



En esta edición de PRET abordamos una de las decisiones más importantes —y menos comprendidas— en la transformación del sistema eléctrico de Puerto Rico: la gasificación.

El reciente aumento en la factura eléctrica, impulsado por factores internacionales, vuelve a poner en evidencia una realidad esencial: Puerto Rico no controla el precio de los combustibles, pero sí puede reducir o agravar su exposición a esa volatilidad. Y esa exposición no responde únicamente a factores externos. Es también consecuencia directa de cómo está diseñado, operado y compuesto el sistema eléctrico.

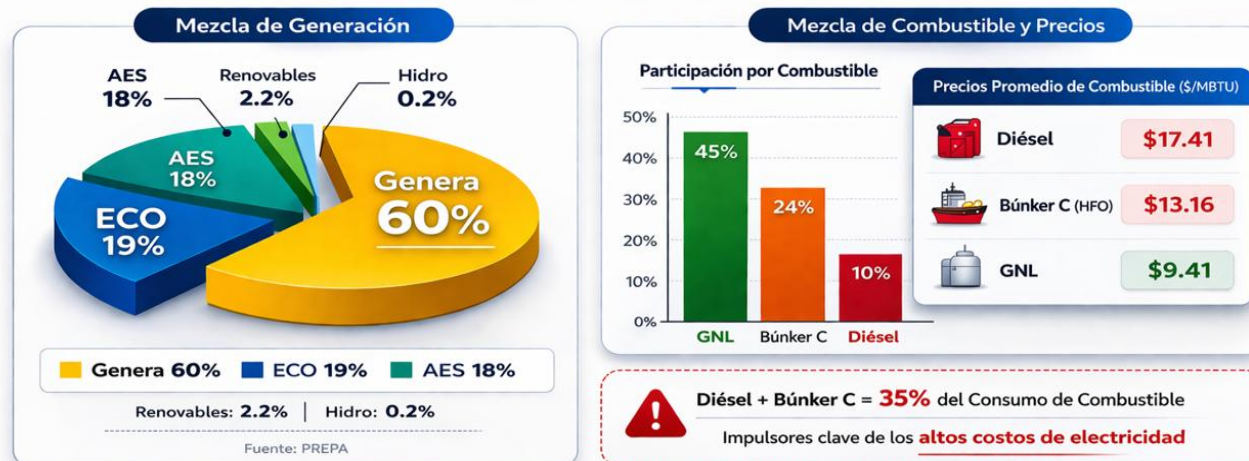
1. Una matriz que encarece la operación

Antes de hablar de costos o soluciones, es clave entender cómo está estructurado el sistema eléctrico de Puerto Rico desde el punto de vista operacional. No toda la energía se comporta igual dentro del sistema. Existe una distinción fundamental entre:

- **recursos con control centralizado**, cuya producción puede ser despachada y ajustada en tiempo real por el operador del sistema;
- **y recursos no despachables**, como gran parte del solar distribuido, cuya producción depende de condiciones externas.

Altos Costos de Energía Impulsados por Combustibles Costosos

Diésel y Búnker C = **35%** del Consumo de Combustible



Reducir los costos de energía requiere **transformar la mezcla de generación**, no solo ajustes tarifarios.

Desde la perspectiva de combustible, esta flota depende principalmente de:

- gas natural (~45%)
- bunker C (~24%)
- diésel (~10%)

Aunque el gas natural representa la mayor parte del consumo, el problema estructural no está ahí. Está en el resto de la mezcla.

Aproximadamente 35% del combustible utilizado proviene de diésel y bunker C —los más costosos del sistema— y, en gran medida, se consumen en tecnologías térmicas antiguas y menos eficientes. Estas unidades requieren significativamente más combustible por cada kWh generado que las tecnologías modernas.

La diferencia en costo del combustible es clara:

- diésel: ~\$17.41/MMBtu
- bunker C: ~\$13.16/MMBtu
- gas natural: ~\$9.41/MMBtu

Pero el problema no es solo el precio. Es la combinación de combustibles caros con tecnologías ineficientes, y las condiciones bajo las cuales el sistema se ve obligado a utilizarlos.

