

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

**IN RE: TARIFA PERMANENTE DE LA
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE
PUERTO RICO**

CASO NÚM.: NEPR-MI-2020-0001

**ASUNTO: Determinación sobre los Factores
de las Cláusulas de Ajuste Trimestral para el
Periodo de octubre - diciembre 2021.**

RESOLUCIÓN Y ORDEN

I. **Trasfondo y Tracto Procesal**

El 10 de enero de 2017, el Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico (“Negociado de Energía”) aprobó la Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (“Autoridad”).¹ La Tarifa Permanente se compone de una tarifa base fija y otros componentes variables, mediante los cuales se recuperan ciertos costos incurridos para proveer el servicio (sin ganancia), tales como la compra de combustible y energía, y los subsidios.

Como parte del proceso de implementación de la Tarifa Permanente, el Negociado de Energía aprobó varias Cláusulas de Ajuste (*riders*) diseñadas particularmente para recuperar los costos asociados al combustible, compra de energía, Contribución en Lugar de Impuestos (“CELI”) y otros subsidios.² Estas cláusulas de ajuste son: (1) Cláusula de Ajuste por Compra de Combustible (“FCA”, por sus siglas en inglés); (2) Cláusula de Ajuste por Compra de Energía (“PPCA”, por sus siglas en inglés); (3) Cláusula de Subsidio de Combustible (“FOS”, por sus siglas en inglés); (4) Cláusula de Ajuste de Costo de la CELI (“CILTA”, por sus siglas en inglés); (5) Cláusula de Subsidio de Interés Social (“SUBA-HH”, por sus siglas en inglés); (6) Cláusula de Demás Subvenciones (“SUBA-NHH”, por sus siglas en inglés); y (7) Cláusula de Eficiencia Energética (“EE”).³

¹ Resolución Final y Orden, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001, In Re: Revisión de Tarifas de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, 10 de enero de 2017 (“Resolución Final y Orden de 10 de enero de 2017”).

² *Id.*

³ La Cláusula de EE está diseñada para recuperar los costos asociados al Programa de Eficiencia Energética. En este momento, dicho programa no ha sido implementado. Las Cláusulas de Ajuste de FCA, PPCA y FOS son calculadas sobre bases trimestrales, en cambio, las Cláusulas de Ajuste SUBA-HH, SUBA-NHH, CILTA y EE son calculadas anualmente.



Las Cláusulas de Ajuste por compra de combustible (FCA) y por compra de energía (PPCA) están diseñadas para recuperar los costos reales incurridos por la Autoridad respecto a estos renglones. La Autoridad recupera los costos reales a través de un cargo directo a los consumidores (*pass-through charge*), el cual aplica la cláusula correspondiente al consumo mensual del cliente. Las Cláusulas de Ajuste por compra de combustible y por compra de energía se reconcilian trimestralmente para garantizar que la Autoridad recupere exactamente los costos incurridos en proveer el servicio.

Cabe señalar que las Cláusulas de Ajuste por concepto de compra de combustible y por compra de energía representan aproximadamente el sesenta por ciento (60%) de la tarifa de los clientes de la Autoridad. La cláusula de compra de combustible representa aproximadamente el ochenta por ciento (80%) de esa cantidad, o sea, casi el cuarenta y ocho por ciento (48%) de la tarifa de los clientes de la Autoridad. Por consiguiente, los cargos por servicio facturados a los clientes de la Autoridad relacionados a su consumo mensual, dependen en gran medida de los costos asociados a la compra de combustible y fluctúan de acuerdo con dichos costos.

Desde mayo del 2019, la Autoridad ha presentado los factores propuestos para las Cláusulas de Ajuste para su evaluación y la consecuente aprobación o modificación por el Negociado de Energía. Como consecuencia de dichos procesos, y dadas las circunstancias particulares de cada periodo bajo evaluación, los factores aplicables a las Cláusulas de Ajuste aprobados han resultado, en algunos casos en incrementos y, en otros, en reducciones en las tarifas niveladas por consumo de electricidad de los clientes de la Autoridad.⁴ Dichos procesos se llevan a cabo de forma transparente, garantizando al público acceso a la información que utiliza el Negociado de Energía para llevar a cabo su evaluación.

Ahora bien, conforme a la Sección 5.6 del Contrato de Operación y Mantenimiento⁵, LUMA⁶ debe fungir como el agente de la Autoridad y representarla ante el Negociado de Energía para la tramitación de cualquier asunto referente a los servicios de operación y mantenimiento del sistema de transmisión y distribución de la Autoridad ("Sistema T&D"), así como otros asuntos regulatorios de la Autoridad, no relacionados con el mismo. Ello incluye, entre otras cosas, representar a la Autoridad en el proceso de evaluación de los factores propuestos para las Cláusulas de Ajuste. Se aclara, no obstante, que la presentación por parte de LUMA de una propuesta de reconciliación de las Cláusulas de Ajuste responde a su función como agente de la Autoridad y, que la reconciliación propuesta se relaciona con las proyecciones y los gastos recobrables de la Autoridad, no de LUMA. Además, el proceso de evaluación de los factores propuestos para las Cláusulas de Ajuste se tramita como un

⁴ La tarifa nivelada es una representación en términos de centavos por kilovatio-hora (¢/kWh) o dólares por kilovatio-hora (\$/kWh) de la tarifa aplicable a un tipo de cliente para un consumo específico. Para calcular la tarifa nivelada, primero se divide el total de cargos fijos por el consumo aplicable y luego se suman los cargos variables (e.g. cargo por consumo y las cláusulas de ajuste).

⁵ Puerto Rico Transmission and Distribution System Operation and Maintenance Agreement, dated June 22, 2020 ("Contrato de Operación y Mantenimiento").

⁶ LUMA Energy, LLC y LUMA Energy ServCo, LLC (colectivamente "LUMA").



Handwritten signatures in blue ink, including a large signature at the top, a signature in the middle, and a signature at the bottom.

componente del proceso de implementación de la Tarifa Permanente de la Autoridad y, no constituye un procedimiento para fijar una nueva tarifa conforme al Artículo 6.25 de la Ley 57-2014.⁷

Teniendo como referencia el trasfondo antes reseñado, el 29 de junio de 2021, el Negociado de Energía emitió una *Resolución y Orden* (“Resolución de 29 de junio”) mediante la cual estableció, entre otras cosas, los factores trimestrales para las Cláusulas FCA, PPCA y FOS a estar vigentes desde el 1 de julio de 2021 al 30 de septiembre de 2021. Además, el Negociado de Energía ordenó a LUMA presentar, en o antes de 14 de septiembre de 2021, los factores propuestos para las cláusulas FCA, PPCA y FOS que entrarán en vigor el 1 de octubre de 2021, incluyendo las reconciliaciones propuestas para los meses de junio, julio y agosto de 2021.

El 10 de septiembre de 2021, LUMA presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Urgent Request for Brief Extension of Time to Submit FCA, PPCA and FOS Quarterly Reconciliations and Proposed Factors* (“Moción de 10 de septiembre”). En la Moción de 10 de septiembre, LUMA solicitó una extensión de tiempo para presentar los factores propuestos para las Cláusulas FCA, PPCA y FOS y la reconciliación propuesta para las referidas cláusulas.

En la misma fecha, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden (“Resolución de 10 de septiembre”) mediante la cual concedió la Moción de 10 de septiembre y ordenó a LUMA presentar la reconciliación y los factores trimestrales propuestos para las cláusulas FCA, PPCA y FOS, en o antes de las 5:00 p.m. del 16 de septiembre de 2021.

El 16 de septiembre de 2021, LUMA presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Motion Submitting FCA, PPCA and FOS Quarterly Reconciliations and Proposed Factors and Request for Confidential Treatment* (“Moción de 16 de septiembre”). Mediante la Moción de 16 de septiembre, LUMA presentó la propuesta de reconciliación de las cláusulas FCA, PPCA y FOS correspondiente a los meses de junio, julio y agosto de 2021. Además, LUMA presentó los factores propuestos para dichas cláusulas, a ser vigentes durante el periodo de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021.

El 17 de septiembre de 2021, el Negociado de Energía emitió una *Resolución y Orden* (“Resolución de 17 de septiembre”) mediante la cual ordenó a LUMA a, en o antes de las 12:00 p.m. de 20 de septiembre de 2021, presentar o aclarar cierta información respecto a la Moción de 16 de septiembre. Además, el Negociado de Energía ordenó a LUMA y a la Autoridad a comparecer a una Conferencia Técnica virtual a celebrarse el 22 de septiembre de 2021, a la 1:30 p.m. (“Conferencia Técnica de 22 de septiembre”).

El 20 de septiembre de 2021, LUMA presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Urgent Request for Brief Extension of Time to Comply with September 17th Resolution and Order and Clarification* (“Solicitud de Extensión”). LUMA indicó necesitar tiempo adicional para presentar la información requerida mediante la Resolución de 17 de

⁷ Ley de Transformación y ALIVIO Energético, según enmendada (“Ley 57-2014”).



septiembre, por lo que solicitó una breve extensión hasta las 7:00 p.m. de 20 de septiembre de 2021 para presentar ello.

En la misma fecha, LUMA presentó un escrito titulado *Motion in Compliance with September 17th Resolution and Order and Request for Confidential Treatment* (“Moción de 20 de septiembre”). Mediante la Moción de 20 de septiembre, LUMA presentó información en respuesta a la Resolución de 17 de septiembre. Además, LUMA presentó ciertos archivos en formato *Excel* con información revisada en apoyo a los factores trimestrales propuestos. LUMA informó que los factores propuestos para las cláusulas FCA y PPCA mediante la Moción de 16 de septiembre no requirieron ser revisados a raíz de la información presentada en la Moción de 20 de septiembre.

El 22 de septiembre de 2021, LUMA presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Motion Submitting Presentation and Requesting Leave for LUMA to Offer Presentation During Technical Conference Scheduled for September 22, 2021* (“Moción de 22 de septiembre”). LUMA incluyó como Exhibit 1 de la Moción de 22 de septiembre la presentación a proyectarse durante la Conferencia Técnica de 22 de septiembre.

La Conferencia Técnica de 22 de septiembre se celebró según señalada. Como parte de la discusión, LUMA presentó los factores propuestos para las cláusulas FCA, PPCA y FOS a estar vigentes desde el 1 de octubre de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2021. De otra parte, LUMA explicó la variación entre los costos de compra de combustible y compra de energía pronosticados para los meses de junio, julio y agosto de 2021, y los costos reales incurridos para los referidos meses.

Además, LUMA explicó que, debido a ciertos problemas con su sistema de facturación no pudo emitir facturas a una porción de sus clientes durante los meses de junio, julio y agosto. Por tal razón, LUMA propone reducir la cantidad estimada por concepto de compra de combustible y compra de energía correspondiente al consumo no facturado durante los meses de junio, julio y agosto. En la Conferencia Técnica de 22 de septiembre, el Negociado de Energía requirió a LUMA presentar ciertas correcciones e información adicional, en o antes de 27 de septiembre de 2021.

Por otro lado, durante la Conferencia Técnica de 22 de septiembre, el Negociado de Energía solicitó cierta información a la Autoridad relacionada a: (i) detalle del presupuesto aprobado y los gastos incurridos en mantenimiento por los pasados cinco (5) años; (ii) programa de mantenimiento programado para las unidades generatrices de la Autoridad por los pasados cinco (5) años; y (iii) información sobre el contrato entre la Autoridad y New Fortress respecto a las consecuencias de, si por alguna razón, New Fortress no puede suplir gas natural a las unidades de San Juan 5 y 6.

El 23 de septiembre de 2021, la Autoridad presentó un escrito titulado *Moción en Cumplimiento de Orden Dictada el 23 (sic) de septiembre de 2021* (“Moción de 23 de septiembre”). La Autoridad presentó la información solicitada por el Negociado de Energía en la Conferencia Técnica de 22 de septiembre sobre el presupuesto aprobado y gastos incurridos en mantenimiento, y el Programa de Conservación de Calderas y Turbo



Handwritten signatures in blue ink, including a large signature at the top and several smaller ones below.

Generadores de la Autoridad para los años 2017 a 2022. Además, la Autoridad presentó información en respuesta a la solicitud sobre el contrato entre la Autoridad y New Fortress.

