



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

Ante el estado crítico del sistema eléctrico de Puerto Rico y la reconocida urgencia de incorporar nueva capacidad de generación firme, el Negociado de Energía (PREB) emitió el 19 de marzo de 2025 una orden titulada “Competitive Procurement for New Generation Sources”. Mediante esta resolución, se instruye a la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE) a notificar a la Autoridad para las Alianzas Público-Privadas (AAPP) para dar inicio a un proceso competitivo de contratación de entre 2,500 y 3,000 megavatios (MW) de nueva capacidad generatriz. Esta medida busca atender déficits operacionales y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico ante la fragilidad de la flota térmica existente.

Sin embargo, esta determinación se tomó antes de la finalización del nuevo Plan Integrado de Recursos (PIR), actualmente en desarrollo, el cual —por mandato legal y regulatorio— debe fungir como el instrumento rector de la planificación energética del país. Aunque la orden del PREB establece ciertos parámetros generales, como la preferencia por unidades menores de 400 MW y cercanas a centros de carga, no impone **criterios técnicos vinculantes ni define ubicaciones óptimas sustentadas en estudios de ingeniería o análisis de red**. En la práctica, esto traslada decisiones estratégicas al mercado, abriendo la puerta a propuestas no necesariamente alineadas con las necesidades reales del sistema ni con los objetivos de política pública energética.

Este análisis no pretende cuestionar la legitimidad de la acción del PREB, sino ofrecer una **contribución técnica a la discusión pública y regulatoria** en torno a la estrategia de expansión de

GOVERNMENT OF PUERTO RICO
PUBLIC SERVICE REGULATORY BOARD
PUERTO RICO ENERGY BUREAU

IN RE: COMPETITIVE PROCUREMENT FOR
NEW GENERATION SOURCES

CASE NO.: NEPR-MI-2025-0001
SUBJECT: Resolution and Order addressing
Act 1-2025 underscoring the need for new
generation sources.

RESOLUTION AND ORDER

I. Introduction

On August 24, 2020, the Energy Bureau of the Puerto Rico Public Service Regulatory Board ("Energy Bureau") issued a Final Resolution and Order on Puerto Rico Electric Power Authority's ("PREPA") Integrated Resource Plan ("IRP") under Case No. CEPR-AP-2018-0001 ("Approved IRP"). The Energy Bureau approved in part the Proposed PREPA's IRP. Through the Approved IRP, the Energy Bureau accepted in part and rejected in part PREPA's IRP and ordered the adoption and implementation of the Modified Action Plan.

On July 12, 2023, the Energy Bureau initiated a new IRP process to outline the island's energy strategy for the next twenty (20) years. As part of this process, LUMA¹ submitted the First Interim 2025 IRP Filing before the Energy Bureau on November 25, 2024. This filing represents a significant milestone in developing a comprehensive plan to meet Puerto Rico's future energy needs. The IRP process is ongoing, with further evaluations and stakeholder engagements planned to ensure a sustainable and reliable energy future for the island.

The IRP is developed using enacted policy as a guide to make assumptions and future projections. If there are policy changes, the IRP must be modified to reflect these changes. House Bill 267 has been enacted into law ("Act 1-2025"), amending Puerto Rico's Public Energy Policy Act ("Act 17-2019") and the Energy Diversification Act, as amended ("Act 82-2010"). Act 1-2025 extends the lawful use of coal-based power generation, until 2032, allowing the AES² power plant in Guayama to continue operations. It also adjusts the island's energy transition goals to reflect current energy conditions and ensure system reliability. Additionally, it eliminates the interim renewable energy targets of 40% by 2025 and 60% by 2040, while maintaining the goal of achieving 100% renewable energy by 2050. The law also includes provisions to enhance energy efficiency and promote the integration of renewable energy sources into the grid.

As of today, numerous Independent Power Producers ("IPPs") have been awarded renewable energy projects that could potentially supply from 30% to 40% of the total energy needed to meet the island's yearly energy demand.

II. The IRP Process

The Puerto Rico Energy Transformation and RELIEF Act, as amended ("Act 57-2014") was enacted to, amongst other things, create an independent regulatory body to oversee PREPA's and all other certified electric service companies' operations, and to establish strategic planning and information requirement to promote transparency and active citizen participation.³ Essential to carrying out this legislative intent is a planning process, directed

¹ LUMA Energy, LLC and LUMA Energy ServCo, LLC (referred to jointly as "LUMA").

