

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

IN RE: ENMIENDAS A CONTRATO DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA RENOVABLE: PROYECTOS NO-OPERACIONAL (XZERTA-TEC SOLAR I, LLC)

CASO NÚM: NEPR-AP-2021-0002

ASUNTO: Resolución Final sobre Solicitud de Aprobación de Enmiendas a Contrato de Compraventa de Energía Renovable: Proyectos No-Operacionales entre Xzerta-Tec Solar I, LLC y la Autoridad de Energía Eléctrica.

RESOLUCIÓN Y ORDEN

I. Introducción

La Ley 82-2010¹ creó la Cartera de Energía Renovable de Puerto Rico, la cual establece las metas de cumplimiento a corto, mediano y largo plazo respecto a la producción de energía por medio de fuentes renovables sostenibles o alternas. De conformidad con las disposiciones de la Ley 82-2010, durante los años 2010-2013, la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (“Autoridad”), otorgó aproximadamente sesenta (60) contratos para el desarrollo de facilidades de energía renovable que la Autoridad adquiriría mediante contratos de compraventa de energía.²

El 16 de marzo de 2012, la Autoridad y Grupotec USA, Inc. (“Grupotec”) otorgaron un *Master Power Purchase and Operating Agreement* (MPPOA), para el desarrollo, construcción y operación de varios proyectos de energía fotovoltaica de no más de 15 MW cada uno, hasta un máximo en el agregado de 100 MW.³ El 19 de septiembre de 2012, la Autoridad y Grupotec enmendaron varias disposiciones del MPPOA.⁴ Además, ese mismo día, la Autoridad y Grupotec firmaron un acuerdo que contemplaba el desarrollo, operación y venta de energía solar fotovoltaica (“Proyecto”) en el área de Hatillo con una capacidad de 15 MW

¹ *Ley de Política Pública de Diversificación Energética por Medio de la Energía Renovable Sostenible y Alternativa*, 12 L.P.R.A. § 8121 (2010) *et seq.* (“Ley-82-2010”).

² Power Purchase and Operation Agreements o “PPOAs” por sus siglas en inglés.

³ Véase, Exhibit E de la *Petición de Aprobación de Enmienda a Contrato de Compraventa de Energía Renovable con Xzerta Tec Solar I, LLC* de 17 de marzo de 2021 (“Petición 2021”), In re: Solicitud de Aprobación de Enmienda a Contrato de Energía Renovable entre la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico y (Xzerta-Tec Solar I, LLC), Caso Núm. NEPR-AP-2021-0002.

⁴ *Id.*



“Acuerdo”).⁵ Mediante enmienda al Acuerdo de 2 de enero de 2013, se reconoció que con fecha de efectividad de 18 de noviembre de 2012, Grupotec asignó los derechos, titularidad e intereses sobre el Acuerdo a su afiliada, Xzerta-Tec Solar I, LLC (“Xzerta”).⁶ Además, mediante la referida enmienda se aumentó la capacidad del Proyecto de 15 MW a 20 MW y se disminuyó el término de vigencia del Acuerdo de veinticinco (25) a veinte (20) años.⁷ El 2 de mayo de 2014, se realizó otra enmienda al Acuerdo para aumentar el término de vigencia de veinte (20) a veinticinco (25) años y enmendar cierta cláusulas sobre su cumplimiento.⁸

El 19 de junio de 2020, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico (“Negociado de Energía”) una solicitud de aprobación de enmienda al Acuerdo.⁹ El Negociado de Energía aprobó de forma condicionada dicha enmienda mediante Resolución y Orden de 4 de septiembre de 2020.¹⁰ Posteriormente, la Autoridad solicitó el retiro de la solicitud de enmienda, por lo que el Negociado de Energía dejó sin efecto la autorización condicionada para enmendar el Acuerdo.¹¹

La Autoridad solicita nuevamente al Negociado de Energía aprobar una enmienda al Acuerdo.¹² El Proyecto propuesto contempla una facilidad solar fotovoltaica con capacidad de 60 MW a ser ubicada en el municipio de Hatillo.¹³ El Proyecto se interconectará a la red eléctrica de la Autoridad en el Centro de Transmisión (“TC”, por sus siglas en inglés) de Hatillo a un voltaje de 115kV.¹⁴ La Autoridad anticipa que el Proyecto, estará en operación comercial dentro de aproximadamente treinta y dos (32) meses, contados a partir de la

⁵ *Id.*

⁶ *Id.* Xzerta-Tec es una compañía de responsabilidad limitada organizada bajo las leyes de Delaware, autorizada a hacer negocios en Puerto Rico. *Id.*

⁷ *Id.*

⁸ *Id.*

⁹ Véase *Petición de Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovables: Proyectos No-Operacional* de 19 de junio 2020, In Re: Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovables: Proyectos No-Operacional, Caso Núm. NEPR-AP-2020-0003 (“Petición 2020”).

¹⁰ Véase Resolución y Orden de 4 de septiembre de 2020, In Re: Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovables: Proyectos No-Operacional (Xzerta-Tec Solar I, LLC), Caso Núm. NEPR-AP-2020-0003.

¹¹ Véase Resolución y Orden de 10 de diciembre de 2020, In Re: Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovables: Proyectos No-Operacional (Xzerta-Tec Solar I, LLC), Caso Núm. NEPR-AP-2020-0003.

¹² Véase *Petición 2021*.

¹³ *Id.*, Exhibit B. Véase también, Exhibit D de la *Petición 2021*, Tabla ES-3.

¹⁴ Véase, Exhibit D de la *Petición 2021*, Tabla ES-3.



fecha en que el Tribunal de Quiebras -en el caso que se sigue en bajo el Título III¹⁵ de la Ley Federal PROMESA-¹⁶apruebe la aceptación (*assumption*) del Acuerdo, según enmendado.

La Autoridad solicita al Negociado de Energía, evaluar el Acuerdo, según enmendado, de conformidad con las disposiciones de la Ley 57-2014¹⁷ y la Ley 17-2019.¹⁸

II. Tracto Procesal Pertinente

Este caso tiene su origen, el 19 de junio de 2020, cuando la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía la Petición 2020. En la Petición 2020, la Autoridad solicitó al Negociado de Energía aprobar ciertas enmiendas a los PPOAs de dieciséis (16) proyectos de energía renovable, entre los cuales se encontraba el Acuerdo.¹⁹

¹⁵Véase In Re: The Financial Oversight and Management Board for Puerto Rico, as Representative of Puerto Rico Electric Power Authority, Bankruptcy Case No.: 17-04780 (LTS) ("Caso bajo el Título III").

¹⁶ *The Puerto Rico Oversight, Management and Economic Stability Act*, Pub. L. 114-187 ("PROMESA").

¹⁷ Conocida como *Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico*, según enmendada ("Ley 57-2014").

¹⁸ Conocida como *Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico* ("Ley 17-2019").

¹⁹ Específicamente, en el caso In Re: Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovables: Proyectos No-Operacional, Caso Núm.: NEPR-AP-2020-0003, la Autoridad solicitó la aprobación de enmiendas en cuanto a los siguientes PPOAs: Renewable Power Purchase and Operating Agreement between Xzerta-Tec Solar 1, LLC and PREPA, dated September 19, 2012; Renewable Power Purchase and Operating Agreement between SolarBlue Bemoga, LLC and PREPA, dated October 10, 2012; Renewable Power Purchase and Operating Agreement between Solaner Puerto Rico One, LLC and PREPA, dated June 13, 2012; Renewable Power Purchase and Operating Agreement between Blue Beetle III, LLC and PREPA, dated October 31, 2011; Master Renewable Power Purchase and Operating Agreement between PBJL Energy Corporation and PREPA, dated December 20, 2011, Renewable Power Purchase and Operating Agreement between CIRO One Salinas, LLC and PREPA, dated October 25, 2010; Renewable Power Purchase and Operating Agreement between Guayama Solar Energy, LLC and PREPA, dated October 22, 2010; Renewable Power Purchase and Operating Agreement between Solar Project San Juan, LLC and PREPA, dated October 10, 2012; Renewable Power Purchase and Operating Agreement between Vega Baja Solar Project, LLC and PREPA, dated October 10, 2012; Renewable Power Purchase and Operating Agreement between Renewable Energy Authority, LLC and PREPA, dated November 21, 2011; Renewable Power Purchase and Operating Agreement between REA Energy Hatillo Solar Plant, LLC, dated December 13, 2011; Renewable Power Purchase and Operating Agreement between Caracol Solar, LLC and PREPA, dated July 20, 2012; Renewable Power Purchase and Operating Agreement between Sierra Solar Farm, LLC and PREPA, dated December 18, 20; Renewable Power Purchase and Operating Agreement between Desarrollos del Norte Inc. d/b/a Atenas Solar Farm and PREPA, dated December 28, 2012; Renewable Power Purchase and Operating Agreement between Morovis Solar, LLC and PREPA, dated December 8, 2011; y Renewable Power Purchase and Operating Agreement between ReSun (Barceloneta), LLC and PREPA, dated December 16, 2011.



A
S
J
M
A

De conformidad con la información provista por la Autoridad, los proyectos contemplados en los PPOAs se encontraban en su fase no operacional.²⁰ Todos estos PPOAs, fueron suscritos por la Autoridad y los desarrolladores de los mencionados proyectos previo a la aprobación de la Ley 57-2014. Según la Autoridad, la renegociación de los Acuerdos surgió, entre otras cosas, debido a que (i) desde hace años los precios acordados originalmente con los desarrolladores están muy por encima del precio actual del mercado, según determinado por la Junta de Gobierno de la Autoridad; y (ii) los contratos originales contemplaban un aumento sin tope y cargos adicionales por crédito de energía renovable (“CERs” o “RECs”, por sus siglas en inglés). La Autoridad alegó que los precios de los PPOAs originales crearían una carga económica insostenible para la Autoridad y, en consecuencia, para Puerto Rico.²¹

El 8 de julio de 2020, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden en la que, entre otros asuntos, determinó que, (i) dada la naturaleza de los Acuerdos, cada uno representa una evaluación distinta; y (ii) que para evaluar adecuadamente los Acuerdos, cada uno de ellos debía tramitarse bajo un expediente administrativo separado.²² A tenor con lo anterior, el Negociado de Energía ordenó a la Secretaria abrir un expediente administrativo separado para cada uno de los Acuerdos, bajo el cual se evaluará y tramitará las enmiendas solicitadas.²³

El 20 de agosto de 2020, la Autoridad presentó un escrito titulado *Moción para Presentar Enmienda Nunc Pro Tunc a Petición de Enmienda a Contratos de Compra de Energía Renovable: Proyectos No-Operacionales* (“Moción de 20 de agosto”).²⁴ En su escrito, la Autoridad solicitó que se modificara cierta aseveración incorrecta que incluyó en la página 4 de la Petición 2020. Específicamente, la Autoridad interesaba aclarar que no consideró eximir a los desarrolladores de proyectos de energía renovable del cumplimiento con los

²⁰ De la Petición 2020 surge que este grupo está compuesto de proyectos no construidos que: (i) estaban cerca de completar sus actividades de desarrollo, iniciadas anteriormente; (ii) demostraron la voluntad de negociar precios que reflejen los cambios en la industria y el mercado; (iii) tienen el potencial de comenzar su construcción en un corto plazo, con el fin de maximizar los beneficios asociados a los incentivos contributivos federales. Véase Petición 2020, p. 3.

