INFORME TRIMESTRAL
SOMETIDO A LA OFICINA DEL OMBUDSMAN

TOMÁS J. TORRES
REPRESENTANTE DE LOS CLIENTES
JUNTA DE GOBIERNO AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA

20 DE OCTUBRE DE 2022

Índice

Requisito de Ley.....2

Preámbulo 2

Labores Realizadas y Logros Obtenidos.....2

Recomendaciones.....12

Anejos 26

Requisito de Ley

Como se requiere en la Ley 83 de 1941, Ley de la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE) según enmendada, el Representante de los Clientes ante la Junta de Gobierno de la Autoridad de Energía Eléctrica remitirá al Ombudsman un **informe trimestral que detalle las labores realizadas, logros obtenidos y recomendaciones sobre los asuntos tratados en las reuniones de la Junta**. El informe adjunto es el decimocuarto informe sometido a la Oficina del Ombudsman.

Preámbulo

El 20 de marzo de 2019 juramenté al cargo como el Representante del Interés de los Clientes ante la Junta de Gobierno de la Autoridad de Energía Eléctrica, luego de haber sido certificado por el Departamento de Asuntos del Consumidor. Posterior a mi juramentación he participado en las reuniones de la Junta de Gobierno de la AEE celebradas a partir de dicha fecha hasta el presente. Este informe cubre el periodo de julio a septiembre de 2022.

Labores Realizadas y Logros Obtenidos

Dentro de este periodo mis gestiones se concentraron en la discusión de la propuesta para cambios en la tarifa de electricidad por concepto del ajuste

trimestral de compra de combustible y compra de energía[1] para el trimestre de octubre a diciembre de 2022; discusión sobre el cuarto Informe Trimestral de Presupuesto para el año 2021–2022 y del primer Informe Trimestral de Métricas de Rendimiento ("Quarterly Performance Metrics") para el año 2022-2023, sometidos por el Operador el 8 de septiembre y el 29 de julio de 2022 respectivamente; continuar el reclamo de acciones, tanto en el foro público como en reuniones en la Junta de Gobierno, en torno a la implementación del Plan Integrado de Recursos por parte de la AEE; y discusión sobre la reacción de la AEE y del Operador del sistema eléctrico durante el evento el Huracán Fiona.

I. Discusión sobre el Alza en la Tarifa de Electricidad por Concepto de Ajuste Trimestral

El 23 de septiembre de 2022 Luma Energy sometió ante el Negociado de Energía el ajuste trimestral por concepto de compra de combustible y compra de energía[2]. El ajuste sometido fue por la cantidad de 2.62 cent por Kw-h, equivalente a una disminución de aproximadamente 8.5% para los consumidores residenciales, 7.8% para consumidores comerciales e

---

[1] El Negociado de Energía según la Resolución Final y Orden del caso CEPR-AP-2015-0001, Revisión de Tarifas de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico de 10 de enero de 2017 determinó realizar trimestralmente el ajuste por concepto de compra de combustible (FCA), compra de energía (PPCA) y subsidio de combustible (FOS); y realizar anualmente el ajuste por concepto de la contribución en lugar de impuestos (CELI), subsidios de interés social y alumbrado público (SUBA-HH), y otros subsidios (SUBA-NHH). https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2017/04/31-marzo-2017-Resolucion-Final-y-Orden-ver-si%C3%B3n-espa%C3%B1ol-CEPR-AP-2015-0001-1.pdf

[2] Motion Submitting Quarterly Reconciliations for the Months of July and August 2022 and FCA, PPCA and FOS Calculated Factors and Request for confidential Treatment. https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/09/Motion-Submitting-Reconciliations-for-the-Months-of-July-and-August-2022-and-FCA-PPCA-and-FOS-Calculated-Factors-and-Request-For-Confidential-Treatment-NEPR-MI-2020-0001.pdf

industriales pequeños, 8.2% para consumidores comerciales e industriales medianos y 8.6% para consumidores comerciales e industriales grandes.

El 29 de septiembre de 2022 el Negociado de Energía aprobó un ajuste de 2.79 centavos por kilovatio-hora, para todas las clases de clientes[3]. El ajuste aprobado resulta, dependiendo del consumo, en una tarifa de 27.59 centavos por kilovatio-hora, equivalente a una disminución de 9.17%, para los consumidores residenciales; una tarifa de 30.98 centavos por kilovatio-hora, equivalente a una disminución de 8.26%, para los consumidores comerciales e industriales pequeños; una tarifa de 28.99 centavos por kilovatio-hora, equivalente a una disminución de 8.78%, para los consumidores comerciales e industriales medianos; y una tarifa de 27.82 centavos por kilovatio-hora, equivalente a una disminución de 9.11%, para los consumidores comerciales e industriales grandes.

Participé en el proceso de discusión pública sobre el ajuste realizado con el fin de explicar la disminución en la factura. No obstante, debido a que actualmente en promedio, **Puerto Rico genera 3.78% de su energía de fuentes de energía renovable, depende en cerca de un 96% de combustibles fósiles para la generación de energía[4],** por lo que he propuesto, en este y pasados informes, desarrollar una estrategia para

---

[3] Determinación sobre los Factores de las Cláusulas de Ajuste Anual para el periodo de julio 2022 a junio 2023; Determinación sobre los Factores de las Cláusulas de Ajuste Trimestral para el periodo octubre — diciembre 2022. https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/09/20220929-MI20200001-Resolucion-y-Orden-Factores-oct-nov-2022.pdf

[4] Negociado de Energía, Caso NEPR-MI-2019-0016, Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico. LUMA's Interconnection Progress Report for May to July 2022, Cartera de Energía Renovable - Año Natural 2021, Tabla X, 16 de Agosto de 2022. Anejo-1-Datos-NEPR-MI-2019-0016-16-ago-22.xlsx (live.com)

enfrentar posibles aumentos en la factura de electricidad, la cual debe incluir:

1) Establecer un **Fondo de Estabilización del Sistema Eléctrico**, para mitigar los aumentos causados principalmente por incrementos en el costo de combustible.
2) Establecer **mecanismos para compra de combustibles en los mercados de futuro**, bajo la supervisión del Negociado de Energía.
3) Implantar una **acelerada diversificación de fuentes energéticas** con una rápida integración de energía renovable, a nivel centralizado y a nivel distribuido, según las metas establecidas en el Plan Integrado de Recursos (PIR) aprobado por el Negociado de Energía[5], con el fin de romper con la dependencia de combustible importado.

II. Informe Trimestral de Presupuesto e Informe Trimestral de Métricas de Rendimiento ("Quarterly Performance Metrics")

El 8 de septiembre de 2022 LUMA presentó ante el Negociado de Energía el cuarto Informe Trimestral de Presupuesto bajo el Caso Núm. NEPR-MI-2021-0004[6]. El informe señala que en su cuarto trimestre LUMA tiene un sobrante por $19.6 millones en el presupuesto operacional y un sobrante de $22 millones en la partida de gastos de capital no cubiertos por fondos

[5] Negociado de Energía. Caso NEPR-AP-2018-0001. "Final Resolution and Order on the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan". Ver página 282 "Modified Action Plan - Table of Components". https://energia.pr.gov/wp content/uploads/sites/7/2020/08/AP20180001-IRP-Final-Resolution-and-Order.pdf

[6] Negociado de Energía. Caso NEPR-MI-2021-0004. "Review of Luma's Initial Budget. Submission of Financial Results for the Fourth Quarter of Fiscal Year 2022. Table 1.1 Initial Budget Summary". 8 de septiembre de 2022. https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/09/Motion-Submitting-Financial-Results-for-the-Fourth-Quarter-of-Fiscal-Year-2022-NEPR-MI-2021-0004.pdf

federales. Este informe junto con el informe del primer trimestre sometido el 15 de noviembre de 2021 (que refleja un déficit operacional de $32 millones), el informe del segundo trimestre sometido el 15 de febrero de 2022 (que refleja un déficit operacional de $27.9 millones)[7] y el informe del tercer trimestre (que refleja un sobrante de 20.1 millones)[8] suma un **déficit en el presupuesto operacional de $20 millones durante el primer año de operación del Operador**. Además, se refleja un sobrante acumulado en gastos de capital no cubiertos con fondos federales de $26.3 millones.

En cuanto a **gastos de capital de fondos federales**, solo se gastaron $59.1 millones del presupuesto aprobado de $650.4 millones. Esto representa **un gasto en fondos federales de solo 9.09%** del presupuesto aprobado durante el primer año del Operador del sistema eléctrico.

En el foro público discutí y cuestioné lo relacionado a los gastos reflejados en el cuarto Informe Trimestral de Presupuesto publicado el 8 de septiembre, que reflejó **un déficit acumulado en las operaciones del sistema de transmisión y distribución de $20 millones** y poca

---

[7] Review of Luma's Initial Budget. Submittal of Quarterly Report. Table 2.1 Initial Budget Summary. NEPR_MI-2021-0004. 15 de febrero de 2022. https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/02/Motion-to-Submit-Quaterly-Report-NEPR-MI-2021-0004.pdf

Review of Luma's Initial Budget. Submittal of Quarterly Report. Table 2.1 Initial Budget Summary. NEPR_MI-2021-0004. 15 de noviembre de 2021**.** https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2021/11/Motion-to-Submit-Initial-Budgets-Quarterly-Report-NEPR-MI-2021-0004.pdf

[8] Review of Luma's Initial Budget. Submittal of Quarterly Report. Table 2.1 Initial Budget Summary. NEPR_MI-2021-0004. 16 de mayo de 2022. https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/05/Motion-to-Submit-Quarterly-Report-NEPR-MI-2021-0004.pdf

utilización (solo un 9.09% de los fondos federales presupuestados) para la reconstrucción del sistema. Mantener las operaciones en presupuesto y lograr el correcto uso de fondos federales para la construcción del sistema eléctrico requiere una supervisión adecuada del Operador.

Un exceso en gastos operacionales, por parte del Operador, puede resultar en el recobro de este sobregiro a los consumidores, resultando en un incremento en la tarifa de electricidad. Por el contrario, una **baja utilización de fondos federales** de solo un **9.09% del presupuesto aprobado** resulta en un retraso en la reconstrucción del sistema eléctrico.

Este incumplimiento con las métricas y el sobregiro en gastos operacionales **refleja la falta de supervisión al Operador**.

El 29 de julio de 2022 el Operador del sistema eléctrico solicitó una un nuevo itinerario para los Informes Trimestrales de Métricas de Rendimiento ("Quarterly Performance Metrics"), para el año fiscal 2022-2023, bajo el Caso Núm. NEPR-MI-2019-0007[9]. Mediante el cambio solicitado, los informes trimestrales se someterán en acuerdo con el año fiscal, de julio 2022 a junio 2023. Para tales efectos el Operador sometió las métricas para el mes de junio junto con la moción del 29 de julio. El Negociado de Energía en su Resolución y Orden del 18 de agosto de 2022 aprueba esta petición[10].

---

[9] Negociado de Energía. Caso NEPR-MI-2019-0007. "Request for Modification of Schedule for Filing System Data and Submission of Performance Metrics Report for June 2022". https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/08/Request-for-Modification-of-Schedule-for-Filing-System-Data-and-Submission-of-Performance-Metrics-Report-for-June-2022-NEPR-MI-2019-0007.pdf

[10] Negociado de Energía. Caso NEPR-MI-2019-0007. June 2021 -May 2022, 12 -Month Metrics Summary". https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/08/20220818-MI20190007-Resolution-and-Order.pdf

Estas métricas, entre otros indicadores, miden la **duración y frecuencia de interrupciones de servicio**. Para el Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI por sus siglas en ingles) el valor durante el mes de junio fue de 138 minutos. Según el "Final Performance Baseline data and Benchmarks", publicado por el Negociado de Energía el 21 de mayo de 2021[11], la meta de referencia ("benchmark") ante el cual las operaciones de la AEE van a ser comparadas es de 102 minutos, en un término de un año. El SAIDI observado durante el mes de junio excede el "bechmark" establecido para el año de operación.

Para el Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI por sus siglas en ingles) el valor durante este mes es de 0.66 interrupciones. Según el "Final Performance Baseline data and Benchmarks", el "benchmark" ante el cual las operaciones de la AEE van a ser comparadas es de una (1) interrupción en un año. Si se proyecta el SAIFI del mes de junio al primer trimestre del año, el valor sería de 1.98 interrupciones lo cual excedería el parámetro establecido, aun en el primer trimestre.

Para el Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente (CAIDI por sus siglas en ingles) el valor promedio durante este mes es de 201.11 minutos. Según el "Final Performance Baseline data and Benchmarks", el "benchmark" ante el cual las operaciones de la AEE van a ser comparadas

[11] Final Performance Baseline data and Benchmarks. Puerto Rico Energy Bureau. May 21, 2021. https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2021/05/Resolution-and-Order-NEPR-MI-2019-0007.pdf

es de 101 minutos. El CAIDI del mes de junio duplica el valor del "benchmark".

En resumen, durante el primer mes del segundo año del Operador del sistema eléctrico, los valores de las métricas rendimiento, relacionadas directamente con la operación del sistema eléctrico, SAIDI, SAIFI y CAIDI, muestran que el patrón de incumplimiento con las metas establecidas observado durante el primer año de servicio del Operador se mantiene al comienzo de este segundo año de operación. Esto en comparación con los "bechmarks" establecidos por el Negociado de Energía.

Durante la reunión de la Junta de Gobierno del mes de agosto cuestioné nuevamente a la gerencia del Operador del sistema de transmisión y distribución sobre los esfuerzos realizados en torno a la **poda y control de vegetación**. Altos índices de **interrupciones de servicio** requieren una acción especial en lo relacionado al **control de vegetación**, lo cual incide directamente sobre estas métricas.

III. Continuar el reclamo en torno a la implementación del Plan Integrado de Recursos por parte de la AEE

El 11 de abril de 2022 el Departamento de Recurso Naturales celebró una vista pública en torno a adoptar el Plan de Implementación Estatal para las Áreas de No Logro con el Estándar Nacional de Calidad de Aire Ambiental de Dióxido de Azufre (SIP por sus siglas en inglés)[12]. Como se indica en el SIP, una de las principales fuentes de emisión de Dióxido de Azufre lo es la Autoridad de Energía Eléctrica. La solución provista en el SIP fue la

[12] Aviso de vista Pública https://www.drna.pr.gov/wp-content/uploads/2022/03/DRNA_Aviso_27-Pag_PH.pdf

conversión a gas natural de las principales unidades de las centrales San Juan, Palo Seco y Aguirre, con un itinerario de conversión, a gas natural, entre el 2022 y el 2030[13].

El 2 de junio se informó que el durante el proceso de vistas públicas, el Departamento de Recursos Naturales recibió comentarios por parte de la Junta de Supervisión Fiscal y el Negociado de Energía de Puerto Rico, estableciendo que el SIP no cumplía con el Plan Integrado de Recursos, que procura el desarrollo ordenado de la red eléctrica. También, se informó que el Departamento de Recurso Naturales no sometió el SIP a la Agencia Federal de Protección ambiental (EPA por sus siglas en ingles) y que se encontraba en el desarrollo de un plan adecuado[14]. **Posteriormente, el Departamento de Recursos Naturales enmendó el SIP [15]. El plan estuvo disponible para comentarios hasta el 7 de octubre de 2022[16].**

Luego de enmendado el SIP, durante las reuniones de la Junta de Gobierno, la gerencia de la AEE indicó que aún respaldaba las propuestas incluidas en el plan anterior, en torno a gasificar sus unidades existentes. Durante la

---

[13] Puerto Rico Non-Attainment State Implementation Plan Sulfur Dioxide (SO2) National Ambient Air Quality Standard. Department of Natural Resources. 2022. Ver Tabla "Final Plan (Gas Conversions)", en pagina 15. https://www.drna.pr.gov/wp-content/uploads/2022/03/PR-SO2-NAA-SIP.pdf

[14] La EPA impone sanciones al gobierno de Puerto Rico por no entregar el plan de cumplimiento de calidad del aire. El Nuevo Dia. 2 de junio de 2022. https://www.elnuevodia.com/noticias/gobierno/notas/la-epa-impone-sanciones-al-gobierno-de-puerto-rico-por-no-entregar-el-plan-de-cumplimiento-de-calidad-del-aire/

[15] Puerto Rico Non-Attainment State Implementation Plan Sulfur Dioxide (SO2) National Ambient Air Quality Standard. Department of Natural Resources. Modified Plan. 2022. Ver "Table #3: PREPA Projected SO2 Allowable Emissions 2019-2029" en página 9. https://docs.pr.gov/files/DRNA/8.2022%20PR-SO2-NAA-SIP.pdf

[16] Aviso de Extensión de Periodo de Comentario Público https://docs.pr.gov/files/DRNA/DRNA_Aviso_SIP-%20RCCA-9.26.2022.pdf

reunión del mes de agosto, en respuesta a los planteamientos de la gerencia de la AEE, indiqué que las acciones incluidas dentro del SIP modificado están alineadas con Plan Integrado de Recursos aprobado por el Negociado de Energía el 24 de agosto de 2020, por lo que la AEE debe enfocarse en implementar el mismo.

Discusión de la reacción de la AEE y del Operador del sistema eléctrico durante el evento el Huracán Fiona

El 18 de septiembre de 2022 el Huracán Fiona pasó por Puerto Rico. Aunque este huracán era de categoría 1 y solo tocó tierra en la esquina sur oeste de la isla, tras su paso, el servicio eléctrico se afectó en toda la isla[17]. Durante la reunión de la Junta de Gobierno del mes de septiembre, y en el foro público, cuestioné las coordinaciones realizadas en vías de segregar el sistema eléctrico con el fin de mantener en servicio áreas que no experimentaron vientos de huracán.

Además, indiqué que, en el Plan Integrado de Recursos, aprobado por el Negociado de Energía, se especifica que el sistema eléctrico de Puerto Rico requiere ser segregado en mini-redes con propósitos de resiliencia en términos de transmisión, distribución, y generación[18]. Esto es para evitar que fallas localizadas en transmisión, distribución, y en generación, afecten la continuidad del servicio eléctrico en el resto del sistema. En el foro

---

[17] El huracán Fiona llega a Puerto Rico y deja sin electricidad a la isla. El País.com. 2022. https://elpais.com/internacional/2022-09-18/puerto-rico-se-queda-sin-luz-por-la-llegada-del-huracan-por-el-huracan-fiona.html

[18] Negociado de Energía. Caso NEPR-AP-2018-0001. "Final Resolution and Order on the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan". Ver página 282 "Modified Action Plan - Table of Components". *Op-Cit*. https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2020/08/AP20180001-IRP-Final-Resolution-and-Order.pdf

público, expresé la relevancia que tiene que el Negociado de Energía culmine el proceso para configurar finalmente el sistema eléctrico, en términos de mini-redes, para dar dirección a los trabajos de reconstrucción del sistema eléctrico.

También, cuestioné el manejo de la información durante y posterior al evento, señalando que el Operador del sistema eléctrico removió de su página web la información relacionada el número de clientes sin servicio, sustituyéndola por información que, aunque indicaba el progreso de los trabajos de recuperación y el número global de clientes sin servicio, no detallaba la información por las regiones del sistema. La AEE, por el contrario, mantuvo en todo momento información en su página web[19], en tiempo real, de la generación, incluyendo cuanto entraban y salían del sistema de servicio unidades críticas. Esto, es un reflejo de la falta de supervisión del Operador del sistema eléctrico, cuyo contrato no es administrado por la Autoridad de Energía Eléctrica, sino o por la Autoridad de Alianzas Publico Privadas.

Recomendaciones

I. Bajar y Estabilizar Costos Energéticos

Aunque el costo energético está actualmente en la baja y el Negociado de Energía determinó el 29 de septiembre pasado una disminución de 2.79 cent per kw-h, para el próximo trimestre que corre de octubre a diciembre

[19] Autoridad de Energía Eléctrica. Generación, Carga por Lugar https://aeepr.com/es-pr/Paginas/NewGen/LoadPerSite.aspx

de 2022[20], bajar y **estabilizar el costo de energía** es necesario para lograr un desarrollo económico sostenible en Puerto Rico. Costos de energía en exceso de 32 centavos por kilovatio-hora resultan en la pérdida de empleo, disminución en el producto bruto y aumento en la inflación[21].

Por lo tanto, se requieren medidas y alternativas que provean energía a los consumidores a costos accesibles. En diferentes jurisdicciones y estados se ha implementado lo que se conoce como **"On Bill Financing and Repayment Programs" (Programas de Financiamiento y Repago).** Estos programas están dirigidos a proveer financiamiento a los consumidores en especial a los relacionado con la instalación de renovables. En resumen, el consumidor a través de este tipo de programa puede **financiar proyectos de energía renovable por medio de su factura de electricidad**. Este tipo de programa facilita el acceso a financiamiento mediante procesos supervisados por el regulador. Muchas jurisdicciones han establecidos este tipo de programa por los beneficios que trae a los consumidores incluyendo reducir los costos de energía y ampliar el acceso a financiamiento de renovables más allá de financiamientos convencionales[22].

---

[20] Determinación sobre los Factores de las Cláusulas de Ajuste Anual para el periodo de julio 2022 a junio 2023; Determinación sobre los Factores de las Cláusulas de Ajuste Trimestral para el periodo octubre-diciembre 2022. *Op. Cit.*

[21] An Independent Economic Evaluation of the Definitive Restructuring Support Agreement for Outstanding PREPA's Debt, of PREPA Fiscal Plan and a Modest Proposal. Ramon Cao-Garcia. 30 de agosto de 2019. *Op Cit.* http://tomastorresjuntaaee.com/wp/wp-content/uploads/2019/09/Final-Report.pdf

[22] Clean Energy Finance: On-bill Programs https://www.epa.gov/sites/default/files/2019-09/documents/usepa_on-billprograms_final_0.pdf

En reuniones de la Junta de Gobierno de la AEE y públicamente, he indicado que **la AEE se debe convertir en un facilitador en lo relacionado al financiamiento e instalación de generación distribuida renovable por los consumidores**.

Este esfuerzo, además, debe estar dirigido a establecer una base de generación distribuida para la incorporación de Plantas Virtuales de Energía (VPP por sus siglas en inglés) según el Plan Integrado de Recursos aprobado.

Además, como he propuesto en este y pasado informes, se requiere implementar medidas a corto, mediano y largo plazo para atender esta situación:

- **Corto Plazo** - Creación de un Fondo de Estabilización para el Sistema Eléctrico que facilite la mitigación de los aumentos, mayormente causados, por compra de combustible para generación de energía.
- **Mediano Plazo** - Establecimiento de procesos para la compra de combustible a futuro, incluyendo instrumentos financieros, como seguros, que ayuden a estabilizar fluctuaciones en el costo de combustible.
- **Mediano – Largo Plazo** – Establecer una acelerada implementación de proyectos de energía renovable, a nivel centralizado y a nivel de distribución, en cumplimiento con los objetivos de política pública establecidos bajo la Ley Núm. 17 de 2019.

II. Acelerar la Implementación del Plan Integrado de Recursos

1. Diversificación Energética

Actualmente de la totalidad de la generación de energía en Puerto Rico solo se produce el 3.76% de fuentes de energía renovable[23], dependiendo en más de un 96% de combustibles fósiles. Por lo tanto, se requiere acelerar la implementación de fuentes de energía renovables en cumplimiento con la Ley 17 de 2019 y el Plan Integrado de Recursos.

Para esto, he propuesto tratar el tema de la generación en dos formas. Primero, se debe de incentivar la generación de energía de manera distribuida, como establecido en la Ley 17 de 2019. Esto por medio de la instalación de sistemas de generación de energía renovable y almacenamiento de energía por los consumidores. En segundo término, es necesario acelerar la implementación los proyectos a nivel centralizado. El pasado 1 de septiembre de 2022 el Negociado de Energía hizo público la otorgación de los contratos de 844 megavatios de energía renovable, como parte del primer tramo para la adquisición de energía y almacenamiento de energía[24]. Sin embargo, para cumplir con las metas del Plan Integrado de Recursos, es necesario lograr para el 2025 la cantidad

---

[23] Negociado de Energía. Caso NEPR-MI-2019-0016. Informes de Progreso de Interconexión de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico. LUMA's Interconnection Progress Report for May to July 2022, Cartera de Energía Renovable - Año Natural 2021, Tabla X, 16 de Agosto de 2022. *Op. Cit*

[24] Negociado de Energía. Caso NEPR-MI-2020-0012. "Renewable Energy Generation and Energy Storage Resource Procurement Plan - First Tranche Projects for Phase III Contract Negotiation and Final Interconnection Plan Approvals". https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/09/20220901-MI20200012-Resolution-and-Order.pdf

de 3,750 megavatios de energía renovable y 1,500 megavatios de almacenamiento de energía[25]. Por lo tanto, se requiere acelerar este proceso de adquisición para alinear la ejecución con las metas establecidas en el plan.

También, el Negociado de Energía ordenó a la AEE el pasado 3 de agosto de 2022, como parte del Caso NEPR-MI-2021-0003 coordinar con la Autoridad de Alianzas Público-Privadas un proceso de requisición de propuesta (RFP por sus siglas en ingles) para un nuevo ciclo combinado de combustión dual para gas natural e hidrógeno o para ser convertido para quemar hidrógeno, a ser desarrollado en cualquier lugar en Puerto Rico. El Negociado establece, en la nota 49 de la orden, que para el año 2050 el hidrógeno utilizado será hidrógeno verde[26].

Dado que el hidrógeno verde se deriva del agua, este sería una fuente sostenible de energía, proveyendo además para la autosuficiencia energética de energía para la isla. Ello como sustituto del gas natural en las turbinas de combustión y en los ciclos combinados. A su vez, ya que el proceso de electrolisis que se utiliza para separar el hidrogeno del oxígeno se nutre de fuentes

---

[25] Negociado de Energía. Caso NEPR-AP-2018-0001. "Final Resolution and Order on the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan". *Op-Cit.* Ver página 267, párrafo 860. "Table 17. Guidance for Solar PV/Renewables, and Battery Energy Storage RFP Tranches".

[26] Negociado de Energía. Caso NEPR-MI-2021-0003. "Resolution and Order regarding Motion to Submit November 2021 Status Report in Compliance with Order Entered on February 1, 2021; Motion to Submit December 2021 Status Report in Compliance with Order filed by the Puerto Rico Electric Power Authority; and Determination for the establishment of a P3 for a new CCGT which can be converted to burn hydrogen at any location in Puerto Rico". https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/08/20220803-MI20210003-Resolution-and-Order.pdf

renovables, tanto solar como viento, el producir energía con hidrogeno verde está en línea con la política energética de Puerto Rico. En la actualidad diversos países alrededor del mundo están desarrollando megaproyectos en torno al hidrogeno verde, el cual se ha denominado "la energía del futuro" [27], [28].

Sin embargo, **la fecha establecida por el Negociado de Energía de 2050 como requisito para la utilización de hidrógeno verde en el ciclo combinado propuesto no reflejan la urgencia y la necesidad de la isla en cuanto a autosuficiencia energética**. Por lo tanto, se debe priorizar el desarrollo de este tipo de proyecto de manera acelerada, incluyendo actividades de investigación y desarrollo dirigidas a bajar el costo de producción.

2. Mini-redes

El Plan Integrado de Recursos, requiere la implementación de mini-redes para propósitos de resiliencia en términos de generación y otros aspectos de la red[29]. Para estos propósitos el Negociado de Energía crea el caso "Optimization Proceeding of Minigrid

[27] Hidrógeno verde: 6 países que lideran la producción de una de las "energías del futuro" (y cuál es el único latinoamericano) https://www.bbc.com/mundo/noticias-56531777

[28] International Renewable Energy Agency (IREA). Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°c Climate Goal, Part III, Green hydrogen Cost and Potential. 2022. https://irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2022/may/irena_global_hydrogen_trade_costs_2022.pdf

[29] Negociado de Energía. Caso NEPR-AP-2018-0001. "Final Resolution and Order on the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan". Ver página 282 "Modified Action Plan - Table of Components". Op-Cit.

Transmission and Distribution Investments"[30]. Según el archivo electrónico del Negociado, a la fecha de publicación de este informe, la última entrada del caso ocurrió el 6 de agosto de 2021[31]. Ello sin haber completado la definición en torno a la segregación del sistema en regiones compuestas por mini-redes.

Es necesario que se complete esta definición, para de esta manera dar una dirección clara a la reconstrucción del sistema eléctrico. De lo contrario, se pueden retrasar los trabajos o encaminarse de una manera equivocada si la definición (en cuanto la segregación del sistema en regiones compuestas por mini-redes) se culmina luego de haber comenzado la ejecución de los trabajos.

