

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

IN RE: PLAN PRIORITARIO PARA LA
ESTABILIZACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA

CASO NÚM.: NEPR-MI-2024-0005

ASUNTO: Puntos de interconexión y capacidad de inyección para la incorporación de 800 MW de generación temporera (Actividad Núm. 7 del Plan Prioritario); requerimiento de informe técnico a LUMA

RESOLUCIÓN Y ORDEN

I. Trasfondo procesal

El 13 de junio de 2024, el Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico ("Negociado de Energía") inició este procedimiento y ordenó a LUMA Energy, LLC y LUMA Energy ServCo, LLC (conjuntamente, "LUMA"), a la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico ("AEE") y a Genera PR, LLC ("Genera") elaborar planes de mejoras para atender las fallas recurrentes, la inestabilidad y la falta de generación confiable del sistema eléctrico, con un plazo máximo de implementación de dos años.¹

El 26 de febrero de 2025, Genera solicitó la aprobación acelerada de soluciones de generación de emergencia, incluyendo aproximadamente 800 megavatios ("MW") de generación móvil temporera.² Mediante las Resoluciones y Órdenes de 27 de febrero de 2025 y 12 de marzo de 2025, el Negociado de Energía requirió la posición de LUMA y los análisis técnicos correspondientes. El 6 de marzo de 2025, LUMA confirmó la necesidad inmediata de capacidad adicional, pero advirtió que no había completado los análisis de localización, interconexión, suministro de combustible y viabilidad necesarios para determinar la factibilidad de instalar los 800 MW propuestos.³

El 19 de marzo de 2025, el Negociado de Energía ordenó a la AEE acudir ante la Autoridad para las Alianzas Público-Privadas ("AAPP") para iniciar un proceso competitivo para la adquisición de 800 MW de generación temporera.⁴ El 19 de marzo de 2025, el Negociado de Energía ordenó a la AEE acudir ante la Autoridad para las Alianzas Público-Privadas ("AAPP") para iniciar un proceso competitivo para la adquisición de 800 MW de generación temporera.⁵

El 24 de marzo de 2025, LUMA presentó una evaluación preliminar de interconexión (*Emergency Offshore Power Interconnection Assessment*) que consideró inyecciones de 400 a 800 MW en la barra de 230 kV de Aguirre, en sustitución de la unidad Aguirre 1, y en la barra de 115 kV de Costa Sur. Dicho análisis preliminar, limitado a flujo de carga en estado estable (*steady state*), no identificó violaciones térmicas a 230 kV en ninguno de los escenarios evaluados, incluyendo la inyección de 800 MW en Aguirre; identificó el me") emitióro de

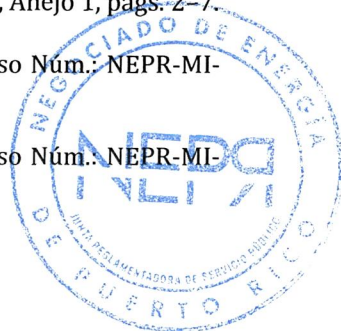
¹ Resolución y Orden, *In re: Plan Prioritario para la Estabilización de la Red Eléctrica*, Caso Núm.: NEPR-MI-2024-0005, 13 de junio de 2024, págs. 1-2.

² *In re: Plan Prioritario para la Estabilización de la Red Eléctrica*, Caso Núm.: NEPR-MI-2024-0005, *Request for Expedited Approval of Emergency Generation Capacity Solutions*, presentada por Genera el 26 de febrero de 2025 ("Moción de 26 de febrero").

³ *Id.*, *Motion Submitting LUMA's Position Regarding Genera's Request for Expedited Approval of Emergency Generation Capacity Solutions*, presentada el 6 de marzo de 2025 ("Moción de 6 de marzo"), Anejo 1, págs. 2-7.

⁴ Resolución y Orden, *In re: Plan Prioritario para la Estabilización de la Red Eléctrica*, Caso Núm.: NEPR-MI-2024-0005, 19 de marzo de 2025 ("Resolución de 19 de marzo").

⁵ Resolución y Orden, *In re: Plan Prioritario para la Estabilización de la Red Eléctrica*, Caso Núm.: NEPR-MI-2024-0005, 19 de marzo de 2025 ("Resolución de 19 de marzo").



violaciones (doce (12), todas a 38 kV y 115 kV) en el escenario de 600 MW en Aguirre y 200 MW en Costa Sur; y recomendó la preparación de un *System Impact Study* ("SIS")⁶ y un *Facility Study* ("FS"),⁷ con un costo estimado de \$200,000 por sitio.⁸ El 25 de marzo de 2025, la Oficina de Compras de Terceros Independiente ("3PPO") emitió la Solicitud de Propuestas Núm. 3PPO-0314-20-TPG para adquirir hasta 800 MW de generación de emergencia. El 28 de marzo de 2025, el Negociado de Energía estableció el Plan Prioritario para la Estabilización de la Red Eléctrica ("Plan Prioritario"), que incluye como Actividad Núm. 7 la adición de 800 MW de generación temporera de base de emergencia para interconexión entre Aguirre y Costa Sur, mediante barcasas o unidades móviles terrestres, con la AEE como parte responsable, y como Actividad Núm. 1 la extensión de la operación de las unidades TM2500 ubicadas entre las centrales San Juan y Palo Seco hasta el 31 de diciembre de 2027.⁹