Porque en un sistema eléctrico, no todos los combustibles se utilizan por criterio económico. Con frecuencia, se utilizan por necesidad operacional: mantener voltaje, sostener reservas o responder a cambios rápidos en la demanda y en la generación variable.



Aliados estratégicos de PRET
Organizaciones comprometidas con la transformación energética de PR

Espacios de auspicio disponibles

Contacto: prgridllc@gmail.com

Ahí comienza realmente el problema.

Sin embargo, esa explicación sigue siendo incompleta. Hasta aquí hemos descrito únicamente la parte del sistema que el operador puede controlar. Hoy, esa ya no es la única —ni necesariamente la más determinante— en el comportamiento del sistema.

En paralelo, ha crecido un segundo componente que está redefiniendo la operación: la generación que no se puede controlar.

Es precisamente la interacción entre estos dos mundos —el controlado y el no controlado— lo que explica por qué, en ciertos momentos, el sistema termina recurriendo a los combustibles más caros.

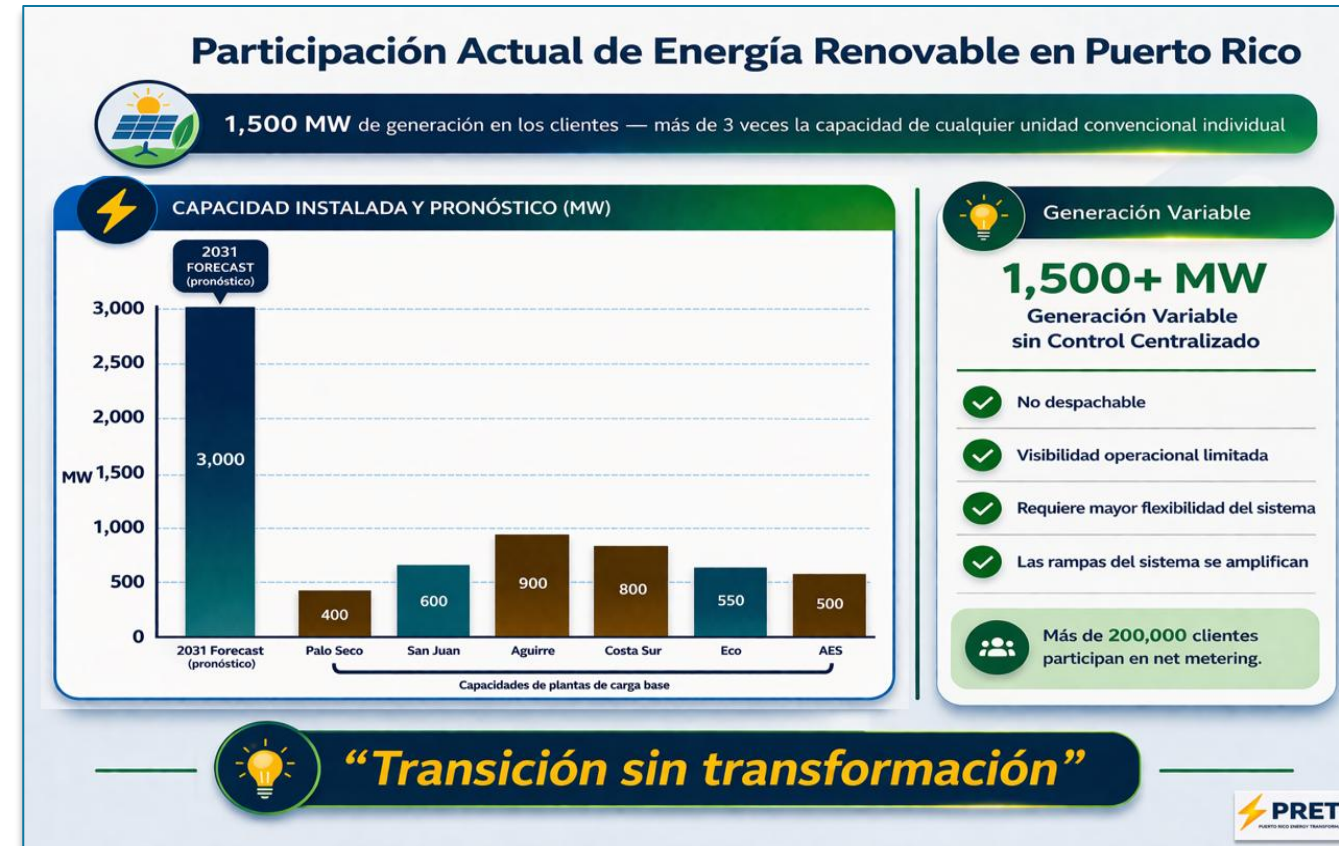
2. El componente dominante de la matriz: energía sin control

