

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

IN RE: ENMIENDA A CONTRATO DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA OTORGADO POR LA AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO Y PUNTA LIMA WIND FARM, LLC

CASO NÚM: NEPR-AP-2021-0003

ASUNTO: Enmienda a Contrato de Compraventa de Energía Renovable

RESOLUCIÓN Y ORDEN

I. Introducción

El 3 de julio de 2009 la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico ("Autoridad") y Go Green Alternative Energy, Corp. ("Go Green") otorgaron un Contrato de Compraventa de Energía y Operación ("Acuerdo Original").¹ El Acuerdo Original tenía un período de vigencia de veinte (20) años, el cual podía ser extendido por dos (2) períodos consecutivos adicionales de cinco (5) años cada uno.² El Acuerdo Original contemplaba la venta de energía a la Autoridad por un precio de: (i) 0.12 \$/kWh entre el primer (1^{er}) y el quinto (5^{to}) año; (ii) 0.11 \$/kWh del sexto (6^{to}) al décimo año; (iii) 0.10 \$/kWh del undécimo al decimoquinto año; y (iv) 0.09 \$/kWh del decimosexto (16^{to}) al vigésimo (20^{mo}) año.³ La energía objeto del Acuerdo Original provendría de una instalación de generación eólica a ser ubicada en Naguabo, Puerto Rico, la cual consistiría de treinta (30) molinos de viento con una capacidad aproximada de 39 MW ("Proyecto").⁴

Mediante la aprobación de la Ley 82-2010⁵, se 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 otorgó aproximadamente sesenta (60) contratos para el desarrollo de

¹ Exhibit A de la *Petición de Aprobación de Enmiendas a Contrato de Compraventa de Energía Renovable Otorgado por la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico y Punta Lima Wind Farm, LLC* de 16 de junio de 2021 ("Petición"), *In re:* Enmienda a Contrato de Compraventa de Energía Otorgado por la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico y Punta Lima Wind Farm, LLC, Caso Núm. NEPR-AP-2021-0003.

² *Id.*

³ *Id.*

⁴ Petición, p. 7

⁵ *Ley de Política Pública de Diversificación Energética por Medio de la Energía Renovable Sostenible y Alternativa* ("Ley 82-2010").



instalaciones de energía renovable que la Autoridad adquiriría mediante contratos de compraventa de energía.⁶

El 4 de noviembre de 2010, se enmendó el Acuerdo Original para conformar sus términos y condiciones con otros contratos de venta de energía similares.⁷ Como parte de la enmienda, se modificó la Sección 11.1 del Acuerdo Original para incorporar un nuevo precio de venta de energía de \$0.125 por kWh de producción neta de energía, sujeto a un escalador anual igual a 1.5%.⁸ Además, la enmienda modificó la Sección 12.1 para sustituir la capacidad aproximada de 39 MW por 40 MW.⁹ Dicha enmienda también incluyó una modificación a la Sección 20.1 del Acuerdo Original a los fines de que Go Green pudiera ceder sus derechos bajo el contrato a cualquier entidad afiliada, sin el consentimiento de la Autoridad.¹⁰ El 8 de abril de 2011, Go Green cedió el Acuerdo Original a Punta Lima Wind Company, la cual, en la misma fecha, cedió el mismo a Punta Lima Wind Farm, LLC (“Punta Lima”).¹¹

El 3 de agosto de 2011, Punta Lima y la Autoridad enmendaron el Acuerdo Original por segunda vez, para modificar y añadir otras cláusulas sobre el cumplimiento con el mismo.¹² Dicha enmienda modificó nuevamente la Sección 11.1 del Acuerdo Original a los fines de establecer que la Autoridad pagará \$0.025 por kWh de producción eléctrica neta, por concepto de cargos por créditos de energía renovable (“RECs”, por sus siglas en inglés).¹³ Además, se hizo constar que los Requisitos Técnicos Mínimos (“MTRs”, por sus siglas en inglés) para proyectos de energía eólica debían ser aclarados y modificados mediante una tercera enmienda, para que reflejaran las conclusiones de un estudio de interconexión que habría de realizar la Autoridad.¹⁴ Esta segunda enmienda también modificó la Sección 12.1 del Acuerdo Original para que constara el consentimiento de la Autoridad a que el Proyecto se construyera en dos (2) fases y que, al concluir la primera fase, el mismo tendría una capacidad aproximada de 20 MW a 26 MW.¹⁵ El 18 de diciembre de 2012 se enmendó el

⁶ Power Purchase and Operation Agreements o “PPOAs”, por sus siglas en inglés.

⁷ Petición, Exhibit A.

⁸ *Id.*

⁹ *Id.*

¹⁰ *Id.*

¹¹ *Id.*

¹² *Id.*

¹³ *Id.*, p. 7

¹⁴ *Id.*, p. 7

¹⁵ *Id.*, p. 7



Acuerdo Original por tercera vez, para modificar ciertas cláusulas, así como los MTRs, según acordado previamente ("Acuerdo Vigente").¹⁶

En o alrededor del año 2013, Punta Lima completó la construcción del Proyecto, el cual constaba de trece (13) turbinas de viento y demás instalaciones necesarias para la generación de 26 MW, así como la correspondiente instalación de interconexión ("Instalación de Interconexión"). El Proyecto se interconectó con la red de la Autoridad en el centro de transmisión de Daguao TC ("Daguao TC") a un voltaje de 115kV.¹⁷ La Instalación de Interconexión que construyó Punta Lima está compuesta por lo que se denomina la instalación de interconexión de la Autoridad, que pertenece a la Autoridad ("Instalación de Interconexión Autoridad") y, la instalación de interconexión de Punta Lima, que pertenece a Punta Lima ("Instalación de Interconexión Punta Lima"). La Instalación de Interconexión Punta Lima, a su vez, consta de: (i) una línea de transmisión de aproximadamente 3.5 millas de longitud, cuyos componentes principales son 39 estructuras, un cable conductor aéreo (556 KCMIL ACSS) y un cable de tierra óptico¹⁸ ("Línea de Transmisión"), así como (ii) varios otros componentes que están hacia el lado del punto de interconexión del complejo de generación eólica Punta Lima. La operación comercial del Proyecto bajo los términos del Acuerdo Vigente también comenzó en el año 2013 y, continuó hasta el 20 de septiembre de 2017, cuando el mismo fue severamente afectado por el embate del Huracán María.¹⁹ Desde esa fecha el Proyecto ha estado fuera de operación.²⁰

Luego de varios trámites y negociaciones, Punta Lima llegó a ciertos acuerdos con la Autoridad para reconstruir el Proyecto y comenzar nuevamente su operación comercial.²¹ Ante ello, la Autoridad solicita al Negociado de Energía que apruebe una enmienda al Acuerdo Vigente y, además, que, como parte de la misma transacción, autorice la compraventa de la Línea de Transmisión.²² El Proyecto propuesto contempla la reconstrucción de la instalación de Punta Lima con la misma capacidad original de 26 MW.²³ Igualmente, el Proyecto mantendrá su interconexión a la red eléctrica de la Autoridad a un voltaje de 115 kV a través del Daguao TC. Sin embargo, se modificaría el punto de conexión del Proyecto, ya que se propone que como parte de una misma transacción, la Autoridad

¹⁶ *Id.*

¹⁷ Petición, Exhibit G, p. 1.

¹⁸ *Optical Ground Wire* o "OPGW", según la abreviatura técnica utilizada para designarlo.

¹⁹ Petición, Exhibit D, p. 2.

²⁰ *Id.*

²¹ Petición, pp. 7-9.

²² Petición, p. 15.

²³ Petición, p. 8.



adquiera la porción de la Instalación de Interconexión Punta Lima denominada como la Línea de Transmisión.

La Autoridad solicita al Negociado de Energía, evaluar el Acuerdo Vigente, según enmendado, de conformidad con las disposiciones de la Ley 57-2014²⁴ y la Ley 17-2019.²⁵ Además, solicita que evalúe y autorice la adquisición de la Línea de Transmisión.