²¹ *Id.*

²² Véase, Resolución y Orden de 8 de julio de 2020, In Re: Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovable: Proyectos No-Operacionales, Caso Núm.: NEPR-AP-2020-0003, estableciendo los epígrafes y números de caso para cada PPOA. En aquel momento, la evaluación del Acuerdo objeto del caso de epígrafe se mantuvo bajo el Caso Núm.: NEPR-AP-2020-0003, modificándose su epígrafe de la siguiente forma: In Re: Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovable: Proyectos No-Operacionales (XZERTA-TEC SOLAR I, LLC), Caso Núm.: NEPR-AP-2020-0003.

²³ *Id.*

²⁴ Véase Moción de 20 de agosto, documentos: Exhibit A, Petición Revisada y Exhibit B, Petición con marcos de revisión.



MTRs.²⁵ De igual forma, la Autoridad aclaró, que, de la misma Petición 2020 y los PPOAs que se presentaron para evaluación por el Negociado de Energía surge que los desarrolladores deben cumplir con los MTRs.²⁶ La Autoridad argumentó que, por no tratarse de un asunto de naturaleza sustantiva, procedía la enmienda *Nunc Pro Tunc* a la Petición 2020.

El 4 de septiembre de 2020, luego de varios trámites procesales, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden (“Resolución de 4 de septiembre”) en el Caso Núm. NEPR-AP-2020-0003, mediante la cual aprobó las enmiendas propuestas al Acuerdo.²⁷ Dicha aprobación estaba sujeta al cumplimiento por la Autoridad de varias condiciones establecidas en la Resolución de 4 de septiembre.²⁸

El 22 de septiembre de 2020, la Autoridad presentó un escrito titulado *Moción para Informar Retiro de Enmienda a Contrato de Compra de Energía sin Perjuicio de Presentación Posterior* (“Moción de 22 de septiembre”) en el Caso Núm. NEPR-AP-2020-0003. En su escrito, la Autoridad indicó que el 17 de agosto de 2020, la Junta de Supervisión y Administración Financiera para Puerto Rico (“Junta”) le informó, entre otras cosas, que el total de energía renovable que se debía desarrollar utilizando como base los precios que la Autoridad logró renegociar en cuanto a los Acuerdos, no debía exceder 150 MW. Además, expresó la Autoridad, que la Junta indicó en la referida comunicación otros aspectos que la Autoridad debía considerar al momento de evaluar los proyectos que serían seleccionados para ejecutar las enmiendas a los PPOAs. La Autoridad argumentó que atender el señalamiento de la Junta requerirá reevaluar los dieciséis (16) contratos presentados para aprobación ante el Negociado de Energía. Por lo tanto, solicitó el “retiro” de su petición de enmienda, sin perjuicio de poder presentarla con posterioridad, cuando se completara el proceso de reevaluación de los dieciséis (16) contratos presentados para aprobación ante el Negociado de Energía. Luego de la evaluación correspondiente, mediante Resolución y Orden de 10 de diciembre de 2020, el Negociado de Energía dejó sin efecto la autorización previamente concedida en cuanto al Acuerdo.

El 17 de marzo de 2021, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Petición de Aprobación de Enmienda a Contrato de Compraventa de Energía Renovable con Xzerta Tec Solar I, LLC* en el caso de epígrafe (“Petición 2021”). Mediante la Petición 2021 la Autoridad solicita que se aprueben ciertas enmiendas al Acuerdo, las cuales se recogen en un documento que se hace formar parte de la Petición titulado *Amended and*

²⁵ Requisitos Técnicos Mínimos (“Minimal Technical Requirements” o “MTRs”, por sus siglas en inglés).

²⁶ Véase Moción de 20 de agosto, págs. 2-3, In Re: Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovables: Proyectos No-Operacional (Xzerta-Tec Solar I, LLC), Caso Núm. NEPR-AP-2020-0003.

²⁷ Véase Resolución y Orden, In Re: Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovables: Proyectos No-Operacional (Xzerta-Tec Solar I, LLC), Caso Núm. NEPR-AP-2020-0003, 4 de septiembre de 2020.

²⁸ *Id.*



*Restated Renewable Power Purchase and Operating Agreement Between Puerto Rico Electric Power Authority and Xzerta Tec Solar I, LLC Dated [•] ("Acuerdo Enmendado").*²⁹

En la Petición 2021, la Autoridad expresa que en aras de cumplir con los requisitos de la Cartera de Energía Renovable que impone la Ley 17-2019 y el Plan Integrado de Recursos (PIR) según aprobado por el Negociado de Energía en *In Re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001*, la Autoridad se dio la encomienda de reevaluar los Acuerdos de Operación y Compraventa de Energía de los dieciséis (16) proyectos de energía renovable, incluyendo el Acuerdo, en cumplimiento con los criterios impuestos por la Junta y al amparo de las guías establecidas por el Negociado de Energía cuando aprobó los PPOAs en septiembre de 2020. Como resultado de la evaluación, la Autoridad solo recomendó a la Junta los acuerdos enmendados con CIRO One Salinas LLC y Xzerta (aquí identificado como el Acuerdo).³⁰

Según surge de la Petición 2021, el Acuerdo original fue suscrito por la Autoridad y los desarrolladores del mencionado proyecto previo a la aprobación de la Ley 57-2014. Además, la Autoridad expone que logró renegociar el Acuerdo lo que resultó en una reducción en el precio del kilovatio-hora (kwh). La Autoridad expresa que el Acuerdo Enmendado comprende la venta de ambos, la energía renovable y los Certificados de Energía Renovable ("CERs"), a un costo de \$0.099/kWh y, de ser aprobado, el proyecto entraría en operación comercial dos (2) años después del comienzo de su construcción, contribuyendo así a los requisitos de la Cartera de Energía Renovable ("RPS", por sus siglas en inglés).³¹ Además, la Autoridad indica que el Acuerdo Enmendado ya cuenta con la aprobación de la Junta.³²

En su Petición 2021, la Autoridad solicitó designación y trato confidencial al Acuerdo Enmendado.³³ El 8 de abril de 2021, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden en la que, entre otros asuntos, concedió la designación y trato confidencial a los documentos incluidos en la Petición 2021 como Exhibit J. Igualmente, determinó que, para evaluar adecuadamente el Acuerdo Enmendado, la Autoridad debía suministrar al Negociado de Energía una serie de documentos que no fueron suministrados, pero que se consideran esenciales para la evaluación de la Petición 2021. Los mismos incluían, (i) el Informe de One Conexus al cual se hace referencia en la página 579 de la Petición según el Exhibit G; (ii) todos los documentos que se mencionan en la columna de "Reference" para Xzerta Tec 60 MW, pagina 597 a 599 de la Petición 2021, según descrito en el Exhibit H; (iii) versión del PPOA

²⁹ Véase Petición 2021, Exhibit J.

³⁰ Véase Petición 2021, p. 8-9.

³¹ Véase Petición 2021, p. 2.

³² *Id.*, p. 735, Exhibit I, Carta de la Junta de Supervisión Fiscal con fecha de 1 de marzo de 2021

³³ *Id.*, pp. 16-19.



con Xzerta con revisiones de manera que permita comparar/contrastar los términos y condiciones originales contra las enmiendas propuestas incluidas en el Acuerdo.³⁴

El 13 de abril de 2021, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Moción en Cumplimiento de Orden y Solicitud de Determinación de Confidencialidad* acatando lo solicitado en la Resolución y Orden emitida por el Negociado de Energía el 8 de abril de 2021 ("Moción de 13 de abril").³⁵ Mediante la Moción de 13 de abril la Autoridad presenta al Negociado de Energía los documentos requeridos mediante al Resolución de 8 de abril y, solicita que los mismos sean designados como confidenciales. Mediante Resolución y Orden de 11 de mayo de 2021, el Negociado de Energía concedió la designación y trato confidencial a los documentos incluidos en la Moción de 13 de abril.

III. Derecho Aplicable

A. Facultades del Negociado de Energía

El Negociado de Energía es el ente regulador encargado de fiscalizar y asegurar la cabal ejecución e implementación de la política pública sobre el servicio eléctrico en Puerto Rico.³⁶ A tenor con las disposiciones de la Ley 57-2014, el Negociado de Energía tiene a su cargo, entre otros deberes y facultades, establecer e implementar las acciones regulatorias necesarias para garantizar la capacidad, confiabilidad, seguridad y eficiencia del sistema eléctrico de Puerto Rico.³⁷

El Artículo 6.3 de la Ley 57-2014 dispone que el Negociado de Energía tiene, entre otras, la facultad de (i) implementar los reglamentos y las acciones regulatorias necesarias para garantizar la capacidad, confiabilidad, seguridad, eficiencia y razonabilidad en tarifas del sistema eléctrico de Puerto Rico; y (ii) establecer las guías, estándares, prácticas y procesos a seguir para los procesos que la Autoridad lleve a cabo en relación con la compra de energía a otras compañías de servicio eléctrico y/o para modernizar sus plantas o instalaciones generadoras de energía.³⁸

³⁴ Véase Resolución y Orden, In re: Solicitud de Aprobación de Enmienda a Contrato de Energía Renovable entre la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico y (Xerta-Tec Solar I, LLC), Caso Núm. NEPR-AP-2021-0002, 8 de abril de 2021.

³⁵ Véase *Moción en Cumplimiento de Orden y Solicitud de Determinación de Confidencialidad*, In re: Solicitud de Aprobación de Enmienda a Contrato de Energía Renovable entre la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico y (Xerta-Tec Solar I, LLC), Caso Núm. NEPR-AP-2021-0002, 13 de abril de 2021.

³⁶ Véase, Ley 57-2014 y Ley 17-2019.

³⁷ Véase, Artículo 6.3(c) de la Ley 57-2014.

³⁸ *Id.*



Además, el Negociado de Energía tiene el poder de establecer mediante reglamento las normas de política pública en relación con las compañías de servicio eléctrico, así como toda transacción, acción u omisión que incida sobre la red eléctrica y la infraestructura eléctrica en Puerto Rico e implementar dichas normas de política pública.³⁹ El Negociado de Energía aplicará normas de política pública que sean coherentes con la Política Pública Energética según declarada por legislación.⁴⁰ De otra parte, el Artículo 6.32(c) de la Ley 57-2014, faculta al Negociado de Energía para adoptar las guías necesarias para la evaluación y aprobación de los contratos de compraventa de energía.⁴¹

B. Facultades del Negociado de Energía en torno a los Contratos de Compra de Energía

El Artículo 1.11(b) de la Ley 17-2019 dispone que todo contrato de compraventa de energía o toda enmienda o extensión a un contrato de compraventa de energía otorgado previo a la aprobación de la Ley 57-2014, entre la Autoridad, o el Contratante de la red de transmisión y distribución, y cualquier productor independiente de energía se otorgará de conformidad con lo establecido en el Artículo 6.32 de la Ley 57-2014 y la reglamentación adoptada por el Negociado al amparo de dicho Artículo.⁴²

Con el propósito de garantizar que dichos acuerdos tengan un precio adecuado y razonable, los parámetros establecidos por el Negociado de Energía serán cónsonos con los que normalmente utiliza la industria para tales fines, así como con cualquier otro parámetro o método utilizado para regular los ingresos atribuibles a los acuerdos de compra de energía.⁴³ La Ley 17-2019 adoptó como política pública la reducción en la dependencia de combustibles fósiles, hasta lograr la erradicación de la generación de energía basado en carbón, derivados de petróleo y gas. Específicamente, la Ley 17-2019 modificó los estándares de la Cartera de Energía Renovable establecidas en la Ley 82-2010. Dicha enmienda incrementó el requisito de generación de energía a base de fuentes renovables a cuarenta por ciento (40%) para el 2025, sesenta por ciento (60%) para el 2040 y cien por ciento (100%) para el 2050.⁴⁴ De igual forma, la Ley 33-2019⁴⁵ estableció la meta de veinte por ciento (20%) para el año 2022.

