

LA NUEVA POLÍTICA PÚBLICA ENERGÉTICA DE PUERTO RICO: ESTADO DE LA IMPLEMENTACIÓN A DIEZ AÑOS DE SU APROBACIÓN

ARTÍCULO

ÁNGEL R. RIVERA DE LA CRUZ*

Unfortunately, Susan didn't remember what Jane Fulton once said. "Insanity is doing the same thing over and over again, but expecting different results".¹

INTRODUCCIÓN.....	624
I. LEY NÚM. 57-2014	628
A. Transformación en la gobernanza y operación de la AEE.....	628
B. Programas de eficiencia energética en el consumo gubernamental.....	637
C. Cambios al programa de medición neta.....	638
D. Desarrollo de la estructura regulatoria	639
II. LEY NÚM. 120-2018	644
III. LEY NÚM. 211-2018.....	648
IV. LEY NÚM. 17-2019; POLÍTICA PÚBLICA ENERGÉTICA 2.0	649
A. Planificación integrada y a largo plazo de los recursos energéticos.....	652
B. Política pública respecto a los recursos de generación	654
C. Requisitos de la Cartera de Energía Renovable	655
D. Desagregación y transformación del sistema eléctrico.....	656
E. Programa de medición neta	657
F. Poderes y presupuesto del NEPR	660
G. Junta de Gobierno de la AEE	660
H. Enmienda posterior; Ley 1-2025.....	662
V. IMPLEMENTACIÓN DE LA POLÍTICA PÚBLICA ENERGÉTICA	663
A. Revisión de la tarifa de la AEE	663
B. Plan Integrado de Recursos y transición a fuentes de energía renovable	671

* El autor es miembro de la Facultad Adjunta de la Escuela de Derecho de la Universidad de Puerto Rico y Principal Oficial Ejecutivo de la compañía de consultoría en materias de energía Nu Energy Consulting Group, LLC. Fungió como Comisionado Asociado del Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico (antes Comisión de Energía de Puerto Rico) desde el 20 de noviembre de 2014 al 30 de junio de 2022.

1 RITA MAE BROWN, SUDDEN DEATH 68 (Bantam paperback ed. 1984).

<i>C. Programa de medición neta</i>	688
<i>D. Generación altamente eficiente y modernización de la flota generatriz de la AEE</i>	694
<i>E. Mecanismo de trasbordo de energía</i>	695
<i>F. CELI</i>	697
<i>G. Métricas de desempeño del sistema eléctrico</i>	698
VI. TRANSICIÓN A OPERADORES PRIVADOS	699
<i>A. LUMA</i>	699
<i>B. Genera PR</i>	701
<i>C. AEE</i>	702
CONCLUSIÓN	703

INTRODUCCIÓN

El 27 de mayo de 2014 se aprobó la Ley Núm. 57-2014 mediante la cual se estableció la nueva política pública energética en Puerto Rico. Esta ley introdujo el cambio más significativo en la industria eléctrica de nuestro país desde la creación de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (en adelante, “AEE”) mediante la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941.² La Ley Núm. 57-2014 buscaba transformar la gobernanza de la AEE promoviendo una política pública energética basada en la planificación a largo plazo de los recursos del sistema eléctrico, así como en la optimización y reducción del consumo eléctrico por parte de todas las ramas de gobierno. De igual manera, se incorporaron cambios al programa de medición neta, originalmente establecido en la Ley 114-2007, mediante los cuales se promovía el desarrollo de recursos de generación distribuidos, mayormente de fuentes de energía renovable.³

A esos fines, y entre otros, la Ley Núm. 57-2014 declaró como política pública: (i) la energía generada, transmitida y distribuida en Puerto Rico debe tener un costo asequible, justo, razonable y no discriminatorio para todos los consumidores; (ii) asegurar la disponibilidad de abastos energéticos; (iii) garantizar la seguridad y confiabilidad de la infraestructura eléctrica al integrar energía limpia y eficiente, y mediante la utilización de herramientas tecnológicas modernas que propulsen una operación económica y eficiente; (iv) diversificación de las fuentes de generación y reducción de la dependencia en fuentes de energía derivadas de combustibles fósiles y desarrollar planes a corto, mediano y largo plazo que permitan establecer un portafolio de energía balanceado y óptimo para el sistema eléctrico del país; (v) el Estado Libre Asociado de Puerto Rico será un consumidor eficiente y responsable de energía, y promoverá la conservación y la eficiencia energética en todas sus ramas e instrumentalidades; (vi) todo consumidor tendrá derecho a un servicio

² Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico, Ley Núm. 57-2014, 22 LPRA §§ 1051-1056 (2019 & Supl. 2024); Ley de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941, 22 LPRA §§ 191-217 (2019 & Supl. 2024).

³ Ley del programa de medición neta en la Autoridad de Energía Eléctrica, Ley Núm. 114-2007, 22 LPRA §§ 1011-1020b (2019 & Supl. 2024).

eléctrico confiable, estable y de excelencia; (vii) promover que los precios estén basados en el costo real de los servicios prestados, en parámetros de eficiencia, o en cualesquiera otros parámetros reconocidos por entidades gubernamentales o no gubernamentales especializadas en el servicio eléctrico; (viii) promover la transparencia y la participación ciudadana en todos los procesos relacionados al servicio de energía en Puerto Rico; (ix) la AEE deberá promover los cambios necesarios para que la misma se transforme en una entidad que responda a las necesidades energéticas del Puerto Rico en el Siglo XXI, y (x) todas las aportaciones, subsidios o contribuciones directas o indirectas de servicio eléctrico de la Autoridad de Energía Eléctrica deberán ser adecuadamente utilizadas conforme a los objetivos para los cuales fueron creadas.⁴ Igualmente, se estableció como política pública que “[h]abrá un ente independiente regulador de energía, que tendrá amplios poderes y deberes para asegurar el cumplimiento con la política pública energética, las disposiciones y mandatos de esta Ley, y para asegurar costos energéticos justos y razonables mediante la fiscalización y revisión de las tarifas de la Autoridad de Energía Eléctrica y de cualquier compañía de servicio eléctrico”.⁵

Para implementar los mandatos de la nueva política pública energética, la Ley Núm. 57-2014 creó tres nuevas entidades: (i) la Comisión de Energía de Puerto Rico (“CEPR”), (ii) la Oficina Estatal de Política Pública Energética (“OEPPE”), y (iii) la Oficina Independiente de Protección al Consumidor (“OIPC”).⁶ La CEPR sería el regulador independiente del mercado energético de Puerto Rico con amplios poderes sobre la AEE, y sobre todas las demás compañías de servicio eléctrico que se establezcan en la isla.⁷ Entre los poderes de la CEPR estaban aprobar y establecer las tarifas por servicio eléctrico, aprobar y asegurar la implementación del Plan Integrado de Recursos, y “[f]iscalizar y asegurar la cabal ejecución e implementación de la política pública sobre el servicio eléctrico en Puerto Rico”.⁸

Por otra parte, la OEPPE sería la entidad que “asesorará al Gobierno sobre todos los aspectos relacionados con la política pública energética del País”.⁹ Entre las responsabilidades de la OEPPE estaban “recopilar y compartir todo tipo de información así como promover estudios y evaluaciones oportunos y confiables sobre generación, distribución, utilización y consumo de energía en Puerto Rico, ya bien sea utilizando petróleo y/o sus derivados como combustible, gas natural, fuentes de energía renovable, disposición de desperdicios, así como cualquier otro mecanismo o tecnología que pueda ser utilizada como recurso energético”.¹⁰ Finalmente, la OIPC se creó como la entidad cuya función sería “representar y defender los intereses de los consumidores de los servicios energéticos, tanto ante la Autoridad como ante la entidad reguladora”.¹¹ Entre otros, la OIPC tendría

4 22 LPRA § 1051.

5 *Id.*

6 Exposición de motivos, Ley Núm. 57-2014, 2014 LPR 306, 309-11; el Artículo 6.1 de la Ley 57-2014 creó también la Administración de Energía de Puerto Rico cuya función era proveer apoyo administrativo a la CEPR, a la OEPPE y a la OIPC. *Id.* en las págs. 399-400.

7 Véase en términos generales, 22 LPRA § 1054b.

8 22 §§ 1054c, 1054v, 1054b (a).

9 2014 LPR 306 (Expo. mts.)

10 *Id.*

11 *Id.* en la pág. 310.

el deber “de ser defensor y portavoz de los intereses de los clientes en todos los asuntos que estén ante la Comisión de Energía, incluyendo los asuntos relacionados a las disputas sobre facturas con la AEE”.¹²

Ahora bien, en los meses previos a la aprobación de la Ley Núm. 57-2014, la AEE comenzó a dar señales de que estaba experimentando problemas financieros al punto de no contar con dinero suficiente para la compra de combustible.¹³ Más aún, en julio de 2014, la AEE, por primera vez en su historia, no realizó el pago de sus obligaciones bajo el Acuerdo de Fideicomiso de 1974 que tenía con sus bonistas.¹⁴ Esto forzó a la AEE a entrar en un Acuerdo de Indulgencia con sus acreedores y las compañías aseguradoras de sus bonos para evitar que estas activaran las cláusulas incluidas en el Acuerdo de Fideicomiso de 1974 que les permitía solicitar a un tribunal la imposición de un síndico que se hiciera cargo de la operación de la AEE.¹⁵ Dicho Síndico estaría facultado para modificar las tarifas de servicio eléctrico, y esto a los fines de asegurar el pago puntual del servicio de la deuda de la AEE.¹⁶

Luego de la firma del referido Acuerdo de Indulgencia, la AEE y sus acreedores entraron en un proceso de negociación para reestructurar la deuda de la AEE. Estos esfuerzos culminaron con la otorgación del *Amended and Restated Restructuring Support Agreement* de 14 de marzo de 2016 (“Acuerdo de Acreedores”).¹⁷ Este acuerdo requería la creación de un Vehículo de Propósito Especial (“SPV”, por sus siglas en inglés) que sería una entidad separada de la AEE con facultad de emitir deuda.¹⁸ El propósito del SPV sería emitir nuevos bonos (llamados Bonos de Reestructuración), los cuales debían recibir una acreditación de nivel de inversión por las casas acreditadoras.¹⁹ Estos nuevos bonos serían intercambiados por los bonos originales de la AEE con ciertos descuentos, lo cual reduciría la deuda de la AEE.²⁰ Se establecería un cargo especial separado de su estructura tarifaria

12 *Id.* en las págs. 310-11.

13 *Sin dinero la AEE para la compra de combustible*, EL NUEVO DÍA (27 de mayo de 2014), <https://www.elnuevodia.com/noticias/locales/notas/sin-dinero-la-ae-e-para-la-compra-de-combustible/>.

14 Véase *PREPA Restructuring Still Probable Despite Forbearance Agreements*, FITCH RATINGS (19 de agosto de 2014) <https://www.fitchratings.com/research/us-public-finance/prepa-restructuring-still-probable-despite-forbearance-agreements-19-08-2014>.

15 Acuerdo de Indulgencia de 14 de agosto de 2014 entre la AEE como deudor, National Public Finance Guarantee Corporation, Assured Guarantee Corp., Assured Guaranty Municipal Corp., Syncora Guarantee Inc. y el Grupo Ad Hoc., <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2016/07/1.-Forbearance-Agreements-Part-2.pdf> (última visita 14 de octubre de 2024); Véase Artículo VIII, *Trust Agreement*, Puerto Rico Water Resource Authority to First National City Bank, Trustee, 1 de enero de 1974.

16 *Id.*

17 *Amended and Restated Restructuring Support Agreement*, <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2016/07/3.-Restructuring-Support-Agreements-Part-2-1.pdf> (última visita 11 de diciembre de 2024). (Este acuerdo enmendado fue posible en parte mediante la entrada en vigor de la Ley para la revitalización de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, la Ley Núm. 4-2016, 22 LPRA §§ 1071-1084 (2019 & Supl. 2024) (“Ley 4-2016”) la cual fue aprobada en apoyo de los acuerdos alcanzados en el proceso de negociación entre la AEE y sus acreedores que había comenzado en el verano de 2014).

18 Véase *Amended and Restated Restructuring Support Agreement* de 14 de marzo de 2016. El ente creado se llamó *Puerto Rico Electric Power Revitalization Corporation*. *Id.*

19 22 LPRA § 1073(3).

20 *Restructuring Order*, In Re: Petición de Orden de Reestructuración de la Corporación para la Revitalización de la AEE, Caso Núm. CEPR-AP-2016-0001 en las págs. 13-14 (CEPR, 21 de junio de 2016).

destinado al pago de los nuevos bonos llamado Cargo de Transición.²¹ De esta manera, se evitaría que los fondos destinados al servicio de la deuda no estuvieran relacionados a los fondos operacionales de la AEE. A esos fines, el artículo 34 de la Ley 4-2016 establecía que el Cargo de Transición debía asegurar el pago completo y puntual de los Bonos de Reestructuración.²²

De acuerdo con los mandatos de la Ley 4-2016, el 12 de abril de 2016 la CEPR inició el caso *In Re: Petición de Orden de Reestructuración de la Corporación para la Revitalización de la AEE*, Caso Núm. CEPR-AP-2016-0001 con el propósito de evaluar la petición de Orden de Reestructuración presentada el 7 de abril de 2016 por la Corporación para la Revitalización de la AEE.²³ El 21 de junio de 2016, la CEPR emitió la Orden de Reestructuración mediante la cual, con ciertas modificaciones, aprobó el Cargo de Transición solicitado por la Corporación para la Revitalización de la AEE que se utilizaría para respaldar los Bonos de Reestructuración a emitirse.²⁴

Luego de la aprobación del Cargo de Transición por la CEPR el Congreso de los Estados Unidos aprobó el *Puerto Rico Oversight, Management, and Economic Stability Act* (“Ley PROMESA”) que hizo extensivo al Estado Libre Asociado de Puerto Rico y a sus instrumentalidades varias disposiciones del Código de Quiebras Federal y creó la Junta de Supervisión y Administración Financiera para Puerto Rico (“JSAF”).²⁵ Al amparo de las disposiciones del Título III de la Ley PROMESA, el 2 de julio de 2017, la JSAF radicó ante el Tribunal Federal para el Distrito de Puerto Rico una Petición para la reestructuración de la deuda de la AEE.²⁶ Debemos destacar que al momento de dicha radicación los Bonos de Reestructuración no se habían emitido, por lo que la deuda original de la AEE estaba vigente y el Cargo de Transición aprobado por la CEPR no había sido implementado. Más aún, al iniciar el proceso de reestructuración de la deuda de la AEE, bajo el Título III de la Ley PROMESA, se dejaron sin efecto los acuerdos anteriores con los bonistas, por lo que el Cargo de Transición nunca se implementó.

Al momento de la presente publicación, el proceso de reestructuración de la deuda de la AEE todavía se encontraba pendiente ante el Tribunal Federal para el Distrito de Puerto Rico, por lo que la AEE se consideraba una entidad en quiebra atravesando una profunda

²¹ *Id.* § 1073(6).

²² *Id.* § 1076.

²³ *Verified Petition for Restructuring Order*, *In Re: Petición de Orden de Reestructuración de la Corporación para la Revitalización de la AEE*, Caso Núm. CEPR-AP-2016-0001, presentada por Corporación para la Revitalización de la AEE en 7 de abril de 2016; *Resolución y Orden*, *In Re: Petición de Orden de Reestructuración de la Corporación para la Revitalización de la AEE*, Caso Núm. CEPR-AP-2016-0001 (CEPR, 12 de abril de 2016).

²⁴ *Orden de Reestructuración*, *In Re: Petición de Orden de Reestructuración de la Corporación para la Revitalización de la AEE*, Caso Núm. CEPR-AP-2016-0001 (CEPR, 21 de junio de 2016) (el análisis del proceso de aprobación del Cargo de Transición está fuera del alcance del presente Artículo. Ahora bien, todos los documentos públicos del referido caso están disponibles en la página electrónica del Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico en <https://energia.pr.gov/expedientes/?docket=cepr-ap-2016-0001> (última visita 11 de diciembre de 2024)).

²⁵ The Puerto Rico Oversight, Management, and Economic Stability Act, 48 U.S.C. §§ 2101-2241 (2024).

²⁶ Title III Petition Filed by the Financial Oversight and Management Board for Puerto Rico on behalf of the Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA), Caso Núm. 17-04780, <https://document.epiq11.com/document/getdocumentsbydocket/?docketId=658447&projectCode=PR1&docketNumber=1&source=DM> (última visita 11 de diciembre de 2024).

crisis financiera que afectaban sus operaciones. De otro lado, luego del paso de los huracanes Irma y María en septiembre de 2017, esto dentro del contexto del proceso de quiebra antes mencionado, la Asamblea Legislativa aprobó varias leyes para reformular la política pública energética de Puerto Rico. Entre estas leyes se encuentran la Ley 120-2018, la Ley 211-2018 y la Ley 17-2019.²⁷

El propósito del presente artículo es exponer las principales disposiciones de la política pública energética establecida en las Leyes 57-2014 y 17-2019, así como la transformación del modelo regulatorio mediante la Ley 211-2018 y la transformación del modelo operacional de la AEE según ordenado por la Ley 120-2018. De igual forma, se analizará la implementación de la referida política pública por los pasados diez años, incluyendo la transición de las funciones operacionales de la AEE a entidades privadas.

I. LEY NÚM. 57-2014

La Ley 57-2014 tiene cuatro campos de acción principales: (1) transformación en la gobernanza y operación de la AEE; (2) requisito de programas de eficiencia energética en el consumo gubernamental; (3) cambios al programa de medición neta establecido en la Ley Núm. 114-2007;²⁸ y (4) desarrollo de la estructura regulatoria y nuevas entidades asociadas (i.e. CEPR, OEEPE, OIPC y la Administración de Energía de Puerto Rico). Expondremos cada uno de estos campos de acción de manera separada.²⁹

A. Transformación en la gobernanza y operación de la AEE

i. Junta de Gobierno de la AEE

Entre el año 1995 y el año 2013, la Junta de Gobierno de la AEE estaba compuesta por nueve miembros: (i) seis nombrados por el Gobernador con el consejo y consentimiento del Senado; (ii) dos representantes de los consumidores que serían elegidos por estos mediante referéndum; y (iii) el Secretario del Departamento de Transportación y Obras Públicas.³⁰ Durante ese término no había requisitos específicos respecto a las personas que podían ser parte de la Junta de Gobierno de la AEE. Debemos señalar que, aunque se disponía que los miembros de la Junta de Gobierno de la AEE cumplirían términos escalonados,

²⁷ Ley para transformar el sistema eléctrico de Puerto Rico, Ley Núm. 120-2018, 22 LPR § 1111-1125 (2019 & Supl. 2024); Ley Núm. 211-2018, 22 LPR § 1121 (2019 & Supl. 2024). Ley de política pública energética de Puerto Rico, Ley Núm. 17-2019, 22 LPR §§ 1141-1141r (2019 & Supl. 2024).

²⁸ Ley del programa de medición neta en la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE) en Puerto Rico, Ley Núm. 114-2007, 22 LPR §§ 1011-1020b (2019 & Supl. 2024).

²⁹ La Ley 4-2016 introdujo varias enmiendas a la Ley 57-2014 en apoyo al Acuerdo de Acreedores. La misma estaba enfocada en establecer los procesos necesarios para aprobar e incorporar los Cargos de Transición que se utilizarían para recaudar los fondos destinados a cubrir el servicio de la deuda de la AEE. Dado que el estado financiero de la AEE está fuera del alcance del presente Artículo, no se discutirá la Ley 4-2016. En su lugar, en aquellas instancias en que la Ley 4-2016 enmendó las disposiciones de la Ley 57-2014 aquí discutidas se harán las referencias correspondientes.

³⁰ Ley Núm. 47-1995, Sección 2, 1995 LPR 274-75.

los nombramientos, en la práctica, los realizaba el gobernante de turno cada vez que había un cambio de gobierno luego de una elección general.

Con el propósito de que, en todo momento, la Junta de Gobierno de la AEE estuviera compuesta “por miembros que sean representativos de las personas que se vean impactadas por las políticas de esa corporación pública y que tengan la preparación académica o las experiencias profesionales adecuadas para que esa corporación pública cumpla cabalmente con sus responsabilidades públicas y legales”, la Asamblea Legislativa aprobó la Ley Núm. 29-2013.³¹ El artículo 1 de la Ley Núm. 29-2013 enmendó la Sección 4 de la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941. Lo anterior, con el propósito de modificar la composición de la Junta de Gobierno de la AEE, la cual estaría compuesta por nueve miembros: (i) cuatro nombrados por el Gobernador con el consejo y consentimiento del Senado, de los cuales dos serían ingenieros licenciados en Puerto Rico (uno de ellos tenía que ser ingeniero electricista), uno sería un profesional con conocimiento y amplia experiencia en finanzas corporativas y el cuarto sería escogido por el Gobernador de una lista de al menos diez personas sometidas por las asociaciones profesionales y entidades sin fines de lucro que designaría el Gobernador, destacadas en economía, planificación, administración pública o desarrollo económico; (ii) dos miembros serían *ex officio*, el Secretario del Departamento de Transportación y Obras Públicas y el Secretario del Departamento de Desarrollo Económico y Comercio, y (iii) tres miembros en representación de los consumidores elegidos por un proceso a llevarse a cabo por el Departamento de Asuntos del Consumidor (dos miembros serían representantes de los consumidores residenciales y un miembro sería representante de los consumidores industriales y comerciales).³²

Además de las restricciones a los nombramientos antes mencionadas, no podían ser miembros de la Junta de Gobierno de la AEE: (i) los empleados, empleados jubilados o que tuvieran interés económico sustancial, directo o indirecto, en alguna empresa privada con la cual la AEE otorgue contratos o haga transacciones de cualquier índole; (ii) en los dos (2) años anteriores a su cargo, haya tenido una relación o interés comercial en alguna empresa privada con la cual la AEE otorgue contratos o haga transacciones de cualquier índole; (iii) haya sido miembro de un organismo directivo a nivel central o local de un partido político inscrito en Puerto Rico durante el año previo a la fecha de su designación, o (iv) fuera empleado, miembro, asesor o contratista de los sindicatos de trabajadores de la AEE.³³ Mediante estas disposiciones, se perseguía: (i) profesionalizar de cierta manera la Junta de Gobierno de la AEE, (ii) tratar de reducir la influencia político-partidista en la toma de decisiones, (iii) incrementar la representación de los consumidores (i.e., se aumentó el número de dos a tres), y (iv) minimizar el potencial conflicto de intereses en la toma de decisiones.

La Ley 57-2014 mantuvo la composición de la Junta de Gobierno de la AEE establecida por la Ley Núm. 29-2013, así como las restricciones antes mencionadas. No obstante, la Ley 4-2016 introdujo ciertos cambios entre los que se encuentran: (i) la composición inicial sería de nueve miembros, seis de los cuales serían nombrados por el Gobernador

31 Exposición de Motivos, Ley Núm. 29-2013, 2013 LPR 352.

32 Ley Núm. 29-2013, 2013 LPR 352-53.

33 *Id.* en la pág. 354.

con el consejo y consentimiento del Senado, seleccionados de una lista de al menos diez candidatos elaborada por una firma reconocida para la búsqueda de talento ejecutivo para juntas directivas en instituciones de tamaño, complejidad y riesgos similares a la AEE, los candidatos debían tener al menos diez años de experiencia en campos como la ingeniería eléctrica, la administración de empresas, economía y finanzas o legal; (ii) uno de los seis miembros se consideraría “de transición” cuyo término expiraría cuando surgiera la primera vacante de los tres miembros representantes de los consumidores incumbentes, en ese caso ambos miembros (i.e., “de transición” y el representante de los consumidores) no serían sustituidos, por lo que la composición de la Junta de Gobierno de la AEE se reduciría a siete miembros; (iii) se estableció un límite de tres términos consecutivos para cada miembro; (iv) se estableció que ningún miembro de la Junta de Gobierno de la AEE podía ser empleado del gobierno, salvo profesores de la Universidad de Puerto Rico; (v) no se podían hacer nombramientos durante la veda electoral, a menos que se requiriera para conformar quorum, en cuyo caso, el nombramiento vencía el 1 de enero del siguiente año; (vi) se eliminó la restricción respecto a haber sido miembro de un organismo directivo a nivel central o local de un partido político inscrito en Puerto Rico durante el año previo a la fecha de su designación, y (vii) todos los miembros de la Junta de Gobierno de la AEE debían cumplir con las Reglas Finales de Gobierno Corporativo de la Bolsa de Valores de Nueva York en cuanto a la independencia de directores (i.e., fomentaba el deber de fiducia y reducía el potencial de conflicto de interés).³⁴

Con la excepción de eliminar la restricción respecto a un organismo político, las enmiendas introducidas por la Ley 4-2016 proveían disposiciones más restrictivas que las enmiendas introducidas por la Ley Núm. 29-2013. Por lo tanto, entendemos que eran consistentes con las metas de profesionalizar la Junta de Gobierno de la AEE, y reducir la influencia político-partidista y el potencial conflicto de intereses en la toma de decisiones.

ii. Facultad para establecer las tarifas por servicio eléctrico

Desde su creación en 1941 hasta la aprobación de la Ley 57-2014, la AEE tenía la facultad exclusiva para establecer las tarifas por servicio eléctrico. No obstante, la última revisión tarifaria realizada por la AEE antes de la aprobación de la Ley 57-2014 fue en el año 1989.³⁵ Como se discutirá más adelante, esta fue una de las causas de la debacle económica y financiera de la AEE. La decisión de no modificar las tarifas durante ese periodo no era consistente con las mejores prácticas de la industria y con la operación responsable de una utilidad eléctrica. Más aún, según discutiremos posteriormente en este escrito, en lugar de modificar las tarifas, que era una decisión políticamente difícil para una Junta de Gobierno que le respondía al Gobernador de turno, se decidió incurrir en la práctica de emitir una deuda a largo plazo para cubrir la deficiencia en recaudos.

Por consiguiente, y como es la práctica en todas las jurisdicciones que tienen un regulador energético, la facultad de aprobar y establecer la tarifa por servicio eléctrico fue

³⁴ Ley para la revitalización de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Ley Núm. 4-2016, 2016 LPR 52-55.

³⁵ *Final Resolution and Order*, In Re: Puerto Rico Electric Power Authority Rare Review, Caso Núm. CE-PR-AP-2015-0001, en la pág. 13 (CEPR, 10 de enero de 2017).

transferida a la recién creada CEPR.³⁶ A los fines de asegurar que los procesos de revisión tarifaria no se prolongaran más de lo necesario, la Asamblea Legislativa estableció que el proceso de revisión tarifaria no excederá de ciento ochenta días a partir de la radicación de una petición de modificación.³⁷ De otro lado, el artículo 6.25 de la Ley 57-2014 estableció que, además de la AEE, la OIPC y cualquier parte con interés tenía legitimación activa para presentar una solicitud de revisión tarifaria.³⁸ Paralelamente, la CEPR tenía facultad de iniciar un proceso de revisión tarifaria *motu proprio*.³⁹ De todos modos, la CEPR tenía la obligación de iniciar el caso de revisión o rechazar la petición dentro del término de treinta días, contados a partir de la radicación de una solicitud de revisión.⁴⁰

Se estableció también que la nueva tarifa aprobada debía ser suficiente para cubrir las obligaciones de la AEE para con sus bonistas y acreedores, así como para cubrir sus gastos operacionales y que los cargos debían ser desglosados en una factura transparente, según las disposiciones de la Sección 6C de la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941.⁴¹ Más aún, las cláusulas de ajuste por compra de combustible y por compra de energía debían contener únicamente aquellos gastos asociados a la compra de combustible y energía a los productores independientes, por lo que ningún otro gasto o cargo podía ser incluido en dichas cláusulas.⁴² A esos fines, debemos señalar que desde el año 2000, las cláusulas de compra de combustible y compra de energía estaban diseñadas para, además de recobrar los costos asociados a la compra de combustible y energía, recuperar de los clientes los costos asociados a la Contribución en Lugar de Impuestos municipal y los costos asociados a los subsidios energéticos establecidos por ley.⁴³

³⁶ Véase Sección 6A de la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941, 22 LPRA § 196a (2019 & Supl. 2024) y Artículo 6.25 de la Ley 57-2014, 22 LPRA § 1054x (2019 & Supl. 2024).

³⁷ 22 LPRA § 196a.

³⁸ 22 LPRA § 1054x (2019 & Supl. 2024).

³⁹ *Id.*

⁴⁰ *Id.*

⁴¹ *Id.* La referida Sección 6C estableció el mandato a la AEE de:

[D]iseñar y presentar ante la Comisión de Energía una nueva factura de energía eléctrica para cada tipo de cliente de la Autoridad que identifique de manera detallada las categorías de los diferentes cargos al consumidor, incluyendo el ajuste por compra de combustible, el ajuste por compra de energía a los cogeneradores y a los productores de energía renovable, los costos asociados a los Certificados de Energía Renovable, el cargo de manejo y servicio de la cuenta y el cargo por consumo, los gastos operacionales, energía hurtada, pérdida de electricidad, pago de deuda por emisiones de bonos, deudas por cobrar del sector público, deudas por cobrar del sector privado, leyes especiales y cualquier otro cargo que incida en la factura de los abonados residenciales y comerciales. La nueva factura deberá ser totalmente transparente y deberá ser aprobada por la Comisión sujeto al cumplimiento con las reglas establecidas por la misma. La nueva factura *no incluirá ni englobará ningún otro costo o cargo baja las cláusulas de compra de combustible y compra de energía que no sea aquel aprobado por la Comisión conforme a los mandatos de esta Ley y de la Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico.*

Id. Énfasis suplido.

⁴² *Id.*

⁴³ Véase *Informe del Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico a la Asamblea Legislativa de Puerto Rico Respecto a la Implementación, Efectividad, Costo-Beneficio, Razonabilidad e Impacto Económico de la Contribución en Lugar de Impuestos (CELI) y Otros Subsidios, según Requerido por el Artículo 1.18 de la Ley 17-2019, Ley de política pública energética de Puerto Rico*, In Re: Investigación sobre la Contribución en Lugar de Impuestos, Caso Núm. NEPR-IN-2019-0003, en las págs. 53-58 (Negociado de Energía de Puerto Rico, 21 de octubre de 2020) para una discusión del efecto de las cláusulas de compra de combustible y de compra de energía durante el periodo de 2002 a 2016.

También se instituyó la facultad de la CEPR para, dentro de un proceso de revisión tarifaria, establecer una tarifa provisional *pendente lite* que entraría en vigor dentro del término de setenta días de su aprobación, o dentro de treinta días a petición del solicitante.⁴⁴ El propósito de la tarifa provisional era proveer a la AEE los fondos necesarios para su operación mientras transcurría el proceso de revisión. No obstante, dicha tarifa provisional estaba sujeta a reconciliación al culminar el caso tarifario.⁴⁵ Por consiguiente, si la tarifa permanente resultaba ser menor que la tarifa provisional, el diferencial, durante el proceso en que la tarifa provisional estaba en vigor, tenía que ser devuelto a los clientes. De igual forma, si la tarifa permanente resultaba ser mayor que la tarifa provisional, la diferencia se podía recuperar de los clientes.

Finalmente, la Ley 57-2014 estableció que, si la CEPR no se expresaba dentro del término inicial de treinta días para iniciar el caso de revisión, la tarifa propuesta entraría en vigor como tarifa provisional y el término de ciento ochenta días comenzaba a cursar.⁴⁶ De igual manera, si la CEPR no emitía una resolución final respecto a la solicitud de revisión tarifaria, la tarifa propuesta advendría final y la CEPR perdería jurisdicción para revisarla.⁴⁷

iii. Plan de Alivio Energético y planificación a largo plazo de los recursos de la AEE

a. Plan de ALIVIO Energético

Uno de los factores que motivaron la aprobación de la Ley 57-2014 fue el alto costo energético experimentado en la isla desde 2013. Para la fecha de aprobación de la referida ley, dicho costo rondaba los veinte y siete centavos por kilovatio-hora (en adelante, “kWh”).⁴⁸ A esos fines, el artículo 2.9 de la Ley Núm. 57-2014 añadió la nueva sección 6C a la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941 a los fines de establecer las responsabilidades de la AEE.⁴⁹ Entre las nuevas obligaciones de la AEE se encontraba desarrollar y presentar

⁴⁴ 22 LPRA § 1054x (2019 & Supl. 2024).

⁴⁵ *Id.*

⁴⁶ *Id.*

⁴⁷ *Id.*

⁴⁸ Exposición de motivos, Ley de transformación y ALIVIO energético de Puerto Rico, Ley Núm. 57-2014, 2014 LPR 302-03. A esos fines, la Asamblea Legislativa estableció:

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

Id.

⁴⁹ *Id.* en la pág. 361. El artículo 11 de la Ley Núm. 4-2016 renumeró la referida sección 6C como sección 6B e introdujo ciertas enmiendas al lenguaje original introducido por la Ley 57-2014. Véase Ley para la revitalización de la Autoridad de Energía Eléctrica, Ley Núm. 4-2016, 2016 LPR 95 (la discusión se centrará en la versión final de la renumerada Sección 6B).

ante la CEPR un Plan de ALIVIO Energético que atendiera los siguientes asuntos: (1) generación altamente eficiente (la AEE debía modernizar sus unidades de generación), de manera tal que en el periodo de cinco años la energía eléctrica se generara en un sesenta por ciento de forma altamente eficiente, según el término fuera definido por la CEPR); (2) costos de producción (de ser necesaria la compra de energía, los productores debían seguir los parámetros establecidos por la CEPR, no se podía hacer ganancia alguna atribuible al combustible); (3) procesos de subastas y solicitudes de propuestas (los contratos futuros de compra de energía por parte de la AEE y los contratos para la modernización de los activos de generación debían pasar por un proceso competitivo establecido en un reglamento conjunto de la AEE y de la CEPR); (4) asuntos fiscales; (5) tarifa eléctrica; (6) margen de reserva; (7) energía renovable (la AEE debía maximizar el uso de energía renovable siguiendo los parámetros establecidos en las leyes locales y federales); (8) generación distribuida (requería un sistema más distribuido en cuanto a los recursos de generación), y (9) reglamentación ambiental (la AEE debía presentar como parte del plan la manera en que cumpliría con las leyes ambientales locales y federales).⁵⁰

La AEE nunca presentó el Plan de ALIVIO Energético, sin embargo, las disposiciones respecto al contenido del referido plan fueron adoptadas por la CEPR en varios de sus procesos regulatorios como la aprobación de la nueva tarifa en enero de 2017 y el proceso de aprobación del Plan Integrado de Recursos de 2016 y de 2020. De igual manera, la AEE y la CEPR aprobaron el reglamento conjunto para la contratación de la compra de energía y modernización de los activos de generación de la AEE, el cual, a la fecha de publicación de este artículo, continuaba rigiendo los referidos procesos.⁵¹

b. Plan Integrado de Recursos

Como parte de las nuevas obligaciones de la AEE, también se encontraba la preparación de una propuesta de Plan Integrado de Recursos a ser aprobado por la CEPR.⁵² Hasta la fecha de aprobación de la Ley 57-2014, la AEE no había implementado un proceso de planificación a largo plazo de sus recursos energéticos. En su lugar, tenía un programa de mejoras capitales que estaba diseñado para prolongar la vida útil de sus activos. Sin embargo, este programa no contenía un análisis riguroso de proyecciones respecto a las necesidades futuras de la AEE, por lo que nunca se tomó en consideración la modernización de su flota generatriz. Esto resultó en que la mayoría de los activos de generación base actuales de la AEE datan de las décadas del 1960 y 1970.