II. Tracto Procesal Pertinente

El 16 de junio de 2021 la Autoridad presentó la Petición ante el Negociado de Energía. En la Petición, la Autoridad solicita que el Negociado de Energía apruebe una versión enmendada del Acuerdo Vigente ("Acuerdo Propuesto").²⁶ La Autoridad acompañó la Petición con varios documentos que tituló Exhibits A, B, C, D, E, F, G y H.²⁷ Así pues, (i) el Exhibit A incluye el Acuerdo Original y sus tres (3) enmiendas; (ii) el Exhibit B contiene el Acuerdo Propuesto; (iii) el Exhibit C consta del Acuerdo Vigente comparado con el Acuerdo Propuesto (*redline*); (iv) el Exhibit D contiene un documento titulado *Reconstruction of the Punta Lima Wind Farm and Related Transactions* de 21 de abril de 2021, con sus anejos, el cual constituye un memorando de justificación de la Autoridad en torno al Acuerdo Propuesto ("Memorando de Justificación"); (v) el Exhibit E consta de la Resolución Núm. 4879 de 16 de abril de 2021, emitida por la Junta de Gobierno de la Autoridad, mediante la cual se aprobó el Acuerdo Propuesto; (vi) el Exhibit F contiene la Certificación de Compañía de Servicio Eléctrico emitida a favor de Punta Lima el 17 de mayo de 2016 por el Negociado de Energía, en el Caso Núm. CEPR-CT-2016-0007; (vii) el Exhibit G contiene un documento titulado *Asset Purchase and Sale Agreement* ("Contrato de Compraventa de Activos"); y (viii) el Exhibit H contiene un documento titulado *Minimum Technical Requirements for Interconnection of Wind Turbine Generation (WTG) Projects* ("MTRs").²⁸ La Autoridad solicitó en la Petición que se otorgue trato confidencial ("Solicitud de Confidencialidad") a varias

²⁴ Conocida como *Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico*, según enmendada ("Ley 57-2014").

²⁵ Conocida como *Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico* ("Ley 17-2019").

²⁶ Petición, p. 15.

²⁷ Petición.

²⁸ *Id.*, Exhibits A, B, C, D, E, F, G y H.



porciones de los Exhibits B²⁹, D³⁰ y G³¹, anejados a la misma (“Documentos Confidenciales”).³²

Según la información provista por la Autoridad, bajo el Acuerdo Propuesto, Punta Lima proveerá una capacidad de generación de energía de 26 MW bajo un contrato con un término de veinte (20) años, el cual podría ser extendido por dos (2) períodos consecutivos de cinco (5) años.³³ Además, conforme con el Acuerdo Propuesto, el Proyecto consistiría de un máximo de trece (13) turbinas de viento.³⁴ Según la Petición, el precio acordado para la compraventa de energía es de \$0.14728 por kWh por el primer año, luego de alcanzar la operación comercial.³⁵ Indica la Petición que “la cantidad total a pagar por la Autoridad a Punta Lima bajo el [Acuerdo] Propuesto es de aproximadamente \$162 millones (sin descuento) o \$78 millones (*net present value*)”.³⁶ Además, la Petición establece que, como parte de la transacción, la Autoridad adquirirá la línea de transmisión que se extiende desde el Proyecto hasta el centro de transmisión Daguao (“Daguao TC”, por sus siglas en inglés) por un precio de \$3,700,000.00.³⁷

La Autoridad expresa en la Petición que, toda vez que Punta Lima no tuvo éxito en sus esfuerzos de renegociación y reconstrucción, en el 2019 el Banco Santander, prestamista del Proyecto, se hizo cargo del mismo.³⁸ Según surge de la Petición, el Banco Santander “ha propuesto reconstruir el Proyecto, utilizando la indemnización recibida de sus aseguradoras por los daños ocasionados por el huracán María”.³⁹ A la fecha del paso del huracán María, el precio total de venta de energía objeto del Acuerdo, era de \$0.1577 por kWh de producción eléctrica neta.⁴⁰

²⁹ *Id.*, Exhibit B, pp. 134-192.

³⁰ *Id.*, Exhibit D, pp. 279-300.

³¹ *Id.*, Exhibit G, pp. 308-323.

³² *Id.*, pp. 10-15.

³³ *Id.*, Exhibit B.

³⁴ *Id.*

³⁵ *Id.*, p. 8.

³⁶ *Id.*, p. 8.

³⁷ *Id.*

³⁸ *Id.*, p. 4.

³⁹ *Id.*, p. 4.

⁴⁰ *Id.*, p. 7.



El 2 de julio de 2021, la Autoridad sometió al Negociado de Energía las versiones confidenciales de los Exhibits B, C y D.

El 13 de julio de 2021, el Negociado de Energía emitió una Resolución (“Resolución de 13 de julio”) mediante la cual concedió la Solicitud de Confidencialidad respecto a la información tachada o redactada en los Documentos Confidenciales, incluidos en la Petición como Exhibits B, D y G, y concedió a la Autoridad hasta el 19 de julio de 2021 para presentar información adicional referente a la Petición, toda vez que la misma estaba incompleta.

El 19 de julio de 2021, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Solicitud de Extensión de Término para Presentar Información Suplementando Petición de Aprobación* (“Solicitud de Extensión”). En la Solicitud de Extensión, la Autoridad solicitó que se extendiera hasta el 29 de julio de 2021 el término para someter la información suplementaria requerida por el Negociado de Energía mediante la Resolución de 13 de julio. El 23 de julio de 2021, el Negociado de Energía emitió una *Resolución y Orden* mediante la cual concedió la extensión de término solicitada por la Autoridad (“Resolución de 23 de julio”).

De acuerdo con lo ordenado en la Resolución de 23 de julio, el 29 de julio de 2021, la Autoridad presentó un escrito que tituló *Moción en Cumplimiento de Orden Notificada el 13 de julio de 2021* (“Moción de 29 de julio”). La Autoridad anejó a la Moción de 29 de julio varios documentos que identificó como Exhibits A, B, C, D, E y F. Respecto a dichos documentos: (i) el Exhibit A contiene un documento titulado *20210729 AP20210003 CONFIDENTIAL Ex. A - Punta Lima Justification Memo - Annex A*; (ii) el Exhibit B consiste de un documento titulado *20210729 AP20210003 CONFIDENTIAL Ex. B - Punta Lima Justification Memo - Annex B*; (iii) el Exhibit C contiene un documento que se titula *20210729 AP20210003 CONFIDENTIAL Ex. C - Punta Lima Justification Memo - Annex C*; (iv) el Exhibit D contiene la versión confidencial del *Asset Purchase and Sale Agreement*; (v) el Exhibit E corresponde a una comunicación de la Junta de Supervisión Fiscal titulada *Re: Punta Lima Amended and Restated Operational Power Purchase and Operating Agreement and Asset Purchase and Sale Agreement* (“Aprobación del FOMB”); y (vi) el Exhibit F contiene la Certificación de Compañía de Servicio Eléctrico emitida a favor de Punta Lima el 17 de mayo de 2016 por el Negociado de Energía, en el Caso Núm. CEPR-CT-2016-0007, la cual ya había sido sometida como Exhibit F de la Petición.⁴¹ Los Exhibits A, B, C y D se presentaron sellados.⁴²

En la Moción de 29 de julio, la Autoridad se expresó sobre la información suplementaria solicitada mediante la Resolución de 13 de julio, y solicitó que el Negociado de Energía determine que cumplió con dicho requerimiento. Así pues, respecto a los cálculos utilizados para obtener la información contenida en el Annex A del Exhibit D de la Petición,

⁴¹ Moción de 29 de julio, Exhibits A, B, C, D, E y F.

