

ORIGINAL

GOBIERNO DE PUERTO RICO

RECIBIDO FEB 27 2026 PM 3:43
Mury
TRAMITES Y RECORDS SENADO PR

20^{ma.} Asamblea
Legislativa

3^{ra.} Sesión
Ordinaria

SENADO DE PUERTO RICO

P. del S. 935

INFORME NEGATIVO

27 de febrero de 2026

AL SENADO DE PUERTO RICO:

La Comisión de Gobierno del Senado de Puerto Rico, previo estudio y consideración del Proyecto del Senado 935 no recomienda a este Alto Cuerpo su aprobación.

ALCANCE DE LA MEDIDA



El Proyecto del Senado 935 (en adelante, el "P. del S. 935") tiene el propósito de crear la Ley de Microgrids Comunitarios Solares para Resiliencia Energética en Puerto Rico; autorizar y regular la instalación de microgrids solares en barrios y comunidades vulnerables; establecer un programa de subsidios iniciales para paneles solares, baterías de almacenamiento y sistemas de gestión de energía; priorizar áreas de alto riesgo por eventos climáticos extremos y apagones frecuentes; promover la descentralización y resiliencia energética; y para otros fines relacionados.

ANÁLISIS DE LA MEDIDA

"LEY DE POLÍTICA PÚBLICA ENERGÉTICA DE PUERTO RICO"

Los objetivos iniciales de la "Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico", Ley 17-2019, según enmendada, en torno a la política pública energética son:

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

alternativas en el sector energético maximizando los recursos estatales y federales disponibles.

2) Promover el uso de centrales eléctricas de menor escala, que tengan la capacidad de operar con múltiples combustibles ("diversified fuel mix"), de los cuales uno debe ser gas natural, que minimicen las emisiones de gases de efectos de invernadero, con tecnología e infraestructura asociada moderna y de alta eficiencia ("high efficiency capacity"), según definido por el Negociado de Energía, y con capacidad para integrar generación distribuida y energía renovable a la red eléctrica.

3) Eliminar el uso de carbón como fuente de generación de energía no más tarde del 31 de diciembre de 2032.

4) Viabilizar que el consumidor del servicio de energía pueda convertirse en prosumidor mediante programas como medición neta, la adopción de diseños tarifarios que promuevan la generación detrás del contador ("behind-the-meter"), entre otros mecanismos disponibles o que estén disponibles en un futuro.

5) Establecer prioridades en el mantenimiento de la infraestructura del Sistema Eléctrico y crear programas de manejo de vegetación.

6) Requerir a las compañías de servicio eléctrico adoptar medidas de seguridad cibernética para prevenir y manejar efectivamente los ataques cibernéticos que puedan afectar las redes de tecnología de la información y operativa.

7) Mientras la tecnología permita sin comprometer la confiabilidad, estabilidad, continuidad del sistema eléctrico, reducir el uso de combustibles fósiles para la generación de energía, mediante la integración de energía renovable de forma ordenada y progresiva, garantizando la estabilidad del Sistema Eléctrico a un costo razonable mientras se maximizan los recursos de energía renovable a corto, mediano y largo plazo. Para ello, se establece una Cartera de Energía Renovable con el fin de alcanzar un cien por ciento (100%) de la producción para suplir la demanda en o antes del 2050.

8) Facilitar la interconexión de generación distribuida a la red eléctrica por cualquier mecanismo disponible, incluyendo, pero sin limitarse a la generación distribuida, fuentes de energía renovable, medición neta y el uso de microrredes mediante la implementación de los mecanismos,

estrategias y tecnologías disponibles en la industria eléctrica para estos propósitos.

9) Impulsar el uso de tecnología para almacenamiento de energía en todos los niveles de consumidores para facilitar y acelerar la integración de fuentes de energía renovable y capitalizar su capacidad como mecanismo de energía distribuida.

10) Promover programas de respuesta a la demanda y eficiencia energética con un calendario definido e incentivos para viabilizar los programas a corto, mediano y largo plazo enfocándose en los beneficios que tales programas proveen a los consumidores y al Sistema Eléctrico.

