



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

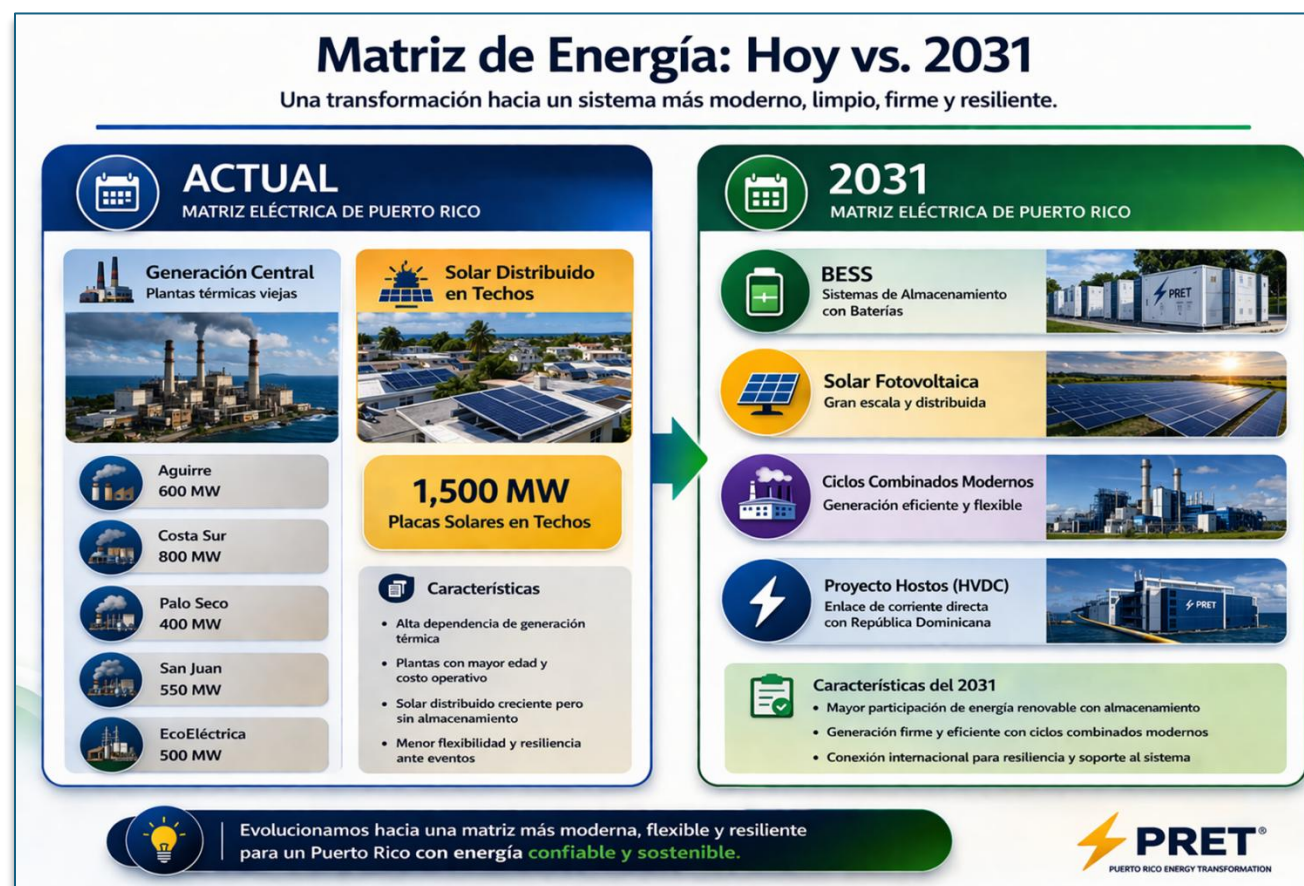
En esta edición de PRET abordamos uno de los retos más críticos —y menos comprendidos— del sistema eléctrico de Puerto Rico: **la desconexión entre cómo estamos generando energía y cómo el sistema está diseñado para operarla.**

Puerto Rico no enfrenta simplemente un problema de costo energético, sino un problema estructural en la forma en que opera la red eléctrica.

