

El apagón en República Dominicana y la energía que Puerto Rico no pudo exportar



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

Esta edición de PRET nace a partir de un evento que captó la atención de toda la región: el reciente apagón en la República Dominicana.

Pero más allá de la noticia, el episodio abre una pregunta que inevitablemente surge también en Puerto Rico:

¿qué habría ocurrido si ambos sistemas eléctricos estuvieran interconectados?

La discusión pública suele partir de una preocupación inmediata: si se conectan dos sistemas eléctricos, ¿no se corre el riesgo de que un problema en uno arrastre al otro?

La respuesta depende del tipo de interconexión.

Las interconexiones modernas basadas en **HVDC con convertidores VSC** no funcionan como un puente eléctrico convencional entre redes. Funcionan mediante un sistema de conversión electrónica que **controla activamente el flujo de potencia entre ambos sistemas**. En términos simples, cada sistema mantiene su propio comportamiento eléctrico y la interconexión actúa como



una interfaz electrónica que regula cuánta energía cruza de un lado al otro.

Por eso, el evento dominicano no solo plantea la pregunta de si Puerto Rico se habría visto afectado. Plantea algo aún más interesante:

¿qué oportunidades energéticas se pierden cuando los sistemas eléctricos de la región operan completamente aislados?

Porque hoy Puerto Rico enfrenta un fenómeno nuevo en su propia operación diaria. Durante las horas solares del mediodía, la generación distribuida reduce la demanda neta del sistema a niveles

históricamente bajos, obligando al operador a apagar o reducir plantas convencionales para mantener el balance del sistema.

En otras palabras, **el sistema enfrenta momentos en los que produce más energía de la que puede utilizar**.

Una interconexión eléctrica moderna no solo sirve para transferir energía en momentos de escasez. También puede permitir **exportar excedentes cuando el sistema tiene más generación de la que necesita**.

Ese cambio de perspectiva es fundamental.

Porque la transformación energética no consiste únicamente en instalar más energía renovable. Consiste en diseñar un sistema eléctrico capaz de operar con **flexibilidad, estabilidad y resiliencia**.

El análisis que sigue examina ese escenario desde una perspectiva técnica: ¿cómo funcionaría una interconexión HVDC entre Puerto Rico y la República Dominicana?, ¿qué habría significado durante el reciente apagón dominicano?, y ¿qué implicaciones tiene para el futuro energético de Puerto Rico?

— Ing. Daniel Hernández Morales, PE

Fundador & Editor, PRET

1) La pregunta correcta: ¿nos habría afectado?

El apagón en la República Dominicana no fue solo una noticia regional; funcionó como una prueba mental de un escenario que Puerto Rico inevitablemente se plantea:

si ambos sistemas estuvieran interconectados, ¿podría un colapso en una isla arrastrar al otro?

Para responder esa pregunta es importante separar dos conceptos desde el inicio.

- **Interconectar no es necesariamente acoplar dos redes en frecuencia.** Una interconexión AC tradicional sincroniza los sistemas y puede transmitir perturbaciones entre ellos.

- **Un enlace HVDC-VSC funciona de manera distinta.** Se comporta más como una **válvula electrónica que controla el flujo de potencia** que como un puente eléctrico que transmite todo lo que ocurre en el otro sistema.

Por eso, bajo el diseño del **Proyecto Hostos**, la respuesta técnica es **no**.