11) Uniformar el equipo y el diseño con los parámetros del USDA Rural Utilities Service (RUS), cuando sea factible y apropiado, para ayudar con el reemplazo en situaciones regulares y de emergencia;

12) Robustecer las facultades y funciones del Negociado de Energía de Puerto Rico para viabilizar y ejecutar la implementación de la política pública energética de Puerto Rico concediéndole mayor autonomía presupuestaria, ampliando sus poderes para investigar, incentivar, fiscalizar y penalizar cualquier persona natural o jurídica bajo su jurisdicción.

13) Requerir que toda compañía de servicio eléctrico en Puerto Rico cumpla con el Plan Integrado de Recursos aprobado por el Negociado de Energía.

14) Establecer los elementos necesarios para alcanzar la aspiración de nuestro Pueblo para contar con un Sistema Eléctrico moderno, confiable, resiliente y estable, con tarifas menores a los veinte centavos por kilovatio/hora (20c/kWh), y energía limpia, moderna y confiable que sea la base del desarrollo económico sostenible de Puerto Rico.

**LEY DE POLÍTICA PÚBLICA DE DIVERSIFICACIÓN ENERGÉTICA POR MEDIO DE ENERGÍA
RENOVABLE SOSTENIBLE Y ALTERNA EN PUERTO RICO**

La "Ley de Política Pública de Diversificación Energética por Medio de la Energía Renovable Sostenible y Alterna en Puerto Rico", Ley 82-2010, según enmendada, regula la cartera de energía renovable en Puerto Rico. En particular el Artículo 2.3 dispone:

(a) Para cada año natural entre 2015 y 2050, cada proveedor de energía al detal deberá someter al Negociado evidencia de cumplimiento con la Cartera de Energía Renovable aplicable bajo el inciso (b) de este Artículo.

(b) Para el 2050, la Cartera de Energía Renovable aplicable a cada proveedor de energía al detal será el cien por ciento (100%).

(c) Para cada año natural, según sea necesario para cumplir con una cartera de energía renovable impuesta por medio de legislación y/o reglamentación federal, el Negociado podrá limitar, mediante reglamentación, el porcentaje de energía renovable alterna y la cantidad de CERs que podrán ser utilizados por un proveedor de energía al detal para demostrar cumplimiento con la Cartera de Energía Renovable aplicable en cada año natural.

(d) Para propósitos de demostrar cumplimiento con este Artículo, la cantidad de energía renovable distribuida generada por los prosumidores se contabilizará y tendrá acceso al registro de Certificados de Energía Renovable de acuerdo con las disposiciones de esta Ley, la Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico y los reglamentos que para esos fines apruebe el Negociado de Energía.



(e) Para propósitos de demostrar cumplimiento con este Artículo, la cantidad de energía eléctrica vendida durante cada año natural por un proveedor de energía eléctrica que provenga de una instalación hidroeléctrica, no será contabilizada como parte del volumen total de electricidad vendida por la compañía de servicio eléctrico para dicho año.

(f) Todo lo relacionado con la fijación de las tarifas de trasbordo de energía ("Wheeling") se hará de conformidad a lo dispuesto en la Ley Núm. 73 del 2008.

PROPÓSITO DEL P. DEL S. 935

La medida busca crear el Programa de Microgrids Comunitarios Solares para Resiliencia Energética, adscrito al Negociado de Energía de Puerto Rico (NEPR). Este programa tendría la capacidad de:

1. Autorizar la instalación de microgrids solares en comunidades vulnerables, con prioridad en áreas rurales, islas municipio (Vieques, Culebra) y barrios con historial de apagones prolongados;

2. Establecer subsidios iniciales para hasta el 50% de costos de instalación (paneles, baterías y controles), limitados a proyectos que beneficien al menos 50 hogares o un centro comunitario;
3. Requerir que los proyectos incluyan participación comunitaria (e.g., comités locales para operación y mantenimiento) y uso de mano de obra local en al menos el 70% de la instalación;
4. Obligar certificación técnica por el NEPR para garantizar seguridad, eficiencia y compatibilidad con la red principal;
5. Crear un fondo de monitoreo para evaluar el impacto en resiliencia energética (e.g., horas de autonomía durante apagones).

Al mismo tiempo, decreta que el financiamiento se obtendrá mediante fondos federales del Departamento de Energía (DOE), incluyendo el Puerto Rico Energy Resilience Fund (PR-ERF) y el Grid Resilience Program (con reasignaciones de hasta \$365 millones anunciadas en septiembre 2025 para resiliencia de red en Puerto Rico); alianzas público-privados (PPP) donde empresas privadas cubran costos a cambio de contratos de operación y mantenimiento; reinversión de ahorros en costos de energía para comunidades y donaciones de ONGs ambientales.

