

La privatización de AEE perjudicará los consumidores y frenará la recuperación económica

El plan aumentará las tarifas mientras pierde la oportunidad de hacer transición a renovables

Resumen Ejecutivo

Muchas promesas se han hecho sobre los beneficios de la privatización de la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE). A pesar de las promesas, no ha habido una evaluación pública sobre cuánto costará al pueblo de Puerto Rico tal privatización. Este informe cuestiona y responde la pregunta: ¿Cuánto cambiará el costo de la electricidad bajo un nuevo sistema privatizado?

El plan de privatización impondrá una carga innecesaria a un costo irrazonable. De implementarse, los planes actuales para privatizar el sistema eléctrico de Puerto Rico resultarán en que para el año 2024 el precio a los consumidores será de 27 centavos/kWh. Esto es 18 % más que los niveles de 2018 y 35 % más que la meta de 20 centavos/kWh establecida por el plan financiero de la AEE. El sistema arriesgará futuros aumentos en los precios atados mayormente a la volatilidad de los mercados de gas natural. El resultado será un paso en retroceso para la electricidad asequible, un sistema económico no competitivo y una oportunidad perdida para maximizar la menos costosa energía renovable.

En los pasados años, mientras continuaba el debate sobre AEE y su futuro, entes interesados han apuntado varios puntos críticos sobre la asequibilidad eléctrica: PREPA and the Financial Oversight and Management Board (FOMB) have set a long-term goal of electricity at 20 cents per kWh.

- AEE y la Junta de Supervisión y Administración Financiera (JSAF) han establecido la meta de largo plazo de 20 centavos por kilovatio-hora.
- Grupos de negocios han presionado para tarifas a 16 centavos/kWh para hacer a Puerto Rico más económicamente competitivo.
- El costo mayor al sistema son el combustible y el servicio a la deuda. Estos deben ser reducidos sustancialmente para lograr los objetivos de asequibilidad.
- Bajo las condiciones actuales, las tarifas eléctricas probablemente aumenten a casi 30 centavos por kWh, según el Plan Fiscal de AEE certificado por JSAF, de saldar totalmente la deuda heredada.

- La AEE ha fallado en dar prioridad a la energía renovable y hacer inversiones en eficiencia energética que ayuden a bajar los costos. Este fue el hallazgo del Negociado de Energía de Puerto Rico, JSAF y organizaciones de negocios y laborales. El Senado puertorriqueño recientemente aprobó un proyecto que llama a un 100 % energía renovable para el 2050, pero la AEE no tiene un plan para cumplir esa meta.

De ser implementado, el actual y continuamente cambiante marco de privatización de la AEE no logrará ninguno de los objetivos de asequibilidad articulados por las entidades gubernamentales y las partes interesadas. En su lugar, resultará en un sistema que es más caro, menos responsable y plagado de incertidumbre para cualquier inversionista. Como fue diseñado, los proyectos de privatización probablemente recibirán aprobación fuera del Plan Integrado de Recursos (PIR) de Puerto Rico, una práctica que solo socava aún más la falta de planificación y controles y la continua dependencia en procesos políticos para asignar grandes contratos gubernamentales con implicaciones significativas de salud y seguridad para el público.

El modelo de IEEFA para un sistema futuro utiliza las siguientes suposiciones conservadoras, las cuales están mayormente basadas en declaraciones de funcionarios públicos de Puerto Rico y la evolución de leyes y reglamentos sobre la privatización. By 2024, generation will consist of 67% natural gas, 13% coal and 20% renewable energy.

- AEE y la Junta de Supervisión y Administración Financiera (JSAF) han establecido la meta de largo plazo de 20 centavos por kilovatio-hora.
- Grupos de negocios han presionado para tarifas a 16 centavos/kWh para hacer a Puerto Rico más económicamente competitivo.
- El costo mayor al sistema son el combustible y el servicio a la deuda. Estos deben ser reducidos sustancialmente para lograr los objetivos de asequibilidad.
- Bajo las condiciones actuales, las tarifas eléctricas probablemente aumenten a casi 30 centavos por kWh, según el Plan Fiscal de AEE certificado por JSAF, de saldar totalmente la deuda heredada.
- La AEE ha fallado en dar prioridad a la energía renovable y hacer inversiones en eficiencia energética que ayuden a bajar los costos. Este fue el hallazgo del Negociado de Energía de Puerto Rico, JSAF y organizaciones de negocios y laborales. El Senado puertorriqueño recientemente aprobó un proyecto que llama a un 100 % energía renovable para el 2050, pero la AEE no tiene un plan para cumplir esa meta.

Existen dos riesgos significativos que, de ocurrir, causarían daño sustancial a la AEE y Puerto Rico en general.

1. El fracaso en adoptar un sistema eléctrico moderno que sea confiable, resiliente, asequible y tanto financiera y ambientalmente sostenible socavaría los planes de crecimiento económico de Puerto Rico. El mercado

global de energía está cada vez más dependiendo en las ventajas tecnológicas de una creciente industria de energía renovable. La ubicación geográfica ideal de Puerto Rico para solar hace imperativo que estas tecnologías energéticas alcancen un grado mayor de penetración en el mercado.

2. El actual arreglo de privatización tiene un gran riesgo de provocar otra ronda de defalco. La economía de Puerto Rico no puede sostener pagar su deuda heredada y los costos de capital de un sistema nuevo. Otra ronda de defalcos causará que decaigan aún más las inversiones y requiere una lucha continua sobre el uso de recursos federales para cumplir las necesidades del sistema eléctrico y otras necesidades sociales y económicas de Puerto Rico.

En la última sección de este informe discutimos alternativas para financiamiento y gobernanza bajo un modelo de propiedad pública.

Table of Contents

Resumen Ejecutivo	1
Trasfondo.....	5
Costo de privatización.....	11
Sensibilidades.....	19
Otros riesgos de la privatización	21
Límites al enfoque de privatización de la Ley 120.....	23
Alternativa a la privatización	24
Conclusión	26
About IEEFA.....	27
About the Authors	27

Table of Figures

Figura 1: Costo de electricidad bajo privatización vs. tarifa actual y tarifa objetivo	11
Tabla 1: 2024 todo en los costos del sistema, asumiendo iniciativas de privatización y ventas totales de 13,290 GWh	19
Figura 2: Costo estimado de privatización: caso base y sensibilidad	21



Trasfondo

Situación actual de la privatización del sistema eléctrico en Puerto Rico

En enero de 2018, el gobernador Rosselló anunció planes de privatizar la AEE mediante una serie de ventas de activos y contratos:

- Las plantas existentes de AEE serían retiradas o vendidas a terceros a los cuales AEE le compraría la electricidad bajo contratos de largo término.
- Las plantas nuevas serían de propiedad privada y venderían electricidad bajo contratos de término prolongado.
- El sistema de transmisión y distribución sería rentado a un tercero mediante un acuerdo de concesión.

En junio de 2018, Rosselló firmó la Ley 120 que crea un marco legal para un proceso de privatización expedito.

A fines de 2018, la Autoridad de Alianzas Público-Privadas había emitido solicitudes de cualificaciones para un proyecto de baterías de almacenaje de energía y para la concesión de un sistema de transmisión y distribución.¹ Cuatro compañías expresaron interés en ser precalificadas para la concesión.² Documentos radicados en el caso de quiebra de AEE en la corte federal también se refieren a los planes de subcontratar las operaciones del centro de llamadas y solicitar propuestas para proyectos de gestión de medidores inteligentes y manejo de vegetación.³ AEE también inició un proceso de convertir dos unidades de la planta de San Juan a gas natural y anunció que otorgaría el contrato para su proyecto a *New Fortress Energy*.⁴

Este informe utiliza el término “privatización” para referirse a los procesos específicos de contratación autorizados por la Ley 120-2018. Sin embargo, hacemos notar que contratar compañías privadas no es nuevo para AEE, la cual actualmente compra como una tercera parte de su generación a través de contratos compañías privadas de carbón, gas natural y proveedores de energía renovable.⁵ Además, AEE ha subcontratado aspectos claves de sus operaciones y administración, incluyendo un contrato previo de \$ 45 millones con el principal consultor de reestructuración

Autoridad de Alianzas Público-Privadas de Puerto Rico, [RFQ: Sistema de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica de Puerto Rico](#), publicado el 31 de octubre de 2018 y [RFQ para el Proyecto de Sistema de Almacenamiento de Energía a Escala de Servicios Públicos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico](#) emitida el 22 de junio de 2018.

² “Cualifican a cuatro proponentes para operar el día a día en la AEE,” *El Nuevo Día*, 17 de enero de 2019.

³ Consulte las solicitudes de tarifa interina de *Filsinger Energy Partners* presentadas ante el Tribunal de Distrito de los EE. UU. para Puerto Rico, Caso Núm. 17-04780-LTS.

⁴ Gerardo Alvarado León, “AEE otorga contrato a NFEnergía para suplido de gas natural,” *El Nuevo Día*, 30 de noviembre de 2018.

⁵ De julio a octubre de 2018, AEE compró el 33% de su electricidad de estas fuentes. (Informe Mensual de la AEE a la Junta de Gobierno, octubre de 2018)

AlixPartners y un contrato vigente de \$ 21.6 millones con el principal asesor financiero *Filsinger Energy Partners*.⁶

Este informe primero describe el marco legal e institucional bajo el cual se harán las transacciones de privatización. Entonces construimos un modelo financiero del costo de la privatización de los sistemas de generación, transmisión y distribución de AEE y consideramos varios análisis de sensibilidad financiera. Argumentamos que el modelo de privatización de la Ley 120 no resolverá los problemas fundamentales que enfrenta el sistema eléctrico de Puerto Rico y sugerimos un enfoque alternativo a la transformación de AEE.