La AEE presentó un primer contrato propuesto el 20 de junio de 2025.¹⁰ Mediante Resolución y Orden de 4 de julio de 2025 ("Resolución de 4 de julio"), el Negociado de Energía lo aprobó sujeto a que las partes lleguen a un acuerdo para modificar el Contrato Propuesto a fin de permitir un plazo más extenso y un precio reducido.¹¹ Mediante Resolución y Orden de 4 de julio de 2025 ("Resolución de 4 de julio"), el Negociado de Energía lo aprobó, sujeto a que se auscultara si las partes podían llegar a un acuerdo para modificar el Contrato Propuesto a fin de permitir un plazo más extenso y un precio reducido.¹² El Negociado de Energía aprovecha esta oportunidad para aclarar lo que constituye una interpretación errónea por parte del 3PPO y de la P3 respecto al alcance de la Resolución de 4 de julio. En particular, ambas entidades parecen interpretar que, mediante dicha Resolución, el Negociado de Energía **ordenó** la formalización de un contrato por un término de diez (10) años, a los precios específicos identificados para las unidades de Costa Sur y Aguirre. Esta interpretación es incorrecta. Por el contrario, el Negociado de Energía indicó **que, de lograrse obtener un contrato bajo dichos términos y condiciones**, el contrato propuesto podría considerarse aprobado conforme a lo dispuesto en la Resolución del 4 de julio.

Los documentos presentados ante el Negociado de Energía el 1 de julio de 2025, por conducto del 3PPO, establecen claramente que el proponente seleccionado había ofrecido un contrato por un término de diez (10) años, a los precios específicos detallados en la Resolución del 4 de julio. Precisamente, la Resolución de 4 de julio hizo referencia a esos términos con el único propósito de procurar que el 3PPO obtuviera, **en la medida de lo posible**, esas condiciones contractuales más favorables. El Negociado de Energía reitera que, mediante la Resolución del 4 de julio, no ordenó la aprobación de un contrato específico, sino que condicionó su aprobación a que pudiera obtenerse una oferta bajo los mismos términos

⁶ *System Impact Study* - Evalúa los efectos técnicos de integrar la capacidad neta de un proyecto propuesto a la red de transmisión y distribución, incluido un análisis del desempeño y la confiabilidad del sistema, así como del cumplimiento con los requisitos técnicos mínimos aplicables ("MTR", por sus siglas en inglés).

⁷ *Facility Study* - Se centra en las mejoras y ampliaciones necesarias en el punto de interconexión para garantizar una interconexión física segura y confiable, así como en el alcance de los trabajos, los estimados de costos y el cronograma de construcción correspondientes, que, en conjunto, sirven de base para determinar los costos de las instalaciones de interconexión (incluidos los costos de interconexión de la AEE, cuando corresponda).

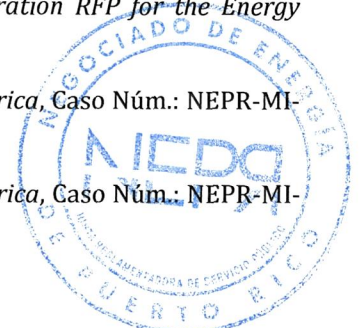
⁸ *In re: Plan Prioritario para la Estabilización de la Red Eléctrica*, Caso Núm.: NEPR-MI-2024-0005, *Motion in Compliance with Resolution and Order of March 12, 2025, and Request for Confidential Treatment*, presentada por LUMA el 24 de marzo de 2025, Anejos 1 y 2.

⁹ Resolución y Orden, *In re: Plan Prioritario para la Estabilización de la Red Eléctrica*, Caso Núm.: NEPR-MI-2024-0005, 28 de marzo de 2025, según corregida *nunc pro tunc* en la misma fecha ("Resolución de 28 de marzo"), Anejo A, Actividades Núm. 1 y 7.

¹⁰ *In re: Plan Prioritario para la Estabilización de la Red Eléctrica*, Caso Núm.: NEPR-MI-2024-0005, *Motion Submitting Proposed Contract Resulting from Temporary Emergency Power Generation RFP for the Energy Bureau's Review and Approval* presentada por la AEE el 20 de junio de 2025.

¹¹ Resolución y Orden *In re: Plan Prioritario para la Estabilización de la Red Eléctrica*, Caso Núm.: NEPR-MI-2024-0005, 4 de julio de 2025.

