

**GOBIERNO DE PUERTO RICO
JUNTA REGLAMENTADORA DEL SERVICIO PÚBLICO
NEGOCIADO DE ENERGÍA DE PUERTO RICO**

NEPR

Received:

Oct 14, 2019

2:45 PM

IN RE:

**REVISIÓN DEL PLAN INTEGRADO DE
RECURSOS DE LA AUTORIDAD DE
ENERGÍA ELÉCTRICA**

CASO NÚM.:

CEPR-AP-2018-0001

ASUNTO:

Orden de Mostrar Causa

**MOCIÓN PARA PRESENTAR BORRADOR DE RESUMEN EJECUTIVO
DE PLAN INTEGRADO DE RECURSOS EN EL IDIOMA ESPAÑOL,
CUMPLIMIENTO A ORDEN DE MOSTRAR CAUSA Y SOLICITUD DE
EXTENSIÓN DE TÉRMINO PARA PRESENTAR RESUMEN EJECUTIVO DE
PLAN DE RECURSOS INTEGRADOS EN EL IDIOMA ESPAÑOL**

AL HONORABLE NEGOCIADO DE ENERGÍA:

COMPARECE la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico a través de la representación legal que suscribe y muy respetuosamente expone:

1. El 10 de septiembre de 2019, el Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora del Servicio Público de Puerto Rico (el “Negociado de Energía”) emitió una Orden mediante la cual requirió la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (la “Autoridad”) presentar un resumen ejecutivo del Plan Integrado de Recursos (PIR) en el idioma español (“Orden del 10 de septiembre”).

2. El 8 de octubre de 2019, el Negociado de Energía presentó una Orden en la cual dirige a la Autoridad a mostrar causa por la cual no se deba imponer una multa administrativa de cinco mil dólares a la Autoridad por haber incumplido con la Orden del 10 de septiembre (“Orden Para Mostrar Causa”).

3. Ciertamente la Autoridad no cumplió con el requerimiento del Negociado de Energía dentro del término establecido. Dicho incumplimiento fue involuntario y por razón humana. Según

se ha reiterado en innumerables ocasiones, por diferentes razones fuera de su control, la Autoridad carece de personal destacado para atender las solicitudes del Negociado de Energía. Además, Siemens Industry, Inc. (“Siemens”), consultor e la Autoridad en asuntos del PIR, tiene varios expertos destacados en atender los requerimientos que surgen del caso de epígrafe pero, los recursos especializados con conocimiento técnico e histórico sobre los asuntos de la Autoridad, son un equipo específico.

4. Tanto el equipo de Siemens, como el personal de la Autoridad, ha estado trabajando arduamente en atender los requerimientos de información presentados por los interventores y por este Negociado de Energía. Esto no es sorpresa para el Negociado de Energía ya que la Autoridad lo ha informado así varias veces con distintos propósitos, como por ejemplo para solicitar extensiones de tiempo a responder a dichos requerimientos por razón de limitación de recursos y complejidad de los interrogatorios y solicitud de producción de documentos. Véase *e.g.* Urgent Motion to Amend Procedural Calendar presentada el 11 de octubre de 2019.

5. Por razones humanas, la Autoridad descuidó dar seguimiento a la traducción del resumen ejecutivo del PIR. Sin embargo, se adjunta a esta moción un primer borrador del resumen ejecutivo del PIR para consideración inicial del Negociado de Energía y las partes interesadas. Véase Exhibit A.

6. Se solicita al Negociado de Energía que conceda hasta el próximo viernes, 18 de octubre de 2019 para presentar una versión final del borrador del resumen ejecutivo del PIR. Dicha extensión se solicita por razón del personal de la Autoridad, como también del equipo de Siemens, se encuentra trabajando en responder a los requerimientos de información pendientes, que, al día de hoy, vencen en su totalidad el próximo 16 de octubre de 2019.

POR TODO LO CUAL, se solicita respetuosamente que el Negociado de Energía anote la

presentación del borrador del resumen ejecutivo del PIR en el idioma español adjunto a esta moción, de por cumplida la Orden Para Mostrar Causa sin imposición de sanciones y conceda a la Autoridad hasta el próximo viernes, 18 de octubre de 2019, para presentar la versión final del resumen ejecutivo del PIR en el idioma español.

RESPETUOSAMENTE SOMETIDO.

En San Juan, Puerto Rico, hoy 14 de octubre de 2019.

/s Katuska Bolaños
Katuska Bolaños
kbolanos@diazvaz.law
TSPR 18888

DÍAZ & VÁZQUEZ LAW FIRM, P.S.C.
290 Jesús T. Piñero Ave.
Scotiabank Tower, Suite 11-E
San Juan, PR 00918
PO Box 11689
San Juan, PR 00922-1689
Cel. (787) 458-8276

CERTIFICATE OF SERVICE

It is hereby certified that, on this same date I have filed the above motion using the Energy Bureau's Electronic Filing System, at the following address: <http://radicacion.energia.pr.gov> and that a courtesy copy of the filing was sent via e-mail to: sierra@arctas.com; tonytorres2366@gmail.com; cfl@mcvpr.com; gnr@mcvpr.com; info@liga.coop; amaneser2020@gmail.com; hriviera@oipc.pr.gov; jriviera@cnslpr.com; carlos.reyes@ecoelectrica.com; ccf@tcmrslaw.com; manuelgabrielfernandez@gmail.com; acarbo@edf.org; pedrosaade5@gmail.com; rmurthy@earthjustice.org; rstgo2@gmail.com; larroyo@earthjustice.org; jluebkekmann@earthjustice.org; acasellas@amgprlaw.com; loliver@amgprlaw.com; epo@amgprlaw.com; robert.berezin@weil.com; marcia.goldstein@weil.com; jonathan.polkes@weil.com; gregory.silbert@weil.com; agraitfe@agraitlawpr.com; maortiz@lvprlaw.com; rnegron@dnlawpr.com; castrodieppalaw@gmail.com; voxpopulix@gmail.com; paul.demoudt@shell.com; javier.ruajovet@sunrun.com; escott@ferraiuoli.com; SProctor@huntonak.com; GiaCribbs@huntonak.com; mgrpcorp@gmail.com; aconer.pr@gmail.com; axel.colon@aes.com; rtorbert@rmi.org; apagan@mpmlawpr.com; mpietrantoni@mpmlawpr.com.

In San Juan, Puerto Rico, this 14th day of October 2019.

s/ Katuska Bolaños _____

Katuska Bolaños

PREPA Ex. 1.0

Siemens PTI Report Number: RPT-015-19

Plan Integrado de Recursos de Puerto Rico 2018-2019

DOCUMENTO DE DIVULGACIÓN

Preparado para
Puerto Rico Electric Power Authority

Suministrado por:
Siemens Industry

Nota Legal

Este documento fue preparado por Siemens Industry, Inc., Siemens Power Technologies International (Siemens PTI), únicamente para beneficio de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico. Ni Siemens PTI, ni la sociedad matriz o sus filiales, ni la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, ni ninguna persona que actúe en su nombre, (a) ofrece ninguna garantía, expresa o implícita, con respecto al uso de cualquier información o método divulgado en este documento; o (b) asume cualquier responsabilidad con respecto al uso de cualquier información o métodos divulgados en este documento.

Cualquier destinatario de este documento, mediante su aceptación o uso, exime a Siemens PTI, su corporación matriz o sus afiliados, y a la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, de cualquier responsabilidad por pérdida o daño directo, indirecto, consecuente o especial, ya sea que surja en contrato, garantía, expresa o implícita, agravio o de otro tipo, e independientemente de la culpa, negligencia y responsabilidad estricta.

Resumen Ejecutivo

1. INTRODUCCIÓN

Después de la destrucción resultante de los huracanes Irma y María en 2017, Puerto Rico se enfrentó al desafío sin precedentes de reconstruir su sistema de energía eléctrica. Los huracanes obligaron a la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (PREPA) a repensar cómo debería modificarse su infraestructura para que estuviera mucho mejor preparada para futuros eventos climáticos. La experiencia de estos desastres ha centrado a la PREPA en la necesidad de aumentar la capacidad de recuperación y supervivencia de sus sistemas, al fortalecimiento del sistema, el uso de generación distribuida, la menor dependencia de los combustibles importados y la mayor dependencia de las energías renovables.

La economía no es el único impulsor en el programa de planificación de recursos de la PREPA. La situación fiscal de la PREPA como deudor bajo el Título III de la Ley de Supervisión, Gestión y Estabilidad Económica de Puerto Rico (PROMESA) requiere que se identifique una hoja de ruta que cumpla con sólidos principios financieros.

El desarrollo de un plan integrado de recursos (PIR) es esencial para alcanzar estos objetivos. Según la Ley 57 de Puerto Rico del 27 de mayo de 2014 (Ley 57-2014), la PREPA es la encargada de preparar el PIR, que consistirá en un proceso de planificación detallado que considere todos los recursos razonables para satisfacer la demanda durante un horizonte de veinte años. Además, el PIR deberá tener en cuenta la capacidad de adaptación, fiabilidad y estabilidad del sistema eléctrico y cumplir con las regulaciones ambientales actuales y futuras.

Este documento y los apéndices asociados presentan el PIR 2019 de la PREPA, y proporciona el análisis y las recomendaciones para el suministro de energía para un período de 20 años (2019 a 2038). Las partes y los apéndices de este documento están destinadas a cumplir con los requisitos del Reglamento de la Oficina de Energía Puerto Rico (PREB) y el Reglamento sobre el Plan de Recursos Integrados para la Autoridad de Energía Eléctrica Puerto Rico (Reglamento PIR). El PIR fue desarrollado por Siemens Power Technology, Inc. (Siemens) utilizando un riguroso proceso analítico. Los análisis consideraron una gran cantidad de opciones e incertidumbres, reconociendo el aporte formal e informal de la PREPA y una gran cantidad organismos.

Se prevé que la carga servida por la PREPA disminuya significativamente en el transcurso del horizonte de planificación de este PIR, debido a una combinación de la reducción de carga base esperada (impulsada por pronósticos económicos y de población negativos), grandes ganancias en eficiencia energética y por la producción de energía por parte de los clientes. En lugar de nuevos recursos para satisfacer el crecimiento de la carga, este PIR está diseñado para abordar las siguientes necesidades:

- a) Abordar los impactos de un parque de generación antiguo y que quema combustibles líquidos costosos, que no cumple con las regulaciones ambientales, tiene poca confiabilidad y es inflexible, lo que limita la incorporación de recursos renovables.
- b) Conseguir una reducción del coste de suministro por la incorporación de recursos renovables.
- c) Lograr el cumplimiento del mandato de la Normativa de la Cartera Renovable.
- d) Cambiar el esquema de generación centralizada y ubicada en el sur de la isla a uno de generación más descentralizada y distribuida en toda la isla.

Sin embargo, si el pronóstico de carga decreciente no se materializa, el sistema deberá tener recursos disponibles para atender la carga. El crecimiento de la carga es una preocupación muy real para la PREPA, y podría pasar de negativo a positivo si crece la economía, se revierte la emigración o aumenta la actividad industrial y del turismo. Como el desarrollo de nueva generación lleva tiempo, el plan debe tener la flexibilidad necesaria para adaptarse a las variaciones de la demanda.

Este PIR no se ocupa de los detalles de la adquisición, la interconexión, la propiedad, las estructuras de tarifas o los planes de privatización. También se debe tener en cuenta que la financiación federal para ciertos proyectos podría alterar significativamente el PIR y el Plan de Acción asociado. Estas cuestiones tendrán que ser abordados en otros procesos y combinarse con este PIR para desarrollar una hoja de ruta completa para el sistema de energía de Puerto Rico.

2. AMBIENTE DE PLANIFICACIÓN

En esta parte, Siemens documenta el conjunto de factores externos que afectan el entorno en el que opera la PREPA en el momento del desarrollo del PIR. Además de las condiciones del mercado y los requerimientos de las partes interesadas, es importante tener en cuenta los otros factores externos clave que están vigentes, incluidas las leyes y regulaciones aplicables y las condiciones que han cambiado desde el último PIR.

La descripción de este entorno de planificación es un requisito del Reglamento del PIR, que requiere específicamente lo siguiente:

- La PREPA describirá, como mínimo, los siguientes factores: reglas y normas federales, estatales o municipales que afectan la demanda o la disponibilidad de eficiencia energética, energía renovable, alternativas de combustible u otras solicitudes de recursos; y normas y regulaciones ambientales que afectan los servicios públicos existentes o las demandas de recursos en el momento actual y durante todo el período de planificación.
- La parte del entorno de planificación también incluirá una discusión sobre reglas y normas regulatorias o legislativas sustanciales que han cambiado desde la aprobación del último PIR.

Marco Regulatorio

En cuanto a las reglas y normas que afectan el entorno de PREPA en estos momentos son:

- a) En el ámbito Federal: Normas sobre Mercurio y Tóxicos en el Aire (Mercury and Air Toxics Standard-MATS), Normas Nacionales sobre Calidad del Aire (National Ambient Air Quality Standards-NAAQS), Normas de Emisión de Gases de Efecto Invernadero, Plan para una Potencia Eléctrica Limpia (Clean Power Plan-CPP)
- b) En el ámbito de Puerto Rico: Normativa de la Cartera Renovable (Ley 82 de 2010), Plan de Eficiencia Energética (Ley 57 de 2014), Regulación de Microredes (2018).

Por su parte, las leyes y regulaciones que han cambiado desde el último PIR son:

- a) Regulación 9021 de 2018, denominada Regulación para el Plan de Recursos Integrados de la Autoridad de la Energía Eléctrica en Puerto Rico.
- b) Reglamento sobre Desarrollo de Microredes (Reglamento 9028)

- c) Ley de Revitalización de la PREPA, Ley 4 de 2016.
- d) Ley de Supervisión, Gestión y Estabilidad Económica de Puerto Rico (PROMESA)
- e) Ley para Transformar el Sistema Eléctrico de Puerto Rico, Ley 120-2018.
- f) Ley 17-2019, Ley de Política Pública de Energía de Puerto Rico

Precios de la Energía Solar y el Almacenamiento en Baterías

Otro elemento del entorno que deberá ser considerado en el PIR es la disminución de los costos en la energía solar y del almacenamiento de energía en baterías. Este fenómeno se está viendo a nivel mundial por efecto de las mejoras tecnológicas y el crecimiento de las economías de escala. Se espera que este fenómeno se siga dando en los años venideros, particularmente para los aprovechamientos de gran escala, y entre otras noticias relevantes que lo confirman están los anuncios de China de fabricar para el 2021 un total de 332 GWh en sistemas de almacenamiento de energía con baterías.

Las soluciones solares con almacenamiento de energía son excelentes para Puerto Rico para evitar la importación de combustibles fósiles, por la fortaleza ante fenómenos atmosféricos extremos (huracanes) si se toman medidas especiales de anclaje de las estructuras y por las posibilidades de instalación distribuida a lo largo del país garantizando el suministro local en caso de desmembramientos del sistema.

La energía eólica también será considerada en el PIR, a pesar de que sus costos no están disminuyendo en las tasas tan altas en que lo hace la energía solar y el almacenamiento en baterías.

Impacto de los Huracanes en el PIR

Aún antes de los huracanes de 2017, la economía de Puerto Rico estaba en declive, originado una disminución de la población de alrededor de 1% interanual. La incertidumbre de lo que sucederá con la economía y la población en el futuro es alta.

Por lo tanto, la demanda de energía eléctrica que se puede esperar en el futuro también está rodeada de gran incertidumbre, lo que deberá ser tomado en consideración en el desarrollo del PIR.

Por otro lado, la posibilidad de sufrir nuevos huracanes obliga a la consideración de soluciones locales para el suministro de electricidad, de modo tal que ante eventos que afecten las grandes líneas de transmisión y/o distribución, el suministro no se vea interrumpido o pueda ser restituido en plazos más cortos.

Ley Federal PROMESA

La Ley de Supervisión, Administración y Estabilidad Económica de Puerto Rico (PROMESA), promulgada por el presidente Obama el 30 de junio de 2016, es una ley federal única que incluye una serie de disposiciones aplicables a Puerto Rico con respecto a su propia situación financiera. Esta Ley entró en vigencia un día antes de que Puerto Rico incumpliera obligaciones de pago significativas. Las disposiciones clave de PROMESA incluyen:

- Creación de una Junta de Supervisión y Administración Financiera para supervisar de manera independiente la planificación fiscal, el presupuesto y las operaciones. Esta Junta de Supervisión está compuesta por siete miembros nombrados por el Presidente de los Estados Unidos y un miembro sin derecho a voto, el Gobernador o la persona

designada. Entre otras entidades públicas, la PREPA es una entidad cubierta por PROMESA y la Junta de Supervisión.