ALCANCE DEL INFORME



La Comisión de Gobierno del Senado de Puerto Rico, como parte del estudio y evaluación de la presente medida, solicitó comentarios y memoriales explicativos a las siguientes agencias y entidades:

1. Autoridad de Asesoría Financiera y Agencia Fiscal de Puerto Rico
2. Autoridad para las Alianzas Público-Privadas
3. Autoridad de Energía Eléctrica
4. Genera
5. LUMA
6. Negociado de Energía

La única entidad que no compareció fue la Autoridad de Energía Eléctrica. A continuación, se incluye una exposición concisa y fiel de lo expuesto por las entidades consultadas.

AUTORIDAD DE ASESORÍA FINANCIERA Y AGENCIA FISCAL DE PUERTO RICO

La AAFAF "tiene interrogantes fiscales, programáticas y jurídicas" sobre la medida. Señala que es importante tener presente, como también hemos reiteradamente expresado, que la Ley PROMESA, en su Sección 204, establece un proceso relativo a toda legislación que pueda tener un impacto fiscal y económico en

los gastos e ingresos del Gobierno de Puerto Rico. En vista de lo anterior, medidas legislativas como esta deben estar acompañadas de un análisis de impacto fiscal, presupuestario y económico, previo su aprobación y envío para la consideración de la Gobernadora. Dicho análisis debe establecer la fuente de financiamiento para satisfacer el nuevo gasto o la reprogramación de fondos, de ser necesaria, para que su efecto sea neutro en términos de gastos e ingresos, y/o que no tenga un impacto significativamente inconsistente con el Plan Fiscal y el presupuesto balanceado. Así, es necesario que la presente medida esté acompañada de un informe sobre el efecto fiscal preparado por la Oficina de Presupuesto de la Asamblea Legislativa (OPAL), conforme la Ley 1-2023 y el Plan Fiscal certificado.

NEGOCIADO DE ENERGÍA

El Negociado de Energía no endosó la medida. Señala que la medida según redactada no es cónsona con la Ley 57-2014, y los poderes conferidos al organismo rector del NEPR, compuesto por los Comisionados. Específicamente, el P. del S. 935 dispone que será el Director Ejecutivo del NEPR quien adoptará la reglamentación para la implementación de lo propuesto, sin embargo, la Ley 57-2014 delega la facultad de reglamentación en los Comisionados del NEPR. Por el otro lado, indica que las microrredes no pueden operar al margen del marco regulatorio energético vigente, sino que, por el contrario, estas quedan sujetas a los reglamentos, órdenes, estándares técnicos y procesos de certificación, autorización y cumplimiento adoptados por el NEPR, al igual que cualquier otra compañía de servicio eléctrico en Puerto Rico.

LUMA ENERGY

LUMA no endosó la medida. LUMA expuso que las microrredes son sistemas eléctricos locales que integran generación y distribución para operar de manera autónoma o conectada a la red principal. Su objetivo principal es garantizar un suministro confiable y resiliente, especialmente en entornos vulnerables a interrupciones prolongadas. A nivel global, el desarrollo de microrredes responde a la necesidad de modernizar la infraestructura eléctrica, reducir emisiones y aumentar la seguridad energética. Estas soluciones permiten optimizar recursos renovables y ofrecer flexibilidad operativa frente a eventos climáticos o fallas en la red central. Existen varios modelos de microrredes. El impulso hacia las microrredes se ha acelerado en la última década gracias a avances tecnológicos en baterías, sistemas de control y generación solar fotovoltaica. Gobiernos y reguladores han adoptado políticas que fomentan su implementación como parte de estrategias de transición energética y resiliencia. En este contexto, las microrredes no solo representan una innovación técnica, sino también un cambio en el modelo de negocio eléctrico, promoviendo esquemas descentralizados.

Indica que una microrred comunitaria opera bajo un esquema cooperativo donde varios usuarios comparten infraestructura de generación y almacenamiento para satisfacer sus necesidades energéticas. Estos sistemas suelen incluir paneles solares, baterías y sistemas de gestión que permiten operar en modo "isla" durante apagones, garantizando continuidad del servicio.

