



Ing. Daniel Hernández,
PE, MEM
PRET -Founder & Editor
daniel1616pr@yahoo

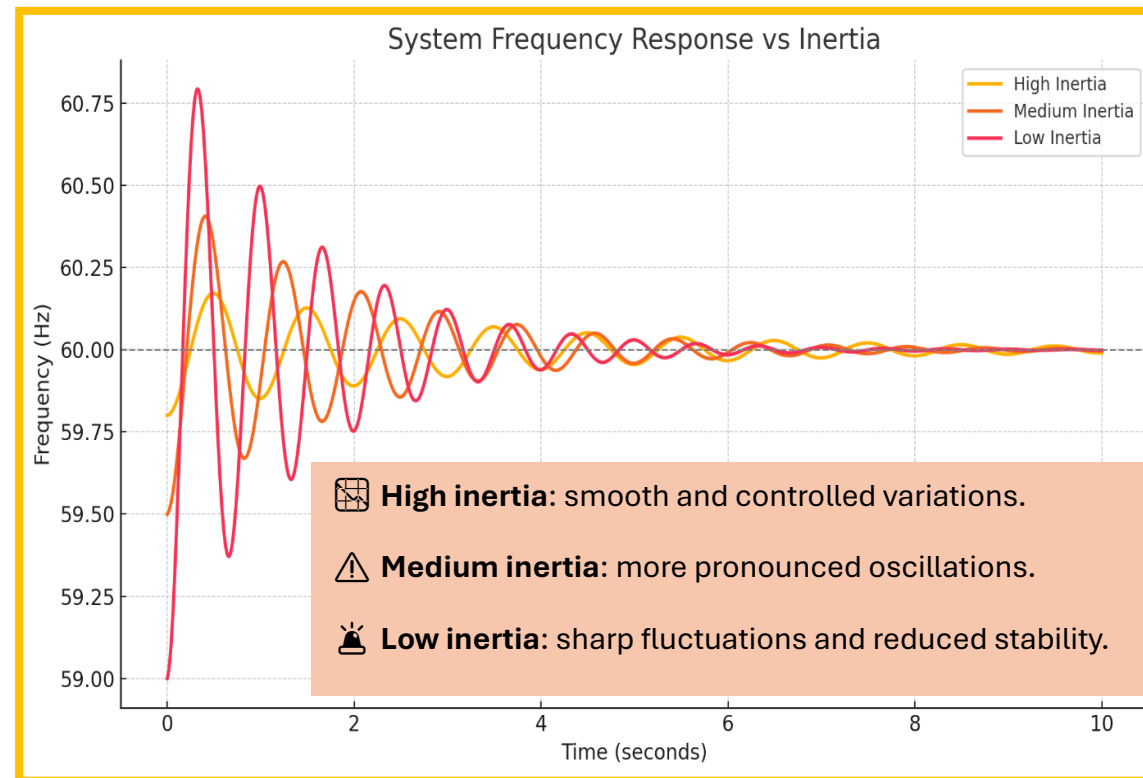
El apagón que afectó a **60 millones de personas en España** el 28 de abril de 2025 y los colapsos recientes en **Puerto Rico** no son eventos aislados. Son manifestaciones distintas de un mismo problema: **sistemas eléctricos que avanzan hacia una mayor penetración de energías renovables sin haber incorporado, de forma oportuna, las actualizaciones requeridas en sus redes, protecciones y capacidad de respuesta.**

Ambos casos demuestran que **no basta con invertir en energías limpias**. La transición energética exige una visión técnica clara, respaldada por estudios de ingeniería que anticipen escenarios complejos y permitan una operación segura, estable y resiliente.

Este artículo resume las causas de los apagones recientes en *España y Puerto Rico*, y presenta propuestas concretas desde la perspectiva de **PRET (Puerto Rico Energy Transformation)** para evitar que sigamos caminando hacia el colapso con los ojos abiertos.

