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

1 de marzo de 2023

SENADO DE PUERTO RICO
OFICINA DEL SECRETARIO
3 MAR 2023 4:38

Honorable Pedro R. Pierluisi Urrutia
Gobernador de Puerto Rico
La Fortaleza, Puerto Rico

Honorable José L. Dalmau Santiago
Presidente
Senado de Puerto Rico
El Capitolio, San Juan, Puerto Rico

Honorable Rafael Hernández Montañez
Presidente
Cámara de Representantes de Puerto Rico
El Capitolio, San Juan, Puerto Rico

INFORME ANUAL AL GOBERNADOR Y LA ASAMBLEA LEGISLATIVA 2022

Estimados todos:

En cumplimiento con las disposiciones del Articulo 6.3 (qq) y el Articulo 6.37 de la Ley 57-20141, presentamos el Informe Anual 2022 sobre la ejecución de los deberes y funciones conferidos al Negociado de Energia de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico ("Negociado de Energia"). Según se desprende del Informe Anual, que comprende el periodo del año natural de 2022, hemos continuado la encomienda del Negociado de Energia con un alto sentido de responsabilidad y entusiasmo atendiendo los trabajos en esta institución tan importante para el desarrollo de Puerto Rico. A tales efectos, hemos atendido y/o iniciado asuntos importantes a tenor con las facultades que nos confiere la Ley 57-2014.

Según lo requiere el Articulo 6.37(c) de la Ley 57-2014, hemos continuado un proceso de recopilación de datos de varias fuentes, incluyendo los entes regulados, para establecer y mantener una base

de datos actualizados y proyecciones estadísticas sabre la generación, distribución, utilización y consumo de energía en Puerto Rico.

De otra parte, el presente Informe Anual utiliza las herramientas y plataformas digitales que destacan nuestra labor reguladora y fiscalizadora. La utilización de dichas herramientas digitales contribuye a mantener informada a la ciudadanía de todos los procesos del Negociado de Energía.

Reiteramos nuestro compromiso continuo con la fiscalización y regulación de la industria eléctrica de cara al año 2022. De estimarlo necesario, estamos a su disposición para discutir el contenido de este informe.

Atentamente,

Edison Avilés Deliz
Presidente

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

INFORME ANUAL AL GOBERNADOR Y A LA ASAMBLEA LEGISLATIVA

Año Natural 2022

NEGOCIADO DE ENERGÍA DE LA JUNTA REGLAMENTADORA DE SERVICIO PÚBLICO

1 de marzo de 2023

Edificio World Plaza, 268 Ave. Muñoz Rivera, Suite 202 (Nivel Plaza), Hato Rey P.R. 00918

TABLA DE CONTENIDO

I. INTRODUCCION 3

II. ESTADO DE SITUACIÓN ENERGÉTICA DEL PAÍS 4

A. PLAN INTEGRADO DE RECURSOS 5

B. IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN INTEGRADO DE RECURSOS APROBADO Y PLAN DE ACCIÓN MODIFICADO – PLAN PARA PROCURAR RECURSOS DE ENERGÍA RENOVABLE 9

III. TARIFA DE SERVICIO ELÉCTRICO 12

A. IMPLEMENTACIÓN DE LA TARIFA PERMANENTE APROBADA DE LA AUTORIDAD Y PROCESO DE RECONCILIACIÓN PARA DETERMINAR LOS FACTORES DE LAS CLÁUSULAS DE AJUSTE TRIMESTRALES 12

B. IMPLEMENTACIÓN DEL MARCO REGULATORIO VIGENTE 15

1. Revisión de Facturas Emitidas por la Autoridad 15

2. Microredes 15

3. Reglamento de Trasbordo 16

4. Cooperativas de Energía 16

5. Proceso de Desagregación (Unbundling) 17

6. Estudio de Almacenamiento de Energía 19

7. Reglamentos de Respuesta a la Demanda y Eficiencia Energética 20

8. Mecanismos de Incentivo Basados en Desempeño y Métricas de la Autoridad 23

9. Informes de Progreso de Interconexión 24

10. Desarrollo de Reglamentos en Cumplimiento con la Ley 17-2019 33

11. Fiscalización del Contratante de la Operación del Sistema de Transmisión y Distribución 34

12. Proyectos de energías renovables aprobados por el Negociado de Energía 35

13. Aprobación de proyecto del Sistema Eléctrico con Fondos Federales 37

14. Proyectos de Energia Renovables (RFP) 41

15. Despliegue de Infraestructura de Cargadores para Vehículos Eléctricos 43

IV. CASOS ANTE EL NEGOCIADO DE ENERGÍA 45

A. REVISIÓN DE FACTURAS 45

B. QUERELLAS 45

C. INVESTIGACIONES 47

D. INICIATIVAS Y PROYECTOS 50

V. ADMINISTRACIÓN 50

VI. PLAN DE TRABAJO DEL NEGOCIADO DE ENERGÍA 51

I. INTRODUCCION

En cumplimiento con las disposiciones del Artículo 6.3 (qq) y el Artículo 6.37 de la Ley 57-2014[1] el Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico ("Negociado de Energía") presenta este Informe Anual ante el Gobernador 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 2022.

El Negociado de Energía es un ente especializado e independiente creado por la Ley 57-2014, encargado de reglamentar, supervisar, fiscalizar y asegurar el cumplimiento de la Política Pública Energética de Puerto Rico. 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. De otra parte, el Negociado de Energía es responsable de regular a todas las compañías de servicio eléctrico en Puerto Rico.

Además, el Negociado de Energía tiene la facultad, responsabilidad, poder y deber de velar porque todo contrato de compraventa de energía cumpla con los estándares establecidos y aplicables. 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.

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

[1] Conocida como, *Ley de Transformación y ALIVIO Energético*, según enmendada ("Ley 57-2014").

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 Trasbordo de Energía; la evaluación de las Transacciones de la Autoridad conforme establece la Ley 120-2018[2]; 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.

El Negociado de Energía está comprometido en continuar ejerciendo sus múltiples responsabilidades y obligaciones con el fin de establecer un mercado energético eficiente y resiliente, que permita la reconstrucción de Puerto Rico y fomente su desarrollo económico. Las gestiones realizadas por el Negociado de Energía, en la consecución de dicho fin, se detallan a continuación:

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-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

[2] Conocida como *Ley para Transformar el Sistema Eléctrico de Puerto Rico*, según enmendada.

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

La Ley 57-2014 establece que la Autoridad, o su sucesora, en este caso LUMA[3], debe presentar cada tres (3) años o menos, según determine el Negociado de Energía, la revisión y actualización del Plan Integrado de Recursos (PIR) al Negociado de Energía para su aprobación.[4] En términos generales, el PIR es un plan que debe considerar todos los recursos razonables para satisfacer la demanda de los servicios eléctricos durante determinado período de tiempo, en este caso veinte (20) años. Estos recursos incluyen aquellos relacionados a la oferta energética, ya sean recursos existentes, tradicionales y/o nuevos. También incluyen aquellos relacionados a la demanda energética, tales como conservación y eficiencia energética, respuesta a la demanda (*demand response*), y la generación distribuida por parte de clientes industriales, comerciales o residenciales. LUMA, en representación de la Autoridad, tiene el deber de preparar su propuesta de PIR en cumplimiento con las disposiciones

[3] LUMA Energy, LLC. and LUMA Energy ServCo, LLC. (conjuntamente, "LUMA").
[4] *Véase* Artículo 6.23 de la Ley 57-2014.

del Reglamento 9021, *Reglamento del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica.*[5]

El PIR está sujeto a cumplimiento con las disposiciones de la Ley 17-2019,[6] y las reglas establecidas por el Negociado de Energía.[7] De igual forma, todas las compañías de servicio eléctrico en Puerto Rico tienen la obligación de cumplir con el PIR aprobado por el Negociado de Energía.[8]

De conformidad con las disposiciones de la citada Ley 57-2014, el 15 de marzo de 2018 el Negociado de Energía inició el procedimiento adjudicativo, bajo el Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, la Fase 1 del proceso para el desarrollo de un nuevo PIR por la Autoridad. Luego de varios trámites procesales, el 3 de julio de 2019, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden mediante la cual determinó que la propuesta del PIR revisado presentada por la Autoridad el 7 de junio de 2019, cumplía con los requisitos del citado Reglamento 9021 y comenzó el proceso formal de evaluación de la propuesta del PIR de la Autoridad. El procedimiento llevado a cabo por el Negociado de Energía contó con amplia participación de las partes interesadas y el público en general. Tras la evaluación de las solicitudes de intervención y de participación como *Amicus Curiae*, durante el proceso del PIR participaron diecisiete (17) interventores y cuatro (4) *Amicus Curiae*. El Negociado de Energía realizó una Conferencia Técnica Inicial,[9] la cual se dividió en dos partes y se celebró el 13 de agosto de 2019 y el 4 y 5 de septiembre de 2019, para que la Autoridad presentara su propuesta del PIR y se discutieran diversos asuntos relacionados a: (i) aspectos económicos de las miniredes; (ii) inversiones para fortalecer activos de transmisión; (iii) resultados de los distintos portafolios de recursos a través de los escenarios; y (iv) limitaciones de las representaciones de las opciones en el PIR, entre otros. Además, el Negociado de Energía llevó a cabo un extenso proceso

---

[5] El Reglamento 9021 fue adoptado por el Negociado de Energía el 24 de abril de 2018. El mismo derogó el Reglamento 8594, según enmendado, *Reglamento del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica*, aprobado el 17 de julio de 2015. El Reglamento 8594 rigió el proceso de aprobación del primer PIR. El Negociado de Energía aprobó el primer PIR el 23 de septiembre de 2016. *Véase Resolución Final y Orden sobre el Primer Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002. El PIR vigente fue aprobado el 24 de agosto de 2020. *Véase* Resolución y Orden, *In Re: Revisión del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, 24 de agosto de 2020.

[6] Conocida como, *Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico*, ("Ley 17-2019").

[7] *Véase* Artículo 6.23 de la Ley 57-2014.

[8] *Véase* Artículo 1.6(15), de la Ley 17-2019.

[9] Nótese que la Conferencia Técnica fue transmitida por el Canal de YouTube del Negociado de Energía en inglés y español y que los asistentes a la vista contaron con traducción simultánea en inglés y español.

de descubrimiento de prueba. A través de dicho proceso tanto el Negociado de Energía como los interventores tuvieron la oportunidad de hacer preguntas, de manera escrita, a la Autoridad sobre su propuesta del PIR.

Durante los días, 3 al 7 de febrero de 2020, el Negociado de Energía celebró la Vista Evidenciara sobre el proceso del PIR.

El Negociado de Energía emitió una Resolución Final y Orden el 24 de agosto de 2020 ("Resolución Final del PIR") mediante la cual, aprobó en parte y rechazó en parte, el PIR propuesto por la Autoridad. Tras una evaluación extensa, múltiples vistas evidenciaras y vistas públicas alrededor de la Isla, el Negociado de Energía aprobó un PIR modificado y un Plan de Acción Modificado que cubre un periodo de cinco (5) años.