¹² Resolución y Orden *In re: Plan Prioritario para la Estabilización de la Red Eléctrica*, Caso Núm.: NEPR-MI-2024-0005, 4 de julio de 2025.



comerciales previamente presentados por el 3PPO en el expediente administrativo. **La Resolución del 4 de julio dispuso, además, que, de no poder obtenerse una oferta bajo dichos términos, se debía informar al Negociado de Energía, dentro de un término de cinco (5) días, las razones que impedían concretar la contratación bajo esas condiciones.**

El propósito de la Resolución del 4 de julio fue permitir que el 3PPO realizara las gestiones de buena fe necesarias para obtener una oferta conforme a los términos contractuales previamente identificados. Específicamente, la Resolución de 4 de julio contemplaba un término contractual de diez (10) años, con una tarifa fija de energía, que incluía todos los costos, de \$0.189 por kWh para las unidades de Aguirre y \$0.203 por kWh para las unidades de Costa Sur, sin obligaciones de compra mínima o pago (*take-or-pay*), sin un mínimo garantizado de horas de generación y sin obligaciones de adquisición de volúmenes fijos de energía. Bajo esas condiciones, el contrato se habría considerado aprobado conforme a la Resolución del 4 de julio, sin necesidad de una evaluación adicional por parte del Negociado de Energía. **Sin embargo, ello no significaba que el Negociado de Energía hubiese ordenado iniciar un nuevo proceso de adquisición ni establecido nuevos criterios para una contratación posterior. Por ende, la decisión de iniciar un nuevo proceso de adquisición fue tomada exclusivamente por el 3PPO.** Si el 3PPO tenía alguna duda respecto al alcance o propósito de la Resolución del 4 de julio, pudo haber solicitado una aclaración al Negociado de Energía por conducto de la AEE. Asimismo, el 3PPO pudo haber evaluado si resultaba permisible modificar el contrato propuesto o el procedimiento de adquisición y, de no ser posible, debió haber informado oportunamente al Negociado de Energía dentro del término concedido. En fin, contrario a lo que sostienen el 3PPO y P3, **no existe ninguna orden del Negociado de Energía para comenzar un nuevo proceso de RFP.**

Así pues, el 15 de julio de 2025, el 3PPO **decidió** iniciar un nuevo proceso de de adquisición de generación mediante la Solicitud de Propuestas Núm. 3PPO-0314-20-TPG2 ("RFP TPG2"), estructurada en tres (3) emplazamientos: San Juan (hasta 200 MW), Costa Sur (hasta 200 MW) y Aguirre (hasta 400 MW). El 11 de diciembre de 2025, el Negociado de Energía determinó que el contrato propuesto con Power Expectations, LLC, Enchanted Rock, LLC y Reyes Contractor Group, Inc. ("Power Expectations") para 400 MW en Aguirre cumplía con el marco legal y regulatorio aplicable, y aclaró que cualquier capacidad fuera de los emplazamientos de Aguirre y Costa Sur requeriría una presentación y aprobación separadas.¹³ El 2 de febrero de 2026, el Negociado de Energía determinó que un segundo contrato propuesto para 200 MW mediante generación flotante en San Juan, también cumplía con marco legal y regulatorio aplicable,¹⁴ El 2 de febrero de 2026, el Negociado de Energía determinó que un segundo contrato propuesto para 200 MW mediante generación flotante en San Juan, también cumplía con el marco legal y regulatorio aplicable,¹⁵

El 19 de agosto de 2026, el Negociado de Energía ordenó a LUMA presentar, dentro de diez (10) días de su notificación, una evaluación actualizada sobre la necesidad de generación temporera adicional, que cuantificara la capacidad necesaria y explicara los cambios en las condiciones del sistema respecto a sus análisis previos.¹⁶

En cumplimiento con la Resolución y Orden de 19 de agosto de 2026, LUMA presentó su evaluación actualizada de adecuacidad de recursos.¹⁷ LUMA informó que persiste un déficit estructural de 700 a 850 MW, consistente con sus tres informes anuales anteriores; que la

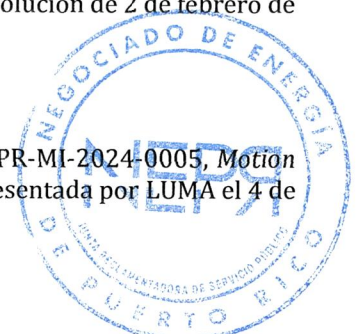
¹³ *Id.*, 11 de diciembre de 2025.

¹⁴ *Id.*, 11 de diciembre de 2025 ("Resolución de 11 de diciembre"), págs. 2, 7-8, y Resolución de 2 de febrero de 2026 ("Resolución de 2 de febrero"), págs. 1-2 y 6.

¹⁵ *Id.*, 11 de diciembre de 2025 ("Resolución de 11 de diciembre"), págs. 2, 7-8, y Resolución de 2 de febrero de 2026 ("Resolución de 2 de febrero"), págs. 1-2 y 6.

¹⁶ *Id.*, 19 de agosto de 2026 ("Resolución de 19 de agosto").