La generación controlada por el operador ya no es, por sí sola, el componente dominante del sistema. En paralelo, Puerto Rico ha desarrollado aceleradamente el segmento de mayor crecimiento —y cada vez más influyente— de su matriz eléctrica: **la generación renovable distribuida sin control centralizado**. Este componente incluye principalmente solar distribuido en techos.

Hoy, esta capacidad supera los 1,500 MW instalados en cerca de 200,000 clientes. Es una magnitud comparable —e incluso superior— a la capacidad de varias unidades convencionales del sistema combinadas.

A diferencia de la generación tradicional, este componente tiene características operacionales muy distintas:

- no es despachable
- no responde a la demanda del sistema
- visibilidad limitada para el operador del sistema
- introduce variabilidad en tiempo real



En términos simples: no es generación que el sistema controla. Es generación que el sistema tiene que manejar.

Durante las horas del día, esta generación reduce significativamente la demanda que el sistema debe suplir. Pero ese beneficio viene acompañado de nuevas condiciones operacionales:

- menor inercia del sistema
- menor capacidad de cortocircuito
- mayor complejidad en el control de voltaje y frecuencia

Además, cambia la forma en que operan las unidades convencionales:

- operan en mínimos técnicos
- pierden eficiencia

- aumenta el riesgo de fallas

Cuando cae el sol, el sistema enfrenta el reto inverso. La generación distribuida disminuye rápidamente, mientras la demanda neta aumenta en pocas horas. Esto obliga al sistema a responder con rapidez y flexibilidad, amplificando las rampas operacionales.

Aquí se hace evidente una limitación estructural: el sistema actual no fue diseñado para operar bajo estas condiciones.

Con más de 200,000 clientes participando en el programa de medición neta, este componente ya no es marginal. Es estructural.

Pero hay un elemento clave: esta energía no responde a despacho económico ni a señales operacionales del sistema. Responde al sol.

2.1 La implicación para la gasificación del sistema

Aquí es donde el argumento cambia.

La necesidad de gasificación no es simplemente un cambio de combustible. Es una consecuencia directa de cómo ha evolucionado el sistema. Para integrar este nivel de generación variable, el sistema necesita:

- generación flexible
- respuesta rápida
- operación eficiente en carga parcial
- capacidad para manejar rampas pronunciadas

Ese perfil operativo no lo ofrecen las unidades térmicas tradicionales que dependen de bunker C y diésel. Lo ofrecen tecnologías modernas basadas en gas natural, diseñadas para operar con mayor eficiencia y flexibilidad.

El sistema eléctrico de Puerto Rico ya no está definido solo por lo que se puede controlar, sino por lo que se tiene que manejar. Y manejar ese sistema requiere algo más que cambiar combustible.

Cuando esa transición ocurre sin rediseñar la operación del sistema, el resultado es claro: **transición sin transformación.**

3. Gasificación: más que combustible, una estrategia de sistema

La gasificación no responde únicamente al costo del combustible. Responde a cómo hoy opera el sistema eléctrico.