Entre los elementos principales del PIR y del Plan de Acción Modificado está la aprobación de dos mil millones de dólares ($2,000,000,000.00) para inversión en elementos del sistema de transmisión que no están relacionados a las Miniredes. En cuanto a las inversiones propuestas para el concepto de Miniredes, el Negociado de Energía determinó comenzar un Procedimiento de Optimización a los fines de evaluar con profundidad la necesidad de las inversiones propuestas por la Autoridad en cuanto a este concepto. En cuanto al sistema de distribución eléctrica, se aprobó la inversión de $911,500,000.00 principalmente dirigidos a la construcción soterrada de las líneas de distribución principales y mejoras a las subestaciones utilizando tecnologías aisladas con gas (Gas Insulated Substations-GIS). Estas mejoras se tienen que coordinar con la integración de sistemas de generación distribuida (GD).

Además, se aprobó la integración de energía de fuentes renovables en combinación con sistemas de almacenamiento de energía que aseguren el cumplimiento con los requisitos de la Cartera de Energía Renovables (RPS) de una manera costo efectiva. El Negociado de Energía aprobó el desarrollo de al menos 3,500 MW de recursos de generación de todas las tecnologías de energía renovable y hasta un máximo de 3,900 MW para el año 2025. También aprobó el desarrollo de al menos 1,360 MW de sistemas de almacenaje de energía por medio de baterías, hasta un máximo de 1,480 MW para el mismo año. Se ordenó, además, acelerar la implementación de programas de eficiencia energética necesarios para alcanzar un ahorro de 2% anual. Por otra parte, el Negociado de Energía aceptó el contrato de la Autoridad para la compraventa de energía y operación, renegociado con EcoEléctrica y el contrato para la compraventa de combustible otorgado con Naturgy, LLC hasta el año 2032. Mientras que se incluye el retiro de la central generatriz AES al final del año 2027 como establece la Ley 17-2019.

Por otro lado, aunque se aceptó la conversión de las unidades 5 y 6 de la central generatriz San Juan para la quema de gas natural como una decisión fija en el

presente PIR, el contrato actual de compraventa de combustible con New Fortress Energy expira en el año 2025. Por lo tanto, la extensión de dicho contrato se considerará como una opción y no como una decisión fija durante el proceso de evaluación del próximo PIR.

Se aprobó, además, el retiro dentro de los próximos cinco (5) años de una porción de las unidades de respuesta rápida ("peaking units") *Frame* 5, así como las siguientes unidades de vapor de la Autoridad: Aguirre 1 y 2; San Juan 7, 8, 9 y 10; Palo Seco 3 y 4; y Costa Sur 5 y 6; y el Ciclo Combinado de Aguirre Ag CC 1 y 2. El retiro de estas unidades está sujeto al desarrollo de recursos nuevos de generación, según descritos en el PIR modificado. De igual forma, se ordenó que el reemplazo de capacidad de las unidades de respuesta rápida *Frame* 5 se limite a 81 MW de capacidad y se haga mediante un proceso competitivo de licitación que incluya todas las tecnologías disponibles.

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 reportes por parte de la AEE, el Negociado de Energía, mediante Resolución y Orden del 3 de agosto de 2022[10], determinó que se debe desarrollar una planta dual (CCGT) que utilice gas natural e hidrogeno o ser convertida para la producción de hidrogeno en el área de San Juan y se ordenó a la Autoridad que comenzaran el proceso de solicitud de propuestas a través de 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, proporcionando un sistema más confiable y resiliente.

De otra parte, el Negociado de Energía no aprobó actividades preliminares para el desarrollo de un terminal marítimo de gas natural licuado en Yabucoa, ni en Mayagüez. El Negociado de Energía determinó que dicha infraestructura no forma parte del plan de más bajo costo. Tampoco se dio paso al desarrollo de 18 turbinas de gas nuevas para el reemplazo de todas las unidades de respuesta rápida *Frame* 5, por entender que no es la alternativa de menor costo.

[10] Caso # NEPR-MI-2021-0003 Resolución y Orden de 3 de agosto de 2022.

B. Implementación del Plan Integrado de Recursos Aprobado y Plan de Acción Modificado – Plan para procurar recursos de energía renovable

El Negociado de Energía emitió su determinación final sobre el procedimiento del PIR de la Autoridad el 24 de agosto de 2020. Como parte de la Resolución Final del PIR, 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. El Negociado de Energía estableció un calendario para la incorporación de dichos recursos de energía renovable y almacenamiento, según se presenta a continuación:

Tabla 1: Calendario de desarrollo de propuestas para Recursos de Energia Renovable y almacenamiento

		Solar PV u otro equivalente de energía, MW		Almacenamiento de Baterías de 4-hr. equivalente, MW	
Fecha prevista de publicación de RFP	**Etapa de Contratación (TRAMOS)**	**Mínimo**	**Acumulativo**	**Mínimo**	**Acumulativo**
Dec-20	1	1000	1000	500	500
Jun-21	2	500	1500	250	750
Dec-21	3	500	2000	250	1000
Jun-22	4	500	2500	250	1250
Dec-22	5	500	3000	125	1375
Jun-23	6	750	3750	125	1500

El 16 de diciembre de 2021 la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía una moción incluyendo quince (15) proyectos para sistemas fotovoltaicos (PV) totalizando 733 MW y para tres (3) sistemas de almacenamiento de energía (BESS) totalizando 220 MW. Luego mediante moción del 23 de diciembre de 2021, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía tres (3) proyectos adicionales para sistemas PV que totalizan 112 MW, para un total neto de 885 MW en generación.

El 2 de febrero de 2022, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden mediante la cual autorizó a la Autoridad a concluir las negociaciones con los proponentes de los acuerdos para los dieciocho (18) proyectos de sistemas PV. Ese mismo día, la Autoridad sometió ante el Negociado de Energía información para seis (6) proyectos adicionales de sistemas BESS.

El 11 de abril de 2022 el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden solicitando información tanto a la Autoridad como a LUMA sobre los recursos y costos relacionados para las interconexiones en el TRAMO 1. Luego el 27 de abril de 2022, el Negociado de Energía mediante Resolución y Orden, ordenó a LUMA a someter los resultados de los estudios técnicos y a la Autoridad a someter copias de los dieciocho (18) acuerdos.

El 13 de junio de 2022 el Negociado de Energía, mediante Resolución y Orden, autorizó a la Autoridad a finalizar las negociaciones para los acuerdos de los nueve (9) sistemas de almacenamiento de energía (BESS) y de una planta virtual de 17 MW.

El 30 de junio de 2022, la Autoridad sometió ante el Negociado de Energía el estatus de los acuerdos para los dieciocho (18) proyectos de sistemas PV. Luego, el 8 de julio de 2022, el Negociado de Energía, mediante Resolución y Orden, aprobó los acuerdos para nueve (9) de los proyectos de sistemas PV según presentados en la moción de 30 de junio de 2022 por parte de la Autoridad.

El 4 de agosto de 2022, la Autoridad sometió ante el Negociado de Energía, mediante Moción, copia de cuatro (4) acuerdos de sistemas PV. Luego el 13 de agosto de 2022, sometió copia de otro acuerdo para los sistemas PV. El 15 de agosto de 2022, mediante Resolución y Orden, el Negociado de Energía aprobó los cinco (5) acuerdos presentados de sistemas PV.

El 26 de agosto de 2022, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía copia de los cuatro (4) acuerdos restantes para los sistemas PV por 245 MW y de dos (2) acuerdos para sistemas BESS por 500 MW. El 1 de septiembre de 2022, el Negociado de Energía mediante Resolución y Orden aprobó los cuatro (4) acuerdos de los proyectos restantes de PV y los dos (2) acuerdos de los proyectos de sistemas BESS.

La Tabla 2 que se muestra a continuación muestra los proyectos aprobados para el TRAMO 1 para PV y BESS.

Tabla 2: Proyectos de Energía Renovable

Proyecto	Capacidad (MW)	Localización
Juncos I PV	100 MW AC	Las Piedras, PR
Ciro Two Salinas	43 MW AC	Salinas, PR
Guayama Solar Energy	50 MW AC	Guayama, PR
Solaner San Germán	35 MW AC	San Germán, PR
Coamo Solar	100 MW AC	Coamo, PR
Barceloneta Solar	60 MW AC	Arecibo, PR
Vega Baja Solar	25 MW AC	Vega Baja, PR
Yabucoa Solar Farm	32.1 MW AC	Yabucoa, PR
Tetris Power	20 MW AC	Arecibo, PR
Yabucoa Energy Park	38.5 MW AC, 20 MW BESS	Yabucoa, PR
Enerxia Solar Cabo Rojo	21 MW AC	Cabo Rojo, PR
Diversys Solar Mayaguez	24.975 MW AC	Mayaguez, PR
Bemoga Breñas	25 MW AC	Vega Alta, PR
Esmeralda Solar Farm	60 MW AC	Santa Isabel, PR
Salinas Solar	120 MW AC, 100 MW BESS	Salinas, PR
Naguabo Solar A	25 MW AC	Naguabo, PR
Naguabo Solar B	20 MW AC	Naguabo, PR
Jobos Solar	80 MW AC, 100 BESS	Isabela, PR
Naguabo Energy Park	20 MW BESS	Naguabo, PR
Ponce Energy Storage	25 MW BESS	Ponce, PR
Pattern Santa Isabel Storage	50 MW BESS	Santa Isabel, PR
Caguas Energy Storage	25 MW BESS	Caguas, PR
Peñuelas Energy Storage	100 MW BESS	Peñuelas, PR
Pattern Barceloneta Storage	50 MW BESS	Barceloneta, PR

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.

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-2020-0001.

El 31 de diciembre de 2020, el Negociado de Energía notificó Resolución y Orden[15] estableciendo los factores que aplicarán a los meses de enero, febrero y marzo de 2021. El análisis establecido por el Negociado de Energía de la reconciliación de los factores que componen la tarifa de electricidad, los cuales han sido parte de un proceso público, según la Resolución y Orden de 10 de enero de 2017[16]. 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 para determinar la diferencia entre la facturación de la Autoridad y los costos reales que tuvo 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

[15] Resolución y Orden, Determinación sobre los Factores de las Cláusulas de Ajuste Trimestrales para el periodo de enero a marzo 2021, *In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico,* Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, 31 de diciembre de 2020.

[16] 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.

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.