¹⁷ *In re: Plan Prioritario para la Estabilización de la Red Eléctrica*, Caso Núm.: NEPR-MI-2024-0005, *Moción Submitting LUMA's Updated Position Regarding Additional Temporary Generation* presentada por LUMA el 4 de septiembre de 2026 ("Moción de 4 de septiembre").



demanda pico real alcanzó aproximadamente 3,234 MW en agosto de 2026, superando el escenario de sensibilidad de un aumento de 10% en la carga; y que la adición de 800 MW de capacidad firme reduciría la expectativa de pérdida de carga del verano de 7.6 a 0.1 días, nivel comparable al estándar de la industria.¹⁸ LUMA informó que persiste un déficit estructural de generación de 700 a 850 MW, consistente con sus tres informes anuales anteriores; que la demanda pico real alcanzó aproximadamente 3,234 MW en agosto de 2026, superando el escenario de sensibilidad de un aumento de 10% en la carga; y que la adición de 800 MW de capacidad firme reduciría la expectativa de pérdida de carga del verano de 7.6 a 0.1 días, nivel comparable al estándar de la industria.¹⁹

El 10 de septiembre de 2026, el Negociado de Energía ordenó a LUMA presentar toda la documentación relacionada con la evaluación de viabilidad de interconexión de generación temporera de emergencia y reconciliar los \$400,000 previamente autorizados para los estudios de interconexión.²⁰ Mediante moción de 17 de septiembre de 2026 (Moción de 17 de septiembre"), LUMA informó que los SIS y FS no se realizaron y que, tras excluirse dicha cantidad de la reconciliación del cargo por compra de energía mediante la Resolución y Orden de 30 de junio de 2025 en el Caso Núm. NEPR-MI-2020-0001, los fondos fueron devueltos a los clientes. Mediante moción de 28 de septiembre de 2026 ("Moción de 28 de septiembre"), LUMA presentó un índice corregido de veintisiete (27) documentos y la versión pública de su producción, que incluye, entre otros, un informe de flujo de carga para generación temporera en San Juan con mejoras de red, diagramas unifilares de los patios de 115 kV y 230 kV de Aguirre, Costa Sur y San Juan, los requisitos de ingeniería de LUMA para el RFP y la factura Núm. 172 de 2 de julio de 2026 por un SIS para Power Expectations que nunca se ejecutó. En conjunto, la producción evidencia que el único análisis de red realizado para los 800 MW es la evaluación preliminar de marzo de 2025, limitada a flujo de carga térmico, sin análisis de tensión, cortocircuito ni estabilidad, y un informe de flujo de carga para el emplazamiento de San Juan que considera mejoras a las líneas L-38300, L-38600 y L-4400; los demás documentos son revisiones de los planes de interconexión de los proponentes, diagramas, notas de visitas y cotizaciones. En su carta de 6 de mayo de 2026, LUMA cotizó un SIS en \$552,000 y dieciséis semanas, y en la factura Núm. 172 cotizó el SIS de Power Expectations en \$250,000 y diez semanas, excluyendo el FS en ambos casos; su reconciliación refleja \$270,889.23 en costos internos cargados al proyecto "800 MW Interconnection" sin estudio alguno entregado. La producción no incluyó los archivos nativos de los modelos ni de los casos de simulación utilizados.²¹

II. Determinación del Negociado de Energía

A. Necesidad de Generación Temporera Identificada por LUMA

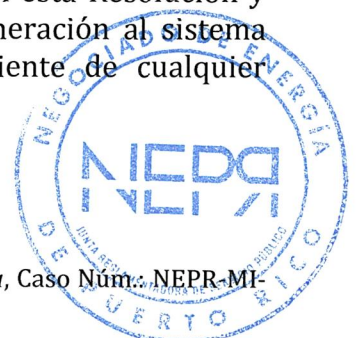
La persistencia del déficit identificado por LUMA exige determinar, sin más dilación, la capacidad de la red para recibir los 800 MW que requiere la Actividad Núm. 7 del Plan Prioritario. Ante ello, el Negociado de Energía **DETERMINA** El expediente no contiene un estudio de Impacto al Sistema (*System Impact Studies* o "SIS") ni un estudio de instalaciones (*Facilities Studies* o "FS") para ningún emplazamiento, según requerido en la Resolución de 28 de marzo, y, la única determinación de capacidad comunicada por LUMA, aproximadamente 124 MW en San Juan, se hizo informalmente al 3PPO y no consta sustentada en este expediente. El Negociado de Energía determina que LUMA deberá llevar a cabo los estudios de interconexión que se disponen más adelante en esta Resolución y Orden, con el propósito de evaluar la capacidad de inyección de generación al sistema eléctrico. Dichos estudios deberán realizarse de manera independiente de cualquier

¹⁸ *Id.*, párr. 10 y Anejo 1, págs. 5-6, 22-25.

¹⁹ *Id.*, párr. 10 y Anejo 1, págs. 5-6, 22-25.

²⁰ *Resolution and Order In re: Plan Prioritario para la Estabilización de la Red Eléctrica*, Caso Núm. NEPR-MI-2024-0005, 10 de septiembre de 2026 ("Resolución de 10 de septiembre").