² AES Puerto Rico, Inc. ("AES").

³ Act 57-2014, Statement of Motives.

generación. Diversos sectores técnicos y sociales han expresado preocupación legítima ante el riesgo de que decisiones estructurales como esta —tomadas fuera del marco del PIR— puedan comprometer el alineamiento entre la planificación, la operación del sistema y la transformación energética a largo plazo.

El PIR es la herramienta central diseñada para determinar, mediante análisis de ingeniería y consultas con partes interesadas, **cuánta capacidad se necesita realmente**, qué tecnologías son las más apropiadas y dónde debe ubicarse nueva generación para apoyar la confiabilidad, resiliencia e integración de energía renovable. Existe precisamente para evitar desarrollos especulativos o mal coordinados, y para asegurar la alineación con los objetivos de política pública a largo plazo de Puerto Rico.

Al iniciar un proceso de licitación sin haber finalizado el PIR, el Negociado de Energía está, en efecto, cediendo el control sobre el futuro energético de Puerto Rico al mercado. Esta orden invita a los Productores Independientes de Energía (IPP, por sus siglas en inglés) y a los desarrolladores a presentar propuestas de prácticamente **cualquier tipo, tamaño o ubicación**, no basadas en las necesidades del sistema, sino en intereses comerciales o ventajas existentes de infraestructura.

Aunque la orden sugiere una preferencia por unidades menores de 400 MW y cercanas a centros de carga, estas son meras recomendaciones —no requisitos técnicos vinculantes basados en datos de planificación.

Este enfoque abre la puerta a propuestas que podrían:

- 1. Ser incompatibles con una alta penetración de energía renovable.
- 2. Agravar restricciones de transmisión o aumentar el curtailment de energía renovable.

PRET® – April 2025

Reliable ■ Energy ■ Insights

1 | Page

3. Exceso de capacidad y riesgo de punto de falla común

RIESGOS POTENCIALES DE PROBLEMAS TÉCNICOS

Este enfoque abre la puerta a propuestas que podrían generar consecuencias técnicas y económicas adversas para el sistema eléctrico de Puerto Rico, especialmente si no están guiadas por una planificación integrada. Entre las preocupaciones más relevantes se encuentran:

1. Proyectos incompatibles con una alta penetración de energía renovable

Uno de los pilares fundamentales de la política energética de Puerto Rico es alcanzar un 100% de generación renovable para el año 2050. Para lograr esa meta, no basta con añadir más capacidad instalada: es indispensable que las nuevas inversiones en generación sean **tecnológicamente compatibles con la operación de un sistema eléctrico flexible, dinámico y descentralizado**.

Sin embargo, al permitir propuestas de cualquier tipo, sin criterios técnicos definidos ni métricas claras de desempeño operativo, la orden del PREB corre el riesgo de favorecer **tecnologías inflexibles** —como plantas fósiles convencionales— que no están diseñadas para **responder adecuadamente a la variabilidad inherente de la energía solar o eólica**.

Además, los nuevos recursos de generación deben ser capaces de **proveer servicios ancilares esenciales** para mantener la estabilidad del sistema eléctrico. Estos servicios incluyen:

- **Regulación de frecuencia**, para responder a cambios súbitos en la generación o la demanda;
- **Control de voltaje**, fundamental para proteger equipos y garantizar calidad de servicio;

- **Reserva operativa**, disponible en cuestión de segundos o minutos;
- **Inercia y respuesta rápida**, para sostener el sistema ante eventos inesperados.

En un sistema cada vez más dominado por fuentes renovables intermitentes, estos servicios no son opcionales: **son críticos para evitar apagones, proteger la infraestructura eléctrica y garantizar una transición energética ordenada y segura**.

Por lo tanto, cualquier proceso de contratación de nueva generación —como el ordenado por el PREB— **debe establecer requisitos técnicos mínimos para asegurar que los recursos propuestos aporten no solo energía, sino también la estabilidad que el sistema necesita para operar de forma segura con altos niveles de renovables**.