- Requerimiento del desarrollo y mantenimiento de un plan fiscal para Puerto Rico. Este plan, como mínimo, se requiere para documentar la reducción de los déficits, el pago de deudas y la responsabilidad fiscal.
- Suspensión temporal de acciones y litigios a las entidades de Puerto Rico para hacer cumplir sus obligaciones y reclamos.
- Reorganización de la deuda de Puerto Rico.
- A partir del 3 de mayo de 2017, Puerto Rico se declaró en quiebra bajo el Título III de PROMESA. La PREPA se declaró en quiebra en julio de 2017 y se convirtió en deudor en virtud del Título III de PROMESA. El gobierno y las agencias están trabajando para abordar la deuda de \$ 70 mil millones. La PREPA está trabajando con el Gobierno y su agente fiscal legal, la Agencia Fiscal y la Autoridad de Asesoramiento Financiero (AAFAF), para alcanzar la reestructuración y la transformación del sector eléctrico.
- El Título V define un proceso de proyecto crítico que promueve la permisología acelerada para avanzar en proyectos importantes como aquellos que podrían identificarse en el PIR.

Plan Fiscal

De acuerdo con los requerimientos de PROMESA, Puerto Rico debe desarrollar un plan fiscal. PREPA debe también preparar un plan fiscal de acuerdo con el del gobierno que se enfoque en la privatización, mejora de la eficiencia de sus instalaciones y la necesidad de convertirse en un motor para el crecimiento económico. La última actualización de este plan fiscal se entregó el agosto de 2018 y presenta estimaciones hasta el 2023.

El PIR se realizará dentro del contexto de los aspectos relevantes del Plan Fiscal certificado por para la PREPA y la visión de la Junta de Gobierno de la PREPA.

Visión de la Junta de Gobierno de la PREPA

Las recomendaciones del PIR están alineadas con los cinco pilares clave adoptados por la Junta de Gobierno de la PREPA en su Visión para el Futuro del Sector Eléctrico en Puerto Rico que resumimos a continuación:

1. **Centrarse en los Clientes:** El PIR incluye la participación de los consumidores a través de la eficiencia energética, la provisión de energía y la presentación de una demanda flexible a la situación del sistema.
2. **Viabilidad financiera:** Dentro de los requisitos de fortaleza y confiabilidad, el plan minimiza el costo de suministro y reduce drásticamente la dependencia de los combustibles importados y su volatilidad asociada; por lo tanto, induce tarifas asequibles y que promueven la viabilidad financiera del prestador.
3. **Fiable y resistente:** El PIR se centra en el concepto de “minirredes”, definidas como zonas que pueden ser segregadas del sistema durante y después de un gran evento climático, sirviéndose la carga a través del uso de los recursos locales. Las minirredes deben apoyar la preparación previa, la gestión y la recuperación ante tales eventos.
4. **Modelo de Sostenibilidad:** La implementación del PIR promoverá la transición del sistema eléctrico de Puerto Rico de uno centrado en los combustibles fósiles a uno en el que los recursos renovables juegan el papel predominante. La implementación del PIR reducirá drásticamente las emisiones, aumentará la penetración de la generación renovable, logrará el cumplimiento de la normativa vigente y posicionará apropiadamente a Puerto Rico para las regulaciones futuras.

5. **Motor de crecimiento económico:** La naturaleza distribuida de la nueva generación, los altos niveles de participación de los clientes en la producción de energía y la reducción general del costo del sistema generarán oportunidades de empleo y crecimiento económico para Puerto Rico. El PIR producirá un sistema confiable y económico que promoverá el desarrollo económico a Puerto Rico.

Privatización

El Gobernador de Puerto Rico ha declarado públicamente que la reconstrucción y transformación del sector eléctrico incluirá la privatización de las instalaciones de generación de la PREPA. Esto incluiría los activos de generación y se complementaría con la operación del sistema de transmisión y distribución por un tercero. La Ley para Transformar el Sistema Eléctrico de Puerto Rico se aprobó el 12 de junio de 2018, convirtiéndose en la Ley 120-2018

Siemens consideró que las futuras construcciones serán financiadas por terceros, suponiendo que la PREPA obtendrá respaldo financiero para contratar como una contraparte solvente si es necesario. En caso de que haya fondos federales disponibles, tiene el potencial de alterar significativamente los supuestos de financiamiento e impactar la implementación del plan de acción del PIR.

3. ESTIMACIONES DE DEMANDA

Esta parte cubre la metodología, datos, supuestos y resultados del pronóstico de carga de Siemens. Los efectos de las medidas de eficiencia energética y de respuesta de la demanda también fueron considerados y se presentan en un Apéndice.

Ventas históricas de energía

La PREPA proporcionó ventas mensuales de energía histórica para julio de 1999 - junio de 2018 (años fiscales 2000 - 2008) divididos en seis clases de clientes: residencial, comercial, industrial, agrícola, alumbrado público y otros. El sector comercial representó el 47% de las ventas totales en el año fiscal 2017, seguido por el residencial con 38% y el industrial con 13%. El 2% restante se originó en el sector de iluminación pública. Estos resultados del año fiscal 2017 son generalmente consistentes con los resultados de años históricos recientes para ventas por clase de cliente.

Las ventas de electricidad disminuyeron un 18% desde 2008. Desde 2007 hasta 2017, el producto nacional bruto (PNB) real de Puerto Rico se redujo en aproximadamente un 17% y la población disminuyó en más del 15%. Para el año fiscal 2018, las ventas totales de energía disminuyeron un 22%, lo que refleja la interrupción en las redes de transmisión y distribución debido a los huracanes y los retrasos en la facturación de los clientes.

Las ventas industriales disminuyeron un 47% desde el 2007 hasta el 2017, mientras que las ventas residenciales y comerciales cayeron 12% y 10% respectivamente. La participación industrial de las ventas totales de energía disminuyó del 20% en el 2007 al 13% en el 2017. En contraste, la participación de las ventas comerciales aumentó en 4 puntos porcentuales.

Metodología de pronóstico de carga

La metodología de pronóstico de las ventas mensuales de energía empleó modelos de series de tiempo específicas, estadísticas y econométricas para las tres clases de clientes más grandes: residencial, comercial e industrial. Se usó un modelo de regresión lineal clásico en el

que la variable dependiente, las ventas de energía, se expresa como una ecuación lineal que combina las variables independientes. Para Puerto Rico, se utilizaron 15 variables que incluyen:

- Una variable climática (días de grado de enfriamiento o CDD)
- Dos variables económicas (población y PNB)
- Variables ficticias específicas de 12 meses (una para cada mes del año) para capturar la estacionalidad de la demanda de energía mensualmente

Se descubrió que la población no tenía significación estadística para la industria. Por lo tanto, fue sustituida por el empleo en manufactura para este sector.

La significación estadística y el ajuste previsto del modelo para clases residenciales, comerciales e industriales fue robusto, con las tres clases de clientes combinadas representando aproximadamente el 98% de la carga total, en línea con los valores históricos.

Para las clases de clientes más pequeñas (agricultura, iluminación y otras), el ajuste general del modelo fue débil, ya que las variables económicas y climáticas fundamentales proporcionaron poco valor explicativo sobre el consumo de energía para cada clase. Para estas clases de clientes, Siemens desarrolló el pronóstico del consumo de energía basado en la estacionalidad histórica y utilizando una técnica de extrapolación simple con la expectativa de que cada clase siga una tasa de crecimiento similar al sistema general.

Proyecciones macroeconómicas y climáticas

Se utilizaron datos históricos mensuales de la NOAA (2000-2016) para desarrollar la CDD mensual prevista en condiciones climáticas normales.

Para ser coherente con el FOMB (por las siglas en inglés de Federal Management Oversight Board), Siemens utilizó sus datos históricos y pronosticados para el PNB y la población en 2019-2038. Se estima que el PNB disminuirá 13% para el 2018, lo que refleja el impacto de los huracanes María e Irma en la economía. Sin embargo, se proyecta que el PNB crecerá a 6.1% en el 2019. El pronóstico muestra una recuperación relativamente rápida impulsada por el programa de gastos del Fondo de Ayuda para Desastres. En el mediano plazo, se proyecta que el PNB aumente a 1.6% por año en 2019-2027. Después de 2027, se proyecta que el crecimiento del PNB se suavizará a 0.3% por año. Se prevé que las reformas estructurales aumenten el crecimiento económico, incluida una reforma de la red eléctrica, una mayor transparencia fiscal y una reforma laboral destinada a alinear la legislación laboral puertorriqueña con la ley estadounidense.

El pronóstico FOMB para la población muestra una disminución del 5,8% en el año fiscal 2018 debido a las muertes por huracanes y la migración neta fuera de la isla. Durante el período de estudio, FOMB proyecta que la población disminuirá en 1.3% por año en 2019-2038. Se proyecta que la población en Puerto Rico disminuirá en más de 900 mil personas para 2038.

Siemens también consideró otras perspectivas para las expectativas del PNB y la población, incluyendo Moody's Analytics (Moody's) y el Fondo Monetario Internacional (FMI).

Previsión energética bruta a largo plazo

Se prevé que las ventas brutas de energía aumentarán en un 15% en el 2019 debido a la recuperación proyectada a corto plazo en la economía. Sin embargo, durante el período de 20 años, se proyecta que las ventas brutas de energía disminuyan en un promedio de 0.23% por año, impulsadas por la disminución a largo plazo de la población y el debilitamiento del

crecimiento del PNB después de 2027. Entre las clases de clientes, la industria es la única clase que se proyecta que tenga un crecimiento positivo durante el período de estudio, a un promedio de 1.4% por año, principalmente debido al crecimiento económico proyectado hasta 2026. En contraste, se proyecta que las clases residenciales y comerciales disminuyan en un promedio de 0.6% y 0.3% por año, debido a la disminución a largo plazo de la población.

Se prevé que la agricultura, el alumbrado público y "otros" disminuyan en línea con el promedio general del sistema de -0.23% por año. El pronóstico de alumbrado público no incluye el impacto de un reemplazo generalizado del actual alumbrado público basado en vapor de mercurio por bombillas LED.

La demanda energética neta se encuentra actualmente cerca de los 18,000 GWh/año, pero con los programas de Eficiencia Energética permitirán disminuir la demanda en un 35% y la incorporación de la generación propiedad de los clientes un 14% adicional, con lo que estos planes en conjunto permitirán disminuir la demanda esperada en un 49%.

Evaluaciones de pronósticos previos

El Reglamento PIR requiere que la evaluación del pronóstico de carga incluya:

- Comparaciones de pronósticos previos versus datos reales.
- Una explicación de la causa de cualquier desviación significativa entre los pronósticos anteriores y la demanda pico anual real y la energía que se produjo.
- Una explicación del impacto que los recursos secundarios de la demanda histórica tuvieron en el pronóstico de carga anterior.

Siemens cree que las comparaciones de los datos reales con los pronósticos recientes no tienen sentido debido a los cambios estructurales en la población de la isla, la economía y el consumo de energía que se han producido como resultado del huracán María. Una comparación más significativa son los cambios resultantes del huracán María en los pronósticos.

Pronóstico de demanda máxima a largo plazo

Para estimar la demanda máxima asociada con el pronóstico de energía, se evaluaron los factores de carga esperados (es decir, la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima) para cada clase de cliente junto con el porcentaje de su demanda máxima que ocurre en el momento del pico del sistema (llamado Factor de Coincidencia o Factor de Contribución al pico).

Con base en la información por hora proporcionada por la PREPA, Siemens estimó los factores de carga y de coincidencia de cada clase del cliente.

Se proyecta que la demanda máxima (antes de EE) disminuya en un 0.24% por año. La menor tasa de crecimiento en relación con el consumo de energía es una consecuencia del crecimiento más modesto de la demanda residencial en comparación con la demanda comercial y la contribución correspondiente de cada clase a la demanda máxima del sistema. La carga comercial alcanza su punto máximo durante el día, mientras que la carga residencial alcanza su punto máximo en la noche (a veces muy tarde), impulsando el pico del sistema. Una reducción en la carga residencial da como resultado una reducción en el pico nocturno y un aumento en el factor de carga general del sistema.

La demanda máxima actual está cercana a los 2,750 MW, pero se prevé que disminuya en un 31% debido a los efectos de EE en 2038 y en un 36% cuando se agreguen los efectos de la generación propiedad del cliente.

Escenarios Alternativos de Demanda

Dadas las incertidumbres asociadas a los parámetros que explican el comportamiento futuro de la demanda de electricidad, se hicieron simulaciones considerando distribuciones para los datos (PIB y Población) y combinaciones de los mismos a través de un proceso de Monte Carlo con 2000 iteraciones.

En el escenario de caso alto, las ventas de energía bruta aumentan en 1.34% por año, con ventas que alcanzan 20,672 GWh en 2038 - 41% más que el caso de referencia. En el escenario de caso bajo, las ventas brutas de energía disminuyen a 1.50% por año, alcanzando 11,033 GWh para 2038, 75% por debajo del nivel del caso de referencia. La clase de clientes industriales tiene el potencial más positivo o negativo impulsado por los cambios en el PNB y/o la población de las tres clases, con ventas que crecen en 5.6% por año en el caso alto o disminuyen en 5.2% por año en el bajo caso. Los pronósticos a continuación no incluyen el impacto de los nuevos programas de eficiencia energética.

Selección del pronóstico de carga del caso base

El caso de referencia se desarrolló considerando la mediana de los resultados. Este caso se utilizó en el análisis junto con las sensibilidades al pronóstico de carga alta y baja.

4. RECURSOS DE GENERACIÓN

Siemens revisó el costo, las características técnicas y el estado operativo de los recursos de generación existentes de la PREPA y los Acuerdos de Compra y Operación de Energía (PPOA por las siglas en inglés de Power Purchase and Operating Agreements) como entradas para el PIR. Igualmente hizo una lista de los proyectos candidatos a incorporar durante el período de planificación.

Recursos Actuales

Como resultado de esta revisión, se determinó que existen 39 unidades de generación, con una capacidad total de 5,010 MW, que se encuentran en condiciones operativas aceptables para su consideración como recursos disponibles.

Se decidió que 11 unidades de generación existentes, con una capacidad total de 707 MW, no estaban en condiciones operativas suficientes para su inclusión como recurso de generación en este PIR.

Turbinas a Vapor

La PREPA tiene un total de 14 unidades a base de turbinas de vapor (ST) con una capacidad total de 2,892 MW ubicados en cuatro sitios, Palo Seco (4 unidades, 602 MW) y San Juan (4 unidades, 400 MW) en el norte; Aguirre (2 unidades, 900 MW) y Costa Sur (4 unidades, 990 MW) en el sur. Todas las unidades de vapor están sujetas a los requisitos de cumplimiento de MATS. Un total de 6 de las 14 unidades, 2 cada una en Palo Seco, San Juan y Costa Sur, fueron excluidas de los recursos para este PIR debido a su edad y condición no operativa actual.

Las ocho unidades restantes, con una capacidad total de 2,352 MW, están operativas e incluidas en este PIR. Estas unidades están ubicadas en cuatro sitios, incluyendo Palo Seco (2 unidades, 432 MW) y San Juan (2 unidades, 200 MW) en el norte; y Aguirre (2 unidades, 900 MW) y Costa Sur (2 unidades, 820 MW) en el sur. Las unidades Costa Sur 5 y 6 son compatibles con MATS y tienen capacidad de combustible dual, que también puede quemar Fuel Oil N° 6 pero actualmente queman gas natural.

Ciclos Combinados

Las cuatro unidades de ciclo combinado (CC) de la PREPA funcionan con diésel. Estas unidades incluyen el CC Aguirre 1 y 2 (260 MW cada una) y el CC San Juan 5 y 6 (200 MW cada una) con una capacidad total de 920 MW. Las unidades Aguirre CCGT entraron en operación comercial en 1975-1976 y son ineficientes, con niveles de despacho históricos muy bajos. La capacidad nominal de estas unidades es de 296 MW cada una, pero se ha limitado a 260 MW en este estudio. Estas unidades pueden retirarse económicamente; sin embargo, antes de la entrada de un nuevo Ciclo Combinado en el sur, brindan soporte en el caso de operaciones aisladas, cuando la carga en el sistema podría ser demasiado pequeña para unidades más grandes como las de carbón de AES o EcoEléctrica (en modo de ciclo combinado).