Por eso, no se trata solo de sustituir diésel y bunker C por gas natural en plantas existentes. Se trata de habilitar un sistema capaz de sostener esa transición.

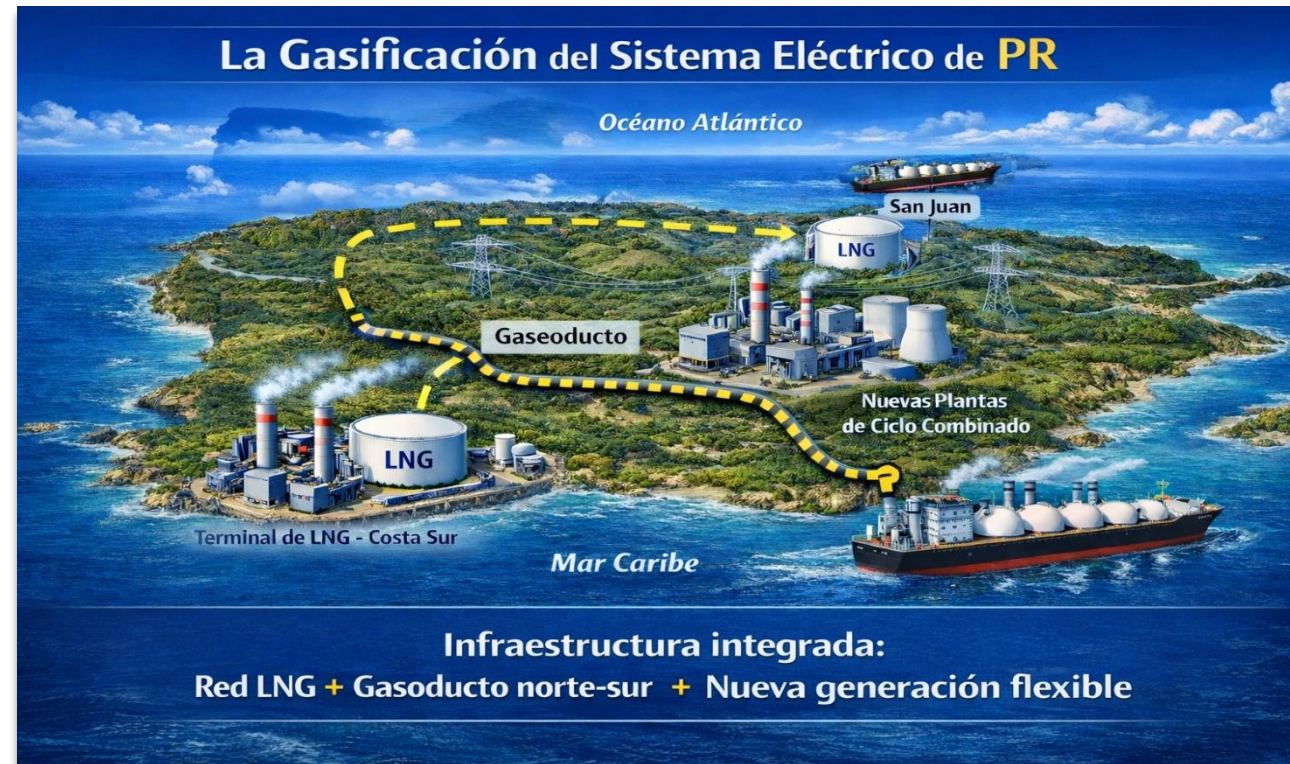
Hoy, el uso de gas natural en Puerto Rico está limitado por restricciones físicas:

- capacidad limitada de terminales de LNG
- capacidad insuficiente de almacenamiento en tierra
- dependencia en infraestructura localizada
- ausencia de redundancia en el suministro

La consecuencia es directa: aunque existan unidades capaces de operar con gas, no siempre existe disponibilidad continua de gas. Cuando el suministro falla, el sistema recurre nuevamente a bunker C y diésel.