Marco legal de la privatización abre las puertas a contratos mal planeados y no transparentes

La Ley 120-2018 creó un marco legal para una serie de contratos de privatización de AEE expeditos. La Ley depende grandemente en el marco existente de alianzas público-privadas que creó la Ley 29-2009⁷ y luego desarrolladas mediante regulaciones emitidas por la Autoridad de Alianzas Público-Privadas (Autoridad P3). El proceso de privatización de AEE lo correrá la Autoridad P3, que tendrá control total de la selección de los proyectos de privatización que emprenda (construcción de nuevas plantas de energía, venta de plantas existentes, subcontratación de operaciones, etc.).⁸ La Ley 29 requiere que la Autoridad P3 realice un “estudio de deseabilidad y conveniencia” para evaluar si o no sigue un proyecto, pero la Ley 120 exime las transacciones de privatización de AEE de este paso. Una vez un proyecto se haya decidido, la Autoridad P3 creará un comité que incluya al menos un representante de AEE para seleccionar un socio privado (mediante licitación

⁶ El contrato original de Filsinger fue por \$ 5 millones desde diciembre de 2017 hasta junio de 2018. El contrato fue modificado varias veces y Filsinger facturó \$ 9.2 millones para ese período. (Las facturaciones de Filsinger tienen que ser aprobadas por el tribunal de quiebras, pero hasta ahora el tribunal ha aprobado el 95% de los honorarios facturados). La última enmienda al contrato extendió el plazo de Filsinger hasta el 30 de junio de 2019 y permite una compensación total de \$ 21.63 millones. Si los resultados de los primeros siete meses son una indicación, Filsinger finalmente les facturará a los contribuyentes de la AEE mucho más que eso. (Contrato original: <https://aeepr.com/es-pr/QuienesSomos/Contratos%20Generales/2018-P00091%20FILSINGER%20ENERGY%20PARTNERS,%20INC.pdf>; solicitudes de enmiendas al contrato y a la tarifa interina presentadas ante el Tribunal de Distrito de EE. UU. para Puerto Rico, Caso Núm. 17-04780-LTS).

⁷ La Ley 29-2009 en sí misma había creado un proceso acelerado para las alianzas público-privadas al eximir a la Autoridad de Alianzas Público-Privadas de la Ley de Procedimientos Administrativos Uniformes de Puerto Rico. (Ley 29-2009 Art. 19(c)).

⁸ “Se designa a la Autoridad [P3] como la única Entidad Gubernamental autorizada y responsable (1) de implantar la política pública sobre Transacciones de la AEE establecidas mediante esta Ley, (2) de determinar las Funciones, Servicios o Instalaciones para las cuales se establecerán tales Alianzas, sujeto a las prioridades, objetivos y principios establecidos en la política pública energética y el marco regulatorio a ser desarrollado, según la Sección 9 de esta Ley y (3) de determinar cuáles Activos de la AEE relacionados a la generación de energía serán vendidos o transferidos a través de un Contrato de Venta ... La AEE sólo podrá vender o disponer de los Activos de la AEE relacionados a la generación de energía mediante el proceso establecido en esta Ley, así como también, sólo podrá establecer transacciones que estén relacionadas con la generación, distribución, transmisión de energía, medición y cualquier otra función, servicio o instalación de la AEE mediante Contratos de Alianza” (Ley 120, Sección 5(b)).

competitiva o, de lo contrario, a la discreción de la Autoridad P3⁹) y negociará el contrato.

La Ley 120 también requiere que el proceso de privatización cumpla con un proyecto de política pública que aún no se ha escrito y que debía aprobarse para finales del 2018.¹⁰ Aunque el Senado aprobó una medida (P.S. 1121) en noviembre de 2018, la Cámara de Representantes no la acogió antes de fin de año.

El proceso de privatización delineado por las leyes 29 y 120 no es consistente con una transformación bien planificada del sistema eléctrico de Puerto Rico. En vez, es un proceso no transparente que facilita una serie de acuerdos impulsados por intereses políticos. La decisión de los proyectos a seguir, y si o no hacerlo mediante un proceso de subasta, se tomaría a puertas cerradas sin el insumo público. El regulador energético independiente, el Negociado de Energía de Puerto Rico, también se sacó del proceso. El Negociado no tiene un papel en la selección de proyectos, diseños de las solicitudes de propuestas (RFPs en inglés) o la negociación de contratos y, bajo la Ley 120, se le concede solo 15 días para evaluar la información provista por la Autoridad P3 y aprobar o desaprobar el contrato final antes de ser ejecutado.¹¹ No se requiere insumo público en el proceso del Negociado.

La Ley 120 permite que las transacciones de privatización de la AEE estén exentas de su Plan Integrado de Recursos de largo plazo, con el “asesoramiento” del Negociado de Energía.¹² De ser aprobado, el PS 1121 expandiría esta exención para incluir cualquier requisito estatutario aplicable a la AEE, con la aprobación del Negociado de Energía.¹³

Finalmente, las leyes 120 y 29 y las regulaciones de la Autoridad P3 tienen pocas disposiciones para la fiscalización y cumplimiento de los contratos después que son firmados. La Ley 29 otorga a la Autoridad P3, AEE y la Autoridad de Asesoría Financiera y Agencia Fiscal de Puerto Rico (AAFAF) la responsabilidad de “supervisar el desempeño y cumplimiento del Contratante”, pero define dicho deber más allá de producir informes anuales sobre cumplimiento de contrato para el Gobernador y la Asamblea Legislativa.¹⁴ Además, no queda claro cómo se dividirán la gestión de cumplimiento entre las tres agencias. La Ley 120 provee al Negociado de Energía de Puerto Rico con la autoridad de regular cualquier cambio a las tarifas y cargos que cobre el contratista para asegurar que sean del interés

⁹ Ley 29-2009, Art. 9 (b).

¹⁰ Ley 120-2018, Artículo 9.

¹¹ Ley 120-2018, Artículo 5 (g). PD 1121 extendería esto a 30 días (P.S. 1121 Sección 6.2).

¹² Ley 120-2018, Artículo 6 (d) (ii). Notamos que existe una cierta ambigüedad derivada de la Sección 11 de la Ley 120-2018 que otorga a la AEE el poder de “realizar procesos competitivos de solicitud de propuesta o contratos de Alianzas Público Privadas, de conformidad con la ‘Ley para Transformar el Sistema Eléctrico de Puerto Rico’ y la Ley 29-2009, según enmendada, conocida como la ‘Ley de Alianzas Público Privadas’ o con los parámetros establecidos en esta Ley, para desarrollar, financiar, construir, operar, y dar mantenimiento, en todo o en parte, a la red eléctrica, a sus plantas generatrices y demás instalaciones e infraestructura, así como para fomentar nuevos proyectos de generación, transmisión, distribución, optimización de servicios a los consumidores y cualquier otro proyecto necesario cónsono con el plan integrado de recursos.”

¹³ PD 1121, Sección 6.3

¹⁴ Ley 29-2009, artículo 10(d).

público, aunque no está claro cuánta latitud tendrá el Negociado para hacer esto dada la falta de autoridad que tiene sobre los términos del contrato original.¹⁵

La falta de claridad sobre el monitoreo y el cumplimiento contrasta con el ejemplo de la Autoridad de Energía de Long Island (LIPA por sus siglas en inglés), cuyo acuerdo de largo plazo para la operación con la utilidad privada PSEG ha sido muchas veces citado como el modelo para AEE. La ley de Nueva York ordena una auditoría exhaustiva de la administración y las operaciones cada cinco años. La más reciente auditoría de ese tipo enfatizó que “la supervisión efectiva es crítica cuando se contrata prácticamente todas las operaciones y el mantenimiento de los servicios públicos”. La auditoría apuntó la importancia de que LIPA mantiene la competencia necesaria para fiscalizar las operaciones de PSEG.¹⁶

Los conflictos y vaguedades de la ley y el pobre monitoreo y supervisión de los contratos aumentan el riesgo de que los inversionistas en cualquier contrato de privatización en Puerto Rico estén sujetos a cambios en los términos contractuales, tarifas y otras condiciones operacionales basadas en consideraciones políticas. Debilita la habilidad de los reguladores energéticos para crear relaciones constructivas de trabajo con inversionistas de afuera y los proveedores de apoyo técnico necesario para reconstruir a Puerto Rico. Esto socava el elemento de certeza necesario para establecer y mantener la confianza de inversiones en el país en un momento cuando tanto su desempeño económico y la percepción sobre la competencia de su gobierno se consideran de alto riesgo.

El proceso de contratación privatizadora carente de transparencia que habilitó la Ley 120 es la continuación de la larga historia de irregularidades y pobre fiscalización de los contratos en la AEE, lo cual ha resultado en mayores costos a los consumidores. Esto incluye décadas del escándalo multimillonario con la compra de combustible en el cual AEE ha pagado caro por productos de baja calidad.¹⁷ AEE también ha sido señalada por el Negociado de Energía por firmar contratos a sobreprecio por proyectos de energía renovable. El Negociado además señaló la

¹⁵ No está claro cómo conciliar el inciso 8 (d) de la Ley 120, que establece que el Negociado “no tendrá autoridad para alterar o enmendar el Contrato de Alianza o el Contrato de Venta y no interferirá con asuntos operacionales o contractuales, excepto según se dispone en el inciso (f) de esta Sección”, con la subsección 8f, que podría parecer que le otorga al Negociado extensa jurisdicción sobre asuntos operacionales y contractuales para “asegurar que toda modificación resulte en que los derechos, rentas, tarifas y cualquier otro tipo de cargo cobrados por un Contratante bajo un Contrato de Alianza o Contrato de Venta otorgado con respecto a una Transacción de la AEE sean justos y razonables y consistente con prácticas fiscales y operacionales acertadas que proporcionen un servicio confiable, al menor costo razonable.”

¹⁶ “LIPA está separada de las operaciones, la información y la experiencia diarias de la utilidad mediante un contrato formal con su proveedor de servicios: PSEG LI. Para una empresa de servicios públicos que opera con este modelo de negocio, la necesidad de contar con sólidas habilidades de administración y un profundo conocimiento de los matices de las operaciones de servicios públicos es fundamental para brindar una supervisión efectiva y una mejora continua.” (NorthStar Consulting Group, “Auditoría de gestión y operaciones integral y regular de Autoridad de Energía de Long Island y PSEG Long Island, LLC”, Departamento de Servicio Público de Nueva York Núm. 16-01248, 29 de junio de 2018).