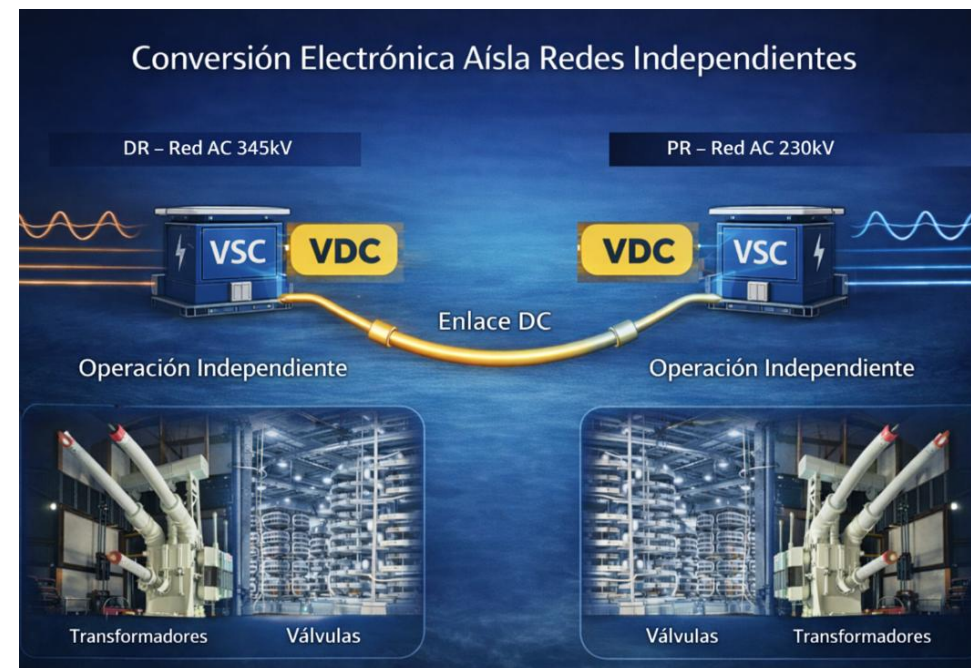
No porque el riesgo nunca pueda existir, sino porque el tipo de interconexión propuesto está diseñado precisamente para evitar la propagación de colapsos de frecuencia y fenómenos dinámicos entre sistemas eléctricos independientes.

Entender esta diferencia tecnológica es clave. Una interconexión HVDC **no fusiona dos sistemas eléctricos; los conecta bajo control.**

Y ese principio —el desacople eléctrico entre redes— es precisamente el que permite interconectar sistemas independientes sin comprometer su estabilidad.

2) El principio técnico: el desacople eléctrico en interconexiones HVDC-VSC

Cuando se habla de interconectar sistemas eléctricos, una de las primeras preocupaciones que surge es si un problema en un sistema puede propagarse al otro.



La respuesta depende del tipo de interconexión utilizada. En una interconexión tradicional de corriente alterna (AC-AC), ambos sistemas quedan sincronizados eléctricamente. Esto significa que

comparten frecuencia y que ciertos fenómenos dinámicos pueden viajar de una red a la otra.

Entre estos fenómenos pueden encontrarse:

- variaciones de frecuencia y voltaje
- oscilaciones de potencia
- interacciones de estabilidad entre sistemas

Por esta razón, históricamente muchas interconexiones AC requieren una **coordinación operativa muy estrecha entre sistemas vecinos**.

Sin embargo, las interconexiones modernas entre sistemas eléctricos independientes suelen utilizar otra tecnología: **HVDC con convertidores VSC (Voltage Source Converter)**.

En este tipo de interconexión, la energía no pasa directamente de una red AC a la otra. Primero se convierte de corriente alterna a corriente directa, se transporta en forma de corriente directa y luego se vuelve a convertir a corriente alterna en el extremo opuesto.

Ese proceso introduce un elemento fundamental: **el desacople eléctrico entre sistemas**.

Cada sistema continúa operando con su propia dinámica interna, mientras que el enlace HVDC controla electrónicamente la cantidad de potencia que se transfiere entre ellos.

Desde el punto de vista operacional, este desacople se puede entender a través de **tres consecuencias prácticas**.

1. Los sistemas no comparten frecuencia

En una interconexión AC, todos los generadores conectados a la red deben operar sincronizados a la misma frecuencia.

En una interconexión HVDC-VSC esto no ocurre. Cada sistema mantiene su propia frecuencia porque el convertidor actúa como una interfaz electrónica que separa ambos comportamientos eléctricos.