Las unidades de CC San Juan 5 y 6 comenzaron a operar comercialmente en 2008. Estas unidades sirven como un importante recurso de generación en el norte de la isla. Su capacidad nominal es de 220 MW por unidad, pero se limita a 200 MW en este estudio.

Turbinas a Gas

De las 25 unidades a base de Turbinas de Gas (GT), 24 unidades, con una capacidad total de 743 MW, están incluidas en el PIR. Los GT incluyen Cambalache GT 2 y 3 (82.5 MW cada uno), Mayagüez GT 1 a 4 (50 MW cada uno) y nueve pares de GT distribuidos (21 MW cada uno) repartidos por toda la isla. Las unidades de Mayagüez son cuatro turbinas de gas Aero-derivadas con relativamente buena eficiencia. Los GT distribuidos (21 MW cada uno) incluyen pares de dos unidades ubicadas: Daguao (2x21), Palo Seco (6x21), Aguirre (2x21), Costa Sur (2x21), Jobos (2x21), Yabucoa (2x21) y Vega Baja (2x21) Estos nueve pares de unidades distribuidas, aunque están en condiciones de funcionamiento, son bastante antiguas y tienen tasas de calor muy bajas. Catorce de estas unidades se retiraron temprano en el plan de expansión de capacidad y se reemplazaron por nuevas unidades para cubrir picos.

Según las conversaciones con el personal de la PREPA, Cambalache GT 1 será excluido del PIR porque no está previsto que vuelva a funcionar en un futuro próximo. Los dos GT de 21 MW en Aguirre y los dos GT de 21 MW en Costa Sur son necesarios para proporcionar capacidad de arranque en negro a los respectivos ciclos combinados y turbinas de vapor en cada ubicación. Estas turbinas de gas solo se pueden retirar después de instalar nuevas unidades con capacidad de arranque en negro.

Unidades Hidroeléctricas

La PREPA cuenta con 21 unidades generadoras hidroeléctricas en 11 plantas generadoras para una capacidad instalada total de 105 MW. Sin embargo, algunas de estas unidades no están operativas, o están subutilizadas debido a la escasez de personal y fondos que resultan en problemas de mantenimiento diferido. Las unidades operativas suman un total de 34 MW con un factor de capacidad de menos del 20% a partir del primer trimestre de 2018. En un esfuerzo por métodos alternativos que podrían aumentar económicamente la producción y continuar la operación de estos recursos hidroeléctricos limpios, la PREPA emitió una Solicitud de Propuesta

para contratos de arrendamiento a largo plazo y venta de energía para sus centrales hidroeléctricas, para aumentar la contribución hidroeléctrica a 70 MW.

PPOA de EcoEléctrica

Para complementar su propia capacidad, la PREPA compra energía de dos cogeneradores bajo los términos y condiciones de los PPOA, incluida la planta de ciclo combinado de gas natural de 507 MW de EcoEléctrica, L.P. y la estación de cogeneración eléctrica de vapor de carbón de 454 MW de AES. La capacidad de 961 MW proporcionada por los dos cogeneradores eleva la capacidad total disponible para la PREPA a 5.011 MW.

De acuerdo con un PPOA de 22 años que comenzó en marzo de 2000, cada año calendario EcoEléctrica fija el costo del combustible por millón de BTU para el primer 76% de la capacidad de la estación para ese año. Para una capacidad superior al 76 por ciento, a la PREPA se le ha cobrado un precio basado en un precio de combustible spot establecido por EcoEléctrica en el momento en que se despachó el exceso de capacidad.

El contrato EcoEléctrica tiene un factor de disponibilidad objetivo del 93 por ciento, con pagos de capacidad asociados.

Basado en las discusiones con la PREPA, se asume una renovación de EcoEléctrica en los Escenarios base del PIR; sin embargo, la planta está sujeta a retiro económico, si se decide por el plan de menor costo. El retiro de EcoEléctrica introduce riesgos de desarrollo asociados con nuevos recursos que hacen que la renegociación del PPOA sea una consideración importante para la PREPA.

Se supone una reducción en los pagos fijos después de 2022 y la reducción requerida en los pagos de capacidad para que EcoEléctrica sea competitiva es una función de la generación que de otro modo lo reemplazaría, incluida la posible turbina de gas de ciclo combinado (CCGT) en Costa Sur y el equilibrio de la generación que conformaría la flota de la generación futura y, en particular, la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento asociado.

Siemens estimó que el pago fijo debería reducirse en un 53% a partir de 2022 (por ejemplo, el pago total del nuevo año 2022 \$ 115.3 millones menos que los \$ 245.3 proyectados sin la reducción).

La reducción del pago fijo se determinó con base en los resultados iniciales del ESM (por las siglas en inglés de Energy System Modernization) e identificando la reducción en los pagos fijos necesarios para hacer que el VPN del costo "Todo incluido" de EcoEléctrica sea igual al de un CCGT de referencia equivalente que podría producir la misma capacidad y energía.

PPOA de AES

La estación de cogeneración eléctrica a carbón de AES comenzó a operar comercialmente en noviembre de 2002. Los propietarios de la instalación han firmado un PPOA con la PREPA para proporcionar 454 MW de potencia durante un período de 25 años. El PIR no asumirá una renovación de acuerdo con la disposición de la Ley 17-2019 que impide el uso de la generación a carbón después del 1 de enero de 2028.

Recursos Futuros

A diciembre de 2018, existen 11 contratos PPOA que están en operación comercial o en pre-operación (energizadas, bajo prueba y vendiendo créditos de energía y energía renovable a la

PREPA). Estos proyectos representan 272,9 MW de capacidad, incluidos 147,1 MW de energía solar fotovoltaica (PV), 121 MW de energía eólica y 4,8 MW de gas de vertedero.

De los 18 PPOA exitosamente renegociados y enmendados en 2013-2014, 15 no han comenzado la construcción. Entre 2015 y 2016, la mayoría de estas compañías solicitaron extensiones para comenzar las fechas de construcción y operación comercial establecidas en sus PPOA. La mayoría de las solicitudes estaban relacionadas con las dificultades alegadas por las compañías para obtener financiamiento para sus proyectos debido a la situación financiera del Gobierno de Puerto Rico y la PREPA. Los PPOA bajo renegociación se modelan como posibles nuevas opciones de suministro, suponiendo nuevos precios solares de referencia en lugar de los precios reales de los PPOA.

Con respecto al proyecto Energy Answers Arecibo PPOA, existen desafíos con los permisos y oposición local. Entre otros, el Gobernador de Puerto Rico retiró el respaldo de la administración al proyecto. Por lo tanto, este proyecto no se considerará parte del PIR.

Hay 32 proyectos con PPOA sujetos a renegociación. Para el PIR, estos proyectos proporcionan una indicación de los sitios disponibles que pueden ser utilizados por proyectos alternativos de generación renovable y fueron considerados como posibles nuevas opciones de suministro suponiendo nuevos precios de referencia.

Consideraciones Ambientales

Las regulaciones ambientales tienen el potencial de impactar el costo general y la operación de la generación eléctrica. Como tal, deben tenerse en cuenta en este análisis. La revisión inicial consideró las regulaciones existentes y las perspectivas de posibles nuevos requisitos de cumplimiento en el horizonte del estudio (2019-2038).

Si bien existen numerosas políticas ambientales que afectan el sector energético a nivel federal, estatal y local, las políticas principales que están impulsando los mercados de energía y las decisiones de generación son el conjunto de reglas de la Agencia de Protección Ambiental (EPA) que abordan las emisiones de las plantas de energía y las energías renovables y estatales. Las regulaciones ambientales determinadas por Siemens y la PREPA como potencialmente significativas y tomadas en cuenta incluyen las regulaciones federales del aire, las regulaciones del agua y la política local que dictan objetivos para las energías renovables y alternativas, específicamente:

- Normas nacionales de calidad del aire ambiente (NAAQS)
- Estándares de tóxicos de mercurio y aire (MATS)
- Regulación de carbono:
 - Normas de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) para unidades de generación eléctrica nuevas, modificadas y existentes.
 - Perspectivas para una posible regulación futura de las emisiones de GEI de los generadores de energía.
- Estándar de cartera renovable de Puerto Rico (RPS)
- Sección 316 (b) de la Ley de Agua Limpia
- Reglamento de Normas de Calidad del Agua de Puerto Rico

Emisiones de SO₂

En enero de 2018, la EPA actualizó los logros esperados para el SO₂ para áreas en Puerto Rico basadas en modelos de calidad del aire. Varias áreas en Puerto Rico fueron designadas como

áreas de incumplimiento. Otras áreas en Puerto Rico fueron designadas como no clasificables en este momento.

En el área de San Juan, las instalaciones de generación de San Juan y Palo Seco representan importantes fuentes de emisión de SO₂. En el área de Guayama Salinas, la planta generadora de Aguirre es la fuente de contribución más importante en el área.

En este momento, se espera que los siguientes supuestos en el análisis PIR respalden la reducción de emisiones de SO₂:

- Las unidades de vapor Palo Seco 1 y 2 no se asumirán como recursos generadores futuros.
- Dos de las unidades de vapor de San Juan, 7, 8, 9 o 10, no se asumirán como futuros recursos generadores.

Estándares de mercurio y sustancias tóxicas del aire (MATS)

La EPA regula las emisiones de contaminantes peligrosos de las unidades generadoras eléctricas. Los Estándares de Tóxicos de Mercurio y Aire de la EPA (MATS), emitidos originalmente en febrero de 2012, imponen reducciones de emisiones de mercurio, gases ácidos y partículas, y también requieren que las instalaciones en cuestión cumplan con los estándares de prácticas laborales. La regla entró en vigencia en abril de 2015 y las plantas existentes pueden solicitar una extensión de un año para alcanzar el cumplimiento. La PREPA solicitó y recibió una extensión de cumplimiento de un año para Aguirre.

El análisis incluye lo siguiente para las unidades afectadas por MATS:

- Las unidades 1 y 2 de Aguirre están actualmente en funcionamiento y no cumplen con MATS. En este momento, estas unidades son necesarias por la confiabilidad. Las carteras de recursos futuras asumirán que estas unidades solo operan según sea necesario para fines de confiabilidad y luego cesarán sus operaciones como un medio para cumplir con MATS. La conversión a gas natural se incluyó como una opción en el Escenario 5. Estas unidades continúan operando bajo un decreto de consentimiento de 1999 con la EPA. Es posible que se requiera una acción adicional en espera de la revisión de la EPA de los resultados del PIR. Se supone que las unidades podrían funcionar hasta 2025, cuando las nuevas plantas de ciclo combinado grandes podrían estar en servicio.
- Las unidades de Costa Sur 5 y 6 cumplen con MATS por el cambio de combustible, ya que funcionan con gas natural. Sin embargo, el permiso todavía permite que las unidades operen con Fuel Oil N° 6.
- Las unidades de vapor Costa Sur 3 y 4 y las unidades de vapor Palo Seco 1 y 2 no están actualmente en funcionamiento y no se considerarán como recursos generadores futuros.
- La Unidad 4 de Palo Seco y la Unidad 10 de San Juan no están actualmente en funcionamiento. La unidad 3 de Palo Seco y la unidad 9 de San Juan han tenido emisiones por encima del límite de MATS y se operan por necesidades de confiabilidad. Las Unidades 7-8 de San Juan están designadas como unidades de uso limitado, que no tienen que cumplir con los límites de emisiones MATS, pero deben cumplir con ciertas normas de práctica laboral. Las unidades de San Juan 9 y 10, intercambiables con las unidades 7 y 8 para fines de modelado, no se considerarán como un recurso futuro en el PIR. El PIR supone que las unidades podrían funcionar hasta 2025, cuando las nuevas plantas de ciclo combinado grandes podrían estar en servicio.

- Se supone que las nuevas unidades generadoras incluidas en el análisis de cartera cumplen con MATS.

Regulaciones de Carbono

En este momento, no existe una regulación nacional de emisiones de carbono en los EE. UU. En diciembre de 2009, la EPA finalizó su detección de peligro para las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de fuentes móviles, otorgándole oficialmente la autoridad para regular estas emisiones. A partir del 1 de enero de 2010, se requirió que las principales fuentes estacionarias rastrearán e informarán sus emisiones anuales de GEI a la EPA. La EPA ha emitido regulaciones a las emisiones de GEI de las unidades generadoras de electricidad nuevas, modificadas y existentes.

Normas para el Portafolio Renovable de Puerto Rico

Las Normas de Cartera Renovable (RPS) obligan a los proveedores de electricidad a que un cierto porcentaje de su electricidad provenga de recursos de energía alternativa o renovable. En este momento, 29 estados, Puerto Rico y el Distrito de Columbia han promulgado requisitos obligatorios de RPS a nivel estatal.

El primer RPS de Puerto Rico fue establecido por la Ley 82-2010 en julio de 2010 y recientemente modificado por la Ley 17-2019, estableciendo objetivos mínimos de energía renovable y alternativa y pone a la isla en el camino hacia la generación 100% renovable para 2050. Los objetivos establecidos por ley son un mínimo de:

- 40% en o antes de 2025
- 60% en 2040 o antes
- 100% en o antes de 2050

Las tecnologías elegibles de generación renovable incluyen energía eólica, solar, geotérmica, biomasa renovable o biocombustible, nueva energía hidroeléctrica. Las tecnologías alternativas de generación de energía renovable que también se pueden utilizar para cumplir con el requisito incluyen gas de vertedero, celdas de combustible y desechos sólidos municipales.

Ley de Agua Limpia

La EPA emitió las normas para enfriar las estructuras de toma de agua bajo la Sección 316 (b) de la Ley de Agua Limpia en mayo de 2014. Esta regla tiene como objetivo reducir el impacto en la vida marina por las estructuras de toma de agua. Se requiere que las instalaciones obtengan un permiso del Sistema Nacional de Eliminación de Descargas de Contaminantes (NPDES). Otros requisitos se basan en los niveles de extracción de agua.

Todas las instalaciones generadoras de la PREPA funcionan con permisos NPDES.

Reglamento de Normas de Calidad del Agua de Puerto Rico

Puerto Rico publica y mantiene el Reglamento de Normas de Calidad del Agua para proteger, preservar, mantener y mejorar la calidad del agua en Puerto Rico compatible con las necesidades sociales y económicas del Estado Libre Asociado. Los últimos estándares se actualizaron en abril de 2016. Específicamente, este reglamento designa los usos de los cuerpos de agua, define los estándares de calidad del agua, identifica las reglas y estándares aplicables a las fuentes de contaminación y establece otras medidas que se consideran necesarias para mantener la calidad del agua.

Todas las instalaciones de generación existentes que tienen agua de enfriamiento de entrada, descarga o requisitos de activación de acuerdo con el Reglamento de Normas de Calidad del Agua operan con permisos. Estos permisos documentan los requisitos y tolerancias específicos de la instalación con base en la regulación aplicable e informados por las aportaciones de los interesados. El permiso para nuevas instalaciones está fuera del alcance del PIR. Sin embargo, las nuevas opciones de generación consideradas como parte del análisis asumirán niveles razonables de controles que esperarían cumplir con los requisitos de calidad del agua aplicables en Puerto Rico.

5. Evaluación de la Necesidad de Recursos

Siemens propone las siguientes tres estrategias para su consideración:

- La estrategia 1 refleja un programa de energía tradicional y centralizado que enfatiza la confiabilidad y las métricas económicas.
- La estrategia 2 refleja un sistema distribuido de generación flexible y micro o mini redes y el fortalecimiento de la infraestructura existente, que enfatiza la resistencia y la cercanía con el cliente. En esta estrategia, la mayor parte de la carga se suministra a partir de recursos locales que pueden aislarse del resto de la isla durante un evento importante, pero que aún suministran la totalidad o una parte de la carga cercana. Se define en términos de un nivel mínimo de la carga que deben suministrar los recursos locales (por ejemplo, 80%).
- La estrategia 3 refleja un híbrido de las dos primeras estrategias que incorpora una combinación de los beneficios de la estrategia 1 y la estrategia 2. En esta estrategia, se aprovechan las economías de escala y parte de la carga puede ser servida en condiciones normales de recursos remotos. En esta estrategia, el potencial para restricciones de suministro durante un evento importante es mayor que la Estrategia 2, pero debería dar como resultado menores costos operativos.