El 24 de septiembre de 2021, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden (“Resolución de 24 de septiembre”) mediante la cual, entre otros asuntos, solicitó a la Autoridad presentar, en o antes de las 5:00 p.m. de 27 de septiembre de 2021, cierta información sobre la situación de la falta de suministro de gas natural en las unidades San Juan 5 y 6. Además, el Negociado de Energía requirió información sobre las acciones que la Autoridad ha tomado, o planifica tomar, respecto a la situación antes mencionada, tomando en consideración las disposiciones del Contrato de New Fortress.⁸

El 27 de septiembre de 2021, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Solicitud Urgente de Breve Extensión de Término para Cumplir con Orden Notificada el 24 de septiembre de 2021* (“Solicitud de Extensión”). La Autoridad solicitó una extensión hasta las 5:00 p.m. de 28 de septiembre para presentar la información solicitada mediante la Resolución de 24 de septiembre.

Ese mismo día, LUMA presentó un escrito titulado *Motion in Compliance with Bench Orders issued During Technical Conference of September 22, 2021, Request for Brief Extension of Time, Motion Submitting Revised English-Language Presentation and Spanish-Language Version of LUMA’s Revised Presentation, and Request for Confidential Treatment* (“Moción de 27 de septiembre”). En cumplimiento con la información requerida en la Conferencia Técnica de 22 de septiembre, LUMA presentó un plan para facturar a los clientes para los cuales no se emitió factura en el periodo de junio a agosto de 2021, la forma en que evitará un doble conteo de esta facturación y las medidas a utilizarse para que esta situación no ocurra en el futuro. Además, LUMA presentó una revisión a la proyección de consumo para el trimestre de octubre a diciembre de 2021, lo cual resultó en una revisión de los factores propuestos para las cláusulas FCA, PPCA y FOS a ser vigentes durante el periodo de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021.

De otra parte, LUMA solicitó una breve extensión de tiempo para presentar la información solicitada respecto a la cobertura de las aseguradoras y si la misma estará disponible para cubrir los costos incurridos por la utilización de las unidades de respuesta rápida en conexión con los eventos de relevos de carga e interrupciones de servicio durante el trimestre de junio a agosto de 2021. Mediante *Resolución y Orden* de 27 de septiembre de 2021, el Negociado de Energía concedió a LUMA y a la Autoridad hasta las 3:00 p.m. de 28 de septiembre de 2021, para presentar la información requerida.

El 28 de septiembre de 2021, la Autoridad presentó un documento titulado *Moción e Cumplimiento de Orden Notificada el 24 de septiembre de 2021* (“Escrito de 28 de

⁸ Fuel Sale and Purchase Agreement, NFEnergía LLC as Seller and Puerto Rico Electric Power Authority as Buyer, March 5, 2019 (“Contrato New Fortress”). Recuperado el 24 de septiembre de 2021 de: <https://aeepr.com/es-pr/QuienesSomos/Contratos%20Generales/2019-P00079%20NFEENERG%C3%8DA%20%20LLC.pdf>.



septiembre”). Mediante el Escrito de 28 de septiembre, la Autoridad presentó la información requerida por el Negociado de Energía referente a la aplicabilidad de ciertas cláusulas del Contrato New Fortress. Mediante el Exhibit A del Escrito de 28 de septiembre, la Autoridad explicó las circunstancias más comunes por las cuales se interrumpe el suministro de gas por parte de New Fortress. La Autoridad también describió los pasos que está tomando respecto a las interrupciones de suministro de gas en las unidades San Juan 5 y 6 ocurridas durante los meses de junio, julio y agosto de 2021.

De acuerdo con la Autoridad, para cada instancia en que ocurre una interrupción en el suministro de gas a las unidades San Juan 5 y 6, New Fortress tiene que producir un informe respecto a la evaluación del evento. Sin embargo, la Autoridad no presentó las causas específicas para la interrupción del suministro de gas durante los meses de junio, julio y agosto de 2021. No obstante, de acuerdo con la información provista mediante el Escrito de 28 de septiembre, el Negociado de Energía **DETERMINA** que el proceso descrito en el Exhibit A del Escrito de 28 de septiembre no ha concluido aún. Por lo tanto, la Autoridad deberá presentar el resultado de dicho proceso, de acuerdo con las disposiciones de la Parte VII de esta Resolución y Orden. Una vez culmine el proceso de evaluación, por parte del Negociado de Energía y, de ello ser necesario, se realizarán los ajustes procedentes en el próximo ciclo de reconciliación.

El 28 de septiembre de 2021, LUMA también presentó un documento titulado *Motion in Compliance with Bench Order Issued During Technical Conference of September 22, 2021 and Request for Confidential Treatment* (“Moción de 28 de septiembre”). Mediante la Moción de 28 de septiembre, LUMA presentó la información requerida en la Conferencia Técnica de 22 de septiembre respecto a la cobertura de las aseguradoras de la Autoridad. Más aún, en la Moción de 28 de septiembre, LUMA expresó que la información provista incluye un análisis interno respecto a potenciales reclamaciones a sus aseguradoras y las aseguradoras de la Autoridad, las cuales LUMA podría presentar en un futuro.⁹

Al igual que con el proceso relacionado al contrato de la Autoridad y New Fortress Energy, el proceso de análisis respecto a las aseguradoras de la Autoridad está en una etapa preliminar, por lo que es prematuro en estos momentos determinar las cantidades que podrían ser recuperadas a través de ese mecanismo, si alguna. Al igual que la Autoridad, LUMA tiene un deber continuo de informar al Negociado de Energía cualquier desarrollo en el proceso de análisis y reclamaciones a sus aseguradoras. Por tal motivo, LUMA deberá presentar dicha información, de acuerdo con las disposiciones de la Parte VII de esta Resolución y Orden.

⁹ Moción de 28 de septiembre, p. 7.



II. Determinación sobre la reconciliación de Compra de Combustible y Compra de Energía para el periodo de 1 de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021

1. Reconciliación de Compra de Energía

De acuerdo con los documentos incluidos en la Moción de 16 de septiembre, los costos reales por concepto de compra de energía para el periodo de 1 de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021 ascendieron a \$132,279,340.92.¹⁰ Luego de revisar la metodología para el cómputo de los costos reales asociados a la compra de energía y los documentos de apoyo presentados con relación a los referidos costos,¹¹ el Negociado de Energía **DETERMINA** que esta cantidad es razonable.

El Ajuste del Periodo Anterior para el periodo de 1 de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021 es igual a $-(\$3,222,000.27)$.¹² Por lo tanto, para el periodo de 1 de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021, la Autoridad debía recuperar de sus clientes la cantidad de $\$132,279,340.92 - \$3,222,000.27 = \$129,057,340.65$, por concepto de compra de energía.

El ingreso de la Autoridad por concepto de la cláusula PPCA para el periodo de 1 de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021, fue \$137,557,953.48.¹³ En este caso, los ingresos obtenidos por la Autoridad por concepto de la cláusula PPCA fueron mayores que los costos a ser recuperados. Por lo tanto, durante el próximo periodo de facturación LUMA debe otorgar un crédito a los consumidores.

A esos fines, el Negociado de Energía **APRUEBA** un ajuste por la cantidad de $\$129,057,340.65 - \$137,557,953.48 = -(\$8,500,612.83)$, como reconciliación de costos por concepto de compra de energía para el periodo de 1 de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021.

2. Reconciliación de Compra de Combustible

(i) Reconciliación Parcial

De acuerdo con los documentos incluidos en la Moción de 16 de septiembre, LUMA sostiene que los costos reales por concepto de compra de combustible para el periodo de 1

¹⁰ Moción de 27 de septiembre, "QUARTER RECONCILIATION FILE JUN-JUL-AUG 2021 (1).xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda N26.

¹¹ Véase en términos generales, Moción de 27 de septiembre, "QUARTER RECONCILIATION FILE JUN-JUL-AUG 2021 (1).xlsx", Tab "PURCHASED POWER SUMMARY" y los tabs subsiguientes a "ORIG PURCHASED POWER REPORTS".

¹² Moción de 27 de septiembre, "QUARTER RECONCILIATION FILE JUN-JUL-AUG 2021 (1).xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda N27.

¹³ *Id.*, Celda N29.



de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021 ascendieron a \$502,550,285.77.¹⁴ Ahora bien, el costo estimado por concepto de compra de combustible para los meses de junio, julio y agosto fue de \$139,426,069.44¹⁵, \$131,191,382.29¹⁶ y \$150,210,900.41¹⁷, respectivamente, para un total de \$139,426,069.44 + \$131,191,382.29 + \$150,210,900.41 = \$420,828,352.14. Por lo tanto, según LUMA, los costos reales por concepto de compra de combustible para el periodo de 1 de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021 (*i.e.* \$502,550,285.77) fueron mayores a los costos estimados para ese periodo. LUMA y la Autoridad atribuyen esta diferencia a que ciertas unidades generatrices de la Autoridad, las cuales fueron modeladas como disponibles, estuvieron fuera de servicio, lo que obligó a la Autoridad a utilizar unidades generatrices que consumen combustible diésel, cuyo uso no estaba proyectado.¹⁸ El resultado neto fue un incremento en los costos operacionales, dado que estas últimas unidades utilizan un combustible más costoso y consumen mayor cantidad de combustible en la generación de electricidad. La Autoridad sostiene que el costo incremental debido al uso adicional de estas unidades, añadido a la diferencia en el precio¹⁹ del combustible para el periodo de 1 de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021, fue de aproximadamente \$82,361,798.30,²⁰ los cuales se desglosan de la siguiente manera, \$6,585,010.10 por concepto de aumento en los precios de combustible y \$75,776,788.20, por concepto del uso de unidades cuyo uso no estaba programado.²¹


¹⁴ Moción de 27 de septiembre, "QUARTER RECONCILIATION FILE JUN-JUL-AUG 2021 (1).xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Suma de las Celdas G21 y G22. Esta cantidad incluye el costo por compra de combustible para las unidades de la Autoridad (\$435,320,804.22) y el costo asociado a la compra de combustible utilizado en la Central EcoEléctrica (\$67,229,481.55), en virtud del nuevo contrato entre la Autoridad, EcoEléctrica L.P. y Naturgy Aprovevisionamientos, S.A., el cual entró en vigor el 22 de octubre de 2020 (*Amended and Restated Power Purchase and Operating Agreement between EcoEléctrica, L.P. and PREPA ("Eco-PPOA")*) (27 de marzo de 2020) y *Amended and Restated Natural Gas Sale and Purchase Agreement between Naturgy Aprovevisionamientos, S.A. and PREPA ("Naturgy-GSPA")* (23 de marzo de 2020)).


¹⁵ Resolución y Orden, In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, 31 de marzo de 2021, p. 26.


¹⁶ Resolución y Orden, In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, 29 de junio de 2021, p. 19.


¹⁷ *Id.*


¹⁸ Moción de 22 de septiembre, Exhibit 1, p. 23.

¹⁹ Tanto LUMA como la Autoridad en muchos de sus escritos utilizan el vocablo "varianza" o "variance" para referirse a la diferencia neta entre valores. Se aclara, sin embargo, que dicho concepto no se utiliza según su acepción en el ámbito estadístico.

²⁰ Moción de 27 de septiembre, "Incremental Cost Analysis Jun, Jul and Aug 2021_v2_Formulas.R15", Tab "Summary", Celda E13.

²¹ *Id.*, Celda D11 y Celda E11.



LUMA sostiene, además, que el Ajuste del Periodo Anterior para el periodo de 1 de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021 es igual a \$35,912,543.07,²² por lo tanto, se debería recuperar de sus clientes la cantidad de \$502,550,285.77 + \$35,912,543.07 = \$538,462,828.84, por concepto de compra de combustible. Por las razones que discutimos más adelante, el Negociado de Energía **DETERMINA**, que dicha cantidad, en este momento, se debe ajustar, restándole los \$75,775,797.60 por concepto del costo incremental por la utilización de unidades de generación cuyo uso no estaba programado. Por lo tanto, en este momento, LUMA debe recuperar solamente, \$538,462,828.84 - \$75,776,788.20 = \$462,686,040.64

El ingreso de la Autoridad por concepto de la cláusula FCA para el periodo de 1 de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021, fue \$433,694,721.74.²³ En este caso, los ingresos obtenidos por la Autoridad por concepto de la cláusula FCA fueron menores que los costos a ser recuperados. Por lo tanto, la Autoridad debe recobrar la diferencia durante el próximo periodo de facturación.