En los últimos años, la composición del sistema ha cambiado más rápido que su propio diseño. Hoy contamos con más de **1,500 MW de generación solar distribuida en techos**, una transformación significativa que ha reducido la demanda neta durante el día. Sin embargo, esta nueva realidad convive con un parque de generación térmica antiguo, diseñado para operar de forma continua, no para responder a la variabilidad que hoy define el sistema.

El resultado es una contradicción operativa:

- Más capacidad instalada, pero menor estabilidad



- Más energía renovable, pero mayor complejidad operativa
- Más inversión, pero sin una arquitectura integrada que la sostenga

Este desfase entre cómo se genera la energía y cómo se opera la red es, hoy, el verdadero reto. **La imagen que acompaña esta edición** resume con claridad esa transición: no se trata simplemente de sustituir tecnologías, sino de rediseñar el sistema eléctrico en su totalidad.

Porque el problema no es solo qué energía usamos, sino si el sistema está preparado para manejarla.

1. La matriz actual: un sistema desbalanceado y costoso

Para entender los retos del sistema eléctrico de Puerto Rico, hay que comenzar por su realidad actual.

La matriz energética de hoy no es el resultado de una planificación integrada ni de una visión técnica de largo plazo.

Es, más bien, el resultado de **decisiones fragmentadas acumuladas durante años**, muchas de ellas desconectadas entre sí y, en ocasiones, alejadas de la lógica operacional del sistema.

Esta realidad responde a una combinación de factores:

- Una política pública energética que ha impulsado la transición renovable sin que el sistema estuviera preparado para integrarla
- La quiebra de la Autoridad de Energía Eléctrica, que ha limitado la capacidad de invertir, modernizar y transformar la infraestructura
- La ausencia de un plan integral, coherente y ejecutable que ordene la evolución del sistema
- Decisiones tomadas desde plataformas políticas sobre un sistema que no es político en su operación, sino profundamente técnico

El resultado ha sido una transformación incompleta: Se han añadido nuevas capas de generación —principalmente solar distribuida— sin rediseñar el sistema que tiene que operarlas.

Hoy operamos un sistema híbrido, construido sobre estructuras del pasado, tratando de manejar dinámicas del futuro.

Una matriz que no responde a un diseño, sino a una acumulación de decisiones.

Y por eso, aunque sigue funcionando, es hoy **más costosa, más compleja y más frágil de lo que debería ser.**

Una base térmica antigua y dominante

Los datos más recientes reportados ante el Negociado de Energía de Puerto Rico revelan una realidad difícil de ignorar:

- **Disponibilidad de generación: ~48%** → Menos de la mitad de la capacidad instalada está realmente disponible
- **Salidas forzadas: 34%** → Más de 3 veces el nivel aceptable (<10%)
- **Eventos por déficit de capacidad: ~100 eventos/año** → El sistema entra repetidamente en condiciones críticas
- **Heat Rate: 12,956 BTU/kWh** → Muy por encima de estándares modernos (6,000–6,800)
- **Eficiencia promedio: ~26%** → La mitad de lo que ofrece tecnología moderna (50–57%)

Métricas de Desempeño de PREPA para 2025		
Presentadas ante el Negociado de Energía de Puerto Rico (NEPR)		
KPI	2025 (promedio)	Objetivos
Disponibilidad de Generación:	~48% (~2,200 MW de ~4,600 MW instalados)	≥80%
Salidas Forzadas:	34%	Debajo del 10%
Eventos por Déficit de Capacidad:	≈100 eventos/año	<2 eventos/año
Heat Rate (BTU/kWh):	12,956 BTU/kWh	6,000 – 6,800 BTU/kWh
Eficiencia de la Flota:	26%	50% – 57%
Precios Promedio de Combustibles:	Diésel: \$17.41 / MMBtu	— —
	Bunker C: \$13.16 / MMBtu	Bunker C: —
	GNL: \$9.41 / MMBtu	GNL: Debajo de \$10 / MMBtu

Las métricas reportadas revelan **brechas significativas** respecto a los estándares modernos de desempeño.