¹⁷ Sanzillo y Kunkel, “El escándalo petrolero multimillonario no se resuelve en la reforma y privatización de los contratos de la AEE”, Instituto de Economía Energética y Análisis Financiero, julio de 2018.

insuficiencia de fiscalización sobre los cargos del equipo de consultores en la reestructuración de AEE, quienes estaban esencialmente a cargo de vigilar la razonabilidad de sus propios honorarios.¹⁸ Las facturas de los consultores se excedieron masivamente del presupuesto y produjeron un acuerdo de deuda que al final rechazó la JSAF. Más recientemente, el contrato de AEE con su principal consultor financiero *Filsinger Energy Partners* ha estado sobre presupuestado y enmendado a más de cuatro veces la cantidad original contratada.¹⁹ También, la prometida auditoría del escándalo de Whitefish, sobre el contrato carísimo que AEE firmó para la reconstrucción con una pequeña y desconocida compañía, ha sido suprimida.²⁰

Actualmente AEE está en el proceso de contratar la conversión a gas natural de dos de sus unidades de la planta de energía de San Juan. Aunque este proceso no se considera parte de la privatización de AEE y lo lleva a cabo la propia AEE, no la Autoridad P3, es indicativo de los problemas de contratación que podemos esperar. Primero, se puede argumentar que AEE viola la Ley 120 al continuar con este proyecto dado que dicho estatuto ampliamente exige que AEE “sólo podrá establecer transacciones que estén relacionadas con la generación, distribución, transmisión de energía, medición y cualquier otra función, servicio o instalación de la AEE mediante Contratos de Alianza”,²¹ es decir, bajo los auspicios de la Autoridad P3. Segundo, como señalara el comisionado del Negociado de Energía, Angel Rivera, la estructura de contratación que AEE ha propuesto al Negociado de Energía, en el cual los costos de capital de la conversión por unidad serían recuperados como parte de un contrato de combustible, parecen estar en conflicto con la ley vigente de Puerto Rico.²²

Y, finalmente, la conversión de dos de las unidades de San Juan a gas natural se lleva a cabo fuera del proceso de planificación de recursos a largo plazo de la AEE. El proyecto no fue aprobado como parte del Plan Integrado de Recursos de 2016 y el Negociado de Energía permitió a la AEE continuar con él antes del lanzamiento del próximo PIR. En su opinión disidente, el comisionado Rivera señaló que “la implementación de este proyecto dará como resultado la reconfiguración [operativa] de los activos de generación ubicados en el norte y, muy probablemente,

¹⁸ Comisión de Energía de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, Orden de la Comisión, 23 de septiembre de 2016, págs. 59-60. Y la Comisión de Energía de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-AP-2016-0001, Orden de la Comisión, 21 de junio de 2016, párrafo 271.

¹⁹ Ver nota 6, arriba.

²⁰ La auditoría, que se prometió para octubre de 2018, nunca se ha publicado. (Ver: Amanda Pérez Pintado, “La contralora no encuentra irregularidades en la contratación de Whitefish”, *El Nuevo Día*, 22 de septiembre de 2018).

²¹ Ley 120-2018, artículo 5 (b).

²² “Es importante señalar que la subsección (c) de la Sección 6A de la Ley 83 establece que la tarifa de ajuste establecida para recuperar los costos de combustible ‘solo incluirá los costos directamente relacionados con la compra de combustible’. Por lo tanto, no está claro en este momento cómo el plan previsto de la AEE para recuperar los costos asociados con la modernización de las unidades 5 y 6 de San Juan a través de un acuerdo de compra de combustible, cumplirá con el requisito establecido en la Sección 6A de la Ley 83 con respecto a la prohibición de incluir en la tarifa de combustible, costos que no están directamente relacionados con la compra de combustible.” (Opinión Disidente del Comisionado Angel Rivera, Caso Núm. CEPR-AI-2018-0001, 4 de octubre de 2018).

la reconfiguración de varios otros activos en todo el sistema eléctrico... Sin un análisis integrado de estos efectos, no se puede concluir que la conversión de las Unidades 5 y 6 de San Juan resultará en la opción de menor costo para satisfacer la demanda de energía a largo plazo de Puerto Rico. El enfoque fragmentado de AEE para el análisis y adquisición de recursos es lo que la política pública de planificación integrada de recursos trata de evitar.”²³

En resumen, los contratos que suscriba sin considerar el plan de menor costo a largo plazo para el sistema eléctrico resultarán en un sistema innecesariamente caro y de pobre planificación. Dada la historia reciente de AEE y el hecho de que no existe evidencia de que las reformas prometidas²⁴ hayan tenido éxito, anticipamos que el proceso de privatización de la AEE producirá contratos que estarán por encima del mercado y favorables a los intereses privados a expensas de los abonados de AEE.

Proceso de privatización probablemente facilitará desarrollo del gas natural

Los esfuerzos de privatización muy bien parecen facilitar un empuje mayor al desarrollo del gas natural en la Isla. El director ejecutivo de AEE, José Ortiz, un proponente de invertir en gas natural, ha dicho que su aspiración es lograr un 60 % de la generación de energía de gas natural para el 2024, con el restante 40 % de energía renovable.²⁵ Esta meta contradice el hecho de que AEE tiene un contrato hasta 2028 con la planta de carbón que produce un 15 % de la electricidad de la Isla.²⁶ La postura del director Ortiz no está apoyada en ningún informe, estudios o tratados técnicos que estén disponibles al público. Aparte de la conversión de las unidades de San Juan a gas natural, no está claro que proyectos de gas natural están bajo consideración debido a la falta de transparencia en el proceso de privatización.²⁷ Artículos de prensa han hecho referencia a la posibilidad de nuevos terminales de importación de gas natural en Mayagüez y Yabucoa, así como nuevas plantas de energía con gas natural en Cataño (cerca de San Juan) y Yabucoa. Esto es a pesar del hecho de que recientes proyectos de gas natural a gran escala (la línea Vía Verde, Gasoducto del Sur y del terminal de gas en Aguirre) fueron todos dilatados sustancialmente y al final cancelados.

²³ Opinión disidente del Comisionado Angel Rivera, Caso Núm. CEPR-AI-2018-0001, 4 de octubre de 2018.

²⁴ Plan Fiscal de la AEE, 1 de agosto de 2018, p. 13. A la fecha de este informe, la AEE y la mayoría de las entidades informantes del Gobierno no han presentado los informes financieros y de programas más mínimos requeridos por la JSAF relacionados con el progreso en el logro de iniciativas de ingresos y gastos aprobadas en sus planes financieros certificados. (Ver: [Carta de JSAF al gobernador Ricardo Rosselló](#), 14 de enero de 2019).

²⁵ Nydia Bauzá, “Gas natural para bajar costo de luz,” *Primera Hora*, 30 de agosto de 2018.

²⁶ No ha habido discusión pública sobre la terminación anticipada del contrato.

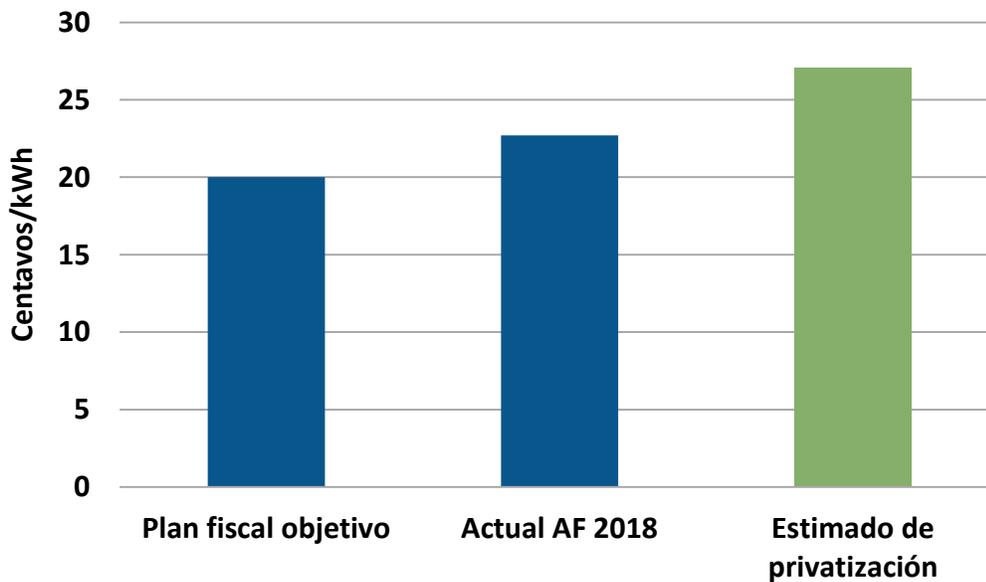
²⁷ El 2 de noviembre de 2018, IEEFA y Cambio PR solicitaron comunicaciones de la Autoridad de Asociación Público-Privada y la Agencia Fiscal de Puerto Rico y la Autoridad de Asesoría Financiera respecto a las respuestas a un documento que sonaba a mercado emitido por esas agencias para la privatización. La solicitud fue denegada por confidencialidad en virtud de la Ley 29-2009.

De hecho, los resultados preliminares de la planificación de recursos a largo plazo de la AEE, divulgados en octubre de 2018, contradicen la prisa de firmar contratos de gas natural a corto plazo. Los resultados preliminares demuestran a través de varios escenarios que la prioridad más costo efectiva para la inversión a corto plazo en el sistema eléctrico está en la energía solar y el almacenaje en baterías. AEE presentó los resultados preliminares para varios escenarios. En el escenario que incluye la construcción de nuevos terminales de gas en Yabucoa y Mayagüez, el modelo no seleccionó estos recursos, indicando que esas opciones no son costo-efectivas.²⁸

Costo de privatización

En esta sección modelamos el costo del plan de privatización por los próximos cinco años. Asumimos que las nuevas instalaciones generatrices se construirán bajo propiedad privada para vender electricidad mediante acuerdos de compra a largo plazo. También asumimos que el sistema de transmisión y distribución está alquilado bajo una concesión a cuarenta años. Nuevo escenario base resulta en un precio todo incluido de electricidad para 2024 de 27 centavos/kWh (en dólares de 2018).²⁹

Figura 1: Costo de electricidad bajo privatización vs. tarifa actual y tarifa objetivo



IEEFA encontró que los planes actuales para privatizar el sistema eléctrico de Puerto Rico tendrán como resultado que los precios de la electricidad a los

²⁸ IEEFA está evaluando el Plan Integrado de Recursos de 23 de enero de 2019, lo que incluye más escenarios. Algunos escenarios incluyen los terminales en Mayaguez y/o Yabucoa.