Ahora bien, la Ley 57-2014 define el Plan Integrado de Recursos como:

[U]n plan que considere todos los recursos razonables para satisfacer la demanda de los servicios eléctricos durante un período de veinte (20) años, incluyendo

⁵⁰ *Id* en las págs. 95-99.

⁵¹ Véase CEPR y AEE, Joint Regulation for the Procurement, Evaluation, Selection, Negotiation and Award of Contracts for the Purchase of Energy and for the Procurement, Evaluation, Selection, Negotiation and Award Process for the Modernization of the Generation Fleet, Núm. 8816 (11 de octubre de 2016).

⁵² Ley Núm. 57-2014, 2014 LPR 366.

aquellos relacionados a la oferta energética, ya sean los recursos existentes, tradicionales y/o nuevos, y aquellos relacionados a la demanda energética, tales como conservación y eficiencia energética, respuesta a la demanda o *demand response*, y la generación localizada por parte del cliente. Todo plan integrado de recursos estará sujeto a las reglas establecidas por [la CEPR] y deberá ser aprobado por el mismo. Todo plan deberá hacerse con amplia participación ciudadana y de todos los grupos de interés.⁵³

Por lo tanto, el Plan Integrado de Recursos es un plan a largo plazo con un horizonte de veinte años que está diseñado para suplir la demanda energética durante ese periodo de tiempo. El mandato de la Ley 57-2014 de aprobar un Plan Integrado de Recursos representó el primer esfuerzo real de establecer un mecanismo de planificación a largo plazo de sistema eléctrico del país, el cual tenía como meta modernizar nuestro sistema eléctrico a los fines de garantizar el servicio a largo plazo. Esto contrastaba enormemente con la cultura institucional de la AEE de solo prolongar la vida útil de sus activos.

Es importante destacar que la Ley 57-2014 establecía que, una vez la CEPR aprobara el Plan Integrado de Recursos, este “no podrá ser eliminado o alterado por ninguna Junta de Gobierno de la Autoridad posterior, sin que antes se lleve a cabo, y así se evidencie, un proceso de revisión ante la Comisión”.⁵⁴ De igual forma, el artículo 6.23 de la Ley Núm. 57-2014 disponía que el Plan Integrado de Recursos debía ser aprobado con la colaboración de la OEPPE y de la OIPC y debía tomar en consideración los comentarios de personas y organizaciones interesadas.⁵⁵ Finalmente, el Plan Integrado de Recursos debía revisarse cada tres años.⁵⁶

Según discutiremos más adelante, la Ley Núm. 17-2019 introdujo una serie de enmiendas respecto a la planificación a largo plazo de nuestros recursos energéticos. Estas enmiendas elevaron a rango de ley ciertas disposiciones del reglamento que rige el proceso de aprobación del Plan Integrado de Recursos,⁵⁷ mientras que al mismo tiempo expandió la política pública relacionada a la planificación a largo plazo de los recursos energéticos.

iv. Modificación del mecanismo de la Contribución en Lugar de Impuestos

Al momento de la creación de la AEE en 1941,⁵⁸ el servicio eléctrico en Puerto Rico era provisto mayormente en centros urbanos por compañías privadas, concesiones a perso-

⁵³ 22 LPRA § 1051a(II) (2019 & Supl. 2024).

⁵⁴ Ley Núm. 57-2014, 2014 LPR 368 (que añade una nueva Sección 6C a la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941).

⁵⁵ *Id.* en las págs. 426-27.

⁵⁶ *Id.* Respecto al periodo de vigencia del Plan Integrado de Recursos, debemos destacar que la sección 64 de la Ley Núm. 211-2018, enmendó el artículo 6.23 de la Ley 57-2014 a los fines de establecer que “si hubiese un cambio sustancial en la demanda de energía o en el conjunto de recursos, dicho proceso de revisión deberá ejecutarse antes de los tres (3) años aquí dispuestos para responder y/o mitigar dichos cambios”. Véase Ley de ejecución del plan de reorganización de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico, Ley Núm. 211-2018, <https://bvirtualogp.pr.gov/ogp/Bvirtual/leyesreferencia/PDF/2018/0211-2018.pdf> (última visita 14 de diciembre de 2024).

⁵⁷ Ley de política pública energética de Puerto Rico, Ley Núm. 17-2019, 22 LPRA § 1141h (2019 & Supl. 2024).

⁵⁸ Originalmente, la AEE se creó como la Autoridad de las Fuentes Fluviales. Véase Ley de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941, 1941 LPR 691. Mediante la Ley Núm. 57 de 30 de mayo de 1979 se designó a la Autoridad de las Fuentes Fluviales como la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico. Véase Ley Núm. 57 de 30 de mayo de 1979, 1979 LPR 123-24.

nas particulares y corporaciones municipales que se desarrollaron alrededor de la isla en ciudades como Ponce, Mayagüez y San Juan.⁵⁹ La creación de la AEE implicaba la nacionalización del servicio eléctrico y, al ser una entidad pública, estaba exenta del pago de impuestos.⁶⁰ Debido a esto se estableció un mecanismo llamado *Contribución en Lugar de Impuestos* (en adelante, “CELI”) para compensar los ingresos dejados de devengar por parte de los municipios.⁶¹

A esos fines, se estableció que, anualmente y, a partir de 1946, se pagaría al Gobierno Insular cinco por ciento de los ingresos brutos recaudados por concepto de servicio eléctrico el año anterior (i.e., ganancia para el gobierno estatal) y se destinaría el seis por ciento de los ingresos netos (i.e., sobrante luego de pagar los gastos operacionales de la AEE) para un pago a los municipios como compensación.⁶² Debemos destacar que esta estructura es utilizada comúnmente en jurisdicciones de Estados Unidos para compensar mayormente entidades municipales por la pérdida de ingresos que representan las utilidades públicas.⁶³

El mecanismo de la CELI tuvo varias enmiendas, siendo la más significativa la enmienda introducida mediante la Ley Núm. 255-2004.⁶⁴ La Ley Núm. 255-2004 fue parte de la implementación de un acuerdo alcanzado entre la AEE y los gobiernos municipales para poner fin a una demanda radicada por el Municipio Autónomo de Ponce en 1998 y que para el año 2000 incluía la totalidad de los setenta y ocho municipios de la isla.⁶⁵

La Ley Núm. 255-2004 enmendó la sección 22(b)(2) de la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941 a los fines de establecer que la aportación a los municipios por concepto de la CELI sería la cantidad mayor de: (1) el equivalente al consumo de energía eléctrica real de cada municipio; (2) el promedio pagado por la AEE como aportación en lugar de impuestos a los municipios en los cinco años fiscales anteriores al año fiscal en el que se realiza el pago de la CELI; o (3) el veinte por ciento de la cantidad resultante al deducir de sus ingresos netos, los costos del subsidio residencial corriente, subsidio de electrificación rural, los sistemas de riego público y los programas o subvenciones otorgados por las leyes vigentes.⁶⁶

Como resultado de la implementación de la Ley Núm. 255-2004, el consumo municipal medido (i.e., consumo de las instalaciones municipales sin tomar en consideración el alumbrado público) incrementó de 338,956,691 kWh en el año fiscal 2002-2003 a

59 Para una discusión detallada sobre el desarrollo del sistema eléctrico de Puerto Rico entre 1893 y 1941, véase EUGENIO LÁTIMER TORRES, *HISTORIA DE LA AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA: IMPLANTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LUZ Y FUERZA EN PUERTO RICO 1893-1993*, 31-315 (1ra Ed. 1997).

60 Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941, 1941 LPR 721, 723.

61 *Id.*

62 *Id.*

63 Véase e.g. American Public Power Association, *Public Power Pays Back: Payments and Contributions by Public Power Utilities to State and/or Local Governments in 2022*, (mayo de 2024) https://www.publicpower.org/system/files/documents/Public_Power_Pays_Back_Payments-Contributions-2022_o.pdf.

64 Ley Núm. 255-2004, 2004 LPR 1913-24. Para una exposición del desarrollo de la CELI véase, NEGOCIADO DE ENERGÍA DE PUERTO RICO, *INFORME DEL NEGOCIADO DE ENERGÍA DE LA JUNTA REGLAMENTADORA DE SERVICIO PÚBLICO DE PUERTO RICO A LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE PUERTO RICO RESPECTO A LA IMPLEMENTACIÓN, EFECTIVIDAD, COSTO-BENEFICIO, RAZONABILIDAD E IMPACTO ECONÓMICO DE LA CONTRIBUCIÓN EN LUGAR DE IMPUESTOS (CELI) Y OTROS SUBSIDIOS, SEGÚN REQUERIDO POR EL ARTÍCULO 1.18 DE LA LEY 17-2019, LEY DE POLÍTICA PÚBLICA ENERGÉTICA DE PUERTO RICO 19-26 (2020)*.

65 NEGOCIADO DE ENERGÍA DE PUERTO RICO, *supra* nota 64, en la pág. 22.

66 Exposición de motivos, Ley Núm. 255-2004, 2004 LPR 1915.

479,002,441 kWh en el año fiscal 2015-2016, lo que representa un aumento de 47.9%.⁶⁷ Más aún, en todos los años fiscales desde 2002-2003 a 2015-2016, el costo del consumo municipal medido resultó ser la mayor de las tres cantidades antes descritas. Por consiguiente, la Ley 255-2004 tuvo el efecto de proveer servicio eléctrico de manera gratuita a los municipios sin ningún control o límite en el consumo lo que redundó en el crecimiento antes mencionado de 47.9%. A esos fines, el costo por el referido consumo municipal fluctuó entre \$47,952,378 en el año fiscal 2002-2003 y \$151,972,368 en el año fiscal 2012-2013.⁶⁸

Luego de la aprobación de la Ley Núm. 255-2004, los municipios entraron en la práctica de crear corporaciones municipales y de adquirir edificios por los cuales recibían rentas o por los cuales se cobraba la entrada para participar de actividades.⁶⁹ A esos fines, la Asamblea Legislativa determinó que la CELI no debía cubrir el consumo energético en las mencionadas facilidades, por lo que aprobó la Ley Núm. 233-2011.⁷⁰ La Ley 233-2011, enmendó la sección 22(b) de la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941 con el propósito de establecer:

Para propósitos del cálculo de la aportación, no se considerará la facturación por consumo de energía eléctrica de instalaciones públicas en las cuales ubiquen restaurantes, bares, tiendas, estacionamientos por los que se cobra derecho de admisión y requieran iluminación nocturna, concesionarios u otros establecimientos con fines de lucro dentro de coliseos, parques recreacionales, centros de bellas artes o estadios municipales, por las que el municipio reciba remuneración, ya sea por concepto de rentas o por el cobro de entrada al público.⁷¹

Este fue el primer intento de la Asamblea Legislativa de limitar el alcance de la compensación por consumo energético municipal. Sin embargo, a pesar de que la AEE hizo el ejercicio de identificar las exclusiones requeridas por la Ley 233-2011, esta nunca implementó el mandato de excluir del cómputo del consumo municipal cubierto por la CELI, el consumo en las entidades excluidas.⁷²

Mediante la Ley 57-2014, la Asamblea Legislativa modificó la manera en que los municipios serían compensados por concepto de la CELI. El artículo 2.10 de la Ley 57-2014 enmendó la sección 22 de la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941 para establecer un tope de consumo máximo para cada municipio a partir del año fiscal 2014-2015.⁷³ Este se medirá en kWh y será el equivalente al promedio de los tres años de más alto consumo entre el año 2004 y el año 2014.⁷⁴ De otra parte, durante los siguientes tres años los topes máximos se reducirían en cinco por ciento, diez por ciento y quince por ciento, respectivamente (i.e., cinco por ciento anual por tres años).⁷⁵

67 NEGOCIADO DE ENERGÍA DE PUERTO RICO, *supra* nota 64, en la pág. 43.

68 *Id.* en la pág. 46.

69 Exposición de Motivos, Ley Núm. 233-2011, 2011 LPR 2736.

70 *Id.*

71 Ley Núm. 233-2011, 2011 LPR 2737.

72 NEGOCIADO DE ENERGÍA DE PUERTO RICO, *supra* nota 64, en la pág. 24.

73 Ley Núm. 57-2014, 2014 LPR 370-71.

74 *Id.* en la pág. 371.

75 *Id.* A partir del tercer año, la OEPPE debería establecer los topes máximos de consumo. Si la OEPPE no los modificaba, se mantendrían los últimos topes máximos vigentes. *Id.*, en la pág. 372.

Cualquier consumo por debajo de los topes máximos la AEE lo compensaría al municipio al cuarenta por ciento del valor adjudicado a ese ahorro en consumo.⁷⁶ De otra parte, si el municipio se excedía del tope máximo de consumo, debía pagar por la electricidad consumida en exceso aplicando la tarifa correspondiente.⁷⁷ La Ley 57-2014 mantuvo la prohibición de incluir como parte del consumo municipal, el consumo en instalaciones municipales que operen con fines de lucro, por lo que el municipio pagaría el consumo en estas facilidades como todo cliente de la AEE.⁷⁸

Finalmente, el artículo 15 de la Ley Núm. 4-2016 enmendó la sección 22 de la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941 para, entre otras cosas: (1) separar el alumbrado público municipal del costo de la CELI; (2) establecer que anualmente se calculará el costo de la CELI, del alumbrado público y los demás subsidios los cuales se recuperarán a través de una cláusula separada (i.e., cargo directo a los clientes o *pass through charge*), y (3) establecer que la reducción en el tercer año de implementación sería de diez por ciento en lugar de quince.

B. Programas de eficiencia energética en el consumo gubernamental

La Ley 57-2014 estableció unas metas de reducción en el consumo energético dirigido a las agencias administrativas e instrumentalidades de la Rama Ejecutiva y a la Rama Judicial. Sin embargo, y a pesar de que se establecieron penalidades por el incumplimiento con las metas establecidas, con la excepción de ciertas disposiciones referentes a los municipios, los programas de eficiencia energética se convirtieron en letra muerta.

i. Rama Ejecutiva y Rama Judicial

Respecto a la Rama Ejecutiva y la Rama Judicial, el artículo 4.1 de la Ley 57-2014 requería que estas implementaran aquellas iniciativas para reducir su consumo energético hasta alcanzar una reducción del cuarenta por ciento durante los primeros ocho años después de la implementación de la Ley 57-2014.⁷⁹ A esos fines, las dependencias de cada rama constitucional debían presentar a la OEPPE un plan de acción donde detallaran sus metas de reducción de consumo energético; la OEPPE a su vez tenía el deber de asesorar a estas entidades en la confección y revisión de los planes a los fines de cumplir con la política pública establecida en la Ley 57-2014, así como los mandatos allí establecidos.⁸⁰

⁷⁶ *Id.* en la pág. 371.

⁷⁷ *Id.*

⁷⁸ *Id.* en la pág. 372.

⁷⁹ Ley de Transformación y Alivio Energético de Puerto Rico, Ley Núm. 57-2014, 22 LPRA § 1053 (2019 & Supl. 2024). Entre las acciones disponibles para alcanzar dicha reducción se encontraban: (1) la sustitución o modificación de la iluminación y los componentes eléctricos, aparatos o sistemas, incluyendo los sistemas de iluminación natural; (2) la instalación de equipos de energías renovables o sistemas de energía solar térmica; (3) la utilización de sistemas automatizados o computarizados de control de energía; (4) mejoras en la calidad y control de la temperatura del aire interior que se ajusten a los requisitos del código de construcción aplicable; (5) cambios en el funcionamiento y las prácticas de mantenimiento; (6) la sustitución o modificación de las ventanas o puertas, y (7) otras iniciativas que viabilicen un uso eficaz y una reducción en el consumo de energía de la edificación. *Id.*

⁸⁰ *Id.*

La penalidad por el incumplimiento con la reducción en el consumo energético era una reducción en el presupuesto operacional del siguiente año para cada agencia e instrumentalidad de la Rama Ejecutiva equivalente al costo de la energía consumida en exceso de la meta de reducción.⁸¹ Aunque la OEPPE también estaba a cargo de fiscalizar el cumplimiento con las normas de eficiencia energética gubernamental, nunca desarrolló el andamiaje administrativo para cumplir con este deber ministerial, por lo que dichos programas nunca se implementaron.

ii. Asamblea Legislativa

En cuanto a la Asamblea Legislativa, esta tenía el deber de “implementar estrategias dirigidas a reducir el consumo de energía eléctrica de las dependencias e instalaciones bajo su jurisdicción”.⁸² A tales fines, la Asamblea Legislativa debía realizar aquellas gestiones e iniciativas que reduzcan anualmente el consumo de energía eléctrica comenzando en dos por ciento durante el primer año después de la vigencia de la Ley 57-2014 hasta alcanzar diez por ciento de reducción en el séptimo año.⁸³ Al igual que con las agencias e instrumentalidades de la Rama Ejecutiva, la penalidad por incumplimiento con las metas establecidas era una reducción en el presupuesto para el siguiente año equivalente al costo de la energía consumida en exceso de la meta de reducción.⁸⁴ Estas metas tampoco se cumplieron por falta de acción de parte de la Asamblea Legislativa.

C. Cambios al programa de medición neta

El programa de medición neta se estableció mediante la Ley Núm. 114-2007. En términos generales, el programa de medición neta provee para que clientes que instalen generadores distribuidos a base de fuentes renovables reciban una compensación por la energía exportada a la red. Desde su creación, a través del programa de medición neta la AEE otorga un crédito por cada kWh exportado a la red igual al cargo que el cliente tendría si consumiera dicho kWh. Por consiguiente, si durante un ciclo de facturación un cliente consume 100 kWh de la red y exporta 90 kWh, la AEE facturará a ese cliente basado en el consumo neto de 10 kWh aplicando la tarifa correspondiente. Si por el contrario, el cliente consume 100 kWh y exporta 120 kWh, la facturación solamente será por los cargos fijos y para el próximo ciclo de facturación tendrá un crédito adicional de 20 kWh (i.e., exportación neta en exceso del consumo).

Desde la aprobación de la Ley Núm. 114-2007, la AEE estaba a cargo de reglamentar y regular los procesos de interconexión de generadores distribuidos y de los procesos para la activación de la medición neta para cada cliente. Esto resultó en procesos sumamente lentos de evaluación que no eran cónsonos con la política pública de promover el desarrollo de estos sistemas. En ocasiones, la AEE requería estudios suplementarios para la interconexión de estos generadores que tardaban meses y hasta años en completarse.⁸⁵

⁸¹ *Id.*

⁸² *Id.*

⁸³ *Id.*

⁸⁴ *Id.*

⁸⁵ Véase AEE, Reglamento para la interconexión de generadores con el sistema de distribución eléctrica, Núm. 7544 Artículo C (5 de agosto de 2008).

La Ley 57-2014 enmendó la Ley Núm. 114-2007 a los fines de establecer como política pública “el garantizar que los procedimientos de interconexión de generadores distribuidos al sistema eléctrico de la Autoridad de Energía Eléctrica sean efectivos en términos de costos y tiempo de procesamiento, de manera que se promueva el desarrollo de estos tipos de proyectos y se incentive la actividad económica mediante la reducción de los costos energéticos en los sectores residenciales, comerciales e industriales”.⁸⁶ A esos fines, la AEE tenía un mandato para establecer procesos expeditos para la interconexión de generadores distribuidos con capacidad menor a 1 megavatio (en adelante “MW”).⁸⁷

De otra parte, la Ley 57-2014 ordenó a la AEE adoptar o modificar los reglamentos de interconexión de acuerdo con los estándares y requisitos técnicos que estableciera la CEPR.⁸⁸ La AEE debía promulgar un reglamento para la interconexión de generadores distribuidos con capacidad menor a 1 MW y para generadores a conectarse al sistema de transmisión con capacidad de 1 MW hasta 5 MW.⁸⁹ El proceso de evaluación de los referidos reglamentos estaría a cargo de un comité evaluador compuesto por: (1) un representante de la AEE; (2) un representante de la OEPPE, y (3) un representante de la industria a ser escogido por la OEPPE mediante un proceso abierto de convocatoria descrito en el entonces vigente artículo 11 de la Ley 114-2007.⁹⁰

Finalmente, la Ley 57-2007 otorgó a la CEPR la facultad de establecer mediante reglamento las normas sobre los recursos o procesos de revisión que los clientes podrán instar ante la CEPR cuando no estén conformes con una determinación de la AEE sobre la interconexión de un generador distribuido.⁹¹ En otras palabras, la CEPR tenía poder de revisión de las determinaciones de la AEE respecto a la interconexión de generadores distribuidos.

Las enmiendas promulgadas por la Ley 57-2014 respecto a la interconexión de generadores distribuidos redujo el poder casi absoluto que tenía la AEE para dar paso a procesos dinámicos y expeditos que incentivaran el desarrollo de recursos de generación distribuida a base de fuentes de energía renovable. Estos nuevos procesos debían ser cónsonos con los estándares establecidos por la CEPR para esos fines.

D. Desarrollo de la estructura regulatoria

i. Poderes y deberes de la CEPR

Hasta la aprobación de la Ley 57-2014, la AEE era un monopolio estatal desregulado que operaba como una utilidad eléctrica verticalmente integrada. A esos fines, la AEE era una corporación pública y el único proveedor de servicio eléctrico en Puerto Rico (i.e., monopolio estatal) cuyas decisiones las tomaba su Junta de Gobierno sin ningún mecanismo real de rendición de cuentas (i.e., desregulado). Más aún, según discutimos anteriormen-

⁸⁶ Ley del programa de medición neta en la Autoridad de Energía Eléctrica, Ley Núm. 114-2007, 22 LPRA § 1019 (2019 & Supl. 2024).

⁸⁷ *Id.*

⁸⁸ *Id.* § 1020.

⁸⁹ *Id.*

⁹⁰ Ley Núm. 57-2014, art. 5.6, 2014 LPR 397-98 (derogado 2019).

⁹¹ 22 LPRA § 1021.

te, con excepción de los representantes de los consumidores, los miembros de la Junta de Gobierno respondían a los gobernantes de turno, lo que provocaba que la mayoría de las decisiones fundamentales se tomaran a base de consideraciones político-partidistas y no siguiendo las mejores prácticas de la industria o en mejor bienestar del interés público. Como discutiremos más adelante, una de estas determinaciones fue el no modificar las tarifas de servicio eléctrico durante el periodo de 1989 a 2014 (i.e. por veinticinco años) a pesar de los indicios de que estas eran insuficientes para cubrir las necesidades operacionales de la AEE.

Para atender esta situación, además de reconfigurar la Junta de Gobierno de la AEE, la Ley 57-2014 estableció un regulador del sector energético: la CEPR. La Ley 57-2014 otorgó amplios poderes a la recién creada CEPR para asegurar la cabal ejecución e implementación de la política pública sobre el servicio eléctrico en Puerto Rico.⁹²

Ahora bien, aunque la AEE continuaría siendo una utilidad verticalmente integrada, la Ley 57-2014 estableció estándares para la modernización de sus unidades generatrices, de manera que, la energía eléctrica generada por estas fuera al menos sesenta por ciento altamente eficiente, según dicho término fuera definido por la CEPR.⁹³ La AEE debía alcanzar esta meta dentro del término de tres años, contados a partir de la aprobación de la Ley 57-2014.⁹⁴ De igual forma, la Ley 57-2014 estableció que la AEE no sería el único proveedor de electricidad en Puerto Rico al permitir que se establecieran compañías de servicio eléctrico o “compañías de energía” definidas como “cualquier persona o entidad natural o jurídica, dedicada a ofrecer servicios de generación, facturación o reventa de energía eléctrica”.⁹⁵ De esta manera se intentaba romper con el monopolio de la AEE respecto al sector eléctrico.

Entre los poderes y deberes principales otorgados a la CEPR se encuentran: (1) establecer las normas de política pública en relación con las compañías de servicio eléctrico, así como toda transacción, acción u omisión que incida sobre la red eléctrica y la infraestructura eléctrica en Puerto Rico; (2) establecer e implementar los reglamentos y las acciones regulatorias necesarias para garantizar la capacidad, confiabilidad, seguridad, eficiencia y razonabilidad en tarifas del sistema eléctrico de Puerto Rico; (3) fiscalizar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico de la AEE y de cualquier otra compañía de energía certificada en Puerto Rico; (4) formular e implementar estrategias para lograr los objetivos de la Ley 57-2014, incluyendo, pero sin limitarse a, lograr la meta de reducir y estabilizar los costos energéticos permanentemente y controlar la volatilidad del precio de la electricidad en Puerto Rico; (5) regular el mecanismo de trasbordo de energía; (6) revisar y aprobar políticas, planes estratégicos y planes a corto, mediano y largo plazo relacionados con la planificación integrada de recursos energéticos en Puerto Rico, (7) fiscalizar y atender casos y controversias sobre la implementación de los mandatos establecidos en la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941; (8) aprobar y revisar, según fuere aplicable, modificar las tarifas o

⁹² Ley de Transformación y Alivio Energético de Puerto Rico, Ley Núm. 57-2014, 22 LPRA § 1054b (2019 & Supl. 2024).

⁹³ *Id.* § 1054bb.

⁹⁴ *Id.*

⁹⁵ Ley Núm. 57-2014, 2014 LPR 321 (según discutiremos más adelante, la Ley 17-2019 amplió esta definición para incluir otras entidades y funciones dentro del ámbito de acción de las Compañías de Servicio Eléctrico).

cargos que cobren las compañías de servicio eléctrico en Puerto Rico por cualquier asunto directa o indirectamente relacionado con la prestación del servicio eléctrico; (9) asegurar que los poderes y facultades que ejerza sobre la AEE, garanticen el pago de la deuda de dicha corporación pública con los bonistas; (10) fiscalizar el cumplimiento con cualquier estándar o meta compulsoria relacionada a la Cartera de Energía Renovable; (11) revisar y aprobar requisitos técnicos mínimos, requisitos técnicos adicionales y cualquier otro tipo de requisito que establezca la AEE para la interconexión de generadores distribuidos a la red eléctrica, (12) llevar a cabo inspecciones, investigaciones y auditorías, de ser necesarias, para alcanzar los propósitos de la Ley 57-2014, y (13) revisar decisiones finales de la AEE respecto a querellas y solicitudes de investigación de sus clientes, incluyendo la revisión de determinaciones finales respecto a objeción de facturas.⁹⁶

Más aún, respecto a los poderes de la CEPR, el artículo 6.3 de la Ley Núm. 57-2014 dispone que:

Las disposiciones de esta Ley serán interpretadas liberalmente para poder alcanzar sus propósitos y dondequiera que algún poder específico o autoridad sea dada [a la CEPR], la enumeración no se interpretará como que excluye o impide cualquier otro poder o autoridad de otra manera conferida a ésta. [La CEPR] aquí creada tendrá, *además de los poderes enumerados en esta Ley, todos los poderes adicionales implícitos e incidentales que sean apropiados y necesarios para efectuar y llevar a cabo, desempeñar y ejercitar todos los poderes antes mencionados y para alcanzar los propósitos de [esta Ley].*⁹⁷

Por lo tanto, la lista de poderes y deberes contenida en el artículo 6.3 de la Ley Núm. 57-2014 no es taxativa dado que reconoció también los poderes implícitos e incidentales necesarios para que la CEPR descargue sus obligaciones. Este lenguaje amplió aún más los extensos poderes regulatorios conferidos a la CEPR. A esos fines, la Ley Núm. 57-2014 también estableció que “[l]as disposiciones de esta Ley serán interpretadas liberalmente para poder alcanzar sus propósitos, y donde quiera que algún poder específico o autoridad sea dada a la [CEPR], la enumeración no se interpretará como que excluye o impide cualquier otro poder o autoridad de otra manera conferida a ésta”.⁹⁸

De otra parte, con el propósito de asegurar el cumplimiento con las órdenes de la CEPR, la Ley Núm. 57-2014 le otorgó el poder de imponer penalidades administrativas por incumplimiento de parte de las Compañías de Servicio Eléctrico con las órdenes de la CEPR hasta un máximo de \$25,000 por día.⁹⁹ La CEPR también podía imponer una multa de entre \$500 a \$5,000 a cualquier persona que intencionalmente infringiera cualquier disposición de la Ley Núm. 57-2014.¹⁰⁰

Debemos señalar que, a pesar de que el propósito de las referidas penalidades era incentivar a las Compañías de Servicio Eléctrico para cumplir con las órdenes de la CEPR,

⁹⁶ *Id.* en las págs. 401-408. Para un listado integral de los poderes y deberes actuales del ente regulador, véase 22 LPRA § 1054b.

⁹⁷ *Id.* § 1054b (énfasis suplido).

⁹⁸ *Id.*

⁹⁹ *Id.* § 1054jj.

¹⁰⁰ *Id.* § 1054nn.

este mecanismo no resultó efectivo respecto a la AEE. Cuando se imponen este tipo de penalidades a compañías privadas, las partidas para el pago de las mismas provienen de las ganancias de la corporación (i.e., el dinero que reciben los accionistas y/o dueños de la entidad), por lo que los pagos de multas impuestas por el regulador no se recuperan de los clientes a través de las tarifas. Dado que la AEE es una corporación pública, esta no genera ganancias ni tiene accionistas por lo que cualquier multa impuesta necesariamente debe ser recuperada de sus clientes.

Para asegurar que la CEPR iniciara prontamente sus operaciones, mediante la Ley Núm. 152-2014, la Asamblea Legislativa estableció que “se podrá utilizar el mecanismo establecido en la Sección 2.13 de la [*Ley de Procedimiento Administrativo Uniforme del Gobierno de Puerto Rico*] para la adopción de los primeros reglamentos de [la Comisión de Energía], sin necesidad de que el Gobernador emita certificación alguna”.¹⁰¹ El propósito de esta disposición fue asegurar que la CEPR pudiera ejercer sus poderes regulatorios de la manera más expedita posible.

De otra parte, el artículo 6.4 de la Ley Núm. 57-2014 le otorgó jurisdicción primaria y exclusiva a la CEPR respecto a:

(1) La aprobación de las tarifas y cargos que establezca la [AEE] y cualquier productor independiente de energía en relación con cualquier servicio eléctrico, al amparo de lo dispuesto en el artículo 6.25 de esta Ley, así como los casos y controversias relacionadas con las [referidas] tarifas . . . ; (2) [l]os casos y controversias relacionadas con la revisión de facturación de [las compañías de servicio eléctrico] . . . ; (3) [l]os casos y controversias en las que se plantee el incumplimiento con la política pública energética [de Puerto Rico]; (4) [l]os casos y controversias en las que se plantee el incumplimiento de la [AEE] con cualquiera de los mandatos establecidos en la Ley 83 de 2 de mayo de 1941 . . . ; (5) [l]os casos y controversias sobre trasbordo de energía eléctrica o interconexión entre [la AEE], y toda persona que esté, o interese estar, conectada a la red de energía eléctrica, y (6) [l]os casos y controversias que surjan en relación con contratos entre la [AEE] y los productores independientes de energía, así como sobre los casos y controversias entre productores independientes de energía.¹⁰²

De igual forma, el referido artículo 6.4 otorgó a la CEPR jurisdicción general respecto a:

(1) Jurisdicción regulatoria investigativa y adjudicativa sobre la [AEE] y cualquier otra compañía de energía certificada que rinda servicios [en Puerto Rico]; (2) [c]ualquier persona natural o jurídica que viole las disposiciones de [la Ley Núm. 57-2014] en materia de energía eléctrica o los reglamentos de la [CEPR], incluyendo a cualquier persona natural o jurídica, o entidad que utilice su control sobre los servicios de energía eléctrica para llevar a cabo tal violación; (3) [c]ualquier persona natural o jurídica cuyas acciones afecten la prestación de servicios de energía eléctrica, incluyendo a cualquier persona o entidad que

¹⁰¹ *Id.* § 1054s.

¹⁰² *Id.* § 1054c.

utilice su control sobre dichos servicios para afectar la prestación de los mismos; (4) [c]ualquier persona natural o jurídica que lleve a cabo cualquier actividad para la cual sea necesaria una certificación, autorización o endoso de la [CEPR], [y] (5) [c]ualquier persona natural o jurídica cuyas acciones u omisiones resulten en perjuicio de las actividades, recursos o intereses sobre los cuales la [CEPR] posee poderes de reglamentación, investigación, adjudicación o fiscalización, incluyendo cualquier persona que utilice su control sobre servicios de energía eléctrica de tal manera que resulte en dicho perjuicio.¹⁰³

Por lo tanto, se le otorgó a la CEPR un ámbito de acción sumamente amplio para poder ejercer sus funciones y cumplir con sus deberes regulatorios.

ii. Composición de la CEPR

Originalmente, la CEPR estaría compuesta por tres Comisionados, uno de los cuales se denominaba Presidente.¹⁰⁴ Los Comisionados serían nombrados por el Gobernador con el consejo y consentimiento del Senado y servirían términos escalonados de seis años, que era una medida de protección respecto al ciclo electoral de cuatro años.¹⁰⁵ De esta manera se garantizaba la continuidad de los trabajos de la Comisión, dado que no se sustituirían todos los Comisionados a la vez. De igual forma, cada dos años se sustituiría un Comisionado por lo que el gobernante de turno no tendría la facultad de nombrar todos los Comisionados dentro de un solo mandato, a menos que surgieran vacantes por renuncia u otro evento.