Expone que aunque el proyecto indica que no tendrá impacto fiscal, la implementación depende de fondos federales como el Puerto Rico Energy Resilience Fund (PR-ERF) y reprogramaciones del Grid Recovery & Modernization, que hoy han sido eliminados y reprogramados a nivel federal. Señala, por otro lado, que la "reinversión de ahorros", según propone el Artículo 3(c) del P. del S. 935 como alternativa de financiamiento, tampoco es viable dado que los presupuestos para el sistema eléctrico de hoy no dan para cubrir la reconstrucción y el constante mantenimiento del sistema y por ende no se produce un ahorro. Según LUMA, el Artículo 3(c) parte de una premisa errada, al suponer que durante una interrupción de servicio se produce un ahorro. Durante una interrupción no existe consumo eléctrico, ya que no hay flujo de energía a través del medidor.



Por otro lado, LUMA expone que la incorporación de microrredes comunitarias en el sistema eléctrico plantea riesgos significativos para la estructura tarifaria actual. Las microrredes, aunque prometen resiliencia local, requieren inversiones sustanciales en infraestructura, interconexión, sistemas de control y modernización de la red principal para garantizar estabilidad. Estos costos no son absorbidos únicamente por los participantes del proyecto; en la práctica, se socializan entre todos los clientes a través de ajustes tarifarios aprobados por el regulador. Esto se agudiza en Puerto Rico dado a que la infraestructura de T&D le pertenece exclusivamente a la Autoridad de Energía Eléctrica ("AEE"). Esto significa que los consumidores que no participan en microrredes podrían terminar subsidiando proyectos privados o comunitarios, lo que contradice principios de equidad tarifaria y aumenta la presión sobre hogares que ya enfrentan tarifas elevadas. Agrega que incorporar microrredes sin un marco financiero sólido puede generar cargos adicionales para cubrir costos de integración, mantenimiento y respaldo de la red central, que sigue siendo necesaria para garantizar servicio continuo. Las utilidades deben mantener capacidad instalada y redes para servir como "seguro" cuando las microrredes no pueden operar, lo que implica costos fijos que se distribuyen entre todos los abonados.

Añada que este doble costo de infraestructura tradicional más apoyo para microrredes puede traducirse en aumentos tarifarios que afectan desproporcionadamente a los clientes que no se benefician de la microrred. Desde la perspectiva de la utilidad, la proliferación de microrredes fragmenta la planificación del sistema eléctrico, reduciendo economías de escala y aumentando la complejidad operativa. Las inversiones en generación centralizada y de transmisión se justifican por la demanda agregada; si esta se reduce de manera desordenada, los costos hundidos ("sunk costs") no desaparecen y deben recuperarse mediante tarifas más

altas para los clientes restantes. Además, la integración de microrredes requiere sistemas avanzados de coordinación y protección, lo que implica gastos.

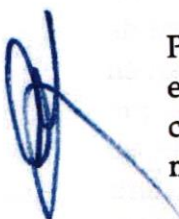
AUTORIDAD DE ALIANZAS PÚBLICO-PRIVADAS

La AAPPP "no se opone al fin que persigue el P. del S. 935, pero recomienda que [se] evalúe las enmiendas necesarias para garantizar la viabilidad y efectividad de la medida antes de su aprobación". Entienden que la medida requiere enmiendas sustantivas para clarificar el rol de la AAPP en la estructuración de proyectos, fortalecer la coordinación interagencial, asegurar la sostenibilidad financiera de las microrredes y establecer un marco adecuado para la participación del sector privado y la divulgación de información pública en manos de entidades privadas.

IMPACTO FISCAL MUNICIPAL

En cumplimiento con el Artículo 1.007 de la Ley 107-2020, según enmendada, conocida como "Código Municipal de Puerto Rico", la Comisión de Gobierno señala que, al no recomendar la aprobación del P. del S. 935, no corresponde emitir una certificación afirmativa sobre la ausencia de impacto fiscal en los gobiernos municipales.

CONCLUSIÓN



Luego de examinar detenidamente el alcance, propósito y contenido del Proyecto del Senado 935, el marco jurídico vigente en materia de política pública energética, así como los memoriales explicativos sometidos por las entidades consultadas, la Comisión de Gobierno del Senado de Puerto Rico concluye que la medida presenta deficiencias sustanciales que impiden recomendar su aprobación.