²⁹ La fecha de 2024 fue elegida para permitir el tiempo de espera para la construcción de nuevas plantas y la infraestructura de terminales de importación de gas natural.

consumidores para el 2024 serán de 27 centavos/kWh (en dólares constantes de 2018). Esto es 18 % más que los niveles de 2018 y 35 % más que la meta de 20 centavos/kWh establecida en el plan fiscal de la AEE. El sistema corre el riesgo de futuros incrementos de precio atados mayormente a la volatilidad de los mercados de gas natural. El resultado será un paso de retroceso a la electricidad asequible, un sistema económico no competitivo y la oportunidad perdida para maximizar el menor costo de la energía renovable.

Nuestro modelo genera los costos de los acuerdos anuales de compra para las plantas de energía y el cargo anual al concesionario de transmisión y distribución para lograr el retorno a los inversionistas. Hemos, entonces, integrado esos hallazgos financieros al marco más amplio del sistema eléctrico para establecer el impacto total en la tarifa final que los consumidores tendrán que pagar para mantener las decisiones privatizadoras que haga la Legislatura y el Gobernador.

Supuestos de generación

La base para nuestro escenario de generación es una presentación dada por Fernando Padilla, director de la Oficina de Reestructuración de AEE, en la reunión de la Junta de Energía de los Estados Sureños en noviembre de 2018 en Puerto Rico. Este escenario contempla la conversión de las unidades 5 y 6 de San Juan a gas natural (en proceso), 800 megavatios de cuatro nuevas plantas de ciclo combinado (en Palo Seco y en un lugar sin especificar en el norte y el este), 450 MW de nuevas turbinas de combustión, 1500 MW de energía renovable y 1000 MW de nuevo almacenamiento. Esto asume la continuación de la generación en la planta de carbón privada de AES y la planta de gas natural EcoEléctrica, las unidades de la planta Costa Sur de AEE que actualmente corren con gas natural y la conversión de la planta de energía de Mayagüez a gas natural.³⁰ Con nuestros factores de capacidad asumidos, la construcción resultara en 67 % de electricidad de gas natural, 13 % de carbón y 20 % de renovables.^{31,32}

³⁰ No está claro exactamente qué proyectos se están considerando seriamente como parte del proceso de privatización de la AEE. El escenario asumido aquí es ampliamente consistente con las declaraciones públicas que favorecen al gas natural. Los artículos periodísticos también han hecho referencia a propuestas para una solicitud de propuestas para 540 MW de turbinas de combustión de gas natural, nuevas plantas de gas natural en Cataño (cerca de San Juan) y Yabucoa (en el este de Puerto Rico), importaciones de gas natural a Mayagüez y para 1000 MW de energía renovable proyectos de energía en los próximos cinco años (Ver: [Nydia Bauzá, "Gas natural para bajar costo de luz," Primera Hora, 30 de agosto de 2018](#); [Gerardo Alvarado León, "La AEE hará plantas de generación 'eficientes' en Cataño y Yabucoa", El Nuevo Día, 21 de julio de 2018](#); [Ronald Ávila Claudio, "AEE llevará gas natural a Mayagüez", Metro PR, 31 de agosto de 2018](#); [Gerardo Alvarado León, Gerardo Alvarado León, "Energía Eléctrica delinea su plan para bajar el costo de la electricidad", El Nuevo Día, 5 de noviembre de 2018](#)).

³¹ Asumimos un factor de capacidad del 21% para nuevas energías renovables (en consonancia con el Plan de Recursos Integrados 2015 de la AEE). Debido a que este escenario supera el sistema de generación, para cumplir con nuestro pronóstico para el año fiscal 2024, la planta de carbón envía un factor de capacidad del 50%, las turbinas de combustión de gas natural tienen un factor de capacidad del 6% y las plantas de ciclo combinado de gas natural tienen 45%.

³² El Plan Fiscal de la AEE del 1 de agosto de 2018 (en la página 44) articula un escenario de generación de "menor costo aspiracional" que logra un 32% de generación de energía renovable para el año fiscal 2023.

Nuestro escenario base usa la proyección de ventas del Plan Fiscal de AEE para los años fiscales 2019-2023 y asume que las ventas del AF 2024 son las mismas que las del AF 2023 (13,290 GWh), un estimado que rompe con la tendencia de ventas decrecientes en el Plan Fiscal de AF 2019 a AF 2023. Asumimos de forma conservadora que AEE (o su sucesor) no mejorará la tasa de pérdida del sistema de 15 % aproximado, de manera que la generación del AF 2024 será de 15,300 GWh.³³

Los costos iniciales de capital, así como los costos de operación y mantenimiento por las nuevas plantas, están basados en datos provistos por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL en inglés) y *Lazard*.³⁴ El costo total de inversión inicial de capital en nueva generación es \$ 4 mil millones. Asumimos que esta construcción de generación requiere instalaciones de importación de gas natural en San Juan y en la costa este de Puerto Rico; asumimos que una pequeña cantidad del gas natural que se necesita para convertir las turbinas de combustión existentes en Mayagüez será transportada por camiones desde San Juan. Basado en estimados anteriores de AEE, asumimos que un terminal de gas natural de escala suficiente en San Juan costaría al menos \$ 525 millones.³⁵ Asumimos \$ 350 millones para la infraestructura de gas natural del este.³⁶

Damos por sentado que los precios de gas natural están indexados en el centro de operaciones Henry Hub y usamos el pronóstico anual de perspectivas energéticas de 2018 de la Administración de Información de Energía para los precios de Henry Hub hasta 2025. Para tener en cuenta los costos de gasificación, transporte y las restricciones de la Ley Jones, aumentamos el precio de Henry Hub en un 15 % y agregamos \$ 6 por MMBTU.³⁷ Esto resulta en un precio de \$ 10.50 por MMBTU en

³³ La AEE experimentó pérdidas del 15.5% en el AF 2017 (PREPA, Informe mensual a la Junta de Gobierno, junio de 2017).

³⁴ Específicamente, asumimos que una gama de costos de ciclo combinado de gas de \$ 1,070/kW a \$ 1,400/kW, dependiendo del tamaño. Asumimos nuevos costos de turbina de combustión de gas natural de \$ 910/kW y nueva energía renovable a escala de servicios públicos a \$ 1,060/kW, basado en la Línea de Base Anual de Tecnología del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (<https://atb.nrel.gov/>), convertido a dólares de 2018. Los costos de almacenamiento son consistentes con el Análisis de Costos de Almacenamiento Nivelado de Lazard, noviembre de 2018. Usamos los costos actuales de AEE para la operación y mantenimiento de las centrales eléctricas existentes (Ver: Siemens, presentación de la "Conferencia Técnica de PREPA PREC", Negociado de Energía de Puerto Rico 2018-0001, 14 de agosto de 2018). Además, asumimos, de conformidad con el contrato existente de PREPA con EcoEléctrica, que existe un nivel mínimo de despacho del 54% para las plantas de energía de ciclo combinado de gas natural contratadas.

³⁵ Si la terminal de importación está diseñada de modo que las plantas de gas natural propuestas para el norte (incluidas las unidades convertidas en San Juan y suponiendo que el gas natural se transporta desde el norte hasta Mayagüez) se puedan operar a un factor de capacidad del 75%, 135,000 MMBTU por día se requeriría de suministro de gas natural. La AEE calcula el costo de una terminal de 130,000 MMBTU por día en \$ 525 millones, más la operación anual y el mantenimiento de \$ 45 millones. (Ver: Siemens, presentación de la "Conferencia Técnica PREPA PREC", Caso del Negociado de Energía de Puerto Rico CEPR-AP-2018-0001, 14 de agosto de 2018)

³⁶ La AEE estima que el costo de un gasoducto desde Costa Sur hasta Aguirre sería de \$ 184 millones; según la distancia, estimamos aproximadamente el doble del costo de construir un gasoducto a Yabucoa. (Ver: Siemens, presentación de la "Conferencia Técnica PREPA PREC", Caso del Negociado de Energía de Puerto Rico CEPR-AP-2018-0001, 14 de agosto de 2018)

³⁷ Costos de gas natural modelados por AEE para el terminal de gas de Aguirre a $1.15 * HH + \$ 4 / \text{MMBTU}$. Estos agregadores son consistentes con los precios recientes de GNL en los EE. UU.

2020, en línea con el precio de \$ 10/MMBTU que espera AEE pagar por gas natural en San Juan en 2019.³⁸

Asumimos que los contratos actuales para la compra de energía a la planta de carbón AES, la planta EcoEléctrica de gas natural y varias instalaciones de energía renovable continuarán a los niveles actuales de precio.³⁹

Supuestos sobre la concesión de transmisión y distribución

Suponemos que se requiere \$ 9.4 mil millones de inversión en activos fijos para el sistema de transmisión y distribución (T&D), de los cuales \$ 2.4 mil millones serían provistos por el concesionario a lo largo de los próximos cinco años. Lo restante sería sufragado de fondos federales.⁴⁰ También asumimos \$ 260 millones en gastos anuales por el mantenimiento del sistema de transmisión y distribución, y un cargo de operación de 2 % al concesionario.⁴¹

Los resultados de nuestro modelo T&D es un costo de 2.2 centavos/kWh por gastos de inversión, lo cual es consistente con el Plan Fiscal de AEE.⁴²

Supuestos financieros

Riesgos financieros

IEEFA asume que un desarrollador buscando financiamiento para un acuerdo de alianza público-privada en un Puerto Rico en proceso de salir de la bancarrota podría lograr una clasificación CCC para el proyecto.

más el transporte a Puerto Rico. Sin embargo, AEE actualmente paga más por el gas natural de Trinidad porque las restricciones de la Ley Jones prohíben efectivamente la importación de gas natural de los Estados Unidos. (José Javier Pérez, “José Ortiz alega que es posible bajar la factura eléctrica en un 40%”, El Nuevo Día, 9 de agosto de 2018.)

³⁸ AEE, Moción de Cumplimiento de la Orden, Negociado de Energía de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-2018-AI-2018-0001, 16 de agosto de 2018.