⁴² *Id.*, Exhibits A, B, C y D. Se aclara que la Autoridad no solicitó confidencialidad a los Exhibits A, B, C y D por lo tanto son documentos públicos.



la Autoridad hizo referencia al Exhibit A de la Moción de 29 de julio.⁴³ De igual forma, en cuanto a los cálculos que apoyan las conclusiones del Annex B del Exhibit D de la Petición, la Autoridad hizo referencia al Exhibit B de la Moción de 29 de julio.⁴⁴ Respecto a los cálculos que apoyan las conclusiones del Annex C del Exhibit D de la Petición, la Autoridad se refirió al Exhibit C de la Moción de 29 de julio.⁴⁵ Sobre la aclaración de la discrepancia entre el Annex B y el Annex C del Exhibit D de la Petición, la Autoridad respondió que la metodología utilizada en el Annex B consistió en estimar el costo de construcción de la línea nueva en la actualidad, y se basó en que la nueva línea de transmisión necesitaría su propia servidumbre.⁴⁶ Por otro lado, la Autoridad expresó que la metodología utilizada en el Annex C fue estimar el valor de la línea existente, considerando su diseño original y su edad.⁴⁷ De otra parte, sobre la versión confidencial del Exhibit G de la Petición, la Autoridad hizo referencia al Exhibit D de la Moción de 29 de julio.⁴⁸ Respecto a la evidencia de la aprobación del Acuerdo Propuesto por la Junta de Supervisión Fiscal, la Autoridad se refirió al Exhibit E de la Moción de 29 de julio.⁴⁹

Con relación a la aclaración sobre el rol del Banco Santander en cuanto a la rehabilitación y operación del Proyecto, la Autoridad respondió que éste se limita a supervisar el Proyecto hasta que esté completado y en operación comercial.⁵⁰ Además, sobre la aclaración respecto a si el Banco Santander es el dueño del Proyecto y si, por lo tanto, debe certificarse como una compañía de servicio eléctrico ante el Negociado de Energía, la Autoridad respondió que Punta Lima es la única dueña del Proyecto, y que ya ésta es una compañía de servicio eléctrico certificada por el Negociado de Energía.⁵¹ La Autoridad, además, hizo referencia al Exhibit F de la Moción de 29 de julio.⁵² Con relación al árbol corporativo de Punta Lima desde la firma del Acuerdo Vigente hasta el Acuerdo Propuesto, y que demuestre los dueños actuales del Proyecto, la Autoridad expresó que el Banco Santander es el único miembro de Punta Lima, LLC, la cual, a su vez, es dueña de la totalidad

⁴³ *Id.*, p. 2.

⁴⁴ *Id.*

⁴⁵ *Id.*

⁴⁶ *Id.*, pp. 2-3.

⁴⁷ *Id.*, p. 3.

⁴⁸ *Id.*

⁴⁹ *Id.*

⁵⁰ *Id.*

⁵¹ *Id.*

⁵² *Id.*



de Punta Lima, quien es dueña del Proyecto.⁵³ Añadió la Autoridad que Punta Lima era propiedad de las afiliadas de Elawan San Juan, Inc., actualmente conocida como ACEK San Juan, Inc.⁵⁴

El 25 de agosto de 2021, el Negociado de Energía emitió una *Resolución y Orden* mediante la cual concedió a la Autoridad hasta el 27 de agosto de 2021 al mediodía para que sometiera determinada información adicional (“Resolución de 25 de agosto”). El 27 de agosto de 2021, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía un escrito que tituló *Moción en Cumplimiento Parcial de Orden Notificada el 25 de agosto de 2021* (“Moción de 27 de agosto”). La Autoridad acompañó la Moción de 27 de agosto con varios documentos, los cuales identificó como Exhibits A, B, C y D. En cuanto a dichos documentos: (i) el Exhibit A contiene un documento titulado *Punta Lima Wind Farm Transmission Line Valuation*; (ii) el Exhibit B contiene un documento titulado *PREPA’s Depreciation Study for Electrical Plant in Service as of June 30, 2016; June 30, 2017; and June 30, 2018 (December 2018)*; el Exhibit C contiene un documento que se titula *Amendment No. 1 to Agreement Between Punta Lima Wind Farm, LLC and Puerto Rico Electric Power Authority* y un documento titulado *Puerto Rico Electric Power Authority Punta Lima, LLC Agreement*, el cual incluye a su vez varios documentos identificados como Exhibits A, B C, D, E y F; y (iv) el Exhibit D corresponde a un documento que se titula *Renegotiated PPOA Punta Lima Wind Farm Electrical Interconnection Naguabo, P.R.*⁵⁵ Respecto a los documentos que acompañan el Exhibit C de la Moción de 27 de agosto, los cuales también se identifican como Exhibits: (i) el Exhibit A se titula *Scope of Work by PREPA*; (ii) el Exhibit B contiene un documento titulado *List of Materials*; (iii) el Exhibit C corresponde a un documento titulado *Plans and Specifications*; (iv) el Exhibit D se titula *Schedule of Values*; (v) el Exhibit E contiene un documento titulado *Form of Application for Advanced Payment*; y (vi) el Exhibit F contiene un documento que se titula *Transfer Document* el cual, a su vez, se acompaña de un documento identificado como Attachment A, que se titula *115kv Line Diagram* y un documento identificado como Attachment B, que se titula *Preliminary Drawings and Specifications*.⁵⁶

En la Moción de 27 de agosto la Autoridad expresa que la información sometida cumple parcialmente con la Resolución de 25 de agosto y solicitó que el Negociado de Energía le concediera un término de cinco (5) días para suplementar su moción y someter el documento requerido sobre el Estimado de Costo Independiente preparado por *Sargent & Lundy*, según solicitado en la Resolución de 25 de agosto.⁵⁷ Ese mismo día, el Negociado de Energía emitió una *Resolución y Orden* mediante la cual concedió a la Autoridad hasta el 1 de

⁵³ *Id.*, p. 4.

⁵⁴ *Id.*

⁵⁵ Moción de 27 de agosto.

⁵⁶ Exhibit C de Moción de 27 de agosto.

⁵⁷ Moción de 27 de agosto.



septiembre de 2021 para que sometiera la información adicional requerida en la Resolución de 25 de agosto.⁵⁸

El 1 de septiembre de 2021, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Moción Informativa sobre Segunda Solicitud de Información* (“Moción de 1 de septiembre”). En la Moción de 1 de septiembre, la Autoridad informó al Negociado de Energía que *Sargent & Lundy* le comunicó que el Estimado de Costo Independiente (*Sargent & Lundy’s independent estimate of the cost*) al que se hace referencia en varios escritos presentados por la Autoridad y, que fue requerido por el Negociado de Energía mediante la Resolución de 25 de agosto, constituye un análisis basado en la experiencia de S&L en la industria de energía y su experiencia con la Autoridad.⁵⁹ Además, la Autoridad informó que no existe un documento que contenga dicho análisis y, por lo tanto, no se realizó un estudio independiente.⁶⁰ Además, mediante la Moción de 1 de septiembre, la Autoridad solicitó al Negociado de Energía que determine que cumplió con la Resolución de 25 de agosto.⁶¹

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.⁶² 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.⁶³

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.⁶⁴

⁵⁸ Resolución y Orden de 27 de agosto.

⁵⁹ Moción de 1 de septiembre.

⁶⁰ *Id.*

⁶¹ *Id.*

⁶² Ley 57-2014 y Ley 17-2019.

⁶³ Artículo 6.3(c) de la Ley 57-2014.

⁶⁴ *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.⁶⁵ El Negociado de Energía aplicará normas de política pública que sean coherentes con la Política Pública Energética según declarada por legislación.⁶⁶ 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.⁶⁷

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 de Energía al amparo de dicho Artículo.⁶⁸

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.⁶⁹ 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 basada en carbón, derivados de petróleo y gas. Específicamente, la Ley 17-2019 modificó los estándares de la Cartera de Energía Renovable establecidos 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 2050.⁷⁰ De igual forma, la Ley 33-2019⁷¹ estableció la meta de veinte por ciento (20%) para el año 2022.

⁶⁵ Artículo 6.3(b) de la Ley 57-2014.

⁶⁶ *Id.*

⁶⁷ *Id.*, Artículo 6.32(c).

⁶⁸ Artículo. 1.11(b) de la Ley 17-2019.

⁶⁹ *Id.*

⁷⁰ Ley 17-2019, Artículo 1.6(7); Artículo 4.2 (el cual enmienda el Artículo 2.3 de la Ley 82-2010).

⁷¹ 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.⁷² 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.⁷³

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; y (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 kilovatio-hora (kWh) por tipo de tecnología de generación.⁷⁴ 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 83⁷⁵ y la Ley 17-2019.⁷⁶

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 17-2019,⁷⁷ así como con el Plan Integrado de

⁷² Artículo 6.32 (a) de la Ley 57-2014.

⁷³ *Id.*

⁷⁴ 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 Propuesto que se sigue en el caso de epígrafe.