III. Evaluación del Contrato del Operador del Sistema de Transmisión y Distribución

He propuesto públicamente modificar áreas específicas dentro del acuerdo del Operador del sistema de transmisión y distribución para convertir el sistema eléctrico de Puerto Rico en uno que provea un servicio confiable y a bajos costos para todos los consumidores, en cumplimiento con la política energética de Puerto Rico, Ley 17 de 2019.

Estas propuestas toman mayor relevancia al considerar el vencimiento del Contrato Suplementario, como parte del acuerdo del Operador del sistema

---

[30] Negociado de Energía. Caso NEPR-MI-2020-0016. "Optimization Proceeding of Minigrid Transmission and Distribution Investments" https://energia.pr.gov/en/dockets/?docket=nepr-mir-2020-0016

[31] Negociado de Energía. Caso NEPR-MI-2020-0016. "Optimization Proceeding of Minigrid Transmission and Distribution Investments". https://energia.pr.gov/en/dockets/?docket=nepr-mir-2020-0016

de transmisión y distribución[32]. Por lo tanto, se debe aprovechar esta coyuntura para lograr no solo estas enmiendas sino los cambios necesarios para asegurar la una acelerada transformación del sistema eléctrico de Puerto rico en beneficio de los consumidores.

1. Supervisión del Contrato por Parte de la AEE

Como indicado en el pasado informe, el 20 de junio de 2022 el Operador sometió el cuarto Informe Trimestral de Métricas de Rendimiento ("Quarterly Performance Metrics") bajo el Caso Núm. NEPR-MI-2019-0007[33]. El informe contiene las métricas principales que miden la **duración y frecuencia de la interrupción de servicio** [34] **,** incluyendo el Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI por sus siglas en ingles); el Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente (CAIDI por sus siglas

---

[32] El Acuerdo Suplementario (ver página 313 del OMA) en la Sección 7.1 (a) establece que este Acuerdo Suplementario termina automáticamente sin acción por parte del Operador, y sin necesidad de una decisión judicial o árbitro que confirme esta terminación. Esto en caso de que la Fecha de Comienzo de Servicio no ocurra en o antes de 18 meses después de la fecha de entrada en vigencia del Acuerdo Suplementario (1 de junio de 2021). La sección también establece que la fecha de terminación del período interino puede extenderse, a petición del Administrador del Contrato, por mutuo acuerdo de las partes antes de la terminación del período interino.

Operation and Maintenance Agreement (OMA) by and among The Puerto Rico Electric Power Authority as Owner, The Puerto Rico Public-Private Partnerships Authority, as Administrator, Luma Energy, LLC as ManagementCo, and Luma Energy Servco, LLC as ServCo. June 22, 2020. https://www.p3.pr.gov/wp-content/uploads/2020/06/executed-consolidated-om-agreement-td.pdf

[33] The Performance of PREPA. Submission of Quarterly Performance Metrics for March, April and May 2022. NEPR-MI-2019-0007. 20 de junio de 2022. *OP. Cit.* https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/06/Motion-Submitting-Quarterly-Performance-Metrics-NEPR-MI-2019-0007-1.pdf

[34]The Performance of PREPA. Resumen de Métricas Trimestrales Transmisión y Distribución. NEPR-MI-2019-0007. 20 de junio de 2022. *Op Cit.* https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fenergia.pr.gov%2Fwp-content%2Fuploads%2Fsites%2F7%2F2022%2F06%2F22-06-20-Resumen-Metricas-.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK.

en ingles); y el Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI por sus siglas en ingles). Según el informe, el SAIDI y el CAIDI estuvieron fuera de parámetros en comparación con las metas de referencia ("benchmarks") establecidas por el Negociado de Energía. Aunque el SAIFI (que mide la frecuencia de interrupción promedio del sistema) estuvo por debajo de las metas del "benchmarks", al SAIDI (que mide la duración de interrupción promedio del sistema) aumentar, esto implica que hay **menos interrupciones, pero de mayor duración**.

Esta falta de cumplimiento con las métricas establecidas señala la necesidad de una mejor supervisión del Operador. Además, como parte de una buena gestión de supervisión del contrato de operación y mantenimiento del sistema, la ejecución del Operador durante el evento del Huracán Fiona amerita ser evaluada. Como indicado en la sección previa, durante la reunión de la Junta de Gobierno del mes de septiembre, cuestioné las coordinaciones realizadas en vías de segregar el sistema eléctrico con el fin de mantener en servicio áreas que no experimentaron vientos de huracán. Esto debido a que, aunque este huracán era de categoría 1 y solo tocó tierra en la esquina sur oeste de la isla, tras su paso **el servicio eléctrico se afectó en toda la isla.**

El acuerdo para la operación y mantenimiento del sistema eléctrico establece que el administrador del contrato del Operador es la Autoridad para las Alianzas Público-Privadas. El dueño de los activos del sistema eléctrico y la entidad con pericia en el campo energético es la AEE. Por lo tanto, el contrato debe ser modificado para designar

a la AEE como administrador del acuerdo para ejecutar una supervisión directa al Operador.

2. **Costos de Contrato**

Para el año fiscal 2022-2023, el Operador del sistema de transmisión y distribución solicitó, como parte de los documentos sometidos el 13 de julio de 2022, una tarifa anual ("fee") por concepto de costo fijo de $122 millones. El contrato del Operador establece un costo fijo de $115 millones anuales[35], por lo que el presupuesto solicitado implica un aumento de $7 millones, el cual se trata de justificar por inflación. Además, el Operador solicitó un presupuesto Operacional de $547 millones, un aumento de $20 millones del presupuesto anterior[36],[37],[38],[39]. Sin embargo, el Operador solicitó un presupuesto de Gastos Capitales de $581 millones, aproximadamente $70

---

[35] Mientras la AEE permanezca dentro del proceso de quiebra bajo el Titulo III de PROMESA el costo fijo anual es de $115 millones. Luego del proceso de quiebra el costo anual se divide en tarifa fija e incentivos. La tarifa fija anual comienza en $70 millones en el primer año, aumentando a $105 millones en el cuarto año, permaneciendo constante durante el resto del término del contrato. La tarifa por concepto de incentivos comienza en $13 millones en el primer año, aumentando a $20 millones en el cuarto año, permaneciendo constante durante el resto del término del contrato. "Operations and Maintenance Agreement". Junio, 2020. https://www.p3.pr.gov/wp-content/uploads/2020/06/executed-consolidated-om-agreement-td.pdf

[36] Negociado de Energía. Caso NEPR-MI-2021-0004. "Review of Luma's Initial Budget. Submittal of Quarterly Report. Table 2.1 Initial Budget Summary". 15 de noviembre de 2021. *Op Cit*

[37] Negociado de Energía. Caso NEPR-MI-2021-0004. "Review of Luma's Initial Budget. Submittal of Quarterly Report. Table 2.1 Initial Budget Summary". 15 de febrero de 2022. *Op Cit*

[38] Negociado de Energía. Caso NEPR-MI-2021-0004. "Review of Luma's Initial Budget. Submittal of Quarterly Report. Table 2.1 Initial Budget Summary". 16 de mayo de 2022. *Op. Cit.*

[39] Negociado de Energía. Caso NEPR-MI-2021-0004. "Review of Luma's Initial Budget. Submission of Financial Results for the Fourth Quarter of Fiscal Year 2022. Table 1.1 Initial Budget Summary". 8 de septiembre de 2022. *Op. Cit.*

millones menos que el presupuesto del año anterior[40], [41]. En otras palabras, el presupuesto sometido, tiene un incremento en la tarifa del Operador, y en sus costos operacionales. No obstante, el presupuesto en Gastos Capitales con Fondos Federales (que son los fondos que se utilizan para proyectos de reconstrucción) es uno menor.

Como discutido en el informe anterior, según la Determinación del Requisito Total de Ingresos y Cambio en las Tarifas Base ("Determination of Total Revenue Requirement and Change in Base Rates") de la AEE, aprobado por el Negociado de Energía el 8 de marzo de 2017[42], **las partidas de gastos para Transmisión, Distribución, y Gastos de Facturación al Cliente son por la cantidad de $311,751,000, desglosados de la siguiente manera:**

- Gastos Transmisión $ 38,136,000
- Gastos Distribución $188,281,000
- Gastos Facturación al Cliente $ 85,334,000

[40] Negociado de Energía. Caso NEPR-MI-2021-0004. "Motion Submitting Fiscal Year 2023 Annual Budget as Approved and Certified by the Financial Oversight and Management Board for Puerto Rico" https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/07/20220713-Motion-Submitting-Fiscal-Year-2023-Annual-Budget-as-Approved-and-Certified-by-Financial-Oversight-and-Management-Board-for-Puerto-Rico-1.pdf

[41] Negociado de Energía. Caso NEPR-MI-2021-0004. "Motion Submitting presentation or Virtual Technical Conference in compliance with August 25th Order" https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/09/Motion-Submitting-Presentation-for-Virtual-Technical-Conference-in-Compliance-with-Resolution-and-Order-Dated-August-25-2022-NEPR-MI-2021-0004.pdf

[42] Final Resolution. Puerto Rico Electric Power Authority Rate Review. Ruling on PREPA's Motion for Reconsideration and Motion for Clarification. March 8, 2017. https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2017/03/8-marzo-2017-Final-Resolution-PREPAs-Reconsideration-CEPR-AP-2015-0001.pdf

Estas partidas incluyen las funciones que principalmente fueron delegadas al Operador. En adición a estas partidas, dentro de la Determinación de Ingreso existe la partida de **Administración y Gastos Generales** que incluye toda la operación de la AEE en el 2017, incluyendo Generación. Esta partida es **por $132,295,000.00.** En un ejercicio comparativo con el presupuesto del Operador para el Año Fiscal 2022-2023, aun incluyendo esta partida de Administración y Gastos Generales en su totalidad, los gastos propuestos por el Operador son **23% mayores que todas estas partidas consideradas como parte de la Determinación del Requisito de Ingreso Total y Cambio en las Tarifa Base, realizado en el 2017, aún vigente.**

Por lo tanto, **los costos en el contrato del Operador deben ser revaluados, especialmente luego que la AEE salga de su proceso de quiebra**. Esto considerando la nueva condición financiera de la AEE y la resultante reducción en riesgo para el Operador.

Además, el acuerdo del Operador duplica en costos el contrato entre Long Island Lighting Company (d/b/a LIPA)[43] y PSEG[44], que fue el modelo utilizado para la transacción y compensación según se indica

---

[43] New York State. Frequently Asked Questions. What is LIPA and what do its operations cover? https://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/e2e4be1e30de7d2485257f5700649e77?OpenDocument&ExpandSection=2%2C5%2C6%2C10%2C8%2C4%2C12

[44] Public Service Enterprise Group Inc. (PSEG). The PSEG Family of Companies, Company Information. https://corporate.pseg.com/aboutpseg/companyinformation/thepsegfamilyofcompanies

en el Informe del Comité de Alianzas Alianza Público-Privada de Puerto Rico para el Sistema de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica[45]. El contrato entre LIPA y PSEG, según enmendado en diciembre de 2021, cuenta con una compensación fija al Operador de $38 millones y un máximo de $20 millones anuales en incentivos, para un total de $58 millones[46].

3. Continuidad de Servicio, por medio del recurso humano necesario para operar el sistema

Como señalado en la sección anterior la métrica SAIDI, que mide la duración de la interrupción de servicio promedio del sistema, refleja un valor acumulado entre junio de 2021 a mayo de 2022 de 1,648.60 minutos, equivalente a 27.5 horas. La continuidad de servicio depende del recurso humano disponible. Como parte del contrato se requirió que los empleados de la AEE, cuyas funciones pasaban al Operador, renunciaran de manera definitiva a la corporación pública para unirse este. Este requisito resultó en que cerca de 3,100 empleados de la AEE fueran trasferidos a diferentes entidades del gobierno.

Es necesario revaluar el acuerdo para permitir que los empleados de la AEE relocalizados en agencias del gobierno se puedan integrar a

---

[45] Refiérase a la página 99 del Partnership Committee Report Puerto Rico Public-Private Partnership for the Electric Power Transmission and Distribution System. May 15, 2020. Patnership Committee Report - Puerto Rico Public-Private Partnership for the Electric Power Transmission and Distribute System

[46]Refer to Section 5.1 (B) (2) & (3) on Page 58 of Second Amended and Restated Operations Services Agreement Between Long Island Lighting Company D/B/A Lipa And PSEG Long Island LLC https://www.lipower.org/wp-content/uploads/2021/11/2nd-AR-OSA-Nov-09-2021-1.pdf

los trabajos del sistema eléctrico. De esta manera se asegura y facilita la continuidad del servicio.

IV. Participación Ciudadana

La última reunión pública de la Junta de Gobierno donde se atendieron preguntas y preocupaciones de los consumidores fue celebrada en Mayagüez el 30 de octubre de 2019. El 29 de enero de 2020 la Junta celebró una reunión en Ponce con alcaldes y miembros de la legislatura. Esta reunión no contó con participación directa de los consumidores.

La Ley Orgánica de la AEE establece:

> *Al menos una vez al año, la Junta celebrará una reunión pública en donde atenderán preguntas y preocupaciones de los clientes y la ciudadanía en general. En dicha reunión, los asistentes podrán hacer preguntas a los miembros de la Junta sobre asuntos relacionados con la Autoridad. La reunión se anunciará con al menos cinco (5) días laborables de anticipación en un periódico de circulación general y en la página de Internet de la Autoridad. El miembro de la Junta que sea representante de los clientes podrá realizar reuniones públicas adicionales con sus representados como parte del ejercicio de sus funciones como miembro de la Junta. Dichas reuniones deberán ser coordinadas con el Presidente de la Junta.*

La Junta de Gobierno debe **celebrar lo antes posible de manera prioritaria** su reunión pública para atender preguntas y preocupaciones de los clientes y de la ciudadanía en general. La reunión debe celebrase al menos de forma virtual, para tener contacto de primera mano con los consumidores. **Además, la Junta de Gobierno debe facilitar las reuniones públicas del representante de los consumidores** con sus representados. Esta reunión debe ser celebrada con prioridad proveyendo el más amplio acceso de partición a los consumidores.

Anejos

1. **Determinación sobre los Factores de las Cláusulas de Ajuste Trimestral para el Periodo octubre a diciembre de 2022.**

2. **Puerto Rico Non-Attainment State Implementation Plan Sulfur Dioxide (SO2) National Ambient Air Quality Standard.**

3. **The Performance of PREPA. Resumen de Métricas Trimestrales Transmisión y Distribución. NEPR-MI-2019-0007. 29 de julio de 2022**

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 2022.

RESOLUCIÓN Y ORDEN

I. Introducción y Trasfondo Procesal

Como parte del proceso de implementación de la Tarifa Permanente de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico ("Autoridad"), el Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico ("Negociado de Energía") aprobó varias Cláusulas de Ajuste (*riders*) diseñadas para recuperar los costos asociados al combustible, compra de energía, Contribución en Lugar de Impuestos ("CELI") y otros subsidios.[1] 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").[2]

El 29 de junio de 2022, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden ("Resolución de 29 de junio"), mediante la cual estableció los factores trimestrales para las Cláusulas FCA, PPCA y FOS a estar vigentes del 1 de julio de 2022 al 30 de septiembre de 2022. Además, el Negociado de Energía ordenó a LUMA[3] presentar, en o antes del 15 de septiembre de 2022, los factores propuestos para las cláusulas FCA, PPCA y FOS a entrar en vigor el 1 de octubre de 2022, incluyendo las reconciliaciones propuestas para los meses de junio, julio y agosto de 2022.

El 31 de julio de 2022, el Negociado de Energía implementó el mecanismo de ajuste acelerado de los factores de las cláusulas FCA y PPCA para el periodo de 1 de agosto de 2022 al 30 de septiembre de 2022, tomando en consideración la reconciliación correspondiente al mes de junio de 2022. De igual forma, el Negociado de Energía advirtió que las demás disposiciones de la Resolución de 29 de junio se mantenían inalteradas, incluyendo que LUMA debía presentar el 15 de septiembre de 2022 los factores propuestos para las cláusulas FCA, PPCA y FOS, a estar vigentes durante el periodo de 1 de octubre de 2022 al 31 de diciembre de 2022.

El 13 de septiembre de 2022, LUMA presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Request for Brief Extension of Time to Submit Quarterly Reconciliations and FCA, PPCA, and FOS Calculated Factors* ("Moción de 13 de septiembre"). Mediante la Moción de 13 de septiembre, LUMA solicitó una prórroga hasta el lunes, 19 de septiembre de 2022 para presentar los factores trimestrales propuestos a entrar en vigor el 1 de octubre de 2022, así

---

[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] 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.

[3] LUMA Energy, LLC ("ManagementCo") y LUMA Energy ServCo, LLC ("ServCo") (conjuntamente, "LUMA").

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

como las reconciliaciones correspondientes al periodo anterior.[4] La solicitud de LUMA obedeció a que la Autoridad aún no le había provisto la información relacionada a la compra de combustible.[5]

El 15 de septiembre de 2022, el Negociado de Energía acogió la solicitud de prórroga de LUMA y le concedió hasta el lunes, 19 de septiembre de 2022, a la 1:00 p.m., para presentar los factores propuestos para las cláusulas FCA, PPCA y FOS a entrar en vigor el 1 de octubre de 2022, incluyendo las reconciliaciones para los meses de julio y agosto de 2022.

El 18 y 19 de septiembre de 2022, Puerto Rico recibió el impacto del Huracán Fiona, provocando daños catastróficos y un apagón general que dejó sin servicio a toda la Isla.

El 20 de septiembre de 2022, el Negociado de Energía tomó conocimiento de lo anterior y de que el personal de LUMA y la Autoridad se encontraba enfocado en restablecer el servicio eléctrico del país lo antes posible. En atención a lo anterior, el Negociado de Energía extendió hasta el viernes, 23 de septiembre de 2022, a las 5:00 p.m., el término para que LUMA presentara los factores propuestos para las cláusulas FCA, PPCA y FOS a entrar en vigor el 1 de octubre de 2022, incluyendo las reconciliaciones para los meses de julio y agosto de 2022.

El 23 de septiembre de 2022, LUMA presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Motion Submitting Reconciliations for the Months of July and August 2022 and FCA, PPCA, and FOS Calculated Factors and Request for Confidential Treatment* ("Moción de 23 de septiembre"). Mediante la Moción de 23 de septiembre, LUMA presentó la propuesta de reconciliación correspondiente a los meses de julio y agosto de 2022. Además, LUMA presentó los factores propuestos para las cláusulas FCA, PPCA y FOS, a ser vigentes durante el periodo de 1 de octubre al 31 de diciembre de 2022.

Debido al embate del Huracán Fiona, y en aras de que LUMA y la Autoridad centraran sus esfuerzos en restablecer el servicio de energía eléctrica del país, el Negociado de Energía tomó la determinación de no celebrar una conferencia técnica.

II. Determinación sobre la reconciliación de Compra de Combustible y Compra de Energía para el periodo de 1 de julio de 2022 a 31 de agosto de 2022

1. *Reconciliación de Compra de Combustible*

De acuerdo con los documentos incluidos en la Moción de 23 de septiembre, los costos reales por concepto de compra de combustible para el periodo de 1 de julio de 2022 a 31 de agosto de 2022 ascendieron a $576,586,466.11.[6] Luego de revisar la metodología para el cómputo de los costos reales asociados a la compra de combustible y los documentos de apoyo presentados con relación a los referidos costos,[7] el Negociado de Energía **DETERMINA** que esta cantidad es razonable.

El Ajuste del Periodo Anterior para el periodo de 1 de julio de 2022 a 31 de agosto de 2022 es igual a $45,039,946.13.[8] Para el mismo periodo, la Autoridad solicitó un ajuste que incluye una penalidad por nominación de gas natural en exceso para las unidades 5 y 6 de la Central

---

[4] Moción de 13 de septiembre, p. 2, ¶¶ 4, 5.

[5] *Id.*

[6] Moción de 23 de septiembre, "FAC-PPAC RECONCILIATION (JUL-AUG 2022).xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Suma de las Celdas F19 y F20. Esta cantidad incluye el costo por compra de combustible para las unidades de la Autoridad ($508,672,227.73) y el costo asociado a la compra de combustible utilizado en la Central EcoEléctrica ($67,914,238.38).

[7] *Véase* en términos generales, Moción de 23 de septiembre, "FAC-PPAC RECONCILIATION (JUL-AUG 2022).xlsx", Tabs "JUL-2022 FUEL COST&CONSUMPTION", "AUG-2022 FUEL COST&CONSUMPTION" y los tabs subsiguientes a "FUEL REPORTS".

[8] Moción de 23 de septiembre, "FAC-PPAC RECONCILIATION (JUL-AUG 2022).xlsx",Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda F21.

San Juan y ciertos créditos de mitigación que totalizan $5,977,764.63.[9] Por lo tanto, para el periodo de 1 de julio de 2022 a 31 de agosto de 2022, la Autoridad debía recuperar de sus clientes la cantidad de $576,586,466.11 + $45,039,946.13 + $5,977,764.63 = $627,604,176.90 por concepto de compra de combustible. No obstante, en estos momentos no se tomará en consideración la solicitud de recuperar de los consumidores las nominaciones en exceso, según explicamos en la **Parte III** de esta Resolución y Orden. Por lo tanto, la cantidad a recuperarse es la suma de $576,586,466.11 + $45,039,946.13 = $621,626,412.24.[10]

El ingreso de la Autoridad por concepto de la cláusula FCA para el periodo de 1 de julio de 2022 a 31 de agosto de 2022, fue $586,969,583.33.[11] 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 trimestral de facturación.

A esos fines, el Negociado de Energía **APRUEBA** un ajuste por la cantidad de $621,626,412.24 – $586,969,583.33 = $34,656,828.91 como reconciliación de costos por concepto de compra de combustible para el periodo de 1 de julio de 2022 a 31 de agosto de 2022.

2. *Reconciliación de Compra de Energía*

De acuerdo con los documentos incluidos en la Moción de 23 de septiembre, los costos reales por concepto de compra de energía para el periodo de 1 de julio de 2022 a 31 de agosto de 2022 ascendieron a $79,361,509.79.[12] 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,[13] el Negociado de Energía **DETERMINA** que esta cantidad es razonable.

El Ajuste del Periodo Anterior para el periodo de 1 de julio de 2022 a 31 de agosto de 2022 es igual a $7,013,774.90.[14] Por lo tanto, para el periodo de 1 de julio de 2022 a 31 de agosto de 2022, la Autoridad debía recuperar de sus clientes la cantidad de $79,361,509.79+ $7,013774.90 = $86,375,284.68[15], por concepto de compra de energía.

El ingreso de la Autoridad por concepto de la cláusula PPCA para el periodo de 1 de julio de 2022 a 31 de agosto de 2022, fue $90,875,653.76.[16] 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 $86,375,284.68 – $90,875,653.76 = ($4,500,369.08), como reconciliación de costos por concepto de compra de energía para el periodo de 1 de julio de 2022 a 31 de agosto de 2022.

---

[9] De la Moción de 23 de septiembre no surge documentos que expliquen o justifiquen esta partida.

[10] Moción de 23 de septiembre, "FAC-PPAC RECONCILIATION (JUL-AUG 2022).xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda F23.

[11] *Id.*, Celda F25.

[12] *Id.*, Celda N24.

[13] *Véase* en términos generales, Moción de 23 de septiembre, "FAC-PPAC RECONCILIATION (JUL-AUG 2022).xlsx", Tab "PURCHASED POWER SUMMARY" y los tabs subsiguientes a "ORIG PURCHASED POWER REPORTS".

[14] Moción de 23 de septiembre, "FAC-PPAC RECONCILIATION (JUL-AUG 2022).xlsx", Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", Celda N25.

[15] *Id.*, Celda N27.

[16] *Id.*, Celda N29.

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

III. Nominaciones de gas natural en exceso para las unidades de Ciclo Combinado San Juan 5 & 6 correspondiente a los meses de julio y agosto de 2022

Mediante la Moción de 23 de septiembre, LUMA, en representación de la Autoridad, presentó ante el Negociado de Energía su propuesta de reconciliación para las Cláusulas FCA y PPCA para el periodo de 1 de julio de 2022 al 31 de agosto de 2022. Como parte de la reconciliación de la Cláusula FCA, la Autoridad incluyó un ajuste con un costo al consumidor de **$7,296,651.39** por concepto de alegadas nominaciones de gas natural en exceso correspondiente a las unidades 5 y 6 de la Central San Juan durante el mes de julio de 2022. La Autoridad también incluyó unos créditos por las cantidades de $813,963.88[17] y $504,922.89, relacionados al suplido de gas natural a las unidades 5 y 6 de la Central San Juan para los meses de julio y agosto de 2022, respectivamente.

El referido ajuste propuesto representa un costo total al consumidor de **$5,977,764.63**, cuantía que la Autoridad solicitó recuperar de sus clientes por concepto de compra de combustible a través de la reconciliación de los meses de julio y agosto de 2022.

El Negociado de Energía ha reiterado que una tarifa justa y razonable es aquella que permite recuperar los costos **prudentes y razonables** incurridos por la utilidad para proveer un servicio al menor costo posible. Por lo tanto, el Negociado de Energía tiene la obligación de evaluar la prudencia de los costos que la Autoridad solicita recuperar a través de la factura, a los fines de determinar si estos son prudentes y razonables **antes de permitir su recuperación**. Ello con el propósito de garantizar que no se transfieran al consumidor gastos irrazonables.

Ante la necesidad de evaluar las penalidades descritas anteriormente el Negociado de Energía **DETERMINA** que en estos momentos no está en posición de evaluar la **prudencia y razonabilidad** de la partida de **$5,977,764.63** por alegadas nominaciones de gas natural en exceso y los créditos correspondientes.

En primer lugar, la Autoridad no sustentó cómo dichas partidas se relacionan a alegadas reclamaciones por nominaciones en exceso bajo el contrato entre la Autoridad y New Fortress para el suplido de gas natural en las unidades 5 y 6 de la Central San Juan. Aún si para propósitos de análisis asumiéramos que están relacionadas al suplido de gas, ello tampoco nos pondría en posición de auscultar y validar la prudencia de dichas partidas, pues desconocemos, además, la causa o causas que dieron lugar a la nominación de gas natural en exceso y a los alegados créditos; las acciones afirmativas tomadas por la Autoridad al amparo del contrato para corregir dicha situación y/o ser acreedora de un crédito, entre otras interrogantes.

A esos fines, debemos destacar que la Sección 7.5 del contrato de referencia establece que si la Autoridad determina que no necesita o no puede recibir parte o la totalidad de la cantidad de gas natural pactada (nominación en exceso o "excess nomination"), deberá notificar oportunamente a New Fortress. Por otra parte, New Fortress deberá realizar los esfuerzos pertinentes y razonables para vender la nominación en exceso (venta de mitigación o "mitigation sale"). Más aún, a pesar de que según el contrato la Autoridad está obligada a pagar el precio de la nominación vinculante del mes, existen múltiples escenarios bajo los cuales la Autoridad podría tener derecho a un crédito, entre otros, en casos de venta de mitigación o eventos de fuerza mayor.

En fin, aunque podríamos asumir que la partida controvertida está relacionada a nominaciones de gas natural en exceso bajo el contrato entre la Autoridad y New Fortress, ello, de por sí, es insuficiente para que el Negociado de Energía pueda evaluar la prudencia de la partida en cuestión y permitir que la Autoridad recupere dicho monto de los consumidores. Resulta menester que el Negociado de Energía pase juicio sobre las acciones

[17] El ajuste correspondiente al mes de julio por exceso de nominaciones es $7,296,651.39 - $813,963.88 = $6,482,687.51.

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

tomadas por la Autoridad relacionadas a las disposiciones contractuales sobre nominaciones en exceso y venta de mitigación de gas natural.

Por consiguiente, debido al alto grado de incertidumbre que gira en torno a dichas partidas, y en aras de salvaguardar la transparencia de los procesos y el interés público, el Negociado de Energía **DETERMINA** que no es prudente, en este momento, recuperar la cantidad de **$5,977,764.63** de los consumidores. Esto con el propósito de garantizar que no se pase el consumidor aquellos costos irrazonables y/o que obedezcan a la falta de diligencia de la Autoridad.

El Negociado de Energía emitirá su determinación final en torno a recuperar el alegado gasto de $**5,977,764.63** una vez la Autoridad nos ponga en posición de auscultar y validar la procedencia de dicha partida, así como la exactitud de sus cálculos y la razón de la determinación de la nominación en exceso para el mes de julio 2022 por la cantidad de **$7,296,651.39.**

En atención a lo anterior, el Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA presentar, **en o antes de veinte (20) días**, a partir de la notificación de la presente Resolución y Orden, la información y documentos relacionados a las nominaciones en exceso de gas natural y los créditos antes reseñados. Además, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad **en quince (15) días**, a partir de la notificación de la presente Resolución y Orden, para que presente a LUMA la información necesaria para cumplir con esta Orden.