Debemos destacar que, una vez los nombramientos de los Comisionados fueran confirmados por el Senado de Puerto Rico, el Gobernador no tendría la facultad de removerlos de sus puestos.¹⁰⁶ Por lo tanto, al igual que ocurre con los miembros de la Judicatura, los Comisionados tendrían total independencia para ejercer sus funciones dado que la permanencia en sus puestos no estaba sujeta al poder de libre remoción que tiene el Gobernador respecto a los miembros de su gabinete. De igual forma, como ente regulador, a pesar de que la CEPR era una entidad administrativa, sus funciones eran separadas de la gestión de las agencias de la Rama Ejecutiva.

Respecto a la experiencia profesional y preparación académica de los Comisionados, la Ley 57- Núm. 2014 estableció que estos:

Deberán . . . ser ingenieros licenciados en Puerto Rico, preferiblemente con un grado de maestría o doctorado en ingeniería, o abogados autorizados a ejercer su profesión, o profesionales con un grado académico preferiblemente de maestría o doctorado en economía, planificación o finanzas, o profesionales con un

¹⁰³ *Id.*

¹⁰⁴ *Id.* § 1054d (derogado 2018).

¹⁰⁵ *Id.* (derogado 2018) (los nombramientos de los primeros Comisionados fueron de dos, cuatro y seis años, de forma tal que, al finalizar los términos originales, se estableciera el periodo escalonado (i.e., cada dos años se sustituiría un Comisionado)).

¹⁰⁶ *Id.* (derogado 2018).

grado académico preferiblemente de maestría o doctorado en materias relacionadas con asuntos de energía.¹⁰⁷

De igual forma:

No más de tres (3) comisionados podrán ejercer la misma profesión. Además de dichos requisitos académicos y profesionales, los tres (3) comisionados de la Comisión de Energía deberán tener al menos cinco (5) años de experiencia y conocimiento en asuntos de energía, y al menos diez (10) años de experiencia en el ejercicio de su profesión.¹⁰⁸

Estos requisitos estaban dirigidos a garantizar que las personas que compondrían la CEPR tuviesen la experiencia y el peritaje necesario para manejar cabalmente los asuntos delegados a la CEPR.

De una lectura de las disposiciones antes señaladas respecto a los poderes delegados a la CEPR y los requisitos respecto a los Comisionados, se concluye que la Ley Núm. 57-2014 creó un ente regulador independiente y fuerte con amplios poderes y amplia jurisdicción para implementar la política pública energética allí establecida y garantizar el cumplimiento de los participantes del mercado energético con la misma. De esta manera se buscaba alcanzar la transformación del sistema eléctrico del país mediante la toma de decisiones independientes y alejada de presiones político-partidistas. También se buscaba que las acciones a esos fines obedecieran al interés público y no a intereses particulares.

II. LEY NÚM. 120-2018

Tras el paso de los huracanes Irma y María en septiembre de 2017, y durante el periodo de recuperación de los estragos causados por estos fenómenos naturales, el 22 de enero de 2018 el entonces Gobernador Ricardo Roselló Nevárez anunció que el Gobierno de Puerto Rico implementaría un nuevo modelo para la operación de la AEE transfiriendo a entidades privadas las funciones principales de la AEE (i.e. generación y transmisión de energía).¹⁰⁹ A esos fines, el 20 de junio de 2018 entró en vigor la Ley Núm. 120-2018.¹¹⁰ El propósito de esta ley era crear el marco legal y el mecanismo para la venta o traspaso de los activos de la AEE relacionados a la generación y para el establecimiento de Alianzas Público Privadas con respecto a cualquier función, servicio o instalación de la AEE.¹¹¹ También se reconoció la facultad de la Autoridad para las Alianzas Público-Privadas de Puerto Rico (en adelante, “P3A”, por sus siglas en inglés) para “comenzar procesos de negociación informal, estudios

¹⁰⁷ *Id.* § 1054e.

¹⁰⁸ *Id.*

¹⁰⁹ Ricardo Roselló anuncia un modelo de privatización para la AEE, EL NUEVO DÍA (22 de enero de 2018), <https://www.elnuevodia.com/noticias/politica/notas/ricardo-rossello-anuncia-un-modelo-de-privatizacion-para-la-aee/?cache=16elt>.

¹¹⁰ Ley para transformar el sistema eléctrico de Puerto Rico, Ley Núm. 120-2018, 22 LPRA §§ 1111-1125 (2019 & Supl. 2024).

¹¹¹ Ley para transformar el sistema eléctrico de Puerto Rico, Ley Núm. 120-2018 Expo. mts., <https://bvirtualogp.pr.gov/ogp/Bvirtual/leyesreferencia/PDF/2018/0120-2018.pdf>

de mercado, solicitudes de información, de expresiones de interés y cualquier método para recopilar información de los participantes en el mercado”.¹¹²

A esos fines, la Ley Núm. 120-2018 estableció que:

Fundamentados en las facultades legales y propietarias del Pueblo de Puerto Rico y su Gobierno sobre la AEE, *esta Asamblea Legislativa dispone que su intención y su política pública es agilizar un proceso justo y transparente para el establecimiento de Alianzas Público Privadas con respecto a cualquier función, servicio o instalación de la corporación pública y a vender sus activos relacionados a la generación, colocando dichos activos en las manos privadas que demuestren un justo balance de interés comercial y sentido de responsabilidad social; con la capacidad operacional, tecnológica y financiera para transformar el sistema eléctrico en uno moderno, con tarifas razonables, con acceso universal, con fuentes de energía eficientes y ambientalmente aceptables; con una infraestructura resistente o resiliente, al máximo posible, al embate de fenómenos atmosféricos y naturales; con condiciones económicas y legales razonables para el Pueblo de Puerto Rico; y que provean condiciones de amplia accesibilidad, facilidad y rapidez en sus servicios directos al cliente.*¹¹³

Por lo tanto, se estableció como política pública transferir a operadores privados las funciones de la AEE, entiéndase, la generación y la transmisión y distribución de energía, así como las funciones relacionadas al servicio al cliente. Con relación a los activos de generación se tenían dos opciones: la venta de uno o más activos de generación a una entidad privada o transferir la operación y mantenimiento de uno o más activos de generación a un ente privado, donde la AEE conservaba la titularidad de dichos activos.¹¹⁴ Por consiguiente, en cuanto a la generación de energía se vislumbraba la contratación de una o más entidades. Dado que el sistema de transmisión y distribución es un monopolio natural (i.e., es un solo sistema integrado cuya funcionalidad no puede segmentarse) se vislumbraba la contratación de una sola entidad.

Para lograr dichos propósitos, la Ley Núm. 120-2018 estableció y definió el término *Transacción(es) de la AEE* como:

Cualquiera y toda transacción mediante la cual la AEE o el Gobierno de Puerto Rico establezca una o más Alianzas con respecto a cualquier función, servicio o instalación de la AEE o un Contrato de Venta de los activos de la AEE relacionados a la generación de energía, y que se lleve a cabo conforme a las disposiciones de [la Ley 29-2009, y esta Ley].¹¹⁵

¹¹² 22 LPRÁ § 1113.

¹¹³ *Id.* (énfasis suplido).

¹¹⁴ 22 LPRÁ § 1120 (refiriéndose al procedimiento actual para la venta de activos de la AEE el cual requiere la aprobación por parte de la Asamblea Legislativa).

¹¹⁵ *Id.* § 1112.

De igual forma, se definió el término *Contrato de Venta* como:

Cualquier contrato, contrato de compraventa de energía, documento, escritura, acuerdo e instrumento relacionados con una Transacción de la AEE que incluya un acuerdo, para de cualquier manera, vender, traspasar o disponer de los Activos de la AEE relacionados con la generación de energía a uno o varios proponentes del sector privado.¹¹⁶

El término *Contrato de Alianza* tendría el significado otorgado en la Ley Núm. 29-2009,¹¹⁷ disponiéndose que en caso de una Transacción de la AEE se requeriría el Certificado de Cumplimiento de Energía.¹¹⁸ La P3A sería la entidad encargada de establecer las funciones, servicios o instalaciones que serían objeto de una Transacción de la AEE y de llevar a cabo el proceso de licitación para esos fines.¹¹⁹ La sección 8 de la Ley Núm. 120-2018 estableció como requisito para la aprobación de una Transacción de la AEE la expedición por parte del Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público (en adelante, “NEPR”) de un Certificado de Cumplimiento de Energía. Mediante dicho certificado el NEPR acredita que el Contrato Preliminar (i.e., contrato propuesto para una Alianza Público Privada relacionada a las funciones de la AEE) cumple con el marco regulatorio,

¹¹⁶ *Id.*

¹¹⁷ El artículo 2 de la Ley Núm. 29-2009 define el término *Contrato de Alianza* como:

El contrato otorgado entre el proponente seleccionado y la Entidad Gubernamental Participante para establecer una Alianza, el cual puede incluir, pero no se limitará a, la delegación de una Función, la administración o prestación de uno o más Servicios, o el diseño, construcción, financiamiento, mantenimiento u operación de una o más Instalaciones, que sean o estén estrechamente relacionados con los Proyectos Prioritarios, según establecidos en el Artículo 3 de esta Ley. Un Contrato de Alianza puede ser, sin que se entienda como una limitación, cualquier modalidad de los siguientes tipos de contratos: “diseño/construcción (*design/build*)”, “diseño/construcción/ operación (*design/ build/ operate*)”, “diseño/ construcción/ financiamiento/ operación (*design/ build/ finance/ operate*)”, “diseño/ construcción/ transferencia/ operación (*design/ build/ transfer/ operate*)”, “diseño/ construcción/ operación/ transferencia (*design/ build/ operate/ transfer*)”, contrato de llave en mano (“*turnkey*”), contrato de arrendamiento a largo plazo, contrato de derecho de superficie, contrato de concesión administrativa, contrato de empresa común (“*joint venture*”), contrato de administración y operación a largo plazo, y cualquier otro tipo de contrato que separe o combine las fases de diseño, construcción, financiamiento, operación o mantenimiento de los Proyectos Prioritarios, según establecidos en Artículo 3 de esta Ley. Las obligaciones que generen estos contratos serán vinculantes siempre que no sean contrarias a la ley, la moral, ni al orden público.

Ley de Alianzas Público Privadas, Ley Núm. 29-2009, 27 LPRA § 2601 (2024).

¹¹⁸ 22 LPRA § 1112.

¹¹⁹ *Id.* § 1115. A esos fines, el inciso (b) de la sección 5 establece:

Se designa a la [P3A] como la única Entidad Gubernamental autorizada y responsable (1) de implantar la política pública sobre Transacciones de la AEE establecidas mediante esta Ley, (2) de determinar las Funciones, Servicios o Instalaciones para las cuales se establecerán tales Alianzas, sujeto a las prioridades, objetivos y principios establecidos en la política pública energética y el marco regulatorio a ser desarrollado, según la [Sección 9 de esta Ley] y (3) de determinar cuáles Activos de la AEE relacionados a la generación de energía serán vendidos o transferidos a través de un Contrato de Venta. Si la [P3A] determina que no se desarrollará una Alianza para una Función, Servicio, Instalación u otro Activo de la AEE podrá ser desarrollado por la AEE según disponga [la Ley 83] o cualquier otra ley aplicable y no será considerada una Transacción de la AEE.

Ley para transformar el sistema eléctrico de Puerto Rico, Ley Núm. 120-2018, 22 LPRA § 1115 (2019 & Supl. 2024).

la política pública energética y el derecho vigente.¹²⁰ El NEPR debe emitir dicho Certificado de Cumplimiento de Energía dentro del término de treinta días, contados a partir de la fecha de la petición por parte de la P3A.¹²¹ Si el NEPR no emite o deniega el certificado dentro del referido término, el mismo se considerará concedido.¹²²

De otra parte, la Ley Núm. 120-2018 estableció que el NEPR proveerá ayuda técnica, pericial, financiera y de recursos humanos a la P3A durante el proceso de aprobación de las Transacciones de la AEE, así como asistencia en la supervisión del desempeño y el cumplimiento de los contratantes. No obstante, el NEPR “no tendrá autoridad para alterar o enmendar el Contrato de Alianza o el Contrato de Venta y no interferirá con asuntos operacionales o contractuales . . .” excepto en aquellas materias relacionadas a la modificación de las tarifas por servicio eléctrico y/o cambios en los derechos, rentas, tarifas y cualquier otro tipo de cargo que serán incluidas en el Contrato de Alianza o Contrato de Venta.¹²³ De otra parte, se estableció que las Transacciones de la AEE estarán sujetas a las disposiciones de la política pública energética y el marco regulatorio por lo que todo contrato asociado a una Transacción de la AEE no puede contener lenguaje que menoscabe las facultades y deberes del NEPR.¹²⁴ Finalmente, los contratantes de las Transacciones de la AEE debían certificarse como Compañías de Servicio Eléctrico, por lo que estarían sujetas al poder regulatorio del NEPR.¹²⁵

Por consiguiente, aunque la Ley Núm. 120-2018 limitó el alcance del NEPR para evaluar las Transacciones de la AEE propuestas, mantuvo sus poderes regulatorios sobre las entidades privadas que se harían cargo de las funciones de la AEE mediante Contratos de Alianza o Contratos de Venta. Especialmente aquellas relacionadas a las tarifas y cargos que se cobraría por servicio. Respecto a las restricciones de los contratantes de Transacciones de la AEE, la Ley Núm. 120-2018 estableció que un contratante bajo un Contrato de Alianza para la operación del sistema de transmisión y distribución no podía tener un Contrato de Alianza o Contrato de Venta relacionado a los activos de generación.¹²⁶ De igual manera, la totalidad de los activos de generación de la AEE no podían ser vendidos, traspasados o cedidos a un solo contratante.¹²⁷ Esto con el propósito de no establecer un monopolio respecto a la generación de electricidad y evitar cualquier conflicto de interés entre el operador de la red eléctrica y el despacho preferencial de las unidades de generación a su cargo.¹²⁸

¹²⁰ *Id.* § 1112.

¹²¹ *Id.* § 1115.

¹²² *Id.*

¹²³ *Id.* § 1118.

¹²⁴ *Id.*

¹²⁵ *Id.*

¹²⁶ *Id.*

¹²⁷ *Id.*

¹²⁸ Si se permite que el operador de la red eléctrica, cuyas funciones incluyen determinar las unidades de generación que proveen servicio en determinadas horas del día basado en el costo operacional (i.e., despacho económico), también opere unidades de generación existe el potencial conflicto de tratar de despachar las unidades bajo su control de manera preferencial sobre otras unidades para maximizar sus ingresos. Con esta prohibición también se buscaba evitar establecer una compañía privada verticalmente integrada (i.e., que provee generación, transmisión, distribución y servicio al cliente) dado que derrotaría los propósitos de la Ley Núm. 120-2018 de transformar el sistema eléctrico y el modelo de negocio que tenía la AEE.

Con relación a los empleados de la AEE, la Ley Núm. 120-2018 estableció:

Las disposiciones de [esta Ley] y cualquier Contrato de Alianza o privatización que se lleve a cabo en la AEE de conformidad con esta Ley, no podrán ser utilizadas por el Gobierno de Puerto Rico como fundamento para el despido de ningún empleado con un puesto regular. El personal que compone la AEE que opte por permanecer en el Gobierno de Puerto Rico, será asignado de conformidad con los estatutos, reglamentos y normas administrativas aplicables a los mismos. De igual forma, la AEE y el Gobierno de Puerto Rico podrán diseñar y ofrecer planes de transición o renunciaciones voluntarias incentivadas.¹²⁹

Por consiguiente, se garantizó la permanencia en las agencias e instrumentalidades del Gobierno de Puerto Rico de los empleados de la AEE que optaran por permanecer en el servicio público. Al ser relocalizados en otras agencias, estos empleados conservarían todos los derechos adquiridos, así como los privilegios, obligaciones y estatus respecto a cualquier sistema existente de pensión a los cuales estuvieren acogidos antes de la aprobación de Ley Núm. 120-2018. A esos fines, “[n]ingún empleado regular de la AEE quedará sin empleo ni perderá beneficios como resultado de las transacciones de la AEE”.¹³⁰

Debemos destacar que, a pesar de que la Ley Núm. 120-2018 tenía el propósito de establecer el andamiaje legal para la ejecución de Transacciones de la AEE, las secciones 13 y 14 de la Ley Núm. 120-2018 enmendaron los artículos 6.5 y 6.6 de la Ley Núm. 57-2014 a los fines de aumentar el número de comisionados que componía el NEPR de tres a cinco.¹³¹

III. LEY NÚM. 211-2018

La ley Núm. 211-2018 creó un nuevo ente gubernamental llamado la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico (en adelante, “JRSP”).¹³² En este nuevo ente gubernamental, se consolidaron la estructura administrativa y funcional de los siguientes entes gubernamentales: la Junta Reglamentadora de Telecomunicaciones, de la Comisión de Servicio Público, de la OIPC, de la Administración de Energía de Puerto Rico y de la CEPR.¹³³ A esos fines, la CEPR se renombró como el NEPR, la Comisión de Servicio Público se renombró como Negociado de Transporte y Otros Servicios, y la Junta Reglamentadora de Telecomunicaciones se renombró como Negociado de Telecomunicaciones.¹³⁴ Las fun-

¹²⁹ 22 LPRA § 1121.

¹³⁰ *Id.*

¹³¹ *Id.* §§ 13-14 (derogando los artículos 6.5 y 6.6 de la Ley Núm. 57-2014).

¹³² Ley de ejecución del plan de reorganización de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico, Ley Núm. 211-2018, 22 LPRA § 1121 (2019 & Supl. 2024).

¹³³ Exposición de motivos, Ley de ejecución del plan de reorganización de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico, Ley Núm. 211-2018, <https://sutra.oslpr.org/prontuarios/leyes-aprobadas/123880> (última visita 12 de abril de 2025).

¹³⁴ Ley de ejecución del plan de reorganización de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico, Ley Núm. 211-2018, <https://sutra.oslpr.org/prontuarios/leyes-aprobadas/123880> (última visita 12 de abril de 2025).

ciones de la Administración de Energía, la cual se eliminó mediante la Ley Núm. 211-2018, serían transferidos a la JRSP.

La JRSP estaría compuesta por tres miembros, uno de ellos denominado Presidente.¹³⁵ Además de proveer apoyo administrativo a los Negociados, las decisiones finales del Negociado de Telecomunicaciones y del Negociado de Transporte y Otros Servicios serían revisables por la JRSP.¹³⁶ Sin embargo, dicha disposición no era aplicable al NEPR, cuyas decisiones finales serían revisables ante el Tribunal de Apelaciones de Puerto Rico.¹³⁷ De esta manera, aunque el NEPR estaría reorganizado administrativamente bajo la JRSP, mantuvo su independencia operacional y decisonal respecto a los asuntos ante su consideración.

De igual forma, se mantuvieron inalterados sus poderes y deberes establecidos en la Ley Núm. 57-2014, así como sus facultades regulatorias y jurisdicción. Por consiguiente, el único cambio en las funciones del NEPR fue que, en lugar de recibir apoyo administrativo de parte de la Administración de Energía, dicho apoyo provendría de la JRSP.

IV. LEY NÚM. 17-2019;¹³⁸ POLÍTICA PÚBLICA ENERGÉTICA 2.0

La Ley Núm. 17-2019 se conoce coloquialmente en el sector energético de Puerto Rico como Política Pública Energética 2.0. La misma se aprobó casi cinco años después de la Ley Núm. 57-2014 y muchas de sus disposiciones y mandatos se basaron en las experiencias adquiridas durante ese periodo. Uno de los eventos que aceleró la revisión de nuestra política pública en materia de energía fue la devastación causada por los huracanes Irma y María en septiembre de 2017 y la lenta e ineficiente acción de la AEE respecto a los esfuerzos de recuperación.

Los estragos causados por estos fenómenos atmosféricos fue de tal nivel que dejaron al descubierto el pobre estado del sistema eléctrico, mayormente causado por la falta de mantenimiento preventivo debido a la situación financiera de la AEE durante los diez a quince años previos y a la falta de modernización de la flota generatriz. De igual forma, estos eventos dieron paso a la reformulación de la manera en que se proveería a futuro el servicio eléctrico en Puerto Rico. En resumen, la situación existente en 2017 creó la oportunidad para desarrollar los conceptos relacionados al sistema eléctrico establecidos en la Ley Núm. 57-2014.

Contrario a la manera tradicional de aprobación de medidas legislativa, donde el autor o autores proponen un proyecto de ley que luego es evaluado por la Asamblea Legislativa, el Proyecto del Senado 1121 (precursor de la Ley Núm. 17-2019) surgió “como resultado de un proceso de gobernanza colaborativa del cual participaron múltiples sectores”.¹³⁹ A esos fines, y basado en las disposiciones de la sección 9 de la Ley Núm. 120-2018, se creó

¹³⁵ *Id.*

¹³⁶ *Id.* (las determinaciones finales de la JRSP serían revisables ante el Tribunal de Apelaciones de Puerto Rico y se considerarían la determinación final de los Negociados para esos fines).

¹³⁷ *Id.*

¹³⁸ Ley de política pública energética de Puerto Rico, Ley Núm. 17-2019, 22 LPRA §§ 1141-1141r (2019 & Supl. 2024).

¹³⁹ Informe positivo, P. del S. 1121, Com. Especial de Asuntos de Energía: Senado, 6 de noviembre de 2018, 4ta Ses. Ord., 18va Asam. Leg., en la pág. 19.

un Comité Asesor para la Transformación Energética (en adelante, “Comité Asesor”) compuesto por el Colegio de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico, Instituto de Competitividad y Sostenibilidad Económica, *Rocky Mountain Institute*, Escuela de Derecho de la Universidad de Puerto Rico y ReImagina Puerto Rico, el cual rindió un informe con recomendaciones para confeccionar la legislación que estableciera la nueva política pública energética y el marco regulatorio.¹⁴⁰

Además de las acciones del Comité Asesor, el Instituto de Competitividad y Sostenibilidad Económica junto al *Rocky Mountain Institute* realizaron durante el verano de 2018 un proceso colaborativo público en el cual participaron sobre treinta representantes de múltiples sectores de interés en la industria eléctrica, tales como organizaciones empresariales, sin fines de lucro, comunitarias, cooperativas, gubernamentales, profesionales y académicas, entre otras.¹⁴¹ Este esfuerzo produjo un informe con recomendaciones, las cuales también fueron consideradas previo y durante la redacción del Proyecto del Senado 1121.¹⁴² Por consiguiente, el Proyecto del Senado 1121 fue mayormente el producto de un esfuerzo colaborativo de los distintos actores y partes con interés de la industria y mercado energético en Puerto Rico.

El resultado fue una ley de política pública sumamente abarcadora con metas ambiciosas relacionadas a la transformación del sistema eléctrico. Esta reformulación de nuestra política pública energética promueve la modernización de nuestro sistema eléctrico mediante la adopción de tecnologías vigentes y emergentes tales como microrredes, comunidades solares, sistemas de generación distribuida, así como programas de eficiencia energética y respuesta a la demanda que persiguen que nuestro sistema eléctrico sea uno ágil y confiable respondiendo al mayor beneficio del interés público.

A esos fines, la Ley 17-2019 estableció unos principios rectores del sistema eléctrico, así como lo que se denominó Política Pública Energética 2050.¹⁴³ Entre estos Principios Rectores y la Política Pública 2050 se encuentran: (i) garantizar un costo asequible, justo, razonable y no-discriminatorio con la meta aspiracional de veinte centavos el kilovatio hora; (ii) implementar estrategias para lograr eficiencia en la generación, transmisión y distribución de la energía; (iii) promover y desarrollar las herramientas necesarias para fortalecer la figura del *prosumidor*, definido como cliente que genera electricidad para su consumo y para la exportación a la red eléctrica; (iv) establecer un regulador fuerte y promover regulación basada en desempeño; (v) promover el desarrollo de recursos de generación distribuida (i.e. recursos de generación más cerca de la carga); (vi) desarrollo de programas de eficiencia energética y respuesta a la demanda; (vii) *reducir la dependencia de combustible fósiles*; (viii) *eliminar el uso del carbón en la generación de electricidad en o antes de 1 de enero de 2028*; (ix) asegurar la continuidad del servicio aun en casos de quiebra, liquidación sustitución o eliminación de contratos de las empresas responsables de proveerlo; (x) promover el desarrollo de recursos de almacenamiento mediante baterías; (xi) promover la integración de tecnología emergente incluyendo microredes, cooperativas de energía,

¹⁴⁰ *Id.*

¹⁴¹ *Id.* en la pág. 20.

¹⁴² *Id.*

¹⁴³ 22 LPRA §§ 1141C-1141D (2019 & Supl. 2024).

y comunidades solares, entre otras, especialmente en lugares remotos o de difícil acceso; (xii) mantener la infraestructura eléctrica en condiciones óptimas para asegurar la confiabilidad, resiliencia y seguridad del servicio eléctrico, y (xiii) garantizar a todo consumidor el derecho a un servicio eléctrico confiable, estable y de excelencia, a una factura transparente y fácil de entender, y a un trato equitativo respecto al servicio que reciben.¹⁴⁴

De otra parte, la Ley Núm. 17-2019 estableció unos objetivos iniciales entre los que se encuentran: (i) promover la rápida y efectiva reconstrucción, modernización y actualización del sistema de transmisión y distribución a los fines de integrar nuevas tecnologías, generación distribuida y recursos de energía renovable; (ii) diversificar las fuentes de generación y promover el desarrollo de recursos descentralizados capaces de operar con variadas fuentes de combustible y que operen con la mayor eficiencia posible; (iii) facilitar la interconexión de generación distribuida a la red eléctrica mediante cualquier mecanismo disponible; (iv) alcanzar la meta de 30% de eficiencia energética para el 2040; (v) reemplazar el 100% de la luminaria pública por luminaria LED o similar; (vi) robustecer las facultades y funciones del Negociado de Energía, concediéndole mayor autonomía presupuestaria y ampliando sus poderes; y (vii) requerir que toda compañía de servicio eléctrico cumpla con el Plan Integrado de Recursos.¹⁴⁵

Más aún, la Ley Núm. 17-2019 ordenó al NEPR a realizar un estudio respecto a la implementación, efectividad, costo-beneficio, razonabilidad e impacto económico de la CELI para determinar la necesidad de reformar dicho mecanismo, así como los subsidios otorgados por ley ante el nuevo modelo de sistema eléctrico allí establecido.¹⁴⁶ El NEPR publicó el resultado del referido estudio el 21 de octubre de 2020.¹⁴⁷

De igual forma, se ordenó al NEPR realizar un estudio sobre la viabilidad y conveniencia de establecer en Puerto Rico un mercado eléctrico basado en la libre competencia (i.e. que los clientes pudieran escoger las compañías eléctricas que le proveerán el servicio de generación) y presentar un informe con los resultados ante la Asamblea Legislativa y al Gobernador, en o antes de 30 de junio de 2025.¹⁴⁸ No obstante, a la fecha de publicación del presente artículo, el NEPR no había iniciado un proceso administrativo para dar cumplimiento con este mandato.

Además, y según discutiremos con mayor detalle más adelante, la Ley Núm. 17-2019: (i) expandió la política pública respecto a la planificación integrada y a largo plazo de nuestros recursos energéticos; (ii) reformuló la política respecto a los recursos de generación; (iii) estableció disposiciones para la desagregación y transformación del sistema eléctrico; (iv) modificó los requisitos de la Cartera de Energía Renovable, estableciendo metas agresivas para alcanzar el 100 por ciento de generación a base de fuentes renovables para el año 2050; (v) modificó las disposiciones respecto al programa de medición neta para facilitar el desarrollo de generadores distribuidos y fortalecer la figura del prosumidor; (vi) expandió

¹⁴⁴ *Id.* (énfasis suplido)

¹⁴⁵ *Id.*

¹⁴⁶ *Id.* § 1141q.

¹⁴⁷ *Resolución y Orden*, In Re: Investigación sobre la Contribución en Lugar de Impuestos, Caso Núm. NE-PR-IN-2019-0003 (NEPR, 21 de octubre de 2020).

¹⁴⁸ 22 LPRR § 1141r (2019 & Supl. 2024).

los poderes del NEPR; y (vii) reiteró la reconfiguración de la Junta de Gobierno de la AEE, establecida mediante la Ley Núm. 37-2017.¹⁴⁹

A. Planificación integrada y a largo plazo de los recursos energéticos

Las disposiciones respecto a la planificación a largo plazo de nuestro sistema eléctrico están contenidas en el artículo 1.9 de la Ley Núm. 17-2019.¹⁵⁰ Dicho artículo reiteró la política pública de que “[l]a planificación a largo plazo del Sistema Eléctrico es un elemento indispensable para implementar la Política Pública Energética adoptada en esta Ley y facilitar que el Sistema Eléctrico permite el desarrollo sostenible del pueblo de Puerto Rico”.¹⁵¹

A esos fines, se mantuvieron inalteradas las disposiciones respecto a que todo Plan Integrado de Recursos, así como sus enmiendas y modificaciones, requiere la aprobación del NEPR. De igual forma, se mantuvo la obligación de revisar el plan cada tres años, a menos que hubiese un cambio sustancial en la demanda de energía o en el conjunto de recursos, en cuya circunstancia dicho proceso de revisión deberá ejecutarse antes de los tres años a los fines de responder y/o mitigar dichos cambios.¹⁵² Respecto a la evaluación del plan, y basado en las disposiciones de la Ley Núm. 120-2018 respecto a la política pública de transferencia de las funciones de la AEE a entidades privadas, se añadió el requisito que la aprobación del Plan Integrado de Recursos, así como sus enmiendas, debía ser “de forma consistente con la intención legislativa y declaración de política pública adoptada por la Asamblea Legislativa en la sección 3 de la Ley 120-2018, el artículo 13 de la Ley 29-2009 en cuanto a las protecciones y consideraciones aplicables a los Contratos de Alianza, y la política pública enunciada en esta Ley”.¹⁵³ En otras palabras, no se podían alterar las disposiciones y/o alcance de los Contratos de Alianza o Contratos de Venta otorgados en virtud de la Ley 120-2018 mediante el proceso de aprobación del Plan Integrado de Recursos.

Debemos señalar que desde la aprobación de la Ley Núm. 57-2014, las acciones de la AEE respecto a los recursos del sistema eléctrico tenían que ser consistentes con el Plan Integrado de Recursos aprobado. No obstante, la Ley Núm. 17-2019 dispuso que “[e]l [NEPR] podrá otorgar dispensas o exenciones al Plan Integrado de Recursos por justa causa”.¹⁵⁴ Por consiguiente, a partir de la aprobación de la Ley Núm. 17-2019, se podían desarrollar recursos que no estuvieran contenidos en el plan aprobado sin necesidad de enmendarlo, si el NEPR determinaba que había justa causa para ello. Esta disposición proveyó cierta flexibilidad respecto al desarrollo de los recursos energéticos y a la implementación del plan aprobado.

De otra parte, se transfirió de la AEE a la compañía de energía responsable de la operación del Sistema Eléctrico la obligación de elaborar y presentar ante el NEPR las propuestas de Plan Integrado de Recursos. De igual manera, en la elaboración del plan, dicha

¹⁴⁹ Enmienda a la Ley de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Ley Núm. 37-2017, 2017 LPR 1552-57.

¹⁵⁰ 22 LPRA § 1141h (2019 & Supl. 2024).

¹⁵¹ *Id.*

¹⁵² *Id.*

¹⁵³ *Id.*

¹⁵⁴ *Id.*

compañía de energía debe contar con el insumo de las compañías que operen las unidades generatrices del sistema.¹⁵⁵

La Ley Núm. 17-2019 mantuvo inalterado el horizonte de planificación de veinte años. No obstante, elevó a rango de ley el requisito establecido en el Reglamento Núm. 9021.¹⁵⁶ Este dispone que el estándar para la selección del plan preferido (i.e., conjunto de recursos necesarios para suplir la demanda energética) sea el de menor costo.¹⁵⁷ De igual forma, se elevaron a rango de ley los requisitos de contenido de la propuesta de Plan Integrado de Recursos contenidos en el Reglamento 9021.¹⁵⁸

A esos fines, la Ley Núm. 17-2019 dispone que todo Plan Integrado de Recursos debe contener, pero sin limitarse a:

(A) una gama de pronósticos de la demanda futura establecidos mediante el uso de métodos que examinen el efecto de las fuerzas económicas en el consumo de electricidad, así como el efecto del uso de los terrenos al amparo del Plan de Uso de Terrenos para Puerto Rico;

(B) una evaluación de los recursos de conservación disponibles en el mercado, incluyendo el manejo de demanda eléctrica, así como una evaluación de los programas vigentes y de los programas necesarios para obtener las mejoras en la conservación;

(C) una evaluación de la gama de tecnologías de generación convencionales y no convencionales que estén disponibles en el mercado;

(D) una evaluación de la capacidad de transmisión y confiabilidad del sistema;

(E) una evaluación comparativa de los recursos de suministro de energía, y de transmisión y distribución;

(F) una evaluación de la combinación de recursos que se designan para promover diversificación de fuentes de energía; estabilizar los costos energéticos; y mejorar la confiabilidad y estabilidad de la red eléctrica;

(G) una evaluación de las instalaciones eléctricas existentes de la AEE y privadas o concesionadas, que estime las mejoras en la infraestructura y en la eficiencia operacional de las plantas generatrices, su vida útil y la fecha de retiro y costos de decomiso de las mismas, si fuere aplicable;

(H) evaluación de impactos ambientales de la AEE y las compañías de servicio eléctrico relacionados a emisiones al aire y consumo de agua, desperdicios sólidos, y otros factores ambientales como el cambio climático;

(I) evaluación de la interconexión de productores independientes, de proyectos de generación distribuida y de energía renovable a la red eléctrica para cumplir con las disposiciones de la Cartera de Energía Renovable establecida en la Ley 82-2010;

¹⁵⁵ *Id.*

¹⁵⁶ NEPR, Reglamento sobre el Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Núm. 9021 (24 de abril de 2018), <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2019/01/20190116090413310.pdf>.