⁷⁵ 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").

⁷⁶ Artículo 6.32 (c) de la Ley 57-2014.

⁷⁷ *Id.*, Artículo 6.32(b).



Handwritten notes in blue ink on the left margin, including a large '1', 'JAA', and other illegible scribbles.

Recursos (“PIR”) aprobado.⁷⁸ 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.⁷⁹

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.⁸⁰

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.⁸¹

De igual forma, el Negociado de Energía 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.⁸²

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

⁷⁸ *Id.*, Artículo 6.32(d).

⁷⁹ *Id.*

⁸⁰ *Id.*, Artículo 6.32(f).

⁸¹ *Id.*, Artículo 6.32(g).

⁸² *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.⁸³

Al evaluar el Acuerdo Propuesto, el Negociado de Energía debe determinar primordialmente: (i) si la propuesta es consistente con el PIR aprobado; (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.

D. Facultad del Negociado de Energía para evaluar y aprobar la adquisición de la Línea de Transmisión

Como se expresó anteriormente, el Artículo 6.32 de la Ley 57-2014 dispone que el Negociado de Energía evaluará y aprobará "todos los contratos de servicio eléctrico", incluidos los productores independientes de energía, antes del otorgamiento de dichos contratos.⁸⁴ Ello incluye, "pero no se limita a", la evaluación y aprobación de contratos de compraventa de energía mediante los cuales los productores independientes de energía se dispongan a proveer energía a la compañía de servicio eléctrico responsable de operar el sistema eléctrico.⁸⁵ De la disposición que antecede surge claramente la amplia facultad del Negociado de Energía para evaluar contratos entre las compañías de servicio eléctrico en Puerto Rico. Ello comprende, por ende, un contrato mediante el cual la Autoridad propone la adquisición de activos de interconexión de una compañía de servicio eléctrico, máxime cuando dicho contrato está íntimamente relacionado con la evaluación y aprobación de un contrato de compraventa de energía.

Como se expresó anteriormente, como una parte integral del Acuerdo Propuesto, la Autoridad estaría adquiriendo la Línea de Transmisión. Ante ello, solicita que el Negociado de Energía apruebe el Contrato de Compraventa de Activos mediante el cual propone viabilizar dicha adquisición. Es decir, el Contrato de Compraventa de Activos está íntimamente relacionado con el Acuerdo Propuesto y es parte integral de una misma transacción entre compañías de servicio eléctrico. Por ende, el Negociado de Energía está facultado a evaluar y aprobar (o rechazar) la compraventa de la Línea de Transmisión.⁸⁶

⁸³ *Id.*, Artículo 6.32(b).

⁸⁴ Artículo 6.32 (a) de la Ley 57-2014.

⁸⁵ *Id.*

⁸⁶ Adviértase que el Negociado de Energía ha aprobado contratos de compraventa de energía que incluyen disposiciones mediante las cuales los proponentes asumen la responsabilidad de diseñar, construir y financiar a la Autoridad las instalaciones de interconexión y, la Autoridad, por su parte, asume los costos de construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de interconexión. Véase *Resolución y Orden* de 11 de mayo de



IV. Análisis

A. Ahorros Propuestos

Como parte de la evaluación del Acuerdo Propuesto, el Negociado de Energía verificó que todos los cálculos para confirmar que los ahorros se calcularon correctamente y reflejaran la diferencia entre los términos económicos originales y los renegociados. Además, el Negociado de Energía verificó los cálculos presentados por la Autoridad para determinar si el Acuerdo Propuesto 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.

Punta Lima propone reconstruir el proyecto eólico existente de 26 MW, que operó en Naguabo desde el año 2013 hasta el 20 de septiembre de 2017, cuando el mismo fue severamente afectado por el embate del Huracán María. El Proyecto se interconecta con la red de la Autoridad en el Daguao TC a un voltaje de 115kV. El Acuerdo Vigente comprende un precio de compra de energía de \$0.125 por kWh de producción neta de energía (*net electrical output*) (expresado en kWh), sujeto a un escalador anual igual a 1.5%, sin tope. Además, la Autoridad pagaría los Certificados de Energía Renovable ("CERs") a razón de \$0.025 por kWh de producción eléctrica neta durante la vigencia del Acuerdo Vigente. Bajo la estructura de precio que antecede, a la fecha del paso del huracán María por Puerto Rico, se había alcanzado un precio total de \$0.1577 por kWh de producción eléctrica neta, incluyendo los CERs.⁸⁷

Bajo el Acuerdo Propuesto el precio acordado será \$0.14728/kWh, inclusive de los CERs, durante el primer año. Los precios anuales para los años subsiguientes han sido acordados por las partes. La cantidad total que la Autoridad pagará a Punta Lima bajo el Acuerdo Propuesto durante su periodo de vigencia de veinte (20) años es de aproximadamente \$162 millones (sin descuento) o \$78 millones descontado (*net present value*).⁸⁸ Según la Autoridad, ello conlleva una reducción en el precio de kWh de producción de aproximadamente 12%, en comparación con el Acuerdo Vigente. La Autoridad sostiene que esto producirá aproximadamente \$13 millones en ahorros durante la vida útil del Acuerdo Propuesto.⁸⁹

2021, In Re: Enmiendas a Contrato de Compraventa de Energía Renovable Proyectos No-Operacional (Xzerta-Tec Solar I, LLC), Caso Núm. NEPR-AP-2021-0002 y *Resolución y Orden* de 10 de junio de 2021, In Re: Enmiendas a Contrato de Compraventa de Energía Renovable: Proyectos No-Operacional (Ciro One Salinas, LLC), Caso Núm. NEPR-AP-2021-0001.

⁸⁷ Petición, p. 7.

⁸⁸ Id., p. 8.

⁸⁹ Según la Autoridad, la Junta ha aprobado enmiendas a los contratos de otros proyectos de energía renovable y operaciones, cuyos ahorros estimados son similares a los ahorros que se obtendrían bajo el Acuerdo Propuesto. Petición, p. 8.



De la evaluación de la información provista por la Autoridad, el Negociado de Energía ha podido corroborar de forma independiente, que el Acuerdo Propuesto genera ahorros nominales de aproximadamente 20.3% en el precio de kWh de producción y, ahorros determinados al valor presente (*net present value*) de aproximadamente 15.7%. Esto representa un ahorro nominal aproximado de \$42.3 millones de dólares en el periodo comprendido entre 2022-2041. Dicho ahorro toma en consideración el gasto de \$3.7 millones de dólares en que incurrirá la Autoridad por la adquisición de la Línea de Transmisión. Esta comparación se llevó a cabo utilizando la misma metodología que utilizó la Autoridad y la información que obra en el expediente administrativo.

Los cálculos de los ahorros presentados por la Autoridad, que estima un ahorro nominal de \$13 millones o un 12%, contemplan sólo el periodo de once (11) años comprendido entre los años 2022 a 2032. Sin embargo, el término del Acuerdo Propuesto es de veinte (20) años, comenzando en el año 2022, por lo que resulta adecuado determinar el ahorro por el periodo total que comprendería el Acuerdo Propuesto.

A continuación, se presenta una comparación de costo que conlleva para la Autoridad el Acuerdo Vigente, así como el Acuerdo Propuesto. Además, se describe el nivel de ahorros que produciría el Contrato Propuesto.

	Acuerdo Vigente	Acuerdo Propuesto	Ahorros
Costo Total (2022-2041)	\$208.0 MM	\$165.7 MM	\$42.3 MM
Valor Presente del Costo Total (2022-2041)	\$108.32 MM	\$91.35 MM	\$17.0 MM

El ahorro que produce el Acuerdo Propuesto 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. Como surge de la información que antecede, aun añadiendo el costo de la adquisición de la Línea de Transmisión, existiría un ahorro como consecuencia del Acuerdo Propuesto, el cual beneficiará a los consumidores de la Autoridad.

B. Cumplimiento con Requisitos de Interconexión

Como se expresó anteriormente, en o alrededor del año 2013, Punta Lima completó la construcción del Proyecto, así como la Instalación de Interconexión. El Proyecto se interconecta con la red de la Autoridad en el Daguao TC a un voltaje de 115kV⁹⁰. La Instalación de Interconexión se compone de la Instalación de Interconexión Autoridad y la

⁹⁰ Petición, Exhibit G, p. 1.



