



Daniel Hernández, PE, MEM
PRET -Founder & Editor
PRGRIDLLC@YAHOO.COM

Puerto Rico se encuentra ante una encrucijada histórica para su sistema eléctrico. La nueva composición de la Junta de Supervisión Fiscal abre la posibilidad no solo de saldar la deuda y superar la quiebra, sino también de rediseñar el modelo energético con visión de futuro. Este es el momento de impulsar una transformación que combine responsabilidad fiscal con tarifas más justas y mayor confiabilidad.

Es la oportunidad de preparar un sistema robusto, capaz de competir y crecer de forma sostenible. El verdadero reto será lograrlo sin repetir el ciclo de aumentos que ha frenado la competitividad y el desarrollo económico de la isla.

En esta edición de PRET, abordamos el trilema energético —**tarifas, deuda y desarrollo**— con datos reales del Negociado de Energía para el año fiscal 2026. Analizamos cómo el presupuesto anual aprobado por el PREB para LUMA, Genera y PREPA —equivalente a \$1,776 millones o 11.10 ¢/kWh— podría repartirse de forma más eficiente si aumentamos las ventas de energía mediante el retorno de industrias de alto consumo y operación continua, y cómo una modernización acelerada de la generación puede multiplicar este efecto.

A lo largo del análisis, presentamos escenarios y cifras concretas que demuestran que una estrategia combinada de atracción



industrial, inversión en generación eficiente y ejecución de proyectos estratégicos no solo es viable, sino imprescindible para transformar el sistema eléctrico y asegurar un futuro más competitivo y resiliente para Puerto Rico.

1. El trilema: tres prioridades inseparables: tarifas, deuda y desarrollo

Con la nueva composición del ente federal, que a corto plazo incorporará seis nuevos miembros, no estamos ante un simple cambio administrativo, sino frente a un giro político y estratégico con implicaciones directas para el futuro del sistema eléctrico. Es previsible que este organismo impulse mecanismos para reanudar —o incluso adelantar— el pago a los bonistas de la AEE, tras años en los que, bajo el amparo de PROMESA, no se ha abonado ni capital ni intereses.

Si esta decisión no se acompaña de un plan que, de forma simultánea, reduzca las tarifas y promueva el desarrollo económico, el país corre el riesgo de profundizar la crisis energética y económica.

Los tres elementos —**tarifas, deuda y desarrollo**— están estrechamente vinculados y solo pueden abordarse de forma efectiva mediante una estrategia unificada:

- **Tarifas:** Con un promedio superior a 27 ¢/kWh, Puerto Rico mantiene una de las tarifas eléctricas más altas de Estados Unidos y el Caribe. Cargar el pago de la deuda únicamente sobre los abonados elevaría la tarifa por encima de los 30 ¢/kWh, un nivel que resultaría desastroso para la economía, afectando a hogares, comercios e industrias y minando la competitividad del país.
- **Deuda:** El pasivo con los bonistas ronda los \$9,000 millones según el plan de ajuste propuesto, pero algunos acreedores reclaman más de \$12,000 millones. Desde la quiebra, la ausencia de pagos ha representado un alivio temporal para los abonados, pero reactivar esta obligación sin medidas que incrementen el consumo productivo y reduzcan los costos de generación sería insostenible. De aprobarse la reclamación completa, el impacto sería devastador: cerca de 8 ¢/kWh adicionales, equivalentes a unos \$64 mensuales para un hogar promedio (basado en un consumo de 1,000 kWh/mes) durante décadas.
- **Desarrollo:** La expansión de sectores industriales, turísticos y tecnológicos no solo crea empleo, sino que aumenta

la demanda energética estable y predecible. Más kilovatios-hora vendidos permiten repartir los costos entre una base más amplia, reduciendo el costo unitario y fortaleciendo la viabilidad financiera del sistema. La manufactura avanzada, la farmacéutica y la biotecnología pueden liderar este impulso si cuentan con incentivos efectivos y un servicio eléctrico confiable.

En conjunto, este trilema exige un enfoque político y técnico coordinado: atender la deuda sin condenar a la economía a tarifas prohibitivas, y utilizar el desarrollo económico como palanca para estabilizar y reducir el costo de la electricidad.

2. Condiciones para un pago de deuda viable

Para que Puerto Rico pueda cumplir con sus compromisos financieros sin sacrificar competitividad ni estabilidad, es imprescindible que el pago de la deuda esté vinculado a un plan de acción con dos pilares:

- ✓ **Desarrollo industrial y tecnológico estratégico:** Crear un entorno favorable para industrias de alto valor añadido —como farmacéuticas, manufactura avanzada, biotecnología y centros de datos— mediante incentivos fiscales, seguridad energética y costos competitivos.
- ✓ **Modernización acelerada de la generación:** Sustituir las unidades térmicas más costosas y contaminantes por plantas de ciclo combinado y generación flexible de gas natural, preparadas para operar de forma integrada con energías renovables y sistemas de almacenamiento.

3. ¿Cómo el desarrollo industrial ayuda a disminuir las tarifas?