¿Qué falló en España? Señales de advertencia para sistemas con alta penetración solar

El 28 de abril de 2025, un evento en cascada dejó sin energía a más de 60 millones de personas en la península ibérica, afectando a España, Portugal y regiones del sur de Francia. Según datos preliminares de Red Eléctrica de España (REE) y otras fuentes europeas, **se perdió cerca del 60% de la generación en**



línea en menos de cinco minutos —más de 15,000 MW desconectados abruptamente.

Las causas técnicas conocidas incluyen:

☀️ **Exceso de generación solar en baja demanda.** La fotovoltaica superó el 60% del mix eléctrico en un momento de baja demanda. El exceso de generación no pudo ser absorbido ni redistribuido rápidamente, lo que provocó un desbalance en la frecuencia, llevando la sobrefrecuencia por encima de los 50.5 Hz. Esta condición contribuyó a la inestabilidad del sistema, lo que, finalmente, resultó en el colapso.

⚡ **Desconexiones masivas y huecos de tensión.** El exceso de generación, sumado a las oscilaciones de frecuencia, activó protecciones en plantas solares e inversores, que se desconectaron abruptamente. Esto provocó una pérdida súbita de aproximadamente 15 GW de capacidad, equivalente al 60% de la demanda nacional en ese momento. Estas salidas masivas

generaron *huecos de tensión* —caídas bruscas del voltaje— que no pudieron ser estabilizadas por la baja inercia rotacional del sistema.

🚧 **Falta de respaldo externo.** Como parte de los protocolos automáticos de protección de la red europea, la interconexión con Francia se desconectó al detectar desviaciones de frecuencia fuera de parámetros seguros. Aunque técnicamente justificada, esta acción dejó temporalmente a la península ibérica sin apoyo externo, reduciendo las herramientas disponibles para contener el colapso.

🔌 **Falta de soporte LVRT en inversores fotovoltaicos** Muchos inversores solares no contaban con capacidad de *Low Voltage Ride Through* (LVRT), lo que provocó desconexiones adicionales ante los huecos de tensión, exacerbando la inestabilidad.

🌐 Red poco interconectada

La limitada interconexión eléctrica entre la península ibérica y el resto de Europa —actualmente alrededor del 2% de su capacidad de generación— dificultó aún más la posibilidad de mitigar el evento a través de respaldo internacional. Esto contrasta con el objetivo europeo del 15% de interconexión para 2030.

🧠 Cita clave

“Este evento evidenció que los sistemas con alta penetración renovable requieren reglas operativas nuevas, infraestructura reforzada y tecnologías de respuesta rápida.”

— Análisis desde PRET, mayo 2025

Puerto Rico: una red aún más vulnerable

Puerto Rico ha experimentado apagones a gran escala, como los del **31 de diciembre de 2024** y el **16 de abril de 2025 (Miércoles Santo)**, que reflejan debilidades operativas y estructurales acumuladas por años. A diferencia de España, **Puerto Rico opera como un sistema insular aislado**, lo que exige una **resiliencia interna mucho mayor**.

Históricamente, el sistema ha dependido de generación térmica centralizada, con plantas envejecidas que no fueron diseñadas para operar en conjunto con fuentes renovables variables. A esto se suma una red de transmisión con **escasa redundancia y sistemas de protección desactualizados**.

Fallas recientes en el sistema eléctrico de Puerto Rico

Puerto Rico ha enfrentado dos apagones significativos en los últimos meses que reflejan fallas estructurales críticas en su red eléctrica:

🕯️ 31 de diciembre de 2024 – Colapso del sistema por desconexión masiva

Una avería en la subestación que interconecta las centrales Costa Sur y EcoEléctrica provocó la desconexión súbita de más de **800 MW de capacidad**. La red no contaba con reservas rápidas ni respuesta automática suficiente, lo que causó una caída abrupta de frecuencia y el colapso del sistema a nivel isla.