³⁹ Véase, Artículo 6.3(b) de la Ley 57-2014.

⁴⁰ *Id.*

⁴¹ *Id.*, Artículo 6.32(c).

⁴² Véase Artículo. 1.11(b) de la Ley 17-2019.

⁴³ *Id.*

⁴⁴ Véase Ley 17-2019, Artículo 1.6(7); Artículo 4.2 (el cual enmienda el Artículo 2.3 de la Ley 82-2010).

⁴⁵ Conocida como *Ley de Mitigación, Adaptación y Resiliencia al Cambio Climático de Puerto Rico*.



Por lo tanto, los contratos de compra de energía se otorgarán considerando las metas y mandatos establecidos en la Cartera de Energía Renovable, que obligan a una transición de la generación de energía basada en combustibles fósiles, a la integración agresiva de energía renovable, según dispone la Ley 82-2010.

C. Criterios Aplicables a la Evaluación de los Contratos de Compra de Energía

El Artículo 6.32 de la Ley 57-2014 establece un marco legal integral para la evaluación y aprobación de los acuerdos de compraventa de energía. Dicho Artículo, faculta al Negociado de Energía para evaluar y aprobar todos los contratos entre las compañías de servicio eléctrico, incluidos los productores independientes de energía, antes del otorgamiento de dichos contratos.⁴⁶ Esto incluirá, pero no se limitará, a la evaluación y aprobación de los contratos de compraventa de energía mediante los cuales un productor independiente de energía se disponga a proveer energía a la compañías de servicio eléctrico responsable de operar el sistema eléctrico de la Autoridad.⁴⁷

Consistente con lo anterior, el referido Artículo 6.32 faculta al Negociado de Energía para adoptar y promulgar un reglamento que disponga: (i) los estándares y requisitos con los que cumplirán los contratos de las compañías de servicio eléctrico, incluyendo los contratos entre la Autoridad, su sucesora, o el Contratante de la red de transmisión y distribución y cualquier compañía de servicio eléctrico o cualquier productor independiente de energía; (ii) los términos y condiciones que deberán incluirse en todo contrato de compraventa de energía y en todo contrato de interconexión, incluidos los costos razonables por kilovatios hora (kWh) por tipo de tecnología de generación.⁴⁸ Las guías y estándares que el Negociado de Energía establezca mediante dicho reglamento tendrán el propósito de asegurar el cumplimiento con los principios de la Ley 57-2014, la Ley 83⁴⁹ y la Ley 17-2019.⁵⁰

Al evaluar cada propuesta de contrato entre las compañías de servicio eléctrico, el Negociado de Energía tiene el deber de garantizar que ésta es consistente con la política pública energética establecida en la Ley 17-2019,⁵¹ así como con el Plan Integrado de

⁴⁶ Véase Artículo 6.32 (a) de la Ley 57-2014.

⁴⁷ *Id.*

⁴⁸ El 19 de octubre de 2020 el Negociado de Energía comenzó un procedimiento reglamentario dirigido a adoptar el reglamento dispuesto en la Sección 6.32 de la Ley 57-2014 bajo el caso: In re: Regulation for the Evaluation and Approval of Agreements between Electric Service Companies, Caso Núm.: NEPR-MI-2020-0014. Dicho procedimiento está pendiente, por lo cual los principios allí establecidos no aplican directamente a la evaluación del Acuerdo Enmendado que se sigue en el caso de epígrafe.

⁴⁹ Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941, según enmendada, conocida como *Ley de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico* ("Ley 83").

⁵⁰ Véase, Artículo 6.32 (c) de la Ley 57-2014.

⁵¹ *Id.*, Artículo 6.32(b).



Recursos (“PIR”) aprobado.⁵² El Negociado de Energía no aprobará contrato alguno que sea inconsistente con el PIR, especialmente en lo referente a las metas de energía renovable, generación distribuida, conservación y eficiencia que se establezcan tanto en el PIR como en la política pública energética.⁵³

El Negociado de Energía debe asegurar que la interconexión de los proyectos propuestos no amenace la confiabilidad y seguridad de la red eléctrica y requerirá la eliminación de cualquier término o condición en la propuesta de contrato que sea contraria o amenace la operación segura y confiable de la red eléctrica. El Negociado de Energía no aprobará contrato alguno cuando exista evidencia técnica que demuestre que el proyecto en cuestión o las condiciones contractuales de un proyecto atentarían contra la confiabilidad y seguridad de la red eléctrica de Puerto Rico.⁵⁴

El Negociado de Energía también se asegurará que las tarifas, derechos, rentas o cargos que se paguen a productores independientes de energía sean justos y razonables, y protejan el interés público y el erario. Igualmente, la tarifa de interconexión a la red de transmisión y distribución, incluyendo los cargos por construcción, la tarifa de trasbordo, así como cualquier otro requerimiento aplicable a los productores independientes de energía o a otras compañías de servicio eléctrico que deseen interconectarse al sistema de transmisión y distribución, también sean justos y razonables. En este proceso, el Negociado de Energía deberá asegurarse que las tarifas permitan una interconexión que no afecte la confiabilidad del servicio eléctrico y promueva la protección del ambiente, el cumplimiento con los mandatos de ley, y que no impacte adversamente a los clientes.⁵⁵

De igual forma, el Negociado requerirá a la compañía del servicio eléctrico responsable de la operación del Sistema Eléctrico que presente un “Estudio Suplementario” para el proyecto objeto del contrato propuesto o el análisis técnico correspondiente que sustente el contrato. En caso de que un proyecto no requiera que se haga un “Estudio Suplementario”, la compañía de servicio eléctrico responsable de la operación del Sistema Eléctrico emitirá al Negociado de Energía una certificación a esos efectos, en la que expondrá las razones por las cuales las circunstancias y características del proyecto hacen innecesario un “Estudio Suplementario” o una evaluación técnica.⁵⁶

Las disposiciones que anteceden aplican también a las enmiendas a los contratos otorgados previo a la aprobación de la Ley 57-2014, si se proponen una enmienda a los mismos. Por lo tanto, toda extensión o enmienda a un contrato de compraventa de energía

⁵² *Id.*, Artículo 6.32(d).

⁵³ *Id.*

⁵⁴ *Id.*, Artículo 6.32(f).

⁵⁵ *Id.*, Artículo 6.32(g).

⁵⁶ *Id.*, Artículo 6.32(h).



otorgado previo a la aprobación de la Ley 57-2014, debe ser aprobada por el Negociado de Energía antes de su otorgación.⁵⁷

Por lo tanto, al evaluar el Acuerdo Enmendado el Negociado de Energía debe determinar primordialmente: (i) si la propuesta es consistente con el PIR Aprobado;⁵⁸ (ii) si la propuesta es consistente con la política pública energética de Puerto Rico; (iii) si la estructura de cargos propuesta es justa, razonable y protege al interés público y al erario; (iv) si la interconexión del proyecto propuesto pone en riesgo la confiabilidad y estabilidad del sistema; y (v) si los parámetros respecto a la ganancia y los escaladores de precio están basados en parámetros utilizados normalmente por la industria.

IV. Análisis

Como expresamos anteriormente, una versión anterior del Acuerdo Enmendado fue presentada para la evaluación y aprobación por el Negociado de Energía en el Caso Núm.: NEPR-AP-2020-0003.⁵⁹ La Autoridad en dicho caso presentó una serie de documentos que también se presentan en el caso de epígrafe, los cuales son igualmente aplicables y necesarios para la evaluación del Acuerdo Enmendado.⁶⁰ Sin embargo, en el Caso Núm. NEPR-AP-2020-0003, a requerimiento del Negociado de Energía, se presentaron una serie de documentos adicionales en formato Excel, con sus fórmulas en formato original e intactas, que no se presentaron como parte del expediente administrativo en el caso de epígrafe.⁶¹ Toda vez que en el análisis presentado a continuación se utilizan los documentos que obran en el expediente administrativo del Caso Núm.: NEPR-AP-2020-0003, el Negociado de Energía toma conocimiento oficial de la totalidad de los documentos que obran en dicho expediente administrativo para propósitos de la evaluación del presente caso.

A. Ahorros Propuestos

⁵⁷ *Id.*, Artículo 6.32(b).

⁵⁸ Véase Final Resolution and Order on the First Integrated Resource Plan of the Puerto Rico Electric Power Authority, In Re: Integrated Resource Plan for the Puerto Rico Electric Power Authority, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, 23 de septiembre de 2016 (“Orden Final del PIR”).

⁵⁹ Véase, en general, el expediente administrativo del caso In Re: Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovables: Proyectos No-Operacional (Xerta-Tec Solar I, LLC), Caso Núm.: NEPR-AP-2020-0003.

⁶⁰ Cabe mencionar, que los términos y condiciones del Acuerdo que se evaluó en el Caso Núm.: NEPR-AP-2020-0003 son sustancialmente similares a los del Acuerdo Enmendado que se presenta en el caso de epígrafe. Además, las condiciones y circunstancias particulares bajo las cuales se evaluó el Acuerdo en el Caso Núm.: NEPR-AP-2020-0003 en gran medida prevalecen hoy en día.

⁶¹ Entre otros, se presentaron documentos de apoyo y/o que sirvieron como base en la preparación del informe titulado *Review of Legacy Solar PV PPOAS and Recommendations for Disposition, New Energy Partners, Inc., 23 de diciembre de 2019*, que se incluyó como el Exhibit I de la Petición 2020 y que se incluye ahora en la Petición 2021 como su Exhibit A.



Como parte de la evaluación del Acuerdo Enmendado, el Negociado de Energía verificó que las tarifas, el escalador, las tarifas máximas y la capacidad utilizada fueran precisas. A su vez, el Negociado de Energía revisó todos los cálculos para confirmar que cada uno de los ahorros individuales se calcularan correctamente y reflejaran la diferencia entre los términos económicos originales y los renegociados.⁶² Además, el Negociado de Energía verificó los cálculos presentados por la Autoridad para determinar si el Acuerdo Enmendado representaría un ahorro a los consumidores durante la vida útil del Proyecto. Mediante el análisis independiente realizado por el Negociado de Energía y sus consultores, se corroboró el análisis de la Autoridad en cuanto a los aspectos antes mencionados.

Xzerta-Tec propone construir un proyecto solar de 60 MW en Hatillo. El proyecto se interconectará con la red de la Autoridad en el Hatillo TC a un voltaje de 115kV. Como parte del Acuerdo original (versión de 19 de septiembre de 2012), la Autoridad y Xzerta-Tec acordaron un precio por concepto de energía comienza en \$0.150/kWh, más \$0.015/kWh por cada CER producido. Ambas cantidades estaban sujetas a un escalador anual de uno por ciento (1%), sin tope hasta el año veinte (20). Durante los años veintiuno (21) al veinticinco la tarifa sería la misma del año veinte (20). Bajo dicho Acuerdo se el Proyecto conllevaba una capacidad de 15 MW.