Para que el gas funcione como base del sistema, no basta con importarlo. Se requiere:

- inventarios suficientes para manejar interrupciones
- redundancia en puntos de entrada



- interconexión entre terminales mediante infraestructura de transporte

Este último punto es clave: sin conexión entre terminales, el sistema opera como islas energéticas dentro de la propia isla. Interconectarlos permite transferir gas entre regiones, balancear inventarios y responder a interrupciones locales.

A esto se suma una limitación estructural: la desconexión entre dónde está el gas y dónde se necesita la generación.

La transición debe cerrar esa brecha mediante:

- desarrollo de una red de gaseoductos
- rutas alineadas con centros de carga
- integración con ubicaciones óptimas para nueva generación

No es solo traer gas. Es poder moverlo dentro del sistema.

Además, el cambio a gas está ligado a la necesidad de nuevas tecnologías. El sistema requiere:

- flexibilidad operativa
- respuesta rápida
- eficiencia en carga parcial

Ese perfil no lo cumplen las unidades térmicas tradicionales. Apunta a nueva generación a gas, diseñada para operar con alta penetración renovable.

Estas plantas deben desarrollarse en función de:

- la infraestructura de gas
- el acceso a transmisión
- las necesidades operacionales del sistema

Así se define la gasificación: no como un cambio de combustible, sino como una reconfiguración del sistema eléctrico.

Cuando se implementa de forma fragmentada, el sistema sigue expuesto a combustibles caros en momentos críticos. Cuando se aborda de forma integrada, se convierte en una herramienta para reducir costos, mejorar confiabilidad y viabilizar la transición energética.

4. Resiliencia: el criterio que debe ordenar la transición

Finalmente, la gasificación debe diseñarse con un objetivo claro: reducir vulnerabilidad. Puerto Rico no solo enfrenta volatilidad en precios. También enfrenta riesgos reales de interrupción en el suministro.

Por eso, la infraestructura de gas no puede evaluarse únicamente por costo. Debe evaluarse por su capacidad de sostener el sistema bajo condiciones adversas.

Esto requiere:

- Diversificar puntos de entrada
- Incorporar redundancia en el suministro
- Desarrollar almacenamiento estratégico
- Diseñar infraestructura capaz de resistir eventos extremos

Sin estos elementos, la gasificación no resuelve el problema. Solo cambia su forma.

4.1 Resiliencia a escala sistema: el rol de la interconexión

Aquí es donde el concepto de resiliencia se expande más allá de la infraestructura local.

El Proyecto Hostos introduce un elemento adicional: resiliencia a escala regional.

Mediante una interconexión HVDC con República Dominicana, el sistema de Puerto Rico puede incorporar hasta 700 MW de generación firme y flexible —precisamente las dos características que hoy más necesita el sistema.

Pero su valor no es solo técnico. Es estratégico.

4.2 Gasificación sin las limitaciones locales

Al estar ubicada en República Dominicana, esta capacidad permite:

- acceso a suministro de LNG desde Estados Unidos
- menor exposición a mercados internacionales más volátiles
- mayor estabilidad en costo y disponibilidad



En la práctica, abre una alternativa relevante: incorporar hasta 700 MW de capacidad basada en gas natural sin requerir el desarrollo inmediato de nueva infraestructura de LNG en la isla.

También reduce la exposición a restricciones estructurales como:

- limitaciones logísticas asociadas a la Ley Jones
- dependencia exclusiva de infraestructura local vulnerable
- tiempos prolongados de desarrollo en la isla

El Proyecto Hostos no sustituye la necesidad de infraestructura local; la complementa.

Aporta algo que hoy el sistema no tiene: una fuente externa, firme y controlable, independiente de las mismas limitaciones físicas locales. Con ello, introduce redundancia operativa, mayor

flexibilidad y una capacidad de respuesta más robusta ante eventos locales.

En términos simples: no es dependencia. Es diversificación.