2. Limitaciones en la red de transmisión y riesgo de curtailment de energía renovable

Puerto Rico ya enfrenta limitaciones estructurales importantes en su red de transmisión, especialmente entre las zonas de alta producción renovable —como el sur— y los principales centros de consumo en el norte del país. Instalar nueva capacidad de generación sin considerar estas restricciones puede **saturar aún más la red**, obligando al operador del sistema de transmisión y distribución (T&D) a **desconectar generación renovable disponible**, en un fenómeno conocido como *curtailment*.

Esta situación representa no solo una **pérdida directa de energía limpia**, sino que también tiene **implicaciones económicas negativas para los clientes del sistema eléctrico**. En muchos contratos de compraventa de energía (PPA) firmados con productores de energía renovable a escala, se garantiza el pago por la energía **disponible para entregar**, no solamente por la que se consume efectivamente. Es decir, cuando se interrumpe o limita la generación renovable por restricciones en la red, el sistema debe **seguir pagando por esa energía no utilizada**, lo

que se traduce en **costos adicionales que eventualmente son transferidos a los consumidores a través de la tarifa eléctrica**.

Además, estos *curtailments* reducen la rentabilidad de los proyectos renovables, desincentivan futuras inversiones y **retrasan el cumplimiento de los objetivos de política pública energética**, como lo es alcanzar un sistema 100% renovable al 2050.

Por ello, es fundamental que cualquier expansión de generación —como la que autoriza la orden del PREB— esté acompañada de una planificación rigurosa de la red de transmisión y distribución, que permita absorber y despachar de forma segura y eficiente la energía generada, sin generar cuellos de botella ni penalidades contractuales evitables.

3. Exceso de capacidad y riesgo de punto de falla común

Sin una evaluación rigurosa del balance entre oferta y demanda, existe el riesgo de instalar nueva capacidad de generación innecesaria. Esto puede conducir a una **sobreoferta de energía**, distorsionar el mercado, presionar al alza las tarifas eléctricas y comprometer la viabilidad financiera del sistema a largo plazo. Además, en ausencia de estudios que analicen los **escenarios de despacho** entre las distintas tecnologías, podrían generarse **obligaciones contractuales rígidas** que resulten en aumentos significativos en el costo de la energía para los consumidores.

Adicionalmente, la instalación de grandes bloques de generación centralizada **conectados a puntos únicos en la red** puede representar un riesgo técnico crítico, conocido como **punto de falla común**. Este fenómeno ocurre cuando la capacidad agregada en un nodo o subestación excede la habilidad del sistema integrado de generación para **responder de forma rápida y estable a una interrupción súbita**. En escenarios extremos, esto puede provocar **inestabilidad de frecuencia, activación de relevos de carga** y, en el peor de los casos, el **colapso total del sistema eléctrico**.

Un ejemplo reciente de esta vulnerabilidad ocurrió el **31 de diciembre de 2024**, cuando una falla repentina en la subestación de la Central Costa Sur provocó la desconexión simultánea de las unidades de Costa Sur y EcoEléctrica. Esta pérdida abrupta de capacidad generadora desde un solo punto desencadenó un evento de inestabilidad que culminó en el **colapso completo del sistema eléctrico de Puerto Rico**. Este incidente expuso con claridad los riesgos de **concentrar demasiada generación en un solo nodo**, sin una flota diversificada y distribuida que pueda actuar como respaldo inmediato.

La orden del PREB, emitida el 19 de marzo de 2025, establece una **preferencia por unidades de hasta 400 MW**, lo cual podría interpretarse como una medida para mitigar este riesgo. Sin embargo, **el documento no explica ni justifica técnicamente ese umbral**, dejando dudas sobre su fundamento y adecuación al contexto operativo del sistema.

Lo razonable —y técnicamente prudente— es que el sistema eléctrico de Puerto Rico evolucione hacia una **flota de generación más modular**, compuesta por unidades de tamaño medio, distribuidas estratégicamente y con capacidad de respuesta rápida. Esta arquitectura reduciría la exposición a fallas catastróficas y mejoraría la estabilidad general del sistema.