El Acuerdo Enmendado establece una capacidad de 60 MW. La tarifa base se acordó en \$0.099/kWh, inclusive de los CERs. Dicho precio inicial está sujeto a un escalador anual de dos por ciento (2%,) aplicado al 1 de julio de cada año del Acuerdo Enmendado (no se incluye el año de operación comercial inicial), siempre que la tarifa a pagar en cualquier año del Acuerdo Enmendado (expresado en \$/kWh), no exceda un máximo de \$0.1260/kWh.

Comparando los términos de las versiones anteriores del Acuerdo, con el Acuerdo Enmendado, y utilizando la misma metodología para calcular los ahorros para el resto de los PPOAs, el Negociado de Energía identificó, de forma independiente, los siguientes ahorros comparativos:

	Año 1	Año Final	Costo Total
Acuerdo (19 de septiembre de 2012)	\$17.3 MM	\$20.6 MM	\$482 MM
Acuerdo Enmendado	\$10.4 MM	\$13.2 MM	\$312 MM
Ahorros (\$ millones)	\$6.9 MM	\$7.4 MM	\$170 MM
Ahorros (%)	40.0%	35.8%	35.3%

⁶² La Autoridad llevó a cabo el análisis utilizando la capacidad negociada en el Acuerdo Enmendado (60 MW) para analizar los términos económicos del Acuerdo original.



El ahorro que produce el Acuerdo Enmendado es importante, ya que bajo la totalidad de las circunstancias particulares que evalúa el Negociado de Energía en este caso, representa un beneficio para los consumidores.

Actualmente, según las representaciones de la Autoridad, el Acuerdo está vigente y, para todos los efectos prácticos las partes vienen obligadas a cumplir con las obligaciones que asumieron en cuanto a éste. Es decir, Xzerta-Tec podría reclamar a la Autoridad el cumplimiento específico con los términos del Acuerdo o, la terminación del mismo y el pago de los daños que dicha terminación le haya causado.⁶³

No obstante, bajo el Título III de la Ley Federal PROMESA, la Autoridad podría solicitar la modificación o terminación de los PPOAs si tal acción es en beneficio de la Autoridad y consistente con la política pública energética.⁶⁴ A esos fines, la Autoridad, a través de la Junta, ha presentado varias solicitudes en el Caso Título III para rechazar acuerdos de compraventa de energía renovable que fueron otorgados entre 2011 y 2013.⁶⁵ En apoyo a sus solicitudes, la Autoridad ha argumentado que ninguno de los proyectos rechazados estaría disponible para suplir energía costo-efectiva en un futuro cercano.⁶⁶ La Autoridad también ha argumentado que las tarifas acordadas bajo los contratos rechazados están por encima del precio del mercado actual para energía renovable, y en muchas ocasiones más de treinta por ciento (30%), a los cuales le aplica un escalador ilimitado y costos adicionales por los CERs.⁶⁷ La Autoridad concluyó que si los proyectos asociados a los contratos rechazados se desarrollan bajo los términos actuales, los precios por energía y las condiciones contractuales de estos proyectos impondrían una carga financiera

⁶³ Claro está, salvo que la Autoridad pueda demostrar que dicha terminación se justifica conforme a derecho.

⁶⁴ Debemos señalar que si bien el proceso de restructuración de la Autoridad que se sigue bajo el Título III PROMESA permite que la Autoridad rechace o asuma contratos, ello podría tener ciertas consecuencias. Bajo la Sección 635 del Código Federal de Quiebras, que se hizo extensiva al Título III de PROMESA, el rechazo de un contrato existente se considera como un incumplimiento de la parte que rechaza el mismo, exponiendo a la parte contratante que rechaza el contrato, a la correspondiente compensación por el incumplimiento del contrato. Es decir, que un rechazo de un contrato, como sería el Acuerdo, podría implicar un costo para la Autoridad y, por ende, para los consumidores.

⁶⁵ Véase por ejemplo solicitudes presentadas por la Junta en representación de la Autoridad en el Caso Título III bajo el *Docket Entry 2050* (7 de julio de 2020), *Docket Entry 2052* (7 de julio de 2020) y *Docket Entry 2296* (17 de noviembre de 2020).

⁶⁶ *Id.*

⁶⁷ *Id.*



innecesaria a los clientes de la Autoridad.⁶⁸ Ante los argumentos de la Autoridad, la Corte de Título III ha emitido órdenes autorizando el rechazo de varios PPOAs.⁶⁹

Por lo tanto, puesto que la Autoridad, bajo ciertas circunstancias, tiene la facultad de renegociar o solicitar rescindir de los PPOAs, además de analizar si el Acuerdo Enmendado representa una opción de costo más bajo que el Acuerdo original, el Negociado de Energía debe determinar si los precios renegociados son consistentes con los costos reales de operación, incluyendo un retorno de inversión razonable. El Negociado de Energía también debe determinar si dichos precios son consistentes con el mercado solar fotovoltaico en Puerto Rico.

En otras palabras, el Negociado de Energía debe determinar si los términos renegociados son razonables, basado en la información disponible actualmente respecto a los precios de mercado de la energía solar fotovoltaica en Puerto Rico. Esto cobra mayor relevancia, dado el caso que el Acuerdo Enmendado no estuvo sujeto a un proceso competitivo.

Ante ello, resulta de suma importancia y pertinencia que, en el descargo de su responsabilidad de asegurarse de obtener costos justos y razonable, el Negociado de Energía evalúe la diferencia del costo actual y el costo renegociado de un PPOA, ya que de ese ahorro materializarse, los consumidores, bajo las circunstancias particulares de este caso podrían recibir un beneficio adicional.

B. Beneficio para los Consumidores; Razonabilidad de las tarifas propuestas

i. Beneficio para los Consumidores

Del análisis que el Negociado de Energía realizó, utilizando como base el modelo de la Autoridad, surge que el valor actual neto de los ahorros producido por el Proyecto, al compararse con el caso base del Plan Integrado de Recursos⁷⁰, permiten concluir que los consumidores (*ratepayers*) disfrutarán de un ahorro—el valor presente neto de los ahorros por los 25 años del Acuerdo Enmendado—siempre que el costo de la energía sea de \$0.10/kWh o menos, con escalador de 2% con un tope de \$0.141/kWh y utilizando tanto la tasa de descuento de 8.50% utilizada en el Plan Integrado de Recursos, así como las tasas más altas utilizadas en los estudios presentados por la Autoridad en la Petición 2021, independientemente de que la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos ("EPA", por sus siglas en inglés) decida no imponer requisitos de cumplimiento con los

⁶⁸ *Id.*

⁶⁹ Véase, por ejemplo, la orden emitida en el Caso Título III bajo el *Docket Entry 2198* (17 de septiembre de 2020) y la orden emitida bajo el *Docket Entry 2318* (2 de diciembre de 2020).

⁷⁰ Véase Puerto Rico Integrated Resource Plan 2018-2019, In Re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan, Caso Núm CEPR-AP-2018-0001, 7 de junio de 2019 ("PIR Propuesto"), págs. 6-19, § 6.4.



estándares de mercurio (EPA's Mercury and Air Toxics Standard, "MATS").⁷¹ En el caso específico del proyecto propuesto,⁷² al compararlo con el caso base del Plan Integrado de Recursos Propuesto, genera un ahorro (valor presente) de \$0.018696/kWh. Si le añadimos el costo de interconexión⁷³ a este mismo análisis, el ahorro (valor presente) se reduciría, dependiendo del volumen de kWh producidos al año, pero aun así continuaría generando ahorros.

Por lo tanto, el análisis del Acuerdo Enmendado respalda los ahorros propuestos presentados como alcanzables por la renegociación que llevaron a cabo las partes y representa un ahorro para los consumidores al compararlo con los costos del escenario base del Plan Integrado de Recursos. Los ahorros del Proyecto se logran mediante la referida renegociación, en comparación con el contrato original. Esto además de generar ahorros netos (en valor presente), es decir, ahorros en las inversiones de interconexión por parte de la Autoridad o cualquier otro gasto asumido por la Autoridad como parte del Acuerdo Enmendado.

ii. **Razonabilidad de las tarifas propuestas**

Normalmente, la información respecto a los precios de mercado se obtiene mediante procesos competitivos. No obstante, la Autoridad no ha completado ningún proceso competitivo para la adquisición de recursos de generación mediante sistemas solares fotovoltaicos ("Solar PV").⁷⁴ Por lo tanto, la información respecto al mercado real de los precios de sistemas solares fotovoltaicos no está disponible en estos momentos.

⁷¹ Cabe destacar que, el Negociado de Energía constató que, aun incluyendo los costos de interconexión atribuibles al Proyecto, incluyendo los que son atribuibles a la Autoridad por mejoras que tiene que realizar para su beneficio y no para el beneficio exclusivo del Proyecto, se sigue sosteniendo un beneficio para el consumidor.

⁷² Se acordó un costo de energía de \$0.099/kWh, inclusive de los CERS. Dicho precio inicial está sujeto a un escalador anual de 2%, aplicado al 1 de julio de cada año del Acuerdo (no se incluye el año de operación comercial inicial), siempre que la tarifa a pagar en cualquier año del Acuerdo (expresado en \$/kWh), no exceda un máximo de \$0.1260/kWh.

⁷³ Acordado en \$3,210,000, y financiado por Xzerta-TecSolar con una amortización de 25 años y un interés anual de 8.50%.

⁷⁴ En el futuro, los precios de los recursos de energía renovable a ser adquiridos por la Autoridad o su sucesora, o el Contratante de la red de transmisión y distribución, y cualquier productor independiente de energía se determinarán a través de procesos competitivos. A ese efecto, ya el Negociado de Energía aprobó un plan presentado por la Autoridad (y modificado por el Negociado de Energía) para la adquisición mediante procesos competitivos de recursos renovables y baterías de almacenamiento en el caso In Re: The Implementation of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan and Modified Action Plan, Caso Núm.: NEPR-MI-2020-0012. Conforme a dicho plan, el 21 de febrero de 2021, la Autoridad publicó un primer requerimiento de propuestas ("RFP", por sus siglas en inglés) para la adquisición de 1,000 MW de recursos de energía renovable, 500 MW de recursos de almacenamiento de energía y 150 MW de recursos de energía a ser provistos mediante plantas de generación virtuales. Véase el documento titulado *Motion Informing Issuance of Renewal RFP Tranche I* presentado el de 22 de febrero de 2021 en el Caso Núm.: NEPR-MI-2020-0012.