IV. Determinación de factores trimestrales para el periodo de 1 de octubre de 2022 a 31 de diciembre de 2022

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 2022. 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 23 de septiembre.[18]

El Negociado de Energía **DETERMINA** que el modelo utilizado 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 2022 es apropiado y cónsono con los estándares de la industria eléctrica. De igual forma, el Negociado de Energía **DETERMINA** que el estimado de precio de combustible utilizado como entrada en la referida simulación es consistente con los precios proyectados del mercado.[19]

Finalmente, el Negociado de Energía **DETERMINA** que la generación proyectada para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2022 es razonable.[20] 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 2022 es $238,747,554.22, $216,953,491.56 y $217,420,946.28 respectivamente.[21] Por lo tanto, el costo total estimado de compra de combustible para el

---

[18] Moción de 23 de septiembre, "Oct-Dec 2022 Factors.xlsx", Tab "Attachment 3".

[19] *Id.*

[20] Moción de 23 de septiembre,

[21] Moción 23 de septiembre, "Oct-Dec 2022 Factors.xlsx", Tab "Attachment 1", Líneas 3 - 5.

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

periodo de 1 de octubre de 2022 a 31 de diciembre de 2022 es la suma de $238,747,554.22 + $216,953,491.5 + $217,420,946.28 = $673,121,992.06.

Según discutido en la Parte II.1 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 julio a 31 de agosto de 2022 es igual a $34,656,828.91.

Por lo tanto, la cantidad total estimada a ser recuperada por la cláusula FCA durante el periodo de 1 de octubre a 31 de diciembre de 2022, es igual a $673,121,992.06 + $34,656,828.91 = $707,778,820.97.

El estimado de ventas, en kWh, para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2022 es 1,494,016,736, 1,362,932,232 y 1,329,415,920, respectivamente.[22] Por lo tanto, el estimado total de ventas, en kWh, para este periodo es igual a 1,494,016,736 + 1,362,932,232 + 1,329,415,920 = 4,186,364,889.

El factor de la cláusula FCA se calcula dividiendo la cantidad total estimada a ser recuperada, $707,778,820.97, por el estimado total de ventas, en kWh, 4,186,364,889. Por lo tanto, el factor de la cláusula FCA a entrar en vigor durante el periodo de 1 de octubre a 31 de diciembre de 2022 es igual a $707,778,820.97/4,186,364,889 kWh = $0.169068/kWh. Por consiguiente, el Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar un factor para la cláusula FCA igual a $0.169068/kWh para el periodo de 1 de octubre a 31 de diciembre de 2022.

2. PPCA

El costo estimado de compra de energía para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2022 es $44,571,717.43, $43,538,477.55 y $42,696,310.54, respectivamente.[23] Por lo tanto, el costo total estimado de compra de energía para el periodo de 1 de octubre de 2022 a 31 de diciembre de 2022 es $44,571,717.43 + $43,538,477.55 + $42,696,310.54 = $130,806,505.52.

Según discutido en la Parte II.2 de esta Resolución y Orden, el ajuste por concepto reconciliación de costos relacionados a la compra de energía para el periodo de 1 de julio a 31 de agosto de 2022 es igual a ($4,500,369.08).

Por consiguiente, la cantidad total estimada a ser recuperada por la cláusula PPCA durante el periodo de 1 de octubre a 31 de diciembre de 2022, es igual a $130,806,505.52 – $4,500,369.08 = $126,306,136.44.

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 2022 es 4,186,364,889.

El factor de la cláusula PPCA se calcula dividiendo la cantidad total estimada a ser recuperada, $126,306,136.44, por el estimado total de ventas, en kWh, 4,186,364,889. Por lo tanto, el factor de la cláusula PPCA a entrar en vigor durante el periodo de 1 de octubre de 2022 a 31 de diciembre de 2022 es $126,306,136.44/4,186,364,889kWh = $0.030171/kWh. Por consiguiente, el Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar un factor para la cláusula PPCA igual a $0.030171/kWh para el periodo de 1 de octubre a 31 de diciembre de 2022.

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

[22] Moción de 23 de septiembre, "Oct-Dec 2022 Factors.xlsx", Tab "Attachment 1", Celdas HC17-C19.

[23] Moción 23 de septiembre, "Oct-Dec 2022 Factors.xlsx", Tab "Attachment 2", Líneas 3 - 5.

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

consumo.[24] 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 23 de septiembre, el número total de barriles equivalentes proyectados para el periodo de 1 de octubre de 2022 a 31 de diciembre de 2022 es 6,435,004.30.[25] 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 787,433.37, 738,897.98 y 1,196,061.29 respectivamente,[26] para un total de 787,433.37 + 738,897.98 + 1,196,061.29 = 2,722,392.65 barriles equivalentes.

Por consiguiente, el número estimado de barriles, excluyendo el gas natural, para el periodo de 1 octubre de 2022 a 31 de diciembre de 2022 es 6,435,004.30 – 2,722,392.65 = 3,712,611.65. 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 2022 es 4,186,364,889.

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

$$FOS\ rider = \frac{-\$30/\text{BBL} \times 3{,}712{,}611.65\ \text{BBL}}{4{,}186{,}364{,}889\ \text{kWh}}$$

$$FOS\ rider = -\$0.026605/\text{kWh}$$

El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar un factor de la Cláusula FOS igual a –$0.026605/kWh, para el periodo de 1 de octubre de 2022 a 31 de diciembre de 2022.

V. Apelación de reclamación a Federal Emergency Management Agency ("FEMA")

El 21 de julio de 2022, la Autoridad presentó un documento titulado *Moción para Informar Reconciliación en Favor del Consumidor* ("Moción de 21 julio"). Entre otras cosas, mediante la Moción de 21 de julio, la Autoridad informó al Negociado de Energía sobre determinados ajustes en las reclamaciones a ser reembolsadas por FEMA y sus aseguradoras para el costo de combustible utilizado durante emergencias.[27] Específicamente, la Autoridad informó que FEMA determinó que un total de **$10,090,052.10** no eran elegibles para reembolso por gastos de combustible para los generadores de emergencia.[28]

El 22 de julio de 2022, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Moción para Presentar Informe de Reclamaciones y Solicitud de Determinación de Confidencialidad* ("Informe de 22 de julio"). En el Informe de 22 de julio, la Autoridad informó, entre otros asuntos, que, "[e]l 21 de julio de 2022, la Autoridad fue notificada por COR3 que FEMA, a través de un análisis de razonabilidad de costos, determinó que bajo la evaluación de la revisión sometida el 11 de diciembre de 2020 que aumenta a $131,761,553 un total de $10,090,052.10 no son considerados como elegibles."[29]

---

[24] *Véase* Libro de Tarifas de la Autoridad.

[25] Moción 23 de septiembre, "Oct-Dec 2022 Factors.xlsx", "Attachment 3", Línea 85.

[26] *Id.*, Líneas 18, 72 y 79, respectivamente.

[27] Moción de 21 de julio, p. 7, ¶ 7 y 8.

[28] *Id.*, ¶7.

[29] Informe de 22 de julio, Anejo A-1.

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

La Autoridad anejó al Informe de 22 de julio una carta fechada 21 de julio de 2022, mediante la cual COR3 notificó a la Autoridad la determinación de FEMA.[30] También anejó una carta fechada 20 de julio de 2022, por virtud de la cual FEMA notificó a COR3 que la cantidad de $10,090,052.10 incurridos por la Autoridad en el uso de generadores de emergencia eran inelegibles para reembolso, debido a que dicha cantidad excedía la opción más costo efectiva y práctica en proveer energía.[31]

Según el Informe de Reclamaciones de 23 de septiembre de 2022, el 16 de septiembre de 2022, la Autoridad presentó ante COR3 la apelación sobre la referida determinación de inelegibilidad de fondos, en cuyo caso, dicha determinación **no goza de finalidad**.[32]

Aun así, la Autoridad realizó un análisis para propósitos de determinar el impacto en los reembolsos de combustible. Según la Autoridad, el costo de combustible a ser reclamado por FEMA totaliza $244,325,182, representando un 63% del total de $385,230,964. Además, la Autoridad confirió la misma proporción a la determinación de $10,090,052 reduciendo la porción de combustible por $6,339,418 resultando en un total de $237,925,765. Luego de la reducción de la aportación local (10%) la Autoridad estimó que la porción de combustible a recibirse por FEMA ($214,133,188) y las aseguradoras ($130,681,001) asciende a $344,814,189.

La Autoridad indica que considerando los balances diferidos al 31 de marzo de 2021 por $316,548,997 e incluyendo la determinación de 31 de julio de 2022 por $34,024,668, el total diferido aumenta a $350,573,665. Reseñó, además, que, de no prosperar en su apelación, ello resultaría en un balance por concepto de exceso diferido de **$5,759,476** responsabilidad que recaerá en los consumidores.[33]

A esos efectos, el Negociado de Energía **ADVIERTE** que, de la Autoridad no resultar exitosa en su apelación, la referida partida de **$5,759,476** debe incluirse como parte de la solicitud para la próxima reconciliación.

Resulta menester destacar que, a diferencia de una compañía privada, cuyos gastos irrazonables e imprudentes son satisfechos por la propia entidad de sus ganancias, los gastos incurridos por una corporación pública como la Autoridad, **sean irrazonables o no,** son recuperados por el cliente, a través de la tarifa.

VI. 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 2022.

Cláusula de Ajuste	Factor ($/kWh)	Fechas de Efectividad
FCA	0.169068	1 de octubre de 2022 – 31 de diciembre de 2022
PPCA	0.030171	1 de octubre de 2022 – 31 de diciembre de 2022
FOS	–0.026605	1 de octubre de 2022 – 31 de diciembre de 2022

Estos factores estarán vigentes durante el periodo de 1 de octubre de 2022 a 31 de diciembre de 2022, 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.

---

[30] *Id.*, Anejo A-2.

[31] *Id.*

[32] Informe de Reclamaciones de 23 de septiembre de 2022, Anejo A-3.

[33] *Id.*

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

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 2022 a 30 de septiembre de 2022.

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

Cláusula de Ajuste	Factor Vigente ($/kWh)	Factor Aprobado ($/kWh)	Diferencia ($/kWh)
FCA	0.194468	0.169068	-0.0254
PPCA	0.032409	0.030171	-0.002238
Total	0.226877	0.199239	-0.02621

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

		agosto 2022 - septiembre 2022		octubre 2022 – diciembre 2022		Diferencia		
Tarifa	Consumo (kWh)	Factura ($)	$/kWh	Factura ($)	$/kWh	Factura ($)	$/kWh	%
GRS Residencial	800	$243.02	0.3038	$220.73	0.2759	($22.28)	(0.0279)	(9.17%)

VII. Conclusión

El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA implementar los factores de las cláusulas de ajuste, según detallados en la Parte IV 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 2022, los factores propuestos para las cláusulas FCA, PPCA y FOS que entrarán en vigor el 1 de enero de 2023, incluyendo las reconciliaciones propuestas para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2022.

El Negociado de Energía **ORDENA** a LUMA presentar, **en o antes de veinte (20) días**, a partir de la notificación de la presente Resolución y Orden, la información y documentos relacionados a las nominaciones de gas natural en exceso y los créditos antes reseñados. Además, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad **en o antes de quince (15) días**, a partir de la notificación de la presente Resolución y Orden, presentar a LUMA la información necesaria para cumplir con esta Orden.

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.

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

Edison Avilés Deliz
Presidente

Lillian Mateo Santos
Comisionada Asociada

Ferdinand A. Ramos Soegaard
Comisionado Asociado

Sylvia B. Ugarte Araujo
Comisionada Asociada

CERTIFICACIÓN

Certifico que así lo acordó la mayoría de los miembros del Negociado de Energía de Puerto Rico el 29 de septiembre de 2022. Certifico, además, que el 29 de septiembre de 2022 una copia de esta Resolución y Orden fue notificada por correo electrónico a yahaira.delarosa@us.dlapiper.com; 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, 29 de septiembre de 2022.

Sonia Seda Gaztambide
Secretaria

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

Anejo 1
Negociado de Energía de Puerto Rico
Factor de Cláusula de Ajuste por Compra de Combustible
Para los Meses de Octubre 2022 a Diciembre 2022

Línea Núm	Ítem	Cantidad	Referencia
1	**Factor de Ajuste de Compra de Combustible (FCA) para Octubre 2022 a Diciembre 2022**		
2			
3	Costo Total Estimado de Combustible para Octubre 2022	$238,747,554.22	Ref 1, Tab "Attachment 3", F93
4	Costo Total Estimado de Combustible para Noviembre 2022	$216,953,491.56	Ref 1, Tab "Attachment 3", G93
5	Costo Total Estimado de Combustible para Diciembre 2022	$217,420,946.28	Ref 1, Tab "Attachment 3", H93
6			
7			
8	Reconciliación de Combustible para el Periodo Anterior Junio 2022	$0.00	Junio ya reconciliado
9	Reconciliación de Combustible para el Periodo Anterior Julio 2022	($6,880,719.56)	Ref 2, Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", D29
10	Reconciliación de Combustible para el Periodo Anterior Agosto 2022	$47,515,313.10	Ref 2, Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", E29
11			
12	Otro ajuste (nominación en exceso de gas natural) Periodo Anterior Junio 2022	$0.00	N/A- Junio ya reconciliado
13	Otro ajuste (nominación en exceso de gas natural) Periodo Anterior Julio 2022	$6,482,687.51	Ref 2, Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", D27
14	Otro ajuste (nominación en exceso de gas natural) Periodo Anterior Agosto 2022	($504,922.89)	Ref 2, Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", E27
15			
16	Estimado de ventas de kWh al detal para Octubre 2022	1,494,016,736	Ref 1, Tab "Attachment 6", G10
17	Estimado de ventas de kWh al detal para Noviembre 2022	1,362,932,232	Ref 1, Tab "Attachment 6", H10
18	Estimado de ventas de kWh al detal para Diciembre 2022	1,329,415,920	Ref 1, Tab "Attachment 6", I10
19			
20	Costo Total Estimado de Combustible	$673,121,992.06	L3+L4+L5
21	Reconciliación para el Periodo Anterior	$34,656,828.92	(L8+L9+L10)-(L12+L13+L14)
22	Estimado de ventas de kWh al detal aplicables	**4,186,364,888**	L16+L17+L18
23			
24	**Factor Cláusula FCA para Octubre 2022 a Diciembre 2022 ($/kWh)**	**$ 0.169068**	(L20+L21)/L22
25			
26			
27	**Factor de Subsidio de Combustible (FOS) para Octubre 2022 a Diciembre 2022**		
28			
29	Total Estimado de Barriles de Combustible	3,712,611.65	Ref 1, Tab "Attachment 3", L80-(L11+L66+L74)
30			
31	**Factor de Subsidio de Combustible para $30/barril ($/kWh)**	**$ 0.026605**	(30*L30)/L22

Referencias
Ref 1: Mocion de 23 de Septiembre, "Oct-Dec 2022 Factors"
Ref 2: Moción de 23 de septiembre, "FAC-PPAC RECONCILIATION (JUL-AUG 2022).xlsx"

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

Anejo 2
Negociado de Energía de Puerto Rico
Factor de Cláusula de Ajuste por Compra de Energía
Para los Meses de Octubre 2022 a Diciembre 2022

Línea Núm	Ítem	Cantidad	Referencia
1	**Factor de Ajuste de Compra de Energía (PPCA) para Octubre 2022 a Diciembre 2022**		
2			
3	Costo Total Estimado de Compra de Energía para Octubre 2022	$44,571,717.43	Ref 1, Tab "Attachment 3", F107+F119
4	Costo Total Estimado de Compra de Energía para Noviembre 2022	$43,538,477.55	Ref 1, Tab "Attachment 3", G107+G119
5	Costo Total Estimado de Compra de Energía para Diciembre 2022	$42,696,310.54	Ref 1, Tab "Attachment 3", H107+H119
6			
7			
8	Reconciliación de Compra de Energía para el Periodo Anterior Junio 2022	$0.00	Ref 2, Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", N/A
9	Reconciliación de Compra de Energía para el Periodo Anterior Julio 2022	($3,210,364.03)	Ref 2, Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", N62
10	Reconciliación de Compra de Energía para el Periodo Anterior Agosto 2022	($1,290,005.05)	Ref 2, Tab "RECONCILIATION GRAND SUMMARY", N91
11			
12	Costo Total Estimado de Compra de Energía	$130,806,505.52	L3+L4+L5
13	Reconciliación para el Periodo Anterior	($4,500,369.08)	L8+L9+L10
14	Estimado de ventas de kWh al detal aplicables	**4,186,364,888**	Anejo 1, L22
15			
16	**Factor Cláusula PPCA para Octubre 2022 a Diciembre 2022 ($/kWh)**	**$ 0.030171**	(L12+L13)/L14

Referencias
Ref 1: Mocion de 23 de Septiembre, "Oct-Dec 2022 Factors"
Ref 2: Moción de 23 de septiembre, "FAC-PPAC RECONCILIATION (JUL-AUG 2022).xlsx"

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

GOVERNMENT OF PUERTO RICO
DEPARTMENT OF NATURAL AND ENVIRONMENTAL RESOURCES

Puerto Rico Non-Attainment State Implementation Plan
Sulfur Dioxide (SO_2) National Ambient Air Quality Standard

Prepared by: Department of Natural and Environmental Resources
Air Quality Area

Objective: To bring into compliance with the 2010 1-Hour Sulfur Dioxide (SO_2) primary NAAQS the designated SO_2 non-attainment areas in Puerto Rico

Contents

Page

Acronyms 2

1.0 Overview 3

1.1 Introduction 3

1.2 National Ambient Air Quality Standard (NAAQS) 4

1.3 Geographical Description 5

2.0 Clean Act Requirements 6

3.0 Emission Inventory 7

4.0 Attainment Demonstration 10

5.0 Non-Attainment New Source Review 172(c)(5) 14

6.0 Reasonable Further Progress 172 (c)(2) CAA 16

7.0 Reasonably Available Control Measure / Reasonably Available Control Technology 20

8.0 Contingency Measure 172(c)(9) CAA 23

9.0 Conclusions 25

10.0 Appendix 25

10.1: Baseline Emission Inventory 2014

10.2: 2019-2029 Projected Emission Inventory-IRP

10.3: 1-Hour SO_2 Non-attainment Area State Implementation Plan -IRP Modeling Protocol

10.4: 1-Hour SO_2 Non-attainment Area State Implementation Plan -IRP Modeling Results

Acronyms

AAMN	Attainment Ambient Monitoring Networks
AQCRs:	Air Quality Control Regions
AQS:	Air Quality System
BPIP	Building Profile Input Program
CAA:	Clean Air Act
DNER:	Department of Natural and Environmental Resources
EPA:	Environmental Protection Agency
FIP:	Federal Implementation Plan
FR:	Federal Register
H4H:	Highest Fourth Highest
IRP:	Integrated Resource Plan
LNG:	Liquified Natural Gas
NAAQS:	National Ambient Air Quality Standards
NAA-SIP:	Non-Attainment Area-State Implementation Plan
NANSR:	Non-Attainment New Source Review
ppb:	parts per billion
PREB	Puerto Rico Energy Board
PREPA:	Puerto Rico Electric Power Authority
PREPPA:	Puerto Rico Environmental Public Policy Act
PREQB:	Puerto Rico Environmental Quality Board
PTE:	Potential to Emit
RCAP:	Regulation for the Control of Atmospheric Pollution
SIP:	State Implementation Plan
SO_2:	Sulfur Dioxide
SO_X	other Sulfur Dioxide
tpy:	tons per year
ULSD:	Ultra Low Sulfur Diesel
ug/m^3:	micrograms per cubic meter
USEPA:	Unites States Environmental Protection Agency

1.0 Overview

1.1 INTRODUCTION

Sulfur dioxide (SO_2) is a colorless, reactive air pollutant with a strong odor. The effects of this gas can be a threat to human health, animal health, and plant life. Short-term exposures to SO_2 can harm the human respiratory system and make breathing more difficult. Clinical Studies had demonstrated that people with asthma, particularly children, are more sensitive to the SO_2. The sulfur containing compounds in the material is oxidized in the presence of oxygen to form sulfur dioxide via the following chemical reaction:

$$S + O_2 \rightarrow SO_2$$

High concentrations of SO_2 in the air generally lead to the formation of other sulfur oxides (SO_X) which can react with other compounds in the atmosphere to form small particles, increasing particulate matter concentration and ambient pollution. SO_X can also react with water to form acids.

The general population may be exposed to sulfur dioxide mainly by breathing air that contains it. In addition, one may also be exposed to sulfur dioxide by skin contact with it. Some health effects associated with exposure to SO_2 emissions are: (1) difficult breathing, (2) changes in ability to breathe, and (3) burning nose and throat (ATSDR, 1998). Sulfur dioxide irritates the skin and mucous membranes of the eyes, nose, throat, and lungs. High concentrations of SO_2 can cause inflammation and irritation of the respiratory system, especially during heavy physical activity. The resulting symptoms associated with SO_2 exposure can include: (1) pain when taking a deep breath, (2) coughing, (3) throat irritation, and (4) breathing difficulties. High concentrations of SO_2 can affect lung function, worsen asthma attacks, and worsen existing heart disease in sensitive groups. The gases containing SO_2 can also react with other chemicals in the air and change to a small particle that can get into the lungs and cause similar health effects (NPS, 2018).

Sulfur dioxide ($S0_2$) is one of six "criteria" pollutants scientists have identified as being particularly harmful to human health and the environment. For this reason, the Clean Air Act (CAA) requires the United States Environmental Protection Agency (USEPA or EPA) to set primary air quality standards at a level judged to be requisite to protect the public health with an adequate margin of safety. The CAA also required EPA to establish secondary standards to protect public welfare from any known or anticipated effects associated with the pollutant in the ambient air, including effects on crops, vegetation, wildlife, buildings and national monuments, and visibility. Sulfur dioxide is primarily derived from fossil fuel combustion at power plants and other industrial facilities. Other sources of SO_2 include industrial processes like extracting metal from ore and the burning of high sulfur fuels by locomotives, large ships, and non-road equipment.

1.2 NATIONAL AMBIENT AIR QUALITY STANDARDS (NAAQS)

On June 22, 2010 (75 FR 35520) the Environmental Protection Agency strengthened the primary National Ambient Air Quality Standard (NAAQS) for sulfur dioxide (SO_2). Specifically, EPA replaced the annual and 24-hour primary standards with a new 1-hour SO_2 standard set at 75 parts per billion (ppb) or 196 ug/m^3 as determined in accordance with Appendix T of Title 40 of Code of Federal Regulations (40 CFR), part 50. EPA significantly strengthened the primary standard based on health studies showing that people with asthma experience negative respiratory effects following very short exposure to SO_2 while breathing at elevated rates.

On August 21, 2015, the EPA issued the Data Requirements Rule for the 2010 1-Hour SO_2 Primary NAAQS (80 FR 51052). Under this rule, each air regulatory agency was required to submit a list to the EPA by January 15, 2016, that identified all sources within its jurisdiction that have SO_2 emissions that exceeded the 2,000 tons per year (tpy) annual threshold. The rule requires air quality characterization of the area associated with each listed source and provides two options to undertake this characterization: (1) the use of monitoring or (2) modeling the impacted Air Basin using approved EPA dispersion models.

On December 21, 2015, the Department of Natural and Environmental Resources (DNER), submitted to the EPA the list of sources with SO_2 emissions above the 2,000 ton per year statutory threshold. Table # 1 below presents the sources included in the notification provided by the DNER, as well as their SO_2 emissions, as reported.

Table # 1: Source with emission on or above 2,000 ton per year of SO_2. As reported to EPA on December 21, 2015.

		SO_2 Emission Rate (ton/year)	
Source	Municipality	Allowable	Actual
PREPA Aguirre Power Plant	Salinas	30,038.09	9,264.11
PREPA South Coast Steam Power Plant[1]	Guayanilla	11,505.53	8,336.43
PREPA San Juan Power Plant	San Juan	7,787.05	4,903.39
PREPA Palo Seco Power Plant	Toa Baja	17,344.16	3,125.37

The EPA explained in the Data Requirements Rule (80 FR 51057) that the current ambient SO_2 monitoring network, overall, is not appropriately positioned / located, or of adequate size, for purposes of demonstrating compliance with the new standard, to characterize and measure the ambient air quality around many of the larger emitting SO_2 sources in operation today in the United States, including the Island of Puerto Rico. The EPA stated that, because ambient SO_2 concentrations are not the result of complex chemical reactions (unlike ozone or $PM_{2.5}$), they can be modeled accurately using well understood air quality modeling tools, especially in areas where one or only a few sources exist. Air quality modeling and ambient monitoring are appropriate tools for characterizing ambient air quality for purposes of informing

1 While PREPA South Coast was identified in Table 1 as a source with equal or greater than 2,000 tons per year of SO_2, the modeling analysis determined this source did not contribute to non-attainment, resulting in the area near and surrounding PREPA South Coast to be designated attainment.

future decisions to implement the SO_2 NAAQS. Therefore, both options are available to the state to characterize the areas geared to demonstratecompliance with the new SO_2 1-hour NAAQS promulgated.

If the air monitoring option was selected, the EPA required that the monitors being used to satisfy this rulemaking must be operational by January 1, 2017. It recognizes that the logistical and financial burdens of installing an ambient air monitoring station can vary in difficulty and the resources required. The EPA believes that any further delay in air quality characterization around sources identified as a result of this rulemaking will delay implementation of the standard and public health protection in areas where there may be a violation of the standard. The DNER made several attempts to relocate the SO_2 air monitoring network, but lack of infrastructure or adequate site characteristics limited the capability of the agency to relocate the existing monitors and its stations. In order to comply with regulatory requirements, on June 20, 2016, DNER notified EPA that the modeling option was going to be used to characterize peak 1-hour SO_2 concentrations. The document also enclosed the Dispersion Modeling Protocol required under 40 CFR 51.1203(d).

In March of 2017, the DNER submitted to EPA a 1-hour SO_2 modeling assessment and boundary recommendations for the designation of Puerto Rico area. DNER provided updated modeling between October and November 2017, in response to EPA comments on the March 2017 submission, which allowed EPA to finalize the SO_2 designation for Puerto Rico.

1.3 GEOGRAPHICAL DESPCRIPTION

On January 9, 2018, EPA notified in the Federal Register (83 FR 1098) the designation of two (2) areas, comprised of several wards in different municipalities of Puerto Rico, as non-attainment for the new SO_2 NAAQS. This designation was based on EPA mathematical dispersion modeling, as provided by the regulation. According to the dispersion model's results, the Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA) Plants located in the designated non-attainment areas were the only contributors of the NAAQS exceedances.

DNER's modeling assessment indicates the main SO_2 emitters in the non-attainment areas are: PREPA San Juan Power Plant and PREPA Palo Seco Power Plant in the San Juan Area, and PREPA Aguirre PowerPlant in Guayama-Salinas Area. Table # 2 presents the designated non-attainment areas for sulfur dioxideas defined in the Federal Register. Note that the areas are defined by municipalities and wards.

Table #2: Designated non-attainment areas as defined in the Federal Register

San Juan Area	Guayama - Salinas Area

• Cataño Municipality (All)
• Toa Baja Municipality (Partial)
  ○ Palo Seco Ward
  ○ Sabana Seca Ward
• San Juan Municipality (Partial)
• Guaynabo Municipality (Partial)
• Bayamón Municipality (Partial)
	• Salinas Municipality (Partial)
	  ○ Aguirre Ward
	  ○ Lapa Ward

Figure 1: The striped area includes the non-attainment municipalities and wards. The map also presents the site location for PREPA San Juan and PREPA Palo Seco Power Plants

Figure 2: The striped area includes the non- attainment municipality and wards. The map also presents the site location for PREPA Aguirre Power Plant

2.0 CLEAN AIR ACT REQUIREMENTS

As required by the CAA, states, including the Government of Puerto Rico must develop a Non-Attainment Area State Implementation Plan (NAA-SIP) that meets the requirements of Section 172(c) of the CAA. According to this Section the required components of the NAA-SIP are: (1) Attainment Demonstration, (2) Contingency Measures, (3) Emission Inventory, (4) Reasonable Further Progress, (5) Non-attainment New Sources Review, (6) Reasonably Available Control Measure and (7) Reasonable Available Control Technology. As stated in Section 191(a) of the CAA the state should submit an NAA-SIP with a demonstration to reach attainment within 5 years of the designation.