Si el sistema A experimenta una caída de frecuencia, el sistema B no se ve arrastrado por esa perturbación.

2. La inercia de los sistemas no se transmite

La inercia eléctrica proviene de la masa rotante de los generadores sincronizados dentro de una red.

En interconexiones AC, esa inercia forma parte del comportamiento dinámico conjunto del sistema interconectado, porque todas las máquinas giran sincronizadas y reaccionan colectivamente ante cambios de frecuencia.

En una interconexión HVDC, esa interacción electromecánica no atraviesa el enlace. El convertidor separa físicamente la dinámica de ambos sistemas, por lo que las variaciones de inercia de un sistema no se transmiten directamente al otro.

Sin embargo, esto no significa que el enlace HVDC quede pasivo ante cambios en el sistema.

Los convertidores VSC monitorean continuamente la frecuencia de la red a la que están conectados. Cuando detectan una desviación súbita, pueden modificar el flujo de potencia en cuestión de milisegundos.

Esta capacidad se conoce como **Fast Frequency Response** o **respuesta primaria ultrarrápida**, y en muchos casos puede actuar incluso más rápido que la respuesta natural de la inercia de las máquinas rotantes.

En algunos esquemas de control, este comportamiento puede configurarse para emular lo que se conoce como **inercia sintética**, aportando soporte dinámico al sistema sin necesidad de masa rotante física.

En otras palabras, aunque los sistemas A y B no comparten inercia física, el convertidor HVDC puede reaccionar electrónicamente para apoyar la estabilidad de frecuencia del sistema al que está conectado.

3. Las oscilaciones dinámicas no se propagan como en AC

En redes AC interconectadas, ciertos modos oscilatorios pueden viajar por la red y afectar sistemas vecinos.

En un enlace HVDC, lo que cruza el enlace es **potencia controlada electrónicamente**, no el fenómeno dinámico del sistema.

Esto permite regular con precisión cuánta energía se transfiere entre sistemas sin transmitir sus oscilaciones internas.

En la práctica, esto significa que un enlace HVDC puede funcionar como un **“cortafuego eléctrico” entre sistemas eléctricos independientes**. Si uno de los sistemas sufre un evento severo o incluso un colapso, el flujo de potencia puede interrumpirse rápidamente sin arrastrar al otro sistema.

Este principio de **transferencia controlada de potencia con desacople dinámico** es precisamente lo que permite interconectar sistemas eléctricos independientes sin comprometer su estabilidad.

3) El verdadero tema: lo que Puerto Rico vive al mediodía

El apagón dominicano sirve como punto de partida para esta discusión, pero el sistema eléctrico de Puerto Rico enfrenta un desafío creciente que ocurre todos los días al mediodía.

Durante los últimos años, la rápida expansión de la generación solar distribuida ha comenzado a transformar el perfil de operación de la red.

Hoy existen más de **1,500 MW** de generación solar instalada en techos a través de la isla. Cuando esa generación entra simultáneamente en operación —principalmente entre las 10:00 de la mañana y las 2:00 de la tarde— la demanda neta cae de manera significativa. En algunos momentos del día puede acercarse a

1,400 MW, lo que obliga a reducir la generación convencional para mantener el equilibrio entre oferta y demanda.

El sistema, sin embargo, necesita mantener un número mínimo de unidades convencionales en servicio para sostener los servicios ancilares que garantizan la estabilidad de frecuencia, voltaje y otros parámetros esenciales de la red.