La información más reciente respecto a los costos asociados a sistemas Solar PV son las presunciones de precios desarrolladas por la Autoridad en el proceso de revisión del PIR.⁷⁵ De acuerdo con la Autoridad, los costos estimados para sistemas Solar PV a gran escala se determinan a través de los siguientes pasos: (1) establecer el costo operacional base y el estimado de costo de capital instantáneo (*overnight capital cost*); (2) evaluar los costos de interconexión y de adquisición de terrenos específicos para Puerto Rico; (3) determinar los costos de construcción y financiamiento específicos para Puerto Rico; y (4) calcular el Costo Nivelado de la Energía (“LCOE”, por sus siglas en inglés) para sistemas Solar PV en Puerto Rico.⁷⁶

La Autoridad calculó el LCOE para dos escenarios: (i) escenario intermedio, y (ii) escenario de bajo costo. Los resultados se presentan en la siguiente tabla.⁷⁷

LCOE Solar PV en Puerto Rico (PIR Propuesto)

Año de Comienzo de Operaciones	Caso Bajo Solar PV 2018\$/MWh	Caso Intermedio Solar PV 2018\$/MWh
2018	62	69
2019	59	67
2020	56	63
2021	58	64
2022	60	67
2023	68	78
2024	67	77

Para el año 2021, el rango calculado para el LCOE fue \$58/MWh a \$64/MWh (equivalente a entre \$0.058/kWh y \$0.064/kWh). Para propósitos del PIR, la Autoridad expresó que todos los recursos nuevos contenidos en el PIR, serán desarrollados por terceros que podrán recuperar sus costos operacionales y de mantenimiento, así como sus costos capitales, mediante pagos periódicos hechos por la Autoridad.⁷⁸ Más aún, luego de conversaciones con algunas partes interesadas, la Autoridad estima que los desarrollos futuros serán financiados por terceros y entiende que éstos podrán obtener financiamiento y tratar a la Autoridad como un contratante con acceso a crédito (*credit-worthy*

⁷⁵ Véase, en general, In Re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

⁷⁶ Véase Puerto Rico Integrated Resource Plan 2018-2019, In Re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan, Caso Núm CEPR-AP-2018-0001, PIR Propuesto, pág. 6-19, § 6.4.

⁷⁷ *Id.*, pág. 6-23. Exhibit 6-31.

⁷⁸ *Id.*, pág. 6-2, § 6.2. Véase, además, In Re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan, Caso Núm CEPR-AP-2018-0001, Resolution and Order de 24 de agosto de 2020 p. 161, ¶363 y p. 132, ¶467.



counterparty), de ser necesario.⁷⁹ Basado en esta presunción, para propósitos del análisis del PIR, la Autoridad calculó el Costo de Capital Promedio Ponderado (*Weighted Average Cost of Capital*, “WACC” por sus siglas en inglés) en 8.5%.⁸⁰

No obstante, la Junta de Gobierno de la Autoridad definió el “precio de mercado” para Solar PV en \$0.10/kWh (*i.e.* \$100/MWh).⁸¹ El 28 de julio de 2020, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden en el Caso Núm. NEPR-AP-2020-0003 (“Resolución de 28 de julio”) mediante la cual, entre otras cosas, requirió a la Autoridad explicar los fundamentos que tuvo su Junta de Gobierno para establecer en \$0.10/kWh el “precio de mercado” para Solar PV, así como presentar ante el Negociado de Energía cualquier Resolución emitida por la Junta de Gobierno de la Autoridad a esos respectos.⁸² Aunque la Autoridad presentó casi toda la información requerida en la Resolución de 28 de julio, ésta no proveyó la información referente al precio de mercado de \$0.10/kWh.⁸³

La Autoridad incluyó como Exhibit A de su Petición 2021, un documento titulado *Review of Legacy Solar PV PPOAS and Recommendations for Disposition, New Energy Partners, December 23, 2019* (“Reporte NEP”). Entre otras, el Reporte NEP analizó el cómputo de WACC y el LCOE incluidos en el PIR Propuesto. De acuerdo con el Reporte NEP, los costos estimados para Solar PV utilizados en el PIR Propuesto son completamente adecuados para propósitos de planificación, pero requieren algunos ajustes para poder compararlos en igualdad de condiciones con los PPOAs propuestos.⁸⁴ Estos ajustes incluyen (i) el costo de capital si la Autoridad no tuviese acceso a crédito (*not credit-worthy*) y (ii) omisiones en los costos de operación y mantenimiento específicos para Puerto Rico, como lo es un seguro contra huracanes.⁸⁵

Contrario a las presunciones del PIR de que la Autoridad se consideraría como un contratante con acceso a crédito, el Reporte NEP señala que al 31 de marzo de 2019, el reporte de riesgo de Moody actualizado establece que la Autoridad mantiene un índice de

⁷⁹ *Id.*, § 6.2.1 (énfasis suplido).

⁸⁰ *Id.* Todas las presunciones utilizadas para calcular el WACC se presentaron en el Exhibit 6-1 del PIR Propuesto.

⁸¹ Petición 2021, Exhibit B, *Non-Operating Renewable Energy PPOA Transactions memorandum dated May 26, 2020*, p. 2.

⁸² Resolución de 28 de julio, pág. 4., In Re: Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovables: Proyectos No-Operacional (Xerta-Tec Solar I, LLC), Caso Núm. NEPR-AP-2020-0003.

⁸³ Véase *Moción en Cumplimiento de Orden Solicitando Información Adicional*, 29 de julio de 2020, In Re: Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovables: Proyectos No-Operacional (Xerta-Tec Solar I, LLC), Caso Núm. NEPR-AP-2020-0003.

⁸⁴ Reporte NEP, pág. 15 (nota al calce omitida, énfasis suplido).

⁸⁵ *Id.*



inversión de “Ca”.⁸⁶ De acuerdo con el Reporte NEP, esto corresponde a un riesgo de inversión incierto y altamente especulativo, el cual tiene un riesgo alto de incumplimiento.⁸⁷ Por consiguiente, el Reporte NEP concluye que la prima correspondiente al riesgo específico de la Autoridad debe ser más alta que la prima de riesgo presentada en el PIR.⁸⁸ La conclusión subyacente es que, en estos momentos, la Autoridad no se debe considerar como una entidad que tiene acceso a crédito.⁸⁹

El Reporte NEP concluyó que el beta de activos (0.7), el beta de capital (1.08), la tasa libre de riesgos (2.95%) y la prima de mercado (5.5%) asumida en el PIR para Solar PV están alineadas con los valores promedios nacionales.⁹⁰ No obstante, el Reporte NEP determinó que la prima de riesgo específica para la Autoridad a niveles de inversión “Caa” y “Ca” son 7.16% y 9.95%⁹¹ respectivamente, en lugar del 4% asumido en el PIR.⁹² El Reporte NEP basó su conclusión en varios estudios académicos que reflejaron que el Incremento Implícito de Riesgo para contratantes que están situados por debajo del nivel de inversión son 3.16% y 5.95% para las clasificaciones “Caa” y “Ca-C” respectivamente.⁹³

El Reporte NEP calculó el Costo de Capital en 16.05% y 18.86% para las clasificaciones “Caa” y “Ca” respectivamente.⁹⁴ Estas son mayores al 12.91% asumido en el PIR.⁹⁵

De otra parte, el Reporte NEP usó la misma presunción de Incremento Implícito de Riesgo para calcular el Costo de Deuda antes de impuestos (*Pre-Tax Cost of Debt*). El Costo de Deuda después de impuestos (*After-Tax Cost of Debt*) resultante es 5.5% y 7.45% para las clasificaciones “Caa” y “Ca”, respectivamente.⁹⁶

⁸⁶ *Id.*, pág. 16 (citación omitida).

⁸⁷ *Id.*

⁸⁸ *Id.*

⁸⁹ Véase *Id.*, pág. 18. “When combined, the weight average cost of capital (WACC) is [sic] will be higher than used in the IRP due to these risk premia for failure of PREPA to reach investment grade counterparty status.”

⁹⁰ *Id.*, pág. 16.

⁹¹ *Id.*, pág. 18.

⁹² *Id.*, pág. 16. “The Siemens PREPA company specific risk premium of 4% incorporates two major risk factors: one is the difficulty of doing business in Puerto Rico, and specifically with PREPA itself, – assuming PREPA is at the minimum investment grade at threshold at Moodys Baa3 rating or better.”

⁹³ *Id.*, pág. 17.

⁹⁴ *Id.*, pág. 18.

⁹⁵ *Id.*, pág. 19.

⁹⁶ *Id.*, pág. 18.



Utilizando estos cálculos, el Reporte NEP concluyó que el WACC para las clasificaciones “Caa” y “Ca” son 11% y 13.5%, respectivamente.⁹⁷ Las correspondientes Tasas de Capital son 11.97% y 14.1%.⁹⁸ En contraste, el PIR asumió un WACC igual a 8.5% y una Tasa de Capital de 9.8%.⁹⁹

El resultado de aplicar el WACC y la Tasa de Capital calculados para las clasificaciones “Caa” y “Ca” al caso intermedio y al caso de bajo costo contenidos en el PIR se presentan en la siguiente tabla.

LCOE Solar PV para Clasificaciones “Caa” y “Ca”¹⁰⁰

Año de Comienzo de Operaciones	Caa (WACC = 11%)		Ca (WACC = 13.5%)	
	Caso Bajo Costo 2018\$/MWh	Caso Intermedio 2018\$/MWh	Caso Bajo Costo 2018\$/MWh	Caso Intermedio 2018\$/MWh
2018	81	90	98	110
2019	77	87	93	106
2020	73	82	89	100
2021	75	83	92	101
2022	78	88	95	107
2023	89	102	108	124
2024	87	101	106	123

El Reporte NEP también expresa que el LCOE calculado debe ajustarse removiendo el costo asociado a la interconexión (~\$4/MWh) dado que la Autoridad asumirá dichos costos bajo el Acuerdo Enmendado.¹⁰¹ Más aún, el Reporte NEP determinó que el LCOE calculado debe ajustarse también basado en los costos asociados a adquirir un seguro contra huracanes (~\$8/MWh), el cual no se consideró en el PIR Propuesto.¹⁰² Los resultados de estos ajustes se presentan en la siguiente tabla.

⁹⁷ *Id.*, pág. 19.

⁹⁸ *Id.*

⁹⁹ *Id.*

¹⁰⁰ Como parte de las hojas de trabajo presentadas en apoyo al PIR Propuesto, la Autoridad incluyó el documento “PREPA IRP Solar Wind Storage Costs-Updated CF-Wind-final.xlsx”. Este documento se utilizó para calcular el LCOE para Solar PV, recursos de viento y de almacenaje de energía mediante sistemas de baterías incluidos en el PIR Propuesto. Una versión modificada de dicho archivo se utilizó para calcular el LCOE para las clasificaciones “Caa” y “Ca”, usando el WACC correspondiente.

¹⁰¹ Reporte NEP, pág. 20.

¹⁰² *Id.*, págs. 20 – 21.



LCOE Solar PV Ajustado para Clasificaciones Caa y Ca

Año de Comienzo de Operaciones	Caa (WACC = 11%)		Ca (WACC = 13.5%)	
	Caso Bajo Costo 2018\$/MWh	Caso Intermedio 2018\$/MWh	Caso Bajo Costo 2018\$/MWh	Caso Intermedio 2018\$/MWh
2018	85	94	102	114
2019	81	91	97	110
2020	77	86	93	104
2021	79	87	96	105
2022	82	92	99	111
2023	93	106	112	128
2024	91	105	110	127

Para el año 2021, el rango de LCOE ajustado para la clasificación “Ca” es \$79/MWh a \$87/MWh (equivalente a \$0.079/kWh to \$0.087/kWh). Para la clasificación “Caa” el rango es \$96/MWh a \$105/MWh (equivalente a \$0.096/kWh to \$0.105/kWh). El rango general para el mismo año es \$79/MWh a \$105/MWh (i.e. \$0.079/kWh a \$0.105/kWh).¹⁰³

La próxima tabla contiene un resumen de estos resultados, incluyendo una comparación con los LCOE presentados en el PIR.

