

**GOBIERNO DE PUERTO RICO  
JUNTA REGLAMENTADORA DE SERVICIO PUBLICO  
NEGOCIADO DE ENERGIA DE PUERTO RICO**



**IN RE:** PROCESO PARA ADOPCIÓN DE  
REGLAMENTACIÓN PARA LA  
PLANIFICACIÓN DE RECURSOS DE  
DISTRIBUCIÓN

**CASO NÚM.:** NEPR-MI-2019-0011

**ASUNTO:** Principios Aplicables a la  
Planificación del del Sistema de  
Distribución.

**RESOLUCIÓN Y ORDEN**

**I. Introducción**

De acuerdo con la información publicada por la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (“Autoridad”), su sistema de distribución (“SD”) se compone de aproximadamente 293 subestaciones, 31,446 millas de líneas aéreas, 1,723 millas de líneas soterradas y 27 oficinas técnicas.<sup>1</sup>

El SD fue construido esencialmente con la meta de electrificar a todo Puerto Rico y que cada puertorriqueño contara con servicio eléctrico. Dicha meta fue alcanzada. Sin embargo, el componente de planificación a largo plazo no tuvo un rol prominente en dicho proceso. Peor aún, el SD no recibió el mantenimiento y/o actualizaciones necesarias para aceptar o integrar de forma eficiente nuevas tecnologías.

Contrario a los recursos de generación y el sistema de transmisión, cuya planificación a largo plazo se atiende debidamente mediante el Plan Integrado de Recursos (“PIR”)<sup>2</sup>, al presente, no se ha desarrollado un proceso de planificación para el SD. Por lo tanto, es imperativo que el Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico (“Negociado de Energía”) desarrolle un proceso de planificación para el SD que asegure su óptima modernización. El Negociado de Energía es miembro, junto a otras quince (15) jurisdicciones de los Estados Unidos, del *NARUC*<sup>3</sup>-*NASEO*<sup>4</sup> *Comprehensive Electricity Planning Task Force*, creado con el propósito de proveer un foro para el desarrollo de nuevos enfoques que resulten en un mejor alineamiento de la planificación de recursos y los sistemas de distribución.

<sup>1</sup> Véase <https://aeepr.com/es-pr/quienes-somos/sistema-electrico>.

<sup>2</sup> Véase Artículo 6.23 de la Ley 57-2014, según enmendada, conocida como la *Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico* y la Ley 17-2019.

<sup>3</sup> National Association of Regulatory Utility Commissioners.

<sup>4</sup> National Association of State Energy Officials.

*[Handwritten signatures in blue ink on the left margin]*

## II. Jurisdicción del Negociado de Energía

El Negociado de Energía es el ente regulador encargado de fiscalizar y asegurar la cabal ejecución e implementación de la política pública sobre el servicio eléctrico en Puerto Rico.<sup>5</sup> A tenor con las disposiciones de la Ley 57-2014, el Negociado de Energía tiene a su cargo, entre otros deberes, establecer e implementar los reglamentos y las acciones regulatorias necesarias para garantizar la capacidad, confiabilidad, seguridad y eficiencia del sistema eléctrico de Puerto Rico.<sup>6</sup>

## III. Política Pública sobre Infraestructura Eléctrica

La Ley 17-2019, establece la nueva política pública energética de Puerto Rico y, entre otras cosas, declaró política pública lo siguiente:

- Promover los cambios necesarios para transformar al Sistema Eléctrico en uno que responda a las necesidades energéticas de Puerto Rico en el Siglo XXI<sup>7</sup>;
- Velar por la implantación de estrategias para lograr eficiencia en la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, de manera que se asegure su disponibilidad y su suministro a un costo asequible, justo y razonable;<sup>8</sup>
- Establecer un modelo de Sistema Eléctrico en el que se maximice el aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles y se empodere al consumidor a que forme parte de la cartera de recursos energéticos mediante la adopción de estrategias de eficiencia energética, respuesta a la demanda e instalación de generadores distribuidos, entre otras;<sup>9</sup>
- Diseñar una red eléctrica que contemple el desarrollo e integración de comunidades solares, el trasbordo de energía y la creación de microrredes, cooperativas eléctricas o cooperativas de energía, como alternativas y herramientas para aumentar el acceso a energía renovable, y para contribuir a su resiliencia ante desastres naturales;<sup>10</sup>

<sup>5</sup> Véase, la Ley 57-2014, según enmendada, conocida como la *Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico* y la Ley 17-2019, conocida como la *Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico*.