¹⁵⁷ 22 LPRA § 1141h (2019 & Supl. 2024).

¹⁵⁸ *Id.*

(J) proyecciones sobre integración de recursos de generación distribuida a la red eléctrica;

(K) identificación de instalaciones de servicios indispensables en toda la isla y medidas a implementarse para que el servicio eléctrico a dichas instalaciones sea más resiliente tales como el establecimiento de microredes, generación distribuida y soterrado de líneas de distribución;

(L) una evaluación de las acciones necesarias para implementar las metas sobre sistemas de almacenamiento de energía a todos los niveles, establecidas por el NEPR;

(M) cualquier otro requerimiento dispuesto por el NEPR mediante reglamento u orden.¹⁵⁹

En resumen, el Plan Integrado de Recursos es un plan a largo plazo con un horizonte de veinte años que requiere ser aprobado por el NEPR y estar diseñado para cubrir las necesidades energéticas dentro del horizonte de planificación, al menor costo posible. El mismo se concentra en recursos de generación y transmisión, aunque también contiene elementos del sistema de distribución. De igual forma, el Plan Integrado de Recursos tiene que cumplir con todas las disposiciones legales de la política pública energética, incluyendo la Cartera de Energía Renovable, la cual discutiremos más adelante. Para poder cumplir con este mandato, el plan debe considerar recursos no tradicionales de generación como eficiencia energética y respuesta a la demanda.

De otra parte, el plan se evalúa en un proceso público con amplia participación ciudadana, de grupos de interés y de interventores, en un proceso adjudicativo regido por el Reglamento Núm. 9021. Más aún, todas las acciones e inversiones de las compañías de servicio eléctrico tienen que ser consistentes con el Plan Integrado de Recursos aprobado por el NEPR, a menos que el NEPR otorgue una dispensa o exención respecto a las disposiciones del plan.

B. Política pública respecto a los recursos de generación

El artículo 1.11 de la Ley Núm. 17-2019 estableció varias disposiciones referentes a los recursos de generación. Con relación a la generación a base de combustibles fósiles, se dispuso que toda unidad generatriz de nueva construcción o existente deberá tener capacidad de operar a base de al menos dos combustibles, uno de los cuales debe ser gas natural.¹⁶⁰ De igual forma, se dispuso que el uso de carbón para la generación eléctrica estaría prohibido a partir de 1 de enero de 2028, por lo que no se permite la extensión de los contratos de compra de energía existentes o la contratación nueva que se extienda a partir de esa fecha.¹⁶¹

Se dispuso también que la energía generada a base de combustibles fósiles debía ser en un mínimo sesenta por ciento altamente eficiente.¹⁶² A esos fines, los contratantes que ad-

¹⁵⁹ *Id.*

¹⁶⁰ 22 LPRA § 1141j (2019 & Supl. 2024).

¹⁶¹ *Id.*

quirieron u operaran los activos de generación de la AEE mediante un Contrato de Alianza o un Contrato de Venta, debían modernizar dichos activos o sustituirlas por unidades altamente eficientes en un periodo no mayor a cinco años a partir de la otorgación del contrato correspondiente.¹⁶³

De otra parte, cualquier contrato nuevo de compra de energía entre la AEE y un proveedor requiere la aprobación del NEPR. A esos fines, se estableció que ningún contrato para el establecimiento de nuevas unidades de generación podrá constituir un impedimento para el cumplimiento con la Cartera de Energía Renovable y la integración de generación distribuida, microrredes o cooperativas de energía. Estos contratos debían además considerar las metas y mandatos que obligan a una transición de la generación de energía a base de combustibles fósiles a la integración agresiva de energía renovable.¹⁶⁴

Más aún, se dio un mandato expreso a la AEE y al operador del sistema de transmisión y distribución de maximizar el uso de la energía renovable mediante la instalación de equipos y tecnología necesaria para asegurar que su conexión a la red eléctrica fuese segura y confiable.¹⁶⁵ De igual forma, se dio un mandato a la Oficina de Gerencia de Permisos y demás agencias concernidas a desarrollar procesos expeditos para la otorgación de permisos, consultas, variaciones, endosos, etc., respecto a el desarrollo de proyectos de energía renovable.¹⁶⁶ Esta disposición respecto a los procesos expeditos estaría vigente por un término de sesenta meses.¹⁶⁷

Con estas disposiciones, así como con los requisitos de la Cartera de Energía Renovable discutida a continuación, la Ley Núm. 17-2019 buscaba desplazar la generación centralizada a base de combustibles fósiles, mayormente derivados de petróleo, en favor de un sistema más distribuido (i.e. con los recursos de generación más cerca de las cargas eléctricas) que operara a base de fuentes renovables.

C. Requisitos de la Cartera de Energía Renovable

La Ley Núm. 82-2010,¹⁶⁸ estableció la Cartera de Energía Renovable como “el por ciento mandatorio de energía renovable sostenible o energía renovable alterna requerido de cada proveedor de energía al detal”.¹⁶⁹ Originalmente, el artículo 2.3 de la Ley Núm. 82-2010 estableció que la electricidad generada por un proveedor de energía al detal debía provenir de fuentes renovables como mínimo (i) doce por ciento desde 2015 a 2019; (ii) quince por ciento desde 2020 a 2027; y (iii) alcanzar veinte por ciento en o antes de 2035.¹⁷⁰ Al momento de aprobación de la Ley 17-2019, el por ciento de generación de la AEE era de menos de

¹⁶² *Id.*

¹⁶³ *Id.*

¹⁶⁴ *Id.*

¹⁶⁵ *Id.*

¹⁶⁶ *Id.*

¹⁶⁷ *Id.*

¹⁶⁸ Ley de Política Pública de Diversificación Energética por Medio de la Energía Renovable Sostenible y Alterna en Puerto Rico, Ley Núm. 82-2010, 12 LPRA § 8121 (2022 & Supl. 2024).

¹⁶⁹ *Id.*

¹⁷⁰ Ley Núm. 82-2010, 2010 LPR 496-97.

dos por ciento, por lo que estaba distante de cumplir con los requisitos establecidos en la Ley Núm. 82-2019.¹⁷¹

El artículo 4.2 de la Ley Núm. 17-2019 enmendó el artículo 2.3 de la Ley Núm. 82-2010 a los fines de establecer que la Cartera de Energía Renovable aplicable a cada proveedor de energía al detal debía contener como mínimo (i) veinte por ciento de 2015 a 2022; (ii) cuarenta por ciento de 2023 a 2025; (iii) sesenta por ciento de 2026 a 2040; y (iv) cien por ciento de 2041 a 2050.¹⁷² Esto representó un cambio sustancial en la política pública respecto a las fuentes de energía renovable. A esos fines, se estableció que para el final del año 2050 el cien por ciento de la energía generada en Puerto Rico para la venta al detal tiene que provenir de fuentes de energía renovable.

Las metas intermedias se establecieron para garantizar que los productores de energía al detal desarrollaran recursos renovables de manera estable durante los más de treinta años del mandato. Según discutiremos más adelante, estas metas intermedias no fueron realistas dada la situación del sistema eléctrico, específicamente la red de transmisión y distribución.

D. Desagregación y transformación del sistema eléctrico

El artículo 1.8 de la Ley 17-2019 estableció que nuestro sistema eléctrico sería considerado un sistema abierto. Por lo que, contrario a la práctica que por años implementó la AEE de dificultar el acceso a la red eléctrica, bajo la nueva política pública energética cualquier persona o entidad que así lo solicite tendrá el derecho “de exigir la interconexión a la red de transmisión y/o distribución en condiciones no discriminatorias, cuando ello sea técnicamente factible, consistente con el Plan Integrado de Recursos y la reglamentación del [NEPR] así lo permita”.¹⁷³ Por consiguiente, se reconoció el derecho a tener acceso a la red eléctrica para cualquier fin lícito, siempre que las condiciones técnicas así lo permitan.¹⁷⁴ El reconocimiento de este derecho es importante para la implementación de ciertos aspectos de la política pública energética incluyendo, pero sin limitarse a, el trasbordo de energía, desarrollo de generadores distribuidos, desarrollo de cooperativas eléctricas y desarrollo de comunidades solares, entre otros.

De otra parte, el referido artículo 1.8 también estableció que la AEE debía, en o antes de 31 de diciembre de 2019, o a la fecha más próxima a esta, perfeccionar los Contratos de Alianza que fueran necesarios para transferir las funciones de transmisión, distribución, venta de energía y la operación del Centro de Control Energético, al amparo de las disposiciones de la Ley Núm. 120-2018 y de la Ley 29-2009.¹⁷⁵ De esta manera se intentó acelerar

¹⁷¹ Véase *Presentación de Informe Anual de Cumplimiento Cartera de Energía Renovable Ley 82-2010, según enmendada*, In Re: Informe Anual de Cumplimiento de Proveedor de Energía al Detal, Caso Núm. NE-PR-MI-2019-0020 (NEPR, presentada 1 de abril de 2019).

¹⁷² Ley Núm. 17-2019, artículo 4.2, 2019 LPR 160-61.

¹⁷³ Ley Núm. 17-2019, 22 LPRA § 1141g (2019 & Supl. 2024).

¹⁷⁴ *Id.*

¹⁷⁵ *Id.* Como parte de este mandato, el Comité de Alianza tenía el deber de asegurar que “el Contratante de la red de transmisión y distribución se obligue en el Contrato de Alianza, independientemente cual fuera la fuente de financiamiento, a realizar las inversiones de capital que fueran necesarias para modernizar y/o mantener en

el proceso de transformación del sistema eléctrico promulgado por la Ley Núm. 120-2018. Como discutiremos más adelante, aunque la AEE otorgó un Contrato de Alianza para la operación de la red de transmisión y distribución, el mismo se perfeccionó el 22 de junio de 2020, casi seis meses después de la fecha establecida en la Ley Núm. 17-2019.

E. Programa de medición neta

La Ley Núm. 17-2019 enmendó la Ley Núm. 114-2007 para, entre otras cosas: (i) establecer ciertas disposiciones referente a la compensación que reciben los participantes del programa de medición neta; (ii) establecer una nueva política pública respecto a la interconexión de generadores distribuidos; y (iii) establecer un proceso expedito para interconectar generadores distribuidos con capacidad menor a 25 kW.

Con relación a la compensación que reciben los participantes del programa de medición neta, la Ley Núm. 17-2019 estableció que durante el periodo de cinco años, contados a partir de la aprobación de la Ley 17-2019, “el crédito por energía exportada por clientes de medición neta será igual al valor de dicha energía conforme a la tarifa aplicable al cliente, y cualquier cargo aplicable a clientes de medición neta estará basado en su consumo neto”.¹⁷⁶ Al cabo del referido periodo de cinco años, el NEPR debía publicar los resultados de un estudio independiente, llevado a cabo con participación de partes interesadas y el público en general.¹⁷⁷ En este estudio se evaluarán y considerarán los costos y beneficios asociados al programa de medición neta y las tecnologías de almacenamiento de energía.¹⁷⁸

Luego de publicado el referido estudio, el NEPR tenía la facultad de modificar el mecanismo de compensación para los participantes del programa de medición neta si así lo entendía necesario (i.e., tenía la facultad de reducir, aumentar o mantener la compensación original).¹⁷⁹ Las modificaciones, si alguna, debían estar basadas en el estudio. También se dispuso que aquellos clientes que a la fecha de modificación del mecanismo de compensación tuvieran un contrato de medición neta se considerarían como clientes con derecho adquirido (i.e. *grandfathered*) por un término de al menos veinte años, contados a partir de la fecha de otorgación del contrato.¹⁸⁰ Por consiguiente, estos clientes con derecho adquirido continuarían recibiendo la misma compensación original (i.e., compensación uno a uno) por el referido término.

Respecto a la interconexión de generadores distribuidos a base de fuentes renovables, se estableció que “[s]erá la política pública del Gobierno de Puerto Rico el garantizar que los procedimientos de interconexión de generadores distribuidos al sistema eléctrico sean efectivos en términos de costos y tiempo de procesamiento, de manera que se promueva

óptimas condiciones la red eléctrica de la isla, de modo que esta sea más confiable, resiliente, eficiente, y permita la integración de energía de fuentes renovables necesaria para cumplir con la cartera de energía renovable dispuesta en la Ley 82-2010”.

¹⁷⁶ Ley Núm. 114-2007, 22 LPRA § 1014 (2019 & Supl. 2024). Este tipo de compensación se conoce en la industria eléctrica como compensación 1 a 1 dado que el cliente recibe un crédito igual al valor de 1 kWh, basado en la tarifa aplicable, por cada kWh que exporta a la red.

¹⁷⁷ *Id.*

¹⁷⁸ *Id.*

¹⁷⁹ *Id.*

¹⁸⁰ *Id.*

el desarrollo de estos tipos de proyectos y se incentive la actividad económica mediante la reducción de los costos energéticos en los sectores residenciales, comerciales e industriales”.¹⁸¹

De igual forma, para generadores distribuidos con capacidad mayor o igual a veinticinco kilovatios se dispuso que:

La [AEE], su sucesora o el Contratante de la red de transmisión y distribución deberá evaluar la solicitud de interconexión conforme se establece mediante el reglamento de interconexión. No obstante, *dicha evaluación no excederá de noventa (90) días desde radicada la solicitud de interconexión conforme se establezca por el reglamento aprobado por el [NEPR]*. De no cumplirse con el término dispuesto, *la solicitud de interconexión se aprobará automáticamente* hasta que la [AEE], su sucesora o el Contratante de la red de transmisión y distribución, según corresponda, fundamente las razones para denegar la interconexión o determine que resulte necesario la implementación de requisitos técnicos adicionales y/o mejoras al sistema eléctrico de distribución. En estos casos, el solicitante tendrá derecho a cuestionar dicha determinación o hallazgos mediante cualquiera de los procesos provistos mediante el reglamento sobre los recursos o procesos de revisión sobre la interconexión de un generador distribuido aprobado por el [NEPR].¹⁸²

Por lo tanto, la nueva política de interconexión de generadores distribuidos requiere procesos expeditos de interconexión que no excedan noventa días para generadores con capacidad de 25 kW o más. La penalidad por incumplimiento con el referido término era la concesión automática de la interconexión hasta tanto la AEE pudiera fundamentar y establecer las razones para no aprobarla, en cuyo caso, el cliente podía recurrir de esa determinación ante el NEPR.¹⁸³

En cuanto a los sistemas de generación con capacidad menor a veinticinco kilovatios, se estableció el siguiente proceso expedito especial para la evaluación e interconexión de estos:

(a) Los sistemas de generación fotovoltaica o renovable que se inscriban en el registro de renovables de la Ley 82-2010 y que no sobrepasen la capacidad de generación de 25 kilovatios *se interconectarán automáticamente a la red de transmisión y distribución y operarán automáticamente tan pronto un ingeniero eléctrico licenciado y colegiado o un perito electricista licenciado y colegiado que posea un certificado válido de instalador de sistema fotovoltaico o de energía renovable, certifique el cumplimiento con los requisitos técnicos reglamentarios para la interconexión con la red de distribución*. No será necesaria la presentación

¹⁸¹ Ley del programa de medición neta en la Autoridad de Energía Eléctrica, Ley Núm. 114-2007, 22 LPRA § 1019 (2019 & Supl. 2024).

¹⁸² *Id.* (énfasis suplido).

¹⁸³ *Id.*

de una solicitud de interconexión para que los sistemas aquí identificados se entiendan interconectados y la medición neta se active.

(b) La medición neta de estos sistemas de generación se reflejará en la factura mensual del abonado no más tarde de treinta (30) días de haberse notificado la certificación del generador distribuido instalado por el ingeniero licenciado y colegiado o por el perito electricista licenciado y colegiado.

(c) Que el alimentador ('feeder') sobrepase su capacidad, no constituirá un impedimento para la interconexión de sistemas fotovoltaicos o de energía renovable con capacidad de generación que no sobrepase los 25 kilovatios. *En estos casos, las mejoras y/o cambios necesarios al alimentador serán por cuenta de la compañía solicitante.*

(d) Nada de lo dispuesto en este artículo, impide que se revise posteriormente la corrección de la certificación del generador distribuido.¹⁸⁴

Es importante destacar dos puntos medulares de este proceso expedito especial: (i) la interconexión se considera automática a partir de la certificación de un ingeniero o perito electricista licenciado, en cuyo caso la medición neta debe activarse en un término no mayor a treinta días; y (ii) la interconexión procederá aun cuando las condiciones del alimentador no sean favorables para absorber la energía generada y exportada por el nuevo sistema distribuido. Estas disposiciones estaban dirigidas a eliminar los obstáculos procesales que la AEE había implementado para entorpecer el desarrollo de generadores distribuidos.

No obstante, entendemos que el Legislador se extralimitó en el mandato de permitir la interconexión de generadores distribuidos aun cuando se haya excedido la capacidad de los alimentadores. Sobrepasar la capacidad de los alimentadores con generadores distribuidos conlleva el riesgo de experimentar fluctuaciones de voltaje y problemas de frecuencia que redundan en una degradación del servicio eléctrico.¹⁸⁵ Por lo tanto, entendemos que dicha disposición debe revisarse para asegurar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico.

¹⁸⁴ *Id.* (énfasis suplido).

¹⁸⁵ Véase S. Saha, M.I. Saleem y T.K. Roy, *Impact of high penetration of renewable energy sources on grid frequency behaviour*, International Journal of Electrical Power and Energy Systems (febrero de 2023),

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061522006974>. Los autores comentan lo siguiente:

In summary, since inverter interfaced RESs do not provide rotational inertia as like conventional synchronous generators, **with the increased penetration of such energy sources, inertial support of the grid reduces**. Consequently, the grid becomes more susceptible to events such as sudden generation loss, load variation, short circuit fault, etc. and the grid capability to react and arrest the frequency changes following a disturbance depletes. In turn, the risk of grid frequency instability and cascading failures increases. In addition, high penetration of inertia less inverter interfaced renewable energy sources significantly impacts the spinning reserve of a power grid due to the intermittent nature of such inertia less energy sources. As a consequence, the spinning reserve of the low inertia grid becomes intermittent, and the loss of generation in the grid may lead to frequency stability issues. Apart from the frequency stability issues, other notable issues regarding the low inertia power grid are low short circuit ratio and system strength, change in protection device setting, reduction in fault ride through capability, etc.

Id. (énfasis suplido).

F. Poderes y presupuesto del NEPR

Según discutimos anteriormente, la Ley Núm. 17-2019 enmendó la Ley 57-2014 a los fines de expandir los poderes y deberes del NEPR y proveerle mayor autonomía fiscal. Entre los poderes y deberes adicionales del NEPR, reconocidos por la Ley 17-2019, se encuentran: (1) instaurar mecanismos de incentivos y penalidades basados en desempeño; (2) tomar determinaciones sobre la interconexión de energía renovable distribuida y energía renovable a gran escala al sistema de transmisión y distribución, para asegurar el mayor balance y equidad en dicho acceso; (3) establecer el marco regulatorio que guíe el desarrollo de reglamentos para comunidades solares y microrredes, incluyendo, determinar la capacidad máxima y demás requisitos de una comunidad solar, y (4) fiscalizar que las compañías de servicio eléctrico adopten medidas de seguridad cibernética para prevenir y manejar efectivamente los ataques cibernéticos que puedan afectar las redes de tecnología de la información y operativa conforme a las prácticas reconocidas de la industria.¹⁸⁶ También, se estableció que sería delito menos grave el que una persona intencionalmente infrinja cualquier disposición de la Ley 57-2014, entiéndase, que omita, descuide o rehúse obedecer, observar y cumplir con cualquier regla o decisión del NEPR.¹⁸⁷ De este modo, se otorga una herramienta adicional para asegurar el cumplimiento de la política pública energética y las disposiciones estatutarias aplicables.

De otra parte, la Ley 17-2019 enmendó el artículo 6.6 de la Ley 57-2014 para disponer que los comisionados “se abstendrán de participar en actividades políticas o relacionadas con partidos políticos, sin menoscabo de su derecho al sufragio”.¹⁸⁸ Esto proveyó una capa de protección adicional respecto a la influencia político-partidista y a la independencia de criterio del NEPR.

Finalmente, a los fines de proveer al NEPR la independencia fiscal necesaria para ejercer sus facultades y cumplir con sus deberes y obligaciones, se aumentó el presupuesto operacional del NEPR de \$5.8 millones a \$20 millones.¹⁸⁹ Los fondos para cubrir el presupuesto operacional del NEPR provendrían de un cargo regulatorio aplicable a todas las compañías de servicio eléctrico certificadas como tal y computado a prorrata entre estas compañías a base de sus ingresos brutos por la venta de energía en Puerto Rico.

G. Junta de Gobierno de la AEE

El artículo 2.3 de la Ley Núm. 17-2019 enmendó la Sección 4 de la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941 a los fines de realizar cambios menores a la referida sección.¹⁹⁰ Previo a la aprobación de la Ley Núm. 17-2019, la Asamblea Legislativa aprobó la Ley Núm. 37-2017 con el propósito de reorganizar la Junta de Gobierno de la AEE modificando la estructura

¹⁸⁶ Ley de transformación y ALIVIO energético, Ley Núm. 57-2014, 22 LPRÁ § 1054b (2019 & Supl. 2024).

¹⁸⁷ *Id.* § 1054jj.

¹⁸⁸ *Id.* § 1054e.

¹⁸⁹ *Id.* § 1054o.

¹⁹⁰ Ley de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941, 22 LPRÁ § 194 (2019 & Supl. 2024).

establecida por la Ley Núm. 4-2016.¹⁹¹ A esos fines, la Ley Núm. 37-2017 estableció que la Junta de Gobierno estaría compuesta por siete miembros: (1) tres miembros serían nombrados por el Gobernador con el consejo y consentimiento del Senado, los cuales serían seleccionados de una lista de al menos diez candidatos preparada por una firma reconocida para la búsqueda de talento ejecutivo para juntas directivas en instituciones de tamaño, complejidad y riesgos similares a la AEE; (2) tres miembros elegidos por el Gobernador a su sola discreción, entre los cuales un miembro se denominará como miembro independiente, y (3) un miembro que sería el representante de los consumidores y sería elegido mediante el proceso allí establecido.¹⁹² La Ley 17-2019 dejó intacta dicha reconfiguración.

Debemos destacar que solamente el miembro independiente y el representante de los consumidores tenían el deber de cumplir con las Reglas Finales de Gobierno Corporativo de la Bolsa de Valores de Nueva York (i.e., *NYSE Independent Director Rules*).¹⁹³ Más aún, para los restantes cinco miembros —los tres nombrados con el consejo y consentimiento del Senado y los dos escogidos a la sola discreción del Gobernador— se removió la restricción relacionada a ser empleados del Gobierno de Puerto Rico.¹⁹⁴ Las demás restricciones establecidas por la Ley 4-2016 se mantuvieron vigentes.¹⁹⁵

En nuestra opinión, esta reconfiguración de la Junta de Gobierno de la AEE resulta ser un retroceso en los esfuerzos de despolitizar y profesionalizar dicha entidad. A esos fines, la Ley Núm. 37-2017 no estableció requisitos profesionales y de pericia para los dos miembros nombrados a la sola discreción del gobernador, los cuales son de libre remoción. Respecto al miembro independiente, solo se estableció que este debe contar con pericia en asuntos energéticos, sin mayores detalles.¹⁹⁶

Con estas disposiciones se eliminó una capa adicional de evaluación al establecer que tres miembros de la Junta de Gobierno de la AEE no necesitan ser confirmados por el Senado, reduciendo el número de miembros sujetos a dicha evaluación de seis a tres. De la misma manera, potencialmente se redujo el nivel de profesionalismo y conocimiento de los miembros de la Junta de Gobierno de la AEE permitiendo que dos miembros puedan ejercer sus cargos sin la necesaria pericia o experiencia profesional. Finalmente, también existe el riesgo de reducir la independencia de criterio de la Junta de Gobierno de la AEE al permitir que cinco de sus miembros sean empleados del Gobierno de Puerto Rico. Por consiguiente, entendemos que, con la composición de la Junta de Gobierno de la AEE establecida por la Ley Núm. 37-2017, reiterada por la Ley Núm. 17-2019, existe un alto riesgo de regresar a las prácticas del pasado de tomar decisiones a base de consideraciones político-partidistas y no siguiendo las mejores prácticas de la industria o en mejor bienestar del interés público.

¹⁹¹ Enmienda a la Autoridad de Energía Eléctrica, Ley Núm. 37-2017, 2017 LPR §§1544-68.

¹⁹² *Id.* en las págs. 1552-54.

¹⁹³ *Id.* en la pág. 1555. Véase Independence Policy of the Board of Directors of New York Stock Exchange LLC, NYSE, https://www.nyse.com/publicdocs/nyse/regulation/nyse/Director_Independence_Policy_of_New_York_Stock_Exchange_LLC.pdf. (última visita 21 de mayo de 2025).

¹⁹⁴ *Id.*

¹⁹⁵ *Id.* en la pág. 1554.

¹⁹⁶ *Id.*

H. Enmienda posterior; Ley 1-2025

El 19 de marzo de 2025 entró en vigor la Ley Núm. 1-2025¹⁹⁷ la cual, entre otras cosas, enmendó la Ley 17-2019 y la Ley 82-2010 a los fines de (i) extender el uso del carbón como como fuente de generación de energía hasta el 2032, (ii) eliminar las metas intermedias de cuarenta por ciento para el 2025 y sesenta por ciento para 2040 respecto a la generación mediante fuentes renovables, (iii) eliminar la meta de treinta por ciento de eficiencia energética para 2040, y (iv) eliminar el mandato de reemplazar el 100% de la luminaria pública por luminaria LED o similar. No obstante, se mantuvo la meta de alcanzar el cien por ciento de generación a base de energía renovable para el año 2050.

Según la Exposición de Motivos de la Ley Núm. 1-2025, “[a]un cuando ha habido grandes avances en las fuentes de energía renovable y que Puerto Rico ha intentado acelerar la integración de estas a su cartera de generación, lo cierto es que persiste la inseguridad energética aun con operadores privados y la disponibilidad de fondos federales.”¹⁹⁸ De igual forma, se expone como obstáculo para alcanzar las referidas metas intermedias el problema fiscal que enfrenta Puerto Rico, la imposibilidad de entrar en el mercado financiero, los atrasos en reconstrucción del sistema eléctrico y “el alza desmedida en el costo de energía al consumidor que resultaría de la integración de estas fuentes renovables en estos momentos por su naturaleza intermitente y variable.”¹⁹⁹ Según se expresa, “[l]a gran demanda mundial de fuentes renovables, junto con las limitaciones impuestas por las actuales metas intermedias incluidas en la mencionada ley, han mantenido los precios de fuentes de generación renovables demasiado altos.”²⁰⁰ Finaliza la Exposición de Motivos de la Ley Núm. 1-2015 expresando que “[n]ecesitamos energía limpia pero también necesitamos energía que nuestra gente pueda pagar.”²⁰¹

La Ley Núm. 1-2025 representa un distanciamiento sustancial respecto a la política pública establecida desde el 2007 de diversificar nuestras fuentes de generación e incrementar el desarrollo de fuentes renovables. El efecto inmediato de la eliminación de las referidas metas intermedias es que, según discutimos más adelante, en el proceso de desarrollo del próximo Plan Integrado de Recursos la penetración de energía renovable no será una restricción del modelo de expansión de capacidad sino que competirá con otras fuentes de generación como por ejemplo aquellas que operan a base de combustibles fósiles. Por consiguiente, entendemos que, sin una ruta clara para el desarrollo paulatino de fuentes renovables y en ausencia de un mandato para dicho desarrollo intermedio existe un alto riesgo de no alcanzar la meta final de cien por ciento de generación a base de energía renovable para el año 2050.

De otra parte, debemos destacar que, a pesar de que se eliminan las metas intermedias respecto a la generación a base de fuentes renovables y la meta de treinta por ciento de

¹⁹⁷ Ley Núm. 1-2025, <https://sutra.oslpr.org/prontuarios/leyes-aprobadas/153232> (última visita 26 de abril de 2025).

¹⁹⁸ Exposición de Motivos, Ley Núm. 1-2025, <https://sutra.oslpr.org/prontuarios/leyes-aprobadas/153232> (última visita 26 de abril de 2025).

¹⁹⁹ *Id.*

²⁰⁰ *Id.*

²⁰¹ *Id.*

eficiencia energética para el año 2040, la Ley Núm. 1-2025 no prohíbe su desarrollo. Por consiguiente, no hay un impedimento legal para que el Negociado de Energía considere estos recursos como opciones para el desarrollo de nuestro sistema de generación durante el proceso de evaluación del próximo Plan Integrado de Recursos.

Debemos señalar que, el costo relacionado a la iluminaria pública ronda los \$100 millones al año, donde el costo estimado para el año fiscal 2025 es aproximadamente \$105 millones.²⁰² Las luminarias LED consumen hasta setenta y cinco por ciento menos que las luminarias incandescentes.²⁰³ Por consiguiente, si se sustituye el cien por ciento de la luminaria pública por luminaria LED, como mandaba originalmente la Ley Núm. 17-2019, se esperan ahorros operacionales con relación al servicio eléctrico por aproximadamente \$75 millones, correspondientes a la reducción en el consumo que representa la luminaria LED. Este tipo de ahorro se pasaría al consumidor mediante una reducción de la cláusula de subsidios contenida en la tarifa de la AEE. Sin embargo, la Ley Núm. 1-2025 detuvo el reemplazo de la luminaria pública por lo que es poco probable que los consumidores obtengan el beneficio discutido.

Finalmente, extender el uso del carbón como fuente de generación de energía hasta el 2032 no necesariamente implica una extensión automática del contrato de AES, el cual vence a finales del año 2027.²⁰⁴ Por consiguiente, y según discutimos más adelante, será necesario negociar una extensión del contrato vigente o en su defecto identificar un sustituto apropiado.

V. IMPLEMENTACIÓN DE LA POLÍTICA PÚBLICA ENERGÉTICA

En esta sección discutiremos algunos de los esfuerzos más importantes realizados para implementar la política pública energética establecida en la Ley 57-2014 y en la Ley Núm. 17-2019. Entre estos se encuentran: (1) revisión de las tarifas de la AEE; (2) aprobación del Plan Integrado de Recursos y la transición a fuentes de energía renovable; (3) reformulación del programa de medición neta; (4) generación altamente eficiente y modernización de la flota generatriz; (5) trasbordo de energía; (6) mecanismo de la CELL, y (7) métricas de desempeño del sistema eléctrico. La transición a operadores privados, según requerida por la Ley Núm. 120-2018 y por la Ley Núm. 17-2019, se discutirá en la próxima sección.

Tanto el NEPR como la AEE han implementado otros aspectos de la política pública energética que, aunque igual de importantes, no incluimos su discusión en el presente escrito para concentrarnos en las acciones enumeradas anteriormente. Entre estos aspectos,

²⁰² Motion Submitting CILTA, SUBA-HH, and SUBA-NHH Reconciliations and Calculated Factors, EE Program Costs and Proposed Factors, and Request for Confidential Treatment of Excel Spreadsheets, In Re Puerto Rico Electric Power Authority Permanent Rate, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, (NEPR presentada el 31 de mayo de 2024). La información se encuentra en el anejo FY-2025-Subsidies-Forecast_Values.xlsx, disponible en https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2024/05/FY-2025-Subsidies-Forecast_Values.xlsx (última visita 26 de abril de 2025).

²⁰³ LED Lighting, U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, <https://www.energy.gov/energysaver/led-lighting>, (última visita 26 de abril de 2025).

²⁰⁴ Power Purchase and Operating. Agreement between AES Puerto Rico L.P. and Puerto Rico Electric Power Authority (11 de octubre de 1994), <https://consultacontratos.ocpr.gov.pr/contract/downloaddocument?code=a-58daba8-baa6-4e88-85bd-193359413a77>.

se encuentran: (1) aprobación del reglamento de microrredes;²⁰⁵ (2) aprobación del reglamento respecto a cooperativas de energía;²⁰⁶ (3) aprobación del reglamento para la certificación de las compañías de servicio eléctrico;²⁰⁷ (4) aprobación del reglamento y proceso para implementar los programas de eficiencia energética y respuesta a la demanda, incluyendo el plan para el periodo de transición;²⁰⁸ (5) aprobación del reglamento y proceso de revisión de facturas, incluyendo las facturas emitidas por situaciones de emergencia;²⁰⁹ (6) aprobación del reglamento para establecer mecanismos de incentivo por desempeño;²¹⁰ (7) análisis respecto al despliegue de infraestructura de cargadores para vehículos eléctricos,²¹¹ y (8) estudio de viabilidad para el uso de hidrógeno como alternativa energética en Puerto Rico,²¹² entre otros.

A. Revisión de la tarifa de la AEE

i. Primer proceso de revisión

La CEPR inició el primer proceso independiente de revisión de tarifas de la AEE el 29 de mayo de 2015 mediante una resolución en el *Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001*.²¹³ Esta sería la primera vez que las tarifas serían revisadas por un ente regulador distinto a la AEE y la primera revisión desde el año 1989. Luego de varios incidentes procesales que incluyeron la aprobación del Reglamento Núm. 8720,²¹⁴ el 27 de mayo de 2016 la AEE presentó ante

205 NEPR, Reglamento para el desarrollo de micro redes, Núm. 9028 (25 de octubre 2018), <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2018/10/20181025152622240.pdf>.

206 NEPR, Reglamento sobre cooperativas de energía en Puerto Rico, Núm. 9117 (8 de octubre de 2019), <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2023/05/20230519-MI20190004-Traduccion-Reglamento-Cooperativas-de-Energia-1.pdf>.

207 NEPR, Enmienda al Reglamento Núm. 8618, sobre certificaciones, cargos anuales y planes operacionales de compañías de servicio eléctrico en Puerto Rico, Núm. 8701 (17 de febrero de 2016) <https://energia.pr.gov/expedientes-regulaciones/?docket=8701>.