Para lograr la visión de un sistema eléctrico de Puerto Rico más renovable, resistente y confiable, el PIR incorpora análisis de mini-redes, micro-redes y modernización de la red para mejorar la capacidad de recuperación con zonas de cargas críticas servidas por recursos distribuidos que pueden operar tanto en modo conectado a la red como en isla. Se busca equilibrar la operación confiable de bajo costo en condiciones normales y la capacidad de mitigar y lograr la recuperación oportuna de los grandes eventos disruptivos.

Las partes interesadas generalmente llegaron a un consenso de que una estrategia basada en recursos de suministro distribuidos en lugar de centralizados es más apropiada para Puerto Rico porque proporciona una red más resistente. En general, los participantes vieron la Estrategia 3 ("estrategia híbrida" de generación centralizada y distribuida) como un paso a corto o mediano plazo hacia la Estrategia 2 (una combinación a largo plazo de generación distribuida y flexible en Puerto Rico, donde el suministro se encuentra más cerca de la carga). La mayoría de las partes interesadas no apoyaron la búsqueda de la Estrategia 1 centralizada, excepto posiblemente como un punto de referencia para la comparación. Por otro lado, algunos grupos de partes interesadas solicitaron que la Estrategia 1 se modelara explícitamente ya que se pensaba que esta estrategia probablemente proporcionaría la configuración de menor costo. Los recursos centralizados más grandes alineados con la Estrategia 1 se incorporaron en el Escenario que tiene todos los recursos que compiten para proporcionar la información de comparación de costos deseada.

Para cada estrategia, se desarrolló una combinación de activos al imponer restricciones a los activos de generación, transmisión y distribución que están disponibles para Puerto Rico para una estrategia específica. Por ejemplo, una estrategia completamente distribuida no consideró los activos tradicionales de generación de alta capacidad, como las grandes plantas de ciclo combinado alimentadas con gas o los activos alimentados con diésel. Un sistema parcialmente distribuido o un sistema híbrido considera solo una cantidad limitada de generadores tradicionales más grandes.

Además, el PIR captura una serie de incertidumbres, que incluyen el crecimiento de la carga, la generación renovable de O&M y los costos de capital, la disponibilidad de combustible y los pronósticos de precios, la política y los permisos de energía, el clima, la eficiencia energética y la terminación o extensión de PPOA. Los escenarios y las sensibilidades están diseñados para probar cada estrategia contra una combinación de estas incertidumbres. Los escenarios y las sensibilidades se analizan a continuación.

Escenarios

Los escenarios son una combinación de los requisitos del sistema necesarios para atender la carga, los precios de los productos básicos, los costos de capital y los riesgos que influyen en la elección de los recursos que sirven a la carga futura de la PREPA. Cada escenario constituye un posible plan de recursos. Las incertidumbres tradicionales (p. Ej., Pronósticos de carga, pronósticos de combustible y costos de capital de energías renovables) se evalúan a través de casos (Alta, Base y Baja) y se harán sensibilidades a los mismos. Se consideró un total de seis escenarios.

Escenario 1: No se instala una nueva generación a gas. Este escenario utiliza los supuestos del caso base de costos y disponibilidad de energía solar y de almacenamiento. La única nueva generación de gas considerada en este escenario es la conversión del ciclo combinado en San Juan 5 y 6.

Escenario 2: Gas al norte: se supone que el GNL terrestre en San Juan en el norte adquiere la aprobación del permiso requerido. El Escenario utiliza el supuesto del caso base de costos y disponibilidad de energía solar y de almacenamiento. Este escenario finalmente se eliminó cuando el Escenario 4 colapsó a las mismas condiciones en este escenario; solo se desarrolló gas en el norte y el sur.

Escenario 3: Gas en Yabucoa (este) y Mayagüez (oeste) a través de GNL en barcos y el gas al norte a través de GNL terrestre en San Juan. Se supone que el GNL con base en tierra en San Juan adquiere la aprobación de permiso requerida. El Escenario supone la caída más profunda de los costos de energía solar y almacenamiento junto con la alta disponibilidad de energías renovables (aumento rápido).

Escenario 4: Gas en Yabucoa (este) y Mayagüez (oeste) a través de GNL basado en barcos y el gas al norte a través de GNL terrestre en San Juan. Se supone que el GNL con base en tierra en San Juan adquiere la aprobación de permiso requerida. El Escenario utiliza el supuesto del caso base de costos y disponibilidad de energía solar y de almacenamiento.

Escenario 5: Aguirre Offshore Gas Port (AOGP), el gas en Yabucoa (este) y Mayagüez (oeste) a través de GNL en barcos. El gas hacia el norte se suministra a través de GNL terrestre en San Juan, y se supone que logra la aprobación de permiso requerida. El Escenario utiliza el supuesto del caso base de costos y disponibilidad de energía solar y de almacenamiento. El Escenario no impone restricciones en el tamaño de las unidades de ciclo combinado (CCGT) y se podrían agregar hasta Clase H (449 MW). Todos los escenarios anteriores tenían un tamaño máximo de

302 MW F-Class CCGT. El escenario finalmente no fue seleccionado lo que confirma que otras las opciones modeladas fueron superiores.

ESM: Modernización del sistema energético (ESM); Esta es una variación del Escenario 4 avanzado por la PREPA y que incluye un conjunto de decisiones de inversión predefinidas que considera las opciones de adquisición presentadas por la Autoridad de Asociación Público-Privada, las estructuras de fijación de precios necesarias para la generación de gas natural existente en el sur y la ubicación de nuevos CCGT a gran escala. El ESM se compara con los planes formulados de menor costo.

El plan de ESM tiene algunas decisiones que son fijas. Esto incluye una terminal terrestre de GNL en San Juan y un nuevo ciclo combinado (CCGT) de 302 MW que se desarrollará en Palo Seco para 2025 (o lo antes posible). Estas inversiones seguirán a la conversión de San Juan 5 y 6 a gas (en 2019), que inicialmente contará con el respaldo de un GNL en barco que será reemplazado por uno a tierra cuando se ponga en servicio. En Yabucoa se desarrollará una terminal de GNL a bordo de buques y se instalarán 302 MW CCGT para 2025 (o lo antes posible). En Mayagüez, se desarrolla una terminal de GNL a bordo del barco, pero la única decisión fija es convertir las unidades Aero derivadas de 4x50 MW existentes para quemar gas natural.

Las siguientes condiciones y suposiciones, a menos que se indique específicamente lo contrario, se modelarán en los cinco escenarios y el ESM:

- i. El pronóstico de carga se trata a través de un caso Base, Alto y Bajo.
- ii. El pronóstico del combustible y los costos de las renovables y el almacenamiento se tratan mediante sensibilidades.
- iii. Se supone que el PPOA de AES caducará en 2027 y no se renovará de conformidad con las disposiciones de la Ley 17-2019. Se supone que el PPOA EcoEléctrica se renovará en 2022 con modificaciones en el contrato para evitar el retiro inmediato del plan. Estas modificaciones se modelaron como una reducción de los pagos fijos. Por otro lado, después de la expiración del contrato existente, se supone que los pagos de energía siguen las condiciones del mercado, en lugar de los precios reducidos ahora vigentes.
- iv. Se supone que la eficiencia energética cumple con el requisito del Reglamento PIR de ahorros incrementales del 2% por año atribuibles a los nuevos programas de eficiencia energética.
- v. La generación de picos se agregó bajo la Estrategia 2 y la Estrategia 3 para garantizar que las cargas críticas ubicadas en cada una de las ocho islas eléctricas recomendadas en las que el sistema se segregaría después de una tormenta mayor (Minirredes), pudieran ser atendidas modo aislado. Esta generación de picos junto con la generación renovable y el almacenamiento en Minirredes servirían a las cargas prioritarias y, en la medida de lo posible, al equilibrio de la carga. La estrategia 1 no tenía este requisito y se utilizó para identificar la compensación entre beneficios y costos (valor de la carga de pérdida) de depender de la generación central. El ESM también tenía estos GT como una decisión fija.

Cabe señalar que la posibilidad de lograr la aprobación de permisos para cualquiera de los terminales de GNL anteriores no significa que la opción de generación de gas se seleccionará automáticamente ni su tamaño.

Sensibilidades

Los análisis de sensibilidad se utilizaron para identificar los impactos de ciertas variables importantes mientras se mantienen constantes otros supuestos.

Sensibilidad 1: reducción más profunda en el costo de la energía solar y el almacenamiento, junto con una alta disponibilidad de almacenamiento y energía solar.

Sensibilidad 2: menor penetración de la eficiencia energética (EE) (~ 1% de reducción por año en lugar de 2%).

Sensibilidad 3: El retiro por razones económicas de AES y EcoEléctrica, independientemente del plazo del contrato, se analizó como una sensibilidad en la primera presentación de este PIR.

Sensibilidad 4: el GNL a bordo de buques en San Juan podría lograr la aprobación de los permisos. El GNL a bordo de San Juan básicamente puede suministrar la conversión de San Juan 5 y 6 y proporcionar gas limitado a otros desarrollos. Tiene una capacidad reducida en comparación con la opción de GNL terrestre.

Sensibilidad 5: Altos precios del gas.

Sensibilidad 6: Alto costo de energía solar y almacenamiento.

Sensibilidad 7: se aplica al escenario 1, no hay conversión de San Juan 5 y 6 a gas.

Sensibilidad 8: se aplica al escenario 3, costo base de generación y almacenamiento renovables.

Sensibilidad 9: se aplica al Escenario 4, EcoEléctrica forzada a no retirarse y utilizada para identificar la reducción real de los pagos fijos que hace que el caso sea equivalente a la situación en la que se reemplaza.

Las partes interesadas propusieron sensibilidades adicionales, no incluidas en el estándar de cartera renovable y/o el cumplimiento aplazado de MATS (regulación de normas de tóxicos del aire y del mercurio de la EPA de EE. UU.). La mayoría de las unidades que no cumplían con MATS fueron retiradas por razones económicas y no por razones de cumplimiento, lo que obligó a las unidades a retirarse para 2025. El momento de los retiros de unidades se basa en nuevos recursos de reemplazo y en las proyecciones de carga.

Finalmente, se reconoce que se podrían incluir sensibilidades adicionales como gas hacia el norte y el sur a través de tuberías, precios de emisiones (CO₂) y costo de capital.

Con la combinación de los escenarios y las estrategias se generaron 35 grupos de casos a simular y analizar.

6. OPCIONES DE NUEVOS RECURSOS DE GENERACION

Siemens y PREPA discutieron los criterios claves en el desarrollo de los nuevos proyectos de generación que permitan cumplir con la flexibilidad y confiabilidad que el sistema requiere, incluyendo la capacidad de acomodar grandes bloques de generación renovable, principalmente solar.

Siemens realizó un análisis de las tecnologías de generación más apropiadas, suponiendo que todos los proyectos serán desarrollados por terceros que recuperarán los costos de operación y mantenimiento y los gastos de capital a través de pagos periódicos de la PREPA. A continuación, se hace una descripción de las tecnologías analizadas.

Nueva generación con combustibles fósiles

Siemens realizó un análisis de la tecnología disponible para turbinas de ciclo simple (GT), plantas de ciclo combinado (CCGT) y motores reciprocantes de combustión interna (RICE) basados en los tamaños ofrecidos por un número limitado de fabricantes mundiales como GE, Mitsubishi, Hitachi, Siemens, Solar Turbines y Wartsila (para RICE). Para este grupo de equipos se analizó el rendimiento publicado evaluado a las condiciones de temperatura, humedad y altitud de Puerto Rico.

Cuando Siemens seleccionó nuevas opciones de generación para incluirlas en las carteras, se eligió un diseño de unidad particular basado en productos reales. En todos los casos, hay al menos una unidad adicional disponible de un fabricante diferente con características similares para que sea posible una licitación competitiva.

Todos los recursos de generación seleccionados se analizan en función de la capacidad de combustible dual con gas natural y diésel, siendo el gas el combustible primario cuando está disponible.

En este PIR no se considera el repotenciamiento de las unidades existentes debido a las complicaciones asociadas con el intento de "reciclar" la infraestructura envejecida. Sin embargo, la conversión de combustible de los generadores San Juan 5 y 6 se consideró como una decisión de compromiso y existe la posibilidad de conversión de combustible en la planta de ciclo combinado de Aguirre.

Para cada grupo de equipos se calcularon los estimados de los costos de capital, tiempo de desarrollo y duración del EPC (de las siglas en inglés de Engineering, Procurement and Construction) y el Costo Nivelado de Energía (LCOE - Levelized Cost of Energy).

También se calculó el LCOE para las plantas existentes de Costa Sur 5 y 6 considerando los costos de operación y mantenimiento más el gas entregado. Para AES, Siemens consideró el precio pronosticado del carbón, costos de operación y mantenimiento y los pagos por capacidad. Para EcoEléctrica, se consideraron los dos componentes del combustible reflejados en el PPOA bajo un despacho de carga del 76%, y para el precio spot de la energía producida por encima de ese nivel, se supuso que era igual al gas entregado en San Juan.

Proyectos solares fotovoltaicos (PV)

El PIR asume la ejecución de proyectos de generación solar fotovoltaica a escala de servicios públicos.

Los proyectos de energía renovable en Puerto Rico deben cumplir con el MTR (por las siglas en inglés de Minimum Technical Requirements) para permitir su integración en la red de la isla.

Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS)

El objetivo de avanzar hacia un futuro con bajas emisiones de carbono está llevando a una proliferación de energía solar fotovoltaica y generación eólica a escala de servicios públicos, y a niveles crecientes de recursos de energía distribuida (DER). Estos desarrollos desafían el paradigma centralizado histórico de cómo una empresa de servicios públicos debe diseñar,

construir y administrar un sistema eléctrico. Sin la base adecuada de almacenamiento de energía integrado y sistemas de control, los recursos de energía renovable podrían representar desafíos técnicos y operativos y podría ser necesario reducirlos para que la empresa de servicios públicos mantenga la estabilidad y confiabilidad del sistema.

Las tecnologías de almacenamiento de energía pueden resultar valiosas para las empresas de servicios públicos en la gestión de dichos cambios, ya que estas tecnologías tienen la capacidad de desacoplar el suministro y la demanda de energía y, por lo tanto, proporcionan un recurso valioso para los operadores del sistema.

Actualmente, las baterías de iones de litio son la tecnología más relevante con amplias aplicaciones en electrónica de potencia, vehículos eléctricos (EV) y almacenamiento estacionario (escala de red). Ya se han realizado inversiones multimillonarias y se está desarrollando una carrera para reemplazar a las compañías de baterías japonesas y coreanas establecidas, siendo la mayor amenaza de China. Si bien la escasez de materias primas a mediano plazo, como el cobalto, puede aumentar un poco esta parte del costo, es probable que los descensos provocados por una mayor escala de producción y una intensa competencia mundial reduzcan los precios en general. A medida que el almacenamiento de energía y los volúmenes de vehículos eléctricos comienzan a aumentar, se seguirán construyendo nuevas instalaciones de fabricación de bajo costo, particularmente en China, que se espera que ayude a que los precios continúen cayendo, aunque a un ritmo más moderado (~ 10– 20% por año) hasta 2022. Más allá de 2022, a medida que las economías de escala se maximizan y las mejoras tecnológicas se desaceleran, la disminución se supone limitada a menos del 5% al año.

Proyectos eólicos

Según el pedido de la Oficina de Energía de Puerto Rico (PREB), los recursos eólicos se evalúan en competencia económica con todas las demás opciones, incluidos los fósiles y otras energías renovables.

La instalación de generación eólica marina también fue considerada, pero fue descartada ya que se espera que tenga un costo más alto que proyectos similares en tierra firme.

7. SUPUESTOS Y PRONOSTICOS

Esta Parte proporciona dos aspectos relevantes para el PIR: el pronóstico de la infraestructura de combustible y la estimación del Valor de Carga Perdida (VOLL) para Puerto Rico.

Infraestructura y Pronóstico de Combustibles

El propósito de esta revisión es identificar los requisitos para usar o desarrollar la infraestructura de combustible necesaria para respaldar las opciones de generación consideradas en el PIR.

Como combustible para la generación de energía, el gas natural es superior a los productos derivados del petróleo como el Diésel y el combustible residual porque tiene menos emisiones al aire, mayor eficiencia, mayor flexibilidad operativa y menores costos.