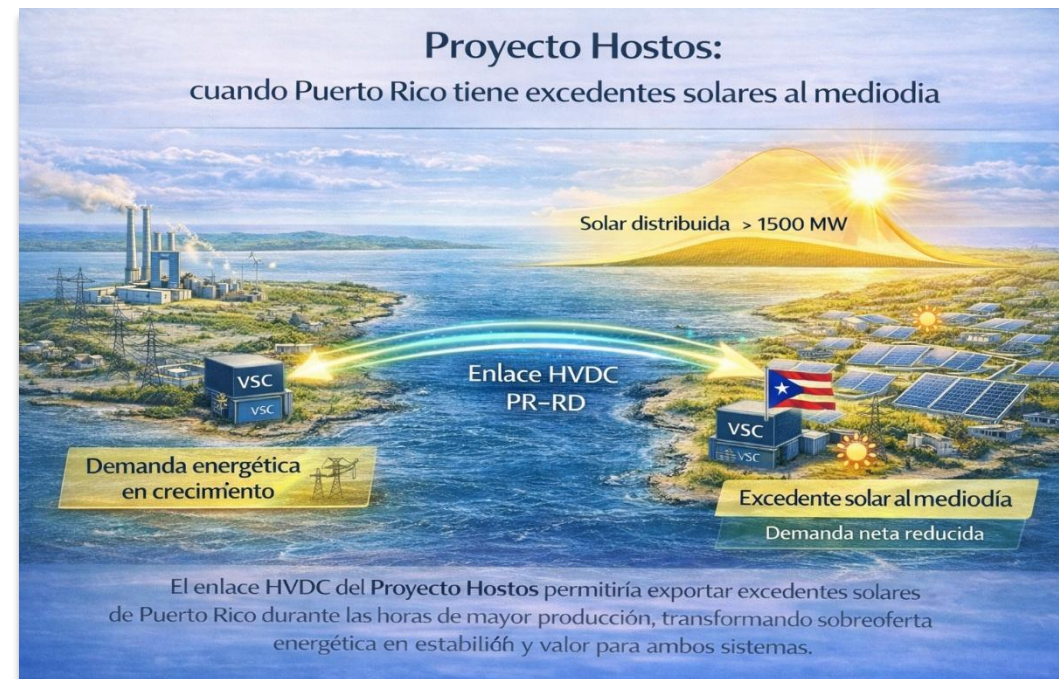
La combinación de tres factores —exceso de producción solar distribuida sin control centralizado, una demanda extremadamente baja durante las horas de mayor irradiación y un parque generador que requiere operar a niveles mínimos para proveer estabilidad— convierte la operación diaria en un reto cada vez más complejo.

En términos simples, la red enfrenta una condición operativa inédita:

hay más generación disponible de la que puede absorber durante las horas solares pico.

En esas condiciones, el operador de transmisión y distribución, responsable del despacho del sistema, se ve obligado a reducir generación convencional o retirar unidades temporalmente de servicio para mantener el balance entre oferta y demanda.

Esto obliga a parte de la flota térmica a operar por debajo de sus niveles técnicos óptimos. En la práctica, las unidades que pueden apagarse y encenderse dentro del mismo día no suelen ser las grandes plantas termoeléctricas, sino generadores de turbinas de



combustión de arranque rápido, que en su mayoría utilizan diésel como combustible.

El resultado es que el despacho deja de ser estrictamente económico y pasa a ser simplemente el técnicamente viable. Y como el diésel puede ser hasta un 70 % más costoso que el LNG, esa operación termina encareciendo el costo de la electricidad que pagan los clientes.

Este fenómeno —conocido en muchos sistemas eléctricos como *cycling* de unidades térmicas— tiene consecuencias técnicas y económicas importantes. Pero el efecto más relevante es otro.

Cuando demasiadas unidades convencionales salen de servicio, el sistema no solo pierde capacidad disponible. También pierde masa rotante, soporte de voltaje y margen dinámico, elementos fundamentales para mantener la estabilidad de la red.

En otras palabras, el sistema puede volverse más vulnerable precisamente durante las horas de menor demanda. Este no es un problema de tener demasiada energía solar. Es un problema de no contar con suficientes herramientas para manejar los excedentes de generación cuando ocurren. Y es precisamente en ese contexto donde las interconexiones eléctricas regionales pueden convertirse en una herramienta estratégica para el sistema eléctrico de Puerto Rico.