208 NEPR, Regulation for Demand Response, Núm. 9246 (21 de diciembre de 2020), <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2021/02/9246.pdf>; NEPR, Regulation for Energy Efficiency, Núm. 9367 (25 de marzo de 2022), <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/04/Reglamento-9367-Regulation-for-Energy-Efficiency.pdf>. Véase Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, *Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001*, (NEPR, 9 de octubre de 2025).

209 NEPR, Reglamento sobre el procedimiento para la revisión de facturas y suspensión del servicio eléctrico por falta de pago, Núm. 8863 (1 de diciembre de 2016), <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2017/02/Reglamento-8863-.pdf>; NEPR, Reglamento sobre el procedimiento para la revisión de facturas emitidas por la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico durante situaciones de emergencia, Núm. 9043 (27 de junio de 2018), <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2018/10/Reglamento-9043-Revisio%CC%8in-de-facturas-emitidas-por-la-AEE-durante-situaciones-de-emergencia.pdf>.

210 NEPR, Reglamento de incentivos basados en desempeño, Núm. 9137 (13 de diciembre de 2019), <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2020/02/9137-Reglamento-Esp-NEPR-MI-2019-0014-1.pdf>.

211 Véase HANNIA B. RIVERA DÍAZ, DESPLIEGUE DE INFRAESTRUCTURA DE CARGADORES PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS (2021).

212 *Viability study for the potential use of hydrogen as an alternative source of energy in Puerto Rico*, *Caso Núm. NEPR-MI-2022-0006*, (NEPR, 4 de enero de 2023).

213 *Revisión de las tarifas de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, *Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001* (CEPR, 29 de mayo de 2019).

214 *New Regulation on Rate Filing Requirements for the Puerto Rico Electric Power Authority's First-Rate Case*, *Reglamento Núm. 8720* (28 de marzo de 2016), <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2016/04/Reglamento-Regulation-on-Rate-Filing-8720.pdf>.

la CEPR su petición de revisión de tarifas del servicio eléctrico.²¹⁵ En la referida petición, la AEE argumentó que tenía una deficiencia operacional de \$222 millones, lo que en ese entonces representaba una deficiencia tarifaria igual a 1.3 centavos por kWh.²¹⁶

El 24 de junio de 2016 la CEPR emitió una orden mediante la cual estableció una tarifa provisional igual a 1.299 centavos por kWh que sería aplicable uniformemente a todas las clases de clientes de la AEE.²¹⁷ La tarifa provisional entró en vigor el 1 de agosto de 2016.

Luego de un procedimiento adjudicativo que incluyó catorce interventores, una vista adjudicativa que duró casi tres semanas y varias vistas públicas alrededor de la isla, el 10 de enero de 2017, la CEPR emitió una resolución final mediante la cual estableció que el déficit operacional real de la AEE, tomando en consideración los gastos prudentes y razonables determinados por la CEPR, era de \$177 millones.²¹⁸ Con contadas excepciones, esto redundaría en un aumento de 1.025 centavos por kWh en lugar de los 1.3 centavos por kWh solicitados por la AEE.²¹⁹

La CEPR también determinó modificar las cláusulas de ajuste por compra de combustible y por compra de energía a los fines de que solo recuperaran los costos asociados a estas partidas, según establecido en el artículo 6.25 de la Ley 57-2014.²²⁰ Estas cláusulas se reconciliarían de manera trimestral: (1) los costos reales se comparan con los recaudos; (2) si los recaudos son mayores a los costos, la diferencia se devuelve al cliente en el próximo ciclo trimestral, y (3) si, por el contrario los costos son mayores que los recaudos, la diferencia se recupera de los clientes en el siguiente ciclo.

De igual forma, la CEPR estableció que los costos asociados a la CELI, a los subsidios establecidos por ley y al programa de eficiencia energética serían recuperados de los clientes a través de cláusulas de ajustes separadas.²²¹ Estas cláusulas se reconciliarían anualmente.

La CEPR estableció que ciertos cargos no serían acreditados a los clientes de medición neta que no se consideren con derecho adquirido. Entre estos cargos se encontraban los relacionados a la CELI, el cargo por eficiencia energética, y los cargos por los subsidios residenciales contenidos en la cláusula de ajuste por subsidios —los relacionados a las tarifas subsidiadas LRS, RH3, RFR y el subsidio por combustible.²²²

El 30 de enero de 2017, la AEE presentó una solicitud de reconsideración ante la CEPR respecto a ciertas determinaciones de la resolución final de 10 de enero de 2017.²²³ En atención a la solicitud de reconsideración presentada por la AEE, el 8 de marzo de 2017 la CEPR

²¹⁵ *Verified Petition for Approval of (1) "Permanent" Rates and (2) Temporary Rates*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001 (CEPR, 27 de mayo de 2016).

²¹⁶ *Id.* en la pág. 4.

²¹⁷ *Orden estableciendo tarifas provisionales*, en la pág. 7, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001 (CEPR, 29 de mayo de 2016).

²¹⁸ *Final Resolution and Order*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001, en la pág. 5 (CEPR, 29 de junio de 2016).

²¹⁹ *Id.* en la pág. 5.

²²⁰ *Id.* en las págs. 130-32.

²²¹ *Id.* en las págs. 132-35.

²²² *Id.* en la pág. 137; *Id.* en las págs. 136-46 (discutiendo ampliamente respecto a la aplicación de la tarifa a los clientes del programa de Medición Neta).

²²³ *PREPA's Verified Motion for Reconsideration of Provisions of the Final Resolution and Order*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001, en la pág. 7 (CEPR, presentada 30 de enero de 2017).

emitió una resolución mediante la cual rechazó gran parte de los planteamientos de la AEE.²²⁴ De igual forma, la CEPR revisó el déficit operacional de la AEE estableciendo que el mismo debía ser \$171.786 millones, reduciendo aún más la cantidad de \$222 millones solicitada originalmente por la AEE.²²⁵

Luego de varios incidentes procesales, el 31 de mayo de 2017 la CEPR aprobó el nuevo libro de tarifas de la AEE y le ordenó la nueva tarifa permanente en o antes de 1 de julio de 2017.²²⁶ No obstante, la AEE confrontó ciertos problemas de programación en su sistema de facturación que hizo imposible implementar la nueva tarifa a la fecha indicada. Mientras la AEE se encontraba en el proceso de modificar su sistema de facturación para adaptarlo a la nueva tarifa, los huracanes Irma y María impactaron la isla. Esto forzó a la AEE detener todos los trabajos relacionados a la implementación para enfocarse en los esfuerzos de la recuperación del sistema.²²⁷

El 25 de abril de 2017 y luego de un arduo proceso para la codificación de la nueva estructura tarifaria en el sistema de facturación de la AEE, el NEPR emitió una resolución y orden mediante la cual aprobó los primeros factores de todas las cláusulas de ajuste contenidas en la nueva tarifa, y ordenó a la AEE implementar la nueva estructura tarifaria el 1 de mayo de 2019.²²⁸

De igual forma, y basado en las enmiendas a la Ley Núm. 114-2007 introducidas por la Ley Núm. 17-2019 respecto a mantener la compensación de uno a uno para los participantes del programa de medición neta, el NEPR dejó sin efecto la disposición de no acreditar a los clientes de medición neta sin derecho adquirido el cargo de la CELI, el cargo por eficiencia energética, y los cargos por los subsidios residenciales contenidos en la cláusula de ajuste por subsidios.²²⁹

Debemos señalar que la tarifa provisional que entró en vigor el 1 de agosto de 2016 estuvo vigente hasta el 1 de mayo de 2017, cuando se aplicó por primera vez la nueva estructura tarifaria. Debido a que la tarifa permanente resultó ser menor que la tarifa provisional, la diferencia debía ser devuelta a los clientes de la AEE, de acuerdo con las disposiciones del artículo 6.25 de la Ley 57-2014.²³⁰ A esos fines, el NEPR emitió una resolución y orden el 27 de junio de 2019 mediante la cual reconcilió la tarifa provisional con la tarifa permanente.²³¹

A la fecha de publicación del presente artículo, la estructura tarifaria aprobada el 10 de enero de 2017 e implementada el 1 de mayo de 2019 continuaba vigente. Esto a pesar

²²⁴ *Ruling on PREPA'S Motion for Reconsideration and Motion for Clarification*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001 (CEPR, presentada 8 de marzo de 2017).

²²⁵ *Id.* en la pág. 1.

²²⁶ *Ruling on PREPA's Notice of Compliance Filing in Response to the Commission's May 10 Order*, en la pág. 3, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001 (CEPR, 31 de mayo de 2017).

²²⁷ *PREPA's Urgent Motion for Extension*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001 (CEPR, presentada 31 de octubre de 2017).

²²⁸ *Determination on the Permanent Rate Rider Factors for the period of May-June 2019*, en la pág. 2, Núm. CEPR-AP-2015-0001 (NEPR, 25 de abril de 2019).

²²⁹ *Id.* en las págs. 6-7.

²³⁰ Ley de transformación y ALIVIO energético, Ley Núm. 57-2014, 22 LPRA § 1054x (2019 & Supl. 2024).

²³¹ *Resolution and Order*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001, (NEPR, 27 de junio de 2019). Además de la reconciliación de la tarifa provisional, el NEPR reconcilió ciertos costos asociados a la compra de combustible y compra de energía durante el periodo de emergencia causado por los huracanes Irma y María.

de que en la resolución final de 10 de enero de 2017 la tarifa debía ser revisada cada tres años.²³²

ii. Segundo proceso de revisión

Según discutiremos más adelante, mediante resolución y orden del 31 de mayo de 2021, el NEPR aprobó el presupuesto inicial de LUMA para la operación del sistema de transmisión y distribución durante su primer año.²³³ El NEPR también determinó diferir hasta el 1 de agosto de 2023 la presentación de una propuesta de revisión tarifaria para las tarifas que entrarían en vigor el 1 de julio de 2024.²³⁴ Antes de la referida fecha, el 30 de junio de 2023 el NEPR emitió una resolución y orden mediante la cual inició el *Caso Núm. NEPR-AP-2023-0003* con el propósito de establecer el procedimiento para la revisión de la estructura tarifaria.²³⁵

En la resolución y orden de 30 de junio de 2023, el NEPR estableció tres etapas procesales para la revisión de la tarifa de la AEE:

Fase 1: LUMA, en o antes de 4 de octubre de 2023, debía presentar un reporte respecto a lo que entendía debían ser los requisitos de radicación aplicables, basado en el Reglamento Núm. 8720, e identificar aquellos componentes que podrían deferirse —el cargo legado asociado al Plan de Ajuste de la deuda de la AEE que sería determinado por el Tribunal Federal para el Distrito de Puerto Rico—;

Fase 2, donde LUMA presentaría una radicación parcial respecto a aquellos asuntos que no fueran diferidos en la Fase 1; y

Fase 3: la radicación de los demás componentes del caso tarifario, lo cual daría inicio a la revisión formal de la tarifa.²³⁶

El NEPR determinó también dejar sin efecto la fecha de radicación de la petición de revisión tarifaria de 1 de agosto de 2023.²³⁷

LUMA presentó el reporte requerido en la Fase 1, según ordenado.²³⁸ Luego de varios incidentes procesales, el 15 de marzo de 2024, el NEPR emitió una resolución y orden mediante la cual, entre otros, determinó dividir la Fase 2 en dos etapas: (1) establecer el requisito de ingresos del sistema eléctrico —siendo este el primer paso para establecer una tarifa por servicio eléctrico—, y (2) diseño tarifario —la distribución del requisito de ingresos entre las clases de clientes y elaborar la tarifa para obtener dichos ingresos de cada clase de cliente—. ²³⁹

²³² Final Resolution and Order, *Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001*, en las págs. 149-50 (CEPR, 10 de enero de 2017).

²³³ *Resolution and Order Subject: Determination on LUMA's Initial Budgets*, en la pág. 35, *Caso Núm. NEPR-MI-2021-0004* (NEPR, 31 de mayo de 2021).

²³⁴ *Id.*

²³⁵ *Resolution and Order Subject: Resolution and Order Initiating Rate Review*, *Caso Núm. NEPR-AP-2023-0003* (NEPR, 30 de junio de 2023).

²³⁶ *Id.* en las págs. 2-3.

²³⁷ *Id.* en la pág. 4.

²³⁸ *Motion in Compliance with June 30, 2023, Resolution and Order*, *Caso Núm. NEPR-AP-2023-0003* (NEPR, presentada 4 de octubre de 2023).

²³⁹ *Resolution and Order Subject: Guidance for Phase 2 Rate Review Filing and Scheduling of Technical Conference*, en las págs. 4-6, *Caso Núm. NEPR-AP-2023-0003* (NEPR, 15 de marzo de 2024).

El NEPR estableció que el requisito de ingresos tendría tres componentes: (1) costos operacionales basado en un análisis desde cero —*bottoms-up approach*—; (2) costos asociados a la obligación de la AEE con su sistema de pensiones, y (3) el cargo legado respecto a la deuda existente de la AEE, según determinado por el Tribunal Federal para el Distrito de Puerto Rico.²⁴⁰ Basado en la determinación del NEPR, LUMA debía presentar la propuesta de requisito de ingresos en o antes de 1 de junio de 2024.²⁴¹

No obstante, el 12 de abril de 2024, el NEPR emitió una resolución y orden mediante la cual dejó sin efecto la fecha límite de 1 de junio de 2024 para presentar la propuesta de requisito de ingresos y suspendió los trámites de la revisión tarifaria hasta nuevo aviso.²⁴² El NEPR basó su decisión en que se esperaba que el Tribunal Federal para el Distrito de Puerto Rico emitiera en cualquier momento la determinación respecto al Plan de Ajuste propuesto —cargo legado— y a la obligación de la AEE con su sistema de pensiones, que eran componentes necesarios del requisito de ingresos del sistema eléctrico.²⁴³ Por consiguiente, el NEPR determinó que, a pesar de que la fecha de dicha determinación era incierta, analizar de manera integrada todos los componentes del requisito de ingresos era en el mejor interés de los clientes del sistema eléctrico.²⁴⁴

De otra parte, el 16 de diciembre de 2024, el NEPR emitió una resolución y orden mediante la cual reinició los procedimientos para la revisión de la estructura tarifaria.²⁴⁵ En la resolución y orden de 16 de diciembre de 2024, el NEPR reiteró que la revisión tarifaria se haría en dos procesos, no necesariamente secuenciales: (1) determinación del requisito de ingresos, y (2) diseño tarifario.²⁴⁶ El NEPR también anunció que a finales de enero de 2025 publicaría los requisitos de presentación de una petición de revisión de tarifas que sería aplicable a los años fiscales 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028, con fecha de efectividad de 1 de julio de 2025.²⁴⁷

Luego de varios asuntos procesales, el 21 de abril de 2025, el Negociado de Energía emitió una resolución y orden mediante la cual modificó nuevamente el proceso y los requisitos de presentación de la petición de revisión de tarifas.²⁴⁸ El Negociado de Energía llevará a cabo un solo proceso de evaluación el cual se dividirá en dos fases.²⁴⁹ En la Fase 1

²⁴⁰ *Id.* en las págs. 5-6.

²⁴¹ *Id.* en la pág. 5.

²⁴² *Resolution and Order Subject: Milestones and Deadlines*, en la pág. 4, Caso Núm. NEPR-AP-2023-0003 (NEPR, 12 de abril de 2024).

²⁴³ *Id.* en la pág. 3.

²⁴⁴ *Id.* en la pág. 4.

²⁴⁵ *Preliminary Guidance on Rate Case Procedures and Notice of Upcoming Conference*, Caso Núm. NEPR-AP-2023-0003 (NEPR, 16 de diciembre de 2024).

²⁴⁶ *Id.* en la pág. 2.

²⁴⁷ *Id.* en las págs. 1-2.

²⁴⁸ *Resolution and Order Subject: Revisions and Additions to February 12 Order on Rate Case Procedures*, Caso Núm. NEPR-AP-2023-0003 (NEPR, 21 de abril de 2025) [en adelante, “Orden de 21 de abril”]. Véase Ángel R. Rivera de la Cruz, *Negociado de Energía modifica el proceso para la revisión de la tarifa de la AEE*, MICROJURIS AL DÍA (24 de abril de 2025), <https://aldia.microjuris.com/2025/04/24/columna-negociado-de-energia-modifica-el-proceso-para-la-revision-de-la-tarifa-de-la-aee/> (En este enlace se encuentra una versión del análisis y del texto contenido a continuación respecto a las modificaciones del proceso de revisión de tarifas y que fue publicada por el Autor como una columna de opinión en Microjuris).

²⁴⁹ *Id.* en la pág. 1.

el Negociado de Energía determinará el requisito de ingresos para el Año Fiscal 2026 (i.e., la cantidad de dinero que se necesita para operar el sistema de manera segura durante ese año).²⁵⁰ En esta fase también se evaluarán ciertos elementos para la distribución del requisito de ingresos entre las distintas clases de clientes de la AEE.²⁵¹ En la Fase 2 se determinará la nueva estructura tarifaria, la cual se basa en el requisito de ingresos para el Año Fiscal 2026 y en la distribución de éste entre las clases de clientes de la AEE.²⁵²

El Negociado de Energía estableció el 3 de julio de 2025 como la fecha en que se espera LUMA radique la petición formal de modificación de tarifas que incluirá los documentos y testimonios relacionados al requisito de ingresos y a la nueva estructura tarifaria propuesta.²⁵³ Se espera que el proceso concluya entre marzo y abril de 2026 con la implementación de una nueva tarifa permanente, la cual no se revisa desde el año 2017.²⁵⁴

Mediante la orden de 21 de abril de 2025, el Negociado de Energía estableció dos mecanismos distintos a los utilizados en el proceso de revisión de 2016-2017. En primer lugar, el Negociado de Energía ordenó a LUMA presentar, en o antes de 30 de abril de 2025 una pre-petición de requisito de ingresos, seguida por una segunda radicación el 12 de mayo de 2025.²⁵⁵ La segunda radicación debe contener los presupuestos óptimos y restringidos para el Año Fiscal 2026, según estos términos se definen en la Resolución y Orden de 12 de febrero de 2025 en el mismo caso.²⁵⁶ El Negociado de Energía no considerará esta pre-petición como una radicación formal sino más bien un adelanto de la petición de modificación de tarifas que presentará LUMA el 3 de julio de 2025.²⁵⁷

Entendemos que el propósito de requerir a LUMA prestar la referida pre-petición es circunvalar el término estatutario de ciento ochenta días que tiene el Negociado de Energía para emitir una determinación final respecto a la petición de modificación de tarifas. Este término comienza a transcurrir cuando el Negociado de Energía emita una determinación de que la petición de modificación de tarifa está completa.²⁵⁸ Dado que el Negociado de Energía emitirá su determinación respecto a que la petición está completa alrededor de septiembre de 2025,²⁵⁹ éste tendrá aproximadamente cuatro meses para analizar el componente de requisito de ingreso de la petición de modificación de tarifas antes de que comience el proceso formal de aprobación. En nuestra opinión esto proveerá tiempo adicional al Negociado de Energía para evaluar el componente de diseño tarifario. Esto resultará de gran beneficio para los clientes del sistema eléctrico dado que la distribución de costos y la estructura tarifaria actual está vigente desde el año 1989 dado que el Negociado de Energía no pudo modificarlos en el primer proceso de revisión debido a la restricción estatutaria de ciento ochenta días para la evaluación

²⁵⁰ *Id.*

²⁵¹ *Id.*

²⁵² *Id.*

²⁵³ *Id.* en la pág. 2.

²⁵⁴ *Id.* en la pág. 3.

²⁵⁵ *Id.* en las págs. 1-2.

²⁵⁶ *Id.* en la pág. 2.

²⁵⁷ *Id.* en la pág. 2.

²⁵⁸ 22 LPRR § 1054x (2019 & Supl. 2024).

²⁵⁹ Orden de 21 de abril en la pág. 2.

y por deficiencias en el Estudio de costos de sistema presentado por la AEE en dicho procedimiento.²⁶⁰

En segundo lugar, el Negociado de Energía no establecerá una tarifa provisional basada en la petición formal de modificación de tarifa como es la práctica común.²⁶¹ A esos fines, el Negociado de Energía determinó que LUMA, Genera PR y la AEE operarán durante el proceso de evaluación de la tarifa propuesta con el presupuesto asignado al año fiscal 2025.²⁶² No obstante, el Negociado de Energía permitirá a las partes solicitar una revisión del presupuesto del año fiscal 2025, basado en aquellos aumentos en los costos operacionales que tengan alta prioridad durante el año fiscal 2026 y que no sean controversiales.²⁶³ La tarifa provisional a su vez se basará en la petición de revisión del presupuesto para el año fiscal 2025 y debe ser menor que la tarifa permanente propuesta.²⁶⁴ En otras palabras, si el Negociado de Energía aprueba una tarifa provisional, está se basará en el aumento de costos relativos al presupuesto del año fiscal 2025 y no en el presupuesto propuesto para el año fiscal 2026 sobre el cual se basará la tarifa permanente.

El Negociado de Energía basó esta determinación en la preocupación respecto a establecer una tarifa provisional que resulte mayor a la tarifa permanente que apruebe al final del proceso.²⁶⁵ Según discutimos anteriormente, por disposición de ley, si la tarifa permanente resulta ser menor que la tarifa provisional, el diferencial, durante el proceso en que la tarifa provisional estuvo en vigor, tiene que ser devuelto a los clientes. Por consiguiente, según expresó el Negociado de Energía, si se establece una tarifa provisional mayor a lo que resulte ser la tarifa permanente, existe el riesgo de que LUMA, Genera PR y la AEE se extralimiten en sus gastos operacionales durante el proceso de revisión.²⁶⁶ Esto redundaría en una reducción de los fondos operacionales disponibles al final del año cuando se tenga que reembolsar a los clientes por el exceso facturado debido a una tarifa provisional mayor a la tarifa permanente.²⁶⁷

A la fecha de publicación de este artículo, el segundo proceso de revisión de tarifas todavía estaba pendiente ante el NEPR.

260 *Final Resolution and Order*, In Re: Puerto Rico Electric Power Authority Rate Review, Caso Núm. CE-PR-AP-2015-0001, en la pág. 114 (CEPR, 10 de enero de 2017). “The Commission is fully committed to setting rates that are guided by a COSS in which we have confidence. But the gaps in data and the numerous subjective and debatable judgments in PREPA’s COSS, leave us without confidence that the filed COSS describes cost causation accurately. For the Commission to express confidence in PREPA’s COSS would imply it would accept a future COSS with the same flaws. That is not the signal the Commission wishes to send. Nor is it possible to “fix” PREPA’s COSS in the short time the statutory deadline in this proceeding makes available. Rather, we will conduct a series of technical conferences, within a separate rate design proceeding, to sort through the problems and reach the right balance between perfection and irresponsibility.”

261 Orden de 21 de abril en las págs. 5-6.

262 *Id.* en la pág. 5.

263 *Id.* en la pág. 6.

264 *Id.*

265 *Id.* en la pág. 5.

266 *Id.*

267 *Id.*

*B. Plan Integrado de Recursos y transición a fuentes de energía renovable**i. Primer Plan Integrado de Recursos: 2015-2016*

La AEE presentó su primera propuesta de Plan Integrado de Recursos el 7 de julio de 2015.²⁶⁸ No obstante, debido a ciertas deficiencias en la radicación, la AEE oficialmente presentó una propuesta completa el 17 de agosto de 2015.²⁶⁹ Dada las deficiencias en la propuesta de la AEE, la CEPR requirió varias enmiendas, todas presentadas dentro del *Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002*.²⁷⁰ La AEE presentó la última enmienda el 25 de abril de 2016, dando paso al periodo final de evaluación.²⁷¹

La CEPR emitió su determinación final respecto a la propuesta presentada por la AEE el 23 de septiembre de 2016.²⁷² La CEPR rechazó el plan propuesto, según presentado por la AEE. El señalamiento principal para el rechazo fue que la AEE no utilizó un modelo de expansión de capacidad, lo cual es una herramienta utilizada para optimizar de manera automatizada los recursos de generación. El resultado de dicha optimización provee certeza de que el portafolio elegido —el grupo de recursos necesarios para suplir la demanda— es el que representa el menor costo posible. Por el contrario, la AEE hizo una selección y combinación manual de los distintos portafolios. Por consiguiente, la CEPR no pudo emitir una determinación de que el plan preferido propuesto por la AEE cumplía con el requisito de ser el de menor costo posible.²⁷³

En lugar del plan propuesto por la AEE, la CEPR aprobó un nuevo plan que incluía: (1) Plan de Acción Modificado —las acciones que debía tomar la AEE durante los primeros cinco años de implementación, y (2) la información de planificación contenida en el plan radicado el 25 de abril de 2016 —definido en la orden de 23 de septiembre de 2016 como Plan Integrado de Recursos Actualizado para Combustible.²⁷⁴ La siguiente tabla contiene un resumen del Plan de Acción aprobado por la CEPR.

²⁶⁸ *Order Regarding Request of Extension of Time*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002 (CEPR, 13 de agosto de 2015).

²⁶⁹ *Integrated Resource Plan Volumes I-V y Addendum I*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002 (CEPR, 17 de agosto de 2015).

²⁷⁰ Véase Expediente, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, (CEPR, 25 de junio de 2015).

²⁷¹ *Supplemental Integrated Resource Plan, PREPA Supplemental IRP*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002 (CEPR, 25 de abril de 2016).

²⁷² 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 (CEPR, 23 de septiembre de 2016).

²⁷³ *Id.* en las págs. 39-77 (atendiendo el tema a modo general).

²⁷⁴ *Id.* en las págs. 104-106.

TABLA 1. PLAN DE ACCIÓN – PLAN INTEGRADO DE RECURSOS 2016

Recurso	Acción	Comentario
Terminal Marítimo de Aguirre	\$15 millones para permisos	Se inició proceso separado para su análisis
Ciclo Combinado en Aguirre	Comenzar proceso permisos	Tipo H —400 millón de vatios— (en adelante, “MV”)
Repotenciar Aguirre CC 1 y 2	Comenzar Permisos y proceso competitivo	
Tres unidades pequeñas de CC en Palo Seco	Comenzar proceso permisos	Unidades en la categoría de las SCC-800 (~60 MW)
1 de las 3 unidades CC en Palo Seco	Comenzar proceso competitivo	
Palo Seco 1 y 2	Retirar	Retiro al 31 de diciembre 2020
Costa Sur 3 y 4	Retirar	Retiro al 31 de diciembre 2020
San Juan 7 y 8	Retirar	Retiro al 31 de marzo de 2022
San Juan 9 y 10	Designar “uso limitado”	Notificar a la CEPR si se exceden los límites establecidos
Sistema Transmisión	Proceder con las inversiones de capital propuestas	
Sistema de Distribución	Proceder con las inversiones de capital propuestas	
Contratos Existentes no operacionales (renovables)	Evaluar la renegociación o cancelación	Basado en los precios (1056 MW PPOA no operacional)
Proyectos nuevos (renovables)	Comenzar proceso competitivo	1,271 MW para el 2035 (1,056 MW PPOA + 215 MW nuevos)
Eficiencia Energética y Respuesta a la demanda	Realizar estudio de potencial	

Debemos señalar que el primer Plan Integrado de Recursos se basaba mayormente en recursos centralizados de generación que utilizaban combustibles fósiles. A nuestro entender esto se debió principalmente a dos factores: (1) la Cartera de Energía Renovable vigente en 2016 requería que solo el veinte por ciento de la generación fuese a base de fuentes renovables, por lo que se tenía mayor flexibilidad para escoger recursos convencionales de generación, y (2) los costos de los recursos renovables de generación y especialmente los de almacenamiento de energía —baterías— eran relativamente mayores a los recursos de generación fósil, por lo que estos últimos resultaron ser más competitivos.²⁷⁵

²⁷⁵ Respecto a la cartera de energía renovable, véase Ley Núm. 82-2010, 2010 LPR 496-97. El proceso de selección de los recursos que componen el plan preferido se basa en la optimización de los costos asociados para alcanzar la combinación de recursos que provea el plan de menor costo. Cuando un recurso no es forzado (i.e., no hay un requisito legal o regulatorio que obligue a su selección) sino elegido por el modelo de expansión se presume que es más económico que los demás recursos disponibles. Por consiguiente, la selección de fuentes fósiles en lugar de aquellas relacionadas al almacenamiento de energía en un ambiente de competencia implica que el costo del recurso fósil es menor.

El 13 de octubre de 2016, la AEE presentó una solicitud de reconsideración ante la CEPR respecto a ciertas determinaciones de la resolución final de 23 de septiembre de 2016.²⁷⁶ La CEPR emitió su determinación final respecto a la solicitud de reconsideración de la AEE el 10 de febrero de 2017 denegando gran parte de las solicitudes sustantivas y concediendo ciertas solicitudes procesales.²⁷⁷ La AEE no presentó oportunamente un recurso de revisión judicial, por lo que el Plan Integrado de Recursos aprobado por la CEPR advino final y firme el 13 de marzo de 2017.

ii. Segundo Plan Integrado de Recursos: 2018-2020

Debido al paso de los huracanes Irma y María por Puerto Rico en septiembre de 2017, la implementación del Plan Integrado de Recursos mediante el Plan de Acción tuvo que dejarse en suspenso, a los fines de concentrar los esfuerzos de la AEE en la restauración del sistema eléctrico. Ante los estragos causados por los referidos fenómenos atmosféricos, la CEPR determinó que las presunciones que sirvieron como base para el desarrollo del primer Plan Integrado de Recursos no eran válidas.²⁷⁸ Por lo tanto, al amparo de las disposiciones del artículo 6.23 de la Ley 57-2014 que permite adelantar la revisión del plan aprobado, el 15 de marzo de 2018 la CEPR inició el Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001 a los fines de revisar el Plan Integrado de Recursos.²⁷⁹

Como parte del proceso de revisión del plan, el 24 de abril de 2018, la CEPR aprobó un nuevo reglamento con el propósito de implementar las lecciones aprendidas durante el primer proceso de aprobación.²⁸⁰ Entre las enmiendas principales se encuentra evaluar la propuesta de plan en dos etapas: (1) Fase 1, en la que la AEE presenta ante la CEPR la metodología y las presunciones que utilizará para desarrollar la propuesta de plan, y (2) Fase 2, una fase adjudicativa formal de evaluación que comienza en la fecha en que la AEE presenta la propuesta del Plan Integrado de Recursos.²⁸¹ Durante la Fase 1, la CEPR proveerá a la AEE las guías necesarias para asegurar que la propuesta radicada cumpla con los requisitos de presentación dispuestos en el reglamento.

²⁷⁶ PREPA's Verified Motion for Reconsideration of Provisions of the Final Resolution and Order, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002 (CEPR, presentada 13 de octubre de 2016).

²⁷⁷ Resolución sobre la Moción de Reconsideración de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002 (CEPR, 10 de febrero de 2017).

²⁷⁸ Resolution and Order Subject: Commencement of Review Proceeding and Order Establishing Initial Submission Timeline, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001 (CEPR, 14 de marzo de 2018).

²⁷⁹ Commencement of Review Proceeding and Order Establishing Initial Submission Timeline, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001 (CEPR, 15 de marzo de 2018).

²⁸⁰ CEPR, Regulation on Integrated Resource Plan for the Puerto Rico Electric Power Authority, Núm. 9021 (24 de abril de 2018), <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2018/02/Propuesta-Reglamento-de-PIR-8-feb-2018-1.pdf>.

²⁸¹ *Id.* §§ 3.01-3.02.

Luego de varios incidentes procesales, la AEE presentó la nueva propuesta de Plan Integrado de Recursos el 7 de junio de 2019.²⁸² La AEE nombró el portafolio preferido como *Energy System Modernization Plan* (“ESM”, por sus siglas en inglés), compuesto mayormente de infraestructura y activos de generación que operaban a base de gas natural.²⁸³ De igual forma, la AEE presentó una propuesta de mini redes diseñadas para operar de manera integrada durante situaciones normales y de manera aislada, por región, en situaciones de emergencia. En estas circunstancias, cada región contaría con suficientes recursos de generación para proveer servicio a cargas críticas (e.g. hospitales, estaciones de bomberos, refugios, etc.).²⁸⁴ Un resumen del Plan ESM se detalla en la Tabla 2.

TABLA 2. PLAN ESM PROPUESTO POR LA AEE

Recurso/Acción	Comentario
Reemplazo de 18 unidades de respuesta rápida con 18 turbinas de gas (23 MW cada una)	Decisión Fija (selección manual)
Desarrollo de un terminal de gas natural licuado en Yabucoa y una unidad de generación F-Class de 302 MW para 2025	Decisión Fija (selección manual)
Desarrollo de una unidad F-Class de 302 MW en Palo Seco (Gas Natural); combustible proveniente del terminal de San Juan (gasoducto)	Decisión Fija (selección manual)
Desarrollo de un terminal marítimo de LNG en Mayagüez y conversión de las unidades 4x50MW a Gas Natural	Decisión Fija (selección manual)
Como opción desarrollar un F-Class de 302 MW en Mayagüez	Selección manual - opción
Palo Seco 1 y 2	Retiro al 31 de diciembre 2020
San Juan 5 y 6 convertidas a Gas Natural	Decisión Fija
Desarrollo de 2,400 MW de recursos fotovoltaicos a escala de utilidad	En o antes de 2025
Desarrollo de 920 MW de sistemas de baterías	En o antes de 2025
Retiro de las unidades de vapor Aguirre 1 y 2	En o antes del final de 2019
Retiro de las unidades de vapor Palo Seco 3 y 4	Después de 2024
Retiro de las unidades de vapor San Juan 7 y 8	Después de 2021 y 2023
Retiro de las unidades de vapor Costa Sur 5 y 6	Al final de 2020
Retiro de planta AES	Al final de 2027 (orden estatutaria)
Retiro de las unidades de ciclo combinado Aguirre 1 y 2	Después de 2025 y 2032
Retiro de la unidad de ciclo combinado San Juan 6	Al final de 2025
Inversión de \$5,900 millones infraestructura en apoyo a las mini redes	Decisión basada en la definición de las mini redes
Implementación de 2% anual de Eficiencia Energética	Requerido por ley, 30% al 2040

²⁸² PREPA's Cover Filing for Accompanying Compliance IRP Filing Due June 7, 2017, *In Re* Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, en la pág. 1 (NEPR, 7 de junio de 2019). (Mediante Orden de 2 de julio de 2018, la CEPR inició la Fase 1, la cual se centró en el uso del modelo de expansión de capacidad para optimizar los resultados. La CEPR permitió la participación y recibió comentarios de varias partes con interés en el proceso.).