3.0 EMISSIONS INVENTORY

Emissions inventory and source emission rate data serve as the foundation for modeling and other requiredanalyses. Sulfur dioxide emissions come from anthropogenic sources such as fossil fuel combustion and biogenic sources such as volcanic activity. Anthropogenic emissions of SO_2 in Puerto Rico are mainly due tocombustion of fossil fuels by external combustion boilers (~90 %), internal combustion engines (~1.6%) and transportation-related sources (~8.4%) based on 2014 EPA National Emission Inventory (USEPA, 2014). DNER prepared the Baseline National Emission Inventory 2014 for SO_2 Non Attainment Areas for San Juan and Guayama-Salinas Areas, and the emission data is shown in Figures #3 and #4.

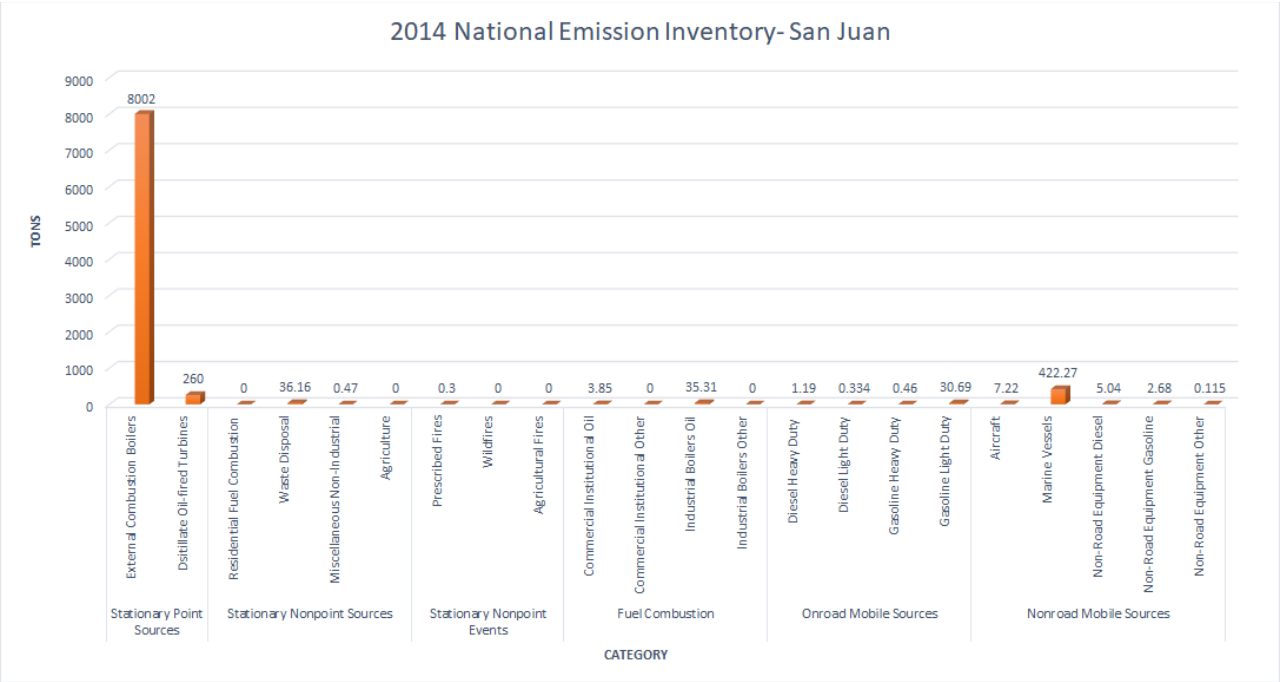
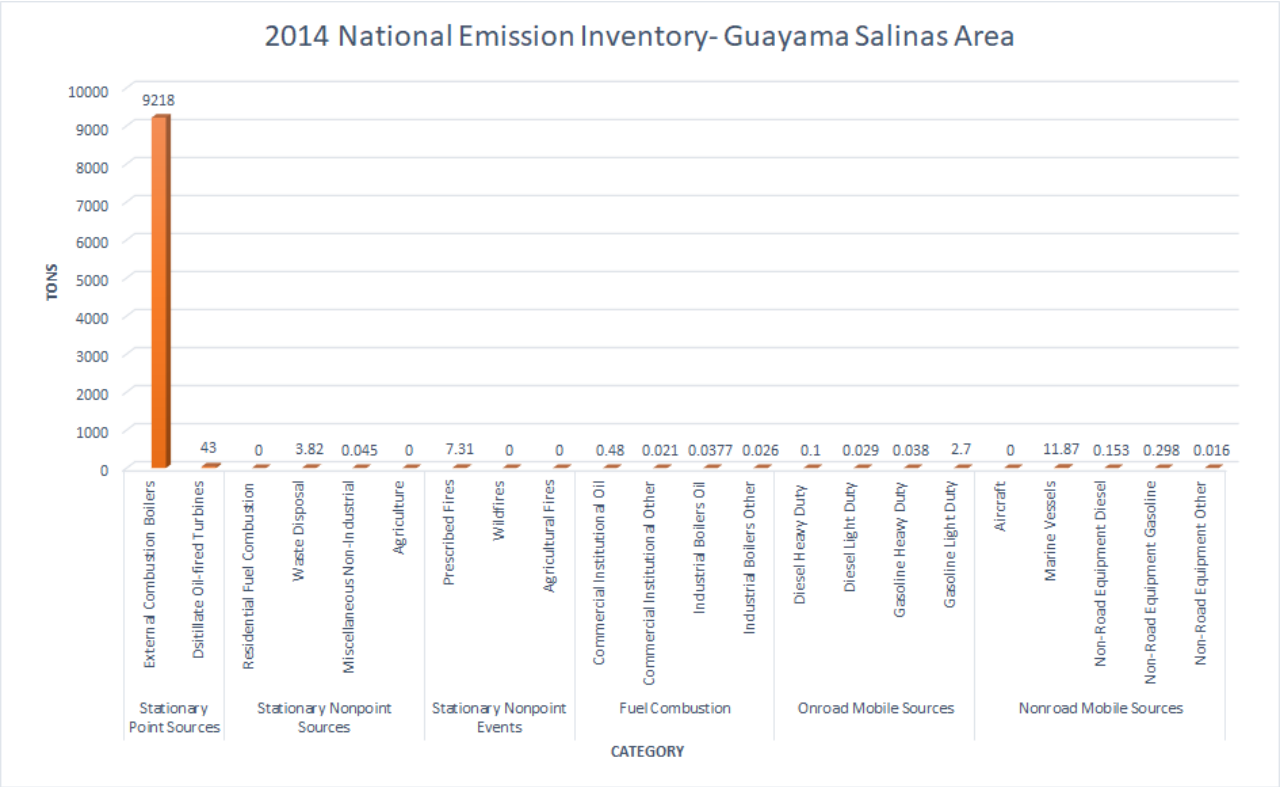


Figure #3: SO_2 Non-Attainment Area- San Juan



Figure#4: SO_2 Non-Attainment Area-Guayama-Salinas

As required under Section 172(c)(3) of the CAA, the air regulatory agency should develop a comprehensive, accurate and current inventory of actual emission from all relevant sources of SO_2. Inventory should be consistent with data requirements codified in 40 CFR, part 51, Subpart A. For more information about the 2014 baseline emission data, refer to the Puerto Rico 1-Hour SO_2 Non-Attainment Area State Implementation Plan: Baseline Emission Inventory 2014 included in Appendix 10.1.

DNER prepared the projected emission inventory 2019-2029, for the 1- hour SO_2 non-attainment SIP, in the areas of San Juan and Guayama-Salinas. The significant SO_2 emitters in each area are: PREPA San Juan and Palo Seco in San Juan, and PREPA Aguirre, in Guayama-Salinas. All of them are comprised primarily of external combustion boilers, combined cycle and internal combustion generation units. See Stationary Point Sources on Figures 3 & 4 for PREPA's facilities SO_2 emissions.

The projected emission inventory includes the SO_2 allowable emissions, from 2019-2029. This inventory shows the required reductions in SO_2 potential emissions, and the emission unit retirements recommended by PREB/IRP, that PREPA facilities should reach to comply with the 1-hour SO_2 NAAQS. The 1-hour SO_2 SIP attainment strategy, using PREPA's emission unit retirements recommended by PREB/IPR schedule, will occur after the required attainment date of April 9,2023. See Table #3 for a summary of the total projected emission reductions for the PREPA facilities.

Table #3: PREPA Projected SO_2 Allowable Emissions 2019-2029

PREPA Facility	Emission Point	AERMOD Model ID	SO_2 Current Permit Allowable Emission (TPY) 2019-2022	SO_2 Boilers Bunker 6 and Gas Turbines/Combined Cycle ULSD Fuel Interim Plan (TPY) February 1, 2023[3]		**ULSD Fuel and Emission Units Retirements Final SO_2 Allowable Emission (TPY) 2022-2029	Final Operating Status and Fuel Type 2022-2029	ULSD Fuel Switching or Retirement Date[1]
Palo Seco	Boiler 1	PS1	1966.01	1966.01	Bunker 6	0	Retired	12/31/2022
Palo Seco	Boiler 2	PS2	1966.01	0	-	0	Retired	12/31/2022
Palo Seco	Boiler 3	PS3_1, PS3_2	4517.93	4517.93	Bunker 6	0	Retired	12/31/2024
Palo Seco	Boiler 4	PS4_1, PS4_2	4517.93	4517.93	Bunker 6	0	Retired	12/31/2025
Palo Seco	Power Block 1-1, 1-2	PSGT1_1, PSGT1_2	1333.78	4.0	ULSD	4.0	Operating/ ULSD	2/1/2023
Palo Seco	Power Block 2-1	PSGT2_1	666.89	2.0	ULSD	2.0	Operating/ ULSD	2/1/2023
Palo Seco	[2]Power Block 2-2	PSGT2_2	666.89	0	-	0	Retired	6/30/2023
Palo Seco	[2]Power Block 3-1	PSGT3_1	666.89	0	-	0	Retired	6/30/2023
Palo Seco	[2]Power Block 3-2	PSGT3_2	666.89	0	-	0	Retired	6/30/2023
Palo Seco	FT8 MobilePack 1	MP1	62.66	1.8	ULSD	1.8	Operating/ ULSD	2/1/2023
Palo Seco	FT8 MobilePack 2	MP2	62.66	1.8	ULSD	1.8	Operating/ ULSD	2/1/2023
Palo Seco	FT8 MobilePack 3	MP3	62.66	1.8	ULSD	1.8	Operating/ ULSD	2/1/2023
San Juan	[4]HRSG 5&6	SJ56	741.96	22.5	ULSD	42.9	Operating ULSD/ LNG	Dual fuel since 2019/ULSD no later than 2/1/2023
San Juan	Boiler 7	SJ7_1, SJ7_2	2368.35	2368.35	Bunker 6	0	Retired	12/31/2022
San Juan	Boiler 8	SJ8_1, SJ8_2	2368.35	2368.35	Bunker 6	0	Retired	12/31/2022
San Juan	Boiler 9	SJ9_1, SJ9_2	2368.35	2368.35	Bunker 6	0	Retired	12/31/2024
San Juan	Boiler 10	SJ10_1, SJ10_2	2368.35	2368.35	Bunker 6	0	Retired	12/31/2022
Aguirre	AG1	AG1_1, AG1_2	9581.5	9581.5	Bunker 6	0	Retired	12/31/2025
Aguirre	AG2	AG2_1, AG2_2	9581.5	9581.5	Bunker 6	0	Retired	12/31/2026
Aguirre	Gas Turbine CC1-1HRSG	CC1-1HRSG	1343.73	4.0	ULSD	0	Retired	12/31/2028
Aguirre	Gas Turbine CC1-2HRSG	CC1-2HRSG	1343.73	4.0	ULSD	0	Retired	12/31/2028
Aguirre	Gas Turbine CC1-3HRSG	CC1-3HRSG	1343.73	4.0	ULSD	0	Retired	12/31/2028
Aguirre	Gas Turbine CC1-4HRSG	CC1-4HRSG	1343.73	4.0	ULSD	0	Retired	12/31/2028
Aguirre	Gas Turbine CC2-1HRSG	CC2-1HRSG	1343.73	4.0	ULSD	0	Retired	12/31/2029
Aguirre	Gas Turbine CC2-2HRSG	CC2-2HRSG	1343.73	4.0	ULSD	0	Retired	12/31/2029
Aguirre	Gas Turbine CC2-3HRSG	CC2-3HRSG	1343.73	4.0	ULSD	0	Retired	12/31/2029
Aguirre	Gas Turbine CC2-4HRSG	CC2-4HRSG	1343.73	4.0	ULSD	0	Retired	12/31/2029
Aguirre	Gas Turbine AGGT2-1, 2-2	AGGT2-1, AGGT2-2	1333.78	4.0	ULSD	4.0	Operating/ ULSD	2/1/2023

[1]Information about emission unit retirements provided by the Puerto Rico Energy Board (PREB).

[2]The PB2-2 and 3-2 are in a retirement process, because PREPA are generating netting credits for the FT8 Mobile Pack permit application. The unit PB3-1 is considered as a retired unit in the IRP, according to the PREB schedule submitted to PRDNER.

[3]Information about ULSD fuel switching provided by PREPA.

[4]This unit was converted to dual fuel Diesel/LNG since late 2019, PREPA's Public Hearing comment. In the Interim Plan, the unit will change from regular diesel to ULSD. For the attainment modeling scenario, the 100% LNG PTE rate was considered because the SO_2 emissions are higher than using ULSD, more conservative scenario.

PREB provided DNER a schedule of retirements for the PREPA emission units, based on the integration of the renewable energy to the system. PREB mentioned that once the renewable energy projects start, the older emission units in PREPA fleet will be retired or replaced by this new generation. According to PREB's retirement schedule, the SO_2 emission reductions projection, due to the PREPA emission unit retirements will be completed around year 2029. Based on the PREB/IRP schedule, DNER understand that the December 31, 2025 and December 31, 2029 will be the attainment dates for the 1- hour SO_2 SIP for San Juan Area and Guayama-Salinas Area, respectively.

To satisfy the projected emission inventory requirement, the DNER prepared a document titled: Puerto Rico 1-Hour SO2 Non-Attainment Area State Implementation Plan: 2019-2029 Projected Emission Inventory-IRP, that is included in Appendix 10.2.

4.0 ATTAINMENT DEMONSTRATION

The two (2) non-attainment areas in Puerto Rico for the 1-hour SO_2 NAAQS are San Juan and Guayama-Salinas. The San Juan non-attainment area, includes the following municipalities and wards; within Cataño, (Palmas and Barrio Pueblo Wards), in Toa Baja (Palo Seco and Sabana Seca Wards), within Guaynabo (Pueblo Viejo Ward), in Bayamón (Juan Sánchez Ward) and in San Juan (San Juan Antiguo,Santurce, Hato Rey Norte and Gobernador Piñero Wards). The rest of the wards in each municipality were classified as attainment/unclassified.

The largest SO_2 sources in San Juan area are, PREPA San Juan in San Juan municipality and PREPA Palo Seco in Toa Baja. Both sites are located within urban areas. In Guayama -Salinas area, the major SO_2 emissions comes from PREPA Aguirre, and this facility is located in Salinas municipality. The Guayama- Salinas area is classified as rural. See modeling protocol for additional information of the area characterization. See Figures 3 and 4 for SO_2 emission data.

The other SO_2 sources in San Juan area are: Bacardí, Edelcar and other minor sources, and Applied Energy System (AES) and other minor sources in Guayama-Salinas area. Previously modeling analysis showed that the SO_2 emissions contributions for these industries were insignificant. However, these minor sources emissions contributions will be addressed with the 1- hour SO_2 background concentration.

The attainment demonstration will be conducted with dispersion modeling using the emission projections based on PREPA emission units retirements, due to the integration of new renewable sources, according to PREB/IRP schedule. In addition to dispersion modeling, ambient air monitoring network (AAMN) in the designated non-attainment areas will be used to measure current air quality and to compare the results of the SO_2 ground level concentration values predicted through the dispersion modeling analysis. This NAA-SIP developed by the DNER was prepared to establish the Government of Puerto Rico's strategy to reach compliance of the 2010 Sulfur Dioxide (SO_2) primary NAAQS.

In particular, the NAA-SIP that has been developed will use the modeling tools available through the EPA-approved modeling program and will be complemented with an ambient air monitoring network geared to compare actual ground-level concentrations of SO_2 within the two (2) designated Non-Attainment Areas. The locations where these new monitoring stations will be located six (6) units per Non-Attainment Area are to be the same as the points of high SO_2 concentration calculated through the modeling exercise. DNER's goal is to compare the Model concentration predictions with the data secured from these new monitoring stations. All data to be secured will be fully validated through the EPA's Quality Assurance / Quality Control guidelines implemented at the DNER.

Modeling Methodology

The dispersion model used for the analysis is the AERMOD modeling system. This model is the USEPA recommendation in the Guideline on Air Quality Models [2] (GAQM), for the modeling of the 1-hour SO_2 NAAQS. The AERMOD model version used by DNER, is the latest available or the 21112. The AERMOD default modeling options are used in the analysis.

DNER attainment modeling scenario in each non-attainment area is based on the potential emissions or PTE rate and the PREB/IRP proposed emission unit retirements of the PREPA fleet,through the integration of renewable projects to the power grid. The modeling scenarios have the certified SO_2 emissions that PREPA provided DNER. PREPA calculated the emission rates in all the emission units that will stay operating in their facilities. See Modeling Protocol on Appendix 10.3 for SO_2 emissions data and modeling strategy.

The model for San Juan area, includes the allowable emissions of PREPA San Juan and PREPA Palo Seco, in the same modeling run, due to the proximity of each plant. The model for Guayama-Salinas area, only considers the allowable emissions for PREPA Aguirre. The contribution to the 1- hour SO_2 emissions from nearby sources in both non-attainment areas, is represented by the 1- hour SO_2 background concentration.

The AERMOD parameters used in the analysis were the default options, including building downwash for all PREPA plants. The emission units stack parameters data including the updated coordinates, was submitted and revised by PREPA. PREPA submitted DNER the height, width, and length of the buildings in each facility, along with maps identifying the structures. PREPA also submitted the BPIP Prime output model data to be used in the 1- hour SO_2 attainment model in San Juan and Guayama-Salinas areas. DNER used this BPIP data for PREPA San Juan, Palo Seco and Aguirre.

DNER use a coarse and refined receptor grid for the modeling analysis. The coarse grid is used to determine the maximum 1-hour SO_2 concentrations and the extension of the area of significant impact, or the area where the model predicts violations of the 1-hour SO_2 NAAQS. The refined grid is denser and covers the area where the previous model predicts the 1-hour SO_2 maximum concentration. See modeling protocol for additional information about the receptor grids.

The onsite meteorological data for the 1-hour SO_2 SIP model, was provided by PREPA and reprocessed by DNER. PREPA submitted DNER, meteorological data from PREPA San Juan, PREPA Palo Seco and PREPA Aguirre stations. The data from PREPA San Juan is from 2013 and in the case of PREPA Aguirre, thedata is from years 2014-2016.

The SO_2 background concentration is a Tier 1 approach or based on a monitored design value. The design value is from the SO_2 monitor at Guayama, AQS-72-057-009. The concentration is 47 ug/m^3 or 18 ppb, and this value will be added to the AERMOD model result, or the Highest Fourth Highest (H4H).

[2] 40CFR Part 51. Guideline on Air Quality Models. Environmental Protection Agency. January 2017.

Model Results

The AERMOD model results for the San Juan and Guayama-Salinas non-attainment areas demonstrated attainment with the 1- hour SO_2 NAAQS. According to the model results, the H4H concentration was below the NAAQS. The Table 4 and 5 shows the model results in each non-attainment areas.

Table #4: 1-Hour Modeling Results for the SO_2 SIP- San Juan Area

Industry	East (m)	North (m)	Background (µg/m^3)	Modeling Result H4H (µg/m^3)	Final Result (µg/m^3)	NAAQS (µg/m^3)
PREPA San Juan & Palo Seco	801053.5	2039722	47	0.518	47.518	196
Facility Contribution to the San Juan Area H4H (µg/m^3)						
PREPA San Juan Facility Contribution	801053.5	2039722	0.00053			
PREPA Palo Seco Facility Contribution	801053.5	2039722	0.518			

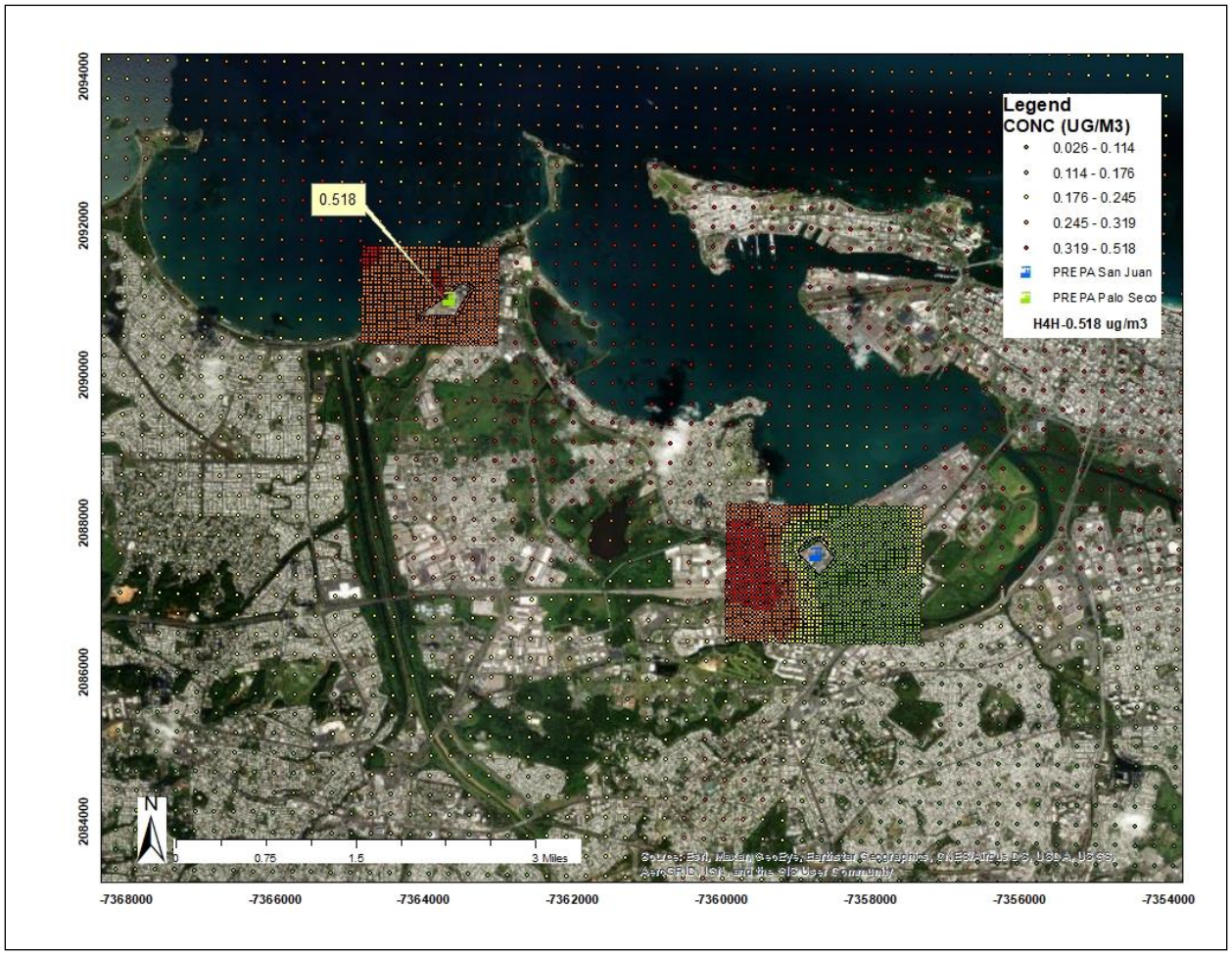
Table #5: 1-Hour Modeling Results for the SO_2 SIP- Guayama-Salinas Area

Industry	East (m)	North (m)	Background (µg/m^3)	Modeling Result H4H (µg/m^3)	Final Result (µg/m^3)	NAAQS (µg/m^3)
PREPA Aguirre	793080	1987265	47	0.1912	47.191	196

The H4H in San Juan area was 47.518 µg/m^3 and was registered to the northwest of PREPA Palo Seco facility fence line. PREPA Palo Seco had the major contribution to this concentration. Refer to Figure 5.

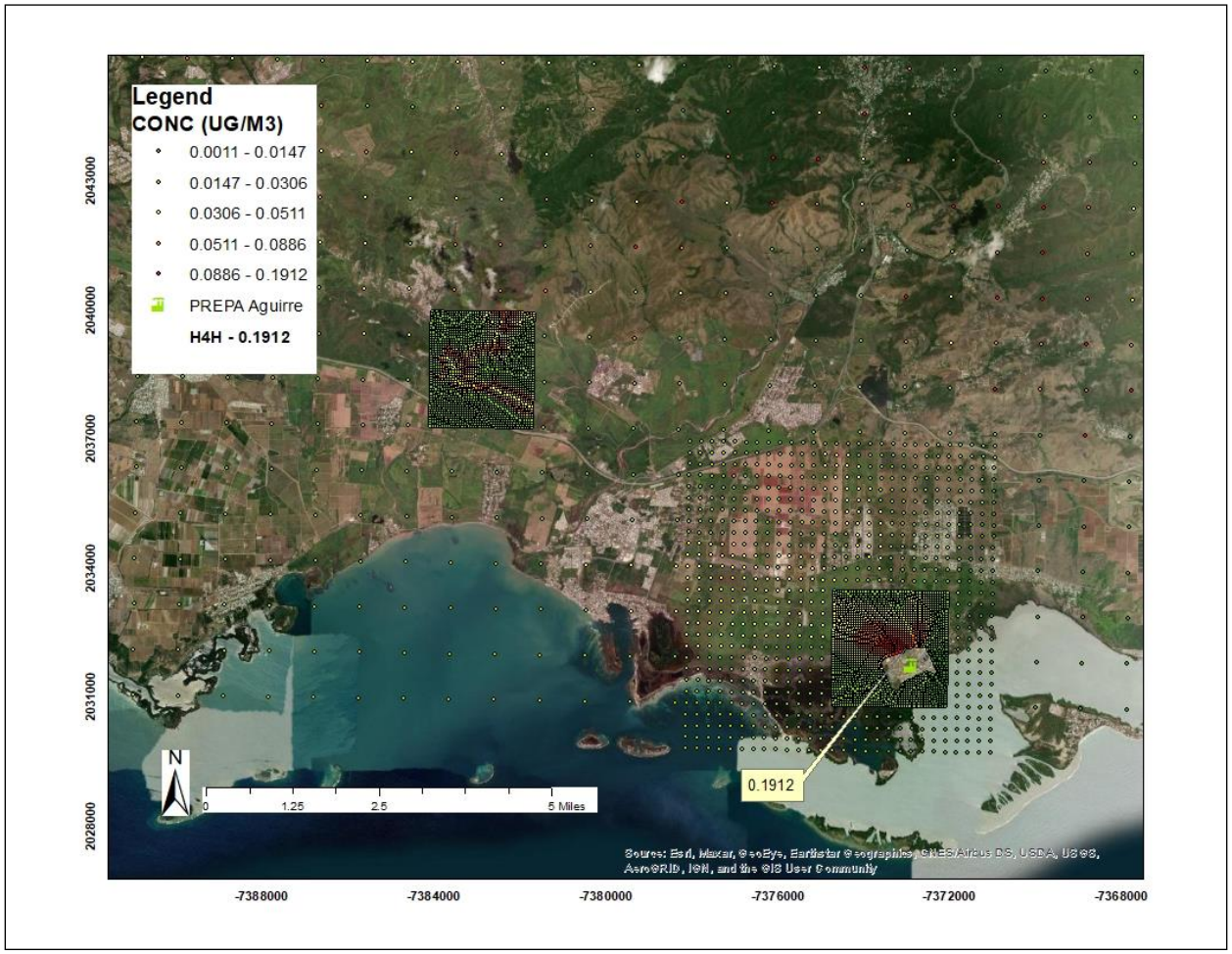
In the Guayama-Salinas area the H4H was 47.191 µg/m^3 and was registered to the north at the fence line area of PREPA Aguirre. Refer to Figure 6. The complete report for the 1-hour SO_2 SIP modeling results is included in Appendix 10.4.

Figure #5: San Juan Area H4H Modeling Results



The Figure 5 presents the Highest Fourth Highest (H4H) AERMOD modeling concentration in San Juan Area, using the potential SO_2 emissions for PREPA San Juan and Palo Seco. The concentration does not include the background of 47 µg/m^3.