A esos fines, el Negociado de Energía **APRUEBA** un ajuste por la cantidad de \$462,686,040.64 - \$433,694,721.74 = \$28,991,318.90 como reconciliación de costos por concepto de compra de combustible para el periodo de 1 de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021.

(ii) Fundamentos para Reconciliación Parcial

Como se expresó anteriormente, LUMA y la Autoridad alegan que los costos reales por concepto de compra de combustible para los meses de junio, julio y agosto de 2021 fueron mayores a los costos estimados debido a que ciertas unidades de generación base de la Autoridad que fueron modeladas como disponibles para dicho periodo, estuvieron fuera de servicio.²⁴ Esto obligó a la Autoridad a utilizar unidades generatrices que consumen combustible diésel, cuyo uso no estaba proyectado, resultando ello en un incremento neto en los costos operacionales de \$75,776,788.20.²⁵ Esto, particularmente porque dichas unidades utilizan un combustible más costoso y consumen mayor cantidad de combustible para la generación de electricidad.

Ahora bien, cabe preguntarse, cuál es la justificación real para que, durante el periodo bajo evaluación, se utilizaran unidades generatrices que conllevan un costo operacional mayor por concepto de consumo de combustible. Esta interrogante cobra mayor

²² Moción de 27 de septiembre, "QUARTER RECONCILIATION FILE JUN-JUL-AUG 2021 (1).xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda G23.

²³ *Id.*, Celda G27.

²⁴ Moción de 22 de septiembre, Exhibit 1, p. 23.

²⁵ Moción de 27 de septiembre, "Incremental Cost Analysis Jun, Jul and Aug 2021_v2 Formulas.xlsx", Tab "Summary", Celda E11.



pertinencia, si se considera que, (i) bajo el diseño de la Tarifa Permanente, el incremento en el costo operacional relacionado con el consumo de combustible se recupera a través de un cargo directo a los consumidores (*pass-through charge*) y (ii) que aproximadamente el 48% de la tarifa de los clientes de la Autoridad es por concepto del consumo de combustible. Ante ello, el Negociado de Energía no puede aceptar la propuesta presentada por LUMA en representación de la Autoridad, sin examinar con mayor rigor los hechos pertinentes.

En reiteradas ocasiones hemos resaltado que la Autoridad enfrenta una situación que requiere el máximo nivel de rigurosidad de sana administración. La precaria situación financiera y operacional de la Autoridad ha sido el resultado de una prolongada ineficiencia. La práctica reiterada de la Autoridad de indiscriminadamente pasar a los consumidores gastos no prudentes ha resultado en una incapacidad de bajar las tarifas y de mejorar la calidad del servicio. En fin, ha creado una propensión a la ineficiencia fiscal y operacional. Es indispensable atajar la ineficiencia de la Autoridad y que ésta se encamine hacia una disciplina financiera y operacional. Precisamente, en el procedimiento que se siguió para la aprobación de la Tarifa Permanente, rechazamos cualquier expectativa que tuviese la Autoridad de gastar libremente más de lo establecido en su requisito de ingreso aprobado, para luego simplemente cobrarles a los abonados dicho exceso.²⁶

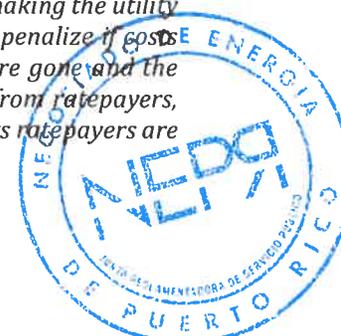
El principio rector antes esbozado, también debemos aplicarlo con rigurosidad en cuanto a los gastos en que pueda incurrir la Autoridad por concepto de compra de combustible y energía. Por ende, los requisitos para aprobar la reconciliación de las Cláusulas de Ajuste, cónsonos con los procedimientos para establecer requisitos de ingresos y tarifas, **deben incentivar la eficiencia de las operaciones de la Autoridad.**²⁷ Ante ello, debemos ser rigurosos, particularmente en el análisis y evaluación de los aspectos relacionados con el consumo de combustible por la Autoridad.

Como se desprende de la Resolución de 10 de enero de 2017, la aprobación de un gasto extraordinario para que sea incluido en la tarifa conlleva inherentemente una evaluación sobre la prudencia que ejerce la Autoridad al incurrir en el mismo. Este parámetro de evaluación no es único para la Autoridad. Por el contrario, es un escrutinio al que están sujetas todas las compañías de utilidades públicas tanto en Puerto Rico como Estados Unidos. Históricamente ha surgido la necesidad de evaluar la prudencia de los gastos que las compañías eléctricas han incurrido antes de aprobar su inclusión en la

²⁶ Véase, por ejemplo, Resolución Final y Orden de 10 de enero de 2017, pp. 149-150, ¶442 y p.141, ¶447.

²⁷ [Procedures for establishing revenue requirements and rates must serve multiple goals, including efficient performance by the utility; timely, predictable recovery of reasonable utility costs; transparency, to enable the rigorous oversight by the regulatory commission and consumer representatives; elimination of waste; and promotion of innovation]. *Id.*, p. 147, ¶427.

[If PREPA were an investor-owned utility, the Commission could induce efficient performance by making the utility shareholders absorb the costs of poor performance. But PREPA has no private shareholders to penalize if costs are excessive or performance suboptimal. Once PREPA incurs costs imprudently, the dollars are gone and the regulatory options diminish. If those imprudent costs are not paid for with dollars recovered from ratepayers, PREPA would have to divert funds from other purposes needed to serve ratepayers. PREPA and its ratepayers are a closed system.] *Id.*, pp. 147, ¶428.



formulación de la tarifa. Es una norma necesaria ante la ausencia de una competitividad saludable en la industria. Dicha falta de competitividad no incentiva adecuadamente a las compañías eléctricas a controlar los gastos si pudieran pasarlos automáticamente al consumidor. Por consiguiente, la norma reiterada es que los gastos imprudentes no son aprobados para no imponer al consumidor la carga económica de los mismos y así mantener una tarifa justa y razonable. A su vez, es un incentivo para las compañías eléctricas controlar sus gastos y ponderarlos adecuadamente antes de incurrir en los mismos.

Ciertamente, no podemos ignorar que la Autoridad presenta una situación particular al ser una entidad gubernamental en la cual los consumidores están en una posición análoga a los accionistas de una compañía eléctrica privada y podrían acarrear las consecuencias de la desaprobación de un gasto. Sin embargo, ello no exime nuestra responsabilidad de escrudinar minuciosamente los hechos que provocaron el gasto antes de catalogarlo como un gasto prudente o aprobar su inclusión en la factura. La categorización de un gasto como prudente no es automática, ni tampoco la autorización para su inclusión en la factura.

La transformación del sistema eléctrico en Puerto Rico se encuentra en una coyuntura crítica en la cual es indispensable que la Autoridad dé un paso real y efectivo hacia una mayor eficiencia en sus operaciones. Ante situaciones como la que ha suscitado este proceso, la Autoridad, de antemano tiene que auscultar y analizar la gama de posibilidades que puedan incrementar su eficiencia previo a incurrir en un gasto, que luego sea necesario incluir en la reconciliación.

Por consiguiente, es indispensable realizar una evaluación minuciosa que permita al Negociado de Energía llegar a una decisión sabia y efectiva en torno a la potencial inclusión del gasto de \$75,776,788.20 en la reconciliación bajo su consideración. Asimismo, debe auscultar las medidas que se podrían implantar para garantizar que la Autoridad recupere los costos prudentes y razonables incurridos para proveer el servicio que ofrece, sin que se agrave la precaria condición financiera de la Autoridad. Como se discute a continuación, en este momento el Negociado de Energía carece de la información necesaria para tomar una decisión, por lo cual, para salvaguardar el interés público, no se puede permitir que la Autoridad recobre de los consumidores la totalidad de gasto por concepto de compra de combustible que solicita.

En sus comparecencias ante el Negociado de Energía, la Autoridad argumentó, en términos generales, que durante el periodo de junio a agosto de 2021 utilizó unidades generatrices de menor eficiencia o de respuesta rápida cuyo costo operación es mayor. Ello debido a la necesidad de proveer mantenimiento programado y no programado o efectuar reparaciones a unidades de la flota base que contempló inicialmente utilizar durante dicho periodo. Debemos evaluar, pues, si dicha actuación de la Autoridad fue prudente y justificada.

El 29 de agosto de 2021, LUMA informó al Negociado de Energía que estaría realizando relevos de carga controlados en horas de la noche de ese día, y que éstos continuarían durante los días 30 y 31 de agosto de 2021. Al día siguiente, 30 de agosto de 2021, la Autoridad emitió un comunicado de prensa por medio del cual informó que, a causa de varias fallas en sus unidades generatrices, pronosticaba una limitación en la generación



de energía durante los días siguientes. En vista de lo anterior, el 1 de septiembre de 2021, el Negociado de Energía emitió una *Resolución y Orden* en un caso paralelo al presente asunto y de naturaleza pública, *In re: Manejo del Mantenimiento y Reparaciones de las Unidades de Generación Utilizadas por la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico para Suplir el Servicio Eléctrico*, Caso Núm. NEPR-MI-2021-0014 (“Resolución de 1 de septiembre”). Mediante la Resolución de 1 de septiembre, el Negociado de Energía ordenó la comparecencia de LUMA y la Autoridad a una Conferencia Técnica que se llevaría a cabo el 3 de septiembre de 2021 de manera virtual, para discutir las causas, circunstancias y consecuencias de la limitación en la capacidad de generación (“Conferencia Técnica de 3 de septiembre”).²⁸ Específicamente, el Negociado de Energía ordenó la comparecencia del personal de LUMA y la Autoridad con conocimiento directo sobre dichos asuntos para, entre otras cosas: (i) explicar en detalle cómo la limitación de la capacidad de generación afectaba la proyección de generación sometida como parte de la revisión trimestral de los factores PPCA y FCA para el período de 1 de julio de 2021 a 30 de septiembre de 2021, y los potenciales efectos de tal diferencia; (ii) explicar las medidas tomadas para evitar recurrir a relevos de carga controlados; y (iii) explicar el curso de acción o las medidas tomadas o a tomarse para evitar que la falta de generación sea recurrente, especialmente durante los próximos meses de alta demanda.²⁹

El Negociado de Energía celebró la Conferencia Técnica de 3 de septiembre, a la cual compareció personal de LUMA y de la Autoridad con conocimiento directo sobre la falta de capacidad de generación y las medidas tomadas con relación a ésta. Como parte del personal que compareció a la Conferencia Técnica de 3 de septiembre, se presentó el Ing. William Ríos Mera, Director de Generación de la Autoridad, quien contestó preguntas de los Comisionados del Negociado de Energía referentes a las fallas ocurridas en varias de las plantas generatrices de la Autoridad, la falta de disponibilidad de determinadas unidades por estar bajo mantenimiento programado o no programado. También declaró, de forma particular, sobre aspectos relacionados con el mantenimiento de diferentes unidades de la flota de generación de la Autoridad. De las declaraciones del Ing. Ríos Mera surge la posibilidad de que la Autoridad no esté proveyendo el mantenimiento adecuado a sus plantas generatrices. Además, surge la posibilidad de que el rendimiento y confiabilidad de algunas plantas generatrices se encuentre diezmado por falta de implementación de un programa de mantenimiento más riguroso por parte de la Autoridad.

Durante la Conferencia Técnica de 3 de septiembre, los Comisionados del Negociado de Energía también realizaron preguntas referentes al presupuesto del Directorado de Generación de la Autoridad y los gastos relacionados a éste. Además, el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad que sometiera un informe detallado en el cual describiera: (i) los presupuestos asignados al Directorado de Generación por los pasados cinco (5) años; (ii) la cantidad que se gastó de tales partidas; y (iii) si la Autoridad se sobregiró o si, por el contrario, sus gastos estuvieron por debajo del presupuesto asignado para cada año.

²⁸ Véase, Resolución de 1 de septiembre, p. 2.