³⁹ Los datos sobre los costos del contrato por kWh desde enero de 2017 hasta mayo de 2018 se obtuvieron de las presentaciones de casos sobre las tasas de la AEE de 2019. Durante este período, la planta de carbón AES promedió 10.8 centavos/kWh, la planta de gas EcoEléctrica promedió 12.2 centavos/kWh, y los contratos de energía renovable promediaron 17 centavos/kWh. (Caso Núm. CEPR-AP-2018-0002 del Negociado de Energía de Puerto Rico, “Presentación de Cumplimiento de la AEE para los Artículos con vencimiento el 13 de julio de 2018”, 24 de agosto de 2018). Si bien el Plan Fiscal certificado exige que la AEE obtenga ahorros de su actual generación de energía y contratos renovables a través de procesos de renegociación, la falta de informes regulares sobre el progreso de la AEE para alcanzar sus objetivos presupuestarios hace que esas iniciativas corran un alto riesgo de no materializarse a nivel del dólar o dentro de los plazos establecidos.

⁴⁰ Esto es consistente con el Plan Fiscal de agosto de 2018 de la AEE en p. 48.

⁴¹ AEE gastó un promedio de \$ 260 millones al año en mantenimiento de T&D desde el año fiscal 2012 hasta el año fiscal 2016. Si bien los gastos disminuyeron durante este período, también observamos que el sistema de transmisión y distribución se encontraba en un estado de extremo deterioro antes del huracán María. (Informe de expertos de Jeremy Fisher y Ariel Horowitz, Negociado de Energía de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001, 23 de noviembre de 2016).

⁴² Plan fiscal certificado por AEE, 1 de agosto de 2018, en la página 48, nota 4.

La clasificación CCC asume una alta probabilidad de que los pagos de intereses no se harán. Para tener una clasificación más fuerte, algunas o todos los siguientes criterios de crédito tendrán que cumplirse: una expectativa razonable de crecimiento económico; administración profesional y evidencia de relaciones constructivas con un regulador independiente fuerte; controles presupuestarios y un historial de cumplimiento de objetivos e informes transparentes regulares sobre el progreso hacia las metas; ningún acuerdo o convenios bien restrictivos para la deuda heredada; y la participación de una utilidad con clasificación AA o AAA con un primer gravamen sobre los ingresos que esté dispuesta a tomar un riesgo. Los contratos de alianza enfrentan los siguientes riesgos financieros:

- La economía de Puerto Rico es débil y muy probable que siga así por gran parte de la próxima década.⁴³
- La demanda de electricidad de Puerto Rico es muy probable que baje en la medida que más residentes y negocios recurren a la energía renovable como una fuente de electricidad más confiable y asequible.
- AEE o la capacidad de deuda de su sucesor estarán restringidos por el tratamiento prioritario otorgado a su deuda legada.⁴⁴ El acuerdo más reciente requiere que los primeros 2.636 centavos/kWh de cada dólar de tarifa se destine a la pasada deuda, con costos de deuda aumentando a más de 4 centavos por kilovatio en el futuro. Este plan, de ser aprobado, tiene una alta probabilidad de defalco. En julio de 2018, *Moody's Investor Service* estimó que los acreedores de AEE lograrán una tasa de retorno de menos de un 35 %.⁴⁵
- La estrategia de AEE agrava los riesgos de inversión de Puerto Rico, AEE y los inversionistas al acumular un conjunto de nuevos pasivos utilizando un mecanismo de privatización muy incompleto. Un futuro evento de defalco⁴⁶ de AEE profundizará el atolladero político y legal de las reclamaciones de los acreedores por inversionistas de la privatización y bonistas. En transacciones corporativas normales se dedica considerable tiempo y atención a instancias de

⁴³ Antonio Weiss, Brad Setser y Desmond Lachman, "Puerto Rico necesita un mejor acuerdo de deuda", Bloomberg, 8 de octubre de 2018.

⁴⁴ Consulte la Junta de Supervisión y Administración Financiera para Puerto Rico, "Consentimiento por unanimidad por escrito que aprueba la ejecución del acuerdo de reestructuración preliminar de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico", 30 de julio de 2018. Además, la relación real entre los primeros convenios de gravamen adscritos al cargo de transición para la deuda heredada y cualquier nuevo acuerdo de capital privado está cargado. El sector de capital privado está experimentando sus propias debilidades internas, que en realidad pueden servir para debilitar cualquier transacción de privatización y cualquier futuro acuerdo de bonos para la AEE. Vea la discusión en: *Moody's Investor Service, La calidad crediticia de LBO es débil, es un mal presagio para la próxima desaceleración*, Sector en Profundidad, 18 de octubre de 2018. (PBC: 1142403)

⁴⁵ *Moody's Investor Service, Los valores incumplidos y las recuperaciones de bonos municipales de los Estados Unidos 1970-2017*, 31 de julio de 2018, (PBM 1110152), pág. 84.

⁴⁶ *Moody's* ha mantenido a la AEE en perspectiva negativa incluso después del reciente acuerdo con algunos de sus tenedores de bonos. El acuerdo enfrenta riesgos de ejecución relacionados con la aceptación de los acreedores y la debilidad de la economía de Puerto Rico. *Moody's Investor Service, Opinión, Autoridad de Energía Eléctrica, Análisis Crediticio Actualizado*, 14 de diciembre de 2018 (PBM #1154806).

incumplimiento cruzado y otras posibles complejidades predeterminadas derivadas de dificultades futuras.⁴⁷ Prácticamente no ha habido discusión pública de lo que ocurrirá en realidad cuando AEE incumpla de nuevo con sus bonos o con un acuerdo de privatización. Las presuntas protecciones ofrecidas a los tenedores de bonos heredados a través de un primer gravamen de transición⁴⁸ pueden ser una protección insuficiente. Un evento de incumplimiento crearía otro entorno políticamente cargado. Un tribunal tendría que considerar si pagar a los tenedores de bonos heredados o arriesgarse a una crisis humanitaria mediante la reducción de los pagos a aquellos que proporcionan una necesidad básica que es una cuestión de vida o muerte. La confianza de los mercados en Puerto Rico y el cumplimiento de AEE en los acuerdos escritos⁴⁹ han sido destrozados por los múltiples incumplimientos involucrados en la crisis actual.

- Las operaciones fiscales de Puerto Rico están actualmente gobernadas por la Junta de Supervisión y Administración Fiscal. El gobierno puertorriqueño y sus subsidiarias han certificado planes fiscales fiscalizados por esta junta. La relación entre la Junta y los líderes del gobierno ha sido divisiva y contenciosa. Es muy probable que haya un deslizamiento sustancial de las iniciativas de ingresos y gastos en el plan fiscal. La incapacidad para lograr el equilibrio fiscal pesará negativamente en la recuperación económica de Puerto Rico.
- La gobernanza de la Isla ha producido una estructura de privatización que garantiza una regulación mínima a largo plazo y una interferencia política máxima, como se explica en la Sección 2 de este informe. El riesgo de una interferencia política significativa en las tarifas establecidas u otros términos acordados es alto,⁵⁰ incluso después de que se firmen los acuerdos. El Gobierno ha debilitado recientemente su aparato de regulación de servicios públicos para

⁴⁷ Hay una gran cantidad de temas que requieren tiempo y atención cuando hay relaciones de deuda relativamente simples. Ver, por ejemplo: B. Erens, S. Friedman, K. Mayerfield, "[Subsidiarias en bancarrota: Los desafíos a los padres de la separación legal](#)", Emory Bankruptcy Developments Journal, vol. 25 de 2008.

⁴⁸ Moody's Investor Services, La Comisión de Energía de Puerto Rico aprueba el Aumento de Tarifas de AEE, Un Crédito Positivo, Comentario del Emisor, 30 de junio de 2016 (PBM # 190790).

⁴⁹ Vea las referencias específicas hechas a la situación de Puerto Rico en: Moody's Investor Service, Valores impagos y recuperaciones de bonos municipales de los Estados Unidos, 1970-2017, Informe de datos, julio de 2018 (PBC # 1110152). "Ahora hemos visto varias situaciones importantes en las que los bonos municipales, aunque están garantizados por promesas legales formales de ingresos, se encuentran desplazados en quiebra, quiebra o simple impago en favor de las pensiones que no tienen tal promesa formal o reclamo de ingresos. La evidencia de las pocas quiebras municipales grandes hasta la fecha sugiere que el compromiso aún importa al proporcionarles a los tenedores de bonos un asiento en la mesa de reestructuración. Cuanto más fuerte sea el compromiso, más fuerte será la posición de negociación a medida que avanza el acuerdo de quiebra, y más fuerte será la capacidad para minimizar cualquier pérdida. El hecho de que los acreedores de Puerto Rico COFINA y los tenedores de bonos de obligación general deben argumentar y negociar entre sí debe hacer descansar cualquier idea de que el compromiso legal ofrece una protección a priori", p.10.

⁵⁰ Reuters, "[Bulgaria aprueba el acuerdo de reducción de precios de energía con ContourGlobal](#)", 27 de agosto de 2015.

garantizar que el control político tenga prioridad sobre la administración profesional sólida.⁵¹

Deuda

Suponemos que los inversores privados financian la infraestructura de generación y transmisión con una división de deuda/capital de 60/40.

El IEEFA asume que es probable que el desarrollador le cobre a la Isla y sus contribuyentes un 11 % por la deuda. Actualmente, las tasas de interés de deuda calificadas de CCC están dentro del rango de 9.6 % a 13.8 %.⁵²

Puerto Rico podría beneficiarse de una asociación con una entidad altamente calificada que podría, en condiciones óptimas de inversión, reducir considerablemente la tasa de un bono CCC, tal vez hasta 4 puntos porcentuales. Los riesgos en Puerto Rico, sin embargo, mitigan una reducción de este tamaño. Es probable que un socio financiero fuerte proteja su posición crediticia con sus propios convenios, lo que podría incluir una prima sustancial en cualquier dinero invertido en el proyecto.

La Autoridad P3 anunció recientemente los cuatro postores calificados para el sistema T&D, tres de los cuales son empresas de servicios públicos con base en los Estados Unidos (Duke, Exelon y PSEG). Si bien estas empresas de servicios públicos tienen calificaciones crediticias que van de BBB a A-, significativamente más altas que CCC, anticipamos que la empresa matriz redondeará a su subsidiaria que realiza negocios en Puerto Rico y otorgará préstamos a esa subsidiaria a una tasa que refleje los riesgos en Puerto Rico.