Por tanto, cualquier proceso de adquisición de nueva capacidad —como el propuesto en la orden del PREB— debe considerar, además del tipo y cantidad de tecnología, **la dispersión geográfica, la capacidad de integración operativa y la respuesta dinámica** del sistema ante contingencias. Estas condiciones se validan comúnmente mediante **estudios de impacto al sistema y estudios de facilidad**, herramientas fundamentales para garantizar que cada nueva fuente de generación contribuya a la resiliencia estructural del sistema eléctrico y no a su fragilidad.

LA IMPORTANCIA DE CONSIDERAR EL NUEVO COMPORTAMIENTO DE LA CURVA DE DEMANDA

Uno de los factores técnicos más críticos que debe guiar cualquier proceso de expansión de capacidad en Puerto Rico es el **comportamiento cambiante de la curva de demanda**, producto del crecimiento acelerado de la generación distribuida, en particular los sistemas fotovoltaicos en techos residenciales y comerciales.

Durante las horas de mayor irradiación solar —entre las 10:00 a.m. y las 2:00 p.m.— se está observando una **reducción dramática en la demanda neta** que recibe el sistema eléctrico centralizado, debido a que miles de usuarios están generando su propia energía. Este fenómeno, conocido como el "efecto pato" (*duck curve*), implica que la demanda aparente cae a niveles muy bajos durante el día, pero luego **aumenta bruscamente al caer el sol**, cuando los sistemas solares dejan de producir y los consumidores vuelven a depender del sistema.

Este nuevo perfil de carga plantea enormes desafíos operacionales que **no pueden ser resueltos con más generación convencional inflexible**. Por el contrario, requiere:

1. Capacidad flexible que pueda responder con rapidez a los cambios de carga:

En un sistema con alta penetración de energía renovable variable como la solar o eólica, se requiere una **capacidad de respaldo ágil y dinámica** que pueda compensar rápidamente las fluctuaciones en la generación y el consumo. Estos recursos no solo deben poder **encenderse y apagarse rápidamente**, sino también **modular su salida en segundos o minutos** según la necesidad del sistema.

La propia orden del PREB, emitida el 19 de marzo de 2025, reconoce esta necesidad al señalar que los recursos de generación que se contraten deberán contar con "**algún nivel**

de flexibilidad" para facilitar la integración de renovables y apoyar la estabilidad operativa del sistema. Sin embargo, dicha referencia resulta **ambigua y carente de criterios técnicos específicos**, lo que plantea preocupaciones sobre cómo se garantizará que los recursos propuestos efectivamente cumplan con los estándares de flexibilidad que el sistema requiere.

Entre los principales tipos de recursos flexibles que podrían cumplir con este rol, se encuentran:

- **Sistemas de almacenamiento en baterías:** Son capaces de inyectar o absorber energía en milisegundos, lo que los convierte en herramientas clave para **mantener la estabilidad de frecuencia, reducir curtailment de las renovables** y cubrir picos de demanda. Además, permiten **almacenar el exceso de generación solar del mediodía** para usarlo en la noche, mitigando el impacto de la curva de demanda tipo "pato".
- **Plantas de generación de ciclo rápido (peakers o turbinas aeroderivadas):** Estas unidades pueden arrancar y alcanzar su máxima capacidad en pocos minutos, lo que las hace útiles para responder a eventos súbitos de pérdida de generación renovable o aumentos inesperados en la demanda. Aunque suelen utilizar gas natural o diésel, su flexibilidad operativa puede complementarse con renovables si se integran de forma estratégica y limitada.
- **Sistemas de respuesta a la demanda (Demand Response):** Estas soluciones permiten **ajustar el consumo de energía de los usuarios en tiempo real**, ya sea de forma automática o mediante incentivos económicos, para aliviar la carga del sistema en momentos críticos. Es una opción que

reduce la necesidad de nueva generación, y además empodera a los consumidores como agentes activos en la operación del sistema.

- **Microrredes y generación distribuida controlable:** Aunque no siempre se consideran “recursos flexibles” en el sentido clásico, su capacidad de operar de forma autónoma o coordinarse con la red en momentos de contingencia las convierte en piezas clave para aumentar la **resiliencia local y la estabilidad del sistema**.

En conjunto, estos recursos permiten enfrentar la variabilidad inherente de las energías renovables intermitentes, garantizando **fiabilidad sin sacrificar sostenibilidad**. Su despliegue adecuado requiere estudios técnicos rigurosos y una estrategia de planificación que priorice **la integración inteligente de recursos, no solo la adición de capacidad por sí misma**.