Ha habido instancias donde el Negociado de Energía ha determinado que procede un reembolso o devolución a los clientes. De igual forma, como ocurrió en el caso de los factores aprobados para los meses de enero, febrero y marzo de 2021, ha habido momentos en que el Negociado de Energía determinó que corresponde recobrar los costos en exceso a la facturación. Más aún, 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 nuestro canal de YouTube.[17]

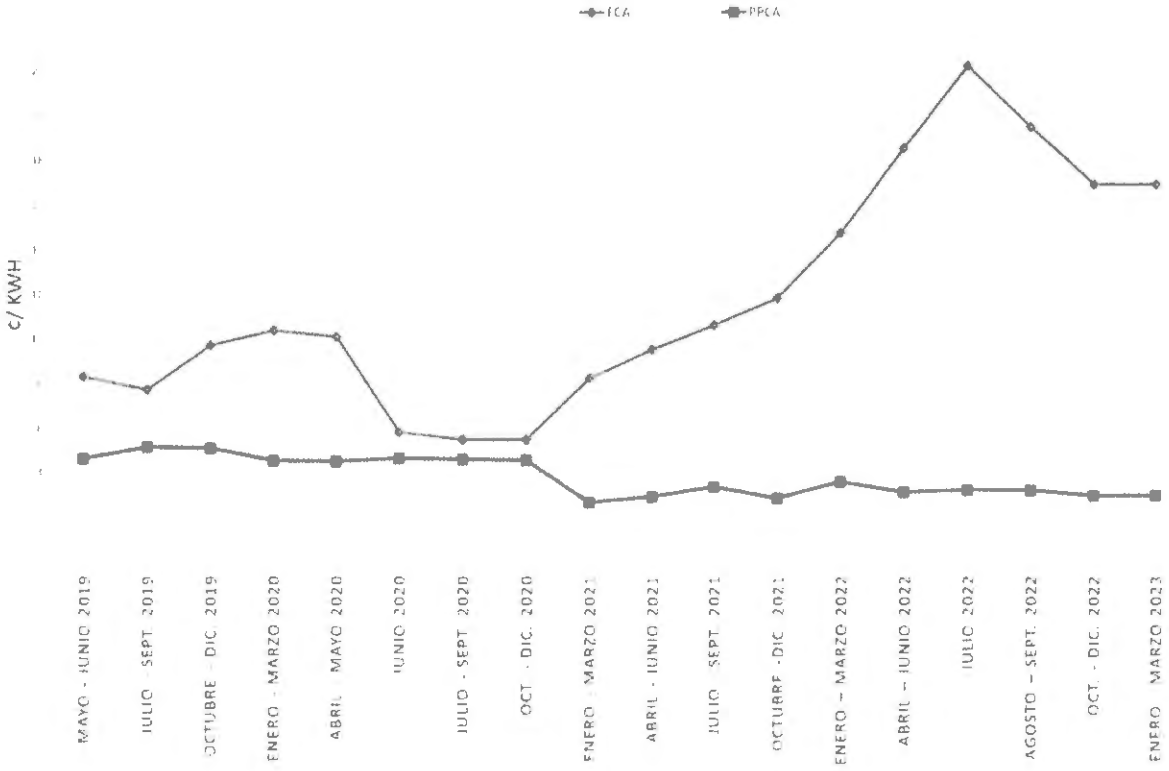
Todos los documentos relacionados al proceso de análisis, reconciliación y notificación respecto a los factores de la tarifa permanente de la Autoridad se encuentran disponibles en la página cibernética del Negociado de Energía, bajo el caso número NEPR-MI-2020-0001. Dicho expediente, el cual es un archivo 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 determinación del Negociado de Energía respecto a los factores de las cláusulas de ajuste de compra de combustible y de compra de energía, efectivos desde su implementación hasta el 31 de marzo de 2022 se muestra en la tabla a continuación.

[17] https://www.youtube.com/results?search_query=negociado+de+energia.

Tabla 3: 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-septiembre 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 – septiembre 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)



Gráfica 1: Historial de Factores FCA y PPCA

B. IMPLEMENTACIÓN DEL MARCO REGULATORIO VIGENTE

1. *Revisión de Facturas Emitidas por la Autoridad*

Actualmente el Negociado de Energía se encuentra atendiendo asuntos adjudicativos y no adjudicativos, incluyendo, revisiones y querellas sobre problemas con la facturación de la Autoridad, de conformidad con las disposiciones de la Ley 3-2018[18] y el Reglamento 9043[19], el cual acorta los términos del proceso tradicional de revisión de facturas, tanto ante la Autoridad como en el Negociado de Energía, garantizando a los consumidores un proceso expedito. Además, el Negociado de Energía continúa atendiendo los casos de revisiones de factura presentados en contra de la Autoridad bajo el Reglamento 8863[20].

2. *Microredes*

El 16 de mayo de 2018, el Negociado de Energía adoptó el Reglamento 9028.[21] Hasta la fecha, como parte de la implementación del Reglamento 9028, el Negociado de Energía ha aprobado dos solicitudes de registro de microredes.[22] Durante el Año 2022, el Negociado de Energía recibió cinco (5) solicitudes, una enmendada y cuatro (4) solicitudes de Registro de Microredes Nuevas, de las cuales tres (3) no sometieron la información requerida según el Reglamento 9028. Luego de evaluar todas las Solicitudes, se lograron registrar dos (2) Microredes; una Microred nueva y la enmendada recibió una aprobación condicionada a someter documentos adicionales requeridos por el Negociado de Energía.

El Negociado de Energía continúa fomentando la proliferación de micro redes de todo tipo. Las partes interesadas en construir y/o configurar microredes personales, cooperativas o de terceros acuden al Negociado de Energía en busca

---

[18] *Ley para Prohibir la Facturación por Consumo de Energía Eléctrica No Generada por la A.E.E.*

[19] *Véase Reglamento sobre el Procedimiento para la Revisión de Facturas Emitidas por la AEE en Situaciones de Emergencia,* Reglamento Núm. 9043, 27 de julio de 2018, según enmendado por el Reglamento Núm. 9051, 9 de octubre de 2018.

[20] *Véase Reglamento sobre el Procedimiento para la Revisión de Facturas y Suspensión del Servicio Eléctrico,* Reglamento Núm. 8863, 23 de noviembre de 2016, según enmendado por el Reglamento Núm. 9076, 15 de marzo de 2019.

[21] *Véase Reglamento para el Desarrollo de Microrredes,* Reglamento Núm. 9028, 16 de mayo de 2018.

[22] *Véase,* In Re: Solicitud de Registro Microrred Cooperativa Comunidad Solar Toro Negro, Inc, Caso Núm. NEPR-CT-2018-0002. *Véase, además,* In Re: Solicitud de Registro Microrred COSSMA, Inc./ Esperanza Village, Caso Núm. NEPR-CT-2018-0003.

de orientación para tramitar las certificaciones necesarias y poder comenzar operaciones de manera ordenada.

3. *Reglamento de Trasbordo*

El 12 de diciembre de 2019, el Negociado de Energía adoptó el Reglamento 9138,[23] el cual regula el trasbordo de energía en Puerto Rico. Dicho reglamento establece las personas, naturales o jurídicas, que podrán participar en la implementación del mecanismo de trasbordo en el país. Además, establece las responsabilidades de las partes involucradas. El 23 de abril de 2021, el Negociado de Energía emitió Resolución mediante la cual anunció que estaría enmendando el Reglamento 9138 y notificó la enmienda propuesta. Como parte del procedimiento, se solicitaron comentarios a las partes interesadas. Posteriormente el 5 de mayo de 2021, se publicó en un periódico de circulación general el Aviso Público. Luego de recibidos los comentarios y analizados los mismos, el 22 de diciembre de 2021, el Negociado de Energía adoptó dicho Reglamento 9351.[24]

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, incluyendo 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 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.

En el periodo en cuestión, se completó el proceso de certificación de dos (2) cooperativas de energía, mediante el cual el Negociado de Energía les autorizó a llevar a cabo todas aquellas gestiones de gobernanza institucional y las diligencias necesarias para que eventualmente soliciten y obtengan su certificación como compañía de energía. Una vez obtenidas ambas

---

[23] *Regulation on Electric Energy Wheeling*, 12 de diciembre de 2019.

[24] *Regulation on Electric Energy Wheeling*, 22 de diciembre de 2021.

certificaciones, las cooperativas de energía estarán autorizadas por el Negociado a proveer servicios de energía, en atención a las necesidades de sus socios y consumidores afiliados.

La Cooperativa de Energía de La Margarita (Abeyno Coop), ubicada en el municipio de Salinas, presentó moción el 21 de julio de 2022 solicitando su certificación como cooperativa de energía. Mediante resolución de 14 de septiembre de 2022, el Negociado determinó que Abeyno Coop cumplió con todos los requisitos para ser certificada como cooperativa de energía. La actividad protocolar de entrega del certificado se llevó a cabo el 17 de noviembre de 2022.

Asimismo, la Cooperativa de Energía REM Coop (R*enewable Energy Management Cooperative*), ubicada en San Juan, presentó moción el 19 de octubre de 2022 solicitando su certificación como cooperativa de energía. El Negociado de Energía, mediante resolución de 9 de diciembre de 2022, determinó que REM Coop cumplió con todos los requisitos para ser certificada como cooperativa de energía. El 24 de enero de 2023 se llevó a cabo la actividad protocolar de entrega del certificado.

Por su parte, la Cooperativa de Energía de San Salvador (Pirucho Coop), ubicada en la zona rural de Caguas, es la primera cooperativa de energía en Puerto Rico que obtuvo la certificación como compañía de energía, por lo que está autorizada a brindar servicios de energía eléctrica. Es importante resaltar que los sistemas de generación de energía renovable instalados en las residencias de sus socios enfrentaron una seria prueba con el paso del Huracán Fiona el 18 de septiembre de 2022; sin embargo, gracias al modelo cooperativo y a la colaboración comunitaria, se pudieron atender las necesidades de los socios y residentes de la comunidad, incluyendo la operación y recarga de equipos eléctricos para iluminación, comunicaciones y asuntos relacionados a la salud.

Al presente, el Negociado de Energía se encuentra en el proceso de evaluación y análisis de la información y documentos presentados por la Cooperativa de Energía de La Margarita (Abeyno Coop), mediante moción de 19 de enero de 2023, solicitando su certificación como compañía de servicios eléctricos.

5. Proceso de Desagregación (Unbundling)

Como parte de la implementación del Reglamento de Trasbordo, el Negociado de Energía se encuentra actualmente llevando a cabo el proceso de

desagregación (*unbundling*)[26] de los activos de la Autoridad, de manera que se pueda establecer una tarifa de trasbordo.

El 14 de octubre de 2020, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden en el Caso Núm. **NEPR-AP-2018-0004** mediante la cual (i) presentó una propuesta de tarifa interina de trasbordo para comentarios del público, (ii) emitió una lista de preguntas sobre asuntos operacionales que necesitan atenderse para implementar el trasbordo; y (iii) solicitó datos e información a la Autoridad. Además, se llevaron a cabo dos (2) conferencias técnicas con la Autoridad para discutir los costos de compra de energía y combustible, posibles créditos para los clientes de trasbordo, y asuntos operacionales y técnicos a resolverse para implementar el trasbordo.

El 23 de diciembre de 2020, el Negociado de Energía determinó el procedimiento a seguir para establecer la tarifa de trasbordo de la Autoridad.[27] Además, se determinó que es la intención del Negociado de Energía establecer una tarifa apropiada de trasbordo a través de un procedimiento adjudicativo. Por tal razón, se estableció una fecha límite para que cualquier parte interesada pudiera presentar una solicitud de intervención en dicho caso.

Luego de varios incidentes procesales, el Negociado de Energía reconoció a LUMA como parte en el caso. Y se le ordenó a coordinar con la Autoridad todo lo requerido para completar el caso. Se celebraron vistas evidenciaras el 19 y 20 de julio de 2021. Actualmente, el Negociado de Energía se encuentra evaluando varias controversias y argumentos presentados por las partes.
La vista evidenciaría fue celebrada el 19 y 20 de julio de 2021. Participaron LUMA, Oficina Independiente de Protección al Consumidor, EcoEléctrica y la Asociación de Manufactureros de Puerto Rico. Las partes presentaron sus alegatos legales finales.