Las terminales y la infraestructura de GNL pueden desempeñar un papel importante en el suministro de GNL más limpio y menos costoso. Las opciones robustas para el suministro de gas natural brindan flexibilidad para mejorar la seguridad del suministro para cada sitio de generación, así como el valor comercial en la negociación y selección de los precios más

ventajosos a lo largo del tiempo entre varios proveedores de combustible. La infraestructura de combustibles disponible en la isla es descrita a continuación:

Fuel Oil Residual (Fuel Oil N° 6)

Puerto Rico tiene tres plantas de energía eléctrica a vapor que queman combustible residual. Estos son Palo Seco y San Juan en el norte y Aguirre ubicado en la costa sur. La planta de Costa Sur, ubicada en la costa suroeste, es de doble combustible, capaz de quemar combustible residual o gas natural. Sin embargo, a partir de mayo de 2018, está quemando exclusivamente gas natural. Las instalaciones de San Juan y Aguirre tienen plantas adicionales de ciclo combinado que queman diésel. El combustible residual se entrega a Puerto Rico por barco. Se almacena centralmente en el antiguo complejo de la Refinería de Petróleo de la Commonwealth en el lado suroeste de la isla. Desde allí, se canaliza a la planta de Costa Sur y se entrega por barcaza a las otras tres plantas. Cada una de las tres plantas de vapor eléctrico tiene almacenamiento in situ para el combustible residual.

Diésel (Fuel Oil N° 2)

El Diésel se usa en las unidades de ciclo combinado en Aguirre y San Juan y en las unidades de turbina de combustión en Cambalache, Mayagüez y otras nueve pequeñas instalaciones en la isla. El Diésel se entrega en Yabucoa y Bayamón y desde allí se transporta a cuatro estaciones más grandes (Aguirre, San Juan, Cambalache y Mayagüez). Las otras nueve pequeñas instalaciones reciben entregas de combustible en camión.

Gas Natural

El gas natural se utiliza en la instalación de cogeneración EcoEléctrica de propiedad privada y en la planta de vapor Costa Sur, ambas ubicadas en la Bahía de Guayanilla en la costa suroeste donde se ubica la terminal de Peñuelas y la instalación de regasificación. El gas natural se importa como GNL, principalmente desde Trinidad y Tobago. La planta EcoEléctrica está adyacente a la instalación de regasificación y la planta Costa Sur recibe gas a través de un ducto corto. La expansión en 2017 de las instalaciones de regasificación en la Terminal de Importación EcoEléctrica de GNL permite que Costa Sur, que tiene unidades de combustible dual, también sea totalmente alimentada por GNL.

Carbón

La instalación privada AES-Puerto Rico quema carbón bituminoso colombiano. El carbón se entrega a Puerto Rico en el Puerto de Las Mareas, justo al sur del sitio de la planta y se transporta a la planta a través de transportadores cubiertos.

Producción Independiente de Energía

Las contribuciones de generación de IPP a la isla están contratadas hasta el 2022 para los 507 MW de EcoEléctrica y hasta el 2027 para los 454 MW de AES.

Opciones de Infraestructura

Actualmente, solo el 22% de la generación de la PREPA es a gas natural. A raíz de los huracanes, la PREPA está considerando opciones para una nueva infraestructura, incluida la posibilidad de convertir ciertas unidades de combustible Diésel o combustible residual a gas natural. Dichas conversiones ayudarían a cumplir con los requisitos de las regulaciones de los Estándares de Tóxicos de Mercurio en el Aire (MATS) de la Agencia de Protección Ambiental

de los Estados Unidos (EPA), así como a aprovechar el gas natural abundante y de bajo costo del continente. Una de esas opciones es convertir las unidades 5 y 6 de San Juan, que representan 400 MW de generación de carga de base relativamente nueva (2008) y confiable, de Diésel costoso a gas natural más barato en forma de GNL.

Además de los posibles cambios de generación a gas natural, la PREPA está considerando varias opciones de infraestructura de combustible en su PIR 2018. Estas opciones incluyen lo siguiente, sin prioridad implícita:

Aguirre Offshore GasPort

El 17 de abril de 2013, Aguirre Offshore GasPort, LLC (Aguirre LLC), una subsidiaria de propiedad absoluta de Excelerate Energy, LP, presentó una solicitud ante la FERC para desarrollar una instalación flotante de regasificación de GNL en alta mar llamada Aguirre Offshore GasPort (AOGP) para suministrar gas natural al complejo de energía Aguirre de la PREPA en Salinas, Puerto Rico. La instalación de AOGP consistiría en una plataforma de atraque en alta mar, una unidad flotante de almacenamiento y regasificación (FSRU) y una tubería submarina que se conecta al Complejo de Energía Aguirre. AOGP se estaba desarrollando con la cooperación entre Excelerate Energy, LP y PREPA, pero quedó suspendido después del segundo huracán en septiembre de 2017. Si AOGP no continúa, la PREPA puede considerar otras opciones de suministro de GNL para la alimentación de la planta de Aguirre.

GNL a bordo (o GNC) en San Juan con posible oleoducto a Palo Seco

La PREPA ha estudiado una terminal receptora de GNL (y GNC) a escala estándar basada en buques en el área de San Juan, que incluyen opciones basadas en buques (costa afuera) conocida como unidad flotante de almacenamiento y regasificación (FSRU) y varias opciones con el GNL terrestre para satisfacer las necesidades de las plantas de San Juan y Palo Seco.

New Fortress Energy fue el proponente ganador de una RFP competitiva emitida por la PREPA en 2018 para un suministro de GNL para la central eléctrica de San Juan. La NFE y la PREPA ejecutaron un contrato para vender GNL en virtud de un contrato de 5 años y convertir las unidades 5 y 6 de San Juan para quemar gas natural. El precio de GNL entregado está vinculado a Henry Hub con un sumador, y el contrato no tiene un compromiso a largo plazo o un compromiso inicial de costos de capital. El proyecto NFE se encuentra actualmente en construcción, y la PREPA está buscando autorizaciones regulatorias para convertir las unidades San Juan 5 y 6 para que tengan doble combustible.

La entrega de GNL en barco a la región de San Juan con almacenamiento y vaporización de GNL en tierra o en barco es una opción de infraestructura de combustible viable. Los beneficios potenciales de la opción para los transportistas de GNL de mediana capacidad incluyen la entrega eficiente de GNL a granel a un costo competitivo con un impacto mínimo por el aumento del tráfico de barcos, la reducción de las emisiones de carbono al convertir las unidades en San Juan y Palo Seco al gas natural, y menores costos de combustible en comparación con la infraestructura actual, ya sea en un precio base o en un escenario de alto precio del petróleo. Los posibles riesgos incluyen un futuro sostenido de bajo precio del petróleo que haga que los costos operativos sean más altos usando gas natural que con el combustible residual, la creación de una nueva infraestructura de combustible que podría ser vulnerable a los huracanes, la vulnerabilidad de la cadena de suministro que impide la entrega oportuna de GNL y la posibilidad de una disminución en la necesidad de generación de fósiles a medida que la carga disminuye o por los programas de eficiencia energética y la penetración de energía renovable.

GNL en tierra en San Juan con posible oleoducto a Palo Seco

El almacenamiento de GNL en tierra ofrece ventajas y desventajas en comparación con el almacenamiento en alta mar en barco (FSU) y/o con regasificación. Las opciones de FSU y FSRU pueden requerir autorización de varias entidades, se requerían tuberías submarinas en alta para el suministro a las plantas de energía de San Juan y Palo Seco. Por el contrario, la opción de almacenamiento de GNL en tierra se ubicaría junto a la planta de San Juan con una tubería de conexión a Palo Seco. Esta opción en tierra evitaría algunos de los requisitos reglamentarios mencionados anteriormente con las opciones FSU y FSRU, pero estaría sujeta a sus propios desafíos regulatorios. El almacenamiento de GNL en tierra y opciones FSU/FSRU tendrían que considerar el uso del suelo y/o problemas de arrendamiento del puerto.

Al observar las plantas de generación que abastecería una terminal de GNL en tierra, se espera que las unidades generadoras actuales en San Juan y Palo Seco sean reemplazadas, retiradas o limitadas en uso en varios años para lograr el cumplimiento de MATS. La generación de reemplazo para estos sitios será capaz de generar con gas natural y Diésel. Una terminal de GNL del norte podría proporcionar importantes ahorros de costos en relación con el combustible Diésel. Una terminal de GNL terrestre en San Juan requeriría un costo estimado de \$ 492 millones en costos de capital, incluidos \$ 457 millones para la terminal de GNL y \$ 35 millones para el oleoducto desde San Juan a Palo Seco.

GNL a bordo de buques a Mayagüez (oeste) y/o Yabucoa (este)

Mayagüez se encuentra en el lado oeste de la isla, donde la PREPA tiene una generación a Diésel de 4x50 MW. Yabucoa se encuentra en el lado este de la isla, donde la PREPA tiene dos turbinas de combustión (2x21 MW) que también queman Diésel. Siemens está investigando la posibilidad de uno o más terminales flotantes de importación de GNL y almacenamiento que puedan dar servicio a las plantas de generación de energía en Mayagüez, Yabucoa o en ambas ubicaciones. La generación existente podría complementarse con hasta 302 MW de generación a gas, lo que requeriría una solución de suministro de combustible de gas natural. Lo más probable es que la solución propuesta sea una opción de FSRU basada en buques (offshore), similar a la que se describió anteriormente para el caso de San Juan.

Entrega de GNL/GNC a través de contenedores ISO a las centrales eléctricas del norte

Alternativamente, el suministro de gas natural al lado norte de la isla podría entregarse en forma de GNL o GNC utilizando contenedores ISO. Este modo de transporte utiliza contenedores de 40 pies que pueden manejados de forma muy similar a un contenedor de carga estándar de 40 pies. Sin embargo, una evaluación realizada por Siemens estimó que las entregas de GNL en contenedores requerirían 40 contenedores ISO por día, mientras que las entregas de GNC requerirían 126 contenedores por día para cumplir con la demanda del proyecto en las dos centrales eléctricas del norte (para Aguirre, serían 193 y 617 contenedores, respectivamente). Como resultado, el estudio concluyó que la entrega de GNL/GNC a pequeña escala, ya sea como combustible puente o como solución a largo plazo, no es factible dado que los costos de entrega son prohibitivamente altos y los riesgos operativos son demasiado altos.

Suministro por tuberías desde el terminal de importación de GNL EcoEléctrica

Una alternativa a una terminal norteña de GNL/GNC y potencialmente también a la AOGP podría ser un gasoducto de gas natural que entregue gas natural desde la Terminal de Importación de GNL EcoEléctrica existente a las plantas de San Juan y Palo Seco en San Juan. Tal tubería podría construirse para tener un segmento a lo largo de la costa sur de Puerto Rico para servir a la planta de energía Aguirre (creando una alternativa a la planta AOGP) antes de que un

segundo segmento gire hacia el norte hacia la planta de San Juan con un ramal a Palo Seco. Alternativamente, se podría enrutar una tubería para ir directamente desde la Terminal de Importación de GNL EcoEléctrica a San Juan, lo que no requeriría una regasificación adicional además de poner en línea el gasificador restante existente.

Una propuesta anterior de 2008 para llevar gas natural al norte (Gasoducto del Norte o GdN, también conocido como Vía Verde) por tubería desde la Terminal de Importación de GNL EcoEléctrica encontró una oposición pública significativa y fue cancelado. Se consideraron varias rutas de ductos, pero la opción designada como preferida era generalmente al norte desde EcoEléctrica a Arecibo y luego al este hasta Palo Seco/San Juan. Se consideraba que los ramales podrían servir a las unidades de picos de Cambalache y Mayagüez. Una tubería Sur-Norte desde Aguirre al área de San Juan podría ser más práctica que las rutas occidentales. En el pasado se intentó un gasoducto de gas natural entre Costa Sur y Aguirre (Gasoducto del Sur) y es técnicamente factible. Una ruta a lo largo de la costa sur, desde Costa Sur a Aguirre, se percibe como más práctica y tiene menos impacto que una tubería a lo largo de la costa norte.

Combustibles alternativos

La PREPA recibió una propuesta no solicitada de Puma Energy Caribe (Puma) y AGGREKO en el 2017. La propuesta era una solución de generación de energía de 100 MW utilizando GLP (gas licuado de petróleo, que es principalmente propano) en Bayamón, (a las afueras de San Juan). La propuesta satisfaría varios criterios importantes que la PREPA está buscando en las soluciones de generación de energía, incluida una ubicación en el norte cerca de los centros de carga, una asociación pública/privada que no requeriría gastos de capital de la PREPA y un enfoque llave en mano que se pueda implementar rápidamente. La solución propuesta podría proporcionar una generación de energía eficiente, quemar combustible LPG relativamente limpio para ayudar a cumplir con los estándares MATS, y estar estratégicamente ubicado cerca de las instalaciones existentes de Puma donde no se necesitaría almacenamiento adicional de GLP.

Siemens cree que el combustible GLP seguirá siendo competitivo en comparación con el Diésel y el combustible residual. Este aspecto, junto con los otros atributos enumerados anteriormente, lleva a la conclusión de que este proyecto merece una mayor exploración.

Opción de no desarrollar nueva infraestructura de gas natural

En los análisis para el desarrollo del PIR también se consideró una opción donde no se pueden desarrollar infraestructuras y suministros adicionales de gas natural.

Se podrían considerar otros combustibles líquidos potenciales como el propano, el etanol y los biocombustibles. En los últimos dos años, el propano ha sido aproximadamente 2.5 veces más costoso que el gas natural. El propano cuando se quema para generar energía emite aproximadamente un 16% más de dióxido de carbono que el gas natural, pero es más limpio que el combustible residual. Siemens cree que, a largo plazo, los precios del propano y el etanol mantendrán niveles más altos en relación con el diésel y ciertamente con respecto al gas natural. Entonces, aunque puede haber algunas oportunidades provisionales para aprovechar tales combustibles, no se espera que sean soluciones rentables a largo plazo.

Todos los escenarios de infraestructura de combustible descritos fueron evaluados. Para los fines de este PIR las cuatro infraestructuras de combustible que se consideraron claves fueron:

- El GNL terrestre en el puerto de San Juan con oleoducto a Palo Seco
- El GNL basado en barcos en Mayagüez (oeste),
- El GNL basado en barcos en Yabucoa (este), y

- El GNL basado en barcos (FSRU) en San Juan (solo para suplir a San Juan).

Cada uno de estos escenarios de infraestructura de combustible tiene mérito y también tiene inconvenientes que deben sopesarse en el contexto del estudio PIR más amplio. En consecuencia, se reserva una recomendación para seguir uno de estos escenarios hasta que se complete la revisión exhaustiva de las opciones de la PREPA.

Previsiones de Precios de Combustibles

Siemens preparó pronósticos del precio del combustible para el gas natural en el Henry Hub, petróleo crudo (West Texas Intermediate o WTI), los productos derivados del petróleo como el Diésel, el combustible residual y el carbón importado de Colombia.

Para la elaboración de las estimaciones de precios futuros (del 2018 al 2040), Siemens desarrolló sus propios estimados y los comparó con los de otras instituciones como el informe anual del Departamento de Energía de USA (AEO – Annual Energy Outlook), el Banco Mundial y otros consultores especializados en materia de combustibles.

Se elaboró una perspectiva para los precios de combustible entregados a los cuatro lados de Puerto Rico (Aguirre, San Juan/Palo Seco, Costa Sur, EcoEléctrica, Mayagüez y Yabucoa).

Estimación del Valor de la Carga Perdida

Como parte de planificación integrada de recursos de la PREPA, Siemens realizó un análisis de pérdida de carga para evaluar la probabilidad de que debido a cortes de generación y/o transmisión, el sistema sea incapaz de cumplir con la carga. El objetivo es identificar las horas en que la oferta local o de todo el sistema puede ser inadecuada para satisfacer la demanda.

Se modelaron dos escenarios uno representativo de la condición del sistema después de una tormenta mayor que se espera que ocurra con una cierta frecuencia (por ejemplo, huracán de categoría 1) y otro escenario después de una tormenta mayor que se espera que ocurra con menos frecuencia (por ejemplo, un huracán categoría 4) en el que el sistema se divide en las regiones prediseñadas. Se supone que cada Minired funciona de forma aislada durante 1 mes.