<sup>6</sup> Véase 6.3(c) de la Ley 57-2014.

<sup>7</sup> Artículo 1.5 (2)(a) de la Ley 17-2019.

<sup>8</sup> Artículo 1.5 (2)(b) de la Ley 17-2019.

<sup>9</sup> Artículo 1.5 (2)(e) de la Ley 17-2019.

<sup>10</sup> Artículo 1.5 (2)(f) de la Ley 17-2019.



- Asegurar que el establecimiento e implementación de la política pública energética sea un proceso continuo de planificación, consulta, ejecución, evaluación y mejoramiento en todos los asuntos energéticos;<sup>11</sup>
- Garantizar la seguridad y confiabilidad de la infraestructura eléctrica mediante la utilización de herramientas tecnológicas modernas que impulsen una operación económica y eficiente y permitan la integración y despliegue de fuentes renovables;<sup>12</sup>
- Diseñar la infraestructura del Sistema Eléctrico para que sea robusta y resistente a los fenómenos atmosféricos y otros desastres, procurando aplicar y adoptar códigos de diseño que cumplan con las normas vigentes reconocidas a nivel Nacional, así como los requisitos de seguridad en los postes de distribución que tengan infraestructura eléctrica, de telecomunicaciones, y otros;<sup>13</sup>
- Asegurar la continua mejora de la red eléctrica para promover la resiliencia y la diversificación combinando la capacidad de generación con la demanda por región y facilitando una transición efectiva a nuevas tecnologías y fuentes de energía renovables;<sup>14</sup>
- Proporcionar incentivos para la modernización de la red que incorpore tecnología adecuada para cumplir con los objetivos de transformación que no implique costos excesivos;<sup>15</sup>

Más aún, la nueva política pública energética tiene como misión alcanzar, entre otros, el siguiente objetivo inicial:

Promover la más rápida y efectiva reconstrucción, modernización y actualización del sistema de transmisión y distribución de la red **para desarrollar un sistema robusto, flexible que pueda integrar nuevas tecnologías, generación distribuida, fuentes de energía renovable, mecanismos de eficiencia energética y provea a los consumidores**

<sup>11</sup> Artículo 1.5 (2)(g) de la Ley 17-2019.

<sup>12</sup> Artículo 1.5 (9)(a) de la Ley 17-2019.

<sup>13</sup> Artículo 1.5 (9)(b) de la Ley 17-2019.

<sup>14</sup> Artículo 1.5 (9)(f) de la Ley 17-2019.

<sup>15</sup> Artículo 1.5 (9)(g) de la Ley 17-2019.



alternativas en el sector energético maximizando los recursos estatales y federales disponibles.<sup>16</sup>

#### IV. Proceso Reglamentario y Talleres de Partes Interesadas

Basado en la necesidad de establecer un proceso para el desarrollo y aprobación de planificación integrada a largo plazo de nuestros recursos de distribución, el Negociado de Energía determinó que era conveniente comenzar un proceso formal de reglamentación a esos fines. Como antesala al inicio de dicho proceso formal de reglamentación, el Negociado de Energía estimó conveniente recabar el insumo de los distintos grupos de interés en el sector energético previo a la publicación de un borrador de propuesta de reglamento.

El Negociado de Energía realizó cuatro (4) Talleres de Partes Interesadas, los cuales contaron con amplia participación de representantes de la Autoridad y de múltiples sectores y grupos de interés. Esta iniciativa fue difundida, entre otros, en la prensa, mediante el sistema de alertas de los suscriptores del Negociado de Energía y en las redes sociales.