²⁹ *Id.*



El 8 de septiembre de 2021, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Moción en Cumplimiento de Orden Dictada Durante Conferencia Técnica Celebrada el Pasado 3 de Septiembre de 2021* ("Moción de 8 de septiembre"). La Autoridad anejó a su escrito una tabla que indica el presupuesto aprobado para el Directorado de Generación (*Approved Budget MNE*) y los gastos incurridos por éste (*Expense per Plant*) durante los pasados cinco (5) años ("Informe de Presupuestos").³⁰ Además, el Informe de Presupuestos muestra, en términos porcentuales, la diferencia entre cada presupuesto asignado y el gasto real incurrido.³¹ Mediante la Moción de 8 de septiembre, la Autoridad informó al Negociado de Energía que identificó dos (2) diferencias significativas en el Informe de Presupuestos: (i) una baja utilización del presupuesto asignado para el año fiscal 2017-18;³² y (ii) un incremento en los gastos del año fiscal 2018-19,³³ debido a la adquisición de tres (3) unidades de generación móvil localizadas en el complejo de Palo Seco.³⁴

Ahora bien, del Informe de Presupuestos surge que, durante el año fiscal 2017-18, la Autoridad solo utilizó el 20.99% del presupuesto asignado al Directorado de Generación, o \$37,452,068 de los \$178,423,000 que tenía disponible.³⁵ De otra parte, el Informe de Presupuestos muestra que en el año fiscal 2018-19, la Autoridad utilizó el 172.13% del presupuesto asignado al Directorado de Generación, o \$147,371,106 de \$85,615,000.³⁶ Es decir, que los gastos del Directorado de Generación de la Autoridad excedieron sustancialmente los fondos asignados para el año fiscal 2018-19.

A preguntas del Presidente del Negociado de Energía, durante la Conferencia Técnica de 22 de septiembre, el Ing. Ríos Mera indicó respecto a la baja utilización del presupuesto asignado para el año fiscal 2017-18, que: (i) en dicho año se contemplaba realizar las conversiones a gas natural del complejo Aguirre y el desarrollo del proyecto *Aguirre Offshore Gasport*, lo cual fue cancelado posteriormente (\$86,812,000.00);³⁷ y (ii) se sufrió el embate del huracán María. Con relación gasto en exceso de lo presupuestado en el año fiscal 2018-19, este indicó que hubo un gasto de aproximadamente \$63,000,000.00 por concepto de la

³⁰ Véase, Moción de 8 de septiembre, Exhibit A. El Exhibit A de la Moción de 8 de septiembre forma parte del presente caso, toda vez que también constituye el Exhibit A del escrito titulado *Moción en Cumplimiento de Orden Dictada el 23 (sic) de Septiembre de 2021*, presentado por la Autoridad el 23 de septiembre de 2021 ("Moción de 23 de septiembre").

³¹ *Id.*

³² *Id.*, columnas 2017-18.

³³ *Id.*, columnas 2018-19.

³⁴ Véase, Moción de 8 de septiembre, p. 2.

³⁵ Véase, Moción de 8 de septiembre, Exhibit A, columnas 2017-18.

³⁶ *Id.*, columnas 2018-19.

³⁷ *Id.*, columna 2017-18, filas identificadas como *Aguirre Power Plant* y *Combined Cycle* de la sección referente al presupuesto aprobado (*Approved Budget MNE*).



adquisición de tres (3) mega generadores (“MegaGens”), cuyo reembolso por la Agencia Federal para el Manejo de Emergencias (“FEMA”, por sus siglas en inglés) no se ha recibido aún. Es decir, que la Autoridad parece haber utilizado dinero asignado para el presupuesto de mantenimiento de la flota de generación, para la adquisición de los MegaGens.

De otra parte, aun tomando en consideración la cancelación de la conversión a gas natural del complejo Aguirre y el desarrollo del proyecto *Aguirre Offshore Gasport*, es decir, la partida combinada de \$86,812,000.00, correspondiente al *Aguirre Power Plant* y el *Combined Cycle*, surge del Informe de Presupuestos, que para el año fiscal 2017-18, la Autoridad dejó de utilizar aproximadamente un 40% del presupuesto asignado al Directorado de Generación para dicho período. Es decir, que no utilizó aproximadamente \$55,000,000.00. Ahora bien, dicha cantidad constituye una suma sustancialmente equivalente al gasto de aproximadamente \$58,000,000.00 incurrido por la Autoridad durante año siguiente para la compra de los MegaGens.

En vista de lo anterior, es necesario realizar una evaluación a los fines de determinar si, para la compra de los MegaGens, la Autoridad utilizó fondos que estaban destinados al mantenimiento de las unidades generatrices y, omitiendo por ello realizar los mantenimientos necesarios. Además, el Negociado de Energía debe evaluar, si la Autoridad ha incurrido en un patrón de falta de mantenimiento de las unidades de generación, que de alguna manera pueda haber causado la falta de disponibilidad de unidades generatrices que se contempló utilizar durante el periodo de junio a agosto de 2021 y, las cuales no estuvieron disponibles ya fuere por salidas forzadas o programadas. Es decir, debemos determinar cuál fue la causa principal (*root cause*) de la limitación en la capacidad de generación que se ha suscitado durante las pasadas semanas, de manera que se pueda atribuir responsabilidad a quien corresponda.

De determinar el Negociado de Energía que, en efecto, se utilizaron fondos de mantenimiento de la flota generatriz para la compra de los MegaGens y, que la falta de mantenimiento adecuado se pueda considerar como la causa de la no disponibilidad de ciertas unidades durante el periodo de junio a agosto de 2021, el Negociado de Energía auscultará la posibilidad de que el reembolso pendiente de FEMA por concepto de la compra de los MegaGens se utilice para cubrir -en parte- el gasto incremental de combustible para el periodo de junio a agosto de 2021. Ello, con el fin de que sea la Autoridad quien asuma el gasto, y no sus clientes. Igualmente, el Negociado de Energía evaluará qué otras alternativas se pudieran implementar, para que no sean los consumidores los que sufran el costo incremental por concepto de consumo de combustible durante el periodo de junio a agosto de 2021.

En vista de la discusión que antecede, el Negociado emitirá una resolución y orden independiente, requiriendo a la Autoridad y/o LUMA que provean aquella información que estime pertinente y necesaria para evaluar los asuntos antes descritos y, además, citando una vista pública, para que las personas interesadas, de estimarlo pertinente, presenten documentos, testimonio, comentarios y/o sugerencias en cuanto a los asuntos que son objeto de la evaluación que lleva a cabo el Negociado de Energía.



III. Desfase en el sistema de facturación de LUMA

Mediante la Moción de 16 de septiembre, LUMA informó al Negociado de Energía que tuvo una situación con su sistema de facturación, lo que provocó que una cantidad inusual de facturas no fueron emitidas durante los meses de junio, julio y agosto.³⁸ De acuerdo con LUMA, esto tuvo el efecto de no facturar las cantidades aproximadas de \$8,252,146.71 por concepto de la Cláusula FCA y \$2,638,084.84 por concepto de la Cláusula PPCA.³⁹ A esos fines, LUMA propone remover dichas cantidades de la reconciliación del periodo anterior con el efecto de disminuir los recaudos necesarios durante el próximo trimestre.⁴⁰ Según LUMA, ésta espera resolver pronto la referida situación, por lo que planifica emitir dichas facturas en los próximos meses.⁴¹ Por lo tanto, LUMA solicita al Negociado de Energía incluir diferir dichas cantidades en análisis como si hubiesen sido facturadas.

Como parte de la respuesta a la Resolución de 17 de septiembre, mediante la Moción de 20 de septiembre, LUMA presentó ciertos archivos en apoyo a su petición referente a las cuentas que no fueron facturadas durante los meses de junio, julio y agosto de 2021.⁴² De acuerdo con la información provista, durante los meses de junio, julio y agosto, LUMA no emitió aproximadamente 2,100, 2,800 y 39,000 facturas, respectivamente, siendo el mes de agosto el más afectado por el desfase en el sistema de facturación de LUMA.

Durante la Conferencia Técnica de 22 de septiembre, el Negociado de Energía solicitó a LUMA cierta información relacionada con esta situación. En particular, el Negociado de Energía solicitó a LUMA informar las causas que llevaron a no emitir las referidas facturas, especialmente durante el mes de agosto de 2021, así como las acciones correctivas que ha tomado para evitar que se repita en el futuro. El Negociado de Energía también solicitó a LUMA explicar la manera en que manejará las facturas de los clientes afectados por el desfase en el sistema de facturación, a los fines de evitar un doble conteo en el futuro, el cual podría afectar los demás clientes de la Autoridad.

En la Moción de 27 de septiembre, LUMA indicó que, históricamente, la facturación en la Autoridad dependía de un proceso manual no documentado para completar y cerrar los ciclos de facturación.⁴³ De acuerdo con LUMA, durante los meses de junio y julio de 2021, hubo ciertos retrasos debido a la configuración del sistema de facturación.⁴⁴ De otra parte,

³⁸ Moción de 16 de septiembre p. 7.

³⁹ *Id.*, p. 8.

⁴⁰ *Id.*, pp. 7 – 8.

⁴¹ *Id.*

⁴² Véase Moción de 20 de septiembre, "FCA and PPCA Not Billed Estimation.xlsx".

⁴³ Moción de 27 de septiembre, Exhibit 1.

⁴⁴ *Id.*



LUMA expresó que, durante el mes de agosto de 2021, no se realizó un paso manual en el proceso de facturación, lo que provocó que no se cerrara el ciclo de facturación para cuatro ciclos distintos.⁴⁵

Según LUMA, ésta ya identificó los problemas de configuración en su sistema de facturación y se encuentra trabajando para corregir los mismos.⁴⁶ A esos fines, LUMA expresó que revisó los procesos manuales y creó un proceso automático para remplazar los pasos que dependían de intervención directa de su personal, los cuales eran susceptibles a errores.⁴⁷ Una vez desarrollado, LUMA espera completar la validación del proceso automático a los fines de garantizar que está funcionando según esperado.⁴⁸

De otra parte, LUMA propuso un plan para manejar las facturas de los clientes afectados por el desfase en su sistema de facturación durante los meses de junio, julio y agosto. El plan propuesto por LUMA se desglosa de la siguiente manera:⁴⁹

- (1) LUMA removerá de las Ventas Facturadas (*Billed Sales*) de los meses de septiembre, octubre y noviembre, las facturas de los clientes afectados correspondientes a los meses de junio, julio y agosto.
- (2) Durante cada uno de los meses de junio, julio y agosto, y para cada cliente afectado y cada cuenta individual, LUMA comparará el estimado de facturación, según presentado en la Moción de 20 de septiembre, con la facturación real, aplicando los factores de la Tarifa Permanente de la Autoridad vigentes en el mes correspondiente.
- (3) LUMA calculará la diferencia entre el total estimado y la facturación real total para cada uno de los meses de junio, julio y agosto.
- (4) Si el total estimado es mayor que la facturación real total, la diferencia se recuperará durante el siguiente trimestre. Si el total estimado es menor a la facturación real, se concederá un crédito por la diferencia durante el siguiente trimestre.

⁴⁵ *Id.*

⁴⁶ *Id.*

⁴⁷ *Id.*

⁴⁸ *Id.*

⁴⁹ *Id.* Como parte de la Moción de 27 de septiembre, LUMA presentó un archivo titulado "FCA and PPCA Not Billed_Reconciliation_Example.xlsx", mediante el cual presenta un ejemplo de la aplicación del procedimiento propuesto para manejar las facturas de las cuentas afectadas durante los meses de junio, julio y agosto.



LUMA espera resolver la situación del sistema de facturación pronto, por lo que estima que no será necesario extender este procedimiento propuesto más allá de diciembre de 2021.

Luego de analizar el plan propuesto por LUMA para manejar las facturas de los clientes afectados por el desfase en su sistema de facturación durante los meses de junio, julio y agosto, el Negociado de Energía **DETERMINA** que el mismo es razonable y cumple con el propósito de manejar dichas facturas a los fines de evitar un doble conteo. De igual forma, el Negociado de Energía **DETERMINA** que el diseño del archivo "FCA and PPCA Not Billed_Reconciliation_Example.xlsx", radicado como parte de la Moción de 27 de septiembre es cónsono con el plan propuesto y provee la información necesaria para la evaluación de éste.