Figure 6: Guayama-Salinas Area H4H Modeling Results



The Figure 6 presents the Highest Fourth Highest (H4H) modeling concentration for PREPA Aguirre, using the potential SO_2 emissions, in Guayama area. The concentration does not include the background of 47 µg/m^3.

5.0. NON-ATTAINMENT NEW SOURCE REVIEW 172 (c)(5)

Permits for new and modified major stationary sources.

The location or construction of any new major stationary source, or major modification, or significant source shall obtain a location approval from the DNER, prior to its construction in accordance with Rule 201 of Regulation for the Control of Atmospheric Pollution (RCAP). The DNER shall notify the public of the location approval application. An application for location approval shall include information about alternative sites, proposed facility size, production, processes, and environmental control techniques that demonstrate that the benefits of the proposed source significantly outweigh the environmental and social costs imposed as a result of its location, construction, or modification.

The non-attainment NSR program would ensure that the construction and modification of major stationary sources of the non-attainment pollutant will not interfere with reasonable further progress toward the attainment of the NAAQS. More specifically, the applicable statutory requirements include but are not limited to:

- The installation of Lowest Achievable Emissions Rate (LAER) control technology;
- The acquisition of emissions reductions to offset new emissions of non-attainment pollutant(s);
- Certification that all major sources owned and operated in the state by the same owner are in compliance with all applicable requirements under the CAA;
- A demonstration via an analysis of alternative sites, sizes, production process, and environmental control techniques shows that the benefits of a proposed source significantly outweigh the environmental and social costs imposed as a result of its location, construction, or modification; and
- An opportunity for a public hearing and written comment on the proposed permit.

Non-attainments provisions are included in Rule 210 for existing major stationary sources that undergo a major modification for that non-attainment pollutant and for new major stationary source construction that equals or exceeds the major source threshold for that non-attainment pollutant.

The SO_2 limits and requirements for existing sources located in the non-attainment SO_2 areas of San Juan and Guayama-Salinas are included in Rule 425. This rule requires control measures to reach attainment or improve air quality using different alternatives, such as, switching fuel to ultra low sulfur diesel, LNG and emission unit retirements.

6.0 REASONABLE FURTHER PROGRESS 172 (c)(2) CAA

This NAA-SIP has been developed based on the integration of renewable energy sources, a fuel-switching program under which the PREPA power generation fleet located within the designated Non-Attainment Areas will be switching diesel fuel to Ultra Low Sulfur Diesel (ULSD) and retiring emission units according to PREB-IRP schedule, to provide attainment at the San Juan and Guayama-Salinas Non-Attainment Areas.

On August 24, 2020, the Energy Bureau issued the IRP Final Order, with respect to the Integrated Resource Plan ("IRP") of the PREPA.[3] The Approved IRP includes a Modified Preferred Resource Plan (Action Plan) considering specific power generation capacity additions[4] and retirements.[5] In the Approved IRP, the Energy Bureau established a schedule for minimum quantities of renewable resources and battery energy storage resources and directed PREPA to submit a renewable resource and battery energy storage procurement plan. The Approved IRP included a program for six (6) tranches of procurement for renewable energy and battery storage resources from third parties,[6] in support of, among other things, meeting Act 17-2019[7] targets for renewable energy installations.[8]

The schedule of minimum quantities of renewables and battery storage additions is expected to be as follows:

Table #6: PREB Procurement Tranches Dates

Procurement Tranche	RFP Target Release Date	Solar PV or equivalent other energy, MW	4-hr. Battery Storage equivalent, MW
2	June 2022	500	250
3-4	December 2022	1000	500
5	June 2023	500	125
6	December 2023	750	125

Based on the foregoing estimates, the integration of renewables and storage resources mandated by the Approved IRP is expected to be as follows:

[3] Final Resolution and Order on the Puerto Rico Electric Power Authority's Integrated Resource Plan, *In re. Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan,* Case No. CEPR-AP-2018-0001, August 24, 2020 ("Approved IRP").
[4] Id., ¶¶847-867, pp. 263-269.

[5] Id., ¶¶869-873, pp. 270-271.
[6] Id., ¶ 860, pp. 266-268.
[7] Known as *Puerto Rico Energy Public Policy Act* ("Act 17-2019").
[8] Approved IRP, p. 266.

Table #7: PREB Integration of Renewables and Storage Resources Expected Commercial Operational Date

Updated Expected Integration of Renewables Contract	Project Capacity	Generation Type	Expected Commercial Operational Date
Tranche #1-PPOA-1	25 MW AC	PV Solar	June 2024
Tranche #1-PPOA-2	20 MW AC	PV Solar	June 2024
Tranche #1-PPOA-3	100 MW AC	PV Solar	June 2024
Tranche #1-PPOA-4	29.975 MW AC	PV Solar	June 2024
Tranche #1-PPOA-5	20.70 MW AC	PV Solar	June 2024
Tranche #1-PPOA-6	33 MW AC	PV Solar	June 2024
Tranche #1-PPOA-7	25 MW AC	PV Solar	June 2024
Tranche #1-PPOA-8	35 MW AC	PV Solar	June 2024
Tranche #1-PPOA-9	25 MW AC	PV Solar	June 2024
Tranche #1-PPOA-10	80 MW AC	PV Solar	June 2024
Tranche #1-PPOA-11	120 MW AC	PV Solar	June 2024
Tranche #1-PPOA-12	100 MW AC	PV Solar	June 2024
Tranche #1-PPOA-13	60 MW AC	PV Solar	June 2024
Tranche #1-PPOA-14	38.7 MW AC	PV Solar	June 2024
Trance #1-PPOA-15	60 MW AC	PV Solar	June 2024
Tranche #1-PPOA-16	25 MW AC	PV Solar	June 2024
Tranche #1-PPOA-17	32.1 MW AC	PV Solar	June 2024
Tranche #1-PPOA-18	20 MW AC	PV Solar	June 2024
Tranche #1-ESSA-19	100 MW (400 MWh or equivalent)	Energy Storage	June 2024
Tranche #1-ESSA-20	100 MW (400 MWh or equivalent)	Energy Storage	June 2024
Tranche #1-ESSA-21	20 MW (80 MWh or equivalent)	Energy Storage	June 2024
Tranche #1-ESSA-22	20 MW	Energy Storage	June 2024
Tranche #1-ESSA-23	100 MW	Energy Storage	June 2024
Tranche #1-ESSA-22	25 MW	Energy Storage	June 2024
Tranche #1-ESSA-22	50 MW	Energy Storage	June 2024
Tranche #1-ESSA-22	50 MW	Energy Storage	June 2024
Tranche #1-ESSA-22	25 MW	Energy Storage	June 2024
Tranche #1-GSA-23	17 MW	Grid Service	June 2024
Amended-PPOA-Ciro One Salinas, LLC	90 MW	PV Solar	December 2023
Amended PPOA Xzerta Tec Solar I, LLC	60 MW	PV Solar	December 2023
Amended PPOA Punta Lima Wind, LLC	26 MW	Wind	August 2024
Tranche #2	500 MW (Aggregate)	Renewable	March 2025
Tranche #2	250 MW (Aggregate)	Storage	March 2025
Tranche #3 y #4	1,000 MW (Aggregate)	Renewable	September 2025
Tranche #3 y #4	500 MW (Aggregate)	Storage	September 2025
Tranche #5	500 MW (Aggregate)	Renewable	March 2026
Tranche #5	125 MW (Aggregate)	Storage	March 2026
Tranche #6	750 MW (Aggregate)	Renewable	September 2026
Tranche #6	125 MW (Aggregate)	Storage	September 2026
TOTAL	5,282.45 MW		

As part of the SIP, DNER proposes an Interim Plan, to strengthen the existing SIP to improve air quality. The Interim Plan proposes fuel switching from diesel to ultra-low sulfur diesel (ULSD) incertain units, starting February 1, 2023, as described below:

Table #8: Interim Plan (PREPA Fuel Switching to ULSD)

Facility	Units	Compliance Start Date	Projected Fuel Conversion
PREPA San Juan	SJ5/SJ6	2/1/2023	ULSD
PREPA Palo Seco	PSGT 1-1	2/1/2023	ULSD
PREPA Palo Seco	PSGT 1-2	2/1/2023	ULSD
PREPA Palo Seco	PSGT 2-1	2/1/2023	ULSD
PREPA Palo Seco	Mobile Pac 1	2/1/2023	ULSD
PREPA Palo Seco	Mobile Pac 2	2/1/2023	ULSD
PREPA Palo Seco	Mobile Pac 3	2/1/2023	ULSD
PREPA Aguirre	AGGT2-1	2/1/2023	ULSD
PREPA Aguirre	AGGT2-2	2/1/2023	ULSD
PREPA Aguirre	CC1-1HRSG	2/1/2023	ULSD
PREPA Aguirre	CC1-2HRSG	2/1/2023	ULSD
PREPA Aguirre	CC1-3HRSG	2/1/2023	ULSD
PREPA Aguirre	CC 1-4HRSG	2/1/2023	ULSD
PREPA Aguirre	CC 2-1HRSG	2/1/2023	ULSD
PREPA Aguirre	CC2-2HRSG	2/1/2023	ULSD
PREPA Aguirre	CC2-3HRSG	2/1/2023	ULSD
PREPA Aguirre	CC2-4HRSG	2/1/2023	ULSD

[3] Final Resolution and Order on the Puerto Rico Electric Power Authority's Integrated Resource Plan, *In re. Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan,* Case No. CEPR-AP-2018-0001, August 24, 2020 ("Approved IRP").
[4] Id., ¶¶847-867, pp. 263-269.
[5] Id., ¶¶869-873, pp. 270-271.
[6] *Id.*, ¶ 860, pp. 266-268.
[7] Known as *Puerto Rico Energy Public Policy Act* ("Act 17-2019").
[8] Approved IRP, p. 266.

Also, the Final Plan considers the retirement of certain units as described below:

Table #9: Final Plan (PREPA Emission Unit Retirements)

Facility	Units	Retirements Date [9]
PREPA San Juan	SJ7	12/31/2022
PREPA San Juan	SJ8	12/31/2022
PREPA San Juan	SJ9	12/31/2024
PREPA San Juan	SJ10	12/31/2022
PREPA Palo Seco	PS1	12/31/2022
PREPA Palo Seco	PS2	12/31/2022
PREPA Palo Seco	PS3	12/31/2024
PREPA Palo Seco	PS4	12/31/2025
PREPA Palo Seco	PSGT 2-2	6/30/2023
PREPA Palo Seco	PSGT 3-1	6/30/2023
PREPA Palo Seco	PSGT 3-2	6/30/2023
PREPA Aguirre	AG1	12/31/2025
PREPA Aguirre	AG2	12/31/2026
PREPA Aguirre	CC1-1HRSG	12/31/2028
PREPA Aguirre	CC1-2HRSG	12/31/2028
PREPA Aguirre	CC1-3HRSG	12/31/2028
PREPA Aguirre	CC 1-4HRSG	12/31/2028
PREPA Aguirre	CC 2-1HRSG	12/31/2029
PREPA Aguirre	CC2-2HRSG	12/31/2029
PREPA Aguirre	CC2-3HRSG	12/31/2029
PREPA Aguirre	CC2-4HRSG	12/31/2029

This is contingent on the effective integration of new renewable energy projects forecasted by the Energy Bureau. This action is required to maintain the power grid stability for Puerto Rico and in compliance with the best management practices.

[9] Dates provided by the Puerto Rico Energy Bureau on May 27, 2022

7.0 REASONABLY AVAILABLE CONTROL MEASURE/ REASONABLY AVAILABLE CONTROL TECHNOLOGY

DNER evaluated different alternatives presented by different parties such as PREB and PREPA regarding the available control measures to comply with the 1-hour SO_2 NAAQS. The control measures evaluated were: PREPA emission units fuel switching to ULSD, conversion to LNG and emission unit retirements due to the integration of renewable energy sources.

One of the control measures evaluated was the fuel switching of PREPA's gas turbines from current diesel fuel (0.5%) to ULSD (0.0015%). This control measure lowers the SO_2 emissions but is not enough to comply with the 1-hour SO_2 NAAQS, because it only applies to PREPA gas turbines. For this reason, is considered as an interim plan to reach attainment.

The PREPA's significant contributors to the SO_2 emission units are the boilers that burns Bunker C. These units are baseload and can run continuously, producing electricity at a nearly constant rate throughout most of the day which make its unfeasible to run in ULSD due to the high cost of the fuel.

DNER modeled the scenarios for conversion PREPA emission units to LNG in each non-attainment areas. Although this control measure reach attainment with the 1-hour SO_2 NAAQS, the conversion to LNG was not considered to be reasonable because it wasn't aligned with the PREB-IRP.

The other control measure evaluated in both non-attainment areas, was the retirements of emission unit combined with the integration of renewable energy sources. DNER modeled the retirement scenarios in the San Juan and Guayama-Salinas areas and demonstrated attainment with the 1-hour SO_2 NAAQS. This control strategy conforms with the PREB-IRP.

After considering all the aforementioned, the control measures to be implemented are emission units fuel switching to ULSD and emission unit retirements. The ULSD switching dates were provided by PREPA. The emission unit retirements dates were provided by the PREB. See Tables 8 and 9 at Section 6.0, Reasonable Further Progress Program.

The new emission limits for PREPA facilities after the fuel switching to ULSD are the following:

Table #10 PREPA Palo Seco Gas Turbines Emission Limits

Power Block/ Boiler Units	Stack	PTE. 100% load in ULSD 0.0015%/wt (Lb/hr SO_2)
PB1	PSGT 1-1	0.5
	PSGT 1-2	0.5
PB2	PSGT 2-1	0.5
PS MP1	PSMP1-1	0.4
PS MP2	PSMP2-1	0.4
PS MP3	PSMP3-1	0.4

Table #11: PREPA San Juan Gas Turbines Emission Limits (ULSD/LNG)

PREPA San Juan	Stack	PTE. 100% load Natural Gas* (Lb/hr SO_2)	Sulfur Content in LNG
SJ 5+6	SJ5&6	9.8	1 gr/100 dscf

* The units SJ5&6 have been operating as dual-fuel units since late 2019 and shall be switched to ULSD in no later than 2/1/2023. PRDNER use the most conservative rate or LNG 100% load.

Table #12 PREPA Aguirre Gas Turbines Emission Limits

Power Block/ Boiler Units	Stack	PTE. 100% load in ULSD 0.0015%/wt (Lb/hr SO_2)
AGGT2	AGGT2-1	0.46
	AGGT2-2	0.46

*According to IRP, only gas turbines AGGT2-1, 2-2 will stay operating in PREPA Aguirre.

DNER established measurements methods and procedures for determining compliance which include the specific monitoring, recordkeeping and reporting requirements in Rule 425. The following outlines these requirements:

(a) PREPA shall ensure that each of the affected units from PREPA San Juan, PREPA Palo Seco, and PREPA Aguirre facilities shall have a fuel monitor for each of the type of fuel burned. PREPA shall monitor and record the amount of each fuel type burned at each of the units on an hourly basis.

(b) Fuel sampling and analysis is to be performed in accordance with USEPA Method 19, ASTM D2622, D4294, D5453, D7039, or other appropriate EPA or ASTM method.
(c) Each sample shall be submitted in a timely manner to a qualified laboratory and an analysis obtained for the constituents/properties. PREPA shall maintain records of each laboratory analysis performed for a period of at least five (5) years.
(d) PREPA shall calculate and record SO_2 emissions for each unit on a monthly basis. In calculating the SO_2 emissions, PREPA shall assume that 100% of the sulfur in fuel is converted to SO_2.
(e) PREPA shall maintain a monthly record of the following information for each unit:

    i. Fuel used, including hourly usage and total fuel used for the month
    ii. Sulfur content of the fuel, fuel density, fuel heating value, and the basis for the sulfur content used (fuel analysis showing date sample collected, type of fuel, sulfur content, and fuel heating value).
    iii. SO_2 emission rates (lb/hr)

(f) All data, calculations and reports from any performance test, continuous monitor or fuel sample developed for the purpose of demonstrating compliance with this rule shall be retained for a minimum of five years and shall be available for inspection by DNER's representative.
(g) Any owner or operator of any sulfur dioxide emission source subject to this rule, shall document any compliance test or applicable emission tracking procedure, shall document compliance with any applicable emission rate limits and shall retain all data, calculations and reports from any performance test, continuous emission monitor, fuel sample, or operating rate monitor utilized for the purpose of demonstrating compliance with the applicable emission limits, emission tracking requirements, or emission rate limits for a period of not less than five years and shall make such records available for inspection by and submittal to the DNER upon request.
(h) Any owner or operator of any sulfur dioxide source subject to this rule, shall demonstrate compliance with the combined hourly emission limits by performing emission tests in accordance with USEPA Method 6 or USEPA Method 6C, and by employing the continuous emission rate monitoring system. The combined allowable sulfur dioxide emission limit for these processes for any hour shall be the sum of the individual allowable sulfur dioxide emissions limits for those processes that are in operation during any part of that hour. The combined allowable sulfur dioxide emission limit for these processes for any rolling 3-hour period shall be the average of the three, one-hour allowable limits comprising the 3-hour period.

Enforceable emission limitations and control measures

The DNER RCAP has rules to implement and enforce the NAAQS and other air quality standards. These rules include formal systematic procedures for construction and operation permits that will meet the federal requirements. As part of this SIP, the RCAP will be amended to include more specific rules (Rule 210 and 425) for non-attainment areas.

(1) If attainment of SO_2 air quality standards in the Non-Attainment Areas are not achieved, DNER will perform a compliance and enforcement action at any source within the boundaries of San Juan and Guayama-Salinas Non-Attainment Areas. This includes expedited procedures for establishing

enforceable consent agreements pending the adoption of revised SIPs. Any source that is found in violation of any compliance plan approved by the DNER or any requirement within such plan will be subject to sanctions specified in Rule 115.

(2) In the event adoption of any additional control measure is necessary, it will be subject to DNER's administrative and legal process, including fines.

(3) If a new measure/control is already promulgated and scheduled to be implemented at the federal level, and that measure/control is determined to be sufficient to address a violation of the SO_2 NAAQS, additional local measures may be unnecessary.

(4) Furthermore, DNER will submit to EPA an analysis to demonstrate the proposed measures are adequate to bring the area to attainment.

(5) The DNER may require any owner or operator responsible for any source of sulfur dioxide emissions which may be contributing to air pollution to install, operate, and maintain monitoring devices; to maintain records; and file periodic reports.

a. Within three (3) months of the receipt of any order under Rule 425 of the RCAP, or within another time period that such order may specify, the owner or operator shall submit a plan to the DNER. Such plan shall include an air quality and meteorological measurement network consistent with the objective of obtaining an accurate assessment of the sulfur dioxide air quality and meteorology within the zone impacted by sulfur dioxide emissions from the source. The plan shall follow criteria guidelines furnished by the DNER for number of instruments; site location; monitoring methods; equipment performance specifications; equipment operation and maintenance; analytical and data reduction quality assurance; and data reporting. The DNER may issue additional orders to require that a previously submitted plan be clarified, updated, corrected, supplemented, or otherwise amended.

8.0 CONTINGENCY MEASURE

DNER will continue to operate a comprehensive program to identify sources of violations of the SO_2 NAAQS and undertake a compliance inspection and enforcement actions.

Identify sources of violation of the SO2 NAAQS: DNER may declare an air pollution alert, warning or emergency, and will determine that such condition requires immediate action for the protection of the health of human beings. The DNER will order persons causing or contributing to the atmospheric pollution to reduce their emissions to eliminate such condition, or to immediately discontinue the emission of pollutants. In addition, the DNER also maintains air quality information in a form readily available to the public on the DNER Website (www.drna.pr.gov).

Compliance and enforcement: Article 9(a)(7) of Puerto Rico Environmental Public Policy Act (PREPPA) 416 of September 22, 2004, provides the Secretary of the DNER the authority to order persons causing or contributing to a condition which harms the environment and natural resources, or which poses an

imminent danger for the public health and safety, to immediately diminish or discontinue their actions. Also, Article 9(a)(8) of PREPPA provides the authority to issue orders to do or forbear or to cease and desist so as to take the preventive or control measures that, in its judgment, are necessary to achieve the purposes of this Act and the regulations promulgated thereunder.

Upon notification by DNER that a nearby air monitor for the area has registered four validated ambient SO_2 concentrations in excess of the standard, or that a monitored SO_2 violation based on the design value occurred during calendar years 2022 and beyond, PREPA will, without any further action by DNER or EPA, undertake a full system audit of all emissions units subject to control under this plan. PREPA will submit a written system audit report to DNER within 30 days of the notification. The system audit report must detail the operating parameters of all emissions units for four 10-day periods up to and including the date upon which the reference monitor registered each exceedance, together with recommended provisional SO_2 emission control strategies for each affected unit and evidence that these control strategies have been deployed, as appropriate. Upon receipt of the system audit report, DNER will immediately begin a 30-day evaluation period to diagnose the cause of the monitored exceedance. This evaluation will be followed by a 30-day consultation period with PREPA to develop and implement operational changes necessary to prevent future monitored violations of the standard. These changes may include fuel switching to reduce or eliminate the use of sulfur containing fuels, physical or operational reduction of production capacity, or other changes DNER determines as appropriate. If any new emission limits are necessary, they would be submitted to EPA as a SIP revision.

Establishment of an Attainment Ambient Monitoring Networks (AAMN): The 2010 SO_2 NAAQS attainment strategy in this SIP considers the development of a AAMN in the Guayama-Salinas and the SanJuan non-attainment areas. The data gathered from the existing monitoring network allows the DNER to propose the development of a AAMN to be installed at the designated non-attainment areas in Puerto Rico, geared to compare NAAQS compliance. It is recommended to install twelve (12) monitoring stations under the AAMN, placing six (6) in each of the two non-attainment areas. The analysis developed to select the monitoring station locations will be based upon the areas predicted to have the maximum concentrations through the use of EPA-approved AERMOD[10] Modeling Program. The SO_2 monitoring used for comparison to the NAAQS is subject to 40 CFR Part 58 requirements.

[10] AERMOD is a "steady-state plume model that incorporates air dispersion based on planetary boundary layer turbulence structure and scaling concepts, including treatment of both surface and elevated sources, and both simple and complex terrain." Air Quality Dispersion Modeling - Preferred and Recommended Models | US EPA

9.0 CONCLUSION

On January 9, 2018, the EPA's decision to designate areas of Puerto Rico as non-attainment areas for the 2010 SO_2 NAAQS was published in the Federal Register (83 FR. 1098). The non-attainment designations that took effect on April 9, 2018, correspond to the Air Quality Control Regions (AQCRs) covering: 1. Areas within the Municipalities of San Juan, Guaynabo, Toa Baja, and Bayamón, together with the entire Cataño Municipality on the north of the main island (San Juan Area); 2. Sectors of the Guayama and Salinas Municipalities on the south of the main island. For areas designated as non-attainment, states must develop a State Implementation Plan that meets the requirements of Section 172(c) Clean Air Act (CAA). Paragraphs 172(c) and 172(a)(2) establish the requirements for the implementation of reasonably available control measures to achieve compliance as soon as practicable but no later than five years after the non-attainment designation. In response to the promulgation of the 2010 1-Hour SO_2 Primary National Ambient Air Quality Standard, this SIP is submitted, according to the requirements established in Sections 172(b) and (c) of the (CAA). With this plan, the DNER will meet all requirements to demonstrate attainment with the 2010 1-hour SO_2 NAAQS ambient air monitoring in the designated non-attainment San Juan and Guayama-Salinas areas. This plan demonstrates the implementation of the control measures at existing source limit SO_2 emissions below the 2010 NAAQS for sulfur dioxide.

10.0 APPENDIX

- 10.1: Baseline Emission Inventory 2014
- 10.2: 2019-2029 Projected Emission Inventory-IRP
- 10.3: 1-Hour SO_2 Non-attainment Area State Implementation Plan -IRP Modeling Protocol
- 10.4: 1-Hour SO_2 Non-attainment Area State Implementation Plan -IRP Modeling Results