²⁸³ *Puerto Rico Integrated Resource Plan 2018-2019*, *In Re* Integrated Resource Plan for the Puerto Rico Electric Power Authority, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, en la pág. 1 (NEPR, 7 de junio de 2019).

²⁸⁴ *Id.* en la pág. 3.

Además del Plan ESM, la AEE consideró cinco escenarios basados en la disponibilidad de ciertos recursos y tres estrategias distintas, a saber, modelo centralizado de generación, modelo más distribuido y modelo híbrido.²⁸⁵ Se desarrollaron diversos planes combinando estos escenarios con las estrategias. Cada plan se evaluó tomando en consideración tres opciones de demanda energética: (1) baja demanda; (2) demanda base, y (3) demanda alta.²⁸⁶

Para determinar la robustez de algunos planes, se realizaron análisis de sensibilidad — es decir, se evaluó cómo reaccionaban los planes ante cambios o modificaciones en ciertas variables— incluyendo, entre otros factores, precios del gas natural más alto de lo esperado, menor penetración de eficiencia energética y precios más altos de recursos renovables y baterías, entre otros.²⁸⁷ En su reporte original, la AEE analizó un total de setenta y ocho planes. Posteriormente, durante el proceso de evaluación, el NEPR requirió a la AEE analizar cincuenta y dos planes adicionales, incorporando cuatro nuevas sensibilidades, para un total de sobre 130 planes evaluados.²⁸⁸

El proceso de evaluación contó con diez y ocho interventores y tres amigos del foro. El NEPR celebró cinco vistas públicas a través de la isla —San Juan, Arecibo, Humacao, Mayagüez y Ponce— para otorgar oportunidad al público en general de proveer sus comentarios respecto al Plan Integrado de Recursos propuesto. Posteriormente, el NEPR emitió su determinación final el 24 de agosto de 2020.²⁸⁹ En esta determinación, el NEPR rechazó el Plan ESM debido a: (1) la infraestructura y los recursos de generación relacionados con el uso del gas natural eran decisiones fijas no optimizadas, y (2) no representaba la opción de menor costo, según requerido por el Reglamento Núm. 9021. En su lugar, el NEPR aprobó un Plan de Acción Modificado basado en el análisis contenido en la determinación final de 24 de agosto de 2020.²⁹⁰

Por otra parte, el NEPR acogió el concepto de las mini redes, pero no aprobó la propuesta específica de ocho mini redes presentada por la AEE, debido a que esta no proveyó una base racional para su propuesta.²⁹¹ Además, la AEE tampoco pudo demostrar que las inversiones en recursos de transmisión o de generación contenidas en las ocho mini redes propuestas fueron optimizadas.²⁹² Por consiguiente, el NEPR determinó que la configuración de las mini redes se haría mediante un proceso de optimización que comenzaría poco después de la conclusión del caso.²⁹³ La Tabla 3 contiene un resumen del Plan de Acción Modificado, según aprobado por el NEPR.

²⁸⁵ AEE, *Puerto Rico Integrated Resource Plan 2018-2019*, en las págs. 1-3 a 1-4 (7 de junio de 2019) <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2019/06/2-IRP2019-Main-Report-REV2-06072019.pdf>.

²⁸⁶ *Id.* en las págs. 5-5 a 5-6.

²⁸⁷ *Id.* en las págs. 1-14 a 1-20, 5-6 a 5-9.

²⁸⁸ Véase en términos generales Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, <https://energia.pr.gov/expedientes/?docket=cepr-ap-2018-0001>.

²⁸⁹ Final Resolution and Order on the Puerto Rico Electric Power Authority's Integrated Resource Plan, *In Re Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, en la pág. 300 (NEPR, 24 de agosto de 2020).

²⁹⁰ *Id.* en las págs. 159-202, 260-63.

²⁹¹ *Id.* en las págs. 221-222, 282.

²⁹² *Id.*

²⁹³ *Id.*

TABLA 3. PLAN DE ACCIÓN MODIFICADO – PLAN INTEGRADO DE RECURSOS 2020

Recurso/Acción	Comentario
Sistema de Transmisión	Se deja en suspenso inversión de \$5,900 millones para infraestructura relacionada a las mini redes; se aprueban \$2,000 millones para mejoras, y fortalecimiento de infraestructura existente
Sistema de Distribución	Se aprueba una inversión de \$961 millones; se ordena la coordinación de infraestructura que lo haga más flexible y que provea control de voltaje, y frecuencia en preparación para la introducción de altas cantidades de recursos renovables
Generación Renovable	Al menos 3,500 MW hasta un máximo de 3,900 MW de capacidad instalada para 2025, cualquier recurso de generación renovable es aceptable
Sistemas de Almacenaje por Baterías	Al menos 1,360 MW hasta un máximo de 1,480 MW de capacidad instalada para 2025
Unidades de respuesta rápida	Retiro de 81 MW a ser remplazados por unidades de respuesta rápida de igual capacidad, 81 MW, a través de procesos competitivos agnóstico de tecnología
Eficiencia Energética y Respuesta a la Demanda	Acelerar la implementación de estos programas para alcanzar 2% anual por los próximos 15 años
Generación Distribuida	Fomentar la Generación Distribuida y el concepto de Plantas Virtuales de Generación. Desarrollar sistemas que permitan el mayor despliegue de Generación Distribuida
Retiro de Plantas de Vapor	Aguirre 1 y 2, San Juan 7 y 8, Palo Seco 3 y 4, Costa Sur 5 y 6, Aguirre CC 1 y 2, lo antes posible, sin retraso indebido, para 2025
Conversión de las unidades de vapor a condensadores sincrónicos	Comenzando con el retiro inmediato de San Juan 9 y 10. Conversión se estima tarde 6 meses.
Conversión San Juan 5 y 6 a Gas Natural	Completado. Decisión Fija para este PIR. La extensión de contrato inicial de cinco años sujeta a análisis en el próximo PIR.
Unidad de Ciclo Combinado en Palo Seco	Solo se aprobaron \$5 millones para estudios preliminares de localización y permisos. Desarrollo condicionado a que no se materialicen las proyecciones de penetración de recursos renovables.
Extensión contrato EcoEléctrica	Aprobado hasta 2032
Retiro de la central AES	Final de 2027, establecido por ley

Contrario al plan de 2016, el Plan Integrado de Recursos y Plan de Acción Modificado de 2020 descansa mayormente en recursos de generación mediante fuentes renovables. A esos fines, el Plan de Acción Modificado ordenó una integración agresiva de recursos

renovables, utilizando una estrategia híbrida de desarrollar tanto recursos a gran escala, así como recursos de generación distribuida. Esto es un efecto directo de: (1) los mandatos respecto a la Cartera de Energía Renovable —40% de la generación a base de recursos renovables para 2025— establecidos en la Ley Núm. 17-2019, y (2) la reducción sustancial en los costos relacionados a la adquisición de recursos renovables, en comparación con los costos proyectados en el Plan Integrado de Recursos de 2016.

Es importante señalar que el retiro temprano de las unidades que operan a base de combustibles fósiles estaba condicionado al desarrollo de los recursos de energía renovable. Finalmente, se destaca que el único activo de generación nuevo que contempló el Plan de Acción Modificado fue la unidad de ciclo combinado a ser localizada en el área de Palo Seco, cuyo desarrollo estaba condicionado a que no se materializaran los recursos de energía renovable.²⁹⁴

Para asegurar el cumplimiento con el desarrollo de los recursos de energía renovable y de almacenamiento de energía por medio de baterías —sobre los cuales descansaba el Plan de Acción Modificado de 2020— el NEPR ordenó a la AEE llevar a cabo seis procesos competitivos de licitación —definidos en el Plan de Acción Modificados como *Tranches* o *Tramos*—, mediante el mecanismo de solicitud de propuestas establecido en el Reglamento Núm. 8815.²⁹⁵ El primer proceso de licitación debía comenzar en diciembre de 2020, y, luego de esa fecha, la AEE debía iniciar un proceso cada seis meses hasta junio de 2023.²⁹⁶ La Tabla 4 contiene un resumen de los requisitos de cada proceso de licitación.

TABLA 4. ITINERARIO DE LOS PROCESOS DE LICITACIÓN, PLAN DE ACCIÓN MODIFICADO 2020

Fecha	Tranche	Recursos de Generación (MW)		Recursos de Baterías (MW)	
		Mínimo	Acumulado	Mínimo	Acumulado
Diciembre 2020	1	1,000	1,000	500	500
Junio 2021	2	500	1,500	250	750
Diciembre 2021	3	500	2,000	250	1,000
Junio 2022	4	500	2,500	250	1,250
Diciembre 2022	5	500	3,000	125	1,375
Junio 2023	6	750	3,750	125	1,500

²⁹⁴ *Id.* en las págs. 199-202, 284.

²⁹⁵ CEPR y AEE, Joint Regulation for the Procurement, Evaluation, Selection, Negotiation and Award of Contracts for the Purchase of Energy and for the Procurement, Evaluation, Selection, Negotiation and Award Process for the Modernization of the Generation Fleet, Núm. 8815 (11 de octubre de 2016), <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2016/10/AJ-07795-REGLAMENTO-1.pdf>.

²⁹⁶ Final Resolution and Order on the Puerto Rico Electric Power Authority's Integrated Resource Plan, *In Re* Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, en las págs. 265-69 (NEPR, 24 de agosto de 2020).

iii. Proceso de implementación Plan Integrado de Recursos de 2020

a. Procesos de licitación de proyectos de escala de utilidad

El primer proceso de licitación relacionado con proyectos de escala de utilidad comenzó el 22 de febrero de 2021.²⁹⁷ Sin embargo, la AEE demoró más de lo esperado en culminar el proceso de licitación. El 2 de febrero de 2022, o sea a casi un año del inicio del primer proceso de licitación, el NEPR aprobó los proyectos seleccionados por la AEE.²⁹⁸ Un total de dieciocho proyectos de generación fotovoltaica, 798 MW, y nueve proyectos de baterías, 200 MW, fueron aprobados en el primer proceso de licitación.²⁹⁹ Estos proyectos iniciaron el proceso de negociación final del contrato y pasaron a la etapa de evaluación para la interconexión con el sistema eléctrico.

Este proceso fue uno tortuoso y los contratos se otorgaron en el verano de 2022.³⁰⁰ Debido al tiempo que transcurrió desde que se recibieron las propuestas iniciales hasta que se otorgaron los contratos, así como otros factores globales como la guerra en Ucrania, hubo la necesidad de renegociar los precios ofertados por los proponentes, cuyos contratos finales se otorgaron en verano de 2023.³⁰¹ Como resultado, solamente once de los dieciocho proyectos de generación y dos de los nueve proyectos de baterías otorgaron contratos de interconexión con LUMA.³⁰²

Ante la falta de diligencia en el manejo del primer proceso de licitación por parte de la AEE, el 29 de octubre de 2021, el NEPR determinó que se haría cargo de los demás procesos de licitación mediante la contratación de un Coordinador Independiente.³⁰³ Este Coordinador estaría a cargo de desarrollar las solicitudes de propuestas, de llevar a cabo el proceso de licitación y de rendir un informe al NEPR para la determinación final, entre otros.³⁰⁴ Debido al retraso en el itinerario de los procesos de licitación, el NEPR determinó consolidar procesos futuros y aumentó a 1,000 MW de recursos de generación y 500 MW de recursos de baterías la oferta del Tramo 2.³⁰⁵

²⁹⁷ *Motion Informing Issuance of Renewables RFP Tranche 1*, en las págs. 1-3, *In Re Implementation of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan and Modified Action Plan*, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0012 (NEPR, presentada 22 de febrero de 2021).

²⁹⁸ *Resolution and Order*, en la pág. 1, *In Re Implementation of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan and Modified Action Plan*, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0012 (NEPR, 2 de febrero de 2022).

²⁹⁹ *Id.* Apéndice Confidencial A.

³⁰⁰ Véase Expedientes, *In Re Implementación de Plan Integrado de Recursos y del Plan de Acción Modificado de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0012 (23 de septiembre de 2020).

³⁰¹ *Id.*

³⁰² *Informative Motion on Execution of Tranche 1 Interconnection Agreements, Request for Determination Regarding Interconnection Costs and Request for Confidential Treatment*, en la pág. 1, *In Re Implementation of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan and Modified Action Plan*, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0012 (NEPR, presentada 6 de diciembre de 2023). (Los contratos se otorgaron entre 28 de septiembre de 2023 y 30 de noviembre de 2023.).

³⁰³ *Resolution and Order*, en la pág. 1, *In Re Implementation of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan and Modified Action Plan*, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0012 (NEPR, 29 de octubre de 2021).

³⁰⁴ *Id.* en la pág. 14.

³⁰⁵ *An Update on PREPA's Tranche 2 Bidding Process*, MCCONNELL VALDÉS (10 de octubre de 2022), <https://www.mcvpr.com/newsroom-publications-PREPA-Tranche-2-Update>.

Con más de un año de retraso, el Coordinador Independiente publicó la solicitud de propuestas para el segundo proceso de licitación el 28 de septiembre de 2022.³⁰⁶ Posteriormente, el 26 de agosto de 2024, a casi un año de haberse iniciado el segundo proceso de licitación, el NEPR emitió una resolución mediante la cual aprobó dos proyectos de generación y un proyecto de almacenaje mediante baterías.³⁰⁷ Los dos proyectos de generación representan 60 MW de los 1,000 MW ofrecidos.³⁰⁸ De igual manera, el proyecto de baterías representa 60 MW de los 500 MW ofrecidos.³⁰⁹

El tercer proceso de licitación comenzó el 18 de julio de 2023 y las propuestas debían recibirse en o antes de 1 de septiembre de 2023.³¹⁰ No obstante, y basado en la recomendación del Comité de Selección del Tramo 3, el 23 de octubre de 2024, el NEPR canceló el tercer proceso de licitación.³¹¹ El NEPR basó su determinación en que los precios ofertados por los licitadores del Tramo 3 eran sustancialmente más altos que los recibidos en los Tramos 1 y 2, por lo que eran insostenibles para los clientes del sistema eléctrico de Puerto Rico.³¹²

Ese mismo día, el Coordinador Independiente emitió la solicitud de propuestas para el cuarto proceso de licitación.³¹³ Contrario a los procesos de licitación anteriores, el calendario del Tramo 4 era uno agresivo y requería a los licitadores presentar sus propuestas, que serían finales para propósito de contratación, en o antes de 25 de noviembre de 2024.³¹⁴ De igual forma, los contratos finales serían enviados al NEPR en o antes de 31 de diciembre de 2024.³¹⁵ Debemos señalar que el calendario del Tramo 4 exigía que los licitadores presentaran una oferta de precios final sin contar con la información relacionada a los costos de interconexión, que es un componente medular del estimado de costos.³¹⁶

El itinerario de los procesos de licitación establecido en el Plan Integrado de Recursos de 2020 resultó ser ambicioso y poco pragmático frente a las circunstancias reales del ecosistema regulatorio y administrativo de Puerto Rico. Por lo tanto, su implementación no fue efectiva. Más aún, de los 3,750 MW de capacidad de generación mediante fuentes renovables, y de los 1,750 MW de capacidad de almacenaje por medio de baterías contenido en el Plan Integrado de Recursos de 2020 y requerido para cumplir con la meta de 40%

³⁰⁶ Puerto Rico Energy Bureau, Renewable Energy Generation and Energy Storage Resources: Request for Proposals, ACCIÓN GROUP, https://prebrfp.accionpower.com/_preb_2101/calendar.asp#skipnav (última visita 3 de abril de 2025).

³⁰⁷ *Resolution and Order*, en la pág. 4, *In Re* Implementation of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan and Modified Action Plan, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0012 (NEPR, 26 de agosto de 2024).

³⁰⁸ *Id.* en la pág. 1 nn. 2-3.

³⁰⁹ *Id.* n. 4.

³¹⁰ *Resolution and Order*, en la pág. 1, *In Re* Implementation of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan and Modified Action Plan, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0012 (NEPR, 23 de octubre de 2024).

³¹¹ *Id.* en las págs. 4-5.

³¹² *Id.* en la pág. 4.

³¹³ Puerto Rico Energy Bureau, *Tranche 4 Renewable Energy Generation and Energy Storage Resources, Request for Proposals*, ACCIÓN GROUP, https://prebrfp4.accionpower.com/_preb_2402/calendar.asp (última visita 3 de abril de 2025).

³¹⁴ *Id.*

³¹⁵ *Id.*

³¹⁶ *Id.*

de generación renovable para 2025 establecida en la política pública energética de Puerto Rico, se adjudicaron menos de 1,000 MW de recursos de generación y poco más de 250 MW de recursos de baterías.

Como consecuencia, es poco probable que se cumpla con la meta intermedia de la Cartera de Energía Renovable para el año 2025. De igual forma, dada la falta de desarrollo de recursos de generación para sustituir las unidades que operan a base de combustibles derivados de petróleo, el retiro de estas últimas tiene que ser aplazado para mantener la confiabilidad y estabilidad del sistema. Esto necesariamente implica la extensión de la dependencia de estas unidades ineficientes y altamente contaminantes más allá del tiempo proyectado, lo cual es inconsistente con la política pública energética establecida en la Ley 57-2014 y en la Ley Núm. 17-2019.

b. Proceso de optimización del concepto de las mini redes

El NEPR atendería el asunto de optimización del concepto de las mini redes propuesto por la AEE en el *Caso Núm. NEPR-MI-2020-0016*.³¹⁷ El proceso inició el 22 de diciembre de 2020 con la intención de evaluar primero la mini red denominada San Juan-Bayamón.³¹⁸ Aunque se realizaron varios talleres de partes interesadas, el proceso no arrojó resultados tangibles y se encuentra virtualmente paralizado desde agosto de 2021.

c. Plan a diez años respecto a la infraestructura de la AEE

Como parte de sus obligaciones para recibir los fondos asignados por la Agencia Federal para el Manejo de Emergencias (en adelante, “FEMA”) relacionados a los huracanes Irma y María, la AEE debía desarrollar un plan de infraestructura detallando el manejo y uso que le daría a los referidos fondos. Luego de varios incidentes procesales, el 31 de diciembre de 2020, la AEE presentó ante el NEPR un documento titulado *PREPA 10-Year Infrastructure Plan December 2020* (en adelante, “Plan de Infraestructura”).³¹⁹ El Plan de Infraestructura presentado por la AEE era similar al Plan ESM que el NEPR rechazó en el proceso de evaluación del Plan Integrado de Recursos de 2020. Por tal razón, el 25 de enero de 2021, el NEPR emitió una resolución mediante la cual, entre otras cosas, le informó a la AEE que el Plan de Infraestructura no era consistente con el Plan Integrado de Recursos aprobado.³²⁰ Por consiguiente, el NEPR ordenó a la AEE presentar un Plan de Infraestructura enmendado en o antes de 15 de febrero de 2021.³²¹

El 16 de febrero de 2021, la AEE presentó la enmienda al Plan de Infraestructura, según ordenado por el NEPR.³²² El 26 de marzo de 2021, el NEPR emitió una resolución mediante

³¹⁷ *Resolution and Order*, en la pág. 1, *In Re Optimization Proceeding of Minigrid Transmission and Distribution Investments*, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0016 (NEPR, 22 de diciembre de 2020).

³¹⁸ *Id.* en la pág. 2.

³¹⁹ *Motion in Compliance with Order Entered on December 30, 2020*, en la pág. 13, *In Re Optimization Proceeding of Minigrid Transmission and Distribution Investments*, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0016 (NEPR, presentada 31 de diciembre de 2020).

³²⁰ *Resolution and Order*, en las págs. 7-8, *In Re Review of the Puerto Rico Electric Power Authority's 10-Year Infrastructure Plan – December 2020*, Caso Núm. NEPR-MI-2021-0002 (NEPR, 25 de enero 2021).

³²¹ *Id.* en la pág.11.

la cual solicitó a la AEE hacer ciertas modificaciones al Plan de Infraestructura enmendado.³²³ De igual forma, el NEPR determinó que ciertos proyectos allí incluidos, así como las inversiones proyectadas para el sistema de transmisión estaban alineadas con el Plan Integrado de Recursos de 2020.³²⁴ De modo que el NEPR dio paso a la implementación de aquellas acciones contenidas en el Plan de Infraestructura enmendado que estén alineadas con el Plan Integrado de Recursos.³²⁵

El NEPR también ordenó a la AEE presentar para su aprobación cualquier proyecto asociado al Plan de Infraestructura enmendado antes de someter el mismo a la Oficina Central de Recuperación, Reconstrucción y Resiliencia y a FEMA para su aprobación.³²⁶ Debemos señalar que todos los proyectos relacionados a la recuperación del sistema eléctrico son aprobados por el NEPR en el *Caso Núm. NEPR-MI-2021-0002*.³²⁷

d. Unidad de Ciclo Combinado: gas natural a hidrógeno

El NEPR inició el *Caso Núm. NEPR-MI-2021-0003* el 1 de febrero de 2021 para supervisar los esfuerzos respecto a los estudios iniciales para el potencial desarrollo de una unidad de ciclo combinado en el área de Palo Seco.³²⁸ La AEE presentó el estudio de viabilidad el 15 de julio de 2022.³²⁹

Ante el retraso en los procesos de licitación de los recursos de energía renovable y de almacenaje mediante baterías, y basado en parte en los resultados del estudio de viabilidad presentado por la AEE, el 3 de agosto de 2022, el NEPR determinó que era prudente y en el mejor interés de los clientes del sistema eléctrico iniciar un proceso de licitación para una unidad de ciclo combinado que opere a base de gas natural que pudiera convertirse para utilizar hidrógeno.³³⁰ El NEPR determinó que dicha unidad podría desarrollarse en cualquier parte en Puerto Rico.³³¹ De igual manera, el NEPR ordenó a la AEE informar a la P3A sobre su determinación para que realizara el referido proceso de licitación mediante los mecanismos provistos para las alianzas público-privadas.³³²

³²² *Resolution and Order*, en la pág. 6, *In Re Review of the Puerto Rico Electric Power Authority's 10-Year Infrastructure Plan* – December 2020, *Caso Núm. NEPR-MI-2021-0002* (NEPR, 26 de marzo de 2021).

³²³ *Response to Resolution and Order Entered on January 25, 2021, and Request for Approval of Revised 10-Year Infrastructure Plan*, en la pág. 12, *In Re Review of the Puerto Rico Electric Power Authority's 10-Year Infrastructure Plan* – December 2020, *NEPR-MI-2021-0002* (NEPR, 16 de febrero de 2021).

³²⁴ *Id.* en las págs. 14-15.

³²⁵ *Id.* en las págs. 8-9.

³²⁶ *Id.* en las pág. 16-17.

³²⁷ NEPR, *Tabla de Proyectos Aprobados por NEPR - NEPR-MI-2021-0002 PREPA 10-years Plan*, NEGOCIADO DE ENERGÍA, <https://energia.pr.gov/proyectos-aprobados/> (última visita 3 de abril de 2025). (En esta página web se encuentra un listado de los proyectos aprobados por el NEPR para la reconstrucción del sistema eléctrico).

³²⁸ *Resolution and Order*, en la pág. 2, *In Re Preliminary Studies for New Combined Cycle Power Plant in Palo Seco*, *Caso Núm. NEPR-MI-2021-0003*, (NEPR, 1 de febrero de 2021).

³²⁹ *Motion to Submit Feasibility Study and July 2022 Status Report*, en la pág.9, *In re Preliminary Studies for New Combined Cycle Power Plant in Palo Seco*, *Caso Núm. NEPR-MI-2021-0003* (NEPR, presentada 15 de julio de 2022).

³³⁰ *Resolution and Order*, en las págs. 7-8, *In re Preliminary Studies for New Combined Cycle Power Plant in Palo Seco*, *Caso Núm. NEPR-MI-2021-0003* (NEPR, 3 de agosto de 2022).

³³¹ *Id.* en la pág. 7.

³³² *Id.* en la pág. 8.

El 1 de marzo de 2023, la P3A emitió una solicitud de cualificaciones para la referida unidad.³³³ El 26 de mayo de 2023, la P3A anunció que, de los licitadores que presentaron sus credenciales, había seleccionado a seis para pasar al proceso de solicitud de propuestas, el cual comenzaría próximamente.³³⁴ A la fecha de publicación del presente artículo, el proceso de licitación todavía se encontraba ante la consideración de la P3A.

e. Proyecto de recursos de almacenamiento de energía: LUMA y Programa de Incremento Acelerado de Almacenamiento

El 21 de diciembre de 2023, LUMA presentó ante el NEPR una iniciativa denominada Programa de Incremento Acelerado de Almacenamiento (en adelante, “ASAP”).³³⁵ El propósito era proponer a los productores independientes a gran escala que tuvieran un acuerdo de venta de energía con la AEE agregar de manera acelerada recursos de almacenaje por medio de baterías en sus instalaciones.³³⁶ A esos fines, se desarrollaría una oferta estándar para modificar los acuerdos de venta existentes.³³⁷ Esta capacidad adicional proveería servicios de regulación de voltaje y frecuencia y servicios auxiliares, incrementando la confiabilidad del sistema y reduciendo eventos de relevos de carga.³³⁸

De acuerdo con LUMA, el ASAP se implementará en dos fases: (1) Fase 1 para proyectos que no requieren mejoras a la red y que pueden comenzar de inmediato, 185 MW, y (2) la Fase 2 para proyectos que requieren mejoras menores a la red, 175 MW.³³⁹ Los proyectos de la Fase 2 iniciarían luego de completados los proyectos de la Fase 1, los cuales se estiman tomarían doce meses.

El 8 de mayo de 2024, el NEPR determinó que el ASAP es consistente con la política pública energética de Puerto Rico y con el Plan Integrado de Recursos de 2020.³⁴⁰ Luego de un proceso de negociación, el 18 de octubre de 2024, LUMA Energy presentó ante el NEPR

³³³ Public-Private Partnerships Authority, Request for Qualifications: LNG to H2 Combined Cycle Generation Plant, RFQ 2023-01 (1 de marzo de 2023), https://docs.pr.gov/files/P3_PublicaPrivadas/Projects/LNG%20to%20H2%20Combined%20Cycle%20Generation%20Plant/404412216_18P3A-New-H2-CCGT_Request-for-Qualifications-CGSH-Draft-02.28.pdf.

³³⁴ Public-Private Partnerships Authority, Comunicado de Prensa: The Puerto Rico Public-Private Partnership Authority releases shortlist for new Generation Facility Project (26 de mayo de 2023), <https://docs.pr.gov/files/P3-PublicaPrivadas/Press%20Room/230526%20-%20P3A%20-%20Press%20Release%20-%20Shortlist%20Announcement.pdf>.

³³⁵ *Motion to Submit Information on Accelerated Storage Addition Program in compliance with Resolution and Order of November 30, 2023, and of December 11, 2023, and Request for Energy Bureau to Open a Separate Docket for the Evaluation of this Program, In re Review of the Puerto Rico Electric Power Authority's 10-Year Infrastructure Plan – December 2020*, Caso Núm. NEPR-MI-2021-0002 (NEPR, presentada 21 de diciembre de 2023).

³³⁶ *Id.* en la pág. 6.

³³⁷ *Id.*

³³⁸ *Id.*

³³⁹ *Motion to Submit ASAP Structure and Concept in Compliance with Resolution and Order Issued on April 19, 2024, and Request for Determination of Consistency with Energy Public Policy and IRP, In re LUMA's Accelerated Storage Addition Program*, Caso Núm. NEPR MI-2024-0002 (NEPR, presentada 26 de abril de 2024).

³⁴⁰ *Resolution and Order*, en la pág. 2, *In re LUMA's Accelerated Storage Addition Program*, Caso Núm. NEPR MI-2024-0002 (NEPR, 8 de agosto de 2024).

cuatro Acuerdos de Oferta Estándar para la Fase 1 del ASAP.³⁴¹ El NEPR aprobó los cuatro acuerdos el 1 de noviembre de 2024.³⁴²

f. Proyectos de unidades de respuesta rápida, *blackstart* y de baterías: Genera PR

Como parte del proceso de revisión del plan entre diciembre de 2022 y enero de 2023, el NEPR aprobó la adquisición de 81 MW de recursos *blackstart* a ser instalados en Costa Sur y Yabucoa y no más de 200 MW de unidades de respuesta rápida a instalarse en Jobos, Dagua y Palo Seco. Todos los activos deben poder operar con gas natural.³⁴³ Además, deberán convertirse a hidrógeno en el futuro.³⁴⁴ Aunque la AEE inició el proceso de adquisición, la responsabilidad de este se transfirió a Genera PR, LLC, (en adelante, “Genera PR”) luego de asumir la operación de los activos de generación legados de la AEE el 1 de julio de 2024.

Además de los activos de generación descritos anteriormente, el 1 de febrero de 2024, el NEPR aprobó una propuesta de Genera PR de adquirir 430 MW de recursos de baterías que serían localizados con ciertos activos de generación operados por Genera PR en varios sitios de la isla.³⁴⁵ Estos recursos de baterías serán financiados por FEMA como parte del Plan de Infraestructura de 10 años de la AEE.³⁴⁶ Entendemos que este proyecto es consistente con el Plan Integrado de Recursos dado que se pueden contabilizar como parte de los 1,750 MW requeridos por el Plan de Acción Enmendado de 2020. El 29 de agosto de 2024, FEMA obligó a los fondos para adquirir los recursos de baterías. A la fecha de publicación del presente escrito, ambos proyectos —*blackstart*, es decir, respuesta rápida y recursos de baterías— estaban en un proceso competitivo de licitación para la construcción de estos dirigido por Genera PR.

g. Retiro de AES y acciones regulatorias respecto a los recursos de generación

1) AES

En cada uno los más de ciento treinta escenarios analizados por la AEE en el proceso de desarrollar la propuesta del Plan Integrado de Recursos de 2020, el retiro de las unidades generatrices de AES se hacía de manera no económica al final de 2027, fecha original

³⁴¹ *Motion in Compliance with Resolution and Order of October 11, 2024, and Request for Confidential Treatment*, In re LUMA's Accelerated Storage Addition Program, Caso Núm. NEPR MI-2024-0002 (NEPR, presentada 18 de octubre de 2024).

³⁴² *Resolution and Order*, In re LUMA's Accelerated Storage Addition Program, Caso Núm. NEPR MI-2024-0002 (NEPR, 1 de noviembre de 2024).

³⁴³ *Resolution and Order*, In Re 10-Year Plan Federally Funded Competitive Process, Caso Núm. NEPR-MI-2022-0005 (NEPR, 5 de diciembre de 2022).

³⁴⁴ *Resolution and Order*, In Re 10-Year Plan Federally Funded Competitive Process, Caso Núm. NEPR-MI-2022-0005 (NEPR, 23 de enero de 2023).

³⁴⁵ *Resolution and Order*, In Re Review of the Puerto Rico Electric Power Authority's 10-Year Infrastructure Plan – December 2020, Caso Núm. NEPR-MI-2021-0002 (NEPR, 1 de febrero de 2024).

³⁴⁶ *Motion to Inform Obligation of BESS Installation SOW at Generation Sites and to Further Supplement the September 11, 2024, Submittal*, In Re Review of the Puerto Rico Electric Power Authority's 10-Year Infrastructure Plan – December 2020, Caso Núm. NEPR-MI-2021-0002 (NEPR, presentada 19 de septiembre de 2024).

para su retiro establecida en la Ley Núm. 17-2019.³⁴⁷ Esto significa que: (1) de haber tenido la opción de continuar las operaciones de AES luego de 2027, el modelo de expansión de capacidad la hubiese seleccionado como parte del portafolio de menor costo en todos los escenarios, y (2) el retiro de AES en 2027 representa un incremento en los costos del sistema bajo todas las circunstancias analizadas.³⁴⁸

Según discutimos anteriormente, para mantener la estabilidad del sistema y garantizar el suministro de la demanda energética de manera confiable y segura durante los próximos años, es indispensable identificar recursos que puedan sustituir de manera efectiva los activos que deben retirarse, incluyendo AES. Al respecto, es preciso destacar que, según un estudio de adecuación de los recursos de generación publicado por LUMA el 31 de octubre de 2024, si no se identifican recursos necesarios para sustituir la capacidad de 454 MW que representa AES, una vez ocurra el retiro de dicha planta se estima que el sistema de generación no podrá suplir la demanda de electricidad en al menos una hora en ciento cuarenta días del año.³⁴⁹

Cabe destacar que, además de los recursos de los primeros dos procesos de licitación, aquellos que puedan ser adquiridos mediante el cuarto proceso, y los proyectos de baterías y generación de emergencia promovidos por LUMA y Genera PR, no se han identificado ni hay planes de desarrollo de recursos adicionales adecuados que puedan entrar en operación comercial antes del retiro de AES. Por consiguiente, con este retiro obligatorio establecido por ley y la falta de recursos que sustituyan su capacidad de 454 MW, nos acercamos peligrosamente a un precipicio profundo en términos de generación eléctrica.

Según señalamos anteriormente, extender el uso del carbón como como fuente de generación de energía hasta el 2032 no necesariamente implica una extensión automática del contrato de AES. Para asegurar la continuidad del servicio será necesario acordar una enmienda al contrato vigente. Dada la situación frágil en que se encuentra el sistema eléctrico, especialmente del sistema de generación, entendemos que AES estará en una posición más fuerte que la AEE en el proceso de negociación de la referida enmienda. Por lo tanto, es altamente probable que, de acordar una extensión al contrato, AES buscará términos más favorables que los contenidos en el contrato vigente, lo que podría incrementar el costo respecto al servicio eléctrico.

2) Acciones regulatorias respecto a los recursos de generación

Para atender la situación del sistema de generación y debido a que los Tramos de Licitación no resultaron efectivos para la adquisición de recursos de generación a base de

³⁴⁷ Véase Ángel R. Rivera de la Cruz, *El precipicio de la generación eléctrica de 2027*, MICROJURIS AL DÍA (12 de noviembre de 2024), <https://aldia.microjuris.com/2024/11/12/el-precipicio-de-la-generacion-electrica-de-2027/> (En este enlace se encuentra una versión del análisis y del texto contenido en esta sección respecto a los efectos del retiro forzado de AES en el año 2027 fue publicada por el Autor como una columna de opinión en Microjuris.).