Como parte de este PIR, Siemens ha estimado el valor de la carga perdida (VOLL – Value of Lost Load) basándose en metodologías aplicadas en otros países o regiones. Para cumplir con los objetivos del PIR, Siemens calculó un ajuste de VOLL para cada uno de los portafolios de generación para evaluar el costo total esperado, incluido el costo de mantener la resiliencia, que FERC definió como: "La capacidad de resistir y reducir la magnitud y/o duración de los eventos disruptivos, que incluye la capacidad de anticipar, absorber, adaptarse y/o recuperarse rápidamente de tal evento".

VOLL es la métrica estándar utilizada para estimar el impacto económico de las interrupciones en el servicio de energía para los clientes y, por lo tanto, puede proporcionar una medida de la magnitud de los beneficios asociados con la disminución de la probabilidad de interrupciones del sistema de energía. En principio, VOLL es el valor que representa la disposición del cliente a pagar por un servicio de electricidad confiable o para evitar una interrupción.

Los VOLL promedio para una economía industrial desarrollada varían de aproximadamente \$ 9,000 / MWh a \$ 45,000 / MWh. Mirando a un nivel más desagregado, los clientes residenciales generalmente tienen un VOLL más bajo (\$ 0 / MWh - \$ 17,976 / MWh) que los clientes comerciales e industriales (C&I) (cuyos VOLL varían entre aproximadamente \$ 3,000 / MWh a \$ 53,907 / MWh). Las interrupciones de larga duración conducen a un mayor VOLL a medida que

los costos indirectos e inducidos de la interrupción aumentan con el tiempo (pérdida de salarios, pérdida de bienes perecederos, etc.). Para el caso de Puerto Rico el VOLL calculado por Siemens resultó en un promedio del sistema de \$ 31,897 /MWh, desgregado en \$ 12,270 /MWh para el sector residencial, \$ 84,051 /MWh para pequeño C&I, \$ 33,403 /MWh para C&I.

8. DESARROLLO DEL PLAN DE RECURSOS

Esta sección presenta los Escenarios, las Estrategias y las actividades descritas en la Parte 5, el resultado de la evaluación de los planes de generación resultantes, y las métricas y conclusiones asociadas con los planes.

Siemens investigó inicialmente más de 78 planes de recursos. Estos planes incluyeron numerosas opciones de cartera de generación. Estos diferentes planes consideraron puntos que fueron críticos para el PIR final, incluyendo, entre otros temas:

- Incertidumbre asociada con la demanda futura del cliente
- Precios futuros de tecnologías de generación, por ejemplo, eólica, solar, almacenamiento de energía con baterías
- Precios futuros de combustibles, particularmente gas natural y la disponibilidad potencial de infraestructura para entregar gas adicional a la isla
- Métodos prudentes para aumentar la resiliencia y la confiabilidad.
- Límites prácticos a la capacidad de la PREPA para interconectar el almacenamiento de energía de baterías nuevas y la generación de energías renovables
- Momento adecuado para la adición de recursos de nueva generación y el momento de retiro de los recursos existentes alimentados con combustibles fósiles.
- Planificación para desviaciones en las proyecciones de crecimiento de carga.

Esta evaluación inicial resultó en la identificación de un conjunto de 34 planes que fueron evaluados para crear el primer borrador del PIR. Posteriormente y en respuesta a las solicitudes de la PREB y los mandatos de la Ley 17-2019, se evaluaron 35 casos para identificar el plan de recursos recomendado.

En el reporte se pueden observar los resultados detallados de los siguientes aspectos para cada escenario:

- Determinación de las capacidades de generación a ser adiciones y retiradas.
- Gastos de Capital.
- Mezcla y reservas de generación futura.
- Diversidad de Combustibles.
- RPS y cumplimiento de regulaciones ambientales.
- Costos del Sistema: incluyendo costos anualizados de capital, costos de combustibles y costos fijos y variables de operación y mantenimiento.
- Resiliencia (consideraciones para formar Miniredes).
- Requisitos de alta eficiencia para la Generación con combustibles fósiles.
- Análisis de Sensibilidades.
- Impacto en las tarifas.
- Análisis de congestión y pérdidas en el sistema de transmisión, recortes de producción de renovables y energía no servida.

A continuación, se muestra un resumen de los principales resultados y las suposiciones de simulación utilizadas para cada escenario:

Resultados del Escenario 4

El portafolio de generación identificada como Escenario 4 Estrategia 2 (S4S2) da como resultado un plan que cumple con los criterios de menor costo, resiliencia y viabilidad en términos de instalación de almacenamiento solar y de baterías, así como resistencia y flexibilidad adicionales proporcionadas por la generación térmica local dentro las Miniredes. La Estrategia 2 utilizada para la formulación del portafolio se centró en los recursos de generación distribuidos, lo que se traduce en un requisito de que al menos el 80% de la demanda máxima debe ser suministrada localmente. Esta estrategia proporciona un sistema distribuido de generación flexible y con Miniredes que es más resistente y ubica los recursos de suministro más cerca del cliente. También se confirmó que la combinación de generación de este portafolio tiene capacidad de suministrar los niveles previstos de carga crítica.

El Escenario 4 considera el desarrollo de terminales de GNL en Yabucoa y Mayagüez a través de GNL a bordo. El escenario también incluye gas en el norte entregado a través de GNL terrestre en San Juan. El escenario utiliza los costos y la disponibilidad de energía solar y de almacenamiento en función de los supuestos de los casos de referencia.

Los siguientes supuestos adicionales se incluyeron en la simulación de este escenario:

- El pronóstico de carga se evalúa en los casos Base, Alta y Baja.
- Se supone que PPOA de AES expira en 2027 y no se renueva según las condiciones de la Ley 17-2019.
- Se supone que EcoEléctrica se renovará en 2022 con una reducción del 53% de los pagos fijos. Además, se supone que EcoEléctrica se ajusta para que tenga una mayor capacidad de apoyar la integración de las energías renovables.
- Las unidades 5 y 6 de San Juan se convierten en gas en junio de 2019. Se supone que el costo de la conversión está estructurado como un pago de capacidad de \$ 5 millones anuales por unidad que finaliza el 30/06/2024.
- Las unidades de San Juan están sujetas a restricciones de entrega de combustible; restricciones de combustible en barcos para julio de 2019-junio de 2024, y restricciones de GNL en tierra desde julio de 2024 hasta el final del período de pronóstico.
- Se supone que los programas de Eficiencia Energética cumplen con el requisito de la Ley 17-2019. Como resultado, la carga según el caso base, es un 35% inferior a los niveles de 2019 para 2038 y un 49% inferior teniendo en cuenta los efectos de la generación de propiedad del cliente. En comparación con la presentación de febrero, la carga ahora es un 20% más baja para 2038.
- El Escenario asume los costos y la disponibilidad de energía solar y de almacenamiento basados en supuestos de casos de referencia. Las nuevas instalaciones fotovoltaicas están limitadas a 300 MW en 2020 y 600 MW anuales a partir de entonces. Las instalaciones de almacenamiento están limitadas a 40 MW en 2019, 200 MW en 2020 y 600 MW anualmente a partir de entonces.
- El plan refleja la Ley 17-2019 con objetivos RPS de 20% para 2022, 40% para 2025 y 60% de penetración renovable para 2040.
- La nueva generación de aerogeneradores no se seleccionó según las proyecciones de precios renovables de "caso medio", a pesar de que estos recursos tienen alguna contribución al pico (alrededor del 20%).
- Cualquier generador no renovable se modela como totalmente depreciado para 2050 y listo para el retiro.

- Se verifica el cumplimiento del requisito de alta eficiencia de Generación con combustibles fósiles.
- El costo del GNL en tierra en San Juan está dimensionado para incluir la nueva central CCGT construida en el norte en Palo Seco (Bayamón). Siemens evaluó el potencial de combustible máximo utilizado en la terminal del nuevo ciclo combinado más las conversiones de San Juan 5 y 6 a gas.
- La PREPA puede comprar créditos de energía renovables (REC por las siglas en inglés Renewable Energy Credits) para cumplir con los requisitos del RPS, sin embargo, ya que los precios de REC no se conocen en este momento el cumplimiento del RPS se logró con 100% de generación fotovoltaica.
- Se asume que el CCGT ofrecido como una opción para el LTCE en Costa Sur quemará gas natural a un precio bajo las mismas condiciones desde una nueva terminal de GNL a bordo. Esta consideración hace que la selección de este CCGT sea independiente de cualquier suposición con respecto a los costos del gas que se entregará desde la terminal de GNL de Costa Sur.

Como se indicó en la Parte 5, el Escenario 4 se evaluó considerando tres niveles de crecimiento de carga (bajo, base y alto) y dos estrategias (2 y 3). La estrategia 1 con el crecimiento de carga base también fue considerada, así como dos sensibilidades; una a la terminal de GNL con base en barco en San Juan (sensibilidad 4) y alto costo de gas (sensibilidad 5).

Resultados del Plan ESM

El Plan de Modernización del Sistema de Energía (ESM) es un derivado del Escenario 4 basado en adiciones de expansión de generación fija discutidas a continuación. El propósito del Plan de ESM es acelerar la implementación utilizando las opciones que tienen la mayor probabilidad de lograr los objetivos de mejorar la confiabilidad y reducir los costos para los contribuyentes. El ESM también preserva la opcionalidad, a través del desarrollo temprano y los esfuerzos de permisos, para ubicaciones alternativas de recursos. El ESM contiene opciones de implementación consistentes con el amplio marco de los escenarios del PIR diseñados para respaldar la diversidad de generación, la resiliencia de la red y la rentabilidad, y que tenían las mejores posibilidades de éxito.

El plan de expansión de la capacidad a largo plazo del ESM (LTCE) se desarrolló teniendo en cuenta algunas decisiones predefinidas como se describe a continuación, otras decisiones como es el caso de la nueva generación fotovoltaica o eólica, almacenamiento, otras térmicas y el retiro de la generación existente fueron seleccionados por el LTCE.

Siemens comparó el plan ESM con el plan de menor costo aplicable (Escenario 4, estrategia 2) según el pronóstico de carga base.

El ESM se basa en las siguientes decisiones fijas:

- Reemplazo de los 18 GT Frame 5 existentes por GT de unidades móviles nuevas (de 23 MW cada una) o equivalentes en ubicaciones optimizadas, como una decisión fija para conectarse en 2021 y con GNL en contenedores como opción de combustible (418 MW en total).
- Desarrollar una terminal de GNL en Yabucoa (Caguas) y un CCGT Clase F de 302 MW en junio de 2025 que se construirá como una decisión fija.
- Desarrollar un CCGT Clase F en Palo Seco para 2025 alimentado por un GNL terrestre en San Juan.

- Desarrollar un nuevo GNL basado en buques en Mayagüez y la conversión a combustible dual de las unidades Aero Mayagüez (4x50MW) como una decisión fija. Además, como opción, el caso incluye la posibilidad de construir un CCGT Clase F de 302 MW en Mayagüez. La última opción no fue seleccionada por el LTCE.

Se usaron las mismas suposiciones para la simulación que se utilizaron para el Escenario 4.

Resultados del Escenario 1

El escenario 1 es un portafolio de generación en donde se asume que no se pueden desarrollar nuevos terminales de GNL en la isla; con la excepción del proyecto en curso para suministrar la conversión de San Juan 5 y 6. Solo el gas existente en la terminal de Costa Sur LNG está disponible para suministrar la infraestructura de generación existente, pero no se puede agregar nueva generación de gas.

El escenario también considera la disponibilidad de los supuestos del caso base para los costos y de energía solar y de almacenamiento.

El escenario 1 se simuló bajo el pronóstico básico de carga alta y baja y bajo tres estrategias, la estrategia 2 (80% de la demanda descentralizada satisfecha por el caso base de los recursos locales), la estrategia 3 (50% de la demanda satisfecha con la generación local) y la estrategia 1 (sistema centralizado).

Tres sensibilidades se ejecutaron también con este escenario; Sensibilidad 1; bajo costo de generación renovable, sensibilidad 5 alto precio del gas, sensibilidad 6 alto costo de generación renovable y sensibilidad 7; no se desarrolla la conversión de San Juan 5 y 6.

En general, el escenario 1 da como resultado un plan que tiene mayores costos de producción en comparación con otros planes, incluido el escenario 4 y el ESM, pero no tanto como en las presentaciones anteriores de este PIR, ya que los niveles de generación renovable son similares. La mayor parte del aumento en los costos proviene de los mayores costos de combustible ya que el plan no permite la incorporación de nuevos CCGT y, en algunos casos, requiere el uso de Costa Sur 5 y 6 por períodos más largos.

La resiliencia a nivel de Minired es comparable con el Escenario 4.

El Escenario 1 tiene un peor rendimiento de costos que el ESM y el Escenario 4 debido al mayor uso de la generación para picos de carga, el modo BESS y el mayor consumo de combustible en la flota de generación existente, particularmente en Mayagüez. En resumen, la falta de gas asumida por este escenario resulta en una mayor quema de combustibles menos limpios.

Resultados del Escenario 3 Caso Base

El portafolio de generación identificado como Escenario 3 Estrategia 2 (S3S2) da como resultado un plan que tiene costos de producción más bajos en comparación con el Escenario 4 y el ESM. La cartera tiene un buen equilibrio de recursos para un sistema distribuido en un nivel de Minired capaz de suministrar las cargas críticas cliente en caso de un huracán disruptivo importante.

Sin embargo, la implementación de 4,140 MW de energía solar en un sistema con una demanda máxima de 2,200 MW sería un desafío importante y podría ser difícil de lograr por razones prácticas. El funcionamiento del sistema sería un desafío con un nivel tan alto de penetración solar y su variabilidad natural, aumentando el riesgo de tener que reducir la generación de renovables en condiciones de baja carga (que anularía algunas de las economías percibidas) y ejercería tensión y dependencia en el almacenamiento de energía.

El Escenario supone costos de inversión de capital más bajos para energía solar y almacenamiento junto con una alta disponibilidad de energías renovables. También asume el gas disponible en Yabucoa (este) y Mayagüez (oeste) a través de GNL basado en barcos, además del gas suministrado al norte a través de GNL terrestre en San Juan. Se supone que el GNL con base en tierra en San Juan adquiere las aprobaciones de permisos requeridas.

La simulación económica del caso del Escenario 3 da como resultado 4,140 MW de adiciones de PV a escala de servicios públicos durante el período de estudio con 2,820 MW añadidos a partir de 2022 (el máximo disponible). Las instalaciones solares son 1,320 MW más grandes en comparación con el Escenario 4. La cantidad de adiciones de capacidad solar varía según el pronóstico de carga con 4,560 MW en un caso de alta carga y 4,080 MW en un caso de baja carga. El Plan también genera 330 MW de energía eólica, todo en 2038, ya que los costos de capital para la energía eólica se vuelven tan competitivos como la energía solar fotovoltaica.

Debido a la mayor penetración renovable, existe una necesidad de 3,000 MW de baterías para almacenamiento de energía instaladas durante el período de estudio, con menos de la mitad en 2019-2025. Se instala un segundo lote de almacenamiento después del retiro de AES.

En los casos base y de alta carga solo se instalaría un CCGT grande en Costa Sur (302 MW). Para el caso de baja carga, no habría nuevos CCGT instalados.

Las unidades 5 y 6 de San Juan se convertirían a gas natural en 2019, con San Juan 5 retirado económicamente en 2033 y San Juan 6 en 2030. EcoEléctrica se retira en 2024, en línea con el Escenario 4. El plan también construye 357 MW de plantas para picos de carga.

El plan cumple con MATS después de 2024 y logra un 87% de cumplimiento de RPS para 2038 (mucho más alto que el portafolio del escenario 4) como resultado de menores costos para las energías renovables y una mayor disponibilidad.

Resultados del Escenario 5 Caso Base

El escenario 5 es un caso solicitado por la Oficina de Energía para evaluar cómo se vería la expansión de la capacidad con restricciones mínimas. Para este Escenario, además de la terminal de GNL considerada en el Escenario 4, se supone que el Puerto de gas costa afuera de Aguirre logra permisos completos y aprobación regulatoria y puede avanzar. En línea con el enfoque de restricción mínima, el Escenario refleja un programa de energía tradicional y centralizado que enfatiza la economía y la confiabilidad en un sistema integrado (Estrategia 1) sin requisitos mínimos de generación para satisfacer la demanda máxima a nivel regional.