Rendimiento de capital

IEEFA establece el retorno sobre el capital en 17%, reflejando el potencial de Puerto Rico para atraer un desarrollador con sustanciales activos propios. Los desarrolladores establecen los niveles de rendimiento de capital en función del riesgo percibido. El riesgo de un nuevo proyecto de privatización de energía en Puerto Rico es alto para todos los factores identificados en este informe. Algunos desarrolladores de alto riesgo han exigido hasta un 25 % de retorno sobre el capital para proyectos controvertidos en condiciones económicas difíciles y un historial de inestabilidad política.⁵³

El proyecto debe recibir algún apoyo arancelario del gobierno de Puerto Rico que podría reducir la tasa. Dependiendo del patrocinador y el momento del acuerdo, los puntos podrían disminuir ligeramente.

⁵¹ Kunkel y Sanzillo, "El último plan de privatización de servicios públicos de Puerto Rico es tan defectuoso como el original", IEEFA, 19 de junio de 2018. R. Slavin, "La resistencia de Puerto Rico puede retrasar la reestructuración de la Junta de Supervisión", The Bond Buyer, 3 de enero de 2019.

⁵² Wall Street Journal, "Tracking Bond Benchmarks", obtenido el 18 de enero de 2019.

⁵³ "Modelo armenio para 'Nuevo Kosovo'", Gazeta Express, 5 de febrero de 2015.

IEEFA estima que esta inversión sería especulativa y potencialmente financiable como una inversión oportunista por parte de la empresa adecuada.⁵⁴ Dichas inversiones pueden variar desde aproximadamente el 17% hasta un máximo del 25%.

Corrupción

Nuestro modelo incluye un impuesto a la corrupción del 10%⁵⁵ debido al proceso de contratación no transparente en curso para la privatización de la AEE, un asunto que es consistente con el historial reciente de costosas irregularidades en la contratación y una mala supervisión de los contratos en la AEE, como se describe en la Sección I. B de este documento.

El informe de supervisión realizado por el investigador independiente de la JSAF, Kobre y Kim, también documenta el excesivo nivel de contratación política de la AEE y el mal uso de los ingresos recibidos de las emisiones de bonos.⁵⁶

Dada esta historia, anticipamos que el proceso de privatización de la AEE producirá contratos que están igualmente por encima del mercado y favorables a intereses privados, a expensas de los contribuyentes de la AEE.

Otros supuestos de costos

Para llegar a la tarifa final al detal sumamos los costos de \$ 90 millones por la facturación a los clientes, \$ 150 millones por gastos administrativos y generales, y \$ 50 millones en gastos de deudas incobrables, en línea con gastos recientes de la AEE para estos elementos.⁵⁷

Asumimos la eliminación de todas las contribuciones en lugar de impuestos, que en el AF 2018 ascendieron a \$ 316 millones,⁵⁸ porque las compañías eléctricas privadas pagarán impuestos territoriales.⁵⁹

⁵⁴ R. Della Croce y J. Paula, "[Tendencias de financiamiento en infraestructura, riesgos y retornos, Encuesta Verde de la OCDE](#)", OCDE, 3 de noviembre de 2016 en la página. 10. Vea también la discusión sobre inversiones oportunistas en BlackRock, "[Infrastructure Rising](#)", 3 de marzo de 2016, pág. 6.

⁵⁵ Un costo del 10% es relativamente conservador. Los estudios muestran que los ahorros de costos reales se logran con la introducción de reformas de adquisiciones. Por ejemplo, un estudio controlado de adquisiciones del gobierno que cambió de licitación negociada a licitación competitiva mostró ahorros de hasta el 35%. (Ver: D. Newman, E. Barrette, K. McGraves-Lloyd, "El programa de ofertas competitivas de Medicare logró ahorros en los precios para las compras de equipos médicos duraderos", Health Affairs, Vol. 36, Núm. 8, agosto de 2017).

⁵⁶ Kobre & Kim, [Informe Final de Investigación a la Junta de Supervisión Financiera y Administración de Puerto Rico](#), 20 de agosto de 2018.

⁵⁷ En el año fiscal 2016, los "gastos de facturación de los clientes" fueron de \$ 88 millones y los "Gastos administrativos y generales" fueron de \$ 154 millones. El gasto por deudas incobrables fue de \$ 56 millones. (Evidencias de la AEE E-6 y F-1, Negociado de Energía de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001, 27 de mayo de 2016).

⁵⁸ AEE, Informe mensual a la Junta de Gobierno, junio de 2018, pág. 21.

⁵⁹ Asumimos un tipo impositivo territorial del 18.5%.

Deuda legada

La AEE tiene aproximadamente \$ 9,000 millones en deuda pendiente, sin contar su pasivo de pensión sin dotación.⁶⁰ Suponemos que esta deuda se pagará con un recargo inicial de 2.6 centavos/kWh, según el más reciente acuerdo preliminar de reestructuración de deuda emitido por la Junta Federal de Supervisión y Administración en julio de 2018.⁶¹ Este acuerdo, si se ratifica, podría impulsar el cargo de deuda existente tan alto como 4.3 centavos/kWh con el tiempo.

La Tabla 1 resume el costo total de la privatización en nuestro escenario base.

Tabla 1: 2024 todo en los costos del sistema, asumiendo iniciativas de privatización y ventas totales de 13,290 GWh

	Costo Total (\$M, 2018)	Centavos/kWh
Generación	\$2,270	17.1
Transmisión y distribución	\$490	3.7
Operaciones administrativas	\$290	2.1
Deuda legada	\$350	2.6
Impuesto de corrupción	\$200	1.5
Total	\$3,590	27

Sensibilidades

Consideramos varias sensibilidades en torno a supuestos clave del modelo que podrían hacer que las tasas sean más bajas o más altas que nuestro caso base. Los desarrollos que podrían impulsar tasas más bajas que nuestro estimado son una construcción más pequeña de nueva generación y mayores ventas de electricidad. También consideramos la posibilidad de que los precios más altos del gas natural podrían elevar las tasas. En todos los casos, las tarifas son iguales o superiores a los 20 centavos/kWh establecidos por el JASF para la asequibilidad, antes de incluir cualquier pago por deuda heredada.

Menos construcción de generación

Nuestro modelo, siguiendo las suposiciones descritas en la Sección II, construye de manera significativa el sistema de generación. Bajo nuestro escenario de caso base, Puerto Rico tiene aproximadamente 4800 MW de generación disponibles para satisfacer la demanda máxima y una demanda máxima estimada en el AF 2024 de 2400 MW, o un margen de reserva del 100%. El resultado es que las nuevas plantas

⁶⁰ Comisión de Energía de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-AP-2016-0001, "El envío de información de la Corporación de Revitalización de la AEE en cumplimiento de la resolución de la Comisión y orden del 18 de abril de 2016", 25 de abril de 2016.

⁶¹ Junta de Supervisión y Administración Financiera para Puerto Rico, "Consentimiento por unanimidad por escrito que aprueba la ejecución del Acuerdo de Reestructuración Preliminar de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico", 30 de julio de 2018.

de ciclo combinado de gas natural están subutilizadas. Este es un resultado probable del proceso de privatización actualmente en curso. El Plan Fiscal de la AEE proyecta una disminución en las ventas de electricidad a través del año fiscal 2023, una tendencia que probablemente continuará si la proyección del crecimiento fiscal negativo del PIB del Plan Fiscal del Gobierno hasta fines de la década de 2020 resulta ser correcta.⁶² Tal escenario requiere una planificación cuidadosa para el retiro de la generación existente y una ampliación de la nueva generación en pequeños incrementos con el fin de minimizar el riesgo de costos irrecuperables. Dicha planificación es poco probable, ya que el proceso de privatización establecido por la Ley 120-2018 permite que las transacciones de privatización estén exentas del Plan Integrado de Recursos a Largo Plazo de la AEE. Además, las empresas privadas que buscan establecer negocios en Puerto Rico probablemente preferirían nuevos proyectos a gran escala.

En un escenario alternativo, en el cual se construya menos generación (aproximadamente 3500 MW disponible para suplir la demanda pico en 2024, pero manteniendo el enfoque en la ampliación del gas natural), la tarifa global es 24.3 centavos por kWh, incluyendo la deuda legada (en dólares de 2018).

Mayores ventas

El pronóstico de ventas del Plan Fiscal constituye la base de nuestro escenario base. Sin embargo, observamos que las ventas reales en el año fiscal 2018 fueron un 7% más altas que las proyectadas por el Plan Fiscal de la AEE. Es muy incierto si estas ganancias persistirán en años futuros. Notamos que Moody's tiene una perspectiva mucho más pesimista que el Plan Fiscal del Estado Libre Asociado de Puerto Rico. Sin embargo, realizamos un análisis de sensibilidad con un 10% más de ventas en 2024. Esto reduce la tasa a 24.8 centavos/kWh.

Precios de combustibles

El escenario de la Administración de Energía de Estados Unidos (EIA en inglés) para los precios del gas natural de Henry Hub, que forma la base para nuestro pronóstico del precio de combustible, asume una tasa compuesta de crecimiento anual en precios reales de gas natural de 1.3% por año, con los precios de gas natural sin exceder \$5 por MMBTU hasta el 2050. Esta es una suposición que no parece tomar en cuenta las debilidades financieras de las compañías de exploración de petróleo y gas y producción en los Estados Unidos. Como se detalla en otra parte,⁶³ la perforación de gas de esquisto a los precios actuales no es financieramente sostenible y depende de la disposición de Wall Street para continuar prestando a las operaciones de perforación de esquisto, a pesar de su incapacidad para financiarse a través de las operaciones.⁶⁴ Si las tasas de interés en Estados Unidos aumentan

⁶² Gobierno de Puerto Rico, 23 de octubre de 2018, Plan fiscal en p. 32. AEE 1 de agosto de 2018, Plan Fiscal en p. 32.

⁶³ K. Hipple, T. Sanzillo y C. Williams-Derry, "Más banderas rojas en el fracking", IEEFA y Sightline Institute, diciembre de 2018.