Conclusión

La transformación del sistema eléctrico de Puerto Rico no puede abordarse desde una sola dimensión. Reducir costos, integrar energías renovables y mejorar la confiabilidad requiere una estrategia coherente que combine infraestructura moderna, acceso confiable a combustible, flexibilidad operacional y capacidad firme y flexible adicional que reduzca la exposición estructural del sistema a fallas y volatilidad.

En ese contexto, la gasificación no debe analizarse únicamente como un cambio de combustible. Debe entenderse como una reconfiguración operacional del sistema eléctrico. La realidad es que Puerto Rico ya opera

bajo un modelo energético distinto al de hace una década: uno con alta penetración de generación distribuida, mayor variabilidad en tiempo real y nuevas exigencias de flexibilidad, estabilidad y respuesta rápida.

Esa transición exige algo más que sustituir unidades viejas. Requiere rediseñar la infraestructura que sostiene el sistema y desarrollar una matriz energética moderna, flexible y bien planificada.

La transformación energética de Puerto Rico requerirá decisiones complejas y visión de largo plazo. Pero si algo ha quedado claro, es que la confiabilidad, la resiliencia y el costo de la energía ya no pueden analizarse por separado. Son parte del mismo desafío estructural. Y enfrentar ese desafío requerirá algo más que cambiar combustible. Requerirá rediseñar el sistema eléctrico de Puerto Rico para el sistema que realmente existe hoy —y no para el que existía hace 30 años.

Sobre el autor

Daniel Hernández Morales es ingeniero electricista con más de 36 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) fue jefe de subestaciones y líder en protección eléctrica, impulsando la modernización e innovación de sistemas críticos. Actualmente es Director Técnico del Proyecto Hostos, donde lidera la coordinación estratégica, regulatoria y técnica de esta iniciativa binacional.

Es también fundador y editor de PRET – Puerto Rico Energy Transformation, una plataforma técnica dedicada a la política energética y la planificación del sistema. Además, se desempeña como consultor estratégico independiente, asesorando a agencias, reguladores y desarrolladores en temas de integración de energías renovables, interconexión, protección eléctrica y planificación regional.

Ediciones anteriores de PRET®

Las ediciones están disponibles para acceso público a través de la página del CIAPR:

<https://www.ciapr.org/pret/>

1. **FEBRERO 2025** – 100% Energía Renovable: ¿Cómo lograrlo sin comprometer la estabilidad eléctrica?
2. **MARZO 2025** – El futuro energético de PR: ¿Está listo el sistema para 1,000 MW más de renovables en 2027?
3. **ABRIL 2025** – Análisis técnico y propuestas ante la orden del Negociado de Energía sobre nueva generación
4. **MAYO 2025** – Lo que los apagones de España y Puerto Rico revelan sobre nuestros sistemas eléctricos
5. **JUNIO 2025** – Servicios Ancilares: la columna vertebral del sistema eléctrico moderno
6. **JULIO 2025** – Interconexión eléctrica PR–RD: Viabilidad y beneficios para la transformación energética del Caribe
7. **AGOSTO 2025** – El trilema energético de Puerto Rico: tarifas, deuda y desarrollo
8. **SEPTIEMBRE 2025** – Tres prioridades urgentes para transformar el sistema eléctrico de Puerto Rico
9. **OCTUBRE 2025** – Generación Moderna: la ruta para reducir apagones y bajar tarifas
10. **NOVIEMBRE 2025** – Estudios de Ingeniería y un Plan Maestro: la receta para la transformación eléctrica.
11. **DICIEMBRE 2025** – El costo real de la energía y el desafío del 2026.
12. **ENERO 2026** – La compleja transición hacia un nuevo operador.
13. **FEBRERO 2026** – Claves para la transformación energética de PR
14. **MARZO 2026** – El apagón en República Dominicana y la energía que Puerto Rico no pudo exportar
15. **ABRIL 2026** – Rediseñando el sistema eléctrico de Puerto Rico