³⁴⁸ AEE, *Puerto Rico Integrated Resource Plan 2018-2019*, en las págs. 8-22, 8-49 (7 de junio de 2019) <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2019/06/2-IRP2019-Main-Report-REV2-06072019.pdf>. “AES is retired by 2028, not economically but by model input in line with Act 17-2019.”

³⁴⁹ *Motion to submit LUMA's Fiscal Year 2025 Resource Adequacy Study*, en la pág. 67, *In re LUMA Resource Adequacy Study*, Caso Núm. NEPR MI-2022-0002, Exhibit 1: 2025 Resource Adequacy Study (NEPR, presentada 31 de octubre de 2024).

fuentes renovables a escala de utilidad, el mismo día en que se aprobó la Ley 1-2025, el Negociado de Energía emitió una resolución y orden mediante la cual aprobó el inicio de procesos competitivos de licitación para el desarrollo de entre 2,500 MW y 3,000 MW de recursos de generación base.³⁵⁰ Los recursos a licitarse deberían tener capacidad máxima de 400 MW y ser suficientemente flexibles para la integración futura de fuentes de energía renovable.³⁵¹

La Administración de Información Energética Federal (*Energy Information Administration*) define unidades de generación base como “generadores que normalmente operan para servir cargas las 24 horas del día”.³⁵² Dado que el proceso de licitación está limitado a recursos de generación base, los cuales deben ser despachables 24 horas al día, entendemos que los únicos recursos que podrán razonablemente competir en el proceso de licitación serán aquellos que operan con combustibles fósiles, tales como ciclos combinados, turbinas de gas y motores de combustión interna recíprocos. Dada la intermitencia de los recursos de fuentes renovables, para que estas sean despachables se requiere una cantidad sustancial de recursos de almacenamiento lo cual incrementa los costos de construcción y eventualmente el precio ofertado por la energía vendida. Esta situación los pone en desventaja competitiva en relación con los recursos de generación que operan mediante el uso de combustibles fósiles.

Es importante destacar que el proceso de licitación aprobado por el Negociado de Energía no forma parte del Plan Integrado de Recursos vigente. Esto, debido a que restringe el mismo a unidades base que, como discutimos anteriormente, solo aplica razonablemente a unidades que operan con combustibles fósiles. El Plan Integrado de Recursos vigente provee para el desarrollo de recursos de generación mediante fuentes renovables y limita el desarrollo de fuentes de generación fósil a un ciclo combinado de 300 MW y a ciertas unidades pico.³⁵³

Ahora bien, aunque las únicas acciones que se pueden realizar con relación al sistema eléctrico son aquellas contenidas en el Plan Integrado de Recursos, la Ley 17-2019 establece que el Negociado de Energía puede otorgar dispensas o exenciones a éste por justa causa.³⁵⁴ Sin embargo, entendemos que la intención de esta disposición con relación a dispensas es

³⁵⁰ *Resolution and Order addressing Act 1-2025 underscoring the need for new generation resources*, Caso Núm. NEPR MI-2025-0001, en la pág. 5 (NEPR, 19 de marzo de 2025). La Autoridad para las Alianzas Público Privadas será el ente encargado de administrar el proceso de licitación aprobado por el Negociado de Energía. *Id.* en la pág. 6.

³⁵¹ *Id.* en la pág. 5. Basado en el tiempo que toma el proceso de permisos y construcción de nuevas unidades de generación, el desarrollo de los recursos que se obtengan mediante el proceso de licitación aprobado por el Negociado de Energía tardará al menos cinco años. Por consiguiente, si no se logra extender el contrato de AES, será necesario identificar sustitutos apropiados para su capacidad de 454 MW. En ausencia de estos recursos sustitutos el país estará sujeto a un déficit de generación que, según mencionamos anteriormente, tendría la consecuencia de que el sistema no pueda suplir la demanda energética en ciertos días del año resultando en apagones y un servicio deficiente.

³⁵² Energy Information Administration, *Glossary*, <https://www.eia.gov/tools/glossary/?id=B> (última visita 27 de abril de 2025). Traducción nuestra.

³⁵³ Final Resolution and Order on the Puerto Rico Electric Power Authority's Integrated Resource Plan, *In Re Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, en las págs. 282-284 (NEPR, 24 de agosto de 2020).

³⁵⁴ 22 LPRa § 1141h (2019 & Supl. 2024).

proveer un mecanismo flexible para implementar tecnologías emergentes o desarrollar recursos de manera expedita que no afecten o incidan sustancialmente en el plan aprobado.

De acuerdo con el reporte del Plan Integrado de Recursos propuesto en el año 2019, nuestro sistema de generación actual tiene una capacidad instalada (*nameplate capacity*) de 5,010 MW.³⁵⁵ Por lo que el proceso de licitación aprobado por el Negociado de Energía representa una sustitución de entre el cincuenta y sesenta por ciento de la capacidad actual del sistema de generación. Esto es una enmienda sustancial y material a las disposiciones del Plan Integrado de Recursos vigente. Más aún, el Negociado de Energía no llevó a cabo un proceso de enmienda al Plan Integrado de Recursos como parte de la aprobación del proceso de licitación, según requiere la Ley Núm. 17-2019 ni proveyó un análisis económico respecto a que dicho proceso representa el plan de menor costo para suplir la demanda energética.³⁵⁶ El hecho de que se enmiende la ley para eliminar las metas intermedias respecto a generación mediante fuentes renovables no implica que el Plan Integrado de Recursos vigente se modifica de manera automática.

Según discutimos anteriormente, el Plan Integrado de Recursos no se puede enmendar o alterar bajo ninguna circunstancia sin que antes se lleve a cabo, y así se evidencie, un proceso de revisión ante el Negociado de Energía.³⁵⁷ Dado que el proceso de licitación aprobado por el Negociado de Energía no forma parte del Plan Integrado de Recursos vigente y dado que el Negociado de Energía no llevó a cabo un proceso formal de modificación del mismo, entendemos que éste se extralimitó en sus facultades regulatorias al aprobar el referido proceso de licitación. Por consiguiente, entendemos que este proceso puede estar expuesto a una impugnación futura.

iv. Tercer Plan Integrado de Recursos: 2023-2025

El 12 de julio de 2023, el NEPR inició el proceso adjudicativo para evaluar el nuevo Plan Integrado de Recursos según las disposiciones del artículo 6.23 de la Ley 57-2014 que requiere que el mismo sea revisado cada tres años.³⁵⁸ Como parte de la Fase 1 del proceso de evaluación del nuevo Plan Integrado de Recursos, el NEPR llevó a cabo varias vistas técnicas donde, entre otras, LUMA proveyó información relacionada a la metodología que implementará para el desarrollo del nuevo Plan Integrado de Recursos, los escenarios que planificaba modelar, la proyección de demanda, temas relacionados al sistema de transmisión.

A petición de LUMA, el 20 de diciembre de 2023 el NEPR emitió una resolución mediante la cual estableció el 28 de junio de 2024 como fecha límite para la presentación de la nueva propuesta de Plan Integrado de Recursos.³⁵⁹ No obstante, el 7 de junio de 2024,

³⁵⁵ *Puerto Rico Integrated Resource Plan 2018-2019*, In *Re* Integrated Resource Plan for the Puerto Rico Electric Power Authority, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, en la pág. 4-3 (NEPR, 7 de junio de 2019).

³⁵⁶ Véase NEPR, Reglamento sobre el Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Núm. 9021 Sección 2.03(H)(2)(d) (24 de abril 2018).

³⁵⁷ 22 LPRA § 1141h (2019 & Supl. 2024).

³⁵⁸ *Resolution and Order*, In *Re* Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan, Caso Núm. NEPR-AP-2023-0004 (NEPR, 12 de julio de 2023).

³⁵⁹ *Resolution and Order*, In *Re* Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan, Caso Núm. NEPR-AP-2023-0004 (NEPR, 20 de diciembre de 2023).

LUMA presentó una moción mediante la cual solicitó al NEPR extender la fecha límite para presentar el nuevo Plan Integrado de Recursos.³⁶⁰ LUMA argumentó que tuvo dificultades imprevisibles con el modelo de expansión de capacidad Plexos que extendió la conclusión del estudio del Caso Base más allá de lo esperado. LUMA propuso presentar el nuevo Plan Integrado de Recursos en o antes de 16 de mayo de 2025. Después de celebrar una conferencia técnica confidencial con LUMA, el 29 de octubre de 2024, NEPR aceptó la solicitud de LUMA de presentar el nuevo Plan Integrado de Recursos a más tardar el 16 de mayo de 2025.³⁶¹

Como parte de la Fase 1 del proceso de evaluación, LUMA debe hacer dos radicaciones provisionales el 27 de noviembre de 2024 y el 28 de febrero de 2025.³⁶² El 27 de noviembre de 2024, LUMA debía presentar: (1) supuestos de entrada y resultados que describan los portafolios de recursos de menor costo para los escenarios uno a cuatro; (2) información sobre las instalaciones y equipos existentes de transmisión, distribución y control avanzado de la red, y (3) una descripción cualitativa resumida de cómo LUMA espera que las instalaciones de transmisión planificadas respalden su Plan de recursos preferidos.³⁶³ El 26 de noviembre de 2024 LUMA presentó la primera radicación provisional según requerida por el Negociado de Energía.³⁶⁴

El 28 de febrero de 2025, LUMA debe presentar: (1) los supuestos de entrada y los resultados que describen los portafolios de recursos de menor costo para los escenarios cinco a diez y el portafolio de recursos 11; (2) los resultados del análisis de incertidumbre para los portfolios de recursos de menor costo para los escenarios 1 a 6 y el portafolio de recursos 11; (3) las sensibilidades de los portfolios de recursos; (4) los resultados de las reuniones de las partes interesadas celebradas para compartir los resultados preliminares y solicitar comentarios antes de la selección del Plan Preferido, (5) Plan Preferido recomendado, y (6) una descripción resumida de Portafolio Preferido.³⁶⁵ Luego de obtener una prórroga de parte del Negociado de Energía, el 27 de marzo de 2025 LUMA presentó la segunda radicación provisional.³⁶⁶

Finalmente, con la presentación del nuevo Plan Integrado de Recursos el 16 de mayo de 2025 concluirá la Fase 1 del proceso y se iniciaría la Fase 2, o sea el proceso adjudicativo formal. Es importante señalar que LUMA informó al Negociado de Energía que, debido al

³⁶⁰ *Motion Requesting the Continuance of the Deadline for the 2024 IRP Filing, In Re Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan*, Caso Núm. NEPR-AP-2023-0004 (NEPR, presentada 7 de junio de 2024).

³⁶¹ *Resolution and Order, In Re Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan*, Caso Núm. NEPR-AP-2023-0004 (NEPR, 29 de octubre de 2024).

³⁶² *Id.* en la pág. 2.

³⁶³ *Id.*

³⁶⁴ *Motion Submitting First Interim Filing of the IRP in Compliance with the Resolution and Order of October 29, 2024, Request for Confidential Treatment, and Memorandum in Support of Confidentiality*, Caso Núm. NEPR-AP-2023-0004 (NEPR, presentada 26 de noviembre de 2024).

³⁶⁵ *Id.*; Véase *Motion Submitting Revised 2024 Integrated Resource Plan Scenarios and Characteristics, In Re Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan*, Caso Núm. NEPR-AP-2023-0004 (NEPR, presentada 11 de marzo de 2024) (LUMA definió los escenarios 1 al 10 mediante moción de 11 de marzo de 2024.).

³⁶⁶ *Motion Submitting 2025 IRP Second Interim Filing, Request for Confidential Treatment, and Memorandum in Support of Confidentiality*, Caso Núm. NEPR-AP-2023-0004 (NEPR, presentada 27 de marzo de 2025).

corto tiempo disponible, no estaría en posición de presentar una propuesta de Plan Integradado de Recursos que acoja las disposiciones de la Ley Núm. 1-2025.³⁶⁷

C. Programa de medición neta

- i. Estándares y requisitos de técnicos respecto al programa de medición neta; reglamentos de interconexión

De acuerdo con las disposiciones del entonces vigente artículo 10 de la Ley Núm. 114-2007 y en el descargue de sus obligaciones con relación a las disposiciones de la Ley 57-2014, el 18 de diciembre de 2014, la CEPR emitió una orden mediante la cual estableció los estándares, parámetros y requisitos técnicos requeridos por el referido artículo 10 para enmendar los reglamentos de interconexión de generadores distribuidos que cualificaran para el programa de medición neta.³⁶⁸ Como parte de los estándares establecidos en la referida orden, la CEPR requirió a la AEE implementar un proceso expedito *Plug and Play* para sistemas fotovoltaicos de hasta diez kW en residencias y comercios que usen equipos certificados por la OEPPE a tales efectos.³⁶⁹

Luego de un proceso de comentarios públicos donde se recibió el insumo de la AEE, así como de varias entidades de la industria eléctrica, el 24 de marzo de 2015, la CEPR emitió una orden enmendada estableciendo de manera final los estándares, parámetros y requisitos técnicos con los que deben cumplir los referidos reglamentos de interconexión.³⁷⁰ El 23 de abril de 2015, la AEE presentó un recurso de revisión judicial ante el Tribunal de Apelaciones de Puerto Rico impugnando la validez de la orden enmendada.³⁷¹

Mediante Sentencia de 15 de junio de 2015, el Tribunal de Apelaciones declaró No Ha Lugar el recurso de la AEE. Al emitir su dictamen, el Tribunal estableció que “[l]a orden emitida por la Comisión es una acción que se encuentra enmarcada dentro de las facultades que le fueron conferidas mediante la Ley Núm. 57-2014, en el ejercicio encomendado de implantar la política pública sobre el servicio eléctrico de Puerto Rico”.³⁷²

Posterior a la determinación del Tribunal de Apelaciones, la AEE presentó ante la CEPR dos borradores de reglamento para la interconexión de generadores distribuidos con capacidad de hasta un MW y con capacidad entre un MW y cinco MW, respectiva-

³⁶⁷ *Id.* en la pág. 4. “Based on the new energy public policy changes, LUMA will assess, alongside the Energy Bureau, Act 1-2025 requirements to submit and determine the adequate process to incorporate in the the 2025 IRP analysis. LUMA believes that it is unlikely that any modifications to the assumptions or any additional resource modeling can be completed in time to be included in the planned May 16, 2025, filing of the Final 2025 IRP Report. However, the preliminary results and PPRP will still provide valuable insights. LUMA will work alongside the Energy Bureau to determine the preferred way to compare Act 1-2025’s impact on the current findings.”

³⁶⁸ *Orden*, In Re Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico: Oficina Estatal de Política Pública Energética, Caso Núm. CEPR-MI-2014-0001 (CEPR, 19 de diciembre de 2014).

³⁶⁹ *Id.* en las págs. 4-5.

³⁷⁰ *Orden Enmendada*, In Re Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico; Oficina Estatal de Política Pública Energética, Caso Núm. CEPR-MI-2014-0001 (CEPR, 24 de marzo de 2015).

³⁷¹ *In re* Autoridad de Energía Eléctrica v. Comisión de Energía de Puerto Rico, KLRA201500422, 2015 (15 de junio de 2015).

³⁷² *Id.* en la pág. 8.

mente.³⁷³ Mediante resolución y orden de 26 de agosto de 2016, la CEPR aprobó los borradores de reglamentos presentados por la AEE y le ordenó a esta llevar a cabo un proceso de vistas públicas como parte del proceso final de aprobación.³⁷⁴ El 6 de febrero de 2017, la AEE aprobó los Reglamentos 8915,³⁷⁵ y 8916 de acuerdo con los estándares, parámetros y requisitos técnicos establecidos por la CEPR, los cuales estaban vigentes a la fecha de publicación del presente artículo.³⁷⁶

ii. Procesos posteriores a la aprobación de la Ley Núm. 17-2019

Desde la implementación del programa de medición neta mediante la Ley Núm. 114-2007, hasta antes de la aprobación de la Ley Núm. 17-2019, la AEE solamente había interconectado un poco más de 14,000 sistemas de generación distribuida.³⁷⁷ Por consiguiente, para asegurar el cumplimiento con las nuevas disposiciones de la Ley Núm. 114-2007, según enmendada por la Ley Núm. 17-2019, especialmente aquellas relacionadas a la interconexión automática de generadores distribuidos con capacidad menor a veinticinco kW, el 5 de septiembre de 2019, el NEPR inició el *Caso Núm. NEPR-MI-2019-0016*.³⁷⁸

El NEPR requirió inicialmente a la AEE someter informes semestrales respecto a los asuntos relacionados a la interconexión de generadores distribuidos. Sin embargo, tomando en consideración comentarios presentados por partes interesadas en el proceso respecto al posible incumplimiento de la AEE con las disposiciones de la Ley Núm. 114-2007,³⁷⁹ el NEPR determinó “necesario celebrar vistas trimestrales para monitorear el cumplimiento de la [AEE] con la política pública de interconexión, según establecida en la ley 17-2019 [sic] y la Ley 114-2007 [sic]”.³⁸⁰ El propósito de las vistas trimestrales era monitorear el cumplimiento por parte de la AEE con las disposiciones de la Ley 114-2007 y proveerle guías y mandatos respecto a las modificaciones necesarias a sus procesos internos para lograr tal cumplimiento.

³⁷³ *Moción para presentar propuesta final revisada en cumplimiento de orden*, In Re Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico: Oficina Estatal de Política Pública Energética, Caso Núm. CEPR-MI-2014-0001 (CEPR, presentada 12 de mayo de 2016).

³⁷⁴ *Resolución y Orden*, en la pág. 3, In Re Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico: Oficina Estatal de Política Pública Energética, Caso Núm. CEPR-MI-2014-0001 (CEPR, 29 de agosto de 2016).

³⁷⁵ AEE, Reglamento para interconectar generadores con el sistema de distribución eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y participar en los programas de medición neta, Núm. 8915 (6 de febrero de 2017).

³⁷⁶ AEE, Reglamento para interconectar generadores con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y participar de los programas de medición neta, Núm. 8916 (7 de febrero de 2017).

³⁷⁷ *Presentación de Informe Anual de Cumplimiento de Energía Renovable Ley 82-2010, según enmendada*, en la pág. 5, In Re Informe Anual de Cumplimiento de Proveedor de Energía al Detal, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0020 (CEPR, presentada 1 de abril de 2019).

³⁷⁸ *Resolución y Orden*, In Re Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad de Energía Eléctrica, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0016 (NEPR, 5 de septiembre de 2019).

³⁷⁹ *Motion for Leave to Submit Comments*, In Re Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad de Energía Eléctrica, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0016 (NEPR, presentada 3 de junio de 2020).

³⁸⁰ *Resolución y Orden*, In Re Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad de Energía Eléctrica, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0016 (NEPR, 21 de julio de 2020) (Mediante la resolución y orden de 21 de julio de 2020, el NEPR estableció el calendario para las vistas trimestrales y ordenó a la AEE presentar informes de progreso respecto a la interconexión de generadores distribuidos trimestralmente.).

La AEE presentó los informes trimestrales de progreso respecto a la interconexión de generadores distribuidos hasta el 1 de junio de 2021 cuando LUMA se hizo cargo de la operación del sistema de transmisión y distribución y de las funciones de servicio al cliente. Desde esa fecha, LUMA asumió la responsabilidad de presentar los referidos informes y de modificar los procesos internos para asegurar el cumplimiento con las disposiciones estatutarias y regulatorias referentes a la interconexión de generadores distribuidos. Al 1 de mayo de 2021 —un mes antes de que LUMA asumiera la referida operación—, la AEE tenía un total de 7,208 peticiones de interconexión pendientes de aprobación, *backlog*.³⁸¹

Bajo el liderato intrusivo del NEPR en el Caso Núm. NEPR-MI-2019-0016, LUMA logró implementar procesos operacionales consistentes con la política pública establecida en la Ley Núm. 17-2019 y en la Ley Núm. 114-2007 respecto a los procesos de interconexión que no solo eliminaron las peticiones pendientes de interconexión que dejó la AEE, sino que también promovieron el despliegue y desarrollo acelerado de sistemas de generación distribuida a base de fuentes renovables.³⁸² El resultado de estos esfuerzos fue que para el 30 de septiembre de 2024, más de 135,000 sistemas de generación distribuida se habían interconectado al sistema para un total de 940 MW de capacidad instalada.³⁸³ Lo cual representa más de 3,900 activaciones mensuales de generación distribuida.³⁸⁴ Con estas acciones, el NEPR y LUMA dieron cabal cumplimiento con las disposiciones de la Ley 114-2007 según enmendada por la Ley 17-2019 con relación a la política pública de interconexión de generadores distribuidos.

iii. Ley 10-2024

Como discutimos anteriormente, el artículo 4 de la Ley 114-2007, según enmendado por la Ley 17-2019 establecía que, dentro del término de cinco años a partir de la aprobación de la Ley 17-2019 —en o antes de 12 de abril de 2024—, el NEPR debía publicar los resultados de un estudio independiente donde se evaluarán y considerarán los costos y beneficios asociados al programa de medición neta y las tecnologías de almacenamiento de energía.³⁸⁵ No obstante, antes de culminar dicho término, la Asamblea Legislativa aprobó la

³⁸¹ *Moción para presentar informes de progreso de interconexión, presentación a utilizarse en la vista del 16 de agosto de 2021 y plan o estrategia para atender el backlog*, en la pág. 4, *In Re* Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad de Energía Eléctrica, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0016 (NEPR, presentada 13 de agosto de 2021).

³⁸² Véase *Negociado de Energía*, *In Re* Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, NEGOCIADO DE ENERGÍA, <https://energia.pr.gov/expedientes/?docket=nepr-mi-2019-0016> (Este expediente contiene una descripción y listado detallado de las incidencias procesales respecto al desarrollo por parte de LUMA de los procesos de interconexión y los correspondientes informes trimestrales de progreso.).

³⁸³ *Motion Submitting Revised Interconnections Progress Report for July through September 2024 and Supporting Materials*, en la pág. 6, *In Re* Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad de Energía Eléctrica, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0016 (NEPR, presentada 9 de diciembre de 2024).

³⁸⁴ *Id.*

³⁸⁵ Véase *Microjuris*, *Encrucijada ante cambios en ley de medición neta*, MICROJURIS AL DÍA (22 de abril de 2024), <https://aldia.microjuris.com/2024/04/22/encrucijada-ante-cambios-en-ley-de-medicion-neta/>; Véase también Ángel R. Rivera de la Cruz, *Medición neta: en busca de compensación justa y razonable*, EL NUEVO DÍA (6 de julio de 2024) <https://www.elnuevodia.com/opinion/punto-de-vista/medicion-neta-en-busca-de-compensacion-justa-y-razonable/> (He aquí una versión del análisis contenido en esta sección respecto al impacto de

Ley Núm. 10-2024 para, entre otras cosas, enmendar el artículo 4 a los fines de reformular el término provisto para el referido estudio.³⁸⁶

Bajo las nuevas disposiciones del referido artículo 4, el NEPR deberá comenzar el estudio no antes de enero de 2030.³⁸⁷ Más aún, aunque se mantuvo el poder del NEPR de emitir las determinaciones que entienda necesario respecto a la política pública de compensación de los clientes de medición neta basado en el estudio, dichos cambios solo serían aplicables transcurrido un periodo de no menos de doce meses, contados a partir de la determinación final del NEPR.³⁸⁸ Finalmente, se estableció que todos los clientes que al momento de entrar en vigor los cambios a la compensación aprobados por el NEPR se considerarían clientes con derecho adquirido por un término de veinte años contados a partir de la fecha de vigencia de los cambios, en lugar de la fecha de vigencia de los contratos como establecía la enmienda de la Ley Núm. 17-2019.³⁸⁹

Estas disposiciones tendrían el efecto de retrasar la implementación de cualquier modificación al mecanismo de compensación respecto al programa de medición neta hasta al menos el año 2031, o sea siete años más tarde de lo que pudo haber sido bajo las disposiciones de la Ley Núm. 17-2019. De igual forma, a partir de esa fecha se proveería una protección por veinte años a todos los clientes que estuvieran participando del programa de medición neta a la fecha de entrada en vigor la nueva compensación, independientemente de la fecha en que el cliente instaló su sistema. A manera de ejemplo, bajo las disposiciones de la Ley Núm. 17-2019, un cliente que hay instalado un sistema en el año 2020 tendría derecho adquirido hasta el año 2040. No obstante, bajo las disposiciones de la Ley Núm. 10-2024, ese mismo cliente se consideraría con derecho adquirido hasta al menos el año 2051. Es decir, tendría once años adicionales.

Antes de aprobarse la Ley Núm. 10-2024, el NEPR contrató en septiembre de 2023 la firma *Keylogic Systems* con el propósito de completar el análisis económico del programa de medición neta.³⁹⁰ A esos fines, en entrevista con el diario *El Nuevo Día*, el presidente del NEPR expresó:

No entiendo que la ley diga que nosotros no podemos hacer el estudio. Lo que pasa es que la finalidad del estudio es distinta. La finalidad del estudio en la ley original –que era al 2024– era para utilizarse con consecuencias. Quizás ahora el estudio se utiliza para monitorear para que, eventualmente, en el 2030, tenga

la transferencia de costos de los participantes del programa de medición neta a los no participantes, del análisis respecto al Borrador de Reporte, según definido más adelante y de las conclusiones contenidas al final de esta sección fue publicada por el autor como una columna de opinión.).

³⁸⁶ Ley del programa de medición neta en la Autoridad de Energía Eléctrica, Ley Núm. 10-2024, <https://sutra.oslpr.org/osl/sutra/anejos/143103/ley%2010-2024.pdf> (última visita 3 de abril de 2025).

³⁸⁷ *Id.* art. 4.

³⁸⁸ *Id.*

³⁸⁹ *Id.*

³⁹⁰ Manuel Guillama Capella, *Negociado de Energía completará estudio sobre medición neta en medio de objeciones de la Junta Fiscal*, *EL NUEVO DÍA*, 17 de diciembre de 2024, <https://www.elnuevodia.com/noticias/gobierno/notas/negociado-de-energia-completara-estudio-sobre-medicion-neta-en-medio-de-objeciones-de-la-junta-fiscal/?cache=3mpk> (última visita 3 de abril de 2025).

consecuencias. Las consecuencias pueden ser dejar el *net metering* como está, aumentar la aportación que se le da a los consumidores o quitarles parte de la aportación que se le da a los consumidores nuevos . . . Todavía no tenemos recomendación alguna del consultor. Cuando la tengamos, la evaluaremos y, dependiendo de si se va a implementar los resultados en el 2024, se abre a vistas públicas. Si queda para implementar en 2030, posiblemente lo utilicemos de un monitoreo de cómo se ha estado comportando el mercado para ver, en términos generales, qué impacto está teniendo y cómo se pueden controlar ciertas cosas en el camino.³⁹¹

Consistente con las expresiones de su Presidente, el 14 de junio de 2024, el NEPR emitió una resolución mediante la cual publicó el Borrador del Estudio sobre Medición Neta y Energía Distribuida, que había iniciado antes de la aprobación de la Ley Núm. 10-2024, Borrador de Reporte.³⁹² Debemos destacar que, de acuerdo con los poderes conferidos bajo la Sección 306(a)(2) de la Ley PROMESA, el 26 de julio de 2024, la JSAP presentó un recurso ante el Tribunal Federal para el Distrito de Puerto Rico mediante el cual solicitó dejar sin efecto la Ley Núm. 10-2024.³⁹³ A la fecha de publicación del presente artículo, dicho recurso se encontraba pendiente de evaluación, por lo que existía incertidumbre respecto a si la Ley Núm. 10-2024 sería invalidada.

Ahora bien, a pesar de que el desarrollo de generadores distribuidos es cónsono con nuestra política pública energética y resulta en beneficios directos para el sistema eléctrico y la comunidad en general, es necesario monitorear de cerca la compensación a los participantes del programa de medición neta a los fines de evitar efectos adversos en los clientes que no participan de dicho programa. Entre estos efectos adversos se encuentra lo que en la industria se conoce como la transferencia de costos.

Una transferencia de costos ocurre cuando un cliente utiliza su sistema de generación distribuida para reducir su propia factura de electricidad sin reducir los costos del sistema eléctrico.³⁹⁴ Estos costos están mayormente asociados a la operación y mantenimiento del sistema de transmisión y distribución el cual es necesario para que el participante de medición neta pueda exportar energía.³⁹⁵ Dado que las compañías de servicio eléctrico deben recuperar sus costos operacionales, en la medida en que los participantes del programa de medición neta eviten dichos costos, éstos serán transferidos a los clientes que no participan del programa.³⁹⁶ Cuando dicha transferencia se torna significativa, la estructura de compensación del programa de medición neta deja de ser un incentivo para tornarse en un subsidio.

De acuerdo con el Borrador de Reporte, muchas jurisdicciones en los Estados Unidos han modificado o están en el proceso de modificar sus mecanismos de compensación para

391 *Id.* (énfasis suplido).

392 *Resolución*, Anejo A: Puerto Rico Net Energy Metering, *In Re* Borrador de Estudio sobre Medición Neta y Energía Distribuida, Caso Núm. NEPR-MI-2024-0006 (NEPR, 14 de junio de 2024).

393 *In re* Financial Oversight and Management Board for Puerto Rico, 650 B.R. 334 (2023).

394 Carl Pechman, et al., *Draft Puerto Rico Net Energy Metering*, NEPR (junio de 2024), <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2024/06/20240614-MI20240006-Resolucion.pdf> en la pág. 10.

395 *Id.*

396 *Id.* en la pág. 75.

evitar esta transferencia de costos y no sobrecargar a los clientes que no participan de programas de medición neta.³⁹⁷ Dichos cambios varían desde establecer la compensación basada en los costos y beneficios reales y medibles que tiene la exportación de energía hasta establecer una compensación basada en el momento del día en que ocurre la exportación, entre otras.³⁹⁸

El Borrador de Reporte detalla los procesos de modificación de la estructura de compensación en los estados de California, Hawái y Carolina del Norte, los cuales fueron de los primeros en establecer programas de medición neta.³⁹⁹ Estos procesos de modificación iniciaron tan temprano como en el año 2015.⁴⁰⁰ El Borrador de Reporte también expresa que cada uno de estos estados experimentaron problemas de transferencia de costos e inestabilidad del sistema eléctrico cuando alcanzaron niveles significativos de penetración de generadores distribuidos.⁴⁰¹ Según discutido anteriormente, al 30 de septiembre de 2024, más de 135,000 sistemas de generación distribuida se habían interconectado a la red eléctrica.⁴⁰² Esto representa aproximadamente el 10% de todos los clientes residenciales de la AEE. En nuestra opinión, esto es un nivel significativo de penetración.

Otro de los hallazgos importantes del referido estudio es que, de mantenerse la estructura de compensación actual, la transferencia de costos de los clientes que participan del programa de medición neta a los clientes que no participan de éste se estima entre \$589.6 millones,⁴⁰³ y \$621.6 millones para el periodo de 2023 a 2030.⁴⁰⁴ Más aún, y según discutido anteriormente, de mantenerse las enmiendas introducidas por la Ley Núm. 10-2024, los clientes que se hayan acogido al programa de medición neta a la fecha en que se modifique el mecanismo de compensación se considerarían clientes con derecho adquirido por el término de veinte años. Por lo tanto, su compensación se mantendría igual a la vigente durante todo ese periodo. Tomando en consideración el estimado de los costos transferidos durante el periodo de 2023 a 2030 y la proyección de instalaciones nuevas entre los años 2024 y 2031, el impacto de mantener la estructura actual de compensación en los clientes que no participan del programa de medición neta podría ascender a más de \$2,500 millones durante los próximos treinta años.

Ante este escenario, es necesario evaluar la estructura de compensación del programa de medición neta, y su impacto en la red eléctrica y en los clientes que no participan del programa. Postergar dicha evaluación conlleva el riesgo de establecer a largo plazo una estructura de compensación que podría ser no-económica y no-sostenible. Esto redundaría en una transferencia significativa de costos de los participantes del programa de medición neta, a los clientes que no participan de este.

³⁹⁷ Véase Resolución, Puerto Rico Net Energy Metering, en las págs. 19-43.

³⁹⁸ *Id.*

³⁹⁹ *Id.* en las págs. 44-69.

⁴⁰⁰ *Id.* en la pág. 53.

⁴⁰¹ *Id.* en las págs. 44-69.

⁴⁰² Motion Submitting Revised Interconnections Progress Report for July through September 2024 and Supporting Materials, en la pág. 6, In Re Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad de Energía Eléctrica, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0016 (NEPR, presentada 9 de diciembre de 2024).

⁴⁰³ *Id.* en la pág. 76 n. 82.

⁴⁰⁴ *Id.* en la pág. 76.

Si luego de dicha evaluación se determina que la política pública debe ser mantener la estructura actual de compensación a los participantes del programa de medición neta, coincidimos con las expresiones del Centro para una Nueva Economía vertidas en su Informe de Política Pública de mayo de 2024. El Informe presenta que se debe explicar a todos los clientes dicha política pública de forma “clara y transparente”, incluyendo una divulgación de que la estructura de compensación actual resultaría en facturas más altas para todos los clientes que no participen del programa de medición neta.⁴⁰⁵

D. Generación altamente eficiente y modernización de la flota generatriz de la AEE

Siguiendo los mandatos establecidos en el artículo 6.29 de la Ley 57-2014 —y luego de recibir comentarios de las partes interesadas y el público en general— el 20 de marzo de 2019, el NEPR emitió una resolución mediante la cual estableció la definición del término *Generación Fósil Altamente Eficiente*.⁴⁰⁶ La referida definición tiene dos componentes: (1) requisito operacional, y (2) requisito respecto a emisiones.