Instalación de Interconexión Punta Lima. La Instalación de Interconexión Punta Lima, a su vez, consta de la Línea de Transmisión, así como otros componentes que están hacia el lado del punto de interconexión del complejo de generación de Punta Lima. Cabe destacar que, bajo el Acuerdo Vigente, la Línea de Transmisión es dedicada al Proyecto.

La operación comercial del Proyecto comenzó en el año 2013. Sin embargo, con el paso del huracán María en septiembre de 2017, tanto la instalación de generación Punta Lima como la Instalación de Interconexión sufrieron daños sustanciales y, desde entonces el Proyecto está fuera de operación.⁹¹

Punta Lima propone reconstruir el Proyecto, manteniendo la capacidad y características que existían previo a que éste sufriera los embates del huracán María. En cuanto a la Instalación de Interconexión, la misma será modificada o mejorada, según sea necesario, sujeto a que, si el equipo existente está en condición operacional o se puede reparar de manera que se alcance el nivel de cumplimiento existente previo al 20 de septiembre de 2017, no será necesario cumplir con ciertos estándares adicionales que se establecen en el Contrato Propuesto y, bastará con que dicho equipo sea puesto en condición operacional y/o reparado de manera que en todos los aspectos materiales ello sea suficiente para su operación rutinaria.⁹²

No surge del expediente administrativo que, previo a septiembre de 2017, la Instalación de Interconexión no manifestara amenazas a la confiabilidad y seguridad de la red eléctrica. Por el contrario, la misma permitió la operación de la facilidad Punta Lima por aproximadamente cinco (5) años. Por ende, si la Instalación de Interconexión se reconstruye, según los términos y condiciones dispuestos en el Acuerdo Propuesto, así como el Contrato de Compraventa de Activos, no se afectará la confiabilidad y seguridad de la red eléctrica.

Cabe destacar que, como parte del proceso de renegociación de los PPOAs, los consultores de la Autoridad llevaron una evaluación en relación con las instalaciones de interconexión existentes y/o propuestas para varios proyectos de energía renovable operacionales y no operacionales, incluyendo el Proyecto.⁹³ El Estudio de Interconexión no recomienda llevar a cabo modificaciones en a la Instalación de Interconexión, particularmente tomando en consideración que la reconstrucción del mismo no conllevaba un aumento en la capacidad actual de 26 MW.⁹⁴

⁹¹ Petición, Exhibit D, p. 2.

⁹² Petición, Exhibit B, Appendix C

⁹³ *Renewable Energy PPOA Interconnection Summary Report* de 19 de junio de 2020, preparado por Sargent & Lundy ("Estudio de Interconexión"), *In Re: Solicitud de Aprobación de Enmienda a Contrato de Compraventa de Energía Renovable entre la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico y Ciro One Salinas, LLC*, Caso Núm. NEPR-AP-2021-0001, Petición, Exhibit D, p. 82.

⁹⁴ *Id.*



Luego de evaluar la información que obra en el expediente administrativo, el Negociado de Energía **DETERMINA** que los términos y condiciones del Acuerdo Propuesto y el Contrato de Compraventa de Activos 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. Según la información que obra en el expediente administrativo, bajo los términos y condiciones del Acuerdo Propuesto, Punta Lima debe cumplir con los MTRs.⁹⁵ Por el contrario, tiene que cumplir con los MTRs aprobados por la Autoridad en febrero de 2020, incluyendo la capacidad de la instalación propuesta para controlar frecuencia y el *ramp rate*.⁹⁶ Los MTRs aplicables al Proyecto se incluyen como el Anejo G del Acuerdo Propuesto.⁹⁷

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

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.⁹⁸ El 7 de junio de 2019, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía su propuesta de PIR.⁹⁹ 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

⁹⁵ Petición, p. 4.

⁹⁶ Petición, Exhibit B, Artículos 4.3, 6.2, 9.5 y 12.1 del Acuerdo Propuesto.

⁹⁷ Petición, Exhibit B.

⁹⁸ Artículos 1.9 de la Ley 17-2019 y 6.23 de la Ley 57-2014.

⁹⁹ 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*, Case Núm. CEPR-AP-2018-0001, 3 de julio de 2019 (“PIR Propuesto”).



Propuesto.¹⁰⁰ 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.¹⁰¹

En el PIR Propuesto, la Autoridad asumió un costo de energía eólica para los proyectos operacionales de \$0.125 kWh, incluyendo el costo de RECs y, sin cláusulas de incremento.¹⁰² Además, la instalación de Punta Lima se listó en el PIR Propuesto como un proyecto de energía renovable en etapa operacional.¹⁰³ No obstante, Punta Lima -al igual que otros recursos de energía renovable- no fue considerado por la Autoridad como un recurso de generación existente.¹⁰⁴

Ahora bien, 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 para el año 2025, lo cual incluye recursos de generación eólica.¹⁰⁵ 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.¹⁰⁶

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.¹⁰⁷ Además, 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, en términos de capacidad e integración de recursos renovables de generación al sistema de la Autoridad, se concluye que el Proyecto es consistente con el PIR Aprobado.

¹⁰⁰ 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”).

¹⁰¹ *Id.*, p. 296.

¹⁰² PIR Propuesto, Exhibit 4-19, p. 4-18 y PIR Aprobado, ¶281, pp. 72-73.

¹⁰³ PIR Propuesto, Exhibit 4-1, p. 4-1 y Exhibit 4-14, p 4-14.

¹⁰⁴ PIR Aprobado, ¶278 y 281; y ¶294, p. 76.

¹⁰⁵ *Id.*, p. 282.

¹⁰⁶ *Id.*, pp. 263-264, ¶ 847.

¹⁰⁷ Exhibit A, *Moción en Presentación de Informe Anual en Cumplimiento con el Art. 2 de la Ley 82-2010*, 2 de junio de 2020, pp. 4-5, *In Re: Informe Anual de Cumplimiento de Proveedor de Energía al Detal*, Caso Núm.: NEPR-MI-2020-0015.



Ante ello, el Negociado de Energía **DETERMINA** que el Acuerdo Propuesto es consistente con el PIR Aprobado.

F. Cumplimiento con Otras Disposiciones

Como expresamos anteriormente, el Acuerdo Propuesto 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 8815,¹⁰⁸ 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 Propuesto, 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 Propuesto -conforme a las condiciones que más adelante se imponen al mismo- cumple sustancialmente con las disposiciones pertinentes del Reglamento 8815.

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 Propuesto 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.

Ahora bien, la fecha de comienzo de operación comercial de un proyecto de energía renovable resulta de gran importancia para el cumplimiento con la Política Pública Energética en cuanto a la Cartera de Energía Renovable ("Fecha de Operación Comercial"). Primero, porque la Ley 82-2010 establece niveles de cumplimiento que se deben alcanzar en fechas específicas. Segundo, porque se trata de un parámetro que fomenta el desarrollo oportuno y cierto de los proyectos. Como es conocido, la mayoría de los PPOAs otorgados por la Autoridad entre los años 2010 y 2013 no han resultado en el desarrollo de proyectos

¹⁰⁸ Joint Regulation for the Procurement, Evaluation, Selection, Negotiation and Award of Contracts for the Purchase of Energy and for the Procurement, Evaluation, Selection, Negotiation and Award Process for the Modernization of the Generation Fleet, 1 de septiembre de 2016 ("Reglamento 8815").



concretos de energía renovable más sin embargo, siguen creando incertidumbre sobre su potencial desarrollo y disponibilidad para cumplir con la Cartera de Energía Renovable.

