

Acerca del Plan Integrado de Recursos de la AEE

La Autoridad de Energía Eléctrica (AEE) presentó una versión revisada de su Plan Integrado de Recursos (PIR) al Negociado de Energía el 7 de junio de 2019.

El PIR es el documento que explica cómo la AEE propone desarrollar el sistema de energía eléctrica en Puerto Rico en un plazo de 20 años para satisfacer la demanda del servicio. Es requerido a la AEE por virtud de la Ley de Transformación y Alivio Energético (Ley 57 de 2014).

Se trata de un documento crítico para Puerto Rico porque define las prioridades de acción, proyectos y recursos que la AEE invertirá durante los próximos 20 años. **Lo que se decida hoy, será lo que determine con qué sistema contaremos y cuánto nos costará. La Ley requiere que el documento sea sometido a evaluación y comentarios de los ciudadanos.**

El PIR debe asegurarle a Puerto Rico un sistema de energía eficiente y resiliente que ofrezca un servicio confiable al menor costo posible.

El Plan presentado por la AEE modela varios escenarios y supuestos para el desarrollo futuro del sistema de energía de la isla durante los próximos veinte años (hasta 2038) para lograr objetivos centrados en el cliente, asequibilidad, resiliencia, sostenibilidad y metas económicas.

Específicamente, la AEE declara que el PIR procura los siguientes objetivos:

- 1.) Atender los impactos de un sistema de generación obsoleto que utiliza combustibles fósiles, incumple con las regulaciones ambientales (MATS), no es confiable y limita la incorporación de recursos renovables.
- 2.) Abaratar los costos de suministro por concepto de combustible mediante la incorporación de fuentes renovables.
- 3.) Cumplir con el mandato del Estándar de Cartera Renovable (RPS).
- 4.) Cambiar el sistema eléctrico de uno centralizado, con generación ubicada en el sur, a un enfoque descentralizado que incorpore recursos de energía distribuidos por toda la isla.

Lo que la AEE presentó

En este caso, el consultor de la AEE, Siemens, basó su modelo en cinco escenarios fundamentados en la disponibilidad de varias opciones de infraestructura de gas natural y el costo de la energía renovable. Dentro de cada escenario, Siemens también evaluó un modelo de generación centralizada y una estrategia más descentralizada en la que la isla se divide en ocho mini-redes que pueden desconectarse entre sí y autoabastecerse parcialmente de energía en caso de un desastre. Dichas mini-redes solo operarían bajo consideraciones de un evento atmosférico que afecte la red y no sería una transformación del funcionamiento regular del sistema a uno distribuido de microredes.

Para la mayoría de los escenarios, Siemens utiliza un modelo de planificación (Aurora) para determinar la opción menos costosa para la construcción del sistema de generación. Es decir, cuándo y dónde construir nuevas centrales eléctricas y cuándo retirar las unidades existentes. Como cualquier modelo, la calidad de los resultados depende de la calidad de los supuestos.

Algunos de esos supuestos clave incluyen el pronóstico de Siemens de los precios futuros del gas natural, los costos futuros de las energías renovables y el costo de financiar nuevas inversiones en Puerto Rico. El modelo también estaba sujeto a ciertas restricciones, como los límites a la cantidad de energía renovable a gran escala que se genera anualmente.

Siemens también incluyó un escenario (el plan de "Modernización del sistema de energía") que consiste en gran medida en un conjunto de decisiones de inversión predeterminadas especificadas por la AEE y sus consultores y representa los planes de privatización que están actualmente en curso. Esto representa una limitación a la evaluación objetiva del beneficio de estas inversiones.

Como es costumbre para estos planes, el PIR solo optimiza la generación renovable a gran escala, es decir, que se conectan directamente al sistema de transmisión, no las microredes de energía solar y de techo a pequeña escala. Los modelos de planificación como Aurora tienen una capacidad limitada para identificar los beneficios locales de la generación distribuida, pero la AEE pudo haber utilizado otras metodologías para analizar de manera más completa la optimización de la generación distribuida. El PIR presentado por la AEE tiende a indicar que no fue así.

El PIR de la AEE presenta solo dos escenarios preferidos. Uno es el plan de Modernización del Sistema de Energía (ESM) y el otro (etiquetado como S4S2) es uno de los escenarios modelados por Siemens.

- El plan de ESM
 - Implica la construcción de nuevas terminales de importación de gas natural en Yabucoa, San Juan y Mayagüez y nuevas plantas de gas natural en Yabucoa, San Juan y Palo Seco.
 - Incluye la conversión de la planta existente de Mayagüez a gas natural y la producción de 418 megavatios (MW) de nuevas unidades de gas natural para generación pico, distribuidas alrededor de la isla.
 - Estas se suman a la conversión de dos de las unidades existentes de San Juan a gas natural, que están en desarrollo, que se contemplan en todos los escenarios.
 - **El plan de ESM propone generar el 67% de la energía con fuentes renovables para 2038, y no contempla nuevos proyectos de energía renovable entre 2028 y 2038.**
- El plan S4S2
 - Implica la construcción de nuevas plantas de gas natural en Palo Seco y Costa Sur (reemplazando la actual planta de gas natural EcoEléctrica), que requiere una nueva terminal de importación de gas natural en San Juan.
 - Incluye 371 MW de nuevas unidades para generación pico de gas natural distribuidas por la isla.
 - **Este escenario logra el 68% de energía renovable para 2038. No propone desarrollar nuevos proyectos de energía renovable entre 2025 y 2038.**

Ambos planes preferidos retiran la planta de carbón AES cuando su contrato expira en 2028, no antes. Esto retrasa la integración de renovables al sistema.