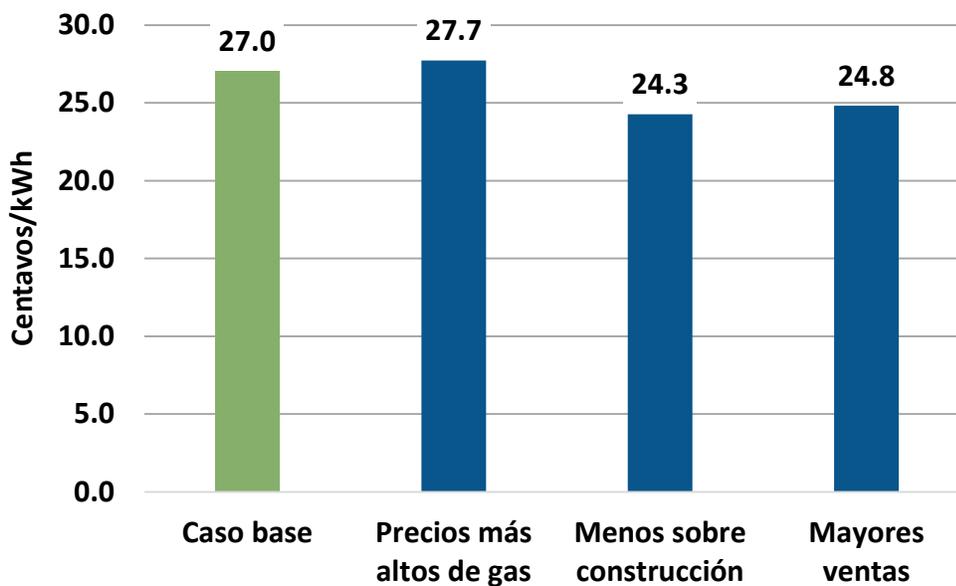
⁶⁴ B. Olson y L. Cook, "Wall Street le dice a los frackers que dejen de contar barriles y comiencen a obtener ganancias", Wall Street Journal, 13 de diciembre de 2017.

significativamente, o si los prestamistas se retiran colectivamente de los préstamos al sector (como han amenazado periódicamente hacer), existe un riesgo de que los precios aumenten significativamente.

Como sensibilidad, consideramos un escenario en el que los precios del gas natural son un 10% más altos que el pronóstico EIA en el AF 2024. Esto resulta en una tasa general más alta en el año fiscal 2024 de 27.7 centavos/kWh.

La siguiente gráfica resume los resultados de nuestro análisis de sensibilidad:

Figura 2: Costo estimado de privatización: caso base y sensibilidad



Otros riesgos de la privatización

Nuestro modelo financiero no capta otros riesgos en el actual proceso de privatización de AEE, incluyendo:

1. El riesgo de quedar atrapado en la infraestructura de combustibles fósiles.

Nuestro escenario base construye dos nuevas terminales de importación de gas natural y 1250 MW de nueva generación de gas natural. Bajo los contratos de treinta años, como se asume aquí, estos convenios expirarán alrededor de 2050, lo que imposibilitará que el gobierno de Puerto Rico logre su objetivo declarado de energía 100% renovable para el 2050. Incluso si los contratos se redujeran a veinte años, esto requeriría transformar dos tercios del suministro eléctrico de la Isla en el espacio de diez años, de 2040 a 2050, para alcanzar un 100% de energía renovable.

2. Multitud de energía distribuida.

Después del huracán María existe un mayor reconocimiento del valor de las micro redes y la generación distribuida para proporcionar energía después de un evento catastrófico. Las micro y mini redes como las de Adjuntas y Mayagüez brindaron servicios comunitarios críticos. En el año transcurrido desde el huracán María, la instalación de los sistemas solares en los techos casi se duplicó, y la mayoría de estos sistemas incluían una batería de respaldo para la resistencia.⁶⁵

A pesar del consenso público generalizado a favor de las microrredes y la distribución de energía renovable después del huracán María, el proceso de privatización en curso favorece la dependencia continua en un sistema de generación centralizado. Los proyectos que se han mencionado públicamente como parte de la privatización son todos proyectos a escala de servicios públicos. Y al entrar en contratos de largo plazo con niveles mínimos de despacho, la AEE o su sucesor tendrán un incentivo para mantener el consumo de electricidad por encima de esos niveles mínimos, lo que podría generar barreras para dificultar que los clientes puedan autogenerar su propia energía.

Además, la propuesta de reestructuración de la deuda para AEE, aunque independiente del proceso de privatización, probablemente también crearía incentivos para desalentar la generación distribuida. Al imponer un cargo por kWh para recuperar la deuda heredada, el acuerdo propuesto crearía una presión política sobre la AEE o su sucesor para limitar la cantidad de deserción de la red. De hecho, incluso la JASF ha reconocido las dificultades inherentes a esta situación. Al explicar su rechazo a un acuerdo anterior que exigía el 85% de reembolso de la deuda heredada, los miembros de JASF señalaron que a esos tenedores de bonos heredados “se les garantizaría el reembolso de la deuda restante a través de un recargo de electricidad. Si la demanda de electricidad continúa disminuyendo, el recargo tendrá que aumentar para compensar a los acreedores. La propuesta de Prepa [sic] y su garantía para los acreedores actuales aumentaría los costos para los contribuyentes al tiempo que deja nuevos inversores, los que Prepa [sic] necesita para transformar sus operaciones, asumiendo todo el riesgo. Los inversores privados no se involucrarían con Prepa [sic] en esos términos, lo que significa que la empresa carecería del capital para modernizarse”.⁶⁶

En otras palabras, además de sus altos costos, la privatización amenaza con socavar los objetivos clave a largo plazo de resiliencia y sostenibilidad (como se refleja en el objetivo del 100% de energía renovable para 2050).

⁶⁵ R. Kern, “Lo solar en la azotea casi se duplica en Puerto Rico después del huracán María”, Bloomberg BNA, 20 de septiembre de 2018.

⁶⁶ Andrew Biggs, Arthur González, Ana Matosantos y David Skeel, “Privatizar el poder de Puerto Rico”, Wall Street Journal, 29 de junio de 2017.

Límites al enfoque de privatización de la Ley 120

Como señalamos en la introducción, existe ambigüedad en el uso de la palabra “privatización” en relación con el sistema eléctrico de Puerto Rico. Una privatización pura del sistema eléctrico es imposible; el sector público siempre tendrá un papel. Incluso bajo el plan de privatización actual, el Plan Fiscal requiere \$ 7,000 millones de inversión pública (federal) en infraestructura de transmisión y distribución y la propiedad pública continua de los activos de transmisión y distribución. Las tarifas eléctricas continuarán siendo reguladas por un regulador estatal. Y es probable que el estado otorgue a los tenedores de deuda heredada un primer gravamen sobre la tasa de cotización del dólar para garantizar el reembolso. Mientras tanto, el modelo “público” actual implica importantes contratos con plantas de energía privadas.

Por lo tanto, la pregunta no es si “privatizar” o no “PREPA”, sino qué tipo de estructura de propiedad y gobierno tiene mejores resultados en la modernización y despolitización del sistema eléctrico para lograr los objetivos de política de asequibilidad, capacidad de recuperación y energía 100% renovable para el año 2050.

Como se detalla en las secciones anteriores, es poco probable que el modelo de privatización de la Ley 120 logre estos fines. Nuestro modelo sugiere que el plan de privatización actual probablemente resulte en tasas más altas, a menos que haya subsidios públicos adicionales (en forma de garantías de préstamos, subsidios de tasas de interés u otros), que no se están discutiendo públicamente. (Es revelador que dos proyectos energéticos privados recientemente propuestos y abandonados en Puerto Rico –el incinerador de Energy Answers y el terminal de gas de Aguirre– ambos buscaron subsidios federales).⁶⁷ Más aun, es probable que el modelo de privatización sobre construya el sistema de generación centralizado, creando una barrera al desarrollo de los recursos energéticos distribuidos. Y, el énfasis en los contratos para la nueva infraestructura de gas natural es inconsistente con el objetivo de energía renovable del 100% para 2050.

Asimismo, la Ley 120 parece poco probable que resulte en la esperada despolitización del sistema eléctrico. La gestión del sistema de generación, transmisión y distribución por parte de entidades privadas hará poco para despolitizar el sistema si los contratos se suscriben a través de un proceso político no transparente, como lo facilita la Ley 120.

En resumen, si bien está claro que la gobernabilidad del sistema eléctrico requiere una reforma importante al mismo tiempo que se realizan importantes inversiones en infraestructura física, la iniciativa de privatización de la Ley 120 – destruyendo la idea de un sistema eléctrico planificado racionalmente en favor de un proceso de contratos por etapas – parece más una continuación de los problemas actuales con

⁶⁷ Desarrollo Rural del Departamento de Agricultura de los Estados Unidos (USDA Rural Development), “Centro de generación de recursos y recuperación de residuos de Arecibo”, <https://www.rd.usda.gov/publications/environmental-studies/impact-statements/arecibo-waste-energy-generation-and-resource>; Eva Llorens Vélez, “AEE puede ser demasiado metida en el puerto de gas costa afuera de Aguirre para ver otras opciones”, Caribbean Business News, 28 de diciembre de 2016.

la AEE que la introducción necesaria de una administración profesional, transparente y responsable.

Alternativa a la privatización

Si el objetivo es modernizar y despolitizar el sistema eléctrico, existen otras opciones aparte de la iniciativa de privatización del gobernador Rosselló. En particular, el plan de privatización actual no explora otras fuentes potenciales de bajo costo de inversión de capital. Los préstamos a través del Servicio de Servicios Públicos Rurales (RUS) del Departamento de Agricultura (USDA) se utilizan en los Estados Unidos para financiar la infraestructura de energía pública. La AEE ha usado RUS como fuente de financiamiento en el pasado.⁶⁸ El incinerador de conversión de residuos en energía de Energy Answers en Puerto Rico también buscó financiamiento de RUS. Las cooperativas eléctricas, recientemente autorizadas por la legislación de 2018 en Puerto Rico, igualmente tendrían acceso a financiamiento de RUS. Actualmente, los préstamos RUS tienen una tasa de interés de hasta el 5%, con programas de pago programados hasta 35 años.^{69,70} Además de utilizar los programas RUS, existen varias instituciones de cofinanciamiento con otras oportunidades de préstamos de bajo interés; por ejemplo, la Corporación Nacional de Financiación de Servicios Públicos Rurales, la Corporación de Financiación Cooperativa y CoBank. Dependiendo del tamaño del préstamo, la calidad crediticia del prestatario y las condiciones de la tasa de interés general, estos prestamistas pueden proporcionar financiamiento en el rango de 1.3% a más de 8.0%.⁷¹

El Servicio de Investigación del Congreso también señala que al menos algunas entidades gubernamentales en Puerto Rico son elegibles para el programa de donaciones de Alto Costo de Energía del USDA, que otorga donaciones para infraestructura de generación, transmisión y distribución, así como eficiencia energética.⁷² Esto podría ser particularmente relevante para los municipios que ya están intentando crear sus propias empresas eléctricas municipales.