LUMA **deberá incluir, como parte de la solicitud a ser presentada el 15 de diciembre de 2021 en este caso**, un informe detallado de la reconciliación de las facturas estimadas correspondientes a los clientes afectados durante los meses de junio, julio y agosto, así como cualquier mes adicional, si alguno. El informe debe tener un formato similar al archivo "FCA and PPCA Not Billed_Reconciliation_Example.xlsx" e incluir, además, para cada mes, el total estimado, el total facturado y el total a reconciliarse, para las cláusulas FCA y PPCA, así como el total de consumo estimado y el total de consumo facturado en kWh.

Basado en lo anterior, el Negociado de Energía **DETERMINA** que es razonable dejar en suspenso la cantidad de \$8,252,146.71 por concepto de la Cláusula FCA y \$2,638,084.84 por concepto de la Cláusula PPCA, según lo solicitó LUMA. Por lo tanto, dichas cantidades no formarán parte del Ajuste del Periodo Anterior para las cláusulas correspondientes.

IV. **Determinación de factores trimestrales para el periodo de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021**

Para el cómputo de los costos estimados de compra de combustible y compra de energía LUMA utilizó un modelo de producción (*PROMOD*) para simular el despacho de las unidades generatrices, incluyendo los productores de energía renovable a gran escala, para el periodo de 1 de octubre a 31 de diciembre de 2021. Las entradas principales de la referida simulación son: el precio estimado de cada tipo de combustible, por unidad generatriz; las características de cada unidad; la generación esperada durante el periodo; y los mantenimientos programados. El resultado de dicha simulación se incluyó como parte de los documentos de apoyo contenidos en la Moción de 27 de septiembre.⁵⁰

El Negociado de Energía **DETERMINA** que el modelo utilizado por LUMA para calcular los costos estimados de compra de combustible y compra de energía durante el periodo de 1 de octubre a 31 de diciembre de 2021 es apropiado y cónsono con los estándares de la industria eléctrica. De igual forma, el Negociado de Energía **DETERMINA**

⁵⁰ Moción de 27 de septiembre, "OCTOBER-DECEMBER 2021 Factors_v2.xlsx", Tab "Attachment 3".



que el estimado de precio de combustible que LUMA utilizó como entrada en la referida simulación es consistente con los precios proyectados del mercado.⁵¹

Finalmente, el Negociado de Energía **DETERMINA** que la generación proyectada para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2021 es razonable.⁵² Luego de analizar la información antes descrita y los correspondientes documentos de apoyo, el Negociado de Energía **DETERMINA** que los resultados de la referida simulación son razonables.

1. FCA

El costo estimado de compra de combustible para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2021 es \$162,660,810.34, \$154,632,303.62 y \$159,409,592.46 respectivamente.⁵³ Por lo tanto, el costo total estimado de compra de combustible para el periodo de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021 es $\$162,660,810.34 + \$154,632,303.62 + \$159,409,592.46 = \$476,702,706.42$.

Según discutido en la Parte II (2)(i) de la presente Resolución y Orden, el ajuste por concepto reconciliación de costos relacionados a la compra de combustible para el periodo de 1 de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021 es igual a \$28,991,318.90. De otra parte, según discutido en la Parte III de la presente Resolución y Orden, el Negociado de Energía dejó en suspenso la cantidad de \$8,252,146.71 referente a la Cláusula FCA para el periodo de 1 de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021, debido al desfase en el sistema de facturación de LUMA.

Por consiguiente, el Ajuste del Periodo Anterior para la cláusula FCA durante el periodo de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021 es igual a $\$28,991,318.90 - \$8,252,146.71 = \$20,739,172.19$. Por lo tanto, la cantidad total estimada a ser recuperada por la cláusula FCA durante el periodo de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021, es igual a $\$476,702,706.42 + \$20,739,172.19 = \$497,442,878.61$.

El estimado de ventas para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2021 es 1,501,099,302 kWh, 1,359,190,514 kWh y 1,353,013,872 kWh, respectivamente.⁵⁴ Por lo tanto, el estimado total de ventas para este periodo es igual a $1,501,099,302 \text{ kWh} + 1,359,190,514 \text{ kWh} + 1,353,013,872 \text{ kWh} = 4,213,303,688 \text{ kWh}$.

⁵¹ Véase *id.*

⁵² Moción de 27 de septiembre, "Comportamiento de generación.xlsx", Tab "estimado de factores Q2 2022", Celdas C8 - C10.

⁵³ Moción 27 de septiembre, "OCTOBER-DECEMBER 2021 Factors_v2.xlsx", Tab "Attachment 1", Líneas 3 - 5.

⁵⁴ Moción de 27 de septiembre, "Comportamiento de generación.xlsx", Tab "estimado de factores Q2 2022", Celdas H8 - H10.



El factor de la cláusula FCA se calcula dividiendo la cantidad total estimada a ser recuperada, \$497,442,878.61, por el estimado total de ventas, 4,213,303,688 kWh. Por lo tanto, el factor de la cláusula FCA a entrar en vigor durante el periodo de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021 es igual a $\$497,442,878.61/4,213,303,688 \text{ kWh} = \$0.118065/\text{kWh}$. Por lo tanto, el Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar un factor de la cláusula FCA igual a $\$0.118065/\text{kWh}$ para el periodo de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021.

2. PPCA

El costo estimado de compra de energía para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2021 es \$48,299,750.09, \$44,263,398.74 y \$39,854,699.13, respectivamente.⁵⁵ Por lo tanto, el costo total estimado de compra de energía para el periodo de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021 es $\$48,299,750.09 + \$44,263,398.74 + \$39,854,699.13 = \$132,417,847.96$.

Según discutido en la Parte II(1) de esta Resolución y Orden, el ajuste por concepto reconciliación de costos relacionados a la compra de energía para el periodo de 1 de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021 es igual a $-(\$8,500,612.83)$. De otra parte, según discutido en la Parte III de esta Resolución y Orden, el Negociado de Energía dejó en suspenso la cantidad de \$2,638,084.84 referente a la Cláusula PPCA para el periodo de 1 de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021, debido al desfase en el sistema de facturación de LUMA.

Por consiguiente, el Ajuste del Periodo Anterior para la cláusula PPCA durante el periodo de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021 es igual a $-\$8,500,612.83 - \$2,638,084.84 = -(\$11,138,697.67)$. Por lo tanto, la cantidad total estimada a ser recuperada por la cláusula PPCA durante el periodo de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021, es igual a $\$132,417,847.96 - \$11,138,697.67 = \$121,279,150.29$.

Según determinado en la Parte IV.1 de la presente Resolución y Orden, el estimado de ventas total, en kWh, para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2021 es 4,213,303,688.

El factor de la cláusula PPCA se calcula dividiendo la cantidad total estimada a ser recuperada, \$121,279,150.29, por el estimado total de ventas, en kWh, 4,213,303,688. Por lo tanto, el factor de la cláusula PPCA a entrar en vigor durante el periodo de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021 es $\$121,279,150.29/4,213,303,688 \text{ kWh} = \$0.028785/\text{kWh}$. Por lo tanto, el Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar un factor de la cláusula PPCA igual a $\$0.028785/\text{kWh}$ para el periodo de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021.

⁵⁵ Moción 27 de septiembre, "OCTOBER-DECEMBER 2021 Factors_v2.xlsx", Tab "Attachment 2", Líneas 3-5.



3. FOS

La cláusula FOS provee un subsidio a ciertos clientes de la Autoridad por los primeros \$30 por barril de combustible, excluyendo gas natural, aplicado a los primeros 500 kW de consumo.⁵⁶ El factor correspondiente a la cláusula FOS se calcula multiplicando el número estimado de barriles por \$30 y dividiendo dicho producto por el estimado total de ventas, en kWh, para el correspondiente periodo.

De acuerdo con los documentos de apoyo contenidos en la Moción de 20 de septiembre, el número total de barriles equivalentes proyectados para el periodo de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021 es 5,945,993.10.⁵⁷ Esto incluye los barriles equivalentes de gas natural proyectados para las centrales Costa Sur, San Juan y EcoEléctrica. Las proyecciones de consumo de gas natural, en barriles equivalentes, en las centrales Costa Sur, San Juan y EcoEléctrica para el mismo periodo son 1,241,090.83, 646,404.36 y 923,863.65, respectivamente,⁵⁸ para un total de $1,241,090.83 + 646,404.36 + 923,863.65 = 2,811,358.84$ barriles equivalentes.

Por consiguiente, el número estimado de barriles, excluyendo el gas natural, para el periodo de 1 octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021 es $5,945,993.10 - 2,811,358.84 = 3,134,634.26$. Según determinado en la Parte IV.1 de esta Resolución y Orden, el estimado total de ventas, en kWh, para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2021 es 4,213,303,688.

Por lo tanto, el factor de la cláusula FOS es igual a:

$$FOS\ rider = \frac{-\$30/BBL \times 3,134,634.26\ BBL}{4,213,303,688\ kWh}$$

$$FOS\ rider = -\$0.022320/kWh$$

El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar un factor de la Cláusula FOS igual a $-\$0.022320/kWh$, para el periodo de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021.

V. Resumen de las Cláusulas de Ajuste

Luego de evaluar los documentos presentados por LUMA, el Negociado de Energía **APRUEBA** los siguientes factores a ser implementados como parte de la Tarifa Permanente de la Autoridad a partir de 1 de octubre de 2021.

⁵⁶ Véase Libro de Tarifas de la Autoridad.

⁵⁷ Moción 27 de septiembre, "OCTOBER-DECEMBER 2021 Factors_v2.xlsx", "Attachment 3, Línea 80.

⁵⁸ *Id.*, Líneas 11, 65 y 72, respectivamente.



Cláusula de Ajuste	Factor (\$/kWh)	Fechas de Efectividad
FCA	0.118065	1 de octubre de 2021 - 31 de diciembre de 2021
PPCA	0.028785	1 de octubre de 2021 - 31 de diciembre de 2021
FOS	-0.022320	1 de octubre de 2021 - 31 de diciembre de 2021

Estos factores estarán vigentes durante el periodo de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021, o hasta tanto el Negociado de Energía los modifique. Los **Anejos 1 y 2** de la presente Resolución y Orden describen la metodología e incluyen el cálculo de cada factor. Los Anejos también contienen referencias a la documentación de apoyo.

La Tabla 1 contiene una comparación entre los factores vigentes y los factores aprobados mediante la presente Resolución y Orden. La Tabla 2 contiene el impacto que tienen los factores aprobados mediante la presente Resolución y Orden en la factura de un cliente residencial no subsidiado con un consumo mensual de 800 kWh, en comparación con los factores vigentes durante el periodo de 1 de julio de 2021 a 30 de septiembre de 2021.

Tabla 1. Diferencia entre los factores vigentes y los factores aprobados

Cláusula de Ajuste	Factor Vigente (\$/kWh)	Factor Aprobado (\$/kWh)	Diferencia (\$/kWh)
FCA	0.106237	0.118065	0.011828
PPCA	0.034029	0.028785	-0.005244
Total	0.140266	0.146850	0.006584

Tabla 2. Impacto en la factura de un cliente residencial no subsidiado con consumo de 800 kWh

Tarifa	Consumo (kWh)	julio 2021 - septiembre 2021		octubre 2021 - diciembre 2021		Diferencia		
		Factura (\$)	\$/kWh	Factura (\$)	\$/kWh	Factura (\$)	\$/kWh	%
GRS Residencial	800	\$169.39	0.2117	\$174.66	0.21833	\$5.27	0.00659	3.1%



VI. Comentarios Públicos

(i) Resumen de comentarios públicos

El Negociado de Energía recibió un total de 125 comentarios de clientes residenciales y comerciales de la Autoridad, así como de ciertos grupos de interés, referentes a la petición de LUMA. En términos generales, las personas presentaron comentarios en contra de la petición de LUMA, particularmente en la medida que la misma conlleve un aumento en su factura por consumo de electricidad. Evidentemente y, aunque no se expresa de esa forma, ello implica un rechazo a que se modifique el factor de la cláusula de ajuste de combustible (FCA), que es la cual, según propuesta por LUMA, tendría un efecto de aumentar el costo de electricidad a los clientes de la Autoridad para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2021.⁵⁹

Por otro lado, el 24 de septiembre de 2021, CAMBIO; el Puente de Williamsburg; Enlace Latino de Acción Climática; la Coalición de Organizaciones Anti-Incineración, los Amigos del Río Guaynabo; la UTIER; la Asociación de Empleados Gerenciales de la Autoridad de Energía Eléctrica y el Comité de Diálogo Ambiental (colectivamente, "Organizaciones") presentaron ante el Negociado de Energía un documento titulado *Comentarios sobre el Propuesto Aumento en la Tarifa Eléctrica, Solicitud de Denegación de Aumento en la Tarifa y Petición de Investigación y Vistas Públicas* ("Comentarios de las Organizaciones").