²¹ Véanse Resolución y Orden de 10 de septiembre de 2026; *Motion in Compliance with September 10, 2026, Resolution and Order*, presentada por LUMA el 17 de septiembre de 2026, párrs. 8-9; y *Motion to Submit Corrected Exhibit 1*, presentada por LUMA el 28 de septiembre de 2026, párrs. 4-5 y Anejo A.



procedimiento que se lleve a cabo para la adquisición de generación temporera de emergencia, sin que su ejecución esté condicionada al desarrollo o resultado de tales procedimientos. El aprovechamiento de infraestructura existente —bahías, transformadores elevadores, interruptores y protecciones ya instalados— es la vía más expedita para que la generación temporera esté operando y suministrando energía prontamente.

B. Alcance de la evaluación y criterio de capacidad

Los estudios de interconexión no se limitarán a la capacidad de conexión física. LUMA determinará la capacidad de inyección que la red puede recibir de forma segura y confiable en cada punto, bajo condiciones normales y de contingencia, e identificará el elemento que limita dicha capacidad. La capacidad se informará en dos (2) niveles: (i) la capacidad utilizando únicamente la infraestructura existente, con obras menores de conexión; y (ii) la capacidad adicional alcanzable con mejoras de red identificadas, con su costo y plazo. Una alternativa no se clasificará como libre de costos únicamente porque estos se transfieran al proveedor, a la AEE o a un tercero. La evaluación de los emplazamientos de San Juan, Palo Seco, Sabana Llana y cualesquiera otros distintos de Aguirre y Costa Sur tiene fines de planificación y no constituye, por sí sola, autorización para ubicar generación temporera en ellos.

C. Puntos de interconexión a evaluar

El Negociado de Energía **IDENTIFICA** los siguientes puntos de interconexión como el conjunto mínimo que LUMA deberá evaluar para la incorporación de los 800 MW de generación temporera. La identificación preliminar de estos puntos requiere confirmación técnica de LUMA y no constituye una certificación de capacidad disponible ni de ausencia de costos.

Localización	Punto mínimo a evaluar	Nivel de tensión
Aguirre	Posición del Ciclo Combinado Núm. 2, en el área contemplada para la generación temporera inicial, identificando si su uso requiere desplazar la unidad en servicio.	230 kV
Aguirre	Posiciones de las dos unidades de turbina de gas conectadas a la barra de 115 kV (unidades conocidas como "John Brown"), cuya identificación exacta LUMA confirmará.	115 kV
San Juan	Posiciones asociadas a las unidades 7, 8 y 9 en el patio de 115 kV de la Central San Juan; evaluar cada una individualmente y su disponibilidad conjunta, sin desplazar las unidades 7 y 9 mientras esté en servicio. Posiciones asociadas a las unidades 7, 8, 9 y 10 en el patio de 115 kV de la Central San Juan; evaluar cada una individualmente y su disponibilidad conjunta, sin desplazar las unidades 7 y 9 mientras esté en servicio.	115 kV
San Juan	Posiciones de interconexión de las unidades TM2500 (FEMA) fuera de servicio, representadas en los casos de LUMA como "S.JUAN10 (Temp FEMA)" y "SANJUAN8 (Temp FEMA)".	A confirmar por LUMA
Palo Seco	Bloques MPT Núm. 1 y Núm. 2 de las unidades TM2500 (FEMA) y posiciones de las unidades FT8 MOBILEPAC, representadas como "P.SECO1", "P.SECO2" y "P.S.GAS1" a "P.S.GAS3"; evaluar uno o ambos bloques según la disponibilidad real de las instalaciones, incluyendo el estado del transformador del Bloque Núm. 2.	A confirmar por LUMA
Palo Seco	Posiciones de interconexión que ocuparon las tres unidades TM2500 Generación 8 propiedad de SAA VI, desmovilizadas	A confirmar por LUMA



Localización	Punto mínimo a evaluar	Nivel de tensión
	por su dueño, identificando qué equipo de conexión permanece instalado.	
Costa Sur	Barra de 115 kV, conforme a la Actividad Núm. 7 del Plan Prioritario, identificando la capacidad comprometida con proyectos aprobados y sus fechas de operación comercial.	115 kV
Sabana Llana	Antigua localización del sistema de almacenamiento en baterías (BESS), fuera de los emplazamientos tradicionales de generación, considerando el estado del autotransformador 230/115 kV Núm. 2.	115 kV

LUMA verificará la identificación exacta de cada punto, su tensión, la disponibilidad de las bahías, interruptores y transformadores elevadores, y cualquier condición que limite su uso. Respecto de las unidades temporeras fuera de servicio, distinguirá entre el estado operacional de la unidad y la disponibilidad efectiva de su infraestructura de interconexión, considerando su posible reparación o retorno al servicio y la alternativa de instalar unidades nuevas en la misma posición.

D. Orden a LUMA, término de cumplimiento y contenido del informe

El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA a completar y presentar en este expediente, en un término máximo de ocho (8) semanas, **contadas desde la notificación de esta Resolución y Orden**, un informe técnico que determine la capacidad máxima de generación temporera que puede conectarse e inyectarse en cada punto identificado en la Parte III, y que identifique cualquier otro punto disponible y su capacidad máxima bajo los mismos criterios.