⚡ 16 de abril de 2025 – Pérdida repentina de generación sin mecanismos de defensa efectivos

Durante las horas de alta generación solar, un evento en la red provocó la desconexión inesperada de varias unidades térmicas. La caída de frecuencia que siguió no fue contenida porque el

sistema carecía de mecanismos de defensa —como reservas rápidas o baterías— capaces de estabilizar la frecuencia en segundos. Esto permitió que la perturbación se propagara y causara un apagón general. **En otras palabras, el sistema no tuvo capacidad de contención: no logró aislar ni frenar la falla a tiempo para evitar su expansión.**

📉 Factores comunes

Ambos eventos comparten causas estructurales que siguen sin atenderse:

- **Falta de inercia y respaldo** ante la alta penetración de energía solar.
- **Ausencia de recursos de respuesta rápida** (como baterías o reservas rápidas despachables).
- **Protecciones descoordinadas** que agravan las fallas en vez de contenerlas.
- **Limitaciones propias de un sistema aislado**, sin interconexiones externas que ayuden a amortiguar eventos.

Además, estos retos se ven agravados por décadas de rezago en inversión de capital, la ausencia de planificación operativa moderna y debilidades estructurales en la gobernanza técnica del sistema eléctrico.

Un ejemplo reciente es la iniciativa del Gobierno de añadir 3,000 MW de nueva generación, sin que medie un Plan Integrado de Recursos (PIR) actualizado ni estudios de ingeniería serios que definan con precisión: (1) qué tecnología debe emplearse, (2) dónde deben ubicarse los proyectos y (3) cuánta capacidad se necesita en cada localidad.

Este enfoque improvisado compromete la transición energética, ya que, sin una base científica y técnica sólida, es imposible enfrentar con éxito los retos que implica la integración de fuentes renovables variables, como la solar y la eólica.

Diagnóstico compartido: fallas comunes entre España y Puerto Rico

Tanto en España como en Puerto Rico, los recientes apagones revelan un patrón técnico común: **redes eléctricas que han avanzado en la integración de fuentes renovables sin completar las inversiones y actualizaciones necesarias para mantener su estabilidad operativa**. Estos sistemas están operando en el filo de su capacidad, con una infraestructura que no ha sido adaptada a las nuevas exigencias de control, flexibilidad y resiliencia que impone la transición energética.

A continuación, se resumen las fallas estructurales más relevantes que explican estos colapsos:

- 🏠 Renovables sin respaldo de almacenamiento, sin generación flexible ni control avanzado
- 📉 Frecuencia inestable, sin respuesta rápida
- 📊 Curvas de demanda con rampas difíciles de controlar
- ⚙️ Ausencia de inercia rotacional o sintética
- 🏞️ Rampas pronunciadas que superan límites operativos
- ⚙️ Protecciones automáticas descoordinadas
- 🕯️ Red sin redundancia ni interconexión externa

🔧 Propuestas desde la perspectiva técnica de PRET: lo que Puerto Rico debe hacer ahora

Ante las vulnerabilidades que se han manifestado tanto localmente como en otros sistemas en transición energética, Puerto Rico debe actuar con decisión técnica y estratégica. Estas son las prioridades clave:

1. 🏠 **Desplegar almacenamiento BESS a gran escala**
Implementar sistemas de baterías (Battery Energy Storage Systems) con capacidad para responder en milisegundos. Esto permitirá controlar la frecuencia, mitigar la variabilidad

renovable y evitar apagones causados por relevos automáticos ante caídas de generación.

2. **Rediseñar sistemas de protección con lógica adaptativa**

Actualizar los esquemas de protección para que diferencien entre fallas locales y eventos sistémicos. Es indispensable evitar respuestas en cascada que agraven las interrupciones en lugar de contenerlas.

3. **Asegurar soporte de inercia física o sintética**

Incorporar tecnologías que aporten masa rotacional —como generadores síncronos o convertidores con control de inercia sintética— y planificar el despacho con base en la estabilidad del sistema, no solo en el costo marginal.

4. **Modernizar la red eléctrica con visión integral**

Acelerar la digitalización y automatización de los sistemas de transmisión y distribución. Construir una red con redundancia, monitoreo continuo y capacidad de respuesta flexible para operar de forma segura ante eventos críticos.