⁶⁸ AEE, Notas a los Estados Financieros Combinados, 30 de junio de 2001, p. 18.

⁶⁹ Desarrollo Rural del USDA, "Programa de Garantía de Préstamos y Préstamos para Infraestructura Eléctrica", <https://www.rd.usda.gov/programs-services/electric-infrastructure-loan-loan-guarantee-program>

⁷⁰ Para una comprensión un tanto anticuada de cómo funcionan los programas y cómo se abordan las situaciones de alto riesgo, consulte: Oficina de Responsabilidad Gubernamental de los EE. UU. (GAO), "Servicio de Utilidades Rurales: políticas y procedimientos para la originación de préstamos de generación y transmisión", 10 de febrero de 2000; US GAO, "Servicio de Utilidades Rurales: estado de la cartera de préstamos eléctricos", 17 de agosto de 1999; y U.S. GAO, "Servicio de Utilidades Rurales: evaluación de riesgos para la cartera de préstamos eléctricos", 30 de marzo de 1998.

⁷¹ Para una comprensión práctica de las tasas cobradas, el tamaño de los préstamos y cómo se ajustan a una cartera de deuda global de una Cooperativa BBB- vea: [Oglethorpe Power Cooperative, 2017 Form 10-K](#).

⁷² Desarrollo Rural del USDA, "Subvenciones de alto costo de energía", <https://www.rd.usda.gov/programs-services/high-energy-cost-grants>; Servicio de investigación del Congreso, "Reparación o reconstrucción: opciones de energía eléctrica en Puerto Rico", 16 de noviembre de 2017.

Las cooperativas financieras, que colectivamente en Puerto Rico tienen más de \$ 8 mil millones en activos, podrían ser otra fuente de financiamiento. Y la reforma de los subsidios de la AEE (que ascendió a aproximadamente \$ 170 millones en el AF 2017⁷³) podría potencialmente liberar una pequeña cantidad de capital para inversiones en energía.

Cualquier alternativa a la privatización de la Ley 120 debe establecer una clara prioridad de política pública para la inversión en energía renovable, energía distribuida y almacenamiento de energía para cumplir con la meta de energía 100% renovable para 2050, respaldada por un proceso de planificación de energía profesional con un fuerte componente de participación pública.⁷⁴

Sobre la despolitización de la gobernanza del sistema eléctrico, un enfoque sería un tener un inspector general independiente del sector privado designado por un tribunal (IPSIG en inglés), el cual se encargue de mejorar la administración de la Autoridad. Un IPSIG estaría habilitado para investigar las operaciones de AEE, implementar reformas para eliminar el desperdicio y/o actividad ilegal, y reportar violaciones de ley a las autoridades fiscalizadoras.⁷⁵ Una vez AEE sea estabilizada como una utilidad funcional, se necesitarán reformas para reducir significativamente el poder del gobernador para nombrar miembros de la Junta, y el director ejecutivo debe ser contratado a través de un proceso de contratación abierto y transparente llevado a cabo por la Junta.

Finalmente, el repago de la deuda heredada de AEE en el nivel propuesto actualmente no es financieramente viable e impediría seriamente la transformación del sistema eléctrico. La imposición de este recargo de deuda heredado continuo no solo eleva las tasas a niveles altos insostenibles, sino que también bloquea la AEE en su modelo de generación centralizada, como se describió anteriormente. Incluso en un escenario de privatización, un esquema que priorice el pago de una gran parte de la deuda pendiente sería problemático para atraer capital privado, como lo reconocen los miembros de la JASF. La probabilidad de transformar con éxito la AEE bajo cualquier estructura de propiedad y gobernanza se mejora en gran medida al eliminar la obligación del contribuyente de pagar la deuda heredada.⁷⁶

Así como el asunto del contrato de Whitefish, el Gobernador de Puerto Rico está buscando un curso de acción oneroso para atender los problemas del gobierno. En vez de usar opciones de bajo costo, el gobernador ha decidido optar por formas muy

⁷³ Informe de expertos de Paul Chernick, Negociado de Energía de Puerto Rico Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001, 17 de noviembre de 2016, pág. 81.

⁷⁴ Los resultados preliminares del modelo publicados por la AEE en octubre de 2018 indican que la prioridad a corto plazo para la inversión en el sistema eléctrico debe ser la energía renovable y el almacenamiento. Debido a las limitaciones de los modelos, los resultados preliminares se centran en la energía renovable a escala de servicios públicos.

⁷⁵ Hon. Margaret Finerty, "Monitorships, IPSIGs and Independent Investigations", Asociación Internacional de Inspectores Generales Independientes del Sector Privado, 19 de octubre de 2005.

⁷⁶ Los tenedores de bonos tienen opciones adicionales para perseguir la recuperación parcial de la deuda heredada, incluso de los aseguradores (sobre los aproximadamente \$ 2.4 mil millones de la deuda heredada pendiente que está asegurada) y las reclamaciones contra asesores legales, suscriptores y asesores financieros sobre los acuerdos de deuda.

caras de capital privado, las cuales también aseguran que el gobernador tendrá más intervención en los contratistas seleccionados para el proyecto.

Modelamos un escenario hipotético alternativo, basado en la sensibilidad descrita arriba, en el cual el sistema de generación sigue basado grandemente en gas natural, pero con menos expansión que nuestro caso de escenario base (que bajo supuestos de financiamiento de privatización de la sección anterior resultan en una tarifa de 24.3 centavos/kWh). Asumimos la eliminación de la deuda legada y que las inversiones serán sufragadas con préstamos federales de intereses bajos. El resultado es un costo de electricidad a los consumidores de 19.5 centavos/kWh. Esta tasa podría ser reducida aún más con la reconfiguración del sistema de generación para enfatizar más inversión en energías eficientes y renovables.⁷⁷ Sin embargo, la decisión de la mezcla de menor costo de generación debe ser modelada a través de un análisis de planificación de recursos integrados. Nuestro escenario alternativo aquí ilustra la importancia de acceso a financiamiento público de bajo costo para traer las tarifas a niveles asequibles, así como la eliminación de tarifas de la deuda heredada de AEE.

Conclusión

El sistema creado por varias leyes y regulaciones cubiertas bajo el término “privatización” resultará en una tarifa de 27 centavos/kWh en el 2024. La tarifa de 2018 para los clientes de AEE era 22.7 centavos/kWh. La meta a largo plazo del Plan Fiscal certificado de AEE establece que es 18 centavos/kWh, el cual se basa en restaurar el sistema eléctrico a la competitividad económica. Bajo la propuesta privatización, las tarifas subirán, no bajarán, y serán 35 % más altas que el sistema existente y 40 % por encima de la meta del Plan Fiscal.

Más allá, el plan de privatización es probable que produzca una mezcla energética dependiente de la generación centralizada que no es un camino hacia el 100 % de energía renovable para 2050. El modelo de privatización actual hará todo imposible para que Puerto Rico logre sus metas de asequibilidad, resistencia y sustentabilidad.

⁷⁷ Sin incluir el costo de la infraestructura de importación de gas natural, el costo nivelado de las nuevas plantas de gas natural en este escenario es de 13 centavos/kWh, mientras que el costo nivelado de la nueva energía renovable a nivel de utilidad es de 5 centavos/kWh.

About IEEFA

The Institute for Energy Economics and Financial Analysis conducts research and analyses on financial and economic issues related to energy and the environment. The Institute's mission is to accelerate the transition to a diverse, sustainable and profitable energy economy. www.ieefa.org

About the Authors

Tom Sanzillo

Tom Sanzillo, director of finance for IEEFA, is the author of several studies on coal plants, rate impacts, credit analyses and public and private financial structures for the coal industry. He has testified as an expert witness, taught energy-industry finance training sessions, and is quoted frequently by the media. Sanzillo has 17 years of experience with the City and the State of New York in various senior financial and policy management positions. He is a former first deputy comptroller for the State of New York, where he oversaw the finances of 1,300 units of local government, the annual management of 44,000 government contracts, and where he had oversight of over \$200 billion in state and local municipal bond programs and a \$156 billion pension fund.

Cathy Kunkel

Cathy Kunkel, energy analyst, is an independent West Virginia-based consultant focusing on energy efficiency and utility regulation. She has testified on multiple occasions before the West Virginia Public Service Commission for the nonprofit coalition Energy Efficient West Virginia. She has done graduate work for the Energy and Resources Group at the University of California-Berkeley and is a former senior research associate at Lawrence Berkeley National Laboratory. Kunkel has an undergraduate degree in physics from Princeton University and a graduate degree in physics from Cambridge University.

This report is for information and educational purposes only. The Institute for Energy Economics and Financial Analysis ("IEEFA") does not provide tax, legal, investment or accounting advice. This report is not intended to provide, and should not be relied on for, tax, legal, investment or accounting advice. Nothing in this report is intended as investment advice, as an offer or solicitation of an offer to buy or sell, or as a recommendation, endorsement, or sponsorship of any security, company, or fund. IEEFA is not responsible for any investment decision made by you. You are responsible for your own investment research and investment decisions. This report is not meant as a general guide to investing, nor as a source of any specific investment recommendation. Unless attributed to others, any opinions expressed are our current opinions only. Certain information presented may have been provided by third parties. IEEFA believes that such third-party information is reliable, and has checked public records to verify it wherever possible, but does not guarantee its accuracy, timeliness or completeness; and it is subject to change without notice.