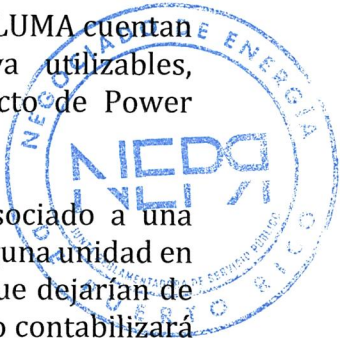
El informe deberá incluir, como mínimo, lo siguiente:

1. Capacidad por punto. Para cada punto: (a) la capacidad máxima en MW netos de inyección utilizando únicamente la infraestructura existente, con obras menores de conexión, entendiéndose por tales las que no requieran líneas de transmisión nuevas, transformadores 230/115 kV adicionales en el centro de transmisión ni la sustitución de interruptores; y (b) la capacidad adicional alcanzable con mejoras de red, identificando cada mejora. LUMA distinguirá la capacidad física de conexión de la capacidad de inyección que la red puede recibir de forma segura y confiable, e identificará, para cada punto, el primer elemento que limita la capacidad —línea, transformador, capacidad interruptiva o nivel de tensión— y la contingencia bajo la cual se produce la limitación. Si la capacidad bajo el criterio (a) es cero, lo indicará expresamente y sustentará la conclusión.

2. Equipos, trabajos y costos. LUMA identificará los equipos y trabajos necesarios para conectar y operar cada solución, incluyendo transformadores elevadores, interruptores, protecciones, medición, comunicaciones, pruebas y adecuaciones de red, con su estimado de costo, plazo de suministro y responsable. No se clasificará como libre de costos una alternativa únicamente porque estos se transfieran al proveedor, a la AEE o a un tercero. LUMA indicará si la AEE, Genera o LUMA cuentan con transformadores, interruptores u otros equipos de reserva utilizables, incluyendo cualquier equipo adquirido o reservado para el proyecto de Power Expectations.

3. Desplazamiento de generación existente. Para cada punto asociado a una unidad en servicio, LUMA informará la capacidad (a) sin desplazar ninguna unidad en servicio y (b) con desplazamiento, identificando la unidad, los MW que dejarían de estar disponibles y el efecto neto sobre la adecuación de recursos. No contabilizará como adicional la capacidad que sustituya generación existente sin aumento neto.

4. Posiciones de las unidades temporeras existentes. Para las posiciones de las unidades TM2500 y FT8 MOBILEPAC en San Juan y Palo Seco, LUMA informará: los MW representados en sus casos base para cada barra; la capacidad físicamente



disponible en la actualidad, dada la condición de cada unidad y de su transformador elevador, incluyendo el estado del transformador del Bloque MPT Núm. 2 de Palo Seco; si la conexión de unidades nuevas de capacidad igual o menor en dichas posiciones requiere algún estudio adicional y, de ser así, cuál y con qué duración; y si un transformador elevador suministrado por el proveedor sería aceptable conforme a sus requisitos técnicos.

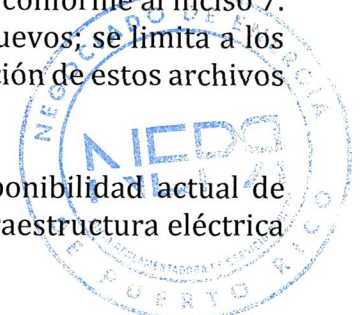
San
5. Capacidad simultánea y combinación para 800 MW. La capacidad máxima que puede inyectarse simultáneamente desde los puntos evaluados, considerando las restricciones compartidas de transmisión y subestaciones. LUMA presentará al menos una combinación técnicamente viable para alcanzar 800 MW de capacidad adicional neta, ordenada por rapidez de entrada en operación, e identificará cualquier insuficiencia. No sumará capacidades mutuamente excluyentes.

San
6. Otros puntos de interconexión. Dentro del mismo término, LUMA identificará otros puntos disponibles en Puerto Rico y determinará para cada uno su ubicación, tensión y capacidad máxima bajo los criterios del inciso 1. La búsqueda no se limitará a antiguos emplazamientos de generación y considerará, como mínimo, Cambalache (230 kV), Yabucoa (115 kV) y Mayagüez. Respecto de Costa Sur, LUMA informará la capacidad de inyección disponible en la barra de 115 kV, cada proyecto con el que dicha capacidad se considera comprometida y su fecha de operación comercial, y si la generación temporera puede utilizar esa capacidad hasta la entrada en operación de tales proyectos.