El 12 de agosto de 2021, se celebró una vista pública a través de la plataforma Microsoft Teams, para que el público presentara sus opiniones o comentarios al respecto.
El Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden, el 7 de diciembre de 2021 en donde establece que los grandes comercios y comerciantes industriales

---

[26] *Véase, In Re: The Unbundling of the Assets of the Puerto Rico Electric Power Authority*, Caso Núm. NEPR-AP-2018-0004.

[27] *Resolution and Order, Procedures for the Development of an Unbundling Rate, In Re: The Unbundling of the Assets of the Puerto Rico Electric Power Authority*, Caso Núm. NEPR-AP-2018-0004, 23 de diciembre de 2020 ("Resolución y Orden de 23 de diciembre").

[27] Resolution and Order In re: Regulation on Wheeling, caso num: CEPR-MI-2018-0010; 7 de diciembre de 2021, notificado en 11 de enero de 2022, mention on final resolution and order from 24 marzo de 2022 (NEPR-AP-2018-0004).

(250kVA pueden ser elegibles para participar en el "Wheeling" y los pequeños comercios por debajo de 250 kVA y los consumidores residenciales no deben ser elegibles en el "Wheeling" hasta que no se determine lo contrario por de conformidad a un programa específico que provea beneficios sustanciales y protección al consumidor a esos clientes.

Las nuevas normas adoptadas por el Negociado de Energia mediante la Resolución y Orden del 7 de diciembre de 2021 fueron sometidas ante el Departamento de Estado el 22 de diciembre de 2022 y entraron en efecto a partir del 21 de enero de 2022, como el Reglamento 9351.[28]

6. *Estudio de Almacenamiento de Energía*

El Artículo 2.12 de la Ley 82-2010[29] 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 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

[28] Conocido como "Regulation on Electric Energy Wheeling Regulation, Regulation 9351, December 22, 2021.

[29] Conocida como, *Ley de Política Pública de Diversificación Energética por Medio de la Energía Renovable Sostenible y Alterna en Puerto Rico,* según enmendada.

de 2020. Dado que los hallazgos del PIR Aprobado inciden en partes del informe el mismo se deberá reevaluar por lo menos una vez cada tres años y en acorde con el PIR.

7. 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-2019-0015. El periodo 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".[30] Se otorgó a las partes interesadas hasta el 22 de octubre de 2020 para someter 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

[30] *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.

mediante los comentarios recibidos. El 10 de diciembre de 2020, el Negociado de Energía aprobó el Reglamento de Respuesta a la Demanda.[31]

De otra parte, bajo el Caso Núm. NEPR-MI-2019-0019, el Negociado de Energía desarrolló una serie de talleres para las partes interesadas en el tema de "Eficiencia Energética". A estos efectos, el Negociado de Energía ofreció varios talleres sobre el tema de Eficiencia Energética.

Luego de varios trámites procesales e incidentales, el 22 de abril de 2021, el Negociado de Energía emitió Resolución [32] notificando el Reglamento de Eficiencia Energética propuesto. El 6 de mayo de 2021, se publicó en un periódico de circulación general el Aviso Público sobre el reglamento propuesto. Finalmente, el 24 de enero de 2022, quedó radicado en el Departamento de Estado el Reglamento 9354[33].

Actualmente, en el caso número NEPR-MI-2021-0006 se está llevando a cabo talleres para asegurar el cumplimiento con los estudios y planes de eficiencia energética requerido según el Reglamento 9354. Dichos talleres incluyen la participación de LUMA, la Autoridad, grupos de interés y el público.
El propósito de los talleres en analizar el plan interno de los programas de eficiencia energética y el plan de tres (3) años para asegurar el cumplimiento de obtener un 2% en reducción de consumo mediante programas de eficiencia energética.

***En la resolución y orden del 1 de febrero de 2022[32], el reglamento 9354 le requiere a LUMA que debe preparar un plan para el periodo de transición incluya programas de Eficiencia Energética, desde el 1ro de julio de 2022 hasta 30 de junio de 2024. Además, el Negociado ordena a LUMA que el plan del periodo de transición debe entregarse en o antes del 6 de junio de 2022, y que este plan debe incluir el periodo de 1 de Octubre 2022 hasta el 30 de junio de 2024. Este plan debe ponerse en vigor para el 1ro de octubre de 2022.
El Negociado proveyó a LUMA un borrador de Un plan para el periodo de Transición para que utilizara la misma estructura detallada y provea la información descrita en el documento provisto.

---

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

[32] Resolution IN RE: Regulation for Energy Efficiency, case No. NEPR-MI-2021-005, January 21, 2022.

[33] *Regulation for Energy Efficiency*, 24 de enero de 2022.

[32] *Resolución y Orden del 1 de febrero de 2022*

[33] *Resolución y Orden 25 de febrero de 2022*

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

Durante este proceso el Negociado ofreció talleres sobre Eficiencia Energética y "Demand respose" a "stakeholders interesados, el primero se ofreció en 9 de marzo de 2022[33] (estaba pautado para el 28 de febrero, pero por petición de LUMA se recalendarizo ver Motion (23 de febrero de 2022, y R&O 25 de febrero de 2022 a través de la plataforma virtual Microsoft Teams y disponible en el canal de YouTube del Negociado.

LUMA durante la moción del 21 de junio de 2022 presentó ante el Negociado el plan de transición propuesto para Eficiencia Energética y la respuesta a demanda (Demand Respond). Durante la moción del 29 de junio de 2022, LUMA envía la presentación a ser discutida y analizada durante el taller del 29 de junio de 2022 (ver exhibit 1" Demand response and Energy Efficiency Transition Period plan Stakeholder Workshop Presentation), moción 29 de junio de 2022).

En el expediente NEPR- MI-2022-0001, Resolución y Orden del 28 de junio de 2022, el Negociado menciona que el Workshop del 29 de junio de 2022 y que se estarán aceptando comentarios públicos hasta el 13 de julio de 2022 sobre el plan de transición de EE y DR.

Se recibieron comentarios de varias entidades haciendo referencia a Plan de transición de EE y DR, LUMA continua con la orden de implementar el Plan de Transición para el 1 de octubre de 2022. **R&O de 29 septiembre de 2022,** para el 4 de noviembre de 2022, el Negociado preparó una conferencia técnica para discutir el Plan de EE y DR y desde el 3 de octubre de 2022, solicitó más comentarios al público e información adicional a LUMA y stakeholders por un plazo de dos semanas para someter los comentarios.

Por el paso de Huracán Fiona el Negociado a petición de LUMA (moción del 27 de octubre de 2022,) solicitó extensión a la conferencia técnica la cual no se le otorgo, y continuó según calendario para el 4 de noviembre 2022. En R&O de 2 de noviembre de 2022 el Negociado, ordenó a LUMA a contestar las preguntas del apéndice B en o antes del 28 de octubre de 2022. Por otra parte, se ordenó a LUMA a contestar las preguntas del Apéndice A, las cuales se revisarán por LUMA y los Stakeholders para el 9 de noviembre de 2022. El Negociado celebrara una Conferencia técnica de acuerdo con las contestaciones de los apéndices A y B para 16 de noviembre de 2022. El plan de transición de acuerdo con el plan del Negociado de Energía es cumplir con la obligación de incrementar la eficiencia energética a un 30% para el año 2040.

8. 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-2019-0007** 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 ayudará 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 estableció 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.

Cabe señalar que, bajo el Caso Núm. **NEPR-AP-2020-0025**, 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 OMA[34]. Este proceso se encuentra en la etapa de descubrimiento de prueba y cuenta con la participación de interventores. El Negociado de Energía anticipa concluir este proceso antes de finales del 2022.

Una vez concluya el caso y el Negociado de Energía emita su determinación final, 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

[34] *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.

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.

9. Informes de Progreso de Interconexión

El Artículo 8 de la Ley 114-2007[35], 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.

De conformidad con las disposiciones del mencionado Artículo 8, el 5 de septiembre de 2019, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden ("Resolución de 5 de septiembre") bajo el Caso Núm. **NEPR-MI-2019-0016** mediante la cual ordenó a la Autoridad cumplir con lo siguiente:

a. Someter el Informe de Progreso de Interconexión al Negociado de Energía en o antes de 11 de octubre de 2019, a las 12:00 pm. El Negociado de Energía estableció los requisitos de contenido del Informe de Progreso de Interconexión en la Resolución de 5 de septiembre.

b. Comparecer a una Conferencia Técnica el 17 de octubre de 2019 a las 10:00 am en el Salón de Vistas del Negociado de Energía. Se ordenó a la Autoridad a realizar una presentación detallada del Informe de Progreso de Interconexión y contestar bajo juramento las preguntas del Negociado de Energía.

c. Entregar al Negociado de Energía copia de la presentación a realizar durante la Conferencia Técnica, así como cualquier otro documento relacionado a la preparación y/o implementación del Plan, en o antes de 14 de octubre de 2019, a las 12:00 pm.

Luego de varios asuntos procesales, el 15 de noviembre de 2019, la Autoridad presentó un documento titulado *Moción Sometiendo Informe de Progreso de Interconexión* ("Moción"). Como anejo a la Moción, la Autoridad incluyó un

[35] 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").

informe detallando la información solicitada por el Negociado de Energía en la Resolución de 5 de septiembre. Posteriormente, el 26 de noviembre de 2019, la Autoridad compareció a una vista técnica ante el Negociado de Energía con el propósito de discutir la información contenida en el informe presentado.

El 3 de junio de 2020, la Asociación Solar y de Almacenamiento de Energía de Puerto Rico (SESA) presentó un documento titulado *Motion for Leave to Submit Comments* ("Moción Solicitando Permiso para Presentar Comentarios"). SESA expresó preocupación por la situación actual del proceso de interconexión y el impacto del incumplimiento de la Autoridad con la citada Ley 114-2007. SESA sugirió ordenar a la Autoridad a someter un Informe de Progreso de Interconexión.

El Negociado de Energía tomó conocimiento de los comentarios de SESA. Además, consciente de la importancia de los procesos de interconexión para asegurar la implementación de la política pública energética, determinó necesario celebrar vistas trimestrales para monitorear el cumplimiento de la Autoridad con la política pública de interconexión, según establecido en las citadas Ley 17-2019 y Ley 114-2007 ("Vistas de Cumplimiento"). Por lo cual, el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad comparecer a Vistas de Cumplimiento (virtuales) los días: (1) 11 de agosto de 2020; (2) 10 de noviembre de 2020; (3) 9 de febrero de 2021; y (4) 11 de mayo de 2021.[36]

De otra parte, se le ordenó a la Autoridad a presentar un "Informe de Progreso de Interconexión" al Negociado de Energía en o antes de 7 de agosto de 2020. Dicho informe debía comprender el periodo desde el último informe presentado el 15 de noviembre de 2019 hasta el 1 de agosto de 2020.