Transmission and Distribution Quarterly Metrics

LUMA Personnel	*Regulatory-PM*
Phone	
Email	

Metric	Sub-Group	Unit of Measure	Jun-21	Jul-21	Aug-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dec-21	Jan-22	Feb-22	Mar-22	Apr-22	May-22	Jun-22	Comments
Safety																
OSHA DART Rate			0.59	1.76	1.93	1.11	0.82	1.37	0.72	1.39	2.16	3.18	1.01	1.91	2.79	***Adjustment made to Mar 22 (slight hours worked adjustment), May 22 (decrease in days away from work)***
OSHA Severity Rate			1.19	5.71	22.75	13.36	2.46	4.11	3.22	4.86	17.63	14.48	12.85	18.72	19.55	***Adjustment made to Mar 22 (slight hours worked adjustment), May 22 (decrease in days away from work)***
OSHA Fatality Rate			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
OSHA Recordable Rate		Rate	1.78	2.64	3.09	1.86	2.18	1.71	2.15	3.82	3.60	4.94	2.03	3.06	3.19	***worked adjustment), May 22 (decrease in***
Human Resources																
Total Workforce - Exempt	Exempt	Number				1014	1046	1084	1101	1137	1152	1171	1189	1207	1228	***Restated from September 2021 due correction in the calculation based on the removal of contractors from Total Workforce calculations***
Total Workforce - Non-Exempt	Non-Exempt	Number				2128	2219	2277	2295	2292	2209	2179	2162	2156	2200	***Restated from September 2021 due correction in the calculation based on the removal of contractors from Total Workforce calculations***
Open Positions - Exempt	Exempt	Number						126	148	142	123	51	16	47	129	
Open Positions - Non-Exempt	Non-Exempt	Number						67	228	221	83	18	29	63	68	
Turnover Rate	-	Percentage							1.1%	2.6%	2.3%	1.6%	1.2%	1.6%	1.1%	***Workforce restatement***
Overall System																
CAIDI	-	Minutes	318.43	272.28	220.59	241.86	186.75	201.88	199.55	140.75	198.76	206.00	196.20	204.29	210.11	
Operational expenses vs. budget	T&D	Percentage	248%	1%	7%	68%	26%	37%	2%	20%	-17%	-45%				***Alignment with Quarter Financial Reporting***
Capital expenses vs. budget	T&D	Percentage	0%	-49%	-22%	-23%	-83%	-78%	-65%	-84%	-68%	-80%				***Alignment with Quarter Financial Reporting***
Number of customers by customer class	Total	Number of customers	1,484,643	1,485,531	1,487,638	1,489,103	1,490,881	1,492,655	1,493,805	1,493,884	1,493,550	1,494,126	1,496,384	1,498,006	1,501,095	
Number of customers by customer class	Residential	Number of customers	1,357,962	1,358,817	1,360,699	1,361,984	1,363,578	1,365,047	1,366,080	1,366,102	1,365,877	1,366,362	1,368,406	1,369,833	1,372,587	
Number of customers by customer class	Commercial	Number of customers	122,840	122,876	123,098	123,275	123,452	123,760	123,881	123,942	123,834	123,921	124,140	124,333	124,664	
Number of customers by customer class	Industrial	Number of customers	590	591	592	593	595	593	593	590	590	589	587	585	588	
Number of customers by customer class	Public Lighting	Number of customers	2,157	2,153	2,154	2,155	2,155	2,157	2,156	2,155	2,156	2,157	2,155	2,155	2,156	
Number of customers by customer class	Agriculture	Number of customers	1,092	1,092	1,093	1,094	1,099	1,096	1,093	1,093	1,091	1,095	1,094	1,098	1,098	
Number of customers by customer class	Others	Number of customers	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Monthly system sales by customer class	Total	GWh	1,336	1,490	1,504	1,544	1,226	1,410	1,413	1,245	1,149	1,196	1,172	1,434	1,495	
Monthly system sales by customer class	Residential	GWh	583	642	662	705	612	593	555	511	431	482	486	533	664	
Monthly system sales by customer class	Commercial	GWh	600	671	599	639	480	618	674	543	551	540	530	694	666	
Monthly system sales by customer class	Industrial	GWh	126	149	217	170	107	171	158	163	141	147	129	178	137	
Monthly system sales by customer class	Public Lighting	GWh	23	22	21	24	22	22	21	23	22	22	23	22	23	
Monthly system sales by customer class	Agriculture	GWh	3	2	3	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	
Monthly system sales by customer class	Others	GWh	2	3	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	
Monthly sales by Municipality	Total	GWh	1,336.3	1,489.6	1,504.2	1,544.4	1,225.7	1,410.1	1,412.6	1,245.3	1,148.9	1,199.9	1,172.5	1,433.5	1,495.4	
Monthly sales by Municipality	Adjuntas	GWh	2.79	3.01	2.97	3.24	3.22	3.18	3.11	2.83	2.86	2.94	2.17	4.98	3.26	
Monthly sales by Municipality	Aguada	GWh	8.29	9.78	9.74	9.95	8.57	9.31	8.68	8.07	7.19	7.85	6.91	8.46	10.04	
Monthly sales by Municipality	Aguadilla	GWh	25.70	29.28	25.29	29.92	30.67	26.23	27.18	25.08	23.16	23.67	23.13	34.05	31.09	
Monthly sales by Municipality	Aguas Buenas	GWh	4.67	4.94	5.30	5.50	4.61	5.07	5.19	4.42	3.72	5.07	4.14	5.84	5.19	
Monthly sales by Municipality	Aibonito	GWh	5.64	10.83	9.43	9.82	8.70	11.56	8.24	5.55	9.13	9.18	8.03	10.44	9.11	
Monthly sales by Municipality	Añasco	GWh	9.85	11.27	10.78	10.38	9.79	13.05	10.13	10.16	9.45	9.00	8.89	14.63	11.78	
Monthly sales by Municipality	Arecibo	GWh	39.50	39.59	50.40	42.45	34.39	42.40	42.05	31.30	47.30	34.98	33.18	114.10	16.11	
Monthly sales by Municipality	Arroyo	GWh	5.38	6.10	5.62	5.75	5.80	5.86	5.48	4.94	4.62	4.66	4.47	4.36	5.69	
Monthly sales by Municipality	Barceloneta	GWh	13.45	15.48	20.58	16.28	13.42	15.19	20.95	15.90	15.10	14.87	12.62	20.77	16.69	
Monthly sales by Municipality	Barranquitas	GWh	5.27	5.59	5.69	5.44	4.92	5.37	5.23	4.25	4.12	7.09	4.08	7.78	5.67	
Monthly sales by Municipality	Bayamón	GWh	79.10	90.55	86.72	90.94	81.08	91.10	73.37	76.53	68.83	75.56	80.87	62.10	98.69	
Monthly sales by Municipality	Cabo Rojo	GWh	14.60	16.49	16.19	17.00	13.61	14.59	13.69	12.59	11.16	12.11	10.56	12.94	15.75	
Monthly sales by Municipality	Caguas	GWh	56.85	60.03	81.71	68.5	33.4	57.34	60.18	53.58	47.80	53.60	42.94	55.17	63.89	
Monthly sales by Municipality	Camuy	GWh	7.50	8.12	8.17	8.63	7.37	8.93	7.12	6.88	6.27	6.37	5.85	7.56	8.28	
Monthly sales by Municipality	Canóvanas	GWh	15.23	17.51	14.84	18.18	12.12	10.56	14.98	13.78	10.15	12.49	10.29	19.54	16.47	
Monthly sales by Municipality	Carolina	GWh	86.16	93.20	66.72	88.42	69.16	71.50	76.74	74.08	54.41	66.44	58.15	56.96	76.69	
Monthly sales by Municipality	Cataño	GWh	13.51	16.34	15.98	23.38	4.48	14.02	14.81	12.01	13.34	12.14	8.70	16.29	14.60	
Monthly sales by Municipality	Cayey	GWh	18.82	17.31	18.45	18.84	15.95	19.86	19.28	15.50	13.86	18.17	14.82	21.57	20.92	
Monthly sales by Municipality	Ceiba	GWh	3.57	4.19	4.16	3.90	3.61	3.57	3.52	3.09	2.73	3.24	4.39	4.03	3.88	
Monthly sales by Municipality	Ciales	GWh	3.63	3.97	3.98	4.09	3.40	3.79	3.55	3.07	3.62	3.27	2.91	6.58	4.05	
Monthly sales by Municipality	Cidra	GWh	13.67	13.74	14.75	11.56	3.73	11.87	10.91	9.59	8.63	11.01	8.34	12.69	16.28	
Monthly sales by Municipality	Coamo	GWh	8.94	9.85	9.71	10.24	8.27	9.08	8.95	7.55	6.98	8.19	6.80	8.90	9.86	
Monthly sales by Municipality	Comerío	GWh	3.55	4.08	3.99	3.94	3.58	4.03	3.85	2.82	2.80	4.44	3.15	6.49	4.21	
Monthly sales by Municipality	Corozal	GWh	7.07	8.48	8.01	8.52	6.61	6.83	7.58	7.65	5.98	7.36	6.49	8.37	8.16	
Monthly sales by Municipality	Culebra	GWh	1.00	1.24	1.25	1.13	0.92	1.02	0.99	0.89	0.81	0.91	0.91	1.37	1.19	

Monthly sales by Municipality	Dorado	GWh	19.78	21.23	14.35	21.0	15.6	21.24	21.42	16.56	17.34	17.97	13.56	15.78	26.56	
Monthly sales by Municipality	Fajardo	GWh	17.37	18.21	20.99	17.68	16.18	18.77	11.73	16.04	16.20	13.43	12.54	19.93	17.68	
Monthly sales by Municipality	Florida	GWh	2.45	2.85	2.81	2.80	2.44	2.88	2.53	2.19	1.95	2.96	2.06	3.01	2.71	
Monthly sales by Municipality	Guánica	GWh	3.60	3.93	4.31	3.74	3.29	3.69	3.72	3.32	2.75	3.04	2.70	4.06	3.71	
Monthly sales by Municipality	Guayama	GWh	17.61	25.95	24.31	20.68	19.59	26.29	19.34	18.88	16.69	18.06	19.80	21.61	22.89	
Monthly sales by Municipality	Guayanilla	GWh	5.65	5.43	5.24	6.42	5.36	5.45	4.93	5.13	4.87	4.79	4.00	5.89	5.86	
Monthly sales by Municipality	Guaynabo	GWh	64.59	73.71	68.26	76.09	59.15	62.51	66.45	57.80	53.39	58.59	43.21	58.64	72.06	
Monthly sales by Municipality	Gurabo	GWh	16.24	18.64	19.23	20.01	17.20	17.91	17.11	15.20	14.13	17.04	15.08	15.50	16.97	
Monthly sales by Municipality	Hatillo	GWh	10.52	13.49	10.41	14.07	10.10	11.33	12.02	10.01	10.15	11.48	7.88	10.38	11.10	
Monthly sales by Municipality	Hormigueros	GWh	4.11	4.44	4.54	4.47	3.92	4.12	3.90	3.35	3.22	3.55	2.93	3.88	4.55	
Monthly sales by Municipality	Humacao	GWh	33.18	23.06	53.23	37.87	31.02	38.43	34.08	31.98	26.96	32.23	32.61	34.21	39.78	
Monthly sales by Municipality	Isabela	GWh	11.23	12.23	10.84	14.61	10.97	11.29	10.89	10.29	8.81	9.84	8.96	9.88	12.03	
Monthly sales by Municipality	Jayuya	GWh	4.19	4.95	4.37	4.08	2.15	4.04	4.27	3.50	3.92	4.21	3.89	4.92	4.87	
Monthly sales by Municipality	Juana Díaz	GWh	18.16	18.34	19.05	22.4	19.6	21.78	20.12	15.80	14.88	17.83	13.87	13.68	18.62	
Monthly sales by Municipality	Juncos	GWh	18.66	17.52	19.92	18.64	13.34	17.22	18.36	18.42	17.41	19.25	16.30	14.48	17.95	
Monthly sales by Municipality	Lajas	GWh	6.76	4.23	6.35	6.34	5.35	5.50	5.43	4.98	4.81	5.06	4.80	7.70	6.56	
Monthly sales by Municipality	Lares	GWh	5.63	6.12	5.49	6.44	5.09	5.44	5.75	5.40	4.91	5.48	4.38	10.99	6.22	
Monthly sales by Municipality	Las Marías	GWh	1.73	1.84	1.99	1.93	1.62	1.86	1.67	1.69	2.83	3.52	0.48	4.97	1.59	
Monthly sales by Municipality	Las Piedras	GWh	11.85	25.17	21.58	23.16	15.83	22.47	18.57	15.24	16.84	15.93	12.17	17.58	19.89	
Monthly sales by Municipality	Loíza	GWh	4.35	4.66	4.63	5.15	4.09	4.31	3.98	3.81	3.59	3.99	3.75	3.75	5.05	
Monthly sales by Municipality	Luquillo	GWh	6.15	6.41	6.32	6.62	5.64	6.07	5.53	4.76	4.67	5.36	4.62	5.56	6.35	
Monthly sales by Municipality	Manatí	GWh	21.33	32.49	32.64	28.38	24.20	27.30	23.79	26.64	20.96	23.34	17.77	22.16	31.47	
Monthly sales by Municipality	Maricao	GWh	1.93	2.33	2.54	1.86	1.89	1.41	2.17	2.37	1.97	2.22	1.87	2.79	2.49	
Monthly sales by Municipality	Maunabo	GWh	2.36	2.68	2.66	2.64	2.32	2.36	2.24	2.02	2.01	2.24	2.29	2.66	2.65	
Monthly sales by Municipality	Mayagüez	GWh	33.18	39.13	35.92	40.40	31.37	36.26	34.62	33.23	33.67	32.47	37.45	36.54	40.27	
Monthly sales by Municipality	Moca	GWh	7.50	8.33	8.63	8.47	7.30	7.94	7.59	7.18	6.46	6.81	6.10	7.32	8.86	
Monthly sales by Municipality	Morovis	GWh	5.75	6.47	6.68	6.7	5.6	6.26	5.60	5.18	4.98	5.26	4.72	6.56	6.53	
Monthly sales by Municipality	Naguabo	GWh	7.05	7.77	7.38	7.56	6.29	6.74	6.67	5.26	4.54	7.86	5.00	12.62	7.51	
Monthly sales by Municipality	Naranjito	GWh	5.45	6.64	6.30	6.60	5.61	5.62	5.84	5.13	4.79	6.27	5.93	6.62	7.05	
Monthly sales by Municipality	Orocovis	GWh	4.11	4.54	4.36	4.52	3.71	4.27	4.30	2.68	3.23	5.25	3.20	9.20	4.36	
Monthly sales by Municipality	Patillas	GWh	4.19	4.67	4.54	4.62	4.01	4.41	4.11	3.13	3.76	3.70	3.05	5.91	4.64	
Monthly sales by Municipality	Peñuelas	GWh	4.79	5.47	5.31	6.00	4.41	4.95	4.87	4.27	3.93	4.42	3.74	4.82	5.36	
Monthly sales by Municipality	Ponce	GWh	64.95	69.76	73.80	72.00	56.03	63.49	86.36	61.17	53.04	41.51	59.27	56.91	70.27	
Monthly sales by Municipality	Quebradillas	GWh	5.14	5.69	6.23	6.19	5.46	5.34	5.40	4.52	4.53	4.64	4.14	6.48	5.78	
Monthly sales by Municipality	Rincón	GWh	4.59	5.52	5.11	5.19	4.75	5.61	4.86	4.43	4.11	4.51	3.61	4.71	5.84	
Monthly sales by Municipality	Río Grande	GWh	14.87	18.93	17.74	18.79	15.34	14.63	16.40	14.57	11.41	13.29	11.17	20.23	17.79	
Monthly sales by Municipality	Sabana Grande	GWh	4.42	6.31	5.91	5.51	4.83	5.09	4.80	4.66	3.93	4.67	4.25	5.96	5.83	
Monthly sales by Municipality	Salinas	GWh	8.27	8.18	8.54	10.74	7.91	9.09	9.37	8.35	5.95	6.98	8.85	8.25	9.03	
Monthly sales by Municipality	San Germán	GWh	9.31	10.60	9.33	10.90	8.88	9.72	9.17	9.53	8.22	8.39	6.77	10.29	10.84	
Monthly sales by Municipality	San Juan	GWh	237.69	259.48	256.76	268.4	217.0	254.71	261.34	232.91	206.90	190.67	252.84	194.52	268.43	
Monthly sales by Municipality	San Lorenzo	GWh	8.03	10.97	10.61	10.28	8.65	9.85	9.00	8.02	7.20	9.20	7.35	9.97	10.05	
Monthly sales by Municipality	San Sebastián	GWh	8.38	9.32	9.30	10.42	8.68	9.59	9.05	8.29	7.33	8.07	6.96	10.07	10.12	
Monthly sales by Municipality	Santa Isabel	GWh	9.68	10.92	12.27	11.69	10.93	12.59	12.08	3.06	8.57	8.46	7.17	14.12	10.90	
Monthly sales by Municipality	Toa Alta	GWh	19.76	22.70	18.99	22.34	16.68	15.42	19.52	15.44	14.87	15.90	13.65	34.21	25.31	
Monthly sales by Municipality	Toa Baja	GWh	24.32	26.63	27.40	27.69	23.79	24.49	26.54	21.54	17.61	21.94	20.25	17.36	31.03	
Monthly sales by Municipality	Trujillo Alto	GWh	19.00	25.41	22.43	23.22	21.72	20.78	24.17	20.17	17.06	18.89	13.44	39.91	23.04	
Monthly sales by Municipality	Utuado	GWh	5.21	7.24	6.67	7.91	5.76	5.99	5.87	5.24	5.60	5.76	6.43	7.22	7.03	
Monthly sales by Municipality	Vega Alta	GWh	9.15	11.51	10.99	12.73	9.37	10.16	9.91	10.33	9.10	9.76	7.90	11.97	11.08	
Monthly sales by Municipality	Vega Baja	GWh	16.10	18.47	24.36	19.84	17.80	18.83	17.37	15.52	16.14	15.26	14.28	17.63	20.07	
Monthly sales by Municipality	Vieques	GWh	3.21	3.55	3.47	3.63	2.92	3.35	3.37	3.07	2.80	3.11	2.43	3.69	3.53	
Monthly sales by Municipality	Villalba	GWh	11.74	5.29	10.11	8.15	6.43	6.72	7.11	5.57	6.00	5.73	14.38	10.02	7.00	
Monthly sales by Municipality	Yabucoa	GWh	6.81	7.63	6.67	8.60	6.96	7.78	8.80	5.96	5.17	4.55	5.95	8.53	8.29	
Monthly sales by Municipality	Yauco	GWh	10.48	11.63	11.89	11.5	10.3	11.40	12.76	9.38	8.76	10.51	7.87	11.96	12.42	
Monthly system peak	-	MW	2,718.0	2,801.0	2,960.0	2,929.0	2,793.0	2,642.0	2,604.0	2,412.0	2,373.0	2,429.0	2,466.0	2,794.0	2,922.0	
Monthly peak by customer class	-	MW	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
Monthly peak by district	-	MW	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
Cost of generation per customer (system)	-	$/customer	109.63	118.62	131.41	133.24	142.03	142.96	130.03	121.28	129.10	128.20	135.60	179.89		***Alignment with Quarter Financial Reporting***
Average revenue per kilowatt-hour sold	-	$/kWh	0.243	0.209	0.243	0.242	0.272	0.235	0.229	0.262	0.275	0.303	0.296	0.292	0.286	
Generation																
Purchased energy from thermal PPOA's	Total	MWh	462.5	549.4	540.8	600.1	595.8	437.4	494.5	467.1	400.7	589.4	536.4	630.2	612.1	
Purchased energy from thermal PPOA's	EcoEléctrica	MWh	297.5	285.6	285.6	315.5	322.9	182.1	245.9	257.2	253.5	303.1	256.5	294.5	296.2	
Purchased energy from thermal PPOA's	AES	MWh	164.9	263.8	255.2	284.6	272.8	255.3	248.6	209.9	147.2	286.3	279.9	335.7	315.9	
Cost of capacity purchased from thermal PPOA's	EcoEléctrica	$ / kW-month	26.43	27.39	27.38	27.17	27.16	27.16	27.17	24.8	22.94	23.56	23.56	23.57	23.6	
Cost of capacity purchased from thermal PPOA's	AES	$ / kW-month	1.00	27.64	27.06	24.21	24.21	24.23	24.5	24.6	23.54	24.24	24.05	24.36	24.6	
Cost of energy (base + excess) purchased from thermal PPOA's	EcoEléctrica	$ / MWh	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.08	0.06	0.05	0.05	0.04	0.05	0.04	0.0	
Cost of energy (base + excess) purchased from thermal PPOA's	AES	$ / MWh	0.05	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.10	0.10	0.12	0.05	0.05	0.05	0.1	
Transmission and Distribution																
SAIDI (Distribution)	System	Minutes	176.79	139.24	102.76	152.76	121.29	76.63	86.24	53.33	73.86	78.68	93.88	116.15	107.30	
SAIDI (Transmission Substation)	System	Minutes	46.11	35.02	31.80	21.38	35.58	38.44	37.48	14.23	25.52	42.86	25.80	22.77	31.37	
SAIDI (T&D)	System	Minutes	222.90	174.26	134.56	174.14	156.87	115.07	123.72	67.56	99.38	121.54	119.68	138.92	138.67	
SAIFI (Distribution)	System	Interruptions per customer	0.39	0.43	0.37	0.54	0.49	0.33	0.41	0.30	0.34	0.39	0.36	0.47	0.44	
SAIFI (Transmission Substation)	System	Interruptions per customer	0.31	0.21	0.24	0.18	0.35	0.24	0.21	0.18	0.16	0.20	0.25	0.21	0.22	
SAIFI (T&D)	System	Interruptions per customer	0.70	0.64	0.61	0.72	0.84	0.57	0.62	0.48	0.50	0.59	0.61	0.68	0.66	
Net monthly work orders balance	-	Number of work orders	354,188	368,621	382,288	76,136	88,190	97,825	105,311	115,645	132,134	149,453	164,293	182,245	201,670	***Restated due to the removal of duplicates & completed orders. This change is for the***
MAIFI	System	Percentage	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	

SAIDI															
SAIDI Distribution	ARECIBO	Minutes	127.73	35.97	67.98	106.91	57.54	48.97	152.04	66.32	45.51	78.06	55.98	72.74	209.60
SAIDI Distribution	MANATÍ	Minutes	85.81	100.84	81.40	331.52	130.76	52.09	79.49	40.06	63.64	97.66	125.09	93.08	121.26
SAIDI Distribution	QUEBRADILLAS	Minutes	56.73	131.54	62.78	149.23	74.77	35.95	75.94	22.15	20.86	44.94	10.76	32.88	49.89
SAIDI Distribution	UTUADO	Minutes	628.31	344.67	158.84	366.18	248.83	56.58	65.93	30.32	38.52	26.72	84.95	145.86	90.60
SAIDI Distribution	BAYAMÓN	Minutes	100.19	105.36	83.05	200.46	63.07	57.48	105.86	43.23	164.77	56.62	66.43	93.66	105.00
SAIDI Distribution	COROZAL	Minutes	147.85	117.00	110.95	157.90	171.58	108.92	95.65	63.75	108.30	129.96	115.62	204.13	171.64
SAIDI Distribution	PALO SECO	Minutes	74.46	46.07	54.71	118.67	26.36	41.94	115.02	19.94	176.71	102.18	45.05	266.95	53.88
SAIDI Distribution	VEGA BAJA	Minutes	170.50	47.35	195.46	234.63	87.70	156.37	101.11	81.65	78.89	65.95	80.10	130.78	99.92
SAIDI Distribution	BARRANQUITAS	Minutes	120.52	111.54	101.71	135.98	101.69	103.98	93.10	84.05	86.49	60.49	58.79	77.53	105.67
SAIDI Distribution	CAGUAS	Minutes	216.11	153.19	122.84	162.62	160.27	103.12	87.70	65.62	90.09	80.66	69.15	89.03	114.23
SAIDI Distribution	CAYEY	Minutes	81.94	128.19	63.31	106.36	82.26	42.81	52.06	20.45	73.89	126.96	58.79	83.02	85.74
SAIDI Distribution	HUMACAO	Minutes	286.14	163.98	123.96	102.25	118.86	108.48	138.08	29.51	93.96	61.73	141.60	176.54	91.22
SAIDI Distribution	CANÓVANAS	Minutes	73.01	271.81	93.61	72.69	105.61	116.17	52.57	78.93	37.22	53.70	63.35	175.36	57.97
SAIDI Distribution	CAROLINA	Minutes	136.17	112.21	69.40	124.96	124.81	44.91	46.86	37.42	48.69	54.51	81.28	95.13	59.35
SAIDI Distribution	FAJARDO	Minutes	82.45	156.00	22.09	35.45	73.23	22.32	18.38	14.13	19.96	29.98	61.04	38.97	42.98
SAIDI Distribution	AGUADILLA	Minutes	212.17	214.97	134.98	244.73	186.71	53.47	151.80	55.18	39.40	64.44	46.17	121.93	128.32
SAIDI Distribution	MAYAGÜEZ	Minutes	214.22	227.11	220.06	330.15	107.12	122.18	91.41	50.22	69.81	116.04	209.36	325.76	204.55
SAIDI Distribution	SAN GERMÁN	Minutes	274.33	148.56	97.06	157.26	173.88	66.53	70.76	88.66	106.04	132.34	99.93	141.30	192.12
SAIDI Distribution	SAN SEBASTIÁN	Minutes	218.21	299.48	106.55	307.09	112.39	67.13	66.78	42.78	20.89	181.69	77.56	189.22	156.46
SAIDI Distribution	GUAYAMA	Minutes	140.52	57.09	68.17	65.71	41.42	28.30	41.06	26.53	13.86	6.73	151.68	25.90	24.39
SAIDI Distribution	PONCE	Minutes	162.77	120.63	79.97	170.60	130.48	39.01	29.57	21.47	28.96	59.97	31.75	34.59	48.71
SAIDI Distribution	SANTA ISABEL	Minutes	54.86	67.88	122.68	37.21	24.96	28.41	18.16	8.76	7.25	46.90	15.20	20.32	23.96
SAIDI Distribution	YAUCO	Minutes	123.56	129.47	78.39	102.08	96.97	31.34	76.14	13.61	39.41	78.75	70.64	59.85	58.89
SAIDI Distribution	GUAYNABO	Minutes	167.45	85.09	108.43	58.75	134.67	110.51	65.50	49.88	86.78	85.54	182.43	133.25	145.77
SAIDI Distribution	MONACILLOS	Minutes	404.91	167.57	170.93	129.83	275.12	130.98	166.21	153.99	128.15	128.13	232.58	199.29	171.23
SAIDI Distribution	RÍO PIEDRAS	Minutes	183.75	151.53	46.47	54.59	118.47	109.01	110.57	82.10	76.76	70.56	100.73	55.18	95.78
SAIDI Transmission Substation	ARECIBO	Minutes	60.85	60.04	2.13	0.00	0.00	24.67	55.44	17.59	0.00	44.20	37.44	42.64	23.33
SAIDI Transmission Substation	MANATÍ	Minutes	0.00	0.00	20.22	50.74	1.25	128.69	0.00	24.60	0.00	56.39	35.23	68.20	137.06
SAIDI Transmission Substation	QUEBRADILLAS	Minutes	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	72.29	122.20	20.32	8.22	15.79	12.67	14.34	0.98
SAIDI Transmission Substation	UTUADO	Minutes	77.98	23.92	67.99	0.00	0.46	12.81	0.69	0.00	27.02	45.09	29.03	14.59	118.23
SAIDI Transmission Substation	BAYAMÓN	Minutes	6.06	41.00	50.51	20.94	43.64	19.53	36.49	1.31	84.77	25.27	0.00	1.28	29.82
SAIDI Transmission Substation	COROZAL	Minutes	0.00	0.00	106.57	97.18	55.92	161.46	106.18	0.00	156.35	28.88	0.00	17.37	33.70
SAIDI Transmission Substation	PALO SECO	Minutes	25.93	0.00	68.06	0.00	76.69	14.99	75.01	0.00	0.00	14.46	65.31	14.43	12.98
SAIDI Transmission Substation	VEGA BAJA	Minutes	40.64	0.00	13.67	0.00	25.06	14.49	138.37	0.00	19.21	30.70	42.79	6.35	44.86
SAIDI Transmission Substation	BARRANQUITAS	Minutes	1.54	0.00	33.42	38.07	11.34	92.07	69.33	0.00	101.42	103.42	0.00	0.00	0.00
SAIDI Transmission Substation	CAGUAS	Minutes	48.24	42.05	24.07	16.13	9.53	3.56	23.61	11.05	0.74	16.99	0.00	16.40	0.46
SAIDI Transmission Substation	CAYEY	Minutes	0.00	16.56	11.95	0.00	48.94	4.79	0.00	50.36	0.00	0.00	0.00	10.38	32.02
SAIDI Transmission Substation	HUMACAO	Minutes	88.93	13.10	21.05	49.21	116.25	80.08	22.53	32.42	54.48	44.91	8.28	0.64	6.46
SAIDI Transmission Substation	CANÓVANAS	Minutes	0.00	0.00	0.00	31.33	9.11	6.54	18.16	9.07	0.00	106.86	38.90	32.30	21.17
SAIDI Transmission Substation	CAROLINA	Minutes	0.08	6.77	13.15	0.00	46.61	27.79	0.00	0.00	5.28	0.14	0.00	26.24	4.68
SAIDI Transmission Substation	FAJARDO	Minutes	0.00	13.12	0.00	0.00	57.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	30.37	0.00	0.00
SAIDI Transmission Substation	AGUADILLA	Minutes	99.11	197.66	75.46	0.00	156.32	33.66	0.00	3.42	23.78	3.64	43.79	0.00	26.01
SAIDI Transmission Substation	MAYAGÜEZ	Minutes	98.33	217.57	10.92	24.90	18.50	198.93	5.64	0.00	13.25	36.24	3.54	83.73	123.12
SAIDI Transmission Substation	SAN GERMÁN	Minutes	151.70	40.69	0.00	63.93	21.40	53.06	63.74	0.00	2.81	26.02	107.07	33.53	5.61
SAIDI Transmission Substation	SAN SEBASTIÁN	Minutes	40.37	43.99	13.05	102.49	5.90	10.53	7.84	2.02	9.80	13.20	4.52	55.72	13.28
SAIDI Transmission Substation	GUAYAMA	Minutes	0.00	0.00	156.84	0.00	0.00	0.00	0.00	70.85	75.25	69.84	91.96	0.00	0.00
SAIDI Transmission Substation	PONCE	Minutes	65.78	43.27	0.00	19.16	28.42	39.35	0.48	24.98	46.91	0.00	6.50	33.52	23.49
SAIDI Transmission Substation	SANTA ISABEL	Minutes	0.00	0.00	101.14	8.15	0.00	44.13	0.00	0.00	0.00	647.21	42.51	0.00	0.00
SAIDI Transmission Substation	YAUCO	Minutes	213.38	10.71	13.21	79.73	9.88	0.00	253.87	8.22	21.92	17.14	0.00	46.52	1.86
SAIDI Transmission Substation	GUAYNABO	Minutes	30.11	38.07	60.38	0.19	19.79	21.38	34.34	12.39	4.82	20.26	64.54	46.09	71.88
SAIDI Transmission Substation	MONACILLOS	Minutes	83.56	19.72	50.24	4.43	87.03	2.87	6.10	6.62	22.67	0.35	7.18	11.27	21.20
SAIDI Transmission Substation	RÍO PIEDRAS	Minutes	6.03	0.00	7.22	3.06	28.79	16.06	28.10	58.18	15.40	30.84	24.83	11.89	74.37
SAIFI															
SAIFI Distribution	ARECIBO	Interruptions per customer	0.53	0.20	0.28	0.56	0.19	0.36	0.42	0.27	0.20	0.34	0.28	0.42	0.83
SAIFI Distribution	MANATÍ	Interruptions per customer	0.14	0.35	0.30	1.61	0.42	0.20	0.44	0.09	0.15	0.41	0.23	0.41	0.36
SAIFI Distribution	QUEBRADILLAS	Interruptions per customer	0.07	0.41	0.19	0.50	0.14	0.08	0.22	0.09	0.10	0.17	0.05	0.16	0.26
SAIFI Distribution	UTUADO	Interruptions per customer	0.64	0.52	0.23	1.74	1.35	0.15	0.28	0.12	0.22	0.12	0.44	0.51	0.28
SAIFI Distribution	BAYAMÓN	Interruptions per customer	0.18	0.38	0.37	0.79	0.22	0.25	0.40	0.30	0.72	0.42	0.39	0.50	0.43
SAIFI Distribution	COROZAL	Interruptions per customer	0.26	0.35	0.34	0.48	0.48	0.30	0.36	0.30	0.37	0.41	0.54	0.87	0.58
SAIFI Distribution	PALO SECO	Interruptions per customer	0.23	0.16	0.37	0.37	0.04	0.46	0.44	0.07	0.62	0.63	0.14	1.05	0.26
SAIFI Distribution	VEGA BAJA	Interruptions per customer	0.77	0.13	0.68	0.70	0.29	0.65	0.50	0.34	0.52	0.25	0.26	0.51	0.45
SAIFI Distribution	BARRANQUITAS	Interruptions per customer	0.20	0.25	0.21	0.32	0.24	0.31	0.47	0.30	0.31	0.34	0.20	0.25	0.34
SAIFI Distribution	CAGUAS	Interruptions per customer	0.29	0.23	0.35	0.41	0.31	0.38	0.26	0.31	0.25	0.30	0.33	0.35	0.43
SAIFI Distribution	CAYEY	Interruptions per customer	0.13	0.32	0.14	0.33	0.27	0.10	0.23	0.07	0.35	0.61	0.20	0.35	0.28
SAIFI Distribution	HUMACAO	Interruptions per customer	0.96	0.42	0.38	0.37	0.33	0.39	0.50	0.15	0.39	0.29	0.42	0.44	0.45
SAIFI Distribution	CANÓVANAS	Interruptions per customer	0.46	0.82	0.46	0.39	0.50	0.46	0.30	0.54	0.22	0.42	0.38	0.76	0.25
SAIFI Distribution	CAROLINA	Interruptions per customer	0.22	0.27	0.25	0.54	0.50	0.17	0.18	0.31	0.36	0.30	0.40	0.29	0.44
SAIFI Distribution	FAJARDO	Interruptions per customer	0.32	0.59	0.12	0.14	0.24	0.18	0.11	0.09	0.08	0.17	0.60	0.14	0.13
SAIFI Distribution	AGUADILLA	Interruptions per customer	0.42	0.47	0.27	0.55	0.66	0.18	0.54	0.21	0.22	0.22	0.15	0.57	0.39
SAIFI Distribution	MAYAGÜEZ	Interruptions per customer	0.34	0.78	0.62	0.58	0.28	0.37	0.47	0.15	0.22	0.32	0.56	0.78	0.76
SAIFI Distribution	SAN GERMÁN	Interruptions per customer	0.30	0.25	0.31	0.45	0.45	0.21	0.30	0.36	0.41	0.43	0.31	0.55	0.64
SAIFI Distribution	SAN SEBASTIÁN	Interruptions per customer	0.27	0.79	0.33	0.85	0.49	0.14	0.14	0.13	0.06	0.57	0.29	0.27	0.36
SAIFI Distribution	GUAYAMA	Interruptions per customer	0.25	0.22	0.49	0.41	0.17	0.27	0.32	0.14	0.08	0.04	0.32	0.32	0.09
SAIFI Distribution	PONCE	Interruptions per customer	0.43	0.37	0.32	0.62	0.40	0.19	0.22	0.21	0.23	0.26	0.34	0.23	0.31
SAIFI Distribution	SANTA ISABEL	Interruptions per customer	0.19	0.15	0.30	0.07	0.15	0.14	0.09	0.05	0.05	0.33	0.23	0.10	0.10
SAIFI Distribution	YAUCO	Interruptions per customer	0.12	0.36	0.21	0.30	0.16	0.11	0.48	0.12	0.18	0.33	0.36	0.23	0.25