2. Estudios de ingeniería detallados que evalúen cuánta capacidad flexible se necesita, en qué horarios y en qué puntos de la red

El despliegue de recursos flexibles no puede basarse en estimaciones generales ni recomendaciones amplias. Para que estos recursos sean efectivos y costo-eficientes, se requieren **estudios de ingeniería rigurosos** que permitan responder a preguntas clave del sistema eléctrico, tales como:

- **¿Cuánta capacidad flexible se necesita realmente?** Esto depende de múltiples variables: la variabilidad horaria de la generación renovable, la evolución del perfil de carga neta, los escenarios de alta y baja demanda, las tasas de penetración de generación distribuida y

almacenamiento, y los márgenes de reserva operativa requeridos. Solo un análisis técnico detallado—basado en modelos de simulación del sistema eléctrico— puede determinar si se necesitan, por ejemplo, 2,000 MW de almacenamiento, 800 MW de generación rápida o una combinación de ambos.

- **¿En qué horarios se requiere esa capacidad?** La flexibilidad no es necesaria de forma constante durante las 24 horas. Hay momentos críticos del día —como el atardecer, cuando cae la producción solar y aumenta la demanda— en los que se requiere una capacidad de respuesta inmediata. Un estudio detallado debe modelar la **curva de demanda neta** y prever con precisión los **momentos de mayor estrés operativo**, para así diseñar soluciones ajustadas al perfil real del sistema.
- **¿Dónde deben ubicarse esos recursos?** La ubicación geográfica de los recursos flexibles es tan importante como su capacidad. Es fundamental identificar los **nodos más vulnerables del sistema**, las regiones con mayor concentración de generación renovable, y los **centros de carga más alejados o críticos**. Esto permite ubicar los recursos en puntos estratégicos que maximicen su impacto técnico, reduzcan pérdidas en la red y fortalezcan la resiliencia ante interrupciones.

Estos estudios, que deben ser parte central del Plan Integrado de Recursos (PIR), son esenciales para evitar inversiones desalineadas o ineficientes. Sin ellos, se corre el riesgo de sobredimensionar la capacidad flexible en unos puntos mientras se deja desprotegido a otros, o de instalar recursos en horarios o regiones donde no serán plenamente utilizados.

Además, solo mediante esta planificación técnica se puede diseñar una red con capacidad de absorber, distribuir y almacenar energía renovable de forma segura, estable y confiable.

3. Modernización de la infraestructura de transmisión y distribución (T&D): una omisión crítica en la orden del PREB

Uno de los aspectos más preocupantes de la orden del Negociado de Energía del 19 de marzo de 2025 es que, aunque reconoce la necesidad de nueva capacidad de generación para estabilizar el sistema eléctrico, **no vincula de forma explícita esa expansión con un plan coordinado de modernización de la infraestructura de transmisión y distribución (T&D)**.

Puerto Rico enfrenta una red de T&D envejecida y frágil, con limitaciones estructurales significativas que ya afectan la integración eficiente de fuentes renovables. Estas limitaciones incluyen:

- **Flujos bidireccionales no previstos en el diseño original de la red**, producto del rápido crecimiento de la generación distribuida;
- **Congestión en subestaciones clave**, especialmente en zonas de alta producción solar como el sur de la isla;
- **Debilidad en los enlaces de transmisión entre regiones**, como la conexión entre el sur —donde se concentra gran parte de la generación— y el norte —donde se ubican los mayores centros de carga—.

La orden del PREB instruye a la AEE a iniciar un proceso de contratación de entre 2,500 y 3,000 MW de nueva generación, con preferencia por unidades ubicadas “cerca de centros de carga” y con **“algún nivel de flexibilidad”**. Sin embargo, **no establece**

ningún requisito técnico sobre la capacidad del sistema de T&D para absorber esa nueva generación, ni condiciona el proceso a una evaluación previa de los puntos de interconexión más viables o estratégicos.