San
7. Sustento técnico. Conforme a la Parte II.C, el informe incluirá: (a) el análisis de flujo de carga en estado estable para el caso de pico nocturno vigente, actualizado con la demanda pico observada en el verano de 2026, bajo condiciones normales y de contingencia N-1 conforme a los criterios de planificación de LUMA, con verificación térmica y de tensión; (b) la verificación de la capacidad interruptiva de los interruptores en cada barra de interconexión, utilizando el modelo de cortocircuito existente; (c) los supuestos de generación y despacho, incluyendo las unidades fuera de servicio y las desplazadas en cada escenario; (d) la fecha y versión de los modelos y casos utilizados; (e) las restricciones operacionales; y (f) los estudios previos considerados, incluyendo la evaluación de 24 de marzo de 2025, el informe de flujo de carga de San Juan y, aunque no fueron realizados para la generación temporera, los SIS y FS completados entre agosto de 2025 y enero de 2026 para los proyectos de almacenamiento en baterías y generación de Genera financiados por FEMA en Costa Sur, Aguirre y Palo Seco, en cuanto determinan la capacidad de inyección ya comprometida en esas barras. No se requiere análisis de estabilidad dinámica ni evaluación de cumplimiento con requisitos técnicos mínimos del proponente; de entender LUMA que alguno de ellos es indispensable para determinar la capacidad en un punto específico, lo indicará y lo incluirá en el inciso 9. LUMA identificará la tecnología y configuración supuestas, sin condicionar el inicio de la evaluación a la selección de un proveedor. Cualquier resultado condicionado deberá expresar la condición y el límite de capacidad aplicable.

San
8. Archivos nativos de simulación. Junto con el informe, LUMA someterá en formato nativo los archivos de los modelos y casos de PSSE (o de la herramienta equivalente que utilice) efectivamente empleados en la evaluación: los casos de flujo de carga (.sav y .raw) previos y posteriores a la interconexión para cada escenario; las listas de contingencias, monitoreo y subsistemas (.con, .mon y .sub); los archivos de entrada y los resultados del cálculo de cortocircuito; las secuencias de comandos o guiones utilizados (.idv o .py); y los resultados tabulados en formato editable (.xlsx), con la fecha y versión del caso base. Los datos dinámicos (.dyr) y los archivos de simulación de estabilidad solo se requerirán si LUMA realiza dicho análisis conforme al inciso 7. Este requerimiento no obliga a LUMA a desarrollar modelos nuevos; se limita a los archivos que sustentan los resultados presentados. La presentación de estos archivos es parte integral del cumplimiento con esta Resolución y Orden.

9. Disponibilidad de instalaciones y coordinación. La disponibilidad actual de bahías, transformadores elevadores, interruptores y demás infraestructura eléctrica



necesaria; las dependencias con proyectos aprobados, generación existente y retorno al servicio de unidades fuera de servicio; y cualquier autorización o gestión necesaria para utilizar las instalaciones. LUMA coordinará con la AEE y Genera para validar los datos de emplazamiento que correspondan, incluyendo la información que estas presenten conforme a la Parte V, manteniendo su responsabilidad de presentar el informe dentro del plazo ordenado.

10. Disponibilidad de instalaciones y coordinación. La disponibilidad actual de bahías, transformadores elevadores, interruptores y demás infraestructura eléctrica necesaria; las dependencias con proyectos aprobados, generación existente y retorno al servicio de unidades fuera de servicio; y cualquier autorización o gestión necesaria para utilizar las instalaciones. LUMA coordinará con la AEE y Genera para validar los datos de emplazamiento que correspondan, incluyendo la información que estas presenten conforme a la Parte V, manteniendo su responsabilidad de presentar el informe dentro del plazo ordenado.

11. Calendario de interconexión LUMA presentará un calendario por punto y para la combinación propuesta de 800 MW, con hitos, duración, responsables, dependencias y ruta crítica, estructurado para permitir que la generación temporera esté generando e inyectando energía al sistema no más tarde de seis (6) meses desde la suscripción del contrato correspondiente. Identificará las actuaciones que deben completarse antes del otorgamiento y las que se realizarán durante los seis (6) meses siguientes —revisión técnica, disponibilidad de equipos, instalación, coordinación de protecciones, pruebas, energización y autorización de inyección— así como los equipos de largo plazo de suministro que condicionan dicho término. LUMA identificará expresamente cualquier impedimento para cumplir ese plazo, su sustento técnico y la alternativa disponible que permita atenderlo. Una limitación en un punto no releva a LUMA de evaluar los demás ni de identificar alternativas en el mismo informe.

12. Matriz consolidada. El informe incluirá una matriz consolidada con: punto; tensión; capacidad con infraestructura existente; capacidad con mejoras; elemento limitante; capacidad simultánea; incremento neto de generación; unidad desplazada, si alguna; restricciones; equipos o trabajos requeridos; costos y responsable; y plazo para iniciar la inyección. Cuando existan costos o retrasos incompatibles con los criterios ordenados, LUMA los presentará separadamente y propondrá la alternativa viable más expedita.

13. Reconciliación con información previa. LUMA reconciliará sus resultados con la evaluación de 24 de marzo de 2025; con el informe de flujo de carga para generación temporera en San Juan producido el 17 de septiembre de 2026 (mejoras a las líneas L-38300, L-38600 y L-4400) y la cifra de aproximadamente 124 MW comunicada al 3PPO para ese emplazamiento; con los SIS y FS completados entre agosto de 2025 y enero de 2026 para los proyectos de almacenamiento y generación de Genera en Costa Sur, Aguirre y Palo Seco, indicando la capacidad de inyección que dichos proyectos ya consumen en cada barra; y con el *Comprehensive Transmission Plan* presentado el 1 de junio de 2026, explicando cualquier diferencia.