Durante los mencionados talleres, el Negociado de Energía recibió información de gran valor, la cual consideró debidamente en este proceso. Los grupos de trabajos creados como parte de este esfuerzo identificaron:

- Que ciertos elementos de modernización de la red son necesarios para reconstruir el sistema con suficiente resiliencia para sostener adecuadamente futuros desastres naturales. Existen ocasiones donde tecnologías modernas que incrementan la resiliencia del sistema también habilitan mayor integración de energía renovable distribuida, por eso la línea entre el fortalecimiento y la modernización del sistema de distribución es de cierta forma difusa.
- Además de las interrupciones de servicio eléctrico que ocurren con frecuencia, la calidad de este servicio también tiene un impacto significativamente adverso en los abonados.
- Que la realidad del SD en Puerto Rico, cuando se toma en cuenta los embates de los recientes desastres naturales, difiere significativamente de otras jurisdicciones en los EE. UU.
- El proceso de restauración/reconstrucción de la red eléctrica sienta una base sólida para poder *Caminar, Trotar, y eventualmente Correr* ágilmente y así poder acortar el tiempo entre las diferentes etapas del proceso de modernización del SD.
- Puerto Rico es una isla que cuenta con formidable irradiación solar. Planificar el SD para integrar la mayor cantidad de fuentes de energía renovable distribuida, cumpliendo con los códigos y estándares de seguridad nacionales y locales.

<sup>16</sup> Artículo 1.6(1) de la Ley 17-2019. (Énfasis añadido).



flexibiliza el sistema y por ende lo hace más resiliente a los embates de futuros desastres naturales. Un sistema eléctrico que cuenta con generación renovable distribuida, bien planificada, minimiza la dependencia en combustibles fósiles y en líneas de transmisión.

Finalmente, los grupos de trabajo identificaron las siguientes características del sistema de distribución actual:

- Sistema vulnerable a inestabilidad debido a la poca inercia disponible – reservas de generación base inadecuadas;
- Muy poca visibilidad operacional y de sistema;
- Integración de generación distribuida no documentada cuando se impulsó la interconexión de estos sistemas después de los huracanes Irma y María;
- Niveles de voltaje no estandarizados;
- Integración mínima de “reclosers”<sup>17</sup> para proteger alimentadores que sufran fallas momentáneas;
- Postes de distribución eléctrica no documentados, poco coordinados con las compañías de telecomunicaciones y pobremente mantenidos;
- Dificultad para llevar a cabo poda y desganche de facilidades de distribución eléctrica poco accesible que se encuentran restringidas por propiedad privada; y
- Pobre calidad de potencia eléctrica (*power quality*) en un gran número de circuitos.

A pesar del éxito de los talleres y el gran valor de la información recabada, el Negociado de Energía estima que la formulación de una propuesta de reglamentación para la planificación del sistema de distribución requiere un tiempo adicional. Por lo cual, el Negociado de Energía entiende que es imperativo emitir unas directrices que la Autoridad y/o el Operador del Sistema de Transmisión y Distribución puedan utilizar en la formulación de sus propuestas de inversiones capitales sobre el Sistema de Distribución, irrespectivo de la fuente de los fondos que se utilizarán para dichas inversiones de capital.

Es importante señalar que el Negociado de Energía continuará su trabajo sobre una propuesta de reglamentación para la planificación del Sistema de Distribución, la cual incorporará las directrices aquí establecidas.

## V. Principios Aplicables a la Planificación del Sistema de Distribución

Estos principios o guías tienen como objetivo asegurar el alineamiento adecuado de los procesos de recuperación y modernización de la red eléctrica con la política pública energética de Puerto Rico y las mejores prácticas de la industria. Son aplicables a la

<sup>17</sup> Equipo de protección que elimina fallas momentáneas en los alimentadores de distribución eléctrica.