Otros supuestos en la simulación de este escenario incluyen el gas a Yabucoa y Mayagüez a través de GNL a base de buques, así como el gas al norte a través de GNL en tierra en San Juan. El Escenario utiliza el caso base de costos y disponibilidad de energía solar y de almacenamiento. Además, se podría construir un ciclo combinado más grande.

El portafolio de generación identificada como Escenario 5 Estrategia 1 da como resultado un plan que tiene costos de producción más bajos en comparación con el Escenario 4, aproximadamente \$ 227.5 millones por debajo. Sin embargo, las posibles reducciones de costos podrían compensarse por completo si la red de transmisión se ve afectada por un huracán importante que coloca el sistema en operaciones de Minired (el sistema se segmenta en áreas). Una estimación de alto nivel del impacto muestra un costo potencial de \$ 593 millones por la energía no servida durante un mes mientras se repara el sistema de transmisión.

La simulación económica del escenario 5 da como resultado 2,580 MW de adiciones de PV a escala de servicios públicos durante el período de estudio, 300 MW por debajo del plan del escenario 4. Toda la capacidad se instala hasta 2025 para cumplir con los objetivos de RPS.

En este escenario, se construyen 1,480 MW de almacenamiento de energía con baterías durante el período de estudio, principalmente hasta 2025, para apoyar las instalaciones solares.

Se instalan dos grandes CCGT de clase H en Costa Sur, uno en 2025 y el otro en 2028 (369 MW cada uno). No hay otros CCGT instalados en Bayamón, Mayagüez o Arecibo. Las necesidades máximas son similares al portafolio del escenario 4.

San Juan 5 y 6 se retirarán económicamente en 2026 y 2031 después de convertirse en gas natural en 2019, y se sugirió que una de las unidades permanezca en línea para proporcionar reserva en el área de San Juan-Bayamón, en particular en el caso de un huracán. EcoEléctrica se retira económicamente en 2024, igual que en el Escenario 4 y AES se retira a fines de 2027.

El plan cumple con MATS después de 2024 y logra un 67% de cumplimiento de RPS para 2038, por encima del mandato del 60% de RPS para 2040.

Consideraciones de la Planificación de los Márgenes de Reserva

El propósito de esta parte es discutir la Planificación del Margen de Reserva (PMR) en mayor profundidad. En los análisis se descubrió que el PMR adoptado del 30% no es vinculante en la mayoría de las condiciones y en particular para los planes que se consideran que contienen las decisiones recomendadas. Para identificar los escenarios en los que PMR era vinculante, se investigó el margen de reserva para todos los escenarios y casos durante todos los años. Para los casos en que el nivel de reservas era cercano al 30% (PMR), evaluamos si se construyeron nuevas unidades pico en respuesta a los bajos niveles de reserva.

Cabe señalar aquí que, para las carteras preferidas, S4S2B y ESM, el PMR nunca fue una restricción vinculante, es decir, no desencadenó explícitamente nuevas construcciones de unidades de pico.

9. ADVERTENCIAS Y LIMITACIONES

A continuación, presentamos una lista de las advertencias y limitaciones del PIR:

1. El PIR evalúa el bien público más alto y la protección de los intereses de los residentes de Puerto Rico, que pueden no ser necesariamente idénticos a los intereses de la PREPA si se ven desde la perspectiva de una empresa de servicios.
2. El PIR no aborda directamente la tecnología de activos específicos, la optimización de activos, la optimización del combustible, las adquisiciones, los problemas de interconexión, los nuevos contratos, la renegociación de contratos, los derechos de negociación colectiva, los detalles de los terrenos o la propiedad.
3. El PIR no establece estructuras de tarifas.
4. El PIR no aborda directamente el proceso de reestructuración de la deuda o los planes de privatización.
5. La implementación de la Ley de Transformación del Sistema Eléctrico de Puerto Rico es un proceso separado fuera del cronograma acelerado de desarrollo del PIR.
6. El PIR se realizó con amplias aportaciones de un amplio grupo de partes interesadas, incluido el público y los clientes, bajo un cronograma acelerado y en paralelo con muchas otras actividades relacionadas, pero puede no considerar o considerar parcialmente

todas las externalidades que son críticas para la implementación o ejecución del Plan de Recurso Preferido.

7. En los Talleres, se descubrió que las partes interesadas generalmente preferían una estrategia basada en recursos de suministro distribuidos (Estrategia 2) en lugar de centralizados (Estrategia 1) para la situación de Puerto Rico porque proporciona una red más resiliente, ya que el suministro se encuentra más cerca a la carga. Los participantes vieron la Estrategia 3 (combinación de generación centralizada y distribuida) como un paso a corto o mediano plazo hacia la Estrategia 2. Siguiendo las preferencias de los interesados, los análisis del PIR se centraron en las Estrategias 2 y 3 y solo se ejecutó un caso con la Estrategia 1. Se observó que los recursos centralizados más grandes alineados con la Estrategia 1 generalmente proporcionan costos de energía más bajos que los recursos distribuidos, pero dependen de la confiabilidad del sistema de transmisión durante un evento importante como un huracán. Teniendo en cuenta la experiencia con los huracanes de 2017 en Puerto Rico, se seleccionó una estrategia de recursos distribuidos para proporcionar resiliencia al servicio eléctrico, a pesar de que podría resultar en costos más altos.
8. Se espera que la carga servida por la PREPA disminuya significativamente en el horizonte de planificación del PIR debido a una combinación de la reducción de la carga base esperada (impulsada por la población y los cambios económicos), ganancias de eficiencia energética y recursos generación del lado de la demanda. Aunque el modelo se realizó considerando tres niveles de pronóstico de carga (Alto, Base y Bajo) y se espera que el Plan de Recursos Preferidos funcione bien en todos ellos al preservar la flexibilidad para adaptarse. Sin embargo, un cambio drástico en estos supuestos podría afectar los resultados del PIR y requerir cambios significativos en dicho plan. Por lo tanto, es importante revisar el plan PIR en el plazo de tres años establecido por la Ley 57-2014 para verificar estos supuestos.
9. Las principales fuentes de datos utilizadas para el pronóstico de carga incluyeron Moody's Analytics, el Fondo Monetario Internacional, el Banco Mundial, la Oficina del Censo de los EE. UU., La Reserva Federal de Datos Económicos de St. Louis (FRED) y la Junta de Supervisión de la Administración Federal de Puerto Rico (FOMB). En particular, Siemens utilizó datos históricos y pronosticados del FOMB para el PNB y la población para el pronóstico de carga del PIR. Siemens asumió que los datos de estas fuentes son confiables y correctos. Si, en el futuro, se descubre que estos datos o cualquier parte de ellos son incorrectos, se deberá realizar una revisión del pronóstico de carga y el modelo del PIR para corregir los resultados PIR.
10. Las reglamentaciones ambientales que Siemens y la PREPA determinan que son potencialmente significativas y que se incluyen en el análisis del PIR incluyen las reglamentaciones federales sobre el aire, las reglamentaciones sobre el agua y las políticas locales que dictan objetivos para las energías renovables y alternativas. Un cambio significativo en estos supuestos podría afectar los resultados del PIR y requerir cambios en dicho plan. Por lo tanto, es importante revisar el plan PIR en el plazo de tres años establecido por la Ley 57-2014 para verificar estos supuestos.
11. Las tecnologías de generación convencionales (CCGT, GT, RICE, etc.) incluidas en el PIR se consideran representativas y se seleccionan para fines de modelado. Hay múltiples desarrolladores que pueden proporcionar equipos equivalentes y los hallazgos en el PIR no deben considerarse prescriptivos de un diseño de generación en particular. Esta selección de tecnologías fue el resultado del análisis de Siemens de los recursos disponibles de nueva generación que permiten flexibilidad y confiabilidad del sistema, incluida la integración de grandes bloques de capacidad renovable, principalmente solar.
12. La ubicación de la generación de picos depende de las necesidades de soporte local, que a su vez dependen de la generación y la carga disponibles. Si hay cambios con

- respecto a los supuestos en este documento, la PREPA debe tener la flexibilidad para ajustar y volver a implementar estas unidades.
13. El PIR considera que toda nueva generación renovable tendrá precios de mercado ajustados a las condiciones de Puerto Rico. Esto implica que todos los contratos preexistentes asociados con proyectos que no han comenzado la construcción se anulan y se avanza nuevos procesos de RFP completamente competitivos. Para los proyectos en operación o pre-operación, Siemens asumió condiciones de precio fijo basadas en los precios de los contratos actuales. Si no se logran estos precios marcados para la nueva generación, los planes LTCE se ven directamente afectados, lo que probablemente resulte en una integración mucho menor de las energías renovables con el sistema.
 14. El PIR asume una línea de tiempo acelerada para proyectos solares y de almacenamiento, suponiendo una vía rápida de permisos, presentación adecuada del diseño del proyecto para su evaluación por la PREPA, y asegurando el terreno para la línea e instalaciones de interconexión. Además de los eventos imprevistos que podrían retrasar estas tareas, esta línea de tiempo podría retrasarse debido a limitaciones en la cantidad de instalaciones anuales que pueden llevarse a cabo efectivamente en paralelo manteniendo el funcionamiento continuo del sistema de energía.
 15. En el caso del almacenamiento a escala de servicios públicos, se observa que la cantidad recomendada en el PIR es mucho mayor que la capacidad total instalada actualmente en todo Estados Unidos. Esto representa una instalación nunca antes realizada en una red eléctrica, especialmente ni en un sistema aislado como el de Puerto Rico. Por lo tanto, se prevé que los primeros proyectos de almacenamiento tomarán más tiempo para desarrollarse e integrarse con el sistema de energía, ya que serán los proyectos piloto de almacenamiento muy grande en Puerto Rico. En particular, la curva de aprendizaje se definirá con aquellos proyectos que deben desarrollarse manteniendo la confiabilidad y la continuidad del servicio en Puerto Rico.
 16. Para mantener la confiabilidad del sistema, la PREPA no debe encargarse ni permitir la interconexión de proyectos de energía solar fotovoltaica o eólica a la red hasta que el componente de almacenamiento de energía correspondiente se comisione e interconecte de acuerdo con los requisitos técnicos de almacenamiento de energía. Los proyectos de energía solar fotovoltaica seguirán cumpliendo con los MTR relacionados con el recorrido de frecuencia, el recorrido de voltaje, la capacidad de potencia reactiva y la regulación de voltaje, además de su total cumplimiento con los requisitos de regulación de frecuencia y respuesta de frecuencia que deben cumplirse mediante almacenamiento de energía separado o integrado. Se espera que este enfoque fomente la competencia y la innovación y, al mismo tiempo, garantice que la regulación requerida y el cambio de energía estarán disponibles para la integración fotovoltaica antes de su interconexión.
 17. El PIR recomienda la retirada de la flota generadora de vapor existente en diferentes momentos, incluidas las unidades Aguirre 1 y 2 en 2019. Sin embargo, estas recomendaciones se basan en otros desarrollos de requisitos previos que incluyen la reducción prevista de la carga, los niveles asumidos de confiabilidad del resto de la flota existente al momento del retiro y la puesta en servicio de los recursos de nueva generación. Es probable que las fechas de puesta en servicio del PIR formuladas el año pasado se desvanezcan y no es poco realista esperar que los retiros de unidades planificados presentados en este documento se pospongan correspondientemente. Además, el retiro de las unidades generadoras existentes solo debe implementarse después de que se hayan cumplido todos los requisitos previos anteriores, en particular que todos los recursos nuevos estén totalmente operativos y que las unidades planificadas para el retiro no sean necesarias para la operación confiable del sistema.

18. El PIR se basa en ciertas suposiciones con respecto al rendimiento técnico esperado y las estimaciones de costos de capital para los recursos de generación, incluidos los recursos térmicos y la terminal de GNL que, si bien se consideran razonables, podrían tener un impacto importante en la implementación si ocurrieran desviaciones materiales. La mayoría de los proyectos recomendados se encuentran en etapas muy preliminares de formulación del alcance y, como tales, tienen un alto grado de incertidumbre asociada con las estimaciones. Además, la PREPA puede recomendar cambiar estos elementos de acción en años futuros si el consumo de energía del cliente o las respuestas del proveedor a las solicitudes difieren sustancialmente de las anticipadas y descritas en este PIR.
19. Las sensibilidades sobre el precio del combustible se llevaron a cabo como parte de este PIR. Sin embargo, este aspecto puede tener un impacto importante en el desempeño de los planes recomendados y debe ser monitoreado como parte de las revisiones de este plan.
20. Las fechas de instalación proporcionadas para el equipo están en función de supuestos múltiples, incluidos los tiempos de permisos, ingeniería y construcción. Para aquellos casos en que el equipo se compromete por la entrada supuesta más temprana, las fechas deben leerse como la fecha informada o anterior.
21. El proceso de "proyecto crítico" del FOMB bajo la Sección 503 de PROMESA es un proceso separado fuera del cronograma acelerado del desarrollo del PIR.
22. Se asumió que toda la nueva generación distribuida conectada al sistema cumple y debe cumplir con el nuevo estándar IEEE 1547-2.
23. El PIR es una herramienta de planificación que se utilizará como guía para el desarrollo de recursos futuros en Puerto Rico y puede no tener todos los detalles necesarios para la emisión, contratación e implementación de RFP.
24. El PIR no es un plan maestro de distribución que requeriría un nivel de esfuerzo similar al desarrollo de este PIR. Por lo tanto, las inversiones en distribución se consideran a un nivel representativo muy alto.

10. PLAN DE ACCION

Esta Parte resume las acciones recomendadas que la Oficina de Energía debe aprobar y que la PREPA debe emprender en el período de 2019 a 2023 para implementar el Plan Preferido identificado en el PIR (Plan de Acción). Los planes de acción para los primeros cinco años de este PIR son los más importantes porque sientan las bases para el futuro del sistema eléctrico de Puerto Rico, que crea opciones para la PREPA a medida que las incertidumbres se resuelven con el tiempo. Este plan describe un ambicioso programa de inversión y reestructuración de todo el sistema de servicios públicos de la PREPA para preparar mejor a la isla para resistir y recuperarse de eventos climáticos futuros reduciendo la interrupción del servicio y posicionar la isla para adaptarse a los cambios futuros a las condiciones económicas y requisitos de energía de la isla. El Plan de Acción se divide en tres subsecciones para:

1. **Ecologizando el suministro** - incluidas las nuevas incorporaciones de generación de energía solar fotovoltaica, almacenamiento de energía, generación de gas natural e infraestructura de suministro, y la retirada o conversión de toda la generación existente de carbón y fuelóleo pesado.
2. **Creación de una red resiliente** – incluye cambios en el sistema de transmisión y distribución para respaldar la mayor resistencia, incluidas las operaciones de mini red y micro red.

3. **Involucrando al cliente** - incluyendo cambios en el sistema para apoyar la incorporación de PV en techos y los programas recomendados de eficiencia energética y respuesta a la demanda.

La PREPA actualmente planea solicitar ofertas de los proveedores de PPOA, contratos de arrendamiento de instalaciones o estructuras comerciales similares donde los postores diseñarían, construirían y financiarían, o diseñarían, construirían, financiarían, operarían y mantendrían los proyectos y venderían energía o el uso del proyecto para PREPA. Los gastos de capital estimados proporcionan una indicación de la magnitud de las inversiones que serían financiadas por proveedores potenciales. Los costos de financiamiento del proveedor se pagarían a través de los ingresos de un PPOA u otro acuerdo comercial y, en última instancia, se convertirían en parte de los gastos operativos de la PREPA, en lugar de los gastos de capital de la PREPA.

Las recomendaciones fundamentales de este PIR son a) integrar la cantidad máxima de generación renovable que es práctica para interconectarse en los primeros cuatro años del período de planificación, b) agregar recursos distribuidos y fortalecer la red de transmisión y distribución para que pueda segregarse en ocho islas eléctricas en gran medida autosuficientes (Miniredes), c) aumentar la eficiencia energética y la respuesta a la demanda y d) retirar unidades obsoletas de petróleo y modernizar la flota de generación con turbinas de gas alimentadas con GNL. Estos cambios son esenciales para mitigar, gestionar y permitir la recuperación oportuna de una gran tormenta, al tiempo que se cambia la generación tradicional de fuelóleo pesado y combustibles destilados a energías renovables y gas natural más limpio. Las recomendaciones fundamentales de este PIR proporcionan resistencia al sistema, tarifas eléctricas más bajas, crean asociaciones con el cliente y mejoran la sostenibilidad.