Este vacío genera un riesgo considerable: que se presenten propuestas de generación en ubicaciones donde la red **no tenga capacidad suficiente para evacuar la energía producida**, provocando mayores pérdidas técnicas, necesidad de inversiones correctivas, o incluso el vertido de energía (curtailment). Además, al no considerar mejoras simultáneas en la red, se compromete la integración futura de renovables y se perpetúa la vulnerabilidad estructural del sistema.

La planificación de nueva generación **no puede ni debe hacerse de forma aislada**. La infraestructura de T&D es el eje que conecta la generación con el consumo, y su estado actual **limita seriamente la flexibilidad operativa del sistema**. Por tanto, cualquier proceso de adquisición —como el que propone esta orden— **debe estar acompañado de un plan de modernización de la red**, basado en:

- Estudios de capacidad de interconexión en los nodos críticos del sistema;
- Evaluación de los flujos de carga actuales y futuros;
- Identificación de zonas con restricciones de evacuación de energía;
- Integración de soluciones como automatización de subestaciones, almacenamiento localizado y tecnologías de red inteligente.

Sin esta visión integral, la orden del PREB corre el riesgo de convertirse en una medida reactivamente orientada a atender déficits de capacidad, pero desconectada de la transformación estructural que el sistema eléctrico de Puerto Rico necesita para ser verdaderamente resiliente, flexible y limpio.

Si se introducen nuevas plantas de generación sin considerar estas dinámicas, se corre el riesgo de **profundizar los desbalances de carga**, dificultar la operación del sistema y aumentar el curtailment de energía renovable. Peor aún, podría llevar a inversiones costosas en tecnologías que simplemente **no son compatibles con el sistema eléctrico que Puerto Rico necesita construir** para una transición energética exitosa y sostenible.

Por eso, es indispensable que cualquier decisión sobre nueva capacidad de generación esté precedida por un análisis profundo del comportamiento actual y proyectado de la curva de demanda, considerando además el impacto de factores como:

- **La proliferación de sistemas fotovoltaicos distribuidos sin mecanismos de control de rampas**, lo que introduce variabilidad significativa en la demanda neta del sistema.
- **El crecimiento sostenido del almacenamiento en baterías**, tanto a nivel residencial como a escala de red, con implicaciones para la gestión de la carga y la estabilidad del sistema.
- **El aumento proyectado en la demanda eléctrica asociado al cambio climático global y a la penetración de vehículos eléctricos**, que modifica los patrones de consumo y puede generar nuevos picos de carga.
- **Las mejoras en eficiencia energética**, que reducen la demanda base, pero también requieren ser consideradas para evitar sobreestimaciones en la planificación de capacidad.

Solo con esta base técnica es posible definir **cuánto generar, con qué tipo de tecnología, y dónde ubicar esa generación** para que responda efectivamente a las condiciones reales del sistema eléctrico.

RECOMENDACIONES PARA MEJORAR LA ORDEN DEL NEGOCIADO DE ENERGÍA

Aunque reconocemos la urgencia de incorporar **nueva capacidad de generación firme con características de flexibilidad operativa**, es fundamental que estas decisiones estén sustentadas en **estudios técnicos rigurosos** y no en aspiraciones sectoriales o presiones externas. La orden emitida por el Negociado de Energía, al iniciar un proceso de licitación para hasta 3,000 MW de nueva generación sin haber concluido el Plan Integrado de Recursos (PIR), **podría comprometer la dirección energética de Puerto Rico por las próximas décadas**.

Por tanto, recomendamos que el Negociado reconsidere el curso actual de acción y evalúe la posibilidad de **sustituir el proceso inmediato de licitación por una fase preliminar de análisis estructurado del mercado** (*market sounding*), con los siguientes objetivos:

1. **Identificar las tecnologías actualmente disponibles en el mercado**, así como aquellas en desarrollo avanzado que pudieran estar listas dentro de los próximos años.
2. **Evaluar las características técnicas, la flexibilidad operativa, la escalabilidad y el tiempo de implementación** de distintos tipos de generación, incluyendo almacenamiento y soluciones híbridas.
3. **Medir el interés y la capacidad del sector privado** para participar en futuros procesos competitivos, de manera transparente y con base en criterios definidos por las necesidades reales del sistema.