Rango de LCOE para Solar PV; PIR Propuesto, y Clasificaciones Caa y Ca

Año de Comienzo de Operaciones	PIR Propuesto (WACC = 8.5%) 2018\$	Caa (WACC = 11%) 2018\$	Ca (WACC = 13.5%) 2018\$
2018	62 - 69	85 - 94	102 - 114
2019	59 - 67	81 - 91	97 - 110
2020	56 - 63	77 - 86	93 - 104
2021	58 - 64	79 - 87	96 - 105
2022	60 - 67	82 - 92	99 - 111
2023	68 - 78	93 - 106	112 - 128
2024	67 - 77	91 - 105	110 - 127

El “precio de mercado” de \$0.10/kWh (i.e. \$100/MWh), según definido por la Junta de Gobierno de la Autoridad, está en la parte superior del rango para la clasificación “Ca” y

¹⁰³ Para el año 2024, que corresponde con la fecha estimada para la disponibilidad comercial del Proyecto, el rango general es \$91/MWh a \$127/MWh (correspondiente a \$0.091/kWh to \$0.127/kWh). Esto presupone que la Autoridad o su sucesora tendría acceso a crédito en ese momento. Según se discute más adelante, se espera que la Autoridad concluya el proceso de Título III dentro de los próximos dos años. Durante ese término también se estima que se complete el proceso de transferir las operaciones del sistema de Transmisión y Distribución a un operador privado.



por encima del rango para ambas, la clasificación “Caa” y el PIR. Basado en la clasificación actual del crédito de la Autoridad y sus circunstancias económicas, la razón de \$0.10/kWh podría considerarse razonable para proyectos que estarían disponibles comercialmente en un corto periodo de tiempo.

A
Shou
Jmr
7/11
M

Más aún, en la Resolución 4749, la Junta de Gobierno de la Autoridad estableció que, para poder añadir 300 MW de proyectos solares nuevos en el año 2020 y 780 MW adicionales en el año 2021, según contemplado en el PIR Propuesto, la Autoridad debe completar las negociaciones con los contratantes de los PPOA existentes que tengan proyectos listos para comenzar (*shovel-ready*) a los fines de lograr obtener términos más beneficiosos para la Autoridad, y en consecuencia para sus clientes.¹⁰⁴ El Acuerdo Enmendado es uno de los proyectos que la Autoridad ha expresado que esta listos para comenzar (*shovel-ready*). Debemos destacar que un “proyecto listo para comenzar”, es un proyecto cuya planificación, proceso de permisología, diseño de ingeniería y otros aspectos preparatorios están en una etapa lo suficientemente avanzada como para comenzar su construcción en un periodo corto de tiempo.

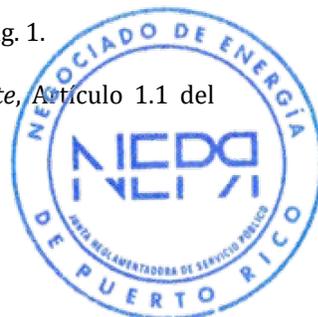
Ahora bien, en el caso del Acuerdo Enmendado, el precio inicial es de \$0.099/kWh, el cual incluye los CER. Este costo está por debajo de los \$0.10/kWh y está dentro del rango de la clasificación “Caa”.

De otra parte, el Contrato Enmendado establece un escalador anual de dos por ciento (2%), el cual tiene un tope de 12.6 ¢/kWh. Es normal que este tipo de contrato contenga un escalador de precio. El escalador de dos por ciento (2%) incluido en el Acuerdo Enmendado está alineado con los escaladores comúnmente utilizados en la industria (entre 2% y 5%). No obstante, establecer un tope a dicho escalador no es tan común, por lo que, en el presente caso, representa un beneficio adicional para los clientes de la Autoridad. Por lo tanto, basado en el estado económico y financiero en que se encuentra la Autoridad actualmente, el precio inicial descrito anteriormente y el escalador de dos por ciento (2%), con tope de 12.6 ¢/kWh pueden considerarse razonables y dentro de los estándares de la industria.

No obstante, aunque la Autoridad describió el proyecto objeto del Acuerdo Enmendado como “listo para comenzar”, el término para que el proyecto propuesto esté disponible para operación comercial es de aproximadamente treinta y dos (32) meses, contados a partir de la fecha en que el Tribunal de Quiebras, en el caso que se sigue en bajo el Título III de la Ley Federal PROMESA, apruebe la asunción del Acuerdo Enmendado.¹⁰⁵ Por lo tanto, el proyecto propuesto no podrá ayudar a la Autoridad en su meta de añadir 780 MW durante el año 2021, según expresado por la Junta de Gobierno de la Autoridad en la Resolución 4749.

¹⁰⁴ Véase Resolución 4749, Junta de Gobierno de la Autoridad, 20 de noviembre de 2019, pág. 1.

¹⁰⁵ Véase, definición de *Guaranteed Commercial Operation Date* y *Guaranteed FNTF Date*, Artículo 1.1 del Acuerdo Emendado, págs. 7-8, Anejo J de la Petición 2021.



La fecha de operación comercial estimada del Proyecto es de vital importancia ya que, durante este período de treinta y dos (32) meses, se espera que la Autoridad complete la transición con el Operador seleccionado para hacerse cargo de las operaciones del Sistema de Transmisión y Distribución de la Autoridad (“Sistema T&D”). De igual forma, se espera que la Autoridad culmine el proceso de Título III dentro del mismo término. Una vez la deuda de la Autoridad sea reestructurada y transferida a la Corporación con Propósito Especial (*Special Purpose Vehicle*) creada a tales efectos, la Autoridad estará en condiciones de obtener una mejor calificación crediticia y por ende mejores términos.

Bajo estas circunstancias, ya sea una Autoridad solvente o sea el Operador de Sistema T&D solvente, tal entidad sería contraparte en cualquier acuerdo de compraventa de energía futuro. En consecuencia, las presunciones actuales respecto a la clasificación Ca y Caa podrían no ser válidas en ese momento. Por lo tanto, la Autoridad o el Operador del Sistema de T&D, según sea el caso, estaría en mejor posición de procurar términos más favorables a los aquí descritos, que podrían a su vez acercarse más a los asumidos en el PIR Propuesto. Bajo esas nuevas circunstancias, el cargo de \$0.10/kWh establecido por la Autoridad como “precio de mercado”, podría no ser razonable.

Cabe señalar que el análisis de los costos de Xzerta-Tec no se consideró en el Reporte NEP. No obstante, el Negociado de Energía estimó los niveles de retorno de inversión de Xzerta-Tec basado en los proyectos PBJL, LLC, LLC (“Montalva”), CIRO One Salinas (“CIRO Salinas”) y Atenas Solar (“Atenas”), (en conjunto, los “Proyectos”). A esos fines, los Proyectos tienen en promedio, una capacidad parecida a la de Xzerta-Tec, y aunque tienen acordados cargos iniciales menores a los de Xzerta-Tec (\$0.0985/kWh, \$0.0989/kWh y \$0.098/kWh respectivamente) tienen costos de interconexión sustancialmente mayores (\$15,740,000, \$8,100,000 y \$6,100,000 respectivamente). La diferencia entre los cargos de Xzerta-Tec y los cargos asociados a los Proyectos no es estadísticamente significativa. Ahora bien, es importante señalar que el cargo está por debajo del *benchmark* del Reporte NEP. Por lo tanto, es razonable concluir que Xzerta-Tec tendría un *unlevered rate* y un *levered rate* parecidos a los de los Proyectos y, por ende, considerados razonables.

El Reporte NEP establece que los inversionistas requieren un *unlevered rate* de entre 11.0% y 13.5% en la calificación de Caa a Ca¹⁰⁶ y un *levered rate* de entre 16.05% y 18.86%.¹⁰⁷ Los parámetros utilizados en el PIR propuesto fueron de 8.5% y 12.91%, respectivamente. A tales efectos, el Reporte NEP advierte que, si la Autoridad tuviese acceso a crédito, muchos de los PPOAs devengarían primas altas por encima del costo de capital promedio ponderado de grado de inversión (8.5%).¹⁰⁸ Las circunstancias actuales de la Autoridad se acercan más a una calificación de Caa/Ca. Ante estas circunstancias particulares y específicas, la tasa de rendimiento estimada relacionada con el Acuerdo Enmendado podría considerarse

¹⁰⁶ Reporte NEP, pág. 24.

¹⁰⁷ *Id.*, Exhibit 1.

¹⁰⁸ *Id.*, pág. 24.



razonable. Por lo tanto, la estructura de precios propuesta generaría márgenes de ganancia que no tendrían un efecto adverso sobre el interés público y el erario.

A pesar de que se espera que la Autoridad culmine el procedimiento de Título III dentro de los próximos años, existe incertidumbre respecto a cuándo esto sucederá. También se desconoce cuándo la Autoridad podría obtener una calificación crediticia favorable una vez culmine el proceso de Título III. De otra parte, la Ley 82-2010, según enmendada por la Ley 17-2019, y la Ley 33-2019, establece un calendario agresivo para que la Autoridad logre un 20% de generación renovable para el 2022 y un 40% para el 2025. Por lo tanto, es necesario tomar acciones ahora para poder estar en una mejor posición de lograr dichas metas de generación renovable a tan corto plazo.

Ante las presentes circunstancias especiales, el cargo inicial de \$ 0.099/kWh acordado por la Autoridad y Xzerta-Tec en el Acuerdo Enmendado, así como la tasa de rendimiento esperada, pueden considerarse razonables. Sin embargo, debemos señalar que las circunstancias que rodean los proyectos enumerados en la Petición 2021 son bien específicas y es poco probable que se repitan.

A tales efectos, debemos **ENFATIZAR**, que nuestra determinación con respecto a la razonabilidad de la tarifa inicial de \$ 0.099/kWh del Acuerdo Enmendado sólo aplica a las circunstancias especiales descritas anteriormente y **NO DEBE INTERPRETARSE** como una señal de precio para futuros procesos de licitación competitiva. **TAMPOCO DEBE INTERPRETARSE** como una aceptación de la definición de “precio de mercado” de \$0.10/kWh adoptado por la Junta de Gobierno de la Autoridad. Los precios de la energía solar fotovoltaica deben ser determinados por el mercado y no establecidos por la Autoridad ni ninguna otra entidad de forma aleatoria.

C. *Cumplimiento con Requisitos de Interconexión*

En la Petición 2021, la Autoridad expuso que, como parte de la renegociación, la Autoridad asumirá la responsabilidad y los costos de interconectar el Proyecto a la red de la Autoridad.¹⁰⁹ El punto de interconexión del Proyecto a la red es en el Hatillo TC a un voltaje de 115kV.¹¹⁰ La interconexión del Proyecto se logrará a través de la instalación de un interruptor automático dentro del Hatillo TC.¹¹¹ Cabe señalar que el Proyecto debe construir una línea de transmisión a 115kV de 0.57 millas desde el Proyecto hasta el Hatillo TC.¹¹²

¹⁰⁹ Véase Petición 2021, 4.