Fuente: Métricas de desempeño reportadas por PREPA ante el Negociado de Energía de Puerto Rico (NEPR), 2025.

Estos indicadores no solo reflejan la edad de la flota. Reflejan un sistema operando muy por debajo de estándares aceptables de desempeño.

Mensaje clave

“No es solo un sistema viejo. Es un sistema que no cumple con métricas básicas de desempeño.”

— PRET

2. El crecimiento del solar distribuido: una transformación incompleta

Si la base térmica define las limitaciones del sistema, el crecimiento del solar distribuido define el nuevo reto operacional.

Puerto Rico ha experimentado una de las penetraciones más aceleradas de energía solar en Estados Unidos:

- Más de **1,500 MW instalados en techos**
- Miles de nuevos sistemas interconectándose cada mes
- Generación **no despachable y no controlada centralmente**

Este crecimiento ha sido, sin duda, un alivio para muchos consumidores, pero a nivel del sistema, ha cambiado completamente las reglas de operación.

Una reducción significativa en la demanda neta

Durante las horas del día, la generación solar distribuida reduce drásticamente la demanda que el sistema debe suplir:

- Demandas mínimas cercanas a **~1,100–1,400 MW**
- Reducciones significativas respecto a niveles históricos
- Periodos donde el sistema opera en condiciones eléctricamente más débiles

Esta nueva realidad cambia por completo el punto de operación del sistema.

Esto introduce nuevos retos operacionales

La reducción en la demanda neta durante el día no es simplemente un cambio en la curva; es un cambio en las condiciones eléctricas del sistema.

Durante estas horas, el sistema opera con:

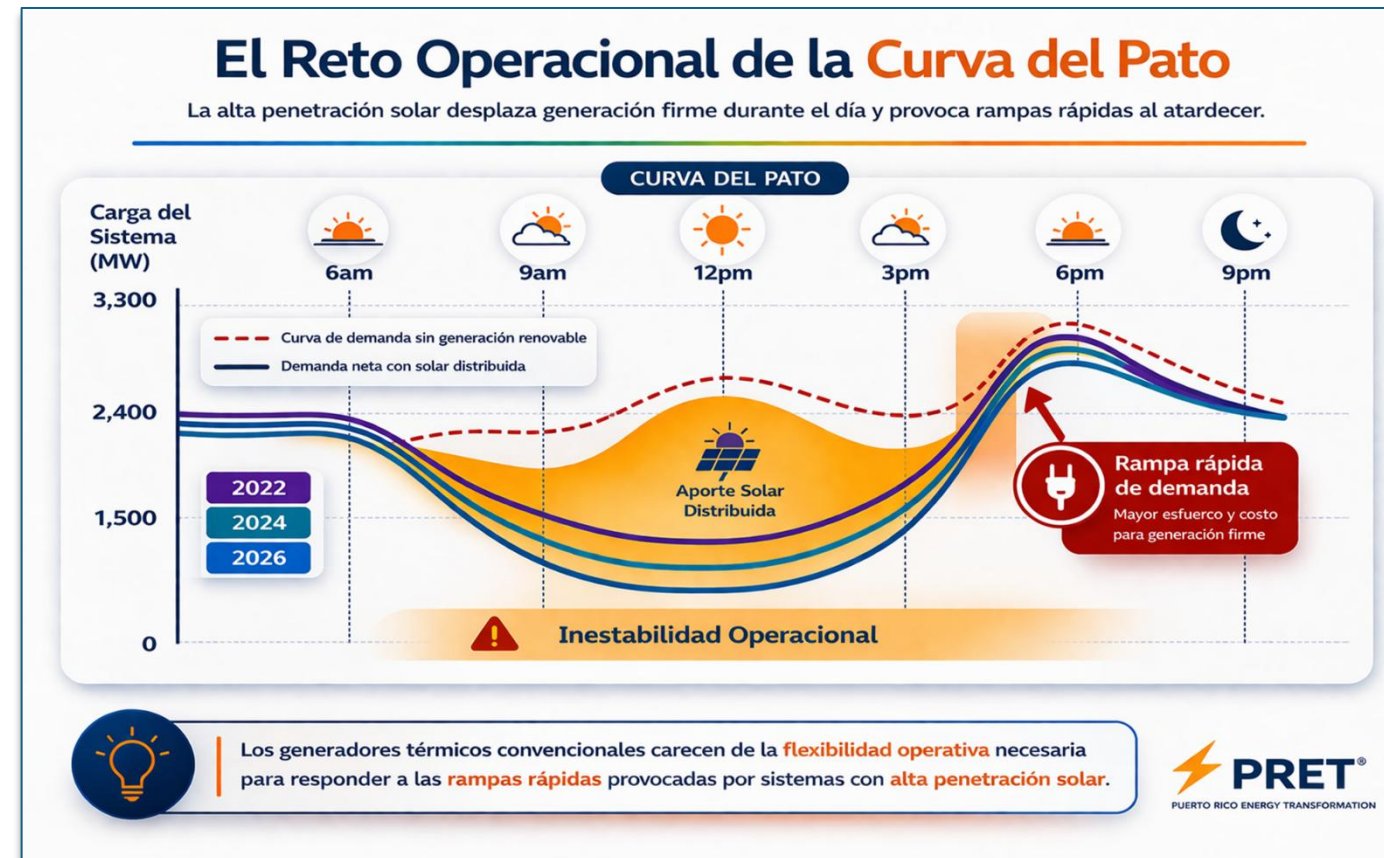
- Menor inercia
- Menor capacidad de cortocircuito
- Mayor dificultad para controlar voltaje y frecuencia