De la Petición ni del Acuerdo Propuesto surge con especificidad cuándo se espera que comience la reconstrucción del Proyecto ni cuándo se espera que éste alcance la Fecha de Operación Comercial. No obstante, el 26 de julio de 2021, Punta Lima presentó ante el Negociado de Energía un escrito que tituló *Fourth Motion in Compliance with Resolution and Order Dated March 21, 2019 and Request for Confidential Treatment of Information- Update of Operational Report* ("Cuarta Moción en Cumplimiento de Orden"). Punta Lima anejó a la Cuarta Moción en Cumplimiento de Orden un documento que tituló *Operational Report Annex* ("Reporte Operacional"). En el Reporte Operacional se incluyó un listado de los permisos requeridos para la reconstrucción del Proyecto y se establecen unas fechas aproximadas para comenzar y completar la reconstrucción del Proyecto.¹⁰⁹

En aras de proveer certidumbre en cuanto al desarrollo y construcción del Proyecto, la fecha de comienzo de la reconstrucción no debe exceder de ocho (8) meses, contados a partir de la fecha en que el Tribunal de Quiebras, en el caso que se sigue en el Caso bajo el Título III¹¹⁰ de la Ley Federal PROMESA¹¹¹, apruebe la aceptación (*assumption*) del Acuerdo Propuesto y, la Fecha de Operación Comercial no debe exceder de veinticuatro (24) meses, contados a partir de la fecha de comienzo de la reconstrucción del Proyecto. Por lo anterior, el Negociado de Energía **DETERMINA** que para garantizar el fiel cumplimiento con la Política Pública Energética en cuanto a la Cartera de Energía Renovable, **ORDENA** modificar el Acuerdo Propuesto para establecer y/o fijar parámetros concretos que permitan determinar la fecha de comienzo y terminación de la reconstrucción del Proyecto, así como la Fecha de Operación Comercial, conforme a los términos específicos que aquí se disponen.

H. *Adquisición de la Línea de Transmisión*

La Autoridad solicita en la Petición, que, como un elemento integral de la aprobación del Acuerdo Propuesto, se autorice la adquisición de la Línea de Transmisión, según los términos y condiciones dispuestos en el Contrato de Compraventa de Activos.¹¹² El precio acordado para la adquisición de la Línea de Transmisión es \$3,700,000 ("Precio de Compra").¹¹³

¹⁰⁹ Reporte Operacional, Cuarta Moción en Cumplimiento de Orden, *In Re*: Solicitud de Certificación Punta Lima Wind Farm, LLC, Caso Núm. CEPR-CT-2016-0007, 26 de julio de 2021

¹¹⁰ *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").

¹¹¹ *The Puerto Rico Oversight, Management and Economic Stability Act*, Pub. L. 114-187 ("PROMESA").

¹¹² Petición, p. 8.

¹¹³ *Id.*



La Autoridad argumenta que la titularidad sobre la Línea de Transmisión le proporcionará múltiples beneficios si se toma en consideración la posibilidad de interconectar otros proyectos de energía renovable que pudieran ubicarse en la misma zona geográfica de Punta Lima. Bajo este escenario, uno o más proyectos podrían interconectarse a la red eléctrica sin la necesidad de desarrollar y construir líneas de transmisión adicionales en la zona de regreso del Daguao TC.¹¹⁴ La Autoridad presenta estimados de potenciales ahorros si nuevos proyectos se interconectan a través de la Línea de Transmisión utilizando seccionalizadores, en vez de construir una nueva línea de transmisión.¹¹⁵ Además, la Autoridad aduce que tener múltiples proyectos interconectados al Daguao TC a través de la Línea de Transmisión, liberará puertos ("bays") e infraestructura en el Daguao TC, lo que a su vez permitirá a la Autoridad utilizar esos recursos para otros proyectos, sin la necesidad de expansiones o inversiones significativas en el Daguao TC.¹¹⁶ La Autoridad también sostiene que la disponibilidad de la Línea de Transmisión para proyectos futuros contribuye a disminuir los riesgos de retrasos en los trámites de sus permisos, así como los trámites de adquisición de terrenos necesarios para el desarrollo de dichos proyectos.¹¹⁷

El Contrato de Compraventa de Activos dispone que la Autoridad vendrá obligada a satisfacer el Precio de Compra no más tarde de los treinta (30) días de haberse emitido la Orden del Tribunal (en el caso bajo el Título III), aprobando la aceptación (*assumption*) del Acuerdo Propuesto.¹¹⁸ Asimismo, el Contrato de Compraventa de Activos dispone que a la fecha del cierre de la transacción, Punta Lima deberá proveer a la Autoridad un informe preparado por un ingeniero profesional independiente (*third-party Puerto Rico-licensed engineer*) ("Informe Independiente"), razonablemente aceptable a la Autoridad, el cual provea una descripción de la condición de la Línea de Transmisión, los trabajos de reparación necesarios, así como un estimado de los costos de los trabajos de reparación.¹¹⁹ En esa misma fecha comienza a transcurrir el término del cual dispone Punta Lima para comenzar los trabajos de reparación en la Línea de Transmisión.¹²⁰ Según dispone el Contrato de Compraventa de Activos, Punta Lima viene obligada a completar a su costo, los

¹¹⁴ Id., pp. 8-9.

¹¹⁵ Petición, Exhibit D, Annex B.

¹¹⁶ Petición, Exhibit D, pp. 4-5.

¹¹⁷ Id.

¹¹⁸ Sección 2.2.2.3 del Contrato de Compraventa de Activos, Petición, Exhibit G, p.5.

¹¹⁹ Sección 2.4(c)(10) del Contrato de Compraventa de Activos, Petición, Exhibit G, p. 6.

¹²⁰ Id.



trabajos identificados en el Informe Independiente.¹²¹ Además, dichos trabajos deben ser completados en o antes de la Fecha de Operación Comercial.¹²²

El Negociado de Energía entiende que la adquisición de la Línea de Transmisión representa un beneficio para la Autoridad que se materializa de dos (2) formas. Primero, el beneficio próximo, que es el que se relaciona con la disponibilidad de interconexión para el Proyecto lo cual es esencial para la operación del mismo bajo el Acuerdo Propuesto. Segundo, el beneficio futuro se relaciona con la potencial disponibilidad de una línea de transmisión de retorno al Daguao TC.

Aunque el Negociado de Energía reconoce los beneficios futuros de la adquisición de la Línea de Transmisión que aduce la Autoridad, en esta etapa, tomando en cuenta la precaria situación económica de la Autoridad y, en aras de proteger el interés público, el Negociado de Energía debe dar prioridad a la evaluación de los beneficios próximos o inmediatos que representa la adquisición de la Línea de Transmisión. Como ya hemos discutido, el beneficio próximo es la disponibilidad de interconexión para un proyecto propuesto que es consistente con el PIR Aprobado, 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 conlleva un aumento en generación mediante recursos renovables. Ello requiere que la adquisición de la Línea de Transmisión esté sujeta a que se construya el Proyecto.¹²³

De otra parte, en los documentos que obran en el expediente administrativo se hace referencia a un estimado de costo independiente preparado por Sargent & Lundy en relación con la Línea de Transmisión ("Estimado de Costo").¹²⁴ Sin embargo, mediante la Moción de 1 de septiembre, la Autoridad expresó que no existe un documento que contenga dicho estimado de costo y, que se trata más bien un análisis basado en la experiencia de S&L en la

¹²¹ Sección 5.4 del Contrato de Compraventa, Petición, Exhibit G, pág. 11.

¹²² Id.

¹²³ Reiteramos que, aunque la adquisición de la Línea de Transmisión representa unos beneficios futuros, no resulta prudente que se adquiera la misma si ello no está atado a la construcción y operación del Proyecto.