Autoridad, y a LUMA ENERGY, LLC<sup>18</sup>, y LUMA ENERGY SERVCO, LLC<sup>19</sup> (colectivamente, “LUMA”) como Operador del Sistema de Transmisión y Distribución.<sup>20</sup>

1. **Implementación de la política pública** – Toda inversión de capital o cambio propuesto al sistema de distribución debe adelantar el cumplimiento de la política pública, incluyendo, pero sin limitarse al cumplimiento con los códigos y estándares operacionales, de planificación y seguridad vigentes de la industria.
2. **Maximizar el uso de los recursos o inversiones de capital** – Toda inversión de capital, incluyendo, pero sin limitarse a, trabajos permanentes de recuperación y preparación para casos de desastre debe perseguir conseguir la mejor utilización de los recursos de manera que el impacto positivo a la modernización, operación y mantenimiento del sistema de distribución, y por consiguiente de la red eléctrica sea el mayor posible.
3. **Disponibilidad de información** - Las inversiones de capital o cambios propuestos al sistema de distribución deben resultar en la disponibilidad de información útil al consumidor. A manera de ejemplo, la disponibilidad de información sobre los voltajes y capacidad de interconexión de alimentadores del sistema de distribución es de gran valor para facilitar y agilizar los procesos de interconexión de generación distribuida a la red de la Autoridad y la planificación de cambios y mejoras al sistema.
4. **Automatización** - Las inversiones de capital o cambios propuestos al sistema de distribución deben, en lo posible, adelantar la automatización de equipos o componentes del sistema de distribución que faciliten su operación y recuperación luego de interrupciones de servicio (menores o mayores).

<sup>18</sup> Véase In re: Request for Certification LUMA ENERGY, LLC, Caso Núm. NEPR-CT-2020-0008.

<sup>19</sup> Véase In re: Request for Certification LUMA ENERGY SERVCO, LLC, Caso Núm. NEPR-CT-2020-0007.

<sup>20</sup> El 22 de junio de 2020, la Autoridad, la Autoridad para las Alianzas Público Privadas, LUMA ENERGY, LLC as ManagementCo, and LUMA ENERGY SERVCO, LLC as ServCo (colectivamente, “LUMA”) otorgaron un contrato de Operación y Mantenimiento bajo el cual LUMA va a operar y manetner el sistema de transmisión y mantenimiento de la Autoridad. Copia del mencionado acuerdo está disponible en <https://aaafpr.gov/p3/wp-content/uploads/2020/06/executed-consolidated-om-agreement-td.pdf>.



5. **Confiabilidad (*Reliability*) y Calidad de Potencia** - Las inversiones de capital o cambios propuestos al sistema de distribución deben, de la forma más estratégica y costo efectiva posible, resultar en (i) un incremento en la confiabilidad del sistema de distribución y (ii) el desarrollo de la capacidad técnica para poder detectar, identificar, y corregir situaciones donde la calidad de la potencia eléctrica sea pobre, con énfasis en condiciones de: sobrevoltaje, bajo voltaje y parpadeo.
6. **Resiliencia** - Las inversiones de capital o cambios propuestos al sistema de distribución deben, de la forma más estratégica y costo efectiva posible, resultar en un incremento en la resiliencia del sistema de distribución y de la red eléctrica en general.
7. **Flexibilidad** - Las inversiones de capital o cambios propuestos al sistema de distribución deben, de la forma más estratégica y costo efectiva posible, resultar en utilización de tecnología y programas (*software*) que faciliten la operación, mantenimiento y restauración del sistema a la vez que permiten la adopción de tecnología emergente.
8. **Herramientas de Planificación** - Las inversiones de capital o cambios propuestos al sistema de distribución deben contemplar aumentar o desarrollar la capacidad para realizar pronósticos de demanda en cada alimentador de distribución de manera que dicha información pueda ser utilizada para la modernización y operación efectiva del sistema.
9. **Proyectos de Demostración (*Pilots*)** - Las inversiones de capital o cambios propuestos al sistema de distribución se pueden utilizar para iniciar proyectos de demostración y en la medida que los resultados de dichos proyectos resulten en eficiencias y beneficios añadidos, se permita el más efectivo despliegue o implementación de los proyectos a mayores escalas.
10. **Beneficio para el interés público** - Las inversiones de capital o cambios propuestos al sistema de distribución deben resultar en un claro beneficio para el interés público, en otras palabras, los consumidores.