Pero el impacto va más allá de la estabilidad eléctrica. También afecta directamente la forma en que operan las unidades térmicas:

Operación en **mínimos técnicos**, lejos de su punto óptimo

- **Menor eficiencia térmica** → mayor consumo de combustible por kWh
- **Incremento en costos de mantenimiento** por operación fuera de diseño
- **Mayor incidencia de fallas** y salidas forzadas

A esto se suma un riesgo crítico: el sistema puede operar en condiciones **eléctricamente débiles**, donde cualquier disturbio —por pequeño que sea— puede escalar rápidamente.



Esto aumenta:

- La probabilidad de eventos de frecuencia
- La sensibilidad del sistema ante contingencias
- El riesgo de **apagones por inestabilidad operativa**, no necesariamente por falta de generación

El otro lado de la curva: las rampas

El verdadero desafío no ocurre solo al mediodía. También se manifiesta en la transición hacia la noche. Cuando el sol cae:

- La generación solar desaparece rápidamente
- La demanda neta aumenta abruptamente
- El sistema debe responder con rapidez

En Puerto Rico ya observamos:

- Rampas de **125–170 MW por hora para responder a la disminución solar**
- Incrementos de más de **1,000 MW en pocas horas**

Esto exige un tipo de sistema que hoy no tenemos: flexible, rápido y capaz de responder en tiempo real.

Mensaje clave

“El solar distribuido no es el problema. El problema es que el sistema actual no fue diseñado para integrarlo.”
— PRET

3. De la crisis a la solución: rediseñando la matriz eléctrica de Puerto Rico

El análisis de la matriz actual y su operación deja una conclusión clara: el sistema eléctrico de Puerto Rico no necesita más de lo mismo, sino una nueva arquitectura.

Más que añadir generación renovable, el reto es construir un sistema capaz de integrarla, manejarla y optimizarla.

La transición energética no es simplemente un cambio de fuentes. Es un rediseño en la forma en que opera el sistema.

Las cuatro tecnologías que definen el sistema del futuro

Para lograrlo, Puerto Rico debe evolucionar hacia una matriz basada en cuatro pilares fundamentales:

- **BESS (Battery Energy Storage Systems)**
- **Ciclos Combinados modernos (CCGT)**
- **Condensadores Sincrónicos**
- **Interconexión regional (Proyecto Hostos – HVDC)**

Cada uno cumple una función específica. Juntos, forman un sistema completo.

1. BESS: el habilitador de la energía renovable

El almacenamiento en baterías es el elemento más crítico para integrar renovables variables.