5. **Incentivar inversión privada con reglas técnicas claras**

Estructurar subastas abiertas que prioricen no solo el precio, sino también la confiabilidad, flexibilidad, disponibilidad operativa y capacidad de respuesta. La nueva infraestructura debe ser parte de una arquitectura de sistema planificada, no soluciones aisladas.

 Cita clave

“Todas las decisiones deben estar fundamentadas en estudios de ingeniería rigurosos. La transformación del sistema eléctrico no puede estar dictada por agendas políticas ni decisiones improvisadas.”

—Análisis desde PRET, mayo 2025

Se requiere gobernanza técnica sólida, capacidades regulatorias fortalecidas y una ejecución transparente, basada en evidencia y buenas prácticas internacionales.

 Conclusión: Urgencia sí, pero con fundamento técnico

La transformación en la mezcla de tecnologías energéticas ya está en marcha. Pero aún podemos —y debemos— orientarla con inteligencia, disciplina técnica y sentido de urgencia. **Las decisiones que tomemos hoy no son neutras: definirán y comprometerán los recursos energéticos, la estructura operativa y la resiliencia del sistema eléctrico de la próxima generación en Puerto Rico.**

Esto no se trata solo de ingeniería: se trata de actuar con responsabilidad social, pensando en el bienestar colectivo y en un futuro en el que nuestras comunidades puedan confiar en un sistema energético limpio, estable y accesible.

Puerto Rico tiene hoy una oportunidad crítica para anticiparse a los colapsos que otros ya han vivido. Aprovechémosla, con visión de país y sentido de bien común.

BIO Daniel Hernández Morales

El ingeniero Daniel Hernández Morales es un profesional experimentado en el sector energético de Puerto Rico, con más de 35 años de trayectoria en ingeniería eléctrica y liderazgo en generación, transmisión y distribución.

Desde **mayo de 2023 hasta mayo de 2025**, brindó servicios de consultoría a **Genera PR**, donde asumió el cargo de **Vicepresidente de Operaciones** durante una etapa crítica de transición para el sistema eléctrico. En este rol, lideró la conceptualización de proyectos estratégicos clave para estabilizar la flota de generación, entre ellos:

- **El proyecto de 430 MW de almacenamiento de energía con baterías (BESS)**, diseñado para aumentar la flexibilidad operativa del sistema eléctrico, reducir los apagones en hasta un 90% y facilitar la integración de energía renovable.
- **El Programa de Reemplazo de Componentes Críticos**, enfocado en modernizar la infraestructura de generación y reducir a la mitad las fallas forzadas, garantizando una operación más confiable a largo plazo.

Finalizada esa etapa de colaboración con Genera, Hernández Morales continúa aportando a la transformación energética de Puerto Rico desde un **rol independiente como consultor estratégico**. Actualmente se dedica a brindar **asesoría técnica especializada en interconexión de nuevos recursos energéticos a la red, análisis de sistemas de protección eléctrica**, integración de almacenamiento, estudios de estabilidad del sistema y diseño de políticas regulatorias orientadas a una transición energética confiable, sostenible y basada en fundamentos de ingeniería.

Entre 2021 y 2023, se desempeñó como **Director de Proyectos Renovables en LUMA Energy**, facilitando la interconexión de proyectos renovables a gran escala. Durante sus 32 años en la **Autoridad de Energía Eléctrica (PREPA)**, ocupó posiciones clave como Director de Generación, Jefe de Subestaciones y Gerente de Puesta en Marcha, liderando la integración de proyectos solares y eólicos, así como mejoras en sistemas de protección, mantenimiento y confiabilidad de la red.

Con una visión estratégica y una sólida experiencia técnica, actualmente dirige **PRET (Puerto Rico Energy Transformation)**, una plataforma de análisis y asesoría dedicada a apoyar la transición energética de la isla mediante estudios, propuestas regulatorias y liderazgo técnico independiente.