SAIFI Distribution	GUAYNABO	Interruptions per customer	0.52	0.36	0.50	0.30	0.53	0.37	0.16	0.27	0.52	0.46	0.48	0.47	0.56	
SAIFI Distribution	MONACILLOS	Interruptions per customer	1.05	1.16	0.97	0.73	2.47	0.94	1.60	1.14	0.78	1.02	0.90	1.14	0.96	
SAIFI Distribution	RÍO PIEDRAS	Interruptions per customer	0.28	0.66	0.26	0.28	0.81	0.66	0.59	0.70	0.44	0.51	0.19	0.41	0.52	
SAIFI Transmission Substation	ARECIBO	Interruptions per customer	0.18	0.38	0.02	0.00	0.00	0.27	0.40	0.13	0.00	0.18	0.98	0.41	0.11	
SAIFI Transmission Substation	MANATÍ	Interruptions per customer	0.00	0.00	0.21	0.13	0.21	0.42	0.00	0.21	0.00	0.20	0.12	0.61	0.65	
SAIFI Transmission Substation	QUEBRADILLAS	Interruptions per customer	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.54	0.53	0.13	0.07	0.13	0.35	0.17	0.07	
SAIFI Transmission Substation	UTUADO	Interruptions per customer	0.92	0.12	0.37	0.00	0.08	0.53	0.08	0.00	0.28	0.53	0.64	0.08	1.25	
SAIFI Transmission Substation	BAYAMÓN	Interruptions per customer	0.00	0.20	0.60	0.06	0.44	0.29	0.32	0.07	0.27	0.09	0.00	0.06	0.14	
SAIFI Transmission Substation	COROZAL	Interruptions per customer	0.00	0.00	0.80	0.56	0.67	1.23	1.57	0.00	0.34	0.56	0.00	0.35	1.09	
SAIFI Transmission Substation	PALO SECO	Interruptions per customer	0.20	0.00	0.50	0.00	0.33	0.22	0.37	0.00	0.00	0.04	0.13	0.11	0.08	
SAIFI Transmission Substation	VEGA BAJA	Interruptions per customer	0.40	0.00	0.20	0.00	0.15	0.13	0.48	0.00	0.15	0.19	0.62	0.05	0.45	
SAIFI Transmission Substation	BARRANQUITAS	Interruptions per customer	0.00	0.00	0.50	0.62	0.20	0.32	0.26	0.00	0.16	0.28	0.00	0.00	0.00	
SAIFI Transmission Substation	CAGUAS	Interruptions per customer	0.70	0.10	0.10	0.07	0.17	0.04	0.15	0.15	0.08	0.12	0.00	0.13	0.04	
SAIFI Transmission Substation	CAYEY	Interruptions per customer	0.00	0.50	0.10	0.00	0.67	0.20	0.00	0.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.22	
SAIFI Transmission Substation	HUMACAO	Interruptions per customer	0.20	0.20	0.10	0.43	0.31	0.44	0.21	0.45	0.33	0.38	0.12	0.09	0.17	
SAIFI Transmission Substation	CANÓVANAS	Interruptions per customer	0.00	0.00	0.00	0.12	0.11	0.11	0.15	0.10	0.00	0.32	0.77	0.19	0.12	
SAIFI Transmission Substation	CAROLINA	Interruptions per customer	0.00	0.10	0.20	0.00	0.42	0.09	0.00	0.00	0.03	0.02	0.00	0.24	0.07	
SAIFI Transmission Substation	FAJARDO	Interruptions per customer	0.00	0.30	0.00	0.00	0.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.39	0.00	0.00	
SAIFI Transmission Substation	AGUADILLA	Interruptions per customer	0.50	1.10	0.60	0.00	1.17	0.14	0.00	0.41	0.18	0.01	0.59	0.00	0.46	
SAIFI Transmission Substation	MAYAGÜEZ	Interruptions per customer	0.70	0.70	0.10	0.26	0.17	0.16	0.05	0.00	0.05	0.56	0.03	0.82	0.30	
SAIFI Transmission Substation	SAN GERMÁN	Interruptions per customer	0.50	0.30	0.00	0.33	0.07	0.22	0.28	0.00	0.06	0.21	0.69	0.38	0.07	
SAIFI Transmission Substation	SAN SEBASTIÁN	Interruptions per customer	0.50	0.70	0.40	0.85	0.13	0.27	0.13	0.09	0.04	0.07	0.04	0.90	0.09	
SAIFI Transmission Substation	GUAYAMA	Interruptions per customer	0.00	0.00	1.50	0.00	0.00	0.00	0.00	1.47	1.43	0.26	1.19	0.00	0.00	
SAIFI Transmission Substation	PONCE	Interruptions per customer	0.40	0.30	0.00	0.18	0.30	0.42	0.00	0.32	0.30	0.00	0.07	0.09	0.16	
SAIFI Transmission Substation	SANTA ISABEL	Interruptions per customer	0.00	0.00	0.80	0.04	0.00	0.42	0.00	0.00	0.00	1.31	0.59	0.00	0.00	
SAIFI Transmission Substation	YAUCO	Interruptions per customer	1.20	0.20	0.10	1.29	0.82	0.00	0.75	0.53	0.20	0.18	0.00	0.13	0.19	
SAIFI Transmission Substation	GUAYNABO	Interruptions per customer	0.50	0.20	0.20	0.00	0.16	0.07	0.12	0.10	0.06	0.10	0.09	0.34	0.32	
SAIFI Transmission Substation	MONACILLOS	Interruptions per customer	0.50	0.10	0.10	0.17	1.40	0.16	0.17	0.07	0.14	0.06	0.08	0.33	0.23	
SAIFI Transmission Substation	RÍO PIEDRAS	Interruptions per customer	0.00	0.00	0.00	0.15	0.20	0.13	0.22	0.23	0.24	0.24	0.06	0.04	0.27	
Customer Service																
Technical losses as % of net generation		Percentage	8.34%	8.35%	8.34%	8.34%	8.37%	8.39%	8.38%	8.37%	8.37%	8.42%	8.40%	8.37%	8.38%	
Tecnical loss reduction as a % of net generation		Percentage	0.01%	0.01%	-0.01%	0.00%	0.03%	0.02%	-0.01%	-0.01%	0.00%	0.05%	0.02%	0.03%	0.01%	
DSO (Days Sales Outstanding) - Total customers		Days	86	116	57	38	198	135	116	133	81	115				***Alignment with Quarter Financial Reporting***
DSO (Days Sales Outstanding) - government customers		Days	17	123	126	128	224	223	208	239	235	178				***Alignment with Quarter Financial Reporting***
DSO (Days Sales Outstanding) - general customers		Days	99	114	51	32	190	118	100	114	62	103				***Alignment with Quarter Financial Reporting***
Cash recovered on theft		Million dollars	0.145	0.086	0.083	0.097	0.072	0.048	0.041	0.061	0.047	0.087	0.067	0.059	0.058	
NTL as a % of net generation		Percentage	1.51%	1.75%	2.09%	1.75%	2.50%	3.28%	2.66%	2.45%	2.78%	3.63%	3.45%	3.34%	3.69%	
NTL reduction as a % of net generation		Percentage	0.26%	0.24%	0.34%	-0.34%	0.75%	0.77%	-0.62%	-0.20%	0.32%	0.85%	-0.18%	-0.11%	0.35%	
Total number of calls received		Number	552,356	339,888	349,606	351,804	269,204	214,731	222,509	213,017	225,437	258,905	272,846	268,825	315,723	
Number of customer calls answered		Number of calls	154,055	195,732	190,084	205,169	224,655	203,681	212,208	202,065	208,597	240,320	233,582	241,355	235,646	
Average speed to answer		Minutes	26:03	07:07	09:17	09:05	02:47	01:01	00:22	00:57	01:11	00:46	01:12	00:56	03:46	
Wait time in Customer Service Centers		Minutes	10:46	10:34	10:07	14:35	10:10	9:36	8:55	7:59	6:35	6:28	6:57	7:39	7:49	
Number of Act 57 Claims Opened		Number of cases	160	357	691	636	621	334	263	241	176	197	216	245	409	
Average time to resolve billing disputes (Act 57 Claims)		Days	34	41	48	52	59	58	80	90	89	38	45	46	39	
Number of customer complaints closed (Act 57 Claims)	Total	Number of cases	10	73	721	832	646	466	550	292	277	284	410	290	406	***Restated value for the months of March 2022 to May 2022 due to a data entry error***
Number of customer complaints closed by class (Act 57 Claims)	Commercial	Number of cases	2	6	49	49	27	24	26	18	17	73	180	39	26	***Restated value for the months of March 2022 to May 2022 due to a data entry error***
Number of customer complaints closed by class (Act 57 Claims)	Primary	Number of cases		1	1	1	7	3	3	1	1	21	28	74	2	***Restated value for the months of March 2022 to May 2022 due to a data entry error***
Number of customer complaints closed by class (Act 57 Claims)	Residential	Number of cases	8	65	640	734	578	398	472	239	213	64	93	117	319	***Restated value for the months of March 2022 to May 2022 due to a data entry error***
Number of customer complaints closed by class (Act 57 Claims)	Public Residential	Number of cases			10	4	3	5	4	9	2	71	25	25	2	***Restated value for the months of March 2022 to May 2022 due to a data entry error***
Number of customer complaints closed by class (Act 57 Claims)	Subsidized Residential	Number of cases		1	21	44	31	36	45	25	44	55	84	35	57	***Restated value for the months of March 2022 to May 2022 due to a data entry error***
Number of customers on AMI	System	Number of customers	19,996	20,000	20,002	19,991	19,998	20,053	20,160	20,160	20,168	20,182	20,193	20,201	20,210	
Number of customers on AMI	BAYAMÓN	Number of customers	477	477	477	477	477	477	477	477	477	477	477	476	476	
Number of customers on AMI	CAGUAS	Number of customers	2,995	2,995	2,995	2,995	2,995	3,038	3,088	3,088	3,090	3,091	3,091	3,092	3,092	
Number of customers on AMI	CAROLINA	Number of customers	2,655	2,656	2,656	2,656	2,656	2,656	2,657	2,658	2,658	2,660	2,659	2,659	2,659	
Number of customers on AMI	DORADO	Number of customers	2,254	2,258	2,259	2,257	2,268	2,276	2,285	2,285	2,286	2,287	2,293	2,294	2,301	
Number of customers on AMI	GUAYNABO	Number of customers	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	
Number of customers on AMI	GURABO	Number of customers	1,684	1,684	1,684	1,684	1,685	1,685	1,686	1,686	1,686	1,687	1,687	1,687	1,688	
Number of customers on AMI	SAN JUAN	Number of customers	3,632	3,630	3,630	3,625	3,623	3,627	3,668	3,667	3,673	3,680	3,683	3,684	3,685	
Number of customers on AMI	TOA ALTA	Number of customers	3,010	3,010	3,011	3,009	3,008	3,010	3,009	3,009	3,007	3,008	3,008	3,008	3,008	
Number of customers on AMI	TOA BAJA	Number of customers	284	284	284	284	283	282	282	282	282	282	282	282	282	
Number of customers on AMI	TRUJILLO ALTO	Number of customers	2,510	2,511	2,511	2,509	2,508	2,507	2,511	2,511	2,511	2,512	2,513	2,515	2,515	
Number of customers on AMI	GUANICA	Number of customers	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	3	3	6	
Number of customers on AMI	PEÑUELAS	Number of customers	-	-	-	-	-	-	2	2	2	2	2	6	3	
Percent of customers on AMI	System	Percentage	1.35%	1.35%	1.34%	1.34%	1.34%	1.34%	1.35%	1.35%	1.35%	1.35%	1.35%	1.35%	1.35%	
Percent of customers on AMI	BAYAMÓN	Percentage	0.57%	0.57%	0.56%	0.57%	0.57%	0.57%	0.57%	0.57%	0.57%	0.57%	0.57%	0.57%	0.57%	
Percent of customers on AMI	CAGUAS	Percentage	5.37%	5.35%	5.26%	5.35%	5.37%	5.43%	5.54%	5.54%	5.56%	5.57%	5.59%	5.57%	5.56%	
Percent of customers on AMI	CAROLINA	Percentage	3.63%	3.65%	3.75%	3.66%	3.67%	3.68%	3.68%	3.69%	3.69%	3.68%	3.69%	3.68%	3.68%	
Percent of customers on AMI	DORADO	Percentage	14.63%	15.13%	14.80%	15.13%	15.30%	15.21%	15.15%	15.17%	15.14%	15.15%	15.19%	15.18%	15.17%	
Percent of customers on AMI	GUAYNABO	Percentage	1.18%	1.18%	1.18%	1.19%	1.19%	1.19%	1.19%	1.19%	1.19%	1.19%	1.19%	1.19%	1.19%	
Percent of customers on AMI	GURABO	Percentage	9.93%	10.05%	10.13%	10.20%	10.25%	10.23%	10.17%	10.19%	10.18%	10.21%	10.21%	10.26%	10.67%	
Percent of customers on AMI	SAN JUAN	Percentage	2.13%	2.13%	2.16%	2.12%	2.11%	2.13%	2.15%	2.15%	2.15%	2.16%	2.16%	2.16%	2.16%	
Percent of customers on AMI	TOA ALTA	Percentage	13.00%	13.04%	13.21%	13.27%	13.32%	13.29%	13.26%	13.22%	13.20%	13.20%	13.19%	13.23%	13.44%	
Percent of customers on AMI	TOA BAJA	Percentage	0.92%	0.93%	0.92%	0.92%	0.92%	0.92%	0.91%	0.92%	0.92%	0.92%	0.92%	0.92%	0.92%	
Percent of customers on AMI	TRUJILLO ALTO	Percentage	11.45%	9.82%	9.83%	9.88%	9.77%	9.84%	9.79%	9.76%	9.72%	9.72%	9.83%	9.83%	9.77%	
Percent of customers on AMI	GUANICA	Percentage	-	-	-	-	-	-	0.00%	0.00%	0.01%	0.01%	0.04%	0.04%	9.77%	

Percent of customer on AMI	PEÑUELAS	Percentage	-	-	-	-	-	-	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.07%	0.03%	
Percent of customers billed		Percentage	98.31%	99.08%	96.11%	98.68%	98.71%	98.58%	98.94%	99.12%	99.29%	99.38%	98.85%	99.23%	99.21%	
Percent of bills estimated vs. read		Percentage	13.83%	16.07%	10.67%	11.26%	9.10%	8.92%	9.34%	9.24%	9.28%	9.31%	15.93%	9.66%	10.62%	
Percent of automatically-generated NTL leads found to be occurrences of theft		Percentage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Average time to respond to service and outage complaints		Days	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17	8	4	5	
Number of disconnections by customer class		Number of disconnections	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by customer class	Residential	Number of disconnections	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by customer class	Commercial	Number of disconnections	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by customer class	Industrial	Number of disconnections	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by customer class	Public Lighting	Number of disconnections	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by customer class	Agriculture	Number of disconnections	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by customer class	Others	Number of disconnections	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by Area	Total	Number of disconnections	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by Area	Arecibo	Number of disconnections	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by Area	Bayamón	Number of disconnections	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by Area	Caguas	Number of disconnections	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by Area	Mayagüez	Number of disconnections	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by Area	Metro	Number of disconnections	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of disconnections by Area	Ponce	Number of disconnections	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of customers enrolled in extended payment plans	Total	Number of customers	17,772	17,726	17,523	16,677	17,365	17,943	18,433	18,723	18,983	19,852	20,415	20,803	21,052	
Number of customers enrolled in extended payment plans by class	Residencial	Number of customers	12,924	12,983	12,877	12,186	12,991	13,662	14,234	14,617	15,051	16,036	16,616	17,104	17,480	
Number of customers enrolled in extended payment plans by class	Gobierno	Number of customers	12	11	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	
Number of customers enrolled in extended payment plans by class	Uso Indebido	Number of customers	4,836	4,732	4,635	4,481	4,364	4,271	4,189	4,096	3,922	3,806	3,789	3,689	3,563	
Number of customer defaulting on extended payment plans	Total	Number of customers	2,677	3,261	4,188	4,146	5,150	6,749	6,650	5,100	6,243	7,188	5,859	6,103	7,057	
Number of customer defaulting on extended payment plans by class	Residencial	Number of customers	1,526	1,949	2,655	2,900	3,655	5,079	5,038	3,835	4,884	5,853	4,690	4,923	5,819	
Number of customer defaulting on extended payment plans by class	Gobierno	Number of customers	6	5	4	7	6	7	7	7	7	7	7	8	7	
Number of customer defaulting on extended payment plans by class	Uso Indebido	Number of customers	1,145	1,307	1,529	1,239	1,489	1,663	1,605	1,258	1,352	1,328	1,162	1,172	1,231	
Number of customers completing extended payment plans	Total	Number of customers	826	670	713	746	293	303	304	307	323	321	322	342	324	
Number of customers completing extended payment plans by class	Residencial	Number of customers	781	629	668	724	249	257	271	262	270	285	267	291	279	
Number of customers completing extended payment plans by class	Gobierno	Number of customers	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Number of customers completing extended payment plans by class	Uso Indebido	Number of customers	45	41	45	22	44	46	33	45	53	36	55	51	45	
Finance																
Timely submission of Monthly Operating Report		Days	85	83	55	25	43	23	21	22	24	27	27	22		
Accounts Payable days outstanding		Days	21	10	14	10	18	13	10	12	16	13	10	6		
Operations-Warehousing																
Inventory turns (annualized percent of value)**	Total	Rate														
Warehouse General Depot (Distribution Center)		Percentage	8%	8%	7%	11%	11%	10%	10%	10%	11%	11%	11%	13%	14%	
Warehouse T & D (Region & District)		Percentage	83%	83%	81%	79%	73%	73%	73%	73%	69%	62%	60%	64%	67%	
Warehouse Plants		Percentage	16%	15%	15%	15%	16%	16%	16%	16%	16%	14%	14%	15%	16%	
Inventory value		Million dollars	227.5	225.9	228.3	226.1	225.2	225.1	224.6	224.1	223.5	223.8	226.0	226.8	226.8	
Operations-Fleet																
Fleet out of service (system)		Percentage	34.08%	24.45%	22.11%	19.95%	19.32%	21.88%	13.78%	13.64%	9.18%	8.75%	6.69%	6.00%	6.64%	
Total available vehicles in service (system)		Number of vehicles	936	1,063	1,166	1,236	1,278	1,175	1,301	1,311	1,534	1,607	1,660	1,722	1,813	
Operations-Fuel																
Fuel Expenditure vs Forecast	Diesel #2	Percentage	151.76%	244.54%	390.00%	1157.47%	571.52%	294.44%	192.17%	-35.94%	74.19%	42.01%	94.24%	85.31%	164.23%	***June 2022 values based on PREPA'S preliminary data, subject to change.***
Fuel Expenditure vs Forecast	#6	Percentage	-30.78%	-3.36%	37.24%	4.74%	-4.94%	-11.45%	26.89%	109.25%	81.01%	109.49%	-28.03%	-14.89%	-15.95%	***June 2022 values based on PREPA'S preliminary data, subject to change.***
Inventory control	Diesel #2	Percentage	63.08%	71.12%	58.69%	40.88%	39.08%	28.54%	58.70%	77.27%	77.96%	83.74%	61.66%	52.33%	68.15%	***June 2022 values based on PREPA'S preliminary data, subject to change.***
Inventory control	#6	Percentage	72.81%	69.63%	61.84%	57.89%	58.85%	42.03%	50.47%	40.89%	41.38%	51.63%	55.40%	49.12%	49.37%	***June 2022 values based on PREPA'S preliminary data, subject to change.***
MMBTU consumed vs. forecast	Diesel #2	Percentage	150.40%	236.34%	211.18%	1051.14%	515.05%	255.79%	177.81%	-41.79%	48.44%	13.30%	127.21%	72.71%	113.30%	***June 2022 values based on PREPA'S preliminary data, subject to change.***
MMBTU consumed vs. forecast	#6	Percentage	-14.39%	-1.26%	-6.55%	1.30%	-11.11%	24.72%	22.36%	91.34%	45.44%	49.46%	-22.16%	-12.29%	-18.54%	***June 2022 values based on PREPA'S preliminary data, subject to change.***
MMBTU consumed vs. forecast	NG	Percentage	-5.62%	6.32%	-1.70%	-27.91%	-16.39%	-51.76%	-44.42%	-42.67%	-43.65%	-64.77%	-66.17%	-50.17%	20.18%	***June 2022 values based on PREPA'S preliminary data, subject to change.***
Renewable Energy and Demand Side Management																
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity																
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	Pattern Santa Isabel		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	Punta Lima Wind Farm		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	AES Ilumina		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	Windmar Cantera Martinó		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	San Fermín Solar Farm		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	Horizon Energy		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	Landfill Gas Technologies Fajardo (LFGT)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	Oriana Energy		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	Windmar Coto Laurel SolarFarm		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	Humacao Solar Project		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Number of curtailed hours from RPS-eligible capacity	Landfill Gas Technologies Toa Baja (LFGT)		0	0	0	0	0	0	0	48	0	0	0	0	0	
Operational RPS-eligible capacity		MW	226.9	226.9	226.9	226.9	226.9	226.9	226.90	226.90	226.90	226.90	226.90	226.90	226.90	***Restated from June 2021 to February 2022 due to evaluation of calculation***
Contracted but not operational RPS-eligible capacity		MW	84.5	174.5	174.5	174.5	174.5	174.5	174.5	174.5	174.5	174.5	174.5	174.5	174.5	***Restated from June 2021 to February 2022 due to evaluation of calculation***
Average delay in anticipated online date of RPS-eligible projects		Days	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	***Restated from June 2021 to February 2022 due to evaluation of calculation***