## VI. Conclusión

Por lo cual, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad y a LUMA asegurarse que cualquier radicación de propuesta de inversiones de capital o cambios al Sistema de Distribución tome en consideración y esté alineada con: (i) el Plan Integrado de Recursos





recientemente aprobado por el Negociado de Energía<sup>21</sup>; (ii) el resultado del Caso Núm. NEPR-MI-2019-0007<sup>22</sup>; (iii) el resultado del Caso Núm. NEPR-MI-2020-0016<sup>23</sup>; y (iv) con los principios establecidos en esta Resolución y Orden.

No obstante lo anterior, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad y/o a LUMA iniciar inmediatamente el trabajo requerido para completar las siguientes tareas:

- A
1. **Mapas de Niveles de Voltaje** – Creación de mapas digitales que muestren la ruta geográfica de todos los alimentadores primarios de distribución eléctrica de la Isla, incluyendo a Vieques y Culebra. Los mapas estarán disponibles en la página cibernética de la Autoridad y deberán ser actualizados trimestralmente, como mínimo. Los mapas contendrán, como mínimo, las siguientes características o información:

- Smr
- JAG
- Spnd
- 1
- Número de alimentador;
  - Nivel de Voltaje de cada alimentador (i.e. 4.16kV, 4.8kV, 7.2kV, 8.32kV, 13.2kV, and 38kV);
  - Ruta de cada alimentador primario basada en la información geoespacial (GIS) más reciente con resolución suficiente para poder identificar su trayectoria a nivel de calle;
  - Identificar los alimentadores que requieran estudios suplementarios utilizando la información actualizada del documento identificado por la Autoridad en su página cibernética como la *Lista de Alimentadores que Requieren Estudios Suplementarios y Áreas que Suplen*<sup>24</sup>.

Este proyecto deberá completarse en o antes del **31 de mayo de 2021**.

2. **Mapas Preliminares de Capacidad de Interconexión** - Creación de mapas digitales que muestren la ruta geográfica de todos los alimentadores primarios de distribución eléctrica de la Isla, incluyendo a Vieques y Culebra y la capacidad de interconexión de cada uno de dichos alimentadores. Los mapas estarán disponibles en la página cibernética de la Autoridad y deberán ser actualizados trimestralmente, como

---

<sup>21</sup> Véase In re: Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, Resolución y Orden, 24 de agosto de 2020.

<sup>22</sup> Véase In Re: Desempeño de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0007.

<sup>23</sup> Véase In Re: Proceso de Optimización de las Inversiones en Transmisión y Distribución de Miniredes, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0016.

<sup>24</sup> Deberá utilizarse la información actualizada de conformidad con las determinaciones del Negociado de Energía bajo el Caso Núm. NEPR-MI-2019-0016.





mínimo. Los mapas contendrán, como mínimo, las siguientes características o información:

- a. Capacidad de Interconexión Rudimentaria por zona;
- b. Incluir fecha de análisis de cada zona estudiada; y
- c. En las zonas ya estudiadas, los mapas deberán presentar la siguiente información de manera interactiva – menú desplegable:
  - i. Disponibilidad precisa de capacidad de interconexión en cada fase de los alimentadores primarios – esta información debe de tomar en cuenta violaciones termales, situaciones de voltaje y limitaciones presentadas por las subestaciones que suplen estos alimentadores.
  - ii. Demanda pico por alimentador
  - iii. Carga mínima diurna por alimentador
  - iv. Capacidad agregada de generación distribuida ya interconectada por alimentador.
  - v. Lista de generación distribuida en espera de interconexión por alimentador.