¹¹⁰ Véase *Renewable Energy PPOA Interconnection Summary Report* de 19 de junio de 2020 (“Estudio de Interconexión”) preparado por Sargent and Lundy a la pág. 11, Exhibit D de la Petición 2021.

¹¹¹ *Id.*, Sección 3.1, *Analysis*, pág. 11.

¹¹² *Id.*, Tabla 3-1 *Xzerta-Tec Interconnection Summary*, pág. 11.



El estudio de flujo de potencia, realizado por *Sargent & Lundy*, consultores a la Autoridad, analizó los efectos en la red eléctrica de la Autoridad de la interconexión del Proyecto como un proyecto solo (*alone*), así como en combinación con otros proyectos propuestos. Cuando se estudia el Proyecto como uno solo (*alone*), el mismo no introduce nuevas violaciones termales ni empeora ninguna violación termal existente en la red eléctrica de la Autoridad. Toda vez que hay relativamente poca generación en relación con la transmisión disponible desde el Cambalache TC, se concluye que hay suficiente capacidad disponible en esta área para un proyecto de nueva generación como el propuesto bajo el Acuerdo Enmendado.¹¹³

Ahora bien, inicialmente se consideraron ocho (8) proyectos, además del de Xzerta-Tec, para un total de nueve (9) proyectos, que se proponía conectar en distintos puntos a través de la Línea #37400, algunos directamente a un voltaje de 115kV y otros a voltajes menores, en ramales de subtransmisión. Aún bajo dichas condiciones combinadas, el estudio de flujo de potencia arrojó resultados satisfactorios (*i.e.* no hubo sobrecargas, ni incremento en posibles sobrecargas), bajo condiciones normales (*i.e.* todos los proyectos inyectando su capacidad máxima y sin contingencia alguna que pudiese restringir el flujo de potencia).¹¹⁴ Dicho estudio incluyó una serie de escenarios en los que se modelaron distintas combinaciones de los proyectos.

Los distintos escenarios del estudio evaluaron los efectos de algunas contingencias (*i.e.* pérdida de segmentos de líneas de transmisión y/o averías de transformadores en las subestaciones a lo largo de la Línea #37400).¹¹⁵ Bajo ciertas contingencias se registraron posibles sobrecargas en algunas líneas, sin embargo dichas sobrecargas pueden ser mitigadas mediante la reparación de un transformador (115kV/38kV), que se encuentra averiado en el Centro de Transmisión de Hatillo y/o la modificación de ciertos ajustes en los relés de protección del sistema de transmisión.¹¹⁶ Sin embargo, como se expresó anteriormente, la Autoridad decidió descartar catorce (14) de los dieciséis (16) proyectos de energía fotovoltaica que originalmente consideró, entre estos, los (8) proyectos que se proponía conectar en distintos puntos a través de la Línea #37400. Por ende, para propósitos de la presente evaluación procede que se considere la interconexión del Proyecto como un solo (*alone*).

Las facilidades por construirse en el punto de interconexión utilizarán el espacio disponible en el Hatillo TC para instalar un (1) interruptor aislado con gas (*i.e.* automático) junto con un (1) interruptor operado en ganga (*i.e.* manual) con sus respectivos pararrayos. También se construirá una estructura donde se instalarán los equipos de medición a un

¹¹³ *Id.*, Sección 3.1.2.1, *Load Flow Analysis*, pág. 12.

¹¹⁴ *Id.*

¹¹⁵ *Id.*

¹¹⁶ *Id.*, Sección 5.1.2, *Load Flow Analysis*, págs. 18-24.



voltaje de 115kV; se instalarán equipos nuevos de relés de protección, control y comunicación en el cuarto de control existente; y se instalará un metro primario y uno de resguardo con equipos de medición independientes.

A
SMU
Jm
JMS

Bajo el Acuerdo Enmendado, es responsabilidad de Xzerta-Tec diseñar, financiar y construir las facilidades de interconexión del Proyecto; y brindar a la Autoridad una garantía de dos (2) años en contra de defectos de construcción.¹¹⁷ El costo estimado de interconexión para el Proyecto es de \$3.21 millones de los cuales \$2.1 millones son para los trabajos de instalación del interruptor en el Hatillo TC y \$1.11 millones son para los trabajos en la línea de transmisión.¹¹⁸

Jm
JMS

A pesar de que el Proyecto debe diseñar, financiar y construir las facilidades de interconexión, la Autoridad viene obligada a reembolsar al desarrollador los costos de interconexión al sistema. Dicho costo estará sujetos al tope pre-acordado de \$3.21 millones y no incluirán los costos de terrenos.¹¹⁹ La responsabilidad de la operación y el mantenimiento, así como el costo y el riesgo de reparación, de las facilidades de interconexión pasarán a la Autoridad una vez el Proyecto entre en operación comercial. En dicho momento, la Autoridad comenzará a reembolsar al Desarrollador (*i.e.* mensualmente, según dispuesto en el Acuerdo Enmendado) los costos directos de las facilidades de interconexión (más 8.5% de interés).¹²⁰

A

Luego de evaluar la información que obra en el expediente administrativo, el Negociado de Energía **DETERMINA** que los términos y condiciones del Acuerdo Enmendado relacionados a la interconexión no atentan contra la confiabilidad y seguridad de la red eléctrica de Puerto Rico.

D. Cumplimiento con Requisitos Técnicos Mínimos

En Puerto Rico, los contratos de la Autoridad para proyectos de energía renovable incluyen estrictos Requisitos Técnicos Mínimos (“MTRs”, por sus siglas en inglés), lo cual no es típico en otras jurisdicciones y dificulta la comparación de precios. Los PPOA renegociados requieren que los desarrolladores cumplan con los MTRs de la Autoridad, según actualizados.¹²¹ Según la información que obra en el expediente administrativo, bajo los términos y condiciones del Acuerdo, Xzerta-Tec no estará exenta de cumplimiento con los MTRs.¹²² Por el contrario, tiene que cumplir con los MTRs aprobados por la Autoridad en

¹¹⁷ Véase Artículo 12.3 (b).de Acuerdo Enmendado, Petición, Exhibit J

¹¹⁸ Véase, Exhibit D de la Petición 2021, Sección 3.3, *Cost Estimate*, pág. 13.

¹¹⁹ Véase Artículo 4.6. del Acuerdo Enmendado, Exhibit J de la Petición 2021.

¹²⁰ *Id.*

¹²¹ Véase Petición 2021 a la pág. 6.

¹²² *Id.*



febrero de 2020, incluyendo la capacidad de la facilidad propuesta para controlar frecuencia y el *ramp rate*.¹²³ La Autoridad expresa en la Petición 2021 que las partes negociaron los MTRs aplicables al Proyecto y, que los mismos se incluyen como el Anejo I del Acuerdo Enmendado.¹²⁴ Sin embargo, dicho documento no se presentó ante el Negociado de Energía.

Luego de evaluar la información que obra en el expediente administrativo, el Negociado de Energía resuelve que, previo a realizar una determinación final en cuanto al impacto de los MTRs en la confiabilidad y seguridad de la red eléctrica de Puerto Rico, es necesario evaluar los mismos en detalle. Conforme a ello, se **ORDENA** a la Autoridad presentar ante el Negociado de Energía el Apéndice I del Acuerdo para su revisión y aprobación.

E. Consistencia del Acuerdo con el Plan Integrado de Recursos

El Plan Integrado de Recursos (“PIR”) toma en consideración todas las fuentes razonables que sean necesarias para suplir la demanda de energía durante cualquier periodo establecido, que en el caso de Puerto Rico es de veinte (20) años.¹²⁵ El 23 de septiembre de 2016, el Negociado de Energía aprobó el primer PIR de la Autoridad.¹²⁶ El PIR de 2016 se convirtió en final y firme a partir del 13 de marzo de 2017, y es se consideró el PIR vigente hasta el momento en que el Negociado de Energía aprobó un PIR posterior.¹²⁷

Debido a los efectos que tuvieron los Huracanes Irma y María en el sistema de energía eléctrica de Puerto Rico, el 14 de marzo de 2018, el Negociado de Energía determinó justificada una revisión del PIR de 2016.¹²⁸ Ello, a pesar de que no había transcurrido el término de tres años dispuesto por ley.¹²⁹

¹²³ Véase, Petición 2021, pág. 6 y Artículos 4.4 y 4.8 del Acuerdo Enmendado, Exhibit J de la Petición 2021.

¹²⁴ Véase, Petición 2021, pág. 12

¹²⁵ Artículos 1.9 de la Ley 17-2019 y 6.23 de la Ley 57-2014.

¹²⁶ Véase, Resolución Final y Orden sobre el Primer Plan integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica, *In re: Plan integrado de Recursos para la Autoridad de Energía Eléctrica*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, 26 de septiembre de 2016 (“Orden Final del PIR”).

¹²⁷ Véase, Resolución sobre la Moción de Reconsideración de la Autoridad de Energía Eléctrica, *In re: Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, 10 de febrero de 2017; y la Resolución, *In re: Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, 10 de febrero de 2017 (colectivamente, “PIR de 2016”).

¹²⁸ Véase, Resolución y Orden, *In Re: Revisión del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica*, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, 14 de marzo de 2018, pág. 2.

¹²⁹ *Id.*



A esos fines, el 7 de junio de 2019, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía su propuesta de PIR.¹³⁰ Tras múltiples trámites procesales, incluyendo la celebración de vistas públicas y vistas evidenciarias, el 24 de agosto de 2020, el Negociado de Energía aprobó en parte y rechazó en parte el PIR Propuesto.¹³¹ El Negociado de Energía aprobó un PIR Modificado y un Plan de Acción Modificado (conjuntamente “PIR Aprobado”), según descritos en la Resolución Final de 24 de agosto.¹³²

El PIR Aprobado establece que, a los fines de cumplir con los requisitos vigentes de la Cartera de Energía Renovable, es necesario integrar al sistema eléctrico al menos 3,500 MW de recursos renovables de generación, lo cual incluye recursos de generación Solar PV para el año 2025.¹³³ De igual forma, el Negociado de Energía estableció que esta capacidad de energía renovable podría ser suplida por fuentes de energía renovable existentes, fuentes de energía renovable provenientes de los contratos renegociados de compraventa de energía y recursos renovables nuevos desarrollados en el futuro, entre otros.¹³⁴

A diciembre de 2019, el sistema de la Autoridad contaba con una capacidad instalada de recursos renovables de generación igual a 460.4 MW, divididos en 250.9 MW de sistemas de gran escala (*utility scale*) y 209.5 MW de recursos de generación distribuidos, lo cual dista del requisito de 3,500 MW establecido en el PIR Aprobado.¹³⁵ Por lo tanto, en términos de capacidad e integración de recursos renovables de generación al sistema de la Autoridad, se concluye que el proyecto propuesto es consistente con el PIR Aprobado.

Ahora bien, según discutimos anteriormente, el PIR Propuesto asumió que los contratantes de proyectos futuros considerarían a la Autoridad como un contratante con acceso a crédito (*credit-worthy counterparty*). A esos efectos, se asumió en el PIR Propuesto que los costos de capital serían comparables a aquellos asociados a corporaciones que tienen acceso a crédito (*investment-grade*). Aunque esta presunción es razonable para propósitos

¹³⁰ Luego de analizar los documentos presentados por la Autoridad, el Negociado de Energía determinó que el mismo cumplía con los requisitos de presentación del Reglamento 9021. Véase, Resolución y Orden, In re: Revisión del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica, Caso Núm. Case Núm. CEPR-AP-2018-0001, 3 de julio de 2019 (“PIR Propuesto”).