4) El valor estratégico de una interconexión regional

Las interconexiones eléctricas suelen asociarse con la capacidad de importar energía cuando un sistema enfrenta escasez. Pero en sistemas con alta penetración de energía solar, su valor puede ser aún mayor: permitir exportar energía cuando existe exceso de generación.

El proyecto Hostos, una interconexión propuesta entre Puerto Rico y la República Dominicana, contempla en su primera fase aproximadamente 700 MW de capacidad firme dedicada al sistema eléctrico de Puerto Rico mediante una nueva planta de generación ubicada en territorio dominicano.

Es importante subrayar este punto.

Aunque la planta estaría físicamente ubicada en la República Dominicana, su capacidad estaría contractualmente comprometida para servir al sistema de Puerto Rico a través del enlace HVDC. Desde la perspectiva operativa del sistema puertorriqueño, esa

capacidad aparecería en el punto de interconexión del convertidor HVDC como una inyección de potencia completamente controlable.

En términos prácticos, el operador del sistema vería ese recurso como una planta firme adicional conectada a la red.

En una segunda fase, el enlace podría operar de manera bidireccional, permitiendo que el flujo de energía se invierta cuando las condiciones del sistema lo requieran. Esto abriría una posibilidad importante para Puerto Rico.

Durante las horas de sobreproducción solar, el sistema podría exportar parte de esos excedentes hacia la República Dominicana, reduciendo la necesidad de apagar unidades convencionales o limitar generación renovable.

La República Dominicana, a su vez, podría beneficiarse de esa energía adicional para atender el crecimiento sostenido de su demanda eléctrica asociado a su expansión económica. De esta manera, una interconexión regional no solo ayudaría a mejorar la confiabilidad del sistema. También podría convertirse en una herramienta para viabilizar la creciente penetración de energía solar en Puerto Rico.

6) Una lección del apagón dominicano

Volviendo al evento que motivó esta reflexión, es importante ser precisos. **Una interconexión HVDC no habría evitado**



necesariamente el apagón ocurrido en la República Dominicana si la causa del evento fue una falla interna en su sistema eléctrico.

Pero sí conviene destacar dos aspectos importantes. Primero, el colapso no se habría propagado hacia Puerto Rico, precisamente debido al desacople eléctrico que provee el enlace HVDC.

Segundo, una vez restablecidas condiciones mínimas en el sistema dominicano, la interconexión podría haber servido como un puente de apoyo energético para acelerar el proceso de recuperación. Las interconexiones eléctricas modernas no están diseñadas para fusionar vulnerabilidades entre sistemas. **Están diseñadas para crear flexibilidad operativa y resiliencia regional.**

Conclusión: resiliencia diseñada

En la discusión pública sobre interconexiones eléctricas suele aparecer la palabra *dependencia*. Pero es importante distinguir entre dependencia y resiliencia.

Dependencia significa no tener alternativas. Resiliencia significa tener más opciones para responder a condiciones cambiantes del sistema.

Un enlace HVDC entre Puerto Rico y la República Dominicana no fusionaría los sistemas eléctricos de ambas islas. Los conectaría bajo control. Un nivel de control que, paradójicamente, Puerto Rico hoy no tiene sobre su planta más grande: **los más de 1,500 MW de generación solar instalados en techos residenciales y comerciales.**

Con una interconexión HVDC, Puerto Rico incorporaría **capacidad firme adicional** y, al mismo tiempo, ganaría la posibilidad de **exportar excedentes de energía solar** cuando las condiciones del sistema lo requieran.

En un contexto de transición energética —donde la generación renovable continuará creciendo— contar con herramientas que permitan **manejar esa variabilidad de forma flexible** será cada vez más importante. Eventos como el reciente apagón en la República Dominicana sirven como recordatorio de que los sistemas eléctricos **no solo deben ser capaces de producir energía sino también de adaptarse, responder y recuperarse rápidamente ante perturbaciones mayores.**

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