Actualmente, la Ley 17-2019 y el Reglamento 9028 del NEPR establecen un marco robusto para la integración de recursos energéticos distribuidos, incluyendo *microgrids*, bajo disposiciones específicas como las contenidas en las secciones 1.08, 2.01, 2.02, 3.03, 3.05-3.06, 4.03, 5.03-5.04, 5.09 y 5.11.

El P. del S. 935 crea un estatuto paralelo que duplica y potencialmente contradice el marco regulatorio vigente, generando riesgos de complejidad y fragmentación jurídica. La coexistencia de dos regímenes normativos debilita la autoridad del Negociado de Energía, afectando la coherencia regulatoria y la supervisión técnica de proyectos comunitarios. Los proyectos deben cumplir con estándares de interconexión, protecciones al consumidor y con el uso de formularios NEPR-D01, D02 y D03, conforme al Reglamento 9028.

De entrada, la Comisión no puede pasar por alto que el P. del S. 935 descansa sobre premisas de financiamiento que actualmente no están demostradas con suficiencia documental ni presupuestaria. Aun cuando el texto alude a fondos

federales y a "reasignaciones" de programas, los memoriales recibidos advierten incertidumbre real sobre la disponibilidad, continuidad y elegibilidad de esas fuentes. En ese contexto, aprobar un esquema estatutario que crea obligaciones programáticas nuevas sin un análisis fiscal completo y verificable, coloca a la Asamblea Legislativa en riesgo de aprobar política pública sin la certeza mínima sobre su sostenibilidad financiera y su compatibilidad con el Plan Fiscal certificado.

Asimismo, la Comisión coincide con el señalamiento medular del Negociado de Energía de que la medida, según redactada, altera la arquitectura decisional del regulador al desplazar funciones normativas hacia la Dirección Ejecutiva, en potencial contradicción con el esquema delegado por la Ley 57-2014. Ese defecto es un problema de diseño regulatorio. En materia energética, donde el cumplimiento depende de órdenes, estándares y procesos de certificación, una ley que confunda o fracture competencias crea litigiosidad y, en última instancia, inseguridad jurídica para las propias comunidades que se pretende beneficiar.



Finalmente, aunque la Comisión reconoce el objetivo público de promover resiliencia energética en comunidades vulnerables, estima que ese fin puede y debe perseguirse de manera jurídicamente consistente con el marco vigente, mediante la utilización y fortalecimiento de los instrumentos regulatorios existentes y, de ser necesario, enmiendas puntuales a la legislación y reglamentación aplicables. La recomendación de la Autoridad para las Alianzas Público-Privadas, en cuanto a la necesidad de enmiendas sustantivas para clarificar roles, coordinación y sostenibilidad, refuerza la conclusión de que la medida no está madura para aprobación en su forma actual. A modo de ejemplo, a esta Comisión le llama la atención la referencia inexacta e inadecuada de legislación existente en la medida. El P. del S. 935 hace referencia a "Alianzas público-privadas (PPP) bajo la Ley 161-2009". Sin embargo, la Ley 161-2009 corresponde a la "Ley para la Reforma del Proceso de Permisos de Puerto Rico", mientras que el marco habilitador específico de las alianzas público-privadas es la "Ley de Alianzas Público Privadas", Ley 29-2009.

Por todo lo anterior, la Comisión reitera que no procede recomendar la aprobación del P. del S. 935 según redactado. La medida requiere, como mínimo, (1) alineación expresa con la Ley 57-2014 en cuanto a competencias reglamentarias y gobernanza del NEPR; (2) una estructura fiscal verificable y conforme a PROMESA, con su análisis formal de impacto; (3) un diseño tarifario y de costos de integración que evite subsidios cruzados injustos; y (4) armonización normativa con el Reglamento 9028 para evitar duplicidad y contradicción. En ausencia de esas correcciones, la aprobación del proyecto arriesga crear un marco jurídico redundante, fiscalmente incierto y operacionalmente conflictivo.

POR TODO LO ANTES EXPUESTO, la Comisión de Gobierno del Senado de Puerto Rico, no recomienda a este Alto Cuerpo la aprobación del P. del S. 935.

RESPETUOSAMENTE SOMETIDO.

Hon. Ángel A. Toledo López
Presidente
Comisión de Gobierno
Senado de Puerto Rico