El costo de la electricidad en Puerto Rico combina componentes que no varían de forma proporcional con la demanda —como la operación y mantenimiento de plantas y redes, gastos administrativos y servicio de deuda— con costos variables, principalmente combustible. Estos componentes “no variables” deben recobrase en su totalidad cada año, independientemente de cuánta electricidad se consuma.

Actualmente, la base de consumo energético está sostenida sobre todo por el sector residencial y comercial, mientras que la carga industrial representa una fracción mucho menor que en décadas pasadas (hace 20 años superaba el 40%, hoy ronda el 20%). Esto provoca que estos costos se repartan entre menos kilovatios-hora vendidos, elevando el costo unitario para todos los clientes.

Revertir esta tendencia mediante un aumento en la demanda industrial estable es clave para reducir el costo y, por ende, las tarifas. El desarrollo industrial —especialmente en sectores de alto consumo y operación continua— puede lograrlo de tres maneras:

1. **Mayor volumen de ventas:** más kWh vendidos → más unidades entre las que repartir los costos → menor costo unitario.
2. **Consumo más estable:** la operación continua de la industria contribuye a normalizar la curva de demanda al aumentar el consumo durante las horas de mayor producción solar. Esto permite que la flota de generación opere en

niveles más estables y con menores pérdidas de eficiencia, reduciendo las rampas pronunciadas entre las horas de menor y mayor consumo. Con ello, se minimiza la fatiga de los componentes y se disminuye la incidencia de fallas en los generadores.

- 3. **Aprovechamiento de infraestructura existente:** se optimiza el uso de plantas y líneas que hoy están subutilizadas, mejorando su rentabilidad.

Según la Resolución del 31 de julio de 2025 del Negociado de Energía de Puerto Rico (PREB), el presupuesto anual aprobado para LUMA, Genera y PREPA —excluyendo combustible y compra de energía— asciende a **\$1,776 millones** para el año fiscal 2026. Este monto, que incluye la tarifa base y cargos asociados a pensiones y no pensiones, se recobra de todos los clientes no exentos a través de la factura eléctrica. La clave es que este presupuesto es fijo: si la demanda crece, el costo unitario por kWh baja automáticamente; si cae, el costo unitario sube. La siguiente tabla ilustra cómo diferentes escenarios de crecimiento de ventas impactan el costo unitario:

Crecimiento de ventas (%)	Ventas anuales (GWh)	Costo unitario (¢/kWh)	Reducción vs. base (¢/kWh)	Ahorro mensual a 1,000 kWh (USD)
0.0	16022	11.1	0.0	0.0
5.0	16823	10.58	0.53	5.29
10.0	17624	10.09	1.01	10.09
15.0	18425	9.66	1.45	14.48
20.0	19226	9.25	1.85	18.51
30.0	20828	8.54	2.56	25.62

Tabla 1 Escenarios de Crecimiento y reducción de costo unitario

Es importante señalar que este ejercicio parte de un supuesto simplificado: que los costos fijos permanecen constantes y no aumentan con el crecimiento de la demanda. Bajo esa premisa, la tabla debe entenderse como un análisis conceptual para ilustrar el efecto de economías de escala sobre el costo unitario, y no como una proyección definitiva de tarifas.

Para efectos ilustrativos, algunos ejemplos concretos permiten dimensionar el impacto:

- Con las ventas proyectadas actuales (16,022 GWh), el costo equivale a 11.10 ¢/kWh.
- Si la demanda creciera un 10% gracias al retorno de industrias de alto consumo, el costo bajaría a 10.09 ¢/kWh, lo que representa un ahorro aproximado de \$10 mensuales para un hogar que consuma 1,000 kWh.
- Un incremento del 20% en ventas lo reduciría a 9.25 ¢/kWh, con un ahorro mensual estimado de \$18.50 para el mismo consumo.
- Con un aumento más agresivo del 30%, el costo fijo por kWh bajaría a 8.54 ¢, generando un alivio de \$25.62 mensuales.

Estos cálculos evidencian que aumentar la base de consumo productivo es una herramienta directa para abaratar la electricidad, siempre que el sistema mantenga la eficiencia operativa.

4. Impacto de la modernización acelerada de la generación en el costo de la energía

Puerto Rico enfrenta una de las tarifas eléctricas más altas del hemisferio, no como consecuencia inevitable de su condición insular, sino por la dependencia en una flota de generación térmica obsoleta y altamente ineficiente. Actualmente, la mayoría de las plantas opera con eficiencias térmicas de apenas **27% a 30%**, muy por debajo de las tecnologías modernas de **ciclo combinado**, que pueden superar el **50%**.



Ilustración #2 – Ejemplo de ahorros que se podrían obtener al reemplazar 3,000 MW de la flota existente de la AEE por tecnología moderna

Esta baja eficiencia, sumada al uso intensivo de combustibles caros como el diésel y el Bunker C, eleva el costo de generación a aproximadamente **\$209 por MWh**. En contraste, reemplazar alrededor de **3,000 MW** de capacidad térmica por unidades modernas de ciclos combinados alimentadas con gas natural, reduciría el costo de producción a un rango de **\$144 a \$160 por MWh**.