Este enfoque permitiría al Negociado **ganar tiempo para concluir el análisis del nuevo PIR**, documento que debe servir como el principal instrumento rector de planificación energética. Solo entonces se podrían **alinear las recomendaciones del PIR con**

las tecnologías más adecuadas para las condiciones actuales y futuras del sistema eléctrico de Puerto Rico, incluyendo los desafíos de flexibilidad, resiliencia, integración renovable, y modernización de la red.

Además, una fase de *market sounding* no representa una pérdida de tiempo, sino una inversión en planificación responsable, alineada con las mejores prácticas internacionales. Permitiría diseñar un proceso de licitación más enfocado, transparente y eficaz, que maximice los beneficios para el sistema eléctrico y minimice los riesgos financieros, técnicos y regulatorios para el país.

CONCLUSIÓN

Puerto Rico se encuentra en un momento decisivo de su transformación energética. La orden del Negociado de Energía del 19 de marzo de 2025 constituye una acción importante ante la necesidad de nueva capacidad firme, pero también marca un punto de inflexión: **¿avanzamos con urgencia bajo condiciones inciertas o apostamos por una planificación estructurada que garantice coherencia, estabilidad y sostenibilidad a largo plazo?**

El proceso competitivo propuesto —al no estar aún respaldado por un Plan Integrado de Recursos (PIR) finalizado— corre el riesgo de resultar en decisiones tecnológicas y contractuales que puedan dificultar el cumplimiento de las metas de política pública en descarbonización, asequibilidad y resiliencia. Además, podría generar una percepción pública de desalineación entre la regulación, la planificación y el interés colectivo.

Dicho esto, **reconocemos que el Negociado de Energía, en el ejercicio de su mandato y criterio regulatorio, podría haber considerado estos aspectos desde una perspectiva distinta a la presentada en este análisis, sustentada en información o**

estrategias que aún no han sido divulgadas o discutidas públicamente.

Este artículo se ofrece, por tanto, como **una invitación al diálogo técnico y transparente**, no como una crítica, con el objetivo de fortalecer colectivamente la ruta hacia una transformación energética justa y estructuralmente sólida.

Reafirmar el rol del PIR como instrumento rector, considerar un proceso preliminar de *market sounding*, y garantizar que las futuras contrataciones estén alineadas con el diseño técnico del sistema son pasos necesarios para consolidar la legitimidad y efectividad del proceso regulatorio.

Puerto Rico necesita actuar, sí, pero también necesita construir con visión. Porque las decisiones que se tomen hoy definirán el sistema eléctrico de las próximas generaciones.

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 experiencia en ingeniería eléctrica y liderazgo en los ámbitos de generación, transmisión y distribución. En marzo de 2023, asumió el cargo de Vicepresidente de Operaciones en Genera PR como parte de sus servicios de consultoría. En este rol, lideró la conceptualización de proyectos estratégicos clave para estabilizar el sistema de generación, entre los que se incluyen:

- **El proyecto del Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS) de 430 MW**, diseñado para mejorar la flexibilidad operativa y la confiabilidad del sistema mientras se estabiliza la red, con una reducción esperada en los cortes de suministro de hasta el 90%.

- **El Programa de Reemplazo de Componentes Críticos**, concebido para modernizar la infraestructura de generación y reducir en un 50% las fallas forzadas de los generadores, garantizando así la estabilidad del sistema a largo plazo.

De 2021 a 2023, se desempeñó como Director de Proyectos Renovables en LUMA Energy, facilitando la interconexión estratégica de proyectos renovables a gran escala.

Durante sus 32 años en PREPA, ocupó diversos cargos de liderazgo, entre ellos Director de Generación, Jefe de Subestaciones y Gerente de Puesta en Marcha. Como ingeniero de puesta en marcha, lideró la integración de numerosos proyectos de energía renovable que actualmente operan en Puerto Rico. Además, impulsó iniciativas en sistemas de protección, mantenimiento de subestaciones, transmisión y distribución, desempeñando un papel crucial en el fortalecimiento de la confiabilidad y modernización de la red eléctrica.

Con una visión estratégica y una sólida experiencia técnica, continúa siendo una pieza clave en la transformación energética de Puerto Rico. Como fundador y editor de PRET, ahora se dedica a proporcionar orientación, asesoría y visión para apoyar la transición de la isla hacia un sistema energético moderno, confiable y sostenible.