Las Organizaciones solicitaron al Negociado de Energía que: (i) deniegue la petición de LUMA, la cual a su entender conlleva un aumento en la tarifa de servicio eléctrico de 2.5 centavos por kilovatio hora (2.5¢/kWh); (ii) realice una investigación sobre las causas de tal incremento, incluyendo la celebración vistas públicas que promuevan la participación ciudadana; (iii) investigue si la avería de la unidad 6 de la planta generatriz Costa Sur o cualquier otra unidad que esté o haya estado fuera de servicio durante el período objeto de la reconciliación, es resultado de la negligencia o mal manejo por parte de LUMA en su operación de la red de transmisión; (iv) evite que la ciudadanía asuma el gasto que genera la operación de las unidades 5 y 6 de San Juan mediante la utilización de diésel, en vez de gas natural, aplicando las disposiciones de la Sección 9.1 del Contrato New Fortress para el suministro de gas natural a las unidades San Juan 5 y 6, con relación al periodo de tiempo en que New Fortress Energy no suplió gas natural a las referidas unidades; (v) investigue si LUMA empleó la mejor y más económica combinación de las unidades generatrices durante el periodo bajo análisis; (vi) ordene a LUMA a notificar a los clientes sobre cualquier situación futura con relación a los problemas de facturación; y (vi) ordene a LUMA a establecer

⁵⁹ Adviértase que, como se discute en la Parte II (1) de esta Resolución y Orden, aprobar la Cláusula PPAC según propuesta por LUMA, tiene el efecto de disminuir el costo de electricidad para los clientes de la Autoridad, ya que esta conlleva que, durante el periodo de facturación de octubre, noviembre y diciembre de 2021, la Autoridad adjudique un crédito a favor de sus clientes. Asimismo, la propuesta de LUMA de diferir la cantidad estimada por concepto de compra de combustible y compra de energía correspondiente al consumo no facturado durante los meses de junio, julio y agosto de 2021, según se discute en detalle en la Parte III de esta Resolución y Orden, tiene el efecto de no incrementar el costo de electricidad para los clientes de la Autoridad.



protocolos de respuesta a la demanda con sus clientes industriales y promueva la eficiencia y conservación de energía por parte de la ciudadanía.⁶⁰

(ii) Evaluación de los comentarios públicos

Como se discute en detalle la Parte II(2) de esta Resolución y Orden, el Negociado de Energía, no aprobó en este momento la reconciliación del ajuste de combustible propuesto por LUMA para los meses de junio, julio y agosto de 2021, ni la Cláusula FCA propuesta por LUMA para el periodo que comprende octubre, noviembre y diciembre de 2021. El Negociado de Energía, en su lugar, aprobó una reconciliación y Cláusula FCA modificadas. Una vez se complete el proceso de evaluación dispuesto por el Negociado de Energía la Parte II(2) de esta Resolución y Orden, se determinará de forma final si procede o no el ajuste solicitado o alguno otro.

Respecto a la aplicabilidad de la Sección 9.1 del Contrato New Fortres, según discutido en la Parte I de la presente Resolución y Orden, la Autoridad no ha culminado el proceso definido en el Exhibit A del Escrito de 28 de septiembre. Por consiguiente, la Autoridad tiene el deber de presentar la información descrita en la Parte VII de la presente Resolución y Orden, dentro del término allí establecido.

Con relación al problema que confrontó LUMA con su sistema de facturación durante los meses de junio, julio y agosto de 2021, según discutido en la Parte III de la presente Resolución y Orden, LUMA presentó un plan para atender dicha situación. El Negociado de Energía determinó que el referido plan es razonable y cumple con el propósito de manejar dichas facturas a los fines de evitar un doble conteo. Además, el Negociado de Energía proveyó instrucciones específicas a LUMA para la implementación del plan, así como la manera en que LUMA debe reportar los resultados de tal implementación. Ahora bien, lo anterior no es óbice, para que, las Organizaciones durante la vista pública que se habrá de llevar a cabo presenten su posición, sugerencias y recomendaciones sobre este asunto.

Como se discute en la Parte II(2)(ii) de esta Resolución y Orden, el Negociado de Energía, entre otras cosas, llevará a cabo una vista pública para recibir información relacionada con el mantenimiento de las plantas generatrices de la Autoridad, las actuaciones de la Autoridad y, el potencial impacto de los actos u omisiones de la Autoridad sobre el costo incremental de combustible para el periodo bajo evaluación en esta reconciliación. Durante dicho proceso de vista pública, las Organizaciones también podrán presentar cualquier documento, testimonio, sugerencias y/o recomendaciones sobre este asunto que estimen pertinente.

Finalmente, reiteramos que, la evaluación de la información contenida en el expediente administrativo del presente caso sustenta la determinación tomada por el Negociado de Energía respecto a las Cláusulas FCA, PPCA y FOS, así como el diferimiento autorizado como consecuencia del desfase en la facturación de algunos clientes de la autoridad durante los meses de junio, julio y agosto de 2021 y, el plan propuesto por LUMA

⁶⁰ Véase, Comentarios de las Organizaciones, pp. 2-3.



para evitar el doble conteo. Dicha determinación se fundamenta en el análisis que el Negociado de Energía realizó referente a los costos de compra de energía incurridos por la Autoridad durante el periodo de 1 de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021, así como de los ingresos de la Autoridad por dichos conceptos, según presentados en esta Resolución y Orden. De igual forma, se fundamenta en los costos razonables estimados para el periodo de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021, y en la proyección de demanda y consumo energético para el mismo periodo. Por consiguiente, el Negociado de Energía no acoge la propuesta de rechazar la petición de LUMA, según esbozada por las Organizaciones.

VII. Conclusión

El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar los factores de las cláusulas de ajuste, según detallados en la Parte V de la presente Resolución y Orden.

El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA presentar, en o antes de las 12:00 p.m. de 15 de diciembre de 2021, los factores propuestos para las cláusulas FCA, PPCA y FOS que entrarán en vigor el 1 de enero de 2022, incluyendo las reconciliaciones propuestas para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021.

El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA presentar, en o antes de las 12:00 p.m. de 15 de diciembre de 2021, el informe requerido en la Parte III de la presente Resolución y Orden. De igual forma, el Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA presentar, en la misma fecha, una actualización del proceso de análisis y potencial reclamo a sus aseguradoras o las aseguradoras de la Autoridad respecto a los eventos de junio a agosto de 2021, o cualquier evento posterior.

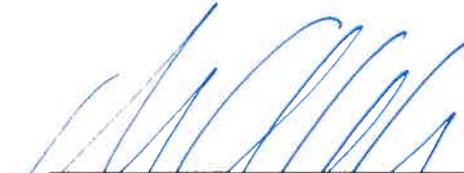
El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a, en o antes de 30 de noviembre de 2021, presentar ante el Negociado de Energía un informe detallado de los resultados de las acciones descritas en el Exhibit A del Escrito de 28 de septiembre, relacionadas con el contrato entre la Autoridad y New Fortress Energy para el suministro de gas natural en las unidades San Juan 5 y 6.

El Negociado emitirá una resolución y orden independiente, requiriendo a la Autoridad y/o LUMA que provean aquella información que estime pertinente y necesaria para evaluar los asuntos descritos en la Parte II (2) (ii) de esta Resolución y Orden y, además, citando una vista pública, para que el público, y particularmente las Organizaciones, de estimarlo pertinente, presenten documentos, testimonio, comentarios y/o sugerencias en cuanto a los a aquellos asuntos que son objeto de la evaluación que lleva a cabo el Negociado de Energía.

El Negociado de Energía **ADVIERTE** a LUMA y a la Autoridad que el incumplimiento con la presentación de la información requerida según ordenada aquí se interpretará como una violación a las órdenes del Negociado de Energía y podrá resultar en la imposición de multas administrativas de hasta veinticinco mil dólares (\$25,000) por día, por violación, así como cualquier otra sanción administrativa que el Negociado de Energía entienda necesaria, de acuerdo con las leyes y reglamentos aplicables.



Notifíquese y publíquese.


Edison Avilés Deliz
Presidente


Ferdinand A. Ramos Soegaard
Comisionado Asociado


Lillian Mateo Santos
Comisionada Asociada


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 30 de septiembre de 2021. El Comisionado Asociado Ángel R. Rivera de la Cruz disintió en parte con opinión escrita. Certifico, además, que el 30 de septiembre de 2021 una copia de esta Resolución y Orden fue notificada por correo electrónico a margarita.mercado@us.dlapiper.com, jmarrero@diazvaz.law; kbolanos@diazvaz.law; hrivera@jrsp.pr.gov; 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, 30 de septiembre de 2021.


Sonia Seda Gaztambide
Secretaria



Anejo 1
Negociado de Energía de Puerto Rico
Factor de Cláusula de Ajuste por Compra de Combustible
Para los Meses de Octubre de 2021 a Diciembre de 2021

Línea Núm.	Ítem	Cantidad	Referencia
1	Factor de Ajuste de Compra de Combustible (FCA) para octubre 2021 a diciembre 2021		
2			
3	Costo Total Estimado de Combustible para octubre 2021	\$ 162,660,810.34	Ref 1, Tab "Attachment 3", L79
4	Costo Total Estimado de Combustible para noviembre 2021	\$ 154,632,303.62	Ref 1, Tab "Attachment 3", L79
5	Costo Total Estimado de Combustible para diciembre 2021	\$ 159,409,592.46	Ref 1, Tab "Attachment 3", L79
6			
7	Reconciliación de Combustible para el Periodo Anterior junio 2021	\$ 25,745,163.41	Ref 2, Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda D31
8	Reconciliación de Combustible para el Periodo Anterior julio 2021	\$ 31,466,293.30	Ref 2, Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda E31
9	Reconciliación de Combustible para el Periodo Anterior agosto 2021	\$ 47,556,650.39	Ref 2, Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda F31
10			
11	Ajuste por Consumo No Facturado durante junio, julio y agosto 2021	\$ 8,252,146.71	Ref 1, Tab "Attachment 7", Celda S43
12	Costo Incremental	\$ 75,776,788.20	Ref 4, Tab "Summary", Celda E11
13			
14	Estimado de ventas de kWh al detal para octubre 2021	1,501,099,302	Ref 3, Tab "estimado factores Q2 2022", Celda H8 * 10^6
15	Estimado de ventas de kWh al detal para noviembre 2021	1,359,190,514	Ref 3, Tab "estimado factores Q2 2022", Celda H9 * 10^6
16	Estimado de ventas de kWh al detal para diciembre 2021	1,353,013,872	Ref 3, Tab "estimado factores Q2 2022", Celda H10 * 10^6
17			
18	Costo Total Estimado de Combustible	\$ 476,702,706.42	L3+L4+L5
19	Reconciliación para el Periodo Anterior	\$ 20,739,172.19	L7+L8+L9-L11-L12
20	Estimado de ventas de kWh al detal aplicables	4,213,303,688	L14+L15+L16
21			
22	Factor Cláusula FCA para octubre 2021 a diciembre 2021 (\$/kWh)	\$ 0.118065	(L18+L19)/L19
23			
24			
25	Factor de Subsidio de Combustible (FOS) para octubre 2021 a diciembre 2021		
26			
27	Total Estimado de Barriles de Combustible	3,134,634.26	Ref 1, Tab "Attachment 3", L80-(L11+L65+L72)
28			
29	Factor de Subsidio de Combustible para \$30/barril (\$/kWh)	\$ (0.022320)	-(30 * L24)/L17

Referencias

- Ref 1: Moción de 27 de septiembre, OCTOBER-DECEMBER 2021 Factors_v2.xlsx
 Ref 2: Moción de 27 de septiembre, QUARTER RECONCILIATION FILE JUN-JUL-AUG 2021 (1).xlsx
 Ref 3: Moción de 27 de septiembre, Comportamiento generación.xlsx
 Ref 4: Moción de 27 de septiembre, Incremental Cost Analysis Jun, Jul and Aug 2021_v2_Formulas.xlsx