Esa sustitución tecnológica tendría un impacto transformador:

- **Ahorro anual estimado** de hasta **\$1,300 millones** en costos de producción.
- **Reducción tarifaria directa** de entre **7 y 9 centavos por kWh**, aliviando la carga sobre hogares, comercios e industrias.
- **Mejora ambiental** significativa por la reducción de emisiones contaminantes y gases de efecto invernadero.
- **Mayor confiabilidad y flexibilidad operativa** para manejar la variabilidad de las fuentes renovables.
- **Incremento de la resiliencia del sistema**, reduciendo la vulnerabilidad ante eventos extremos y acortando los tiempos de recuperación tras emergencias
- **Menor riesgo de apagones prolongados**, al sustituir unidades viejas y propensas a fallas por plantas modernas con mayor disponibilidad.

Combinada con un aumento en el consumo productivo —como el que podría lograrse con el retorno de industrias de alto consumo energético— esta modernización no solo reduciría el costo base de producción, sino que amplificaría el impacto sobre la tarifa

final, consolidando un sistema eléctrico más competitivo, resiliente y sostenible.

Conclusión

El trilema energético de Puerto Rico —tarifas, deuda y desarrollo— debe ser abordado como una oportunidad para transformar de raíz nuestro sistema eléctrico y nuestra competitividad económica. El aumento sostenido de la base industrial no es únicamente una estrategia para generar empleo e inversión, sino un mecanismo directo para diluir los costos del sistema entre más kilovatios-hora, estabilizando y reduciendo la tarifa para todos los abonados.

Paralelamente, la modernización de la flota de generación, sustituyendo unidades obsoletas por ciclos combinados eficientes y flexibles, puede recortar entre 7 y 9 centavos por kWh del costo base, mejorar la confiabilidad y permitir una integración segura de más energía renovable.

La combinación de ambos factores —mayor consumo productivo y generación moderna— no solo reduciría de forma significativa la tarifa eléctrica, sino que incrementaría la estabilidad operativa del sistema, disminuyendo el riesgo de apagones prolongados.

Para lograrlo, es esencial avanzar de forma decidida en proyectos estratégicos:

- Reemplazo prioritario de unidades en Aguirre, Palo Seco, San Juan y Costa Sur por generación firme, flexible y eficiente.

- Implementación del proyecto Hostos, una interconexión HVDC de 700 MW que permitirá intercambio de energía firme y renovable con la República Dominicana.
- Expansión acelerada de la energía renovable y el almacenamiento a gran escala para balancear la variabilidad y reducir la dependencia de combustibles fósiles.

Si las decisiones técnicas y políticas se alinean en los próximos cinco años, Puerto Rico no solo podrá salir de su crisis energética, sino que tendrá la capacidad de convertirse en un modelo de resiliencia, competitividad y sostenibilidad para el Caribe y más allá.

Referencias

1. Negociado de Energía de Puerto Rico (PREB). *Resolución y Orden sobre Presupuesto de Ingresos y Gastos para el Año Fiscal 2026*. San Juan, PR, 31 de julio de 2025.
2. Autoridad de Energía Eléctrica (AEE). *Plan Integrado de Recursos*. San Juan, PR, 2020.
3. U.S. Energy Information Administration (EIA). *Electric Power Monthly*. Washington, DC, 2025.
4. Siemens Energy. *Combined Cycle Power Plant Efficiency Data*. Technical Report, 2024.
5. Puerto Rico Fiscal Agency and Financial Advisory Authority (AAFAF). *Plan de Ajuste de la Deuda de la AEE*. San Juan, PR, 2024.
6. U.S. Department of Energy (DOE). *Grid Modernization and Resilience Strategies for Islanded Systems*. Washington, DC, 2023.

BIO Daniel Hernández Morales

Daniel Hernández es ingeniero electricista con más de 35 años de experiencia en generación, transmisión y distribución de energía en Puerto Rico. Ha liderado iniciativas clave en el sector público y privado, entre ellas:

- **Vicepresidente de Operaciones en Genera PR (2023–2025):** dirigió la estabilización de la flota generatriz, el lanzamiento de 430 MW en almacenamiento con baterías (BESS) y proyectos críticos de recuperación.
- **Director de Renovables a Gran Escala en LUMA (2021–2023):** lideró la interconexión técnica y regulatoria de proyectos solares y eólicos.
- **Director de Generación en la AEE (2018–2021):** supervisó la operación de la flota durante eventos como los terremotos de 2020 y la pandemia.

Durante su carrera en la AEE (1989–2018), ocupó puestos técnicos como jefe de subestaciones y líder en protección eléctrica, promoviendo modernización e innovación en sistemas críticos. Es fundador y editor de **PRET – Puerto Rico Energy Transformation**, plataforma técnica dedicada a política energética y planificación del sistema.

Actualmente, asesora como **consultor estratégico independiente** a agencias, reguladores y desarrolladores en temas de integración renovable, interconexión, protección eléctrica y planificación regional.