Este proyecto deberá completarse en o antes del **30 de septiembre de 2021**.

3. **Inventario de la Red Eléctrica** - Actualizar y completar el inventario de infraestructura de la red eléctrica utilizando sistemas de información georreferenciada (GIS, por sus siglas en inglés) de manera que se facilite el mantenimiento, operación y reparación de la red eléctrica, así como la restauración y recuperación del sistema luego de eventos atmosféricos o emergencias. La Autoridad y/o LUMA deberán utilizar, en la medida posible, el inventario de las facilidades de la infraestructura eléctrica recopilado por cualquier agencia local o federal con el propósito de atender el impacto de los Huracanes Irma y María. Dicho inventario deberá contener, como mínimo, la siguiente información:

- a. La posición geográfica de los circuitos y de los transformadores de servicio que forman parte del sistema;
- b. El nivel de visibilidad y disponibilidad de información operacional del sistema de distribución eléctrica;
- c. La disponibilidad o ausencia de información sobre el perfil de demanda de los clientes;
- d. La identificación de los Recursos de Energía Distribuida (“RED”) existentes en la red y categorizarlos por (i) tipo de recurso, (ii) capacidad operacional, (iii) y alimentador de distribución<sup>25</sup>;

<sup>25</sup> Esta lista debe incluir facilidades *Combined Heat & Power* públicas y privadas operando en paralelo con la utilidad eléctrica y la generación de resguardo disponible a los clientes industriales e institucionales



- e. El perfil típico diario de los servicios provistos por los REDs;
- f. La identificación del estado y la vida útil restante de los transformadores de servicio y de las subestaciones de distribución eléctrica;
- g. La identificación de las pérdidas técnicas y no-técnicas por alimentador de distribución;
- h. La identificación de las vulnerabilidades físicas y cibernéticas de cada subestación de distribución y los patios de protección asociados;
- i. La identificación de alimentadores que suministren: (i) cargas críticas, (ii) cargas prioritarias, y (iii) aquellos alimentadores considerados candidatos para estudios suplementarios de interconexión;
- j. La ubicación, el estado y el uso mancomunado, de ser aplicable, de cada poste de distribución eléctrica.

Este proyecto deberá completarse en o antes de **31 de diciembre de 2021**.

El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad y LUMA presentar conjuntamente un itinerario de trabajo para cada proyecto, en o antes de las 12:00 pm del 29 de enero de 2021. Dicho itinerario, deberá contener, como mínimo, información detallada de los recursos (consultores, personal interno y económicos) a utilizarse para realizar el proyecto, identificar las personas responsables de las tareas requeridas para realizar el proyecto, identificar cualquier paso o etapa crítica cuyo retraso afecte el cumplimiento oportuno con el proyecto.

Para asegurar que Autoridad y LUMA cumplan oportunamente con los proyectos arriba requeridos, el Negociado de Energía **SEÑALA** las siguientes Vistas de Cumplimiento<sup>26</sup>:

| Fecha                   | Hora     | Lugar  |
|-------------------------|----------|--|
| 10 de febrero de 2021   | 2:00 pm  | Virtual  |
| 13 de abril de 2021     | 10:00 am | Virtual  |
| 14 de julio de 2021     | 2:00 pm  | Virtual  |
| 12 de octubre de 2021   | 10:00 am | Salón de Vistas en el Piso 8 de las Oficinas del Negociado de Energía. |
| 13 de diciembre de 2021 | 2:00 pm  | Salón de Vistas en el Piso 8 de las Oficinas del Negociado de Energía. |

Las Vistas de Cumplimiento serán transmitidas en vivo por el Canal de YouTube del Negociado de Energía. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad y LUMA: (i)

<sup>26</sup> Como medida cautelar para reducir la propagación del Covid-19, las primeras tres (3) Vistas de Cumplimiento serán celebradas de manera remota. El Negociado de Energía remitirá oportunamente a los representantes de la Autoridad y de Luma la información para conectarse a la vista.



comparecer a las Vistas de Cumplimiento arriba señaladas; (ii) asegurar de que los funcionarios con conocimiento personal sobre la ejecución de los proyectos aquí requeridos estén presentes en la Vista de Cumplimiento<sup>27</sup>; (iii) someter copia de la presentación que realizará durante la Vista de Cumplimiento, así como de cualquier otro documento relacionado al menos tres (3) días antes de la fecha de la correspondiente Vista de Cumplimiento.