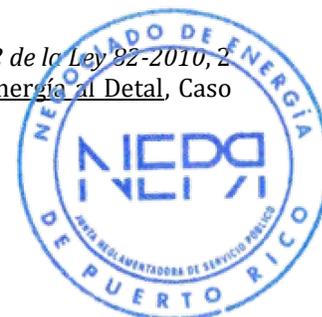
¹³¹ Véase, Resolución y Orden Final, In Re: Revisión del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, 21 de agosto de 2020, notificada el 24 de agosto de 2020. (“Resolución Final de 24 de agosto”).

¹³² *Id.*, pág. 296.

¹³³ *Id.*, pág. 282.

¹³⁴ *Id.*, págs. 263-264, ¶ 847.

¹³⁵ Véase, Exhibit A, *Moción en Presentación de Informe Anual en Cumplimiento con el Art. 2 de la Ley 82-2010*, 2 de junio de 2020, págs. 4-5. In Re: Informe Anual de Cumplimiento de Proveedor de Energía al Detal, Caso Num.: NEPR-MI-2020-0015.



de planificación y análisis del PIR Propuesto, la misma debe ser corroborada con los precios reales del mercado al momento de procurar los recursos.

Según establecimos anteriormente, dadas las circunstancias actuales de la Autoridad, los costos asociados al Acuerdo se consideran razonables. Por lo tanto, en términos económicos se puede concluir que el Acuerdo es consistente con el PIR Aprobado. Más aún, según expresamos anteriormente, el PIR Aprobado establece que los contratos renegociados pueden considerarse como parte de los recursos que suplirán la capacidad requerida de al menos 3,500 MW de fuentes renovables. Por lo tanto, el Negociado de Energía **DETERMINA** que el Acuerdo es consistente con el PIR Aprobado.

F. Cumplimiento con Otras Disposiciones

Como expresamos anteriormente, el Acuerdo se evalúa en este caso, a tenor con las disposiciones del Artículo 6.32 de la Ley 57-2014. Ahora bien, a esta fecha el Negociado de Energía no ha adoptado un reglamento para evaluación de contratos. Sin embargo, el Reglamento 8815, **que no es de aplicación directa a este caso**, contiene una serie de parámetros análogos para la revisión de contratos de energía, que estimamos son pertinentes a la evaluación de este caso.

El Negociado de Energía ha evaluado cuidadosamente los términos del Acuerdo Enmendado, tomando en consideración las disposiciones pertinentes de las Secciones 4 y 7.4 del Reglamento 8815 en forma alineada con las disposiciones antes discutidas en este escrito. Ante ello, concluimos que el Acuerdo Enmendado cumple con las disposiciones pertinentes del Reglamento 8815 que rige, no sólo el contenido de un acuerdo de compraventa de energía, sino aquellas otras disposiciones relativas a los márgenes de ganancia y los escaladores de precio.

G. Consistencia con la Política Pública Energética; reducción de dependencia de combustibles fósiles

La Ley 17-2019 estableció como política pública la reducción de la dependencia de la generación a base de combustibles fósiles, que debe ser cero para el año 2050. A su vez, la Ley 17-2019 ordena un aumento de la generación renovable. Por lo tanto, en la medida en que la Autoridad esté obligada a cumplir con la Cartera de Energía Renovable establecida en la Ley 82-2010 y con el mandato de reducir la dependencia de la generación con combustibles fósiles, la Autoridad deberá adquirir la cantidad necesaria de recursos renovables de generación a precios razonables, determinados por el mercado. En ese sentido, el Acuerdo está alineado con la Política Pública Energética en cuanto a la Cartera de Energía Renovable, la reducción de la dependencia de la generación con combustibles fósiles y el aumento de generación de energía a través de recursos renovables de generación.

V. Conclusión

El Negociado de Energía **DETERMINA** que el Acuerdo es consistente con el PIR Aprobado. Más aún, el Negociado de Energía **DETERMINA** que el proyecto propuesto está



alineado con la Política Pública Energética sobre la Cartera de Energía Renovable, la reducción en la dependencia de generación a base de combustibles fósiles y el aumento en generación mediante recursos renovables.

Tomando en consideración las actuales condiciones financieras y económicas de la Autoridad, el Negociado de Energía **DETERMINA** que la estructura de cargos propuesta, comenzando en 9.9 ¢/kWh con escalador anual de 2% hasta un máximo de 12.6 ¢/kWh, es razonable. Además, el Negociado de Energía **DETERMINA** que el margen de ganancia es razonable y está alineado con los parámetros de rentabilidad. Del mismo modo, el Negociado de Energía **DETERMINA** que los escaladores y topes propuestos también están alineados con los estándares de la industria. Por lo tanto, el Negociado de Energía **DETERMINA** que la estructura de cargos propuesta protege el interés público. Finalmente, el Negociado de Energía **DETERMINA** la interconexión del proyecto propuesto al sistema eléctrico no pondría en riesgo la confiabilidad y estabilidad del sistema.

Por todo lo anterior, el Negociado de Energía **APRUEBA** el Acuerdo, sujeto a las siguientes condiciones¹³⁶:

1. Xzerta deberá presentar ante el Negociado de Energía una solicitud debidamente cumplimentada para iniciar el proceso para de su certificación como compañía de servicio eléctrico, dentro de un periodo que no excederá treinta (30) días, contados a partir de la fecha en que se apruebe la asunción (*assumption*) del Acuerdo Enmendado en el Caso bajo el Título III.
2. La Autoridad y Xzerta presentarán ante el Negociado de Energía informes de progreso mensuales sobre el estatus del Proyecto, a partir de treinta (30) días de la firma del Acuerdo Enmendado. Dichos informes deberán incluir información sobre el estatus de la asunción del Acuerdo Enmendado en el Caso bajo el Título III, permisos, interconexión del Proyecto, contratación de terceros para construcción del Proyecto y financiamiento, entre otros.
3. La Autoridad no podrá conceder extensiones al término para comenzar la construcción del Proyecto ni a la fecha de comienzo de la operación comercial del Proyecto sin la previa autorización del Negociado de Energía. Toda solicitud de extensión a dichos términos debe ser justificada por la Autoridad e incluir toda la información y documentación pertinente.

¹³⁶ Como parte del expediente administrativo del caso de epígrafe se presentaron varios documentos relacionados con el proceso de evaluación que llevó a cabo la Autoridad, el cual culminó con la recomendación de renegociar y presentar para aprobación por el Negociado de Energía el proyecto propuesto Xzerta, así como el Acuerdo Enmendado. Se aclara, que la aprobación que emite en el día de hoy el Negociado de Energía en cuanto al Acuerdo Enmendado no pasa juicio sobre dicho procedimiento de evaluación y selección que llevó a cabo la Autoridad. La determinación del Negociado de Energía se limita solamente a la evaluación de los aspectos que se discuten en esta Resolución y Orden.



4. La Autoridad deberá someter ante el Negociado de Energía el Apéndice I (MTRs) del Acuerdo Enmendado, para su evaluación y aprobación, en o antes de cinco (5) días, contados a partir de la notificación de esta Resolución y Orden.

Cualquier parte adversamente afectada por la presente Resolución y Orden podrá presentar una moción de reconsideración ante el Negociado de Energía, de conformidad con la Sección 11.01 del Reglamento 8543 y las disposiciones aplicables de la Ley 38-2017, según enmendada, conocida como “Ley de Procedimiento Administrativo Uniforme del Gobierno de Puerto Rico” (“LPAU”). La moción a tales efectos debe ser presentada dentro del término de veinte (20) días contados a partir de la fecha de archivo en autos de la notificación de esta Resolución Final y Orden. Dicha solicitud debe ser entregada en la Secretaría del Negociado de Energía ubicada en el Edificio World Plaza, 268 Ave. Muñoz Rivera, Nivel Plaza Ste. 202, San Juan, P.R. 00918, o mediante el sistema de radicación electrónica del Negociado de Energía utilizando el enlace <http://www.radicacion.energia.pr.gov>. Copia de la solicitud deberá ser enviada por correo regular a todas las partes notificadas de esta Resolución Final y Orden, dentro del término aquí establecido.

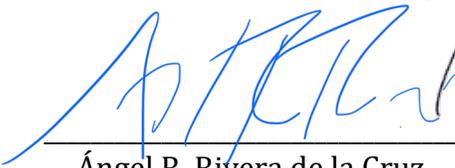
El Negociado de Energía deberá considerar dicha moción dentro de los quince (15) días de haberse presentado. Si la rechazare de plano o no actuare dentro de los quince (15) días, el término para solicitar revisión judicial comenzará a transcurrir nuevamente desde que se notifique dicha denegatoria o desde que expiren los quince (15) días, según sea el caso. Si el Negociado de Energía acoge la solicitud de reconsideración, el término para solicitar revisión empezará a contarse desde la fecha en que se archive en autos una copia de la notificación de la resolución del Negociado de Energía resolviendo definitivamente la moción de reconsideración. Tal resolución deberá ser emitida y archivada en autos dentro de los noventa (90) días siguientes a la radicación de la moción de reconsideración. Si el Negociado de Energía acoge la moción de reconsideración pero deja de tomar alguna acción con relación a la moción dentro de los noventa (90) días de ésta haber sido radicada, perderá jurisdicción sobre la misma y el término para solicitar revisión judicial empezará a contarse a partir de la expiración de dicho término de noventa (90) días, salvo que el Negociado de Energía, por justa causa y dentro de esos noventa (90) días, prorrogue el término para resolver por un periodo que no excederá de treinta (30) días adicionales.

De no optarse por el procedimiento de reconsideración antes expuesto, la parte afectada podrá, dentro del término de treinta (30) días, contados a partir del archivo en autos de esta Resolución Final y Orden, presentar recurso de revisión judicial ante el Tribunal de Apelaciones. Lo anterior, conforme a la Sección 11.03 del Reglamento 8543, las disposiciones aplicables de la LPAU y el Reglamento del Tribunal de Apelaciones.

Notifíquese y publíquese.




Edison Avilés Deliz
Presidente


Ángel R. Rivera de la Cruz
Comisionado Asociado


Lillian Mateo Santos
Comisionada Asociada

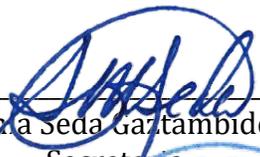

Ferdinand A. Ramos Soegaard
Comisionado Asociado


Sylvia B. Ugarte Araujo
Comisionada Asociada

CERTIFICACIÓN

Certifico que así lo acordó la mayoría de los miembros del Negociado de Energía de Puerto Rico el 11 de mayo de 2021. Certifico además que el 11 de mayo de 2021 una copia de esta Resolución y Orden fue notificada por correo electrónico a: jmarrero@diazvaz.law y kbolanos@diazvaz.law. Certifico además que, el 11 de mayo de 2021, he procedido con el archivo en autos de la Resolución y Orden emitida por el Negociado de Energía de Puerto Rico.

Para que así conste firmo la presente en San Juan, Puerto Rico, hoy, 11 de mayo de 2021.


Sonia Seda Galtambide
Secretaría