III. Presentación y cumplimiento

LUMA presentará el informe con sus anejos, las tablas de resultados en formato electrónico editable y los archivos nativos requeridos en el inciso 8 de la Parte IV. LUMA presentará el informe con sus anejos y las tablas de resultados en formato electrónico editable. Toda solicitud de confidencialidad deberá identificar específicamente la información cuya protección se solicita, incluir su fundamento y acompañarse de una versión pública, conforme al Artículo 6.15 de la Ley 57-2014,²² y la política de manejo de información confidencial del Negociado de Energía.

²² Conocida como la *Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico*, según enmendada ("Ley 57-2014").



El término de ocho (8) semanas corresponde a la entrega de resultados técnicos sustentados y no únicamente a la presentación de un plan para realizar estudios en una fecha posterior. LUMA utilizará y actualizará la información existente, incluyendo la presentada en cumplimiento con la Resolución y Orden de 10 de septiembre de 2026. La presente Resolución y Orden no extiende los términos de otras órdenes vigentes ni adjudica las solicitudes de cumplimiento o confidencialidad pendientes.

IV. Conclusión

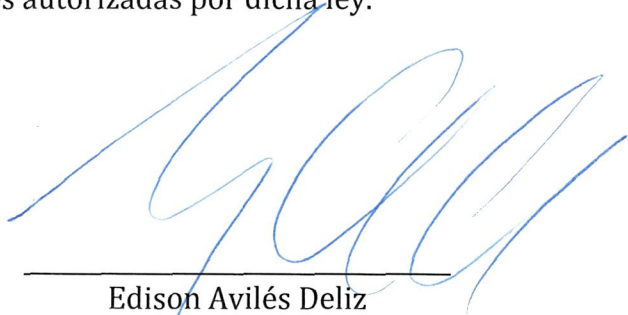
Por los fundamentos expuestos, el Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA

1. A presentar, dentro de ocho (8) semanas, contadas desde la notificación de esta Resolución y Orden, el informe técnico de capacidad de interconexión e inyección descrito en la Parte IV, con el alcance definido en la Parte II.C y el contenido mínimo allí establecido, incluyendo los archivos nativos de los casos de simulación utilizados;

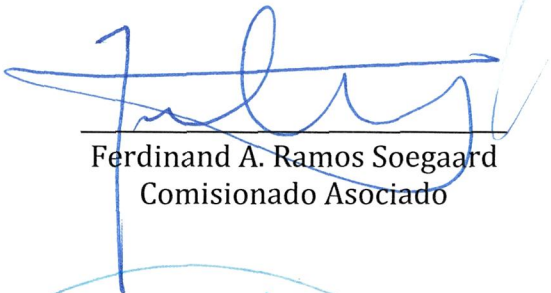
En la medida en que LUMA tenga dudas o requiera aclaraciones sobre el alcance de los aspectos técnicos de esta Resolución y Orden, sus representantes podrán comunicarse con el personal técnico y/o los consultores del Negociado de Energía para discutir dichos asuntos. No obstante, se aclara que el personal y los consultores del Negociado de Energía no están autorizados a realizar representaciones ni asumir compromisos vinculantes en nombre del Negociado de Energía. La autoridad para adoptar cualquier determinación final sobre la interpretación, alcance o cumplimiento de esta Resolución y Orden recae exclusivamente en los Comisionados del Negociado de Energía. Cualquier gestión de coordinación inicial se deberá realizar a través del Departamento de Ingeniería y Planificación del Negociado de Energía.

El Negociado de Energía **APERCIBE** a LUMA que, de conformidad con el Artículo 6.36 de la Ley 57-2014, el incumplimiento con esta Resolución y Orden podrá conllevar la imposición de multas administrativas por cada día de atraso en la presentación del informe requerido, así como las demás sanciones autorizadas por dicha ley.

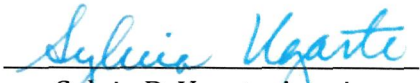
Notifíquese y publíquese.



Edison Avilés Deliz
Presidente



Ferdinand A. Ramos Soegaard
Comisionado Asociado



Sylvia B. Ugarte Araujo
Comisionada Asociada



Antonio Torres Miranda
Comisionado Asociado



Omar M. Rodríguez González
Comisionado Asociado



CERTIFICACIÓN

Certifico que así lo acordó la mayoría de los miembros del Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico el 13 de octubre de 2026. Certifico, además, que el 13 de octubre de 2026 se archivó en autos esta Resolución y Orden y se notificó copia por correo electrónico a: alexis.rivera@prepa.pr.gov; nzayas@gmlex.net; mvalle@gmlex.net; rcruzfranqui@gmlex.net; erhuertas@eragroupllc.com; raltieri@eragroupllc.com; lrn@roman-negron.com; legal@genera-pr.com; regulatory@genera-pr.com; RegulatoryPREBorders@lumapr.com; Emmanuel.porrogonzalez@us.dlapiper.com; laura.rozas@us.dlapiper.com; margarita.mercado@us.dlapiper.com

Para que así conste, firmo la presente en San Juan, Puerto Rico, hoy 13 de octubre de 2026.




Sonia Seda Gaztambide
Secretaria