En la vista celebrada el 10 de noviembre de 2020, la Autoridad solicitó al Negociado de Energía enmendar la Resolución de 21 de julio a los fines de cambiar la fecha de radicación de los Informes de Progreso de Interconexión. La Autoridad solicitó que la fecha de radicación de los informes sea los días 13 del mes en que corresponda hacer la radicación. La Autoridad sostuvo que dicha solicitud era necesaria para obtener e incluir los datos de facturación relacionados a los sistemas de energía renovable y medición neta correspondientes al mes anterior a la fecha de entrega de los informes.

El Negociado de Energía concedió la solicitud de la Autoridad y enmendó la fecha de entrega de los Informes de Progreso para ser entregados en o antes del día 13 del mes correspondiente (*i.e.* febrero, mayo, agosto y noviembre de

[36] Resolución y Orden, *In Re: Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico,* Caso Núm. NEPR-MI-2019-0016, 21 de julio de 2020 ("Resolución de 21 de julio").

cada año).[37] De igual forma, el Negociado de Energía enmendó[38] las fechas de las Vistas de Cumplimiento. Las vistas de cumplimiento con relación a los Informes de Progresos presentados por la Autoridad y luego LUMA se celebraron en las siguientes fechas:

Tabla 4: Fechas de Vistas de Cumplimiento de los Informes de Progreso de la Autoridad y LUMA.

Fecha	Hora	Lugar
23 de febrero de 2022	1:30 p.m.	Virtual
18 de mayo de 2022	1:00 p.m.	Virtual
15 de agosto de 2022	10:00 a.m.	Virtual
28 de octubre de 2022	10:00 a.m.	Virtual
13 de enero de 2023	10:00 a.m.	Virtual

El 7 de mayo de 2021, el Negociado de Energía tomó conocimiento de la transición del sistema de distribución de transmisión de la Autoridad a LUMA y ordenó la comparecencia de LUMA a las vistas de cumplimiento con relación a los Informes de Progresos de Interconexión[39]. En la referida Resolución[40], el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad y a LUMA comparecer ante el Negociado. Además, ordenó a LUMA que asumiera la responsabilidad de presentar los Informes de Progreso prospectivamente cónsono con el proceso de transición de operaciones entre la Autoridad y LUMA y las responsabilidades adquiridas por LUMA bajo el contrato de Transmisión y Distribución de la red eléctrica.

En cumplimiento con lo ordenado, LUMA informó, en síntesis:

- La acumulación de casos se creó en el proceso de solicitudes de proyectos de menos de 25KW conocidos como proyectos "expeditos" los cuales mediante la Ley 17-2019 requieren que se instalen y se aprueben de manera automática luego de 30 días de haber solicitado participar del programa de medición neta (NEM).

[37] Resolución y Orden, *In Re: Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0016, 20 de noviembre de 2020.

[38] Resolución y Orden, *In Re: Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0016, 15 de enero de 2021.

[39] Resolución y Orden, *In Re: Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0016, 7 de mayo de 2021.

[40] *Id.*

- Mientras estas solicitudes son aprobadas automáticamente, hay varias tareas que se tienen que realizar para que esta activación se vea reflejada en la factura del cliente.

- La Autoridad no contaba con un proceso separado para atender esta clase de situación y trabajar los casos expeditos de manera más rápida, lo que ocasionó una acumulación de casos.

- Una vez se acumuló un gran volumen de casos, la Autoridad no contaba con el personal suficiente para completar todos los procesos requeridos en el tiempo requerido por Ley lo que ocasionó una acumulación de casos o backlog.

El Plan de LUMA para atender el problema de acumulación de casos y evitar que suceda en el futuro fue centralizar y uniformar los procesos, incluir recursos adicionales, mejorar el portal web para acelerar la activación del servicio.

El 18 de febrero de 2022, LUMA presentó su Informe de Progreso para el trimestre de noviembre de 2021 a enero de 2022.[46] El 13 de mayo de 2022 LUMA el informe de progreso revisado para de febrero a abril de 2022 y la presentación de dicho informe. Para el 15 de agosto presentó moción de la versión revisada del informe de progreso de mayo a julio de 2022. El 1ro de noviembre de 2022, LUMA envió la moción referente al informe de progreso del trimestre de Julio a septiembre 2022.

En el mes de enero del año en curso sometió el informe para y el reporte de progreso correspondiente al trimestre de octubre a diciembre de 2022. A continuación, se presenta las tablas y graficas de la información que surge de los últimos trimestres de informes de progreso presentados por LUMA ante el Negociado de Energía.

Solicitudes de Interconexión Sometidas

Tabla 5: Solicitudes de Interconexión por tipo de cliente

Tipo de Cliente	mayo - julio 2021	ago. – oct. 2021	nov. 2021 - enero 2022	Feb-Abr 2022	May-Jul 2022	Jul-Sep 2022	Oct- Dic 2022
Residencial	3080	4437	5296	5,266	8,373	10,405	9,687
Comercial	66	103	22	17	29	35	82
Industrial	4	8	0	0	0	1	1
Total	**3150**	**4548**	**5318**	**5,283**	**8,402**	**10,441**	**9,770**

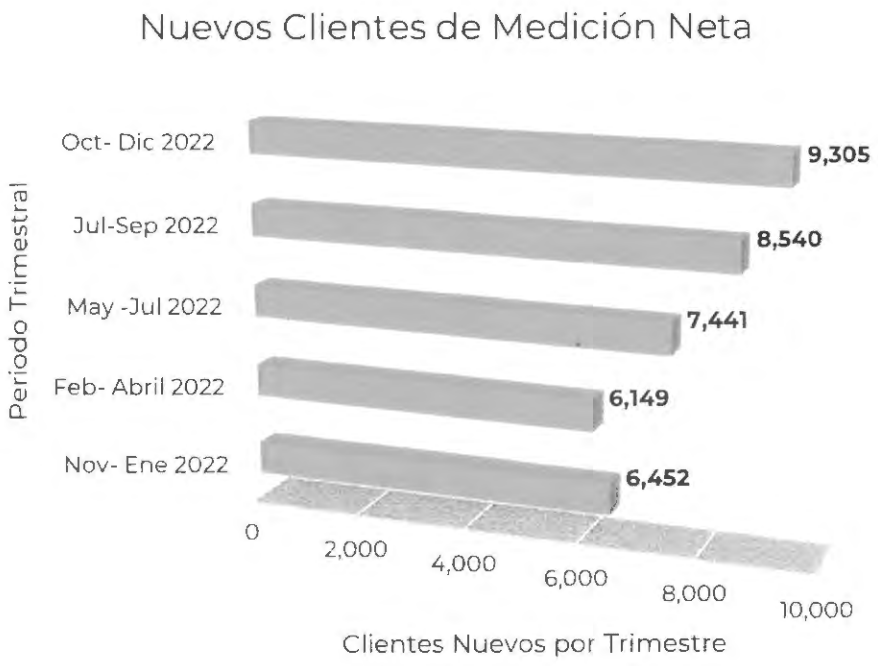
[46] Véase, Id., Motion Submitting Interconnections Progress Report for November 2021 through January 2022, and Presentation for Compliance Hearing Set for February 23, 2022, 18 de febrero de 2022.

Tabla 6: Total de solicitudes de interconexión sometidas, durante el periodo

Tipo de Solicitud	mayo a julio 2021	ago. – oct. 2021	nov. 2021 - enero 2022	Feb-Abr 2022	May-Jul 2022	Jul-Sept 2022	Oct- Dic 2022
Expedito (<25kW)	3095	4483	5306	5,238	8,360	10,412	9,730
Regular (<25kW)	28	37	11	21	12	9	10
Mayor de 25kw	24	23	9	20	27	19	29
Transmisión	3	5	3	4	3	1	1
Total	**3150**	**4548**	**5329**	**5,283**	**8,402**	**10,441**	**9,770**

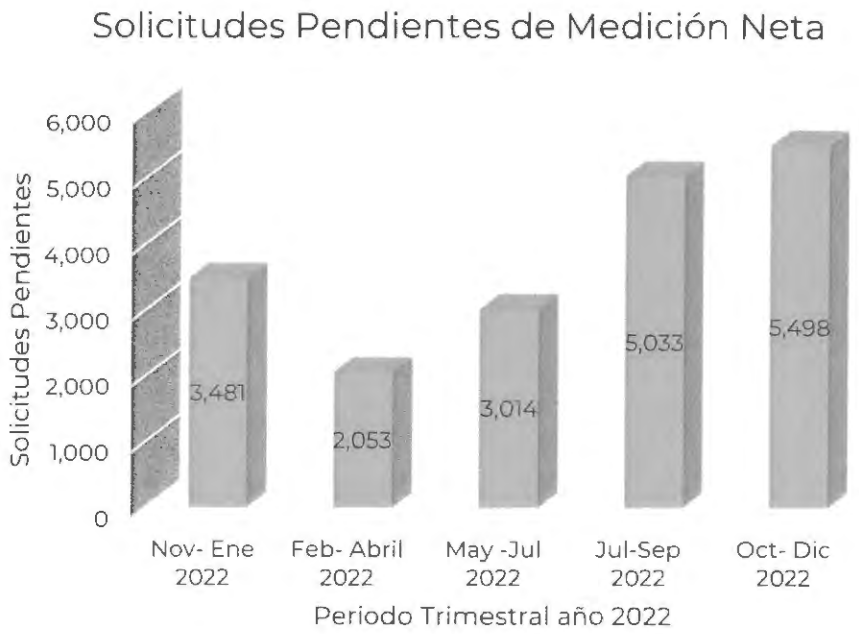
Nuevos Clientes con Medición Neta

En el trimestre de Octubre a diciembre de 2022, se recibieron un total de alrededor de 9,770 solicitudes, de las cuales el 99.2% representa al sector residencial.