Anejo 2
Negociado de Energía de Puerto Rico
Factor de Cláusula de Ajuste por Compra de Energía
Para los Meses de Octubre 2021 a Diciembre 2021

Línea Núm.	Ítem	Cantidad	Referencia
1	Factor de Ajuste de Compra de Energía (PPCA) para octubre 2021 a diciembre 2021		
2			
3	Costo Total Estimado de Compra de Energía para octubre 2021	\$ 48,299,750.09	Ref 1, Tab "Attachment 3", Celda E101+ Celda E113
4	Costo Total Estimado de Compra de Energía para noviembre 2021	\$ 44,263,398.74	Ref 1, Tab "Attachment 3", Celda F101+ Celda F113
5	Costo Total Estimado de Compra de Energía para diciembre 2021	\$ 39,854,699.13	Ref 1, Tab "Attachment 3", Celda G101+ Celda G113
6			
7	Reconciliación de Compra de Energía para el Periodo Anterior junio 2021	\$ (5,901,097.13)	Ref 2, Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda N64
8	Reconciliación de Compra de Energía para el Periodo Anterior julio 2021	\$ 176,838.56	Ref 2, Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda N93
9	Reconciliación de Compra de Energía para el Periodo Anterior agosto 2021	\$ (2,776,354.26)	Ref 2, Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda N122
10			
11	Ajuste por Consumo No Facturado durante junio, julio y agosto 2021	\$ 2,638,084.84	Ref 1, Tab "Attachment 7", Celda T43
12			
13	Costo Total Estimado de Compra de Energía	\$ 132,417,847.96	L3+L4+L5
14	Reconciliación para el Periodo Anterior	\$ (11,138,697.67)	L7+L8+L9-L11
15	Estimado de ventas de kWh al detal aplicables	4,213,303,688	Anejo 1, L19
16			
17	Factor Cláusula PPCA para octubre 2021 a diciembre 2021 (\$/kWh)	\$ 0.028785	(L13+L14)/L15
18			

Referencias

Ref 1: Moción de 27 de septiembre, OCTOBER-DECEMBER 2021 Factors_v2.xlsx

Ref 2: Moción de 27 de septiembre, QUARTER RECONCILIATION FILE JUN-JUL-AUG 2021 (1).xlsx



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

**IN RE: TARIFA PERMANENTE DE LA
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE
PUERTO RICO**

CASO NÚM.: NEPR-MI-2020-0001

**ASUNTO: Determinación sobre los Factores
de las Cláusulas de Ajuste Trimestral para el
Periodo de octubre – diciembre 2021.**

**Opinión disidente en parte y de conformidad en parte, emitida por el Comisionado
Asociado Ángel R. Rivera de la Cruz**

En el día de hoy, el Negociado de Energía de Puerto Rico (“Negociado de Energía”) emitió una Resolución y Orden, mediante la cual, entre otras cosas, estableció los factores trimestrales para las cláusulas de ajuste de compra de combustible y de compra de energía que entrarán en vigor durante el periodo de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021. Estoy conforme con las Partes I, II.1, III, IV.2, y IV.3 de la referida Resolución y Orden.

Respecto a la reconciliación de la cláusula de compra de combustible, la mayoría del Pleno del Negociado de Energía determinó hacer una reconciliación parcial, por lo que difirió la cantidad de \$75,775,797.60 por concepto de compra de combustible. Por los fundamentos esbozados a continuación, disiento de la referida determinación.

* * *

Disiento de la determinación de la mayoría del Pleno del Negociado de Energía por tres fundamentos principales:

- (1) La determinación no es consistente con las mejores prácticas regulatorias.
- (2) La determinación podría conllevar impactos mayores en futuras reconciliaciones, toda vez que no se identifica una fuente de ingresos real de donde se recuperará la cantidad diferida de \$75,775,797.60.
- (3) La determinación representa un retorno a las prácticas tarifarias deficientes de la Autoridad que la Ley 57-2014¹ buscaba erradicar con la creación de la Comisión de Energía, ahora Negociado de Energía.

¹ Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico, según enmendada.



Según el Negociado de Energía ha establecido en innumerables ocasiones, las cláusulas de ajuste por compra de combustible ("FCA", por sus siglas en inglés) y por compra de energía ("PPCA", por sus siglas en inglés) están diseñadas para recuperar los costos reales incurridos por la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico asociados a dichos renglones. Las cláusulas de ajuste por concepto de la Contribución en Lugar de Impuestos ("CILTA", por sus siglas en inglés), por concepto de los subsidios de interés social ("SUBA-HH", por sus siglas en inglés) y los otros subsidios ("SUBA-NHH") están diseñadas de la misma manera.

Si durante un periodo de facturación la Autoridad obtiene más ingresos que los costos reales incurridos, la Autoridad debe otorgar un crédito a sus clientes durante el periodo de facturación siguiente. Si, por el contrario, los costos reales incurridos excedieron los ingresos de la Autoridad, ésta puede recuperar la diferencia durante el periodo de facturación siguiente. El periodo de facturación para las Cláusulas FCA y PPCA tiene una base trimestral, mientras que el periodo de facturación para las Cláusulas CILTA, SUBA-HH y SUBA-NHH, tiene una base anual.

Mediante la Resolución y Orden del día de hoy en el presente caso, la mayoría del Pleno del Negociado de Energía aprobó diferir la cantidad de \$75,775,797.60 de la cantidad que la Autoridad debe recuperar durante el periodo de 1 de octubre de 2021 a 31 de diciembre de 2021 por concepto de compra de combustible.² Según la mayoría del Pleno del Negociado de Energía, esta cantidad corresponde al costo incremental incurrido por la Autoridad para la generación de electricidad basado en que ciertas unidades de generación base de la Autoridad que fueron modeladas como disponibles para dicho periodo, estuvieron fuera de servicio, por lo que la Autoridad tuvo que utilizar unidades más costosas.³

Debemos señalar que, en reconciliaciones anteriores de la cláusula de compra de combustible, el Negociado de Energía aprobó diferir la cantidad de \$316,548,997.24 por reembolsos que la Autoridad espera recibir de parte de FEMA y sus aseguradoras por concepto de los eventos sísmicos de enero de 2020.⁴ La referida cantidad de \$316,548,997.24 corresponde al estimado de costo de compra de combustible para la operación de las unidades de respuesta rápida que la Autoridad tuvo que utilizar para suplir la electricidad que dejó de producir la Generatriz Costa Sur, la cual sufrió daños significativos a causa de los referidos eventos sísmicos. El costo incremental por concepto de compra de combustible debido a un desastre natural es un costo cubierto por la póliza de seguro de la

² Resolución y Orden, In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, 30 de septiembre de 2021 ("Resolución de 30 de septiembre"), p. 9.

³ *Id.*

⁴ Resolución y Orden, In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, 31 de marzo de 2020 ("Resolución de 31 de marzo"), Anejo 1 (A), Línea 47. El Negociado de Energía difirió las cantidades de \$64,046,758.61, \$52,567,982.00 y \$56,786,021.56, mediante Resoluciones de 27 de marzo de 2020, de 30 de mayo de 2020 y de 31 de diciembre de 2020, respectivamente. *Id.*, Anejo 1 (A), Líneas 31, 32 y 33. El Negociado de Energía difirió el restante \$143,148,235.07 mediante la Resolución de 31 de marzo. *Id.*, Anejo 1, Línea 12.



Autoridad. La Agencia Federal para el Manejo de Emergencias ("FEMA", por sus siglas en inglés) también hace aportaciones por el mismo concepto.⁵

A esos fines, debemos señalar que, el 28 de septiembre de 2021, LUMA⁶ presentó un documento titulado *Motion in Compliance with Bench Order Issued During Technical Conference of September 22, 2021 and Request for Confidential Treatment* ("Moción de 28 de septiembre"). En la Moción de 28 de septiembre, LUMA presentó cierta información relacionada con la cobertura de las aseguradoras de la Autoridad respecto a si la misma estará disponible para cubrir los costos incurridos por la utilización de las unidades de respuesta rápida en conexión con los eventos de relevos de carga e interrupciones de servicio durante el trimestre de junio a agosto de 2021.

De la información contenida en la Moción de 28 de septiembre, el proceso de análisis respecto a las aseguradoras de la Autoridad está en una etapa preliminar, por lo que no es posible determinar si las pólizas de seguro de la Autoridad estarían disponibles. Por consiguiente, es prematuro en estos momentos determinar las cantidades que podrían ser recuperadas a través de ese mecanismo, si alguna.

Quando el Negociado de Energía difirió la cantidad de \$316,548,997.24 por compra de combustible durante el periodo de emergencia causado por los eventos sísmicos de enero de 2020, lo hizo luego de identificar una fuente de repago asociada a esos costos. En el día de hoy, la mayoría del Pleno del Negociado de Energía determinó diferir la cantidad de \$75,775,797.60 por concepto de compra de combustible sin identificar una fuente de repago real. Esto necesariamente representa un déficit en los recaudos de la Autoridad, por lo que no es consistente con las mejores prácticas regulatorias.

La mayoría del Pleno del Negociado de Energía expresó que iniciaría un proceso a los fines de determinar si se usaron fondos destinados para el mantenimiento de las unidades de generación para la adquisición de tres unidades de respuesta rápida en el área de la Central Generatriz Palo Seco.⁷ Debemos destacar que la Autoridad espera recibir un reembolso por parte de FEMA por el concepto de estas unidades.

Según la mayoría del Pleno del Negociado de Energía, si se determina que la falta de mantenimiento adecuado se pueda considerar como la causa de la no disponibilidad de ciertas unidades durante el periodo de junio a agosto de 2021, éste auscultará la posibilidad de que el reembolso pendiente de FEMA por concepto de la compra de las referidas unidades se utilice para cubrir parcialmente el costo incremental de combustible para el periodo de

⁵ Resolución de 31 de marzo Anejo 1 (B), Líneas 14 y 15. La Autoridad espera recibir la cantidad de \$141,177,439.00 de parte de sus aseguradoras y la cantidad de \$175,371,558.24 de parte de FEMA para cubrir el costo incremental por concepto de compra de combustible por el uso de las unidades de respuesta rápida durante el periodo de emergencia causado por los eventos sísmicos de enero de 2020. *Id.*

⁶ LUMA Energy, LLC ("ManagementCo") y LUMA Energy ServCo, LLC ("ServCo") (conjuntamente, "LUMA").

⁷ Resolución de 30 de septiembre, p. 14.



junio a agosto de 2021.⁸ Según la mayoría del Pleno del Negociado de Energía, esto tendría el propósito de que sea la Autoridad quien asuma el gasto, y no sus clientes.⁹

En primer lugar, la Autoridad es una corporación pública, por lo que no tiene accionistas privados. La Autoridad no tiene otros medios de ingresos que sus tarifas. Por consiguiente, la Autoridad no tiene medios alternos para asumir gastos, como lo tendrían compañías privadas.

Es preciso señalar que, los costos asociados al mantenimiento de la flota generatriz de la Autoridad se recuperan a través del componente de Tarifa Básica contenido en la Tarifa Permanente de la Autoridad, según aprobada por el Negociado de Energía en el Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001, In Re: Revisión de Tarifas de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico.¹⁰

El reembolso que la Autoridad espera recibir de FEMA está destinado a cubrir la compra e instalación de las tres unidades de respuesta rápida en el área de la Central Generatriz Palo Seco. Esta cantidad provino del presupuesto de mantenimiento de la Autoridad, cuyos fondos son recuperados de sus clientes a través de la Tarifa Básica y no a través de la cláusula de compra de combustible.¹¹

Es importante señalar que la partida para la adquisición de las referidas unidades de respuesta rápida no formaba parte del presupuesto de mantenimiento de la Autoridad para el año fiscal 2018 – 2019.¹² Debido a ello, durante el año fiscal 2018 – 2019, la Autoridad tuvo gastos relacionados al mantenimiento de las plantas generatrices iguales al 172.13% del presupuesto destinado a esos fines.¹³ Dicho de otra manera, la Autoridad se excedió en un 72.13% de su presupuesto de mantenimiento durante el año fiscal 2018 – 2019 debido a la adquisición de dichas unidades, por lo que espera cubrir esta deficiencia con el reembolso que otorgará FEMA a esos respectos.

