrollar: pequeñas hidroeléctricas, facilidades hidroeléctricas con sistema de bombeo y almacenamiento convencional y modular, sistemas de paneles solares flotantes en los embalses y represas no-hidroeléctricas. Los resultados de este estudio servirán para proveer opciones adicionales de fuentes de energía renovables que puedan ser incorporados a la red eléctrica de Puerto Rico.

¹⁰³ Ver, Resolución y Orden, *In re: Preliminary Studies for New Combined Cycle Power Plant in Palo Seco*, Caso Núm.: NEPR-MI-2021-0003, 3 de agosto de 2022.