Gráfica 2: Clientes Nuevos en Medición Neta

Solicitudes Pendientes de Medición Neta (backlog)



Gráfica 3: Solicitudes Pendientes de Medición Neta

Tiempo Promedio para Interconexión

Tabla 7: Tiempo pramedio de los clientes para Interconexión

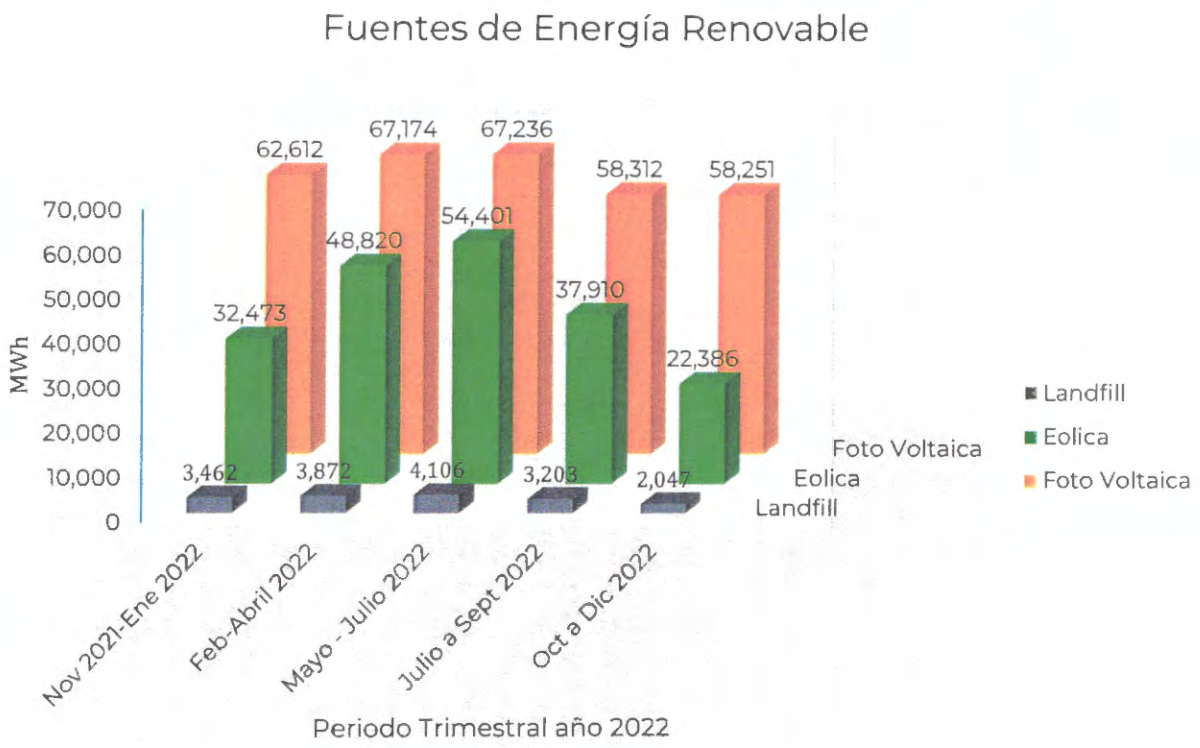
Comportamiento Trimestral	nov. 2021 a enero 2022	Feb-Abr 2022	Mayo – Julio 2022	Ago-Oct 2022	Nov- Dic 2022
Promedio para autorización de interconexión de los sistemas menores de 25kw	10 días	14 días	14 días	14 días	17 días
Promedio transcurrido que cliente notifica a LUMA la interconexión de su sistema menor de 25kw y que se refleja el acuerdo en su factura	50 días	19 días	21 días	17 días	20 días
Más de treinta (30) días de espera para reflejar el acuerdo en la factura, posterior a la notificación de interconexión en el portal	32%	8%	29%	25%	40%

Fuentes de Energía Renovable

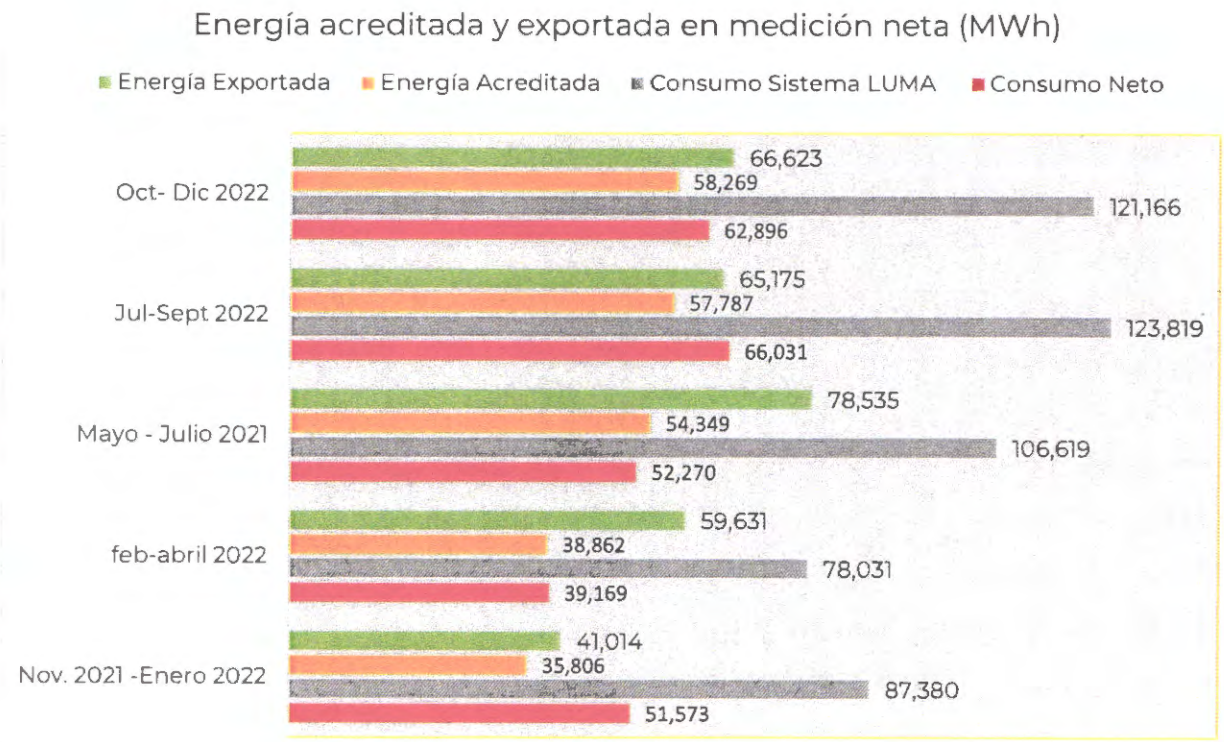
Tabla 8: Fuentes de Energía Renovable y su comportamiento trimestral (MWh)

Comportamiento Trimestral (MWh)	nov. 2021 - enero 2022	feb-abril 2022	Mayo-julio 2022	Jul-sep 2022	Oct- Dic 2022
Fotovoltaica	62,612 (66.6%)	67,174 (56%)	67,236 (53.5%)	58,312 (58.6%)	58,251 (70.5%)
Eólica	32,473 (30.5%)	48,820 (40.7%)	54,401 (43.3%)	37,910 (38.1%)	22,386 (27.1%)
Landfill	3,642 (2.9%)	3,872 (3.2%)	4,106 (3.3%)	3,203 (3.2%)	2,047 (2.5%)

Gráfica 4: Fuentes de Energía Renovable por perioda trimestrol en el oño 2022



Energía Acreditada y Exportada de Clientes en Medición Neta (MWh/Cliente)



Gráfica 5: Energía Acreditada y exportada en Medición Neta

Tabla 9: Energía acreditada y Exportada en Medición neta (MWh)

Comportamiento Trimestral (MWh)	nov. 2021 - enero 2022	feb-abril 2022	mayo a julio 2021	Jul-sept 2022	Oct- Dic 2022
Consumo Neto	51,573	39,169	52,270	66,031	62,896
Consumo Sistema LUMA	87,380	78,031	106,619	123,819	121,166
Energía Acreditada	35,806	38,862	54,349	57,787	58,269
Energía Exportada	41,014	59,631	78,535	65,175	66,623

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

Gráfica 6: Energía *Acreditada y Exportada de Clientes de* Medición *Neta*

Tabla 10: Energía acreditada y exportado por cliente, Medición Neta (kWh/cliente)

Comportamiento Trimestral (KWh)	nov. 2021 - enero 2022	feb-abril 2022	mayo a julio 2022	Jul-Sep. 2022	Oct-Dic 2022
Consumo Neto por Cliente	1,523	1,027	1,174	1,347	1,108
Consumo Sistema LUMA por Cliente	2,581	2,047	2,395	2,526	2,134
Energía Acreditada por Cliente	1,058	1,019	1,221	1,179	1,026
Energía Exportada por Cliente	1,211	1,564	1,764	1,330	1,174

Cartera de Energía Renovable

Energía	Consumo Total de Energía (MWh)
Energía Distribuida	16,035,294
Energía No Renovable	15,985,091
PPOA's	411,121
DG	110,428
HIDRO	50,203

10. Desarrollo de Reglamentos en Cumplimiento con la Ley 17-2019

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 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").[47]

Como parte del proceso, el Negociado de Energía otorgó al público en general un periodo 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 periodo 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. Actualmente, el Negociado de Energía se encuentra en el proceso de evaluación de los comentarios presentados.

De otra parte, el Artículo 6.34 de la Ley 57-2014 establece que "[t]oda compañía de energía certificada que desee construir o expandir sus instalaciones deberá cumplir con la Ley de Política Pública Energética y presentar al Negociado 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

[47] 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.

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.

11. 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 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 determinó[48] 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 Serv Co, LLC como Serv Co (en conjunto, LUMA), 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 estará evaluando los siguientes asuntos:

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

a. Los procesos de transición precomienzo.[49]
b. Los Principios de Operación del Sistema;[50]
c. El Plan de Seguridad de Información de la Autoridad;[51]
d. El Plan de Seguridad Física de la Autoridad;[52]
e. El Plan de Remediación del Sistema de la Autoridad;[53]
f. Los Objetivos de Desempeño de LUMA Energy ServCo, LLC;[54]
g. El Presupuesto Inicial para el primer año de contrato junto con una proyección de presupuesto para los próximos dos años;[55]
h. La Revisión del Programa Comprensivo para el Manejo de Vegetación.[56]
i. Los Términos de Relevo de Responsabilidad de LUMA.[57]
j. La Factura Modelo de LUMA.[58]

12. *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.

---

[49] In re. *Coordination of System Planning Effortrs-Front End Transition of T&D System Operation and Maintenance*, NEPR-MI-2020-0008.

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

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

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

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

[54] *In Re: Performance Targets for LUMA Energy ServCo, LLC*, Caso Núm. NEPR-AP-2020-0025.

[55] *In re. Review of LUMA's Initial Budgets*, NEPR-MI-2021-0004.

[56] *In Re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority's Comprehensive Vegetation Management Plan*, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0005.

[57] *In Re. Review of LUMA's Terms of Services (Liability Waiver)*, NEPR-MI-2021-0007.

[58] *In re. Review of LUA's Model Bill*, NEPR-MI-2021-0008.

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 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 ya inició el proceso de Certificación ante el NEPR.[59]

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 de Energía Eléctrica. 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. Xzerta ya inició el proceso de Certificación ante el Negociado de Energía.[60]

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 base de fuerza eólica (viento). El Negociado de Energía aprobó de forma condicionada, mediante resolución del 9 de septiembre de 2021, las Enmiendas

[59] *In re. Request for Certification,* NEPR-CT-2022-0003.

[60] *In re. Request for Certification,* NEPR-CT-2022-0001.

al Acuerdo de Compraventa de Energía entre Punta Lima y Autoridad de Energía Eléctrica. 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.[61]

13. Aprobación de proyecto del Sistema Eléctrico con Fondos Federales[62]

El 19 de marzo de 2021, la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico 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 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 ("26 de marzo Resolución") en el presente caso, 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 Plan Aprobado Plan Integrado de Recursos ("IRP") y Plan de Acción Modificado, el Negociado de Energía ordenó a la AEE a someter cada proyecto de inversión capital para su aprobación.

Los proyectos aprobados son para mejoras en todas las plantas de generación de la Autoridad, así como en todo el sistema de transmisión y distribución operado por LUMA. Van desde mejoras a edificios, mantenimiento de equipos como calderas, turbinas, 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, líneas de transmisión y líneas de distribución. En todos los casos se verificaron que los alcances de cada trabajo

[61] Xzerta aún no ha presentado su solicitud de Compañía de Servicio Eléctrico.