Permite:

- **Absorber el exceso de generación solar al mediodía**
- **Despachar energía en horas pico (tarde/noche)**
- **Reducir rampas y estabilizar la curva del sistema**
- Proveer **servicios auxiliares** (frecuencia, voltaje, respuesta rápida)

Sin capacidad de almacenamiento el exceso de energía se pierde y la variabilidad se convierte en problema.



2. Ciclos Combinados modernos: eficiencia y flexibilidad

Los ciclos combinados de última generación son el reemplazo natural de la flota térmica actual.

Aportan:

- **Eficiencias de 55–60%** (vs ~26% actual)
- Reducción significativa en consumo de combustible
- **Mayor flexibilidad operativa** (rampas rápidas, operación parcial eficiente)
- Capacidad de responder a la variabilidad renovable

Además:

- Permiten reducir la dependencia en bunker y diésel
- Disminuyen el costo de generación base
- Aumentan la confiabilidad del sistema

3. Condensadores sincrónicos: estabilidad del sistema

En un sistema con alta penetración renovable, la estabilidad eléctrica se vuelve crítica.

Los condensadores sincrónicos aportan:

- **Inercia real al sistema**
- Incremento en **capacidad de cortocircuito**
- Soporte de **voltaje dinámico**
- Mejora en la estabilidad ante disturbios

Esto permite:

- Operar el sistema de forma segura en condiciones de baja demanda
- Integrar mayor penetración renovable sin comprometer estabilidad
- Reducir riesgos de colapso de frecuencia o voltaje

4. Interconexión regional (HVDC): flexibilidad a escala sistema

La interconexión con República Dominicana representa un cambio estructural en la forma en que Puerto Rico puede operar su sistema.

Aporta:

- **Capacidad de exportar excedentes renovables**
- **Acceso a energía firme externa cuando sea necesario**
- Mayor resiliencia ante eventos locales
- Optimización económica del despacho

Desde el punto de vista técnico, el uso de **HVDC tipo VSC** permite:

- Control preciso del flujo de potencia
- Respuesta rápida ante eventos
- Operación entre sistemas no sincronizados
- No propagación de disturbios eléctricos

No es dependencia. Es diversificación y resiliencia.

Conclusión: de la realidad al diseño del sistema

Los retos técnicos que enfrenta el sistema eléctrico de Puerto Rico no son únicos.

A nivel global, los sistemas eléctricos están atravesando una transformación impulsada por una mayor conciencia sobre el cambio climático y la necesidad de integrar fuentes renovables. Este proceso ha traído consigo nuevos desafíos operacionales, pero también soluciones claras. La experiencia internacional de



muestra que el progreso no ha venido de una sola tecnología, sino de la **diversificación inteligente de la matriz energética.**

Cada país ha tenido que adaptar su sistema a su realidad: sus recursos, su infraestructura y sus limitaciones. Puerto Rico no es la excepción.

Contamos con recursos renovables valiosos, particularmente **el sol y el viento**, pero con características bien definidas:

- Son fuentes **variables**
- Tienen una producción efectiva limitada, típicamente alrededor de **5 horas diarias bajo condiciones normales**

Esta realidad no es una limitación; es un punto de partida. Ante este escenario, Puerto Rico debe avanzar hacia una nueva matriz energética que no ignore estas condiciones, sino que las integre desde su diseño.

Esto requiere:

- Planificación coherente y de largo plazo
- Selección adecuada de tecnologías complementarias
- Ejecución ordenada y disciplinada

Porque la transformación energética no ocurre por acumulación de proyectos. Ocurre por diseño. La combinación correcta de tecnologías, junto con un plan de ejecución estructurado, es lo que permitirá:

- Integrar renovables de forma segura
- Reducir costos de generación
- Aumentar la confiabilidad del sistema
- Construir una red resiliente y moderna

Ese es el camino hacia el sistema eléctrico de próxima generación.

Mensaje clave

“La transformación energética de Puerto Rico no será el resultado de una decisión aislada. Será el resultado de un diseño correcto... y de ejecutarlo bien.”

Pongamos a Puerto Rico primero.

— PRET

Sobre el autor

Daniel Hernández 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