⁸ *Id.*

⁹ *Id.*

¹⁰ Véase en términos generales, Resolución Final y Orden de 10 de enero de 2017, Resolución Final de 8 de marzo de 2017 y Resolución y Orden de 31 de mayo de 2017, In Re: Revisión de Tarifas de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001.

¹¹ Moción en Cumplimiento de Orden Dictada el 23 de septiembre de 2021, In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, 23 de septiembre de 2021 (“Moción de 23 de septiembre”), Exhibit A. Los fondos provinieron de la partida de gastos *Engineering and Technical Services*, asociada al presupuesto de mantenimiento de la Autoridad para el año fiscal 2018 – 2019.

¹² Moción de 23 de septiembre, Exhibit B, *Approved Budget (MNE)*, partida *Engineering and Technical Services*.

¹³ *Id.*, línea *Expenses (% of Budget Utilization)*.



Dado que los fondos para la adquisición de las referidas unidades de respuesta rápida no estaban presupuestados y dado que el presupuesto de mantenimiento se calcula basado en los fondos que la Autoridad espera recaudar a través de su Tarifa Básica, es lógico concluir que actualmente los fondos utilizados para la adquisición de las referidas unidades representan un déficit o una cuenta por cobrar en los libros de contabilidad de la Autoridad, el cual se cubriría con el reembolso de FEMA.

Ahora bien, el reembolso esperado de FEMA está destinado a remplazar fondos del presupuesto de mantenimiento de las unidades generatrices de la Autoridad, los cuales son recobrados a través de la Tarifa Básica. Si se usan esos fondos para cubrir gastos operacionales asociados a la compra de combustible, los cuales deben ser recuperados a través de la Cláusula FCA, se violaría la estructura tarifaria establecida por el Negociado de Energía mediante el Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001, lo cual tampoco es consistente con las mejores prácticas regulatorias.

A esos fines, con la determinación de la mayoría del Pleno del Negociado de Energía, de diferir la cantidad de \$75,775,797.60, se crea un segundo déficit, o cuenta por cobrar, por concepto de compra de combustible. **Solamente una de estas cantidades puede ser cubierta por el reembolso esperado de FEMA.** Por lo tanto, habrá un déficit en los libros de contabilidad de la Autoridad, ya sea por concepto de compra de combustible o por concepto de presupuesto de mantenimiento que se utilizó para adquirir dichas unidades. Por consiguiente, no se identificó una fuente de repago real para cubrir la cantidad diferida de \$75,775,797.60 por concepto de compra de combustible.

La mayoría del Pleno del Negociado de Energía también expresó que evaluará otras alternativas que podría implementar “para que no sean los consumidores los que sufran el costo incremental por concepto de consumo de combustible durante el periodo de junio a agosto de 2021.”¹⁴ Aunque apoyo la buena intención de la mayoría del Pleno del Negociado de Energía y apoyaría cualquier acción al respecto, en la actualidad, los costos operacionales asociados a la compra de combustible se recuperan a través de la cláusula de ajuste, según lo establece la Tarifa Permanente de la Autoridad.

A esos fines, la reconciliación trimestral de la cláusula de compra de combustible se hace a base de los costos reales incurridos por concepto de la compra de combustible que utilizan las generatrices de la Autoridad para producir electricidad y la facturación durante ese periodo. Más aún, los costos reales de compra de combustible se calculan a base del despacho real y el consumo real de las unidades generatrices de la Autoridad durante el periodo en cuestión.

El consumo de combustible para generar electricidad es un gasto operacional recuperable. No conozco de ninguna jurisdicción donde se haya declarado como gasto imprudente el costo de combustible asociado a la generación de electricidad. Si muy bien, el principio de despacho económico dicta que se utilicen primero las unidades más baratas del

¹⁴ Resolución de 30 de septiembre, p. 14.



sistema, las cuales generalmente son las unidades base de generación, cuando una de estas unidades falla o no está disponible, el operador del sistema utiliza la próxima unidad disponible dentro del orden económico. No se determina que el costo de combustible para operar dicha unidad es imprudente simplemente porque es más costoso el cual se pudo evitar si la unidad que falló hubiese estado en servicio. Esa es la naturaleza del sistema de generación eléctrica.

De acuerdo con los documentos incluidos en la Moción de 27 de septiembre¹⁵, los costos reales de la Autoridad por concepto de compra de combustible para el periodo de 1 de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021 ascendieron a \$502,550,285.77.¹⁶ Es preciso señalar que el costo estimado por concepto de compra de combustible para los meses de junio, julio y agosto fue de \$139,426,069.44¹⁷, \$131,191,382.29¹⁸ y \$150,210,900.41¹⁹, respectivamente, para un total de \$139,426,069.44 + \$131,191,382.29 + \$150,210,900.41 = \$420,828,352.14. Por lo tanto, los costos reales por concepto de compra de combustible para el periodo de 1 de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021 (*i.e.* \$502,550,285.77) fueron mayores que los costos estimados para ese periodo.

ml Durante el proceso de evaluación de la petición ante nuestra consideración, se estableció claramente que esta diferencia se debió a que ciertas unidades generatrices de la Autoridad, las cuales fueron modeladas como disponibles, estuvieron fuera de servicio, lo que obligó a la Autoridad a utilizar unidades generatrices que consumen combustible diésel, cuyo uso no estaba proyectado.²⁰ El resultado neto fue un incremento en los costos operacionales, dado que estas últimas unidades utilizan un combustible más costoso y consumen mayor cantidad de combustible en la generación de electricidad.

¹⁵ Motion in Compliance with Bench Orders issued During Technical Conference of September 22, 2021, Request for Brief Extension of Time, Motion Submitting Revised English-Language Presentation and Spanish-Language Version of LUMA's Revised Presentation, and Request for Confidential Treatment ("Moción de 27 de septiembre").

¹⁶ Moción de 27 de septiembre, "QUARTER RECONCILIATION FILE JUN-JUL-AUG 2021 (1).xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Suma de las Celdas G21 y G22. Esta cantidad incluye el costo por compra de combustible para las unidades de la Autoridad (\$435,320,804.22) y el costo asociado a la compra de combustible utilizado en la Central EcoEléctrica (\$67,229,481.55), en virtud del nuevo contrato entre la Autoridad, EcoEléctrica L.P. y Naturgy Aprovevisionamientos, S.A., el cual entró en vigor el 22 de octubre de 2020 (*Amended and Restated Power Purchase and Operating Agreement between EcoEléctrica, L.P. and PREPA ("Eco-PPOA")*) (27 de marzo de 2020) y *Amended and Restated Natural Gas Sale and Purchase Agreement between Naturgy Aprovevisionamientos, S.A. and PREPA ("Naturgy-GSPA")* (23 de marzo de 2020)).

¹⁷ Resolución y Orden, In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, 31 de marzo de 2021, p. 26.

¹⁸ Resolución y Orden, In Re: Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, 29 de junio de 2021, p. 19.

¹⁹ *Id.*

²⁰ Motion Submitting Presentation and Requesting Leave for LUMA to Offer Presentation During Technical Conference Scheduled for September 22, 2021 ("Moción de 22 de septiembre"), Exhibit 1, p. 23.



No hay duda de que la Autoridad incurrió en estos costos para proveer el servicio eléctrico durante los meses de junio, julio y agosto de 2021. Tanto LUMA como la Autoridad proveyeron una explicación razonable para este incremento, la cual sustentaron con prueba documental, datos puntuales y testimonio de sus funcionarios. Por lo tanto, entiendo que no hay base ni fundamento legal para diferir la cantidad de \$75,775,797.60, según lo hizo la mayoría del Pleno del Negociado de Energía en el día de hoy, máxime cuando no se ha identificado una fuente de repago real.

Bajo las disposiciones de la Ley 57-2014 y la política pública establecida mediante la Ley 17-2019,²¹ es deber ministerial del Negociado de Energía garantizar que la Autoridad recupere los costos prudentes y razonables incurridos para proveer el servicio que ofrece. No permitir a la Autoridad recuperar dichos costos tendrá la consecuencia de agravar su precaria condición financiera actual. Peor aún, de no tener la oportunidad de recuperar sus costos, la Autoridad podría entrar en un estado de insolvencia en donde no cuente con los recursos económicos suficientes para adquirir el combustible que utilizan sus generatrices para producir electricidad, similar a lo ocurrido entre mediados y finales del año 2014.

En un escenario en que la Autoridad no pueda adquirir combustible para operar sus unidades generatrices, los únicos recursos de generación disponibles para proveer el servicio serían los productores independientes de energía renovable a gran escala y las cogeneradoras AES y EcoEléctrica. Estos recursos representan aproximadamente el treinta y tres por ciento (33%) de la electricidad consumida en Puerto Rico, por lo que, bajo estas circunstancias, el servicio eléctrico estaría limitado a esa capacidad.

La determinación del día de hoy de la mayoría del Pleno del Negociado de Energía incrementa el riesgo de que la Autoridad entre en este tipo de situación, tomando en consideración que ésta aún no ha recuperado la inmensa mayoría de la cantidad de \$316,548,997.24 previamente diferida por el Negociado de Energía. Como mínimo, diferir la cantidad de \$75,775,797.60 sin identificar una fuente de repago real, tiene un efecto directo y detrimental en el flujo de efectivo necesario para la operación del sistema eléctrico del país en momentos críticos donde parte de la infraestructura de generación requiere atención inmediata y un programa agresivo de reparación y mantenimiento.

De otra parte, es importante destacar que la reconciliación ante nuestra consideración solamente incluye los meses de junio, julio y agosto de 2021. La reconciliación de los costos asociados a la compra de combustible para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021 se evaluará en el proceso que está pautado para el mes de diciembre de 2021, según el calendario de las reconciliaciones trimestrales.

Según estableció la mayoría del Pleno del Negociado de Energía, la presente situación de relevos de carga comenzó el 29 de agosto de 2021. Por lo que la reconciliación de costos, ante nuestra consideración solamente cubre tres días de esos eventos. Dicho de otra manera,

²¹ Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico.



los eventos recientes no afectaron la mayor parte del periodo de 1 de junio de 2021 a 31 de agosto de 2021.

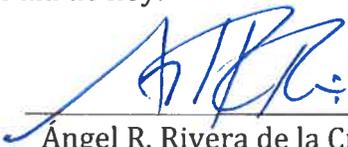
Ahora bien, esta situación ha continuado durante el mes de septiembre de 2021, por lo que el despacho económico de las unidades generatrices se ha afectado considerablemente debido a las salidas forzosas de gran parte de las unidades base de la flota de generación de la Autoridad, que son las menos costosas para operar. Por lo tanto, es forzoso concluir que la Autoridad ha incurrido en gastos adicionales para operar otras unidades que utilizan combustible diésel, cuyo uso no estaba programado.

Más aún, en estos momentos es incierta la manera en que la Autoridad operará la flota de generación durante el mes de octubre de 2021. Por consiguiente, al no identificar una posible fuente de repago para la cantidad diferida de \$75,775,797.60, es altamente probable que esta será añadida a cualquier cantidad adicional que surja de la operación del sistema eléctrico durante los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021, lo que podría representar un impacto mayor en las reconciliaciones futuras.

Por muchos años antes de la creación de la Comisión de Energía, ahora Negociado de Energía, la Autoridad se rehusó a modificar sus mecanismos de recaudo a pesar de que sus gastos operacionales excedían sus ingresos. Esto llevó a la insolvencia económica de la Autoridad, lo que desembocó en su situación financiera actual.

La Ley 57-2014 creó la Comisión de Energía, ahora Negociado de Energía, para, entre otras, corregir esas prácticas deficientes que causaron el deterioro económico de la Autoridad y propiciaron su actual crisis operacional y financiera. Desafortunadamente, la determinación del día de hoy es similar a esas prácticas que la Ley 57-2014 buscaba erradicar con la creación de la Comisión de Energía, ahora Negociado de Energía.

Por todo lo anterior, disiento de la determinación tomada por la mayoría del Pleno del Negociado de Energía en el día de hoy.


Ángel R. Rivera de la Cruz
Comisionado Asociado

En San Juan, Puerto Rico a 30 de septiembre de 2021.