[62] *In re. Review of the Puerto Rico Electric Power Authority's 10Year Infrastructure Plan – December 2020,* NEPR-MI-2021-0002.

cumpliesen con los requisitos alineados al Plan Integrado de Recursos (PIR), y que se presentaran siguiendo el formato aprobado por la Autoridad y LUMA para someter 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 danos 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. Para todos estos trabajos, la Autoridad y LUMA 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 para el 2022:

Fecha	Total de proyectos	Total $ (M)
10-Feb-22	24	$ 67.997
18-Feb-22	7	$ 9.659
28-Feb-22	12	$ 37.612
9-Mar-22	19	$ 51.539
15-Mar-22	3	$ 355.100
13-Apr-22	25	$ 102.640
4-Jun-22	5	$ 4.271
11-Jul-22	2	$ 12.830
21-Jul-22	3	$ 13.512
25-Aug-22	6	$ 554.802
21-Oct-22	2	$ 18.000
10-Dec-22	61	$ 1,926.210
Total:	**169**	**$ 3,154.17**

Durante el año 2022 se continuó con la evaluación de los proyectos sometidos por AEE y LUMA referente a los daños ocasionados por los eventos atmosféricos del Huracán María. En el expediente NEPR-MI-2021-0002 se encuentran las mociones, resoluciones y ordenes 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 11: Proyectos aprobados según Resolución y Orden por el Negociado de Energía

Categoría	Proyectos aprobados por R&O	Estimado de fondos (M)
Transmisión	1	$230.37
Distribución	53	$1,470.21
Generación	99	$447.26
Subestaciones	10	$597.50
IT/TeleComm	5	$407.88
Dams& Hydro	0	$0
Edificios	1	$0.95
Ambiental	0	$0
TOTAL	**169**	**$3,154.17**

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 para el año 2022.

Tabla 12: Proyectos aprobados por FEMA/COR3

Categoría	Aprobados por FEMA	Fondos Obligados por FEMA (M)
Transmisión	5	$17.53
Distribución	49	$786.65
Generación	10	$126.75
Subestaciones	7	$101.67
IT/Telecomm	1	$48.94
TOTAL:	**72**	**$1,081.54**

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

De los proyectos aprobados por FEMA/COR3, se han otorgado varios contratos.

CONTRATOS OTORGADOS DE PROYECTOS CON FONDOS OBLIGADOS POR FEMA						
Moción:	**Sometido por:**	**Categoría**	**Proyecto**	**Localización**	**Compañía**	**Fondos**
11-Nov-22	LUMA	Transmission	230kV Priority Poles Replacement-Mora 50500		**LUMA realizo los trabajos con sus empleados**	$300,000.00
		Distribution	FAASt Distribution Feeders-Caguas Short Term Group 8)	2603- 08 Humacao TC 13kV, 3701-03 Aguas Buenas		$123,721.00
		Distribution	FAASt Distribution Pole and Conductor Repair - Bayamon Group 2)	Cataño Pds 13kV 1801-01, Cataño Pds 13kV 1801-02, Cataño Pds 13kV 1801-03, Cataño PDS 13kV 1801-04, Cataño Pds 13kV 1801-05		$26,298.00
		Distribution	FAASt Distribution Feeders-Arecibo Short Term Group 2)	Utuado Pueblo 8101-03, Caguana 8103-01, Caguana 8103-02, Yahuecas 8203-02, Jayuya 8301-03, Jayuya II 8302-05		$767,868.00
23-Nov-22	LUMA	Distribution	Distribution Pole and Conductor Replacement	Through Puerto Rico	Continental Lord	$133,250,000.00
					Master Link	$71,750,000.00
			Distribution Street Lighting	Through Puerto Rico	Beta	$21,000,000.00
					Marathon	$21,000,000.00
					Master Link	$21,000,000.00
					Multicom Group	$21,000,000.00
					Roman Electric	$21,000,000.00

14. Proyectos de Energia Renovables (RFP)

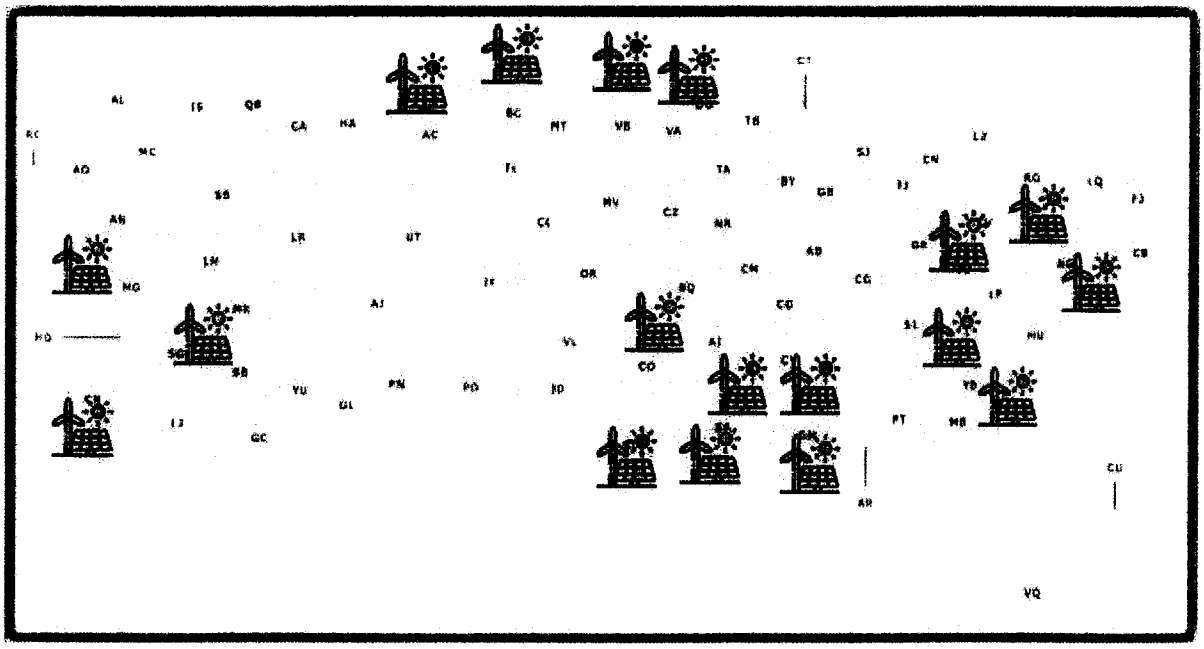
A. Tranche 1 (Tramo 1)

El 24 de agosto de 2020, el Negociado de Energía emitió la Orden IRP, con respecto al Plan Integrado de Recursos ("PIR") de la Autoridad. La Orden del IRP aprobó un Plan de Recursos Preferidos Modificado que incluía un plan para seis (6) tramos de adquisición de energía renovable y recursos de almacenamiento de baterías.

El 16 de diciembre de 2021, la AEE presentó un documento titulado *"Motion Submitting 733 MW of PV Renewable Energy Draft Power Purchase and Operating Agreements Offered in Tranche 1 of PREPA's Renewable Generation and Energy Storage Resources RFP for Energy Bureau Evaluation and Approval"* ("Moción del 16 de diciembre"). En la Moción del 16 de diciembre, la AEE mencionó quince (15) proyectos de energía solar fotovoltaica por un total de 732.7 MW, para su evaluación y aprobación por parte del Negociado de Energía. En la Moción del 16 de diciembre, la AEE también identificó tres (3) proyectos de recursos de almacenamiento de energía por un total de 220 MW.

El 23 de diciembre de 2021, la AEE presentó un documento titulado *Motion Submitting PV Renewable Energy Draft Power Purchase and Operating Agreements (PPOAs) As Well As Energy Storage Service Agreements (ESSAs) As Part of PREPA's Tranche 1 Renewable Generation and Energy Storage Resources RFP For Energy Bureau Evaluation and Approval* ("Moción del 23 de diciembre"). La AEE también incluyó tres (3) borradores de PPOA de energía solar fotovoltaica, por un total de 112.1 MW, adicionales a los 732.72 MW de proyectos de energía solar fotovoltaica presentados para aprobación en la Moción del 16 de diciembre. Las adquisiciones combinadas de recursos solares fotovoltaicos cuya aprobación se solicitó en este momento, por parte de la AEE, fue de 844.82 MW, que consistieron en dieciocho (18) proyectos diferentes.

El pasado 28 de enero de 2022, el Negociado de Energía determinó que los dieciocho (18) proyectos de energía solar fotovoltaica, a los que se hace referencia, están alineados con el Plan de Acción Modificado, como se establece en la Orden del PIR (Plan Integrado de Recursos). El Negociado de Energía aprobó dieciocho (18) proyectos de energía solar fotovoltaica por un total de 844.8 MW, en respuesta al proceso de adquisición del Tramo 1 de la AEE para energía renovable y recursos de almacenamiento.



NORTE	SUR	ESTE	OESTE
Arecibo	Salinas (2)	Naguabo (2)	Cabo Rojo
Barceloneta	Guayama (2)	Juncos	Mayagüez
Vega Baja	Coamo	Yabucoa (2)	San Germán
Vega Alta	Santa Isabel		

B. Tranche 2 (Tramo 2)

La solicitud de propuesta para el Tramo 1 (Tramo 1 RFP) fue emitido por la AEE el 22 de febrero de 2021. Luego de la emisión del Tramo 1 RFP, la AEE recibió ofertas y completó las evaluaciones iniciales de ofertas. A lo largo de eso proceso, una serie de retrasos afectó, tanto la selección de ofertas en el proceso del Tramo 1 RFP, pero también dio lugar a retrasos en la emisión del Tramo 2 y las solicitudes de propuestas (RFP) posteriores inicialmente previstas en el Plan de Adquisiciones.

Dado los retrasos ocurridos durante el proceso del Tramo 1 RFP, el 29 de octubre de 2021, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden ("Resolución del 29 de octubre") en la cual decidió utilizar un Coordinador Independiente para llevar a cabo la solicitud de propuesta para el Tramo 2 (Tramo 2 RFP).

En la Resolución de 29 de octubre, el Negociado de Energía señaló que: la responsabilidad de Coordinador Independiente del Negociado de Energía de Puerto Rico ("NEPR-IC"), incluirá, sin limitación: (a) conducir todos los pasos del proceso de licitación pública; (b) gestionar todas las comunicaciones con los

proponentes; (c) gestionar todos los protocolos de comunicación con los proponentes; (d) asegurar adhesión al código de conducta; (e) presentar comentarios y recomendaciones al NEPR sobre el proceso del Tramo 2 RFP; (f) desarrollar en coordinación con la AEE el metodología, modelos, criterios y supuestos de evaluación de propuestas; (g) evaluar propuestas; (h) negociar con los proponentes; (i) informar al Negociado de Energía sobre los resultados del monitoreo durante cada etapa del proceso de RFP; y (j) asegurar que los objetivos de la Solicitud de propuestas del Tramo 2 y lograr las disposiciones del Plan de Adquisiciones actualizado.

Para la finalización de este Tramo 2 RFP, para mediados del 2022, se espera la aprobación de un mínimo de 500 KW de proyectos de energía solar fotovoltaica (Solar PV) y un mínimo de 250 MW de proyectos de almacenamiento de energía.