Por otra parte el PIR también presenta la inversión propuesta para el sistema de transmisión. El PIR según desarrollado no concibe que luego de un evento atmosférico se genere electricidad de recursos renovables o baterías para atender la demanda crítica. Por el contrario propone que dicha situación se atienda con generación a base de combustibles fósiles. Sin embargo no hay explicación para

dicha determinación. Por otra parte nada en el PIR señala que se analizó como optimizar la inversión en el sistema de transmisión bajo los diversos escenarios de inversión en generación, para asegurar se utilicen bien los fondos los cuales no son ilimitados. La inversión estimada en el PIR para el sistema de transmisión es de \$5,600 millones. Esto levanta la pregunta si se está haciendo un “overhardening” del sistema en vez de invertir en verdaderos sistemas distribuidos de energía renovable.

PLAN DE ACCIÓN A 5 AÑOS

El PIR incluye un plan de acción de 5 años que **representa lo que la AEE realmente planifica hacer a corto plazo**. La AEE busca que el Negociado de Energía apruebe tales pasos, a la par con las mejoras del sistema de transmisión y distribución, para:

- continuar con la conversión de las unidades 5 y 6 de San Juan a gas natural
- emitir solicitudes de propuestas (RFP) para lograr hasta 1,800 MW de energía solares a escala
- instalar sistemas para almacenar 920 MW de energía
- intentar renegociar y extender el contrato con la planta de gas natural EcoEléctrica (actualmente, el contrato vence en 2022)
- retirar las unidades existentes de generación pico basadas en combustible diesel (378 MW), las unidades de vapor Aguirre 1 y 2, las unidades Costa Sur 5 y 6, y las unidades San Juan 7 y 8
- comenzar el proceso de permisos para que una nueva planta de gas natural (302 MW) en Palo Seco esté en servicio para enero de 2025. Para esto ya la Autoridad de las Alianzas Público Privadas emitió una Solicitud de Cualificaciones para el desarrollo proyecto, aún cuando el proceso del PIR apenas inicia.
- comenzar el proceso de permisos para que una nueva planta de gas natural (302 MW) en Costa Sur esté en servicio para enero de 2025. (Si la renegociación y extensión del contrato de EcoEléctrica es exitosa, este proceso puede ser reevaluado.)

- desarrollar plantas de generación pico de 414 MW de gas natural distribuidas alrededor de la isla
- desarrollar una terminal terrestre de importación de GNL para San Juan
- comenzar el proceso de permisos para una nueva planta de gas natural (302 MW) en Yabucoa y una terminal de importación de GNL en Yabucoa, con la necesidad de reevaluar este proyecto antes de la construcción
- comenzar ingeniería preliminar y permisos para una nueva planta de gas natural (302 MW) en Mayagüez, conversión de unidades de Mayagüez a gas natural y terminal de GNL en Mayagüez, con la necesidad de reevaluar estos proyectos antes de la construcción

Comentarios sobre el PIR:

El PIR propone prolongar la dependencia de Puerto Rico en energía generada a base de combustibles fósiles, dañinos a la salud y de precios volátiles. Relega la producción energética basada en fuentes renovables abundantes para la isla, como la energía solar.

- Reemplaza el 40-75% de la generación de combustibles fósiles que está programada para retirarse en 2025 con nueva generación de combustibles fósiles, dependiendo de si se construyen nuevas plantas de gas natural en Yabucoa y Mayagüez.
- Tendrá como resultado que el 40-70% de la electricidad de Puerto Rico provenga del gas natural para 2025, con un 26% adicional proveniente de la planta de carbón AES.
- Existe un riesgo significativo de que la sobreconstrucción a corto plazo de la infraestructura de gas natural obstaculice el desarrollo de energía renovable.
- No presenta, ni optimiza mecanismo alguno para incentivar el desarrollo de energía renovable distribuida de parte de los consumidores, aún cuando es la alternativa más eficiente.
- El PIR asume que nueva generación con fósiles lo desarrollaría un ente privado, no la AEE y que recuperaría su inversión a través de un contrato de compra fija de capacidad. Esto significa que AEE vendría obligado a comprar la capacidad que instalen aunque la demanda disminuya. Y limitará la integración de

renovables pues AEE vendrá obligado a cumplir sus obligaciones contractuales con las empresas de combustibles fósiles.

- En el PIR no se identificaron vertederos o lugares contaminados para ubicar sistemas fotovoltaicos. Tampoco consideraron la colocación de tales sistemas en techos de edificios o residencias. En vez, identificaron Suelos Rústico Común para ubicar sistemas fotovoltaicos a gran escala.
- Según la AEE, el desarrollo inicial de renovables se dará a través de renegociación de los contratos a gran escala del 2011. Muchos de estos proyectos se proponen en terrenos agrícolas o de valor ambiental.
- Aunque el PIR dice ser centrado en el consumidor (prosumidor), en el mejor de los escenarios del PIR, los consumidores solo producen 20% de la energía. El PIR no incentiva a los consumidores como dueños del sistema y productores de energía.
- El PIR no menciona el cambio climático, las vulnerabilidades que crea, ni medidas para mitigar o adaptar. Esto es una falla grave en el PIR de una isla expuesta a huracanes, sequías, olas de calor y erosión costera.
- La AEE confirmó que el PIR no considera el impacto del acuerdo con los bonistas, que implica aumento en la factura de electricidad y un impuesto al SOL.
- Dejar el acuerdo con bonistas fuera de las consideraciones del PIR resulta en un Plan deficiente. Se le solicitó a la AEE un análisis de viabilidad e impacto del cargo de transición que provoca el acuerdo.