¹²⁴ El mismo se denomina *Sargent & Lundy's independent estimate of the cost*. Petición, Annex C, Exhibit D, *Punta Lima Wind Farm Transmission Line Valuation*, pp. 2-3 ("Estudio de Valoración"). Específicamente establece que el mismo es alegado estimado de costo Clase 4, según las clasificaciones provistas por el *Association for the Advancement of Cost Engineering* ("ACEE"). Id. Cabe mencionar que el *Cost Estimate Classification System- As Applied in Engineering, Procurement, and Construction for the Process Industries*, preparado por la AACE, describe lo que constituye un Estimado de Clase 4. En primer lugar, establece que dicho estimado se prepara generalmente con información limitada, tiene rangos de precisión amplios y se utiliza, entre otras cosas, para proyecciones, determinaciones de viabilidad, evaluaciones de conceptos y aprobaciones preliminares de presupuestos. Típicamente comprende estimados para proyectos cuya ingeniería ha sido desarrollada entre un 1% a 15%. La certeza esperada de un Estimado de Clase 4 fluctúa entre 15% a 30% por debajo del costo real y 20% a 50% por encima de éste, dependiendo de la complejidad del proyecto, la información de referencia y la inclusión de una determinación de contingencia apropiada.



industria de energía, así como su experiencia con la Autoridad, que no se redujo a escrito.¹²⁵ Además, la Autoridad no proveyó una descripción detallada de los activos que componen la Línea de Transmisión, a pesar de que se trata de activos existentes. En fin, del expediente administrativo no surge en estimado de costo de la Línea de Transmisión que justifique adecuadamente el Precio de Compra pactado.¹²⁶

El Negociado de Energía **APRUEBA** la adquisición de la Línea de Transmisión, sujeto a las siguientes condiciones, que estima prudentes y necesarias para salvaguardar el interés público:

- (i) La Autoridad modificará las disposiciones pertinentes del Contrato de Compraventa de Activos, de manera que el mismo incluya una descripción detallada de los componentes de la Línea de Transmisión objeto de adquisición y, en la medida en que estén disponibles, se deberán incluir los planos y especificaciones técnicas de los componentes de la Línea de Transmisión como anejos a dicho contrato.
- (ii) La Autoridad deberá comisionar la preparación de un estimado de costo de la Línea de Transmisión utilizando la metodología establecida para estimados de costo Clase 1, según las clasificaciones de la AACE, o utilizando una metodología equivalente que provea razonable certeza en cuanto al costo real de la Línea de Transmisión. De resultar dicho costo en uno sustancialmente menor al Precio de Compra, la Autoridad deberá renegociar el mismo con Punta Lima.
- (iii) La Autoridad modificará las disposiciones pertinentes del Contrato de Compraventa de Activos y del Acuerdo Propuesto, de manera que éstos dispongan que el Precio de Compra por la Línea de Transmisión se pagará dentro de los cinco (5) días subsiguientes a la Fecha de Operación Comercial.¹²⁷

I. Cumplimiento de Punta Lima con ciertos requisitos aplicables a Compañías de Servicio Eléctrico

¹²⁵ Moción de 1 de septiembre.

¹²⁶ Adviértase que, el Estudio de Valoración se limita a calcular los ajustes necesarios para determinar la depreciación aplicable al costo estimado de la Línea de Transmisión. Sin embargo, reiteramos que la información provista no sustenta dicho estimado de costo.

¹²⁷ De esta forma nos aseguramos de que el costo incurrido por la Autoridad esté atado a la reconstrucción y operación del Proyecto.



El 17 de mayo de 2016, el Negociado de Energía certificó a Punta Lima como una Compañía de Servicio Eléctrico¹²⁸, a tenor con las disposiciones del Reglamento 8701.¹²⁹ El 17 de diciembre de 2018, el Negociado de Energía ordenó a Punta Lima mostrar causa por la cual no debía imponerle una multa de cinco mil dólares (\$5,000.00) por incumplir con las disposiciones de la Ley 57-2014y el Reglamento 8701, al omitir presentar su Informe Operacional para los años 2017 y 2018.¹³⁰ El 18 de enero de 2019 Punta Lima sometió los Informes Operacionales para los años 2017 y 2018.¹³¹ Ante dicha presentación tardía, el 15 de febrero de 2019, el Negociado de Energía emitió una *Resolución y Orden* mediante la cual impuso una multa a Punta Lima de quinientos dólares (\$500.00).¹³²

El 8 de febrero de 2019, Punta Lima presentó un escrito titulado *Solicitud de Interpretación Reglamentaria* en el cual adujo que: (i) el 20 de septiembre de 2017 el huracán María impactó Puerto Rico y destruyó la totalidad de los aerogeneradores del Proyecto; (ii) desde dicha fecha no ha podido operar el Proyecto y generar energía; (iii) como resultado de la paralización de sus operaciones no generó ingresos para los periodos en cuestión; (iv) no anticipaba reiniciar operaciones previo al 2020, a causa del largo proceso de reclamación y negociación con la compañía de seguros; y (v) al no estar generando ingresos por concepto de la venta de energía, carecía de criterios para presentar el Informe de Ingresos Brutos y Estados Financieros y el Informe Operacional del 2019.¹³³

Mediante *Resolución y Orden* de 21 de marzo de 2019, el Negociado de Energía ordenó a Punta Lima que sometiera otra información, en lugar de los Informes Operacionales ("Resolución de 21 de marzo").¹³⁴ En síntesis, el Negociado de Energía ordenó a Punta Lima entregar: (i) un listado de los permisos locales y federales requeridos para la reconstrucción del Proyecto; (ii) una descripción de los esfuerzos realizados para obtener los permisos necesarios para la reconstrucción del Proyecto; (iii) un itinerario de la reconstrucción del Proyecto, cuya versión actualizada debe ser sometida cada dos (2) meses hasta que se reanuden las operaciones; (iv) una declaración jurada notarizada por su Principal Oficial

¹²⁸ *In Re: Solicitud de Certificación Punta Lima Wind Farm, LLC*, Caso Núm. CEPR-CT-2016-0007.

¹²⁹ Conocido como *Enmienda al Reglamento Núm. 8618 sobre Certificaciones, Cargos Anuales y Planes Operacionales de Compañías de Servicio Eléctrico en Puerto Rico* ("Reglamento 8701").

¹³⁰ Orden, *In Re: Solicitud de Certificación Punta Lima Wind Farm, LLC*, Caso Núm. CEPR-CT-2016-0007, 17 de diciembre de 2018.

¹³¹ Resolución y Orden, *In Re: Solicitud de Certificación Punta Lima Wind Farm, LLC*, Caso Núm. CEPR-CT-2016-0007, 15 de febrero de 2019 ("Resolución de 15 de febrero de 2019").

¹³² *Id.*

¹³³ *Solicitud de Interpretación Reglamentaria, In Re: Solicitud de Certificación Punta Lima Wind Farm, LLC*, Caso Núm. CEPR-CT-2016-0007.

¹³⁴ Resolución, *In Re: Solicitud de Certificación Punta Lima Wind Farm, LLC*, Caso Núm. CEPR-CT-2016-0007, 25 de marzo de 2019



Ejecutivo, indicando que Punta Lima no ha recibido ingresos brutos¹³⁵, y detallando las fuentes de las cuales provendrían los fondos para solventar la reconstrucción del Proyecto y las cantidades de fondos anticipados o disponibles; y (v) copia certificada de las planillas de contribución sobre ingresos que presente durante el período de cese de operaciones.¹³⁶

Luego de varios trámites procesales, el 3 de febrero de 2021, Punta Lima presentó un escrito que tituló *Motion in Compliance with Resolution and Order Dated March 21, 2019 and Request for Confidential Treatment of Information* ("Moción en Cumplimiento de Orden").¹³⁷ En la Moción en Cumplimiento de Orden, Punta Lima sometió la información requerida mediante la Resolución de 21 de marzo y solicitó trato confidencial a determinados documentos.¹³⁸ El 25 de marzo de 2021, el Negociado emitió una *Resolución y Orden* en la cual determinó, entre otras cosas, que Punta Lima cumplió con lo ordenado en la Resolución de 21 de marzo.¹³⁹

Según ordenado por el Negociado de Energía mediante la Resolución de 21 de marzo, Punta Lima continuó actualizando el itinerario de la reconstrucción del Proyecto. El 1 de abril de 2021 Punta Lima sometió un escrito titulado *Second Motion in Compliance with Resolution and Order Dated March 21, 2019 and Request for Confidential Treatment of Information- Update of Operational Report*.¹⁴⁰ Luego, el 27 de mayo de 2021, Punta Lima sometió un escrito titulado *Third Motion in Compliance with Resolution and Order Dated March 21, 2019 and Request for Confidential Treatment of Information- Update of Operational Report*.¹⁴¹

Como se expresó anteriormente, Punta Lima presentó ante el Negociado de Energía el Reporte Operacional que incluye un listado de los permisos requeridos para la

¹³⁵ Según definidos en el Reglamento 8701.

¹³⁶ *Id.*

¹³⁷ Moción en Cumplimiento de Orden, *In Re: Solicitud de Certificación Punta Lima Wind Farm, LLC*, Caso Núm. CEPR-CT-2016-0007.