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

Como parte de la implementación de la política pública enérgica, 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-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 33-2019[64], establece la política pública del Gobierno de Puerto Rico sobre cambio climático. 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 y más eficientes, mejorar la eficiencia energética y promover la electrificación de vehículos automotores.

El Negociado de Energía emitió una Resolución en el caso número NEPR-MI-2021-0013, iniciando un procedimiento reglamentario, relacionado al "Despliegue de Infraestructura de Cargadores para Vehículos Eléctricos". Se han realizado varios talleres técnicos comenzando en el año 2021 y han continuado

[64] Conocido como *Ley de Mitigación, Adaptación y Resiliencia al Cambio Climático de Puerto Rico,* 20 de mayo de 2019 ("Ley 33-2019").

durante el año 2022. La participación de dichos talleres ha incluido expertos en el tema adquiridos por el Negociado de Energia, la Autoridad, LUMA, partes interesadas y el público.

El Primer Taller Técnico se realizó 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 necesaria. El taller sirvió de base para solicitar comentarios de diversos grupos de interés.

Habiendo realizado el taller, revisado los comentarios recibidos y evaluado la documentación disponible públicamente, sobre el despliegue de infraestructura de vehículos eléctricos, de otras jurisdicciones, a través de esta Resolución, el 18 de noviembre de 2021, el Negociado de Energía emitió mediante Resolución y Orden "Los Principios para Iniciar el Despliegue de la Infraestructura para Vehículos Eléctricos".

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.

LUMA tiene que presentar al Negociado de Energía, en o antes de 1 de septiembre de 2022, la *"Primera Fase del Plan para el Despliegue de la Infraestructura de los Cargadores para Vehículos Eléctricos"*. Antes de dicha entrega, el Negociado de Energía continuara el proceso de talleres de cumplimiento con LUMA, partes interesadas, expertos en la materia y el público para asegurar un plan robusto y viable para Puerto Rico.

Durante el año 2022, además, se comenzó en conjunto con LUMA sobre el desarrollo de infraestructura, estaciones de carga, a través de Puerto Rico para vehículos eléctricos, el Negociado de Energía, ordeno a LUMA el desarrollo de un Plan fase I para Vehículos Eléctricos, el Negociado celebro varias vistas técnicas para discutir con LUMA, sus consultores y otros como desarrollar, problemas que puede representar.

Las fechas de estos talleres técnicos fueron las siguientes:

Lista de talleres técnico para el plan de Vehículos Eléctricos	
Primer Taller Técnico	4 de marzo de 2022 a 1:00 pm
Segundo taller técnico	15 de junio de 2022 a 1:00pm
Tercer taller técnico	15 de septiembre de 2022 a 1:00pm

Propuesta de plan para Vehículos Eléctricos Fase 1	
Borrador de propuesta de tarifas	31 de mayo de 2022
Propuesta final para el diseño de tarifas	30 de junio de 2022
Borrador de EV plan fase 1	1 de septiembre de 2022
EV Plan Fase I final	30 de septiembre de 2022

IV. CASOS ANTE EL NEGOCIADO DE ENERGÍA

A. REVISIÓN DE FACTURAS

Durante el año natural 2018, el Negociado de Energía recibió ciento diecisiete (117) solicitudes de revisión formal de facturas[65], para el año natural 2019 recibió doscientos veinticinco (225); para el año natural 2020, recibió ciento once (111); para el año natural 2021, recibió ochenta y tres (83); y para el año natural 2022, recibió cuarenta y ocho (48). Se distribuyen según las siguientes gráficas:

B. QUERELLAS

Para el año natural 2018, el Negociado de Energía recibió un total de ciento dieciséis (116) querellas, para el año natural 2019 recibió doscientos cinco (205); para el año natural 2020, sesenta y nueve (69); para el año natural 2021, cien (100); y para el año natural 2022, ochenta y cinco (85). Se dividen según las siguientes gráficas:

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

- Casos Sumarios
    - La Vista Administrativa debe celebrarse no más tarde de los treinta (30) días de haberse presentado el recurso de revisión.

[65] El Negociado de Energía tiene dos procesos adjudicativos para los casos de revisión de facturas: (i) proceso sumario (para casos cuya cuantía sea de cinco mil dólares ($5,000) o menos); y (ii) el proceso ordinario.

- 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.[66]

- 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.

[66] *Reglamento de Procedimientos Adjudicativos, Avisos de Incumplimiento, Revisión de Tarifas e Investigaciones*, Reglamento Núm. 8543, 18 de diciembre de 2014.

- 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.[67]

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.[68]

C. INVESTIGACIONES

En el año 2022 el Negociado de Energía comenzó las siguientes investigaciones:

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

Investigación iniciada para conocer las causas del Incidente y las acciones investigativas o correctivas tomadas por la Autoridad y por LUMA con relación al mismo.

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

Investigación iniciada para conocer las causas del Incidente y las acciones investigativas o correctivas tomadas por LUMA con relación al mismo.

3. In re: Investigación sobre Interrupción de Servicio Eléctrico de 12 de julio de 2022, Caso Núm.: NEPR-IN-2022-0003

Investigación iniciada para conocer las causas del Incidente y las acciones investigativas o correctivas tomadas por LUMA con relación al mismo.

4. In re: Interrupción de servicio eléctrico de 17 de agosto de 2022, Caso Núm.: NEPR-IN-2022-0004

[67] 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.

[68] 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.

Investigación iniciada para conocer las causas del Incidente y las acciones investigativas o correctivas tomadas por LUMA con relación al mismo.

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

Esta investigación se comenzó por una solicitud de la Oficina Independiente de Protección al Consumidor (OIPC) donde plantea que la Autoridad está incurriendo en prácticas que son contrarias a las disposiciones estatutarias y reglamentarias respecto a los ajustes de facturas por concepto de consumo estimado.

1. Incidentes de Interrupción de servicio eléctrico varios casos, de los cuales se ha ordenado investigación por parte de LUMA/PREPA o privada.

Tabla 13: Incidentes de Interrupción de servicio ocurridos en los pasados años.

Caso Núm.	Localidad	Fecha del evento	Fecha de Orden para Iniciar Investigación
NEPR-IN-2020-0001	EcoEléctrica	28-Jul-20	3-Aug-20
NEPR-IN-2021-0002	Subestación de Monacillos	10-Jun-21	11-Jun-21
NEPR-IN-2021-0003	Linea de Transmisión 38900	22-Aug-21	26-Oct-21
NEPR-IN-2022-0001	Central San Juan, Palo Seco y la unidad 2 de Aguirre	21-Feb-22	22-Feb-22
NEPR-IN-2022-0002	Costa Sur	6-Apr-22	8-Apr-22
NEPR-IN-2022-0003	Jayuya	12-Jul-22	13-Jul-22
NEPR-IN-2022-0004	Línea 51200	9-Aug-22	No se ordenó Investigación: La Autoridad incluyo el incidente en el mismo número de caso. (19-Ago-2022)
	Línea 50200	12-Aug-22	No se ordenó Investigación:: La Autoridad incluyo el incidente en el mismo

			número de caso. (19-Ago-2022)
	Línea 1600 de 38kV en Mayaguez. Línea 50100 de 230kV - Central Cambalache.	15-Aug-22	No se ordenó Investigación: La Autoridad incluyo el incidente en el mismo número de caso. . (19-Ago-2022)
	Línea 50700 de 230kV AES-Yabucoa-Aguirre	17-Aug-22	17-Aug-22

Investigaciones iniciadas para conocer las causas del Incidente y las acciones investigativas o correctivas tomadas por la Autoridad y/o LUMA, con relación a los incidentes descritos en la tabla 6. De estas investigaciones, el Negociado de Energía, contrato a "Electric Power Research Institute" (EPRI); para proveer una investigación más profunda sobre el incidente del 6 de abril de 2022 en Costa Sur.

2. In re: Balances adeudados por agencias, corporaciones públicas y municipios, Caso Núm.: **NEPR-IN-2021-0004**

Investigación iniciada para conocer los balances adeudados por las agencias gubernamentales, corporaciones públicas y municipios por concepto de la provisión del servicio eléctrico y las acciones tomadas para el cobro de los referidos balances.

Según el expediente la última moción es de fecha del 17 de nov 2021, AEE Moción en Cumplimiento de Orden Notificada el 27 de oct de 2021 y un documento en Excel de la misma fecha marcado como confidencial, ROI Government Debt data

3. In re: Eventos de descargue de combustible desde el Cataño Oil Dock ("COD") a la Central de San Juan de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico ocurrido de 22 a 27 de noviembre de 2021, Caso Núm.: NEPR-IN-2021-0005

Investigación iniciada con el propósito de identificar las posibles violaciones, si alguna, a las leyes y reglamentos bajo la jurisdicción del Negociado de Energía, que incidan sobre la prestación del servicio de energía eléctrica o la ejecución de la política energética de Puerto Rico.

D. INICIATIVAS y Proyectos

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

1. **Fuel Hedging Plan** – para establecer y crear un plan para la Autoridad de Energia Electrica y/o su sucesora para la compara de combustible en los mercados de futuro ("hedging") a modo de asegurar un precio a futuro y proteger las compras contra la volatilidad de precios y asegurar ahorros para el consumidor.

2. **Hydrogen Roadmap Plan** - a raíz de la Orden Ejecutiva 2022-022, a los fines de reconocer la combustión de hidrogeno como fuente de energía renovable en Puerto Rico, se formalizó un contrato para crear un plan para el uso de hidrogeno como fuente alterna de energía. A través de este plan podemos reconocer las necesidades y usos para el hidrogeno en Puerto Rico, como también poder identificar fuentes de producción y desarrollar mercados para el mismo.

3. **Energy Efficiency Baseline and Potential Studies** - para realizar un estudio y evaluación de las conductas y mercados actuales en cuanto al uso y ahorro en el consumo de energía en Puerto Rico, a nivel residencial, comercial e industrial y de esta manera poder desarrollar los planes y programas necesarios para llegar a la meta de un 30% de eficiencia energética para el año 2040.

V. ADMINISTRACIÓN

De conformidad con las disposiciones de la Ley 211-2018[69], 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

[69] Conocida como *Ley de Ejecución del Plan de Reorganización de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico.* 12 de agosto de 2018 ("Ley 211-2018").

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").[70] 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 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 Orden[71] 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

El Negociado de Energía de Puerto Rico es un ente regulador independiente creado por la Ley 57-2014, cuyo objetivo principal es hacer cumplir de forma cabal y transparente la ejecución de la Política Pública Energética de Puerto Rico. Como parte de sus encomiendas, el Negociado de Energía reglamenta, supervisa y se encarga de fiscalizar el cumplimiento de todos los entes regulados con el marco regulatorio aplicable, incluyendo a la Autoridad.

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 2021 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:

---

[70] 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.

[71] 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. 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.

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 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
Desarrollo de los procedimientos y estándares para evaluar las actividades de Operador del Sistema de Transmisión y Distribución requeridas durante el periodo de transición inicial (Front End Transition) y durante la ejecución de sus funciones bajo el Acuerdo de Operación y Mantenimiento.

****