Finalmente, El Negociado de Energía **ADVIERTE** a la Autoridad y a LUMA que, el incumplimiento de cualquier disposición de esta Resolución y Orden, puede resultar en la imposición de multas en virtud de la Ley 57-2014 y los reglamentos del Negociado de Energía aplicables y/o cualquier otra sanción administrativa, según el Negociado de Energía considere apropiado.

Notifíquese y publíquese.



Edison Avilés Deliz  
Chairman



Ángel R. Rivera de la Cruz  
Associate Commissioner



Lillian Mateo Santos  
Associate Commissioner



Ferdinand A. Ramos Soegaard  
Associate Commissioner



Sylvia B. Ugarte Araujo  
Associate Commissioner

<sup>27</sup> Las preguntas del Negociado de Energía serán contestadas bajo juramento.



## CERTIFICACIÓN

Certifico que así lo acordó la mayoría de los miembros del Negociado de Energía de Puerto Rico el 31 de diciembre de 2020. Certifico además que el 31 de diciembre de 2020 he procedido con el archivo en autos de esta Resolución y Orden con relación al Caso Núm. NEPR-MI-2019-0011 y que la misma fue enviada mediante correo electrónico a: astrid.rodriguez@prepa.com, fabiola.rosa@prepa.com, marisol.pomales@prepa.com, vilmarie.fontanet@prepa.com, jorge.ruiz@prepa.com, carlos.reyes@ecoelectrica.com, Legal@lumamc.com, wayne.stensby@lumamc.com, mario.hurtado@lumamc.com, Ashley.engbloom@lumamc.com, mgrpcorp@gmail.com, victorluisgonzalez@yahoo.com, yan.oquendo@ddec.pr.gov aconer.pr@gmail.com, cpares@maximosolar.com, agraitfe@agraitlawpr.com, rstgo2@gmail.com, ingridmvila@gmail.com, gonzalo.rodriguez@gestampren.com, dortiz@elpuente.us, lga@elpuente.us, malu.blazquez@reimagina.pr.org, presidente@ciapr.org, sergio.gonsales@patternenergy.com, h.bobea@fonrochepr.com, lionel.orama@upr.edu, energiaverdepr@gmail.com, manuel.mata@aes.com, obed.santos@aes.com, hrivera@oipc.pr.gov, jeff.lewis@terraform.com, cfl@mcvpr.com, fortiz@reichardescalera.com, javier.adiego@x-elio.com, hjcruz@urielrenewables.com, viviana.Harrington@sunnova.com, tara.dhimitri@longroadenergy.com, rafael.quintana@aes.com, abigail.reyes@aes.com, accounting@everstreamcapital.com, Arocheleau@terraform.com, leslie@sonnedix.com, ramonluisnieves@rlnlegal.com, jczayas@landfillpr.com, auriarte@newenergypr.com, pjcleanenergy@gmail.com, javrua@gmail.com, jeanna.steele@sunrun.com, cpsmith@unidosporutuado.org, mildred@liga.coop, rodrigomasses@gmail.com, presidente@camarapr.net, 8 norywrivera@constructorespr.net, agc@agcpr.com, jmarvel@marvelarchitects.com y presidencia-secretarias@seguros multiples.com.

Para que así conste firmo la presente en San Juan, Puerto Rico, hoy, 31 de diciembre de 2020.

  
Wanda I. Cordero Morales  
Secretaria