En cuanto al requisito operacional aplicable a la AEE, una unidad generatriz se considera altamente eficiente si el costo anual para operar dicha unidad no excede \$100 por MWh —10 centavos por kWh—, ajustado por inflación a 2018.⁴⁰⁷ Para cumplir con el requisito respecto a emisiones, el promedio anual de emisiones de dióxido de carbono de dicha unidad en libras por megavatio por hora tiene que ser menor que el promedio nacional de los Estados Unidos para unidades generatrices que usen el mismo tipo de combustible, según reportado en el más reciente *Emissions & Generation Resource Integrated Database* (en adelante, “eGRID”) publicado por la Agencia Federal de Protección Ambiental.⁴⁰⁸

Para demostrar cumplimiento con el requisito establecido en el artículo 6.29 de la Ley 57-2014 —sesenta por ciento de la electricidad tenía que ser generada por fuentes altamente eficientes—, el total de electricidad generada por unidades altamente eficientes, en kWh, dividido entre el total de la electricidad generada por la AEE, en kWh, tiene que ser menor a 0.60.⁴⁰⁹

Aunque el NEPR cumplió con su deber de establecer la referida definición, no hubo seguimiento ni fiscalización real respecto al cumplimiento de la AEE con el requisito establecido en la Ley 57-2014, con relación a la generación altamente eficiente. La AEE tampoco realizó ningún esfuerzo dirigido a modernizar sus unidades generatrices a los fines de lograr cumplimiento con la referida definición. Por lo tanto, igual que ocurrió con el mandato de eficiencia energética dado a las ramas de gobierno, dicha disposición estatutaria se convirtió también en letra muerta.

⁴⁰⁵ Sergio M. Marxuach, *Informe de Política Pública, Empecemos ya: Próximos pasos en la transformación energética de Puerto Rico*, CNE PUERTO RICO'S THINK TANK (22 de mayo de 2024), <https://grupocne.org/wp-content/uploads/2024/05/2024.05.22-Proximos-pasos-en-la-transformacion-energetica-de-Puerto-Rico.pdf>, en la pág. 18.

⁴⁰⁶ *Resolution*, en las págs. 2-3, *In Re* Highly Efficient Fossil Generation Definition, Caso Núm. CE-PR-MI-2016-0001 (NEPR, 20 de marzo de 2019).

⁴⁰⁷ *Id.* en la pág. 3.

⁴⁰⁸ *Id.*

⁴⁰⁹ *Id.* en la pág. 4.

E. Mecanismo de trasbordo de energía

El mecanismo de trasbordo se estableció originalmente en Puerto Rico mediante la Ley Núm. 73-2008,⁴¹⁰ cuya implementación fue delegada a la AEE. Al momento de aprobación de la Ley 57-2014, la AEE no había implementado dicho mecanismo, por lo que la facultad para el desarrollo del mecanismo de trasbordo fue transferida a la CEPR.

La Ley 57-2014 define el término *Trasbordo de Energía* como el movimiento de electricidad desde un generador independiente hasta el consumidor final de dicha energía a través de la red eléctrica de Puerto Rico y que no constituya generación distribuida a través de cualquier modalidad de medición neta.⁴¹¹ Por ejemplo, una compañía que instale un generador en Fajardo puede vender su producción eléctrica a un cliente localizado en Mayagüez mediante el mecanismo de Trasbordo de Energía pagando al operador del sistema de transmisión y distribución una tarifa establecida por el NEPR.

Para regular el mecanismo de trasbordo, el NEPR aprobó el Reglamento Núm. 9374.⁴¹² El Reglamento Núm. 9374 establece las figuras del *Suplidor de Energía al Detal* y del *Productor Independiente de Potencia*.⁴¹³ El Suplidor de Energía al Detal es la entidad que proveerá servicios de trasbordo directamente a sus clientes mediante el uso de la red eléctrica.⁴¹⁴ Por otro lado, el Productor Independiente de Potencia es una entidad que produce energía para venderla a un Suplidor de Energía al Detal o directamente a los clientes.⁴¹⁵ Por consiguiente, el Productor Independiente de Potencia puede ser también un Suplidor de Energía al Detal.

El cliente que contrata los servicios de trasbordo deja de ser cliente de LUMA para propósitos de generación. Por lo tanto, en cada ciclo de facturación, el cliente de trasbordo recibe dos facturas por servicio eléctrico, a saber: (1) una factura por generación de parte de su Suplidor de Energía al Detal, y (2) una factura de parte de LUMA por el uso de la red eléctrica para recibir el servicio de trasbordo. Para proveer servicios de trasbordo, el Suplidor de Energía al Detal debe suscribir un Acuerdo para Servicios de Trasbordo con LUMA. El Acuerdo Estándar, así como el formulario y el cargo por aplicación, es aprobado por el NEPR.⁴¹⁶

El 28 de diciembre de 2018, el NEPR inició un proceso adjudicativo mediante el Caso Núm. NEPR-AP-2018-0004 para establecer la tarifa de trasbordo.⁴¹⁷ El 24 de marzo de 2022, el NEPR emitió una resolución a través de la cual: (1) determinó que cualquier fuente de

⁴¹⁰ Ley de Incentivos Económicos para el Desarrollo de Puerto Rico, Ley Núm. 73-2008, 13 LPRA §§ 10641-10661 (2018 & Supl. 2024).

⁴¹¹ Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico, Ley Núm. 57-2014, 22 LPRA § 1051(a) (2019 & Supl. 2024).

⁴¹² NEPR, Regulation on Electric Wheeling, Núm. 9374 (20 de abril de 2022), <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/06/9374ING-Wheeling-APRil-20-2022.pdf>; *Resolution and Order, In Re Regulation on Wheeling*, Caso Núm. CEPR-MI-2018-0010 (NEPR, 7 de diciembre de 2021) (Originalmente el mecanismo de trasbordo estaría disponible para clientes comerciales e industriales con demanda mensual igual o mayor a 250 kVA.).

⁴¹³ *Id.* § 1.09.

⁴¹⁴ *Id.* § 1.09(24).

⁴¹⁵ *Id.* § 1.09(13).

⁴¹⁶ *Id.* §§ 6.03-6.05.

⁴¹⁷ *Order, In Re The Unbundling of the Assets of the Puerto Rico Electric Power Authority*, Caso Núm. NEPR-AP-2018-0004 (NEPR, 28 de diciembre de 2018).

generación que cumpla con los requisitos para interconectarse al sistema de transmisión o distribución será elegible para el mecanismo de trasbordo; (2) estableció las bases para desarrollar la metodología para el cómputo de los cargos de equilibrio por hora y los cargos de desequilibrio anual aplicables a los Suplidores de Energía al Detal; (3) indicó los pasos necesarios para desarrollar un Acuerdo de Servicio de Traslado estándar WSA, y (4) definió los elementos medulares de la tarifa de trasbordo.⁴¹⁸

El NEPR estableció los referidos cargos por hora y anuales para incentivar a los Suplidores de Energía al Detal a diseñar sus sistemas de generación de manera que estos sigan de cerca la demanda de sus clientes.⁴¹⁹ De igual forma, el NEPR determinó que el mecanismo de trasbordo no podía utilizarse como sustituto de un mercado mayorista o mercado abierto de energía.⁴²⁰ De otra parte, el NEPR estableció la tarifa de trasbordo como: la tarifa aplicable al cliente menos un crédito por suma de las cláusulas de ajuste por compra de combustible y por compra de energía.⁴²¹

Con el propósito de establecer los demás elementos para viabilizar el mecanismo de trasbordo, el 13 de enero de 2023 el NEPR inició el *Caso Núm. NEPR-MI-2023-0001*.⁴²² Mediante resolución de 22 de enero de 2024 en el referido caso, el NEPR: (1) aprobó la versión final del Acuerdo de Servicio de Traslado estándar —a ser utilizado por LUMA para otorgar acuerdos con los Suplidores de Energía al Detal para el uso de la red eléctrica—; (2) aprobó el formulario de aplicación para servicios de trasbordo; (3) aprobó un cargo de \$500 para solicitar dichos servicios, y (4) estableció la metodología final para el cómputo de los cargos de equilibrio por hora y los cargos de desequilibrio anual aplicables a los Suplidores de Energía al Detal.⁴²³ El NEPR ordenó a LUMA presentar informes anuales sobre la implementación del mecanismo de trasbordo.⁴²⁴

En su primer informe anual, LUMA expresó que estaba en el proceso de implementar cambios en su sistema de manejo de energía y en varias herramientas de recopilación de datos necesarias para la implementación de ciertas funciones del mecanismo de trasbordo, incluyendo el cómputo de los cargos por equilibrio y los cargos por balance.⁴²⁵ Una vez implementado completamente, el mecanismo de trasbordo representa una alternativa para ciertos clientes con potencial de alcanzar ahorros en su servicio de electricidad mientras que a la vez aumenta su resiliencia energética.

⁴¹⁸ Final Resolution and Order, *In Re The Unbundling of the Assets of the Puerto Rico Electric Power Authority*, Caso Núm. NEPR-AP-2018-0004, en las págs. 18-21 (NEPR, 24 de marzo de 2022).

⁴¹⁹ *Id.* en la pág. 20.

⁴²⁰ *Id.* en la pág. 19.

⁴²¹ *Id.* en las págs. 10, 16 (“The Energy Bureau finds that establishing the formula for the wheeling credit as the sum of the full FCA and full PPCA is just and reasonable, and combined with the balancing charges and other provisions described below, will protect ratepayers who do not participate in wheeling from adverse financial impacts.”).

⁴²² *Resolution and Order*, en la pág. 20, *In Re Wheeling Implementation*, Caso Núm. NEPR-MI-2023-0001 (NEPR, 13 de enero de 2023).

⁴²³ Final Resolution and Order, *In Re Wheeling Implementation*, Caso Núm. NEPR-MI-2023-0001, en las págs. 14-20 (NEPR, 22 de enero de 2024).

⁴²⁴ *Id.* en la pág. 20.

⁴²⁵ *Motion to Submit LUMA's Wheeling Implementation Report for Fiscal Year 2024*, Exhibit 1, *In Re Wheeling Implementation*, Caso Núm. NEPR-MI-2023-0001 (NEPR, presentada 28 de octubre de 2024).

F. CELI

Basado en las enmiendas introducidas a la Sección 22 de la Ley 83 de 2 de mayo de 1941, el NEPR aprobó el Reglamento Núm. 8653,⁴²⁶ y el Reglamento Núm. 8818.⁴²⁷ El Reglamento Núm. 8818 se aplicó a partir del año fiscal 2016-2017.

Mediante el Reglamento Núm. 8818, el NEPR estableció la metodología para calcular los topes máximos de consumo dispuestos por ley.⁴²⁸ De igual forma, se definieron las entidades municipales que estarían cubiertas bajo la CELI —entidades sin fines de lucro— y aquellas que debían excluirse —entidades con fines de lucro—, incluyendo la metodología para clasificar dichas entidades.⁴²⁹ También se dispuso la manera en que se evaluarían las entidades municipales que tuvieran usos mixtos —edificios que albergan entidades sin fines de lucro y entidades con fines de lucro—. ⁴³⁰ Finalmente, se dispuso un procedimiento ordenado para la suspensión del servicio a los municipios si estos incumplían con su obligación de pagar por el servicio provisto en las instalaciones municipales que operaran con fines de lucro o por el consumo en exceso de su tope máximo anual.⁴³¹

A partir del año fiscal 2016-2017, la AEE facturó el consumo en exceso del tope máximo de cada municipio de manera separada al consumo asociado a la CELI.⁴³² Sin embargo, al 31 de octubre de 2019 solamente ocho municipios tenían sus cuentas al día con la AEE.⁴³³ A esa fecha, la deuda de los setenta municipios con cuentas en atraso por concepto del consumo en exceso al tope máximo y por exclusiones a la CELI ascendía a \$23,443,287.⁴³⁴ De igual forma, al 30 de abril de 2021, dicha deuda ascendía a \$36,269,056.⁴³⁵ A pesar de que el Reglamento Núm. 8818 le proveyó herramientas a la AEE para incentivar a los municipios a realizar sus pagos a tiempo, incluyendo un procedimiento detallado para la suspensión del servicio,⁴³⁶ la AEE nunca los utilizó. LUMA tampoco ha realizado esfuerzos en esa dirección.

⁴²⁶ NEPR, Reglamento sobre la Contribución en Lugar de Impuestos, Núm. 8653 (19 de octubre de 2015), <https://energia.pr.gov/CEPR-emite-resolucion-de-enmienda-al-reglamento-de-contribucion-en-lugar-de-impuestos/> (Este reglamento se aprobó en virtud de las enmiendas realizadas por la Ley Núm. 57-2014.).

⁴²⁷ NEPR, Reglamento sobre la Contribución en Lugar de Impuestos, Núm. 8818 (27 de septiembre de 2016), <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2016/11/Enmienda-al-Reglamento-de-la-CELI-8818-2.pdf> (Este reglamento se aprobó en virtud de las enmiendas realizadas por la Ley Núm. 4-2016.).

⁴²⁸ *Id.* § 2.03.

⁴²⁹ *Id.* §§ 3.01-3.03.

⁴³⁰ *Id.* § 3.04.

⁴³¹ *Id.* §§ 5.03-5.10.

⁴³² *Resolución y Orden: Informe del Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico a la Asamblea Legislativa de Puerto Rico Respecto a la Implementación, Efectividad, Costo-Beneficio, Razonabilidad e Impacto Económico de la Contribución en Lugar de Impuestos (CELI) y Otros Subsidios, según Requerido por el Artículo 1.18 de la Ley 17-2019, Ley de política pública energética de Puerto Rico*, en la pág. 48, *In Re Investigación sobre la Contribución en Lugar de Impuestos*, Caso Núm. NEPR-IN-2019-0003 (NEPR, 21 de octubre de 2020).

⁴³³ *Id.* en la pág. 51.

⁴³⁴ *Id.*

⁴³⁵ *Ponencia de Tomás Torres Placa: Anejo 1: AEE - Resumen Informe Mensual de Balances Adeudados Corporaciones Públicas, Agencias y Municipios abril 2021*, en la pág. 26, *In Re Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica*, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001 (NEPR, 18 de octubre de 2021).

⁴³⁶ *Informe del Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico a la Asamblea Legislativa de Puerto Rico Respecto a la Implementación, Efectividad, Costo-Beneficio, Razonabilidad e Im-*

Debemos destacar que, para el periodo de 1 de mayo de 2022 a 30 de abril de 2023, los costos de la CELI ascendieron a \$110,866,861.⁴³⁷ De igual forma, para el periodo de 1 de mayo de 2023 a 30 de abril de 2024, los costos de la CELI ascendieron a \$86,498,840.⁴³⁸ El estimado de costos de la CELI para el periodo de 1 de julio de 2024 a 30 de junio de 2025 es \$93,301,064.⁴³⁹ Estas cantidades representan una reducción significativa de los costos por concepto de la CELI que tuvieron su punto máximo de \$151,972,368 durante el año fiscal 2012-2013.⁴⁴⁰

Entendemos que la reconfiguración del mecanismo de la CELI ha representado una reducción significativa respecto a los costos relacionados a esta que los clientes de la AEE han tenido sufragar mediante la tarifa. Sin embargo, tanto LUMA como la AEE han sido inefectivos en el cobro de las cantidades adeudadas por los municipios por concepto del consumo en exceso del tope máximo y de las exclusiones. Por lo tanto, el NEPR debe delinear estrategias dirigidas a asegurar que LUMA cumpla con su responsabilidad de utilizar las herramientas que tiene disponible para incentivar a los municipios a realizar los pagos correspondientes, incluyendo aplicar el procedimiento para la suspensión del servicio eléctrico dispuesto en el Reglamento 8818.

G. Métricas de desempeño del sistema eléctrico

Como parte del cumplimiento con el mandato de la Ley Núm. 17-2019 de establecer mecanismos de incentivos y penalidades a base del desempeño, el 14 de mayo de 2019 el NEPR emitió una resolución y orden mediante la cual requirió a la AEE recopilar mensualmente información respecto a ciertas métricas e indicadores de desempeño y proveer al NEPR un reporte trimestral de dicha información.⁴⁴¹ Las referidas métricas e indicadores abarcaban todos los aspectos operacionales de la AEE, incluyendo generación, transmisión, distribución, servicio al cliente, finanzas, planificación, cumplimiento ambiental, operaciones, recursos humanos, tecnología de informática, legal, y energía renovable, entre otras.⁴⁴²

El 23 de diciembre de 2020 y luego de obtener la información relacionada a las métricas e indicadores de desempeño de la AEE por más de un año, el NEPR inició un proceso

pacto Económico de la Contribución en Lugar de Impuestos (CELI) y Otros Subsidios, según Requerido por el Artículo 1.18 de la Ley 17-2019, *Ley de política pública energética de Puerto Rico*, en las págs. 53-58, *In Re Investigación sobre la Contribución en Lugar de Impuestos*, Caso Núm. NEPR-IN-2019-0003 (Negociado de Energía de Puerto Rico, 21 de octubre de 2020).

⁴³⁷ Motion Submitting CILTA, SUBA-HH, and SUBA-NHH Reconciliations and Proposed Factors, and Request for Confidential Treatment of Excel Spreadsheets, *In Re Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica*, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001 (NEPR, presentada 31 de mayo de 2023).

⁴³⁸ Motion Submitting CILTA, SUBA-HH, and SUBA-NHH Reconciliations and Calculated Factors, EE Program Costs and Proposed Factors, and Request for Confidential Treatment of Excel Spreadsheets, *In Re Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica*, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001 (NEPR, presentada 31 de mayo de 2024).

⁴³⁹ *Id.*

⁴⁴⁰ Informe del Negociado de Energía, *supra*, en la pág. 55, fig. 12.

⁴⁴¹ Resolution and Order, *In Re Desempeño de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0007 (NEPR, 14 de mayo de 2019).

⁴⁴² *Id.*

para establecer una línea base con respecto al desempeño de la AEE —desempeño actual de la AEE— y las metas con las cuales la AEE debía cumplir.⁴⁴³ Mediante resolución y orden de 21 de mayo de 2021, el NEPR estableció la línea base de desempeño de la AEE como punto de partida para medir el progreso futuro. De la misma manera, desglosó las metas y comparables con otras utilidades situadas en similar posición.⁴⁴⁴

Los Anejos A, B y C de la resolución de 21 de mayo de 2021 contienen un resumen de los hallazgos del NEPR con relación a la línea base desempeño de la AEE. Según discutiremos más adelante, el NEPR utilizó las conclusiones de este proceso como base para establecer las métricas de desempeño asociadas a la compensación adicional a la que LUMA tiene derecho bajo su contrato de operación de la red eléctrica.

VI. TRANSICIÓN A OPERADORES PRIVADOS

Siguiendo las disposiciones de la política pública energética y el mandato para transferir la operación del sistema eléctrico a entes privados, el Gobierno de Puerto Rico otorgó Contratos de Alianza con LUMA y Genera PR. Así, se proveyó para la operación del sistema de transmisión y distribución y para la operación de las unidades de generación pertenecientes a la AEE, respectivamente.

Debemos señalar que el enfoque del presente escrito es el proceso de implementación de la política pública energética según establecida en las leyes aplicables. Por consiguiente, la discusión contenida en esta sección se concentrará en el aspecto procesal de dichas transferencias, por lo que no abundaremos respecto a las disposiciones contenidas en los Contratos de Alianza otorgados. Tampoco discutiremos el desempeño de LUMA y Genera PR en el ejercicio de sus funciones y obligaciones bajo dichos contratos. Estos temas ameritan un análisis profundo y separado que expondremos en un escrito futuro.

A. LUMA

El 31 de octubre de 2018, la P3A publicó una solicitud de cualificaciones para la operación y mantenimiento del sistema de transmisión y distribución de la AEE y para ejercer las funciones de servicio al cliente.⁴⁴⁵ El 1 de febrero de 2019, la P3A emitió la solicitud de propuestas y notificó la misma a los licitadores que cumplieron con los requisitos establecidos en la solicitud de cualificaciones.⁴⁴⁶ El 15 de mayo de 2020, el Comité de Selección emitió su informe recomendando la selección de LUMA como el proponente

⁴⁴³ *Resolution and Order*, en la pág. 4, *In Re* Desempeño de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0007 (NEPR, 23 de diciembre de 2020).

⁴⁴⁴ *Resolution and Order*, *In Re* Desempeño de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0007 (NEPR, 21 de mayo de 2021).

⁴⁴⁵ P3A, Request for Qualifications, Puerto Rico Electric Power Transmission and Distribution System, RFQ 2018-02 (31 de octubre de 2018), <https://docs.pr.gov/files/P3-PublicaPrivadas/Projects/Projects/TD%20-%20LUMA/RFQ/p3a-rfq-2018-2-td-system-project.pdf>.

⁴⁴⁶ P3A, Partnership Committee Report: Puerto Rico Public-Private Partnership for the Electric Power Transmission and Distribution System, en la pág. 37 (15 de mayo de 2020), <https://docs.pr.gov/files/P3-PublicaPrivadas/Projects/Projects/TD%20-%20LUMA/Partnership%20Report/20-0520-02-partnership-committee-report-r18.pdf>.

preferido.⁴⁴⁷ Luego de la evaluación correspondiente, el 17 de junio de 2020 el NEPR emitió el Certificado de Cumplimiento de Energía requerido por la Sección 2(f) de la Ley Núm. 120-2018.⁴⁴⁸

Tras obtener la aprobación de la AEE, el Gobernador de Puerto Rico y la JSAF, el 22 de junio de 2020 se otorgó el Contrato de Alianza bajo el cual LUMA operaría el sistema de transmisión y distribución por un término de quince años.⁴⁴⁹ LUMA comenzó el proceso de transición de entrada el mismo día de la otorgación del Contrato de Alianza y entró en funciones el 1 de junio de 2020.

Es preciso señalar que una de las condiciones precedentes para la vigencia del Contrato de Alianza de LUMA (i.e. Fecha de Comienzo del Servicio, según ese término se define en el Contrato de Alianza) era la culminación del proceso de quiebra de la AEE que estaba pendiente ante la el Tribunal Federal para el Distrito de Puerto Rico.⁴⁵⁰ Sin embargo, a la fecha de culminación del periodo de transición de entrada, el caso de quiebra de la AEE no se había resuelto.

Por consiguiente, se activó un Acuerdo Suplementario que era parte del Contrato de Alianza. Dicho acuerdo establece que —si al momento de comenzar operaciones, todas las condiciones precedentes se habían cumplido o se había obtenido una dispensa para ello, con excepción de la salida del caso de quiebras— LUMA comenzaría las operaciones bajo las condiciones del Acuerdo Suplementario bajo lo que se definió como el Periodo Interino.⁴⁵¹ El Periodo Interino de operación bajo el Acuerdo Suplementario terminaría a la fecha de la salida de la AEE del caso de quiebras o dieciocho meses desde la fecha de efectividad Acuerdo Suplementario, lo que ocurriera primero.⁴⁵² Sin embargo, el referido término de dieciocho meses podía extenderse por acuerdo mutuo entre las partes.⁴⁵³

Entre las condiciones del Acuerdo Suplementario se encontraba que LUMA recibiría una compensación de \$115 millones —en lugar de los \$105 millones que recibiría bajo los términos ordinarios del Contrato de Alianza—,⁴⁵⁴ y que LUMA no estaría sujeta a las métricas de desempeño contenidas en el Anejo IX del Contrato de Alianza.

El Periodo Interino vencía el 30 de noviembre de 2022. No obstante, y de acuerdo con la Sección 7.1 del Acuerdo Suplementario, ese mismo día LUMA y la P3A acordaron extender el Periodo Interino de manera indefinida hasta la resolución del caso de quiebra de la AEE.⁴⁵⁵ A la fecha de publicación del presente artículo, el caso de quiebra de la AEE

⁴⁴⁷ *Id.* en la pág. 49.

⁴⁴⁸ *Resolution and Order: Energy Certificate Compliance, In Re Certificate of Energy Compliance*, Caso Núm. NEPR-AP-2020-0002 (NEPR, 17 de junio de 2020).

⁴⁴⁹ *Puerto Rico Transmission and Distribution System Operation and Maintenance Agreement*, (22 de junio de 2020), <https://docs.pr.gov/files/P3-PublicaPrivadas/Projects/Projects/TD%20-%20LUMA/OM%20Agreement/executed-consolidated-om-agreement-td.pdf>, en la pág. 9.

⁴⁵⁰ *Id.* § 4.5(o).

⁴⁵¹ *Puerto Rico Transmission and Distribution System Operation and Maintenance Agreement*, (22 de junio de 2020), <https://docs.pr.gov/files/P3-PublicaPrivadas/Projects/Projects/TD%20-%20LUMA/OM%20Agreement/executed-consolidated-om-agreement-td.pdf>.

⁴⁵² *Id.* § 7.1.

⁴⁵³ *Id.*

⁴⁵⁴ *Id.* § 3.3.

⁴⁵⁵ *Extienden contrato suplementario de LUMA Energy*, MICROJURIS AL DÍA (30 de noviembre de 2022), <https://aldia.microjuris.com/2022/11/30/extienden-contrato-suplementario-de-luma-energy/>.

continuaba pendiente de adjudicación ante el Tribunal Federal para el Distrito de Puerto Rico, por lo que LUMA continuaba operando bajo el Acuerdo Suplementario.

B. Genera PR

El 10 de agosto de 2020, la P3A publicó una solicitud de cualificaciones para la operación y mantenimiento de los activos de generación legados de la AEE.⁴⁵⁶ El 10 de noviembre de 2020, la P3A emitió la solicitud de propuestas, la cual fue enviada a aquellos licitadores que cumplieron con los requisitos establecidos en la solicitud de cualificaciones.⁴⁵⁷ El 17 de octubre de 2022, el Comité de Selección emitió su informe recomendando la selección de Genera PR como el proponente preferido.⁴⁵⁸ Posterior a la evaluación correspondiente, el 15 de enero de 2023 el NEPR emitió el Certificado de Cumplimiento de Energía requerido por la Sección 2(f) de la Ley Núm. 120-2018.⁴⁵⁹

Tras obtener la aprobación de la AEE, del Gobernador de Puerto Rico y de la JSAF, el 24 de enero de 2023 se otorgó el Contrato de Alianza bajo el cual Genera PR operaría los activos de generación legados por un término de diez años.⁴⁶⁰ Genera PR entró en funciones el 1 de julio de 2023. Esto culminó el proceso de transferencia de la operación del sistema eléctrico a operadores privados según dispuesto en la Ley Núm. 120-2018, y la política pública energética establecida en la Ley Núm. 17-2019.

Debemos señalar que, el 27 de febrero de 2025, Genera PR y la AEE radicaron ante el Negociado de Energía una moción conjunta mediante la cual solicitan la aprobación de una enmienda al contrato de operación y mantenimiento de Genera PR.⁴⁶¹ La enmienda consiste en que Genera PR renunciará a la estructura de incentivos económicos a los que tendría derecho durante el término del contrato a cambio de un pago único de \$110 millones, dividido en 11 pagos mensuales de \$10 millones cada uno.⁴⁶² Genera PR argumentó

⁴⁵⁶ P3A, *Request for Qualifications, Puerto Rico Electric Power Authority Thermal Generation Facilities*, RFQ 2020-01 (10 de agosto de 2020), <https://docs.pr.gov/files/P3-PublicaPrivadas/Projects/Projects/THERMAL%20GENERATION%20FACILITIES/Request-for-Qualifications-PREPA-Generation-Thermal-Facilities-RFQ-2020-1-1.pdf> (Las unidades de generación legadas de la AEE son aquellas que operan a base de combustibles fósiles e incluyen todas las unidades clasificadas como operacionales y las clasificadas como fuera de servicio. Bajo el Contrato de Alianza, Genera PR sería responsable de decomisar las unidades clasificadas como fuera de servicio.).

⁴⁵⁷ P3A, *Partnership Committee Report: Puerto Rico Public-Private Partnership for the Puerto Rico Electric Power Authority Thermal Generation Facilities*, (17 de octubre de 2022) <https://docs.pr.gov/files/P3-PublicaPrivadas/Projects/Projects/THERMAL%20GENERATION%20FACILITIES/LGA%20-%20Partnership%20Report.pdf>, en la pág. 41.

⁴⁵⁸ *Id.* en las págs. 60-61.

⁴⁵⁹ *Resolution and Order: Energy Certificate Compliance, In Re Certificate of Energy Compliance*, Caso Núm. NEPR-AP-2022-0001 (NEPR, 15 de enero de 2023).

⁴⁶⁰ *Puerto Rico Thermal Generation Facilities Operation and Maintenance Agreement*, (24 de junio de 2023), <https://docs.pr.gov/files/P3-PublicaPrivadas/Projects/Projects/THERMAL%20GENERATION%20FACILITIES/230124-LGA-OM-Agreement.pdf>.

⁴⁶¹ *Joint Motion to Request Preliminary Approval for Amendments to Genera's Operation and Maintenance Agreement, In Re Certificate of Energy Compliance*, Caso Núm. NEPR-AP-2022-0001 (presentada 27 de febrero de 2025).

⁴⁶² *Id.* en la pág. 2.

que esta enmienda representa un ahorro de hasta \$805.52 millones en comparación con la estructura de compensación vigente.⁴⁶³

El 28 de febrero de 2025, el Negociado de Energía emitió una resolución y orden mediante la cual aprobó preliminarmente la enmienda propuesta sujeta a que (1) dicha determinación no es final, por lo que la aprobación final estará sujeta al cumplimiento con las leyes y los requisitos regulatorios aplicables; y (2) Genera y la AEE identifiquen la fuente de ingreso para el pago de los \$110 millones.⁴⁶⁴ Entre estos requisitos se encuentra emitir un nuevo certificado de cumplimiento de acuerdo con las leyes 29-2009, 120-2018 y 17-2019.⁴⁶⁵ El proceso de aprobación final de la referida enmienda no había culminado al momento de la publicación del presente artículo.

C. AEE

Luego de la transferencia de la operación y mantenimiento del sistema de transmisión y distribución, así como de las funciones de servicio al cliente a LUMA —y de transferencia de la operación y mantenimiento de las unidades de generación legadas a Genera PR— las responsabilidades de la AEE se redujeron a la operación y mantenimiento de las centrales hidroeléctricas que aún estaban en funcionamiento. Aunque la AEE retuvo la titularidad del sistema eléctrico (i.e. del sistema de transmisión y distribución operado por LUMA y de la flota de generación operada por Genera PR), la responsabilidad de manejar y supervisar los Contratos de Alianza con estas compañías recayó en la P3A, de acuerdo con las disposiciones de la Ley Núm. 120-2018,⁴⁶⁶ y la Ley Núm. 29-2009.⁴⁶⁷

CONCLUSIÓN

Durante los pasados diez años, la implementación de la política pública energética establecida en la Ley 57-2014 y ampliada por la Ley 17-2019 ha sido efectiva en áreas relacionadas a: (1) la planificación a largo plazo de los recursos energéticos; (2) a la independencia al establecer las tarifas y cargos por servicio eléctrico; (3) a la implementación del mecanismo de trasbordo, y (4) al desarrollo de sistemas distribuidos mediante fuentes renovables, entre otros. De igual manera, se implementó el marco regulatorio respecto a microrredes, cooperativas de energía, los programas de eficiencia energética y respuesta a la demanda— incluyendo un plan para el periodo de transición, procesos expeditos para la revisión de facturas, el despliegue de infraestructura de cargadores para vehículos eléctricos, y la viabilidad para el uso de hidrógeno como alternativa energética en Puerto Rico, entre otros.

No obstante, respecto a la modernización de los activos de generación —incluyendo el desarrollo de fuentes de generación fósil altamente eficiente, y a la transición a fuentes de

⁴⁶³ *Id.* en las págs. 2-3.

⁴⁶⁴ *Id.* en la pág. 3.

⁴⁶⁵ *Id.* en la pág. 4.

⁴⁶⁶ Ley para transformar el sistema eléctrico de Puerto Rico, Ley Núm. 120-2018, 22 LPRA § 1111-1125 (2019 & Supl. 2024).

⁴⁶⁷ Ley de alianzas público-privadas, Ley Núm. 29-2009, 27 LPRA §§ 2601-2623 (2024).

energía renovable— el proceso no ha sido efectivo. A esos fines, la implementación de los Tramos de Licitación, ordenados por el Plan Integrado de Recursos vigente al momento de la presente publicación para proyectos de recursos renovables a gran escala, se quedó muy por debajo de la capacidad licitada. De igual manera, no se cumplió con las disposiciones de asegurar que la generación mediante fuentes fósiles sea en un sesenta por ciento altamente eficiente, según el término fue definido por el NEPR.

Dada las disposiciones de la Ley Núm. 1-2025, en ausencia de un mandato expreso respecto a metas intermedias, existe un riesgo sustancial de no alcanzar la meta final de cien por ciento de generación mediante fuentes renovables para el año 2050. Por consiguiente, es altamente probable que el proceso de aprobación del tercer Plan Integrado de Recursos resulte en un mandato para el desarrollo de fuentes de generación mediante combustibles fósiles que a pesar de ser consistente con la Ley Núm. 1-2025, representa un distanciamiento de lo que ha sido la política pública por los pasados diez años de transición a fuentes renovables.

De otra parte, a pesar de que la Ley 1-2025 extendió el uso del carbón como fuente de generación, esto no implica una extensión automática del contrato. Por consiguiente, si dicha extensión no se materializa, será imprescindible identificar un remplazo razonable para las unidades de generación de AES a partir del cese de sus operaciones al final del año 2027. Esto incrementa sustancialmente el riesgo de no tener recursos necesarios para suplir la demanda energética a partir de dicha fecha, lo que redundaría en relevos de carga y apagones selectivos durante las horas pico de demanda en gran parte del año.

Aunque luego de la aprobación de la Ley 1-2025, el Negociado de Energía autorizó un proceso de licitación para la adquisición de entre 2,500 MW y 3,000 MW de capacidad base de generación, a nuestro entender dicha autorización se hizo al margen del Plan Integrado de Recursos vigente, cuya enmienda requiere un proceso formal de aprobación. Por consiguiente, el referido proceso de licitación puede estar expuesto a impugnación futura.

Finalmente, la transición de la operación del sistema eléctrico a operadores privados, según establecido en la Ley Núm. 120-2018, comenzó el 1 de junio de 2021 con la transferencia de las operaciones del sistema de transmisión y distribución a LUMA. Concluyó con el inicio de operaciones de Genera PR el 1 de julio de 2023, cumpliendo así con esta parte de la política pública energética. El desempeño de estas compañías en la operación del sistema eléctrico será analizado y discutido en un escrito posterior.