¹³⁸ *Id.*

¹³⁹ Resolución y Orden,, *In Re: Solicitud de Certificación Punta Lima Wind Farm, LLC*, Caso Núm. CEPR-CT-2016-0007, 25 de marzo de 2019

¹⁴⁰ *Second Motion in Compliance with Resolution and Order Dated March 21, 2019 and Request for Confidential Treatment of Information- Update of Operational Report, In Re: Solicitud de Certificación Punta Lima Wind Farm, LLC*, Caso Núm. CEPR-CT-2016-0007.

¹⁴¹ *Third Motion in Compliance with Resolution and Order Dated March 21, 2019 and Request for Confidential Treatment of Information- Update of Operational Report, In Re: Solicitud de Certificación Punta Lima Wind Farm, LLC*, Caso Núm. CEPR-CT-2016-0007.



reconstrucción del Proyecto y se establece una fecha aproximada para comenzar y completar la reconstrucción del Proyecto. .¹⁴²

Consistente con la aprobación del Acuerdo Propuesto y el Contrato de Compraventa de Activos, Punta Lima debe seguir cumpliendo con lo dispuesto en la Resolución de 21 de marzo de 2019.¹⁴³ Además, se aclara que, dicho cumplimiento no afecta y/o modifica la obligación de Punta Lima de presentar los informes periódicos que se le requieren en esta Resolución y Orden. Además, se **APERCIBE** a Punta Lima de que, a partir de la Fecha de Operación Comercial (según sea redefinida en el Acuerdo Propuesto), esta vendrá obligada a dar cabal cumplimiento a las disposiciones del Reglamento 8701 relativas a la presentación de Informes de Ingresos Brutos y Estados Financieros, así como el Informe Operacional.

V. Conclusión

El Negociado de Energía **DETERMINA** que, (i) el Acuerdo Propuesto y el Contrato de Compraventa de Activos son consistentes con el PIR Aprobado y (ii) 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 bajo el Acuerdo Propuesto, así como el costo y condiciones acordadas para la adquisición de la Línea de Transmisión son razonables. El Negociado de Energía también **DETERMINA** que, (i) la interconexión del proyecto propuesto al sistema eléctrico no pondría en riesgo la confiabilidad y estabilidad del sistema; (ii) que la adquisición de la Línea de Transmisión - bajo las condiciones que se imponen en esta Resolución y Orden- es razonable, está alineada con la Política Pública Energética sobre la Cartera de Energía Renovable, y protege el interés público; y (iii) que los MTRs aplicables al Proyecto no atentarán contra la confiabilidad y seguridad de la red eléctrica de Puerto Rico

Por todo lo anterior, el Negociado de Energía **APRUEBA** el Acuerdo Propuesto y el Contrato de Compraventa de Activos, sujeto a las siguientes condiciones:

1. Se debe modificar el Acuerdo Propuesto para establecer y/o fijar parámetros concretos que permitan determinar la fecha de comienzo y terminación de la

¹⁴² Reporte Operacional, Cuarta Moción en Cumplimiento de Orden, *In Re: Solicitud de Certificación Punta Lima Wind Farm, LLC*, Caso Núm. CEPR-CT-2016-0007.

¹⁴³ Considerando que se espera que en los próximos meses haya una actividad considerable en cuanto a los tramites relativos a la reconstrucción del Proyecto, el Negociado de Energía requiere a Punta Lima que, en sus informes periódicos bajo la Resolución de 21 de marzo, incluya mayores detalles en cuanto a la información allí requerida. Esto, particularmente en lo referente a los esfuerzos realizados para obtener los permisos necesarios para la reconstrucción del Proyecto; el itinerario de la reconstrucción del Proyecto, así como el detalle pormenorizado de las fuentes de las cuales provendrán los fondos para solventar la reconstrucción del Proyecto y las cantidades de fondos anticipados o disponibles.



reconstrucción del Proyecto, así como la Fecha de Operación Comercial. La fecha de comienzo de la reconstrucción no debe exceder de ocho (8) meses, contados a partir de la fecha en que el Tribunal de Quiebras, en el caso que se sigue bajo el Título III de la Ley Federal PROMESA, apruebe la aceptación (*assumption*) del Acuerdo Propuesto y, la Fecha de Operación Comercial no debe exceder de veinticuatro (24) meses, contados a partir de la fecha de comienzo de la reconstrucción del Proyecto

2. Una vez se modifique el Acuerdo Propuesto para establecer la fecha de comienzo y terminación de la construcción del Proyecto, así como la Fecha de Operación Comercial, la Autoridad no podrá conceder extensiones a dichas fechas 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.
3. La Autoridad y Punta Lima 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 Propuesto. Dichos informes deberán incluir información sobre el estatus de la asunción del Acuerdo Propuesto en el Caso bajo el Título III, permisos, interconexión del Proyecto, disponibilidad de fondos para la reconstrucción del Proyecto y la contratación de terceros para construcción del Proyecto, entre otros.
4. La Autoridad deberá comisionar la preparación de un estimado de costo de la Línea de Transmisión utilizando la metodología establecida estimados de costo Clase 1, según las clasificaciones de la ACE¹⁴⁴, o una utilizando una metodología equivalente que provea razonable certeza en cuanto al costo real de la Línea de Transmisión. De resultar dicho costo en uno sustancialmente menor al Precio de Compra, la Autoridad deberá renegociar el mismo con Punta Lima.
5. La Autoridad modificará las disposiciones pertinentes del Contrato de compraventa de Activos y el Contrato Propuesto, de manera que éstos dispongan que el Precio de Compra por la Línea de Transmisión se pagará dentro de los cinco (5) días subsiguientes a la Fecha de Operación Comercial.¹⁴⁵
6. La Autoridad modificará las disposiciones pertinentes del Contrato de Compraventa de Activos, de manera que el mismo incluya una descripción detallada de los componentes de la Línea de Transmisión objeto de adquisición y, en la medida en que estén disponibles, se deberán incluir los planos y

¹⁴⁴ Association for the Advancement of Cost Engineering.

¹⁴⁵ De esta forma nos aseguramos de que el costo incurrido por la Autoridad esté atado a la reconstrucción y operación del Proyecto.



especificaciones técnicas de los componentes de la Línea de Transmisión como anejo a dicho contrato.

7. Añadir una disposición al Acuerdo Propuesto que reconozca expresamente que ninguna disposición de éste pueda ser interpretada de manera que atente de forma alguna, con la jurisdicción y autoridad del Negociado de Energía.¹⁴⁶
8. Previo a la firma del Acuerdo Propuesto, entre cuyos anejos está el Contrato de Compraventa de Activos, la Autoridad deberá someter al Negociado de Energía la versión final para su revisión y aprobación.

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 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.radicación.energia.pr.gov>. Copia de la solicitud deberá ser enviada por correo regular a todas las partes notificadas de esta Resolución 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.

¹⁴⁶ A modo de guía se puede utilizar una disposición como la siguiente:

Notwithstanding anything to the contrary herein, no provision of this Agreement shall be interpreted, construed, or deemed to limit, restrict, supersede, supplant, or otherwise affect, in each case in any way, the rights, responsibilities or authority granted to the Energy Bureau under Applicable Law with respect to the Facility, PREPA or Seller.



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 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.



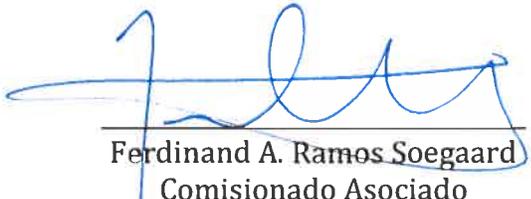
Edison Avilés Deliz
Presidente



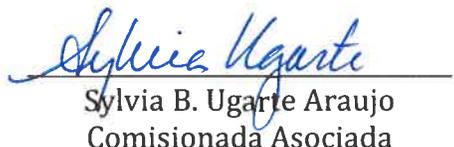
Ángel R. Rivera de la Cruz
Comisionado Asociado



Lillian Mateo
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 9 de septiembre de 2021. Certifico, además, que el 10 de septiembre de 2021 una copia de esta Resolución y Orden fue notificada por correo electrónico a jmarrero@diazvaz.law, y kbolanos@diazvaz.law; y 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, 10 de septiembre de 2021.



Sonia Seda Gaztambide
Secretaria