Ecologizando el suministro

El plan ESM fue seleccionado como el recomendado, ya que representa una opción práctica y de bajo costo que proporciona el alto nivel de contribución de energía renovable y mejora significativamente la capacidad de recuperación del sistema. Los planes de acción incluyen recursos de nueva generación e infraestructura de combustible, modificaciones a los recursos existentes y modificaciones recomendadas al PPOA existente con EcoEléctrica. Además, la sección incluye una discusión de las actividades recomendadas asociadas con las adiciones de generación e infraestructura de combustible a Yabucoa y Mayagüez que proporcionan al plan ESM una cobertura adicional contra las incertidumbres. Todas las adiciones de nueva generación se solicitarán como PPOA.

A continuación, un resumen de las principales acciones de este plan:

Instalación de 1800 MW de generación solar fotovoltaica (PV)

La PREPA planea instalar hasta 1800 MW de energía solar fotovoltaica en los primeros 5 años del plan (2019 a 2023). Se emitirán RFP para bloques de aproximadamente 250 MW de energía solar fotovoltaica, con BESS asociado según el precio. Se espera que las respuestas a cada bloque de RFP incluyan múltiples proyectos de capacidad variable.

La urgencia de agregar tanta energía fotovoltaica como sea práctica está impulsada por la necesidad de proporcionar energía distribuida a las cargas críticas y prioritarias en las Miniredes lo antes posible, la economía convincente de la energía fotovoltaica versus a la generación fósil existente, el vencimiento pendiente del impuesto federal a los créditos de inversión y el requisito de cumplir con la Ley 17-2019. La PREPA planea solicitar los proyectos de energía solar fotovoltaica como PPOA y puede solicitar opciones comerciales alternativas adicionales.

Además, la PREPA planea considerar la posibilidad de solicitar la energía solar fotovoltaica como un proyecto independiente, la energía solar fotovoltaica más BESS en una oferta combinada y BESS como una oferta independiente. Los permisos acelerados y el respaldo financiero de los PPOA desempeñarán un papel fundamental.

Instalación de 920 MW de almacenamiento de energía con baterías (BESS)

La PREPA planea instalar 920 MW de BESS en los próximos cinco años. Las cantidades de BESS que se instalarán se correlacionan con la capacidad de la instalación fotovoltaica solar y los recursos necesarios para las Miniredes. Las adiciones de BESS planificadas se dividen entre 200 MW con capacidad de almacenamiento de 2 horas, 680 MW con capacidad de almacenamiento de 4 horas y 400 MW con una capacidad de almacenamiento de 6 horas. Se emitirán RFP para bloques de BESS de aproximadamente 150 a 200 MW.

Modificación y retiro de recursos existentes

Las acciones de este plan se resumen en:

- Conversión del Ciclo Combinado San Juan 5 & 6 (2x200 MW) a Gas Natural.
- Renegociación y extensión del contrato con EcoEléctrica
- Conversión de las plantas San Juan, Aguirre 1 & 2 y Palo Seco 3 & 4 a Condensadores Sincrónicos.

Retiro de Unidades de Generación

En el ESM, los siguientes retiros de unidades se identifican como posibles en los primeros cinco años del plan, sujeto a la disponibilidad de los recursos de nueva generación y a la realización de los otros supuestos en el plan de expansión de capacidad.

Debe destacarse que el PIR identificó que los retiros económicos que se muestran a continuación se basan en varios desarrollos de requisitos previos que incluyen la reducción prevista de la carga, los niveles asumidos de confiabilidad de la flota existente que permanece en línea hasta su retiro planificado y la puesta en servicio oportuna de los recursos de nueva generación. Además, hasta que los recursos de nueva generación estén disponibles, la PREPA deberá mantener unidades clave para garantizar la disponibilidad y la confiabilidad.

Unidad	Ultimo año de Servicio
Frame 5 para Picos	2019 a 2021
Aguirre ST 1&2	2019
Costa Sur 5&6	2020
San Juan 7	2023
San Juan 8	2021

Instalación de nuevos recursos de Generación

Las acciones de este plan se resumen en:

- Instalación del Ciclo Combinado Costa Sur (302 MW Clase F)

En todos los casos, incluido el ESM, a menos que el contrato con EcoEléctrica se renegocie y extienda con éxito, se recomienda reemplazar el suministro de EcoEléctrica por un nuevo CCGT de 302 MW alimentado con gas natural en Costa Sur. Sin embargo, el PPOA EcoEléctrica está programado para expirar en 2022 y se estima que lo más pronto que un CCGT podría estar en servicio en Costa Sur es enero de 2025. Por lo tanto, para preservar la fecha potencial de operación más temprana para el CCGT, la PREPA debe comenzar de inmediato y proceder con las actividades preliminares para desarrollar el CCGT en paralelo con los esfuerzos para renegociar el contrato con EcoEléctrica. Si la renegociación con EcoEléctrica es exitosa, la necesidad de esta unidad se reevaluará en función del crecimiento de la carga y el progreso de los otros proyectos de desarrollo de generación.

- Instalación del Turbinas Móviles a Gas para picos de carga (18x23 MW)

El plan de ESM requiere la instalación de 18 turbinas móviles, de 23 MW cada uno, distribuidos en cinco ubicaciones diferentes de la isla con preferencia para aquellas ubicaciones donde se encuentran actualmente las unidades Frame 5 de 21 MW que serán retiradas. Estas nuevas unidades serán capaces de quemar gas natural en contenedores entregados por camión con tanque en el sitio. Se requiere que las unidades proporcionen una generación distribuida confiable para servir cargas críticas y prioritarias dentro de las Miniredes. Como se trata de unidades generadoras móviles, las dos unidades adicionales recomendadas con el caso de ESM proporcionarán a la PREPA una mayor flexibilidad para mover las unidades a otras Miniredes si es necesario.

Nueva estructura de Gas Natural

- Terminal terrestre de GNL en San Juan

Esta nueva terminal de GNL se recomienda como una opción preferida para suministrar grandes cantidades de gas natural a las plantas de San Juan y Palo Seco. El proyecto proporcionaría una instalación de almacenamiento y vaporización de GNL en tierra cerca de la planta de San Juan y una tubería de gas natural desde San Juan hasta la planta de Palo Seco.

Adiciones para preservar opciones e incertidumbres de cobertura

Siemens recomienda que ciertos elementos del plan de ESM sirvan de protección contra las incertidumbres. Los proyectos descritos a continuación para nueva infraestructura de GNL, adiciones de generación y conversiones de combustible en Yabucoa y Mayagüez son parte de la cartera de LTCE para el ESM. Estos proyectos dependerán del crecimiento de la carga o el retraso o modificaciones a otros proyectos de generación. La intención sería proceder solo con los permisos preliminares y la ingeniería para este proyecto y luego reevaluar su necesidad, antes de hacer compromisos contractuales importantes para la compra o construcción de equipos. A continuación, la descripción de estos proyectos:

- Terminal basado en barco de GNL en Yabucoa y CCGT Yabucoa (302 MW Clase F)

La adición de una terminal de GNL en Yabucoa, y el CCGT de 302 MW asociado es parte del ESM. La operación comercial planificada de la terminal y el CCGT está prevista para enero de 2025. Sin embargo, para cumplir con esta fecha de operación, el proyecto debería comenzar de inmediato.

- Terminal basado en barco de GNL en Mayagüez, conversión a GNL los generadores de pico (4x50 MW) y construcción de CCGT (302 MW Clase F)

La adición de una terminal de GNL en Mayagüez y la conversión asociada de las unidades para picos de carga existentes a gas natural se encuentra en los casos de ESM. La fecha de operación comercial recomendada para el caso base de ESM es enero de 2023 para la infraestructura de GNL y las conversaciones de los generadores picos. También se consideró un nuevo CCGT de 302 MW para este sitio como una alternativa a los otros grandes proyectos de CCGT que tienen una fecha de operación comercial de enero de 2025.

Permisos y Actividades Regulatorias

Este PIR requiere que todos los principales gastos y compromisos contractuales a los que se hace referencia en este documento sean aprobados por el PREB.

Además, el plan de acción descrito anteriormente requerirá una gran cantidad de aprobaciones adicionales del gobierno de Puerto Rico y las agencias del gobierno federal. La aprobación incluye permisos de uso de aire, agua y tierra asociados con el diseño, construcción y operación de los proyectos de generación. Una lista parcial de permisos probables asociados con los nuevos recursos y la infraestructura de gas incluyen:

- Revisión de EPA y EQB para permisos de emisiones a la atmósfera.
- Sistema Nacional de Eliminación de Descargas de Contaminantes de la EPA (NPDES) para permisos de agua.
- Certificación de calidad del agua EQB.
- Evaluación Ambiental (EA) o Declaración de Impacto Ambiental (EIS) revisada por varias agencias federales y de Puerto Rico.
- Permisos de construcción de la Oficina de Administración de Permisos de Puerto Rico (OGPe).

Si bien la PREPA deberá respaldar estas solicitudes y permisos para todos los proyectos enumerados, la PREPA espera que los oferentes del proyecto proporcionen la gran mayoría del trabajo y los gastos asociados con los permisos requeridos.

Creación de una red resistente

La arquitectura Minired es la base para el futuro del sistema eléctrico de Puerto Rico. Las recomendaciones contenidas en esta sección trabajan juntas sinérgicamente. El sistema debe entenderse primero desde la red, con los recursos de oferta y demanda análogos integrados en cada Minired.

La PREPA ha identificado una lista exhaustiva de proyectos relacionados con el sistema de transmisión para que las instalaciones de transmisión existentes cumplan con los estándares actuales, así como el nuevo refuerzo de la construcción y la infraestructura de líneas de transmisión (cables subterráneos) y subestaciones de transmisión para las operaciones de Minired. Esto forma una gran cartera de inversiones de capital de transmisión para las cuales es esencial un plan de implementación priorizado y un cronograma estimado.

Los proyectos se centran principalmente en permitir que el sistema de transmisión de la PREPA funcione como Miniredes múltiples durante o poco después de un evento importante, y antes de que la infraestructura se pueda restaurar a las operaciones integradas del sistema.

Hay algunos proyectos en la categoría de fortalecimiento de infraestructura existente y reemplazo de infraestructura obsoleto que están relacionados con la operación confiable de Miniredes. La mayoría de los proyectos de subestaciones de transmisión están relacionados con la conversión de las subestaciones existentes en subestaciones con aislamiento de gas.

El plan de acción descrito anteriormente requerirá una gran cantidad de aprobaciones adicionales de las autoridades y agencias del gobierno federal de Puerto Rico.

Permisos: La aprobación incluye permisos de uso de aire, agua y tierra asociados con el diseño, construcción y operación de los proyectos de transmisión. Evaluación Ambiental (EA) o Declaración de Impacto Ambiental (EIS) revisada por varias agencias federales y de Puerto Rico y la Oficina de Administración de Permisos de Puerto Rico (OGPe) y permisos de construcción.

Aprobación de ubicación: la mayoría de los proyectos de transmisión de alto voltaje requerirán la aprobación de ubicación estatal. Los patrocinadores del proyecto deberán realizar trabajos de ingeniería ambiental y de detalle para establecer un plan de proyecto altamente detallado para respaldar la aplicación.

Humedales y vías fluviales: cualquier proyecto propuesto debe ubicarse para evitar y minimizar los impactos en los humedales u otras áreas de preocupación ambiental. Si el proyecto no puede evitar dicho impacto, se espera que esté sujeto a las regulaciones de ciertos programas de permisos adicionales, a saber, la Sección 401 y la Sección 404 de la Ley de Agua Limpia, la Sección 10 de la Ley de Ríos y Puertos. Se realizarán análisis detallados para la ubicación y la ruta del permiso específico.

Otros permisos menores: además de lo anterior, se pueden requerir algunos otros permisos menores para cualquier construcción. Estos incluyen permisos relacionados con la limpieza del espacio aéreo, control de aguas pluviales/erosión y sedimentación, cruces de carreteras y cruces de servicios públicos y ferrocarriles.

Si bien la PREPA deberá respaldar estas solicitudes y permisos para todos los proyectos enumerados, la PREPA espera que los oferentes del proyecto proporcionen la gran mayoría del trabajo y los gastos asociados con cualquier actividad de permisos requerida.

Involucrar al cliente

El involucrar a los clientes es crítico para la operación futura del sistema energético de Puerto Rico. Las mejoras en el sistema de distribución y la aceleración equivalente de la eficiencia energética y la respuesta a la demanda permitirán a los clientes desempeñar un papel significativo en la red eléctrica de Puerto Rico.

Las inversiones en el sistema de distribución están diseñadas para lograr los siguientes objetivos:

- Asegurar la resiliencia del suministro al cliente final a un nivel consistente con las mejoras realizadas en los sistemas de generación y transmisión para la formación de Miniredes y con un enfoque inicial en Cargas Críticas y Prioritarias.
- Apoyar la integración de recursos energéticos distribuidos y, en particular, solar en los techos.

Para lograr estos objetivos, Siemens, con la colaboración de la PREPA, evaluó los tipos de carga (Crítica, Prioritaria o Equilibrada) atendidos por cada uno de los alimentadores en el sistema y

creó un índice de conversión de prioridad basado en la importancia de la carga servida y la condición de los activos que sirven a la carga.

Con el procedimiento anterior, se identificaron las subestaciones con aislamiento aéreo que deberían actualizarse a aislamiento encapsulado en gas (GIS) para garantizar su supervivencia ante un huracán mayor y que fueran atendidas por subestaciones de transmisión que iban a actualizarse, o que ya tienen un nivel adecuado de confiabilidad y no necesitan ninguna actualización. Además, Siemens coordinó el momento de la actualización en los niveles de transmisión y distribución para que los proyectos se realizaran en paralelo tanto como sea posible. Finalmente, en la conversión a GIS, se dio prioridad a aquellas subestaciones con voltajes inferiores a 13,2 kV, ya que el sistema debería normalizarse a ese voltaje y existe una fuerte correlación de la infraestructura obsoleta, particularmente aquellas con el voltaje más bajo del sistema de distribución primaria de 4,16 kV.

Para los alimentadores, se siguió un procedimiento similar al de las subestaciones, y en este caso, se identificaron los alimentadores que, dada la importancia de la carga servida, deberían reconstruir sus tramos principales (también llamados troncales) de conductores aéreos a cables subterráneos. Como antes, se dio prioridad a los alimentadores con voltajes inferiores a 13,2 kV y que estaban asociados a subestaciones que iban a actualizarse a GIS o que ya tenían niveles adecuados de confiabilidad.

Para la incorporación de sistemas fotovoltaicos (PV), Siemens realizó una estimación de alto nivel del posible impacto del crecimiento fotovoltaico en techos proyectado en los próximos cinco años de manera conservadora, suponiendo que ocurra en los alimentadores donde ya hay instalaciones. Este análisis identificó aquellos alimentadores donde es posible que haya problemas de regulación de voltaje, sobrecargas localizadas o el riesgo de flujos de energía inversa al sistema de transmisión. Con este enfoque, identificamos un grupo de alimentadores de 4,16 kV que son fuertes candidatos para actualizar a 13,2 kV.

El plan de acción descrito anteriormente requerirá una gran cantidad de aprobaciones adicionales de las autoridades y agencias del gobierno federal de Puerto Rico. Se espera que sean similares a los de transmisión, aunque de menor alcance y plazos más rápidos. El principal desafío para la distribución será la programación de múltiples proyectos y la coordinación con la transmisión.

La eficiencia energética es siempre el recurso de menor costo y la menor demanda a un costo mucho menor que el nuevo suministro y la transmisión y distribución asociadas. El plan de acción exige establecer la Eficiencia Energética (EE) y con el objetivo de reducir la demanda en valores que se aproximen al 2% por año. La eficiencia energética puede agregar más de 600 GWh de demanda reducida para el 2025.

La respuesta a la demanda respalda los objetivos de confiabilidad y resiliencia al asociarse con el cliente para aprovechar su flexibilidad operativa inherente. Los programas de respuesta a la demanda se vuelven cada vez más importantes a medida que aumenta la penetración de renovables. El plan de acción requiere el establecimiento de programas de respuesta a la demanda (DR) con un objetivo de más de 60 MW de flexibilidad para el sistema para 2025. Se debe reforzar el sistema de distribución y permitir el flujo bidireccional de energía y proporcionar regulación de voltaje y control de parpadeo para facilitar el alto penetración de energía distribuida, según lo previsto en este PIR.