Mean time to interconnect utility-scale RPS-eligible projects**		Days	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity																
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	Pattern Santa Isabel	Percentage	32%	41%	29%	14%	14%	17%	21%	21%	25%	33%	33%	32%	32%	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	Punta Lima Wind Farm	Percentage	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	AES Ilumina	Percentage	21%	23%	22%	22%	20%	18%	19%	21%	21%	24%	22%	21%	22%	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	Windmar Cantera Marti	Percentage	21%	18%	25%	24%	25%	25%	14%	28%	27%	25%	27%	25%	27%	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	San Fermín Solar Farm	Percentage	19%	15%	20%	18%	15%	16%	15%	15%	14%	19%	17%	17%	17%	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	Horizon Energy	Percentage	25%	25%	28%	26%	24%	23%	23%	27%	25%	28%	14%	20%	27%	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	Lanfill Gas Technologie	Percentage	18%	21%	21%	21%	21%	15%	24%	16%	21%	33%	18%	24%	33%	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	Oriana Energy	Percentage	24%	24%	25%	24%	21%	20%	19%	22%	22%	24%	21%	21%	22%	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	Windmar Coto Laurel S	Percentage	14%	19%	21%	20%	22%	21%	21%	23%	21%	24%	23%	22%	23%	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	Humacao Solar Project	Percentage	18%	20%	22%	20%	17%	17%	16%	19%	26%	30%	29%	19%	20%	
Average capacity factor of RPS-eligible capacity	Technologies	Percentage	51%	41%	29%	42%	33%	40%	41%	69%	63%	48%	44%	64%	65%	
Generation from RPS-eligible PPOA's (percent of sales)		Percentage	3.04%	3.14%	2.82%	2.04%	2.45%	2.13%	2.33%	2.87%	2.99%	3.78%	3.44%	2.93%	2.84%	***calculation***
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	Total	MWh	40.58	46.79	42.43	32.54	29.97	29.99	32.93	35.80	34.30	45.20	40.37	41.99	42.41	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	Pattern Santa Isabel	MWh	17.30	22.62	16.32	7.39	8.01	9.01	11.88	11.58	12.74	18.48	17.60	17.67	17.34	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	Punta Lima Wind Farm	MWh	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	AES Ilumina	MWh	3.06	3.35	3.28	3.21	3.00	2.65	2.83	3.09	2.81	3.50	3.16	3.12	3.14	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	Windmar Cantera Marti	MWh	0.32	0.27	0.38	1.42	0.38	0.38	0.22	0.43	0.38	0.39	0.41	0.39	0.41	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	San Fermín Solar Farm	MWh	2.74	2.20	3.01	2.64	2.28	2.26	2.24	2.59	1.95	2.82	2.41	2.60	2.44	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	Horizon Energy	MWh	1.80	1.87	2.07	1.85	1.76	1.68	1.68	1.97	1.70	2.06	0.99	1.51	1.92	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	Lanfill Gas Technologie	MWh	0.31	0.38	0.37	0.37	0.38	0.26	0.43	0.29	0.34	0.59	0.30	0.43	0.56	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	Oriana Energy	MWh	7.93	8.04	8.49	7.72	6.96	6.54	6.52	7.22	6.77	8.13	6.88	7.70	7.91	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	Windmar Coto Laurel S	MWh	0.98	1.43	1.55	1.42	1.63	1.50	1.53	1.68	1.40	1.76	1.63	1.63	1.68	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	Humacao Solar Project	MWh	5.26	5.90	6.44	5.78	4.97	5.02	4.85	5.71	5.21	6.60	6.22	5.79	5.89	
Generation from RPS-eligible PPOA's (by unit)	Lanfill Gas Technologie	MWh	0.88	0.73	0.53	0.73	0.60	0.69	0.73	1.24	1.01	0.86	0.76	1.14	1.12	
Annual savings from government energy efficiency program		MWh	109.70	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	278.67	***Annual Metric***
Annual savings from government energy efficiency program	Central Agencies	MWh	63.55	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	117.04	***Annual Metric***
Annual savings from government energy efficiency program	Legislature	MWh	(2.81)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	(3.29)	***Annual Metric***
Annual savings from government energy efficiency program	Public Corporations	MWh	141.10	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	234.51	***Annual Metric***
Annual savings from government energy efficiency program	Municipalities	MWh	(92.14)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	(69.60)	***Annual Metric***
Total installed distributed generation capacity by type (system and per district)																
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Total	MW	227.69	244.77	259.79	267.48	281.37	296.15	308.01	315.67	323.65	335.05	341.35	348.11	356.72	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Aguadilla	MW	9.80	10.45	11.18	11.67	12.54	12.64	12.98	13.19	13.29	13.49	13.87	13.53	13.85	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Arecibo	MW	5.87	6.83	7.40	7.63	7.96	8.24	8.52	8.81	8.91	9.03	9.32	8.66	8.87	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Barranquitas	MW	2.39	2.60	2.88	3.01	3.24	3.67	3.82	4.01	4.05	4.28	4.43	5.06	5.28	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Bayamón	MW	10.65	12.21	13.14	13.30	13.65	14.63	15.24	15.28	16.21	17.07	17.63	18.29	18.87	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Caguas Norte	MW	12.47	14.19	15.26	15.70	16.08	17.03	17.97	18.08	18.65	19.36	19.90	20.44	20.89	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Caguas Sur	MW	4.12	5.27	5.95	6.27	6.59	6.94	7.23	7.50	7.76	8.24	8.93	9.18	9.39	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Canóvanas	MW	7.98	8.14	8.63	9.32	10.41	10.82	11.19	11.60	11.83	12.32	13.01	11.54	12.00	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Carolina	MW	6.65	6.87	7.29	7.56	9.14	9.78	10.58	10.98	11.31	11.52	11.93	12.65	12.87	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Cayey	MW	3.83	4.43	4.80	5.00	5.31	5.45	5.62	5.85	6.04	6.34	6.64	6.36	6.67	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Dorado	MW	9.19	9.50	10.40	10.50	10.76	11.15	11.58	11.88	12.22	12.64	12.97	13.45	13.83	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Fajardo	MW	4.45	4.50	4.62	4.66	5.24	5.77	6.17	6.36	6.47	6.60	7.30	7.01	7.18	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Guayama	MW	4.82	5.04	5.23	5.53	5.96	6.04	6.27	6.48	6.57	6.93	7.54	7.70	8.04	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Hato Rey	MW	2.69	2.88	2.95	2.96	3.15	3.24	3.30	3.32	3.39	3.45	3.49	3.68	3.69	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Humacao	MW	5.15	6.02	6.36	6.43	6.84	7.85	7.97	8.29	8.45	8.83	9.23	9.28	9.61	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Juana Diaz	MW	5.13	5.30	5.43	5.75	5.99	6.24	6.66	6.82	7.06	7.44	7.74	7.98	8.27	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Juncos	MW	7.78	8.59	8.83	9.25	9.54	10.04	10.27	10.58	10.87	11.25	11.55	12.08	12.36	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Manati	MW	5.61	6.61	7.28	7.52	8.00	8.23	8.35	8.88	9.00	9.35	9.75	10.14	10.46	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Mayaguez	MW	5.97	6.86	7.05	7.15	7.63	7.98	8.22	8.35	8.46	8.66	8.78	9.12	9.29	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Minillas	MW	6.14	6.93	7.57	7.64	8.47	8.84	9.14	9.46	9.74	10.27	10.78	11.25	11.51	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Monacillos	MW	26.06	26.46	27.27	27.45	27.70	29.50	30.29	30.55	31.15	31.76	32.21	32.77	32.96	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Palo Seco	MW	7.59	7.77	8.74	8.78	9.05	9.30	10.08	10.04	10.71	11.02	11.31	11.66	12.01	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Ponce Norte	MW	3.66	3.69	3.80	3.97	4.14	4.40	4.60	4.76	4.88	5.16	5.37	5.61	5.71	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Ponce Sur	MW	6.54	6.53	6.78	7.13	7.34	7.61	7.81	8.07	8.24	8.63	8.94	9.22	9.39	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Puerto Nuevo	MW	10.83	10.89	11.55	11.63	11.41	12.52	13.46	13.40	13.92	14.42	14.72	14.73	14.90	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Quebradillas	MW	7.23	7.73	8.25	8.71	9.05	9.30	9.56	9.86	9.99	10.22	10.76	11.15	11.32	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Rio Piedras	MW	1.86	1.93	2.04	2.08	2.20	2.49	2.63	2.72	2.75	2.87	2.98	3.04	3.09	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Sabana Llana	MW	5.55	5.99	6.20	6.32	6.73	7.67	7.97	8.42	8.63	9.01	9.32	9.73	9.89	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	San German	MW	9.00	10.24	10.94	11.59	12.44	12.77	13.27	13.91	14.11	14.52	14.52	14.96	15.28	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	San Juan	MW	7.88	7.92	7.99	7.99	8.19	8.26	8.47	8.42	8.47	8.54	3.44	3.68	3.73	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	San Sebastian	MW	2.99	3.35	3.55	3.85	4.11	4.17	4.25	4.41	4.58	4.65	4.77	4.99	5.14	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Santa Isabel	MW	5.72	5.88	6.33	6.64	7.13	7.42	7.90	8.19	8.31	8.71	9.08	9.36	9.68	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Utuado	MW	1.21	1.68	1.79	1.84	2.00	2.08	2.10	2.20	2.17	2.21	2.32	2.36	2.49	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Vega Baja	MW	5.98	6.42	6.99	7.04	7.56	7.90	8.13	8.40	8.70	9.25	9.54	9.90	10.44	
Total installed distributed generation capacity- Photovoltaic	Yauco	MW	4.88	5.08	5.32	5.59	5.84	6.17	6.41	6.61	6.75	7.00	7.29	7.55	7.79	
Total installed distributed generation capacity- Wind	Total	MW	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	
Total installed distributed generation capacity- Wind	Quebradillas	MW	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	
Total installed distributed generation capacity- Wind	Santa Isabel	MW	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Incremental installed distributed generation capacity per month by type (system and per district)																
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Total	MW	1.44	17.08	15.02	7.69	13.89	14.77	11.86	7.66	7.98	11.40	6.30	6.75	8.61	
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Aguadilla	MW	0.04	0.65	0.73	0.49	0.86	0.10	0.34	0.21	0.10	0.20	0.38	-0.34	0.31	
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Arecibo	MW	0.14	0.96	0.56	0.23	0.32	0.29	0.28	0.29	0.10	0.12	0.29	-0.66	0.20	

Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Barranquitas	MW	-0.02	0.21	0.28	0.13	0.23	0.43	0.15	0.20	0.04	0.23	0.15	0.62	0.22
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Bayamón	MW	0.23	1.56	0.93	0.16	0.36	0.98	0.61	0.04	0.93	0.86	0.56	0.66	0.58
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Caguas Norte	MW	0.14	1.72	1.07	0.44	0.38	0.95	0.94	0.10	0.57	0.71	0.54	0.53	0.46
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Caguas Sur	MW	0.05	1.15	0.68	0.32	0.32	0.35	0.29	0.27	0.26	0.48	0.69	0.25	0.22
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Canóvanas	MW	0.14	0.16	0.49	0.69	1.09	0.41	0.37	0.41	0.23	0.48	0.69	-1.47	0.47
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Carolina	MW	0.00	0.22	0.42	0.27	1.59	0.64	0.80	0.40	0.34	0.20	0.41	0.72	0.21
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Cayey	MW	0.03	0.60	0.37	0.20	0.31	0.15	0.17	0.23	0.20	0.30	0.30	-0.27	0.30
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Dorado	MW	0.17	0.31	0.90	0.10	0.25	0.39	0.43	0.31	0.34	0.42	0.33	0.48	0.38
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Fajardo	MW	-0.03	0.04	0.12	0.04	0.58	0.53	0.40	0.19	0.11	0.13	0.70	-0.29	0.17
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Guayama	MW	-0.05	0.22	0.19	0.30	0.43	0.08	0.23	0.21	0.09	0.35	0.61	0.17	0.34
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Hato Rey	MW	0.02	0.19	0.07	0.01	0.19	0.09	0.06	0.02	0.07	0.06	0.04	0.19	0.01
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Humacao	MW	0.04	0.88	0.34	0.07	0.41	1.01	0.12	0.33	0.16	0.38	0.39	0.05	0.32
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Juana Diaz	MW	-0.03	0.16	0.14	0.32	0.24	0.24	0.43	0.15	0.24	0.38	0.30	0.24	0.29
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Juncos	MW	0.03	0.80	0.25	0.42	0.29	0.50	0.23	0.31	0.29	0.39	0.30	0.53	0.28
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Manati	MW	0.08	1.00	0.67	0.24	0.48	0.22	0.12	0.54	0.12	0.34	0.40	0.39	0.32
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Mayaguez	MW	0.06	0.88	0.19	0.10	0.48	0.36	0.23	0.13	0.10	0.20	0.12	0.34	0.17
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Minillas	MW	0.09	0.79	0.64	0.07	0.83	0.37	0.31	0.32	0.28	0.54	0.51	0.47	0.26
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Monacillos	MW	0.02	0.40	0.81	0.18	0.25	1.79	0.79	0.27	0.60	0.61	0.45	0.56	0.19
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Palo Seco	MW	0.08	0.18	0.97	0.04	0.27	0.25	0.78	-0.04	0.68	0.30	0.29	0.35	0.35
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Ponce Norte	MW	-0.07	0.04	0.11	0.17	0.17	0.26	0.20	0.16	0.12	0.28	0.22	0.23	0.11
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Ponce Sur	MW	-0.01	-0.01	0.25	0.35	0.21	0.27	0.19	0.26	0.17	0.39	0.32	0.28	0.17
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Puerto Nuevo	MW	-0.01	0.06	0.66	0.08	-0.22	1.11	0.94	-0.07	0.52	0.50	0.30	0.02	0.17
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Quebradillas	MW	-0.03	0.50	0.51	0.46	0.33	0.25	0.26	0.30	0.14	0.23	0.54	0.39	0.17
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Rio Piedras	MW	0.01	0.06	0.12	0.04	0.11	0.29	0.13	0.09	0.04	0.12	0.11	0.06	0.05
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Sabana Llana	MW	0.10	0.44	0.21	0.12	0.41	0.94	0.30	0.45	0.21	0.38	0.31	0.41	0.16
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	San German	MW	0.08	1.24	0.71	0.65	0.86	0.33	0.50	0.64	0.21	0.40	0.00	0.44	0.32
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	San Juan	MW	0.01	0.04	0.07	0.00	0.20	0.07	0.21	-0.05	0.05	0.07	-5.10	0.23	0.05
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	San Sebastian	MW	0.00	0.36	0.20	0.30	0.26	0.06	0.08	0.16	0.17	0.07	0.12	0.22	0.15
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Santa Isabel	MW	0.02	0.16	0.45	0.31	0.48	0.29	0.48	0.29	0.13	0.40	0.36	0.28	0.32
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Utuado	MW	0.01	0.47	0.11	0.05	0.16	0.08	0.02	0.10	-0.03	0.04	0.11	0.04	0.13
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Vega Baja	MW	0.07	0.44	0.58	0.05	0.52	0.34	0.23	0.27	0.30	0.55	0.28	0.37	0.54
Incremental installed distributed generation capacity per month - Photovoltaic	Yauco	MW	0.01	0.20	0.24	0.27	0.24	0.33	0.25	0.20	0.14	0.25	0.29	0.27	0.24
Incremental installed distributed generation capacity per month- Wind	Total	MW	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Incremental installed distributed generation capacity per month- Wind	Quebradillas	MW	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Incremental installed distributed generation capacity per month- Wind	Santa Isabel	MW	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total number of distributed generation installations by type (system and per district)															
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Total	Number of facilities	26,077	29,284	31,762	33,057	35,675	38,676	40,541	42,208	43,368	45,509	47,540	49,770	51,330
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Aguadilla	Number of facilities	1,159	1,301	1,393	1,441	1,519	1,617	1661	1694	1732	1767	1,819	1,876	1,926
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Arecibo	Number of facilities	710	872	994	1,031	1,079	1,131	1184	1233	1255	1309	1,363	1,422	1,463
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Barranquitas	Number of facilities	373	409	460	482	520	598	627	656	676	718	752	789	829
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Bayamón	Number of facilities	1,282	1,439	1,638	1,668	1,831	1,935	2035	2121	2207	2346	2,459	2,580	2,666
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Caguas Norte	Number of facilities	1,424	1,784	1,948	2,065	2,214	2,349	2454	2557	2606	2722	2,829	2,956	3,045
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Caguas Sur	Number of facilities	710	927	1,059	1,117	1,178	1,242	1310	1361	1403	1499	1,614	1,682	1,717
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Canóvanas	Number of facilities	845	874	963	1,100	1,277	1,388	1458	1527	1571	1660	1,747	1,854	1,913
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Carolina	Number of facilities	881	909	1,001	1,055	1,352	1,480	1607	1688	1733	1799	1,869	1,978	2,017
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Cayey	Number of facilities	489	610	685	722	764	812	844	879	899	955	1,009	1,060	1,121
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Dorado	Number of facilities	939	1,040	1,142	1,159	1,286	1,352	1421	1471	1525	1609	1,675	1,767	1,842
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Fajardo	Number of facilities	524	537	557	566	629	758	806	843	869	895	953	1,011	1043
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Guayama	Number of facilities	908	940	978	1,024	1,063	1,120	1168	1199	1222	1296	1,373	1,446	1,509
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Hato Rey	Number of facilities	117	127	136	137	144	162	172	179	186	193	201	212	214
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Humacao	Number of facilities	715	877	953	966	1,022	1,224	1261	1309	1340	1412	1,487	1,579	1,643
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Juana Diaz	Number of facilities	869	885	921	980	1,036	1,090	1155	1208	1255	1322	1,379	1,429	1,487
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Juncos	Number of facilities	681	825	885	961	1,005	1,110	1167	1216	1270	1348	1,405	1,488	1,544
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Manati	Number of facilities	792	972	1,076	1,120	1,197	1,256	1306	1372	1399	1463	1,535	1,613	1,673
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Mayaguez	Number of facilities	766	918	962	983	1,063	1,126	1174	1208	1227	1260	1,285	1,332	1,363
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Minillas	Number of facilities	759	903	1,031	1,045	1,196	1,276	1332	1390	1439	1534	1,631	1,720	1,767
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Monacillos	Number of facilities	1,656	1,781	1,878	1,912	2,016	2,326	2453	2553	2610	2730	2,839	2,940	2,983
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Palo Seco	Number of facilities	643	732	856	864	949	1,013	1073	1128	1164	1221	1,280	1,350	1,411
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Ponce Norte	Number of facilities	535	543	563	596	624	681	716	743	772	828	871	917	938
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Ponce Sur	Number of facilities	639	651	680	746	786	854	901	940	971	1041	1,104	1,162	1195
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Puerto Nuevo	Number of facilities	856	959	988	999	1,065	1,260	1334	1399	1449	1531	1,586	1,656	1,689
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Quebradillas	Number of facilities	1,046	1,145	1,220	1,258	1,313	1,359	1406	1461	1489	1531	1,602	1,669	1,704
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Rio Piedras	Number of facilities	241	260	269	277	295	349	376	396	401	417	435	451	461
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Sabana Llana	Number of facilities	742	799	855	880	941	1,109	1186	1264	1289	1361	1,419	1,504	1,537
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	San German	Number of facilities	1,430	1,679	1,787	1,883	2,022	2,131	2198	2285	2344	2425	2,489	2,575	2,627
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	San Juan	Number of facilities	185	197	210	211	227	246	263	271	276	283	292	297	303
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	San Sebastian	Number of facilities	361	398	419	444	478	504	518	538	556	566	581	602	623
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Santa Isabel	Number of facilities	984	1,015	1,084	1,120	1,194	1,276	1333	1376	1407	1480	1,553	1,608	1,670
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Utuado	Number of facilities	185	239	262	272	285	307	317	325	325	333	343	355	370
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Vega Baja	Number of facilities	849	935	1,048	1,057	1,162	1,223	1264	1329	1380	1487	1,544	1,613	1,716
Total number of distributed generation installations- Photovoltaic	Yauco	Number of facilities	782	802	861	916	943	1,012	1061	1089	1121	1168	1,217	1,277	1,321
Total number of distributed generation installations- Wind	Total	Number of facilities	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Total number of distributed generation installations- Wind	Quebradillas	Number of facilities	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Total number of distributed generation installations- Wind	Santa Isabel	Number of facilities	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Incremental number of distributed generation installations per month by type (system and per district)		Number of facilities													

Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Total	Number of facilities	257	3,207	2,478	1,295	2,618	3,001	1,865	1,667	1,160	2,141	2,031	2,230	1,560
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Aguadilla	Number of facilities	4	142	92	48	78	98	44	33	38	35	52	57	50
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Arecibo	Number of facilities	25	162	122	37	48	52	53	49	22	54	54	59	41
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Barranquitas	Number of facilities	1	36	51	22	38	78	29	29	20	42	34	37	40
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Bayamón	Number of facilities	40	157	199	30	163	104	100	86	86	139	113	121	86
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Caguas Norte	Number of facilities	20	360	164	117	149	135	105	103	49	116	107	127	89
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Caguas Sur	Number of facilities	9	217	132	58	61	64	68	51	42	96	115	68	35
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Canóvanas	Number of facilities	24	29	89	137	177	111	70	69	44	89	87	107	59
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Carolina	Number of facilities	2	28	92	54	297	128	127	81	45	66	70	109	39
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Cayey	Number of facilities	7	121	75	37	42	48	32	35	20	56	54	51	61
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Dorado	Number of facilities	28	101	102	17	127	66	69	50	54	84	66	92	75
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Fajardo	Number of facilities	-1	13	20	9	63	129	48	37	26	26	58	58	32
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Guayama	Number of facilities	-6	32	38	46	39	57	48	31	23	74	77	73	63
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Hato Rey	Number of facilities	2	10	9	1	7	18	10	7	7	7	8	11	2
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Humacao	Number of facilities	8	162	76	13	56	202	37	48	31	72	75	92	64
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Juana Diaz	Number of facilities	-4	16	36	59	56	54	65	53	47	67	57	50	58
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Juncos	Number of facilities	4	144	60	76	44	105	57	49	54	78	57	83	56
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Manati	Number of facilities	15	180	104	44	77	59	50	66	27	64	72	78	60
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Mayaguez	Number of facilities	11	152	44	21	80	63	48	34	19	33	25	47	31
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Minillas	Number of facilities	17	144	128	14	151	80	56	58	49	95	97	89	47
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Monacillos	Number of facilities	3	125	97	34	104	310	127	100	57	120	109	101	43
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Palo Seco	Number of facilities	12	89	124	8	85	64	60	55	36	57	59	70	61
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Ponce Norte	Number of facilities	-8	8	20	33	28	57	35	27	29	56	43	46	21
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Ponce Sur	Number of facilities	-2	12	29	66	40	68	47	39	31	70	63	58	33
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Puerto Nuevo	Number of facilities	-5	103	29	11	66	195	74	65	50	82	55	70	33
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Quebradillas	Number of facilities	-3	99	75	38	55	46	47	55	28	42	71	67	35
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Rio Piedras	Number of facilities	2	19	9	8	18	54	27	20	5	16	18	16	10
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Sabana Llana	Number of facilities	18	57	56	25	61	168	77	78	25	72	58	85	33
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	San German	Number of facilities	20	249	108	96	139	109	67	87	59	81	64	86	52
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	San Juan	Number of facilities	-3	12	13	1	16	19	17	8	5	7	9	5	6
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	San Sebastian	Number of facilities	1	37	21	25	34	26	14	20	18	10	15	21	21
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Santa Isabel	Number of facilities	1	31	69	36	74	82	57	43	31	73	73	55	62
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Utuado	Number of facilities	2	54	23	10	13	22	10	8	0	8	10	12	15
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Vega Baja	Number of facilities	11	86	113	9	105	61	41	65	51	107	57	69	103
Incremental number of distributed generation installations per month- Photovoltaic	Yauco	Number of facilities	2	20	59	55	27	69	49	28	32	47	49	60	44
Incremental number of distributed generation installations per Month- Wind	Total	Number of facilities	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incremental number of distributed generation installations per Month- Wind	Quebradillas	Number of facilities	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incremental number of distributed generation installations per Month- Wind	Santa Isabel	Number of facilities	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total installed energy storage capacity by type		Kwh													
Total Installed BESS Capacity	Adjuntas	Kwh	351	392	419	446	460	500	500	528	555	593	634	634	674
Total Installed BESS Capacity	Aguada	Kwh	1,682	1,777	1,856	1,935	2,150	2,218	2,261	2,423	2,491	2,800	2,946	3,190	3,318
Total Installed BESS Capacity	Aguadilla	Kwh	2,079	2,288	2,383	2,580	2,771	3,199	3,393	3,583	3,780	4,090	4,452	4,823	5,236
Total Installed BESS Capacity	Aguas Buenas	Kwh	610	651	683	775	843	870	925	1,071	1,156	1,210	1,276	1,430	1,638
Total Installed BESS Capacity	Aibonito	Kwh	606	647	694	750	805	833	873	992	1,046	1,098	1,151	1,246	1,446
Total Installed BESS Capacity	Anasco	Kwh	886	1,020	1,128	1,205	1,323	1,514	1,596	1,907	2,002	2,148	2,236	2,442	2,564
Total Installed BESS Capacity	Arecibo	Kwh	5,071	5,565	5,799	6,155	6,518	7,038	7,484	8,051	8,471	9,076	9,606	10,499	11,009
Total Installed BESS Capacity	Arroyo	Kwh	1,090	1,225	1,320	1,415	1,497	1,579	1,715	1,838	1,970	2,159	2,317	2,465	2,776
Total Installed BESS Capacity	Barceloneta	Kwh	1,237	1,359	1,501	1,590	1,709	1,904	2,103	2,239	2,307	2,585	2,706	2,956	3,146
Total Installed BESS Capacity	Barranquitas	Kwh	497	537	537	591	642	696	720	775	885	994	1,088	1,248	1,407
Total Installed BESS Capacity	Bayamon	Kwh	12,030	13,056	14,087	15,534	17,196	18,736	20,212	22,155	23,693	25,795	27,372	29,903	32,109
Total Installed BESS Capacity	Cabo Rojo	Kwh	3,797	4,150	4,408	4,753	4,926	5,453	5,858	6,387	6,803	7,200	7,376	7,951	8,508
Total Installed BESS Capacity	Caguas	Kwh	8,523	9,435	10,346	11,416	12,411	13,684	14,741	16,112	17,046	18,503	19,524	21,543	23,194
Total Installed BESS Capacity	Camuy	Kwh	1,119	1,200	1,322	1,443	1,495	1,579	1,878	2,002	2,076	2,228	2,327	2,640	2,840
Total Installed BESS Capacity	Canovanas	Kwh	2,655	2,954	3,182	3,664	4,027	4,497	4,735	5,209	5,477	5,977	6,323	7,158	7,876
Total Installed BESS Capacity	Carolina	Kwh	39,669	40,568	41,401	42,478	43,581	44,867	46,151	47,520	48,353	49,470	50,362	52,013	53,252
Total Installed BESS Capacity	Catano	Kwh	1,380	1,448	1,555	1,596	1,761	1,955	2,061	2,281	2,362	2,454	2,508	2,837	3,050
Total Installed BESS Capacity	Cayey	Kwh	50,109	50,232	50,330	50,607	50,808	51,010	51,187	51,363	51,547	51,946	52,248	52,644	53,036
Total Installed BESS Capacity	Ceiba	Kwh	581	608	622	649	717	799	867	936	998	1,052	1,076	1,171	1,252
Total Installed BESS Capacity	Ciales	Kwh	415	451	484	484	531	572	586	710	791	872	1,059	1,244	1,360
Total Installed BESS Capacity	Cidra	Kwh	1,639	1,850	1,958	2,120	2,304	2,489	2,770	3,106	3,353	3,619	3,777	4,212	4,789
Total Installed BESS Capacity	Coamo	Kwh	1,647	1,796	2,127	2,408	2,544	2,797	3,051	3,394	3,557	3,826	3,943	4,327	4,815
Total Installed BESS Capacity	Comerio	Kwh	195	195	248	275	275	316	357	412	494	558	599	697	778
Total Installed BESS Capacity	Corozal	Kwh	1,187	1,268	1,322	1,431	1,595	1,726	1,895	2,138	2,343	2,616	2,737	2,920	3,129
Total Installed BESS Capacity	Dorado	Kwh	3,020	3,291	3,539	3,855	4,290	4,805	5,351	5,750	6,059	6,600	7,048	7,856	8,512
Total Installed BESS Capacity	Fajardo	Kwh	1,335	1,509	1,618	1,898	2,060	2,301	2,586	2,957	3,175	3,506	3,773	4,212	4,604
Total Installed BESS Capacity	Florida	Kwh	323	356	356	369	396	410	491	532	611	665	759	840	917
Total Installed BESS Capacity	Guanica	Kwh	419	459	486	527	540	608	649	720	793	847	915	1,036	1,131
Total Installed BESS Capacity	Guayama	Kwh	22,720	22,883	23,117	23,311	23,407	23,693	23,886	24,315	24,559	24,863	25,363	25,871	26,240
Total Installed BESS Capacity	Guayanilla	Kwh	551	632	673	730	785	866	926	1,007	1,062	1,117	1,267	1,362	1,524
Total Installed BESS Capacity	Guaynabo	Kwh	7,364	7,898	8,579	9,178	9,925	10,763	11,517	12,557	13,112	14,404	15,013	16,300	17,418
Total Installed BESS Capacity	Gurabo	Kwh	3,809	4,142	4,441	4,953	5,383	5,833	6,402	6,852	7,241	7,647	8,132	8,953	9,616
Total Installed BESS Capacity	Hatillo	Kwh	2,059	2,160	2,282	2,487	2,620	2,768	2,854	2,977	3,058	3,212	3,404	3,760	3,985
Total Installed BESS Capacity	Hormigueros	Kwh	1,013	1,100	1,195	1,304	1,414	1,522	1,604	1,717	1,744	1,866	1,992	2,060	2,155
Total Installed BESS Capacity	Humacao	Kwh	2,553	2,783	3,010	3,230	3,522	3,793	4,110	4,453	4,629	6,088	6,405	7,374	8,156
Total Installed BESS Capacity	Isabela	Kwh	1,419	1,549	1,646	1,805	1,988	2,177	2,354	2,600	2,733	2,999	3,216	3,484	3,733
Total Installed BESS Capacity	Jayuya	Kwh	580	607	621	674	694	804	818	832	872	886	886	929	943
Total Installed BESS Capacity	Juana Diaz	Kwh	3,509	3,818	3,967	4,430	4,823	5,217	5,769	6,658	7,049	7,521	7,949	8,541	9,090
Total Installed BESS Capacity	Juncos	Kwh	1,932	2,190	2,372	2,597	3,001	3,438	3,832	4,151	4,503	4,865	5,225	5,777	43,149

Total Installed BESS Capacity	Lajas	Kwh	796	883	951	1,046	1,086	1,171	1,306	1,442	1,578	1,784	1,904	2,097	2,255
Total Installed BESS Capacity	Lares	Kwh	831	873	914	982	996	1,038	1,066	1,161	1,202	1,216	1,281	1,389	1,408
Total Installed BESS Capacity	Las Marias	Kwh	139	139	139	153	159	159	172	227	241	241	268	268	295
Total Installed BESS Capacity	Las Piedras	Kwh	2,214	2,512	2,796	3,134	3,356	3,753	4,087	4,821	5,279	5,624	5,873	6,439	6,968
Total Installed BESS Capacity	Loiza	Kwh	404	444	512	566	634	716	812	908	989	1,070	1,165	1,300	1,404
Total Installed BESS Capacity	Luquillo	Kwh	801	882	989	1,126	1,204	1,408	1,504	1,667	1,776	1,993	2,163	2,323	2,565
Total Installed BESS Capacity	Manati	Kwh	2,193	2,387	2,501	2,672	2,900	3,124	3,319	3,630	3,893	4,215	4,414	4,847	5,083
Total Installed BESS Capacity	Maricao	Kwh	54	54	54	68	68	106	120	147	147	147	147	160	187
Total Installed BESS Capacity	Maunabo	Kwh	83	83	83	110	124	164	205	259	300	365	528	555	643
Total Installed BESS Capacity	Mayaguez	Kwh	3,217	3,421	3,541	3,754	3,979	4,280	4,510	4,715	4,975	5,205	5,418	5,855	6,293
Total Installed BESS Capacity	Moca	Kwh	1,052	1,137	1,174	1,174	1,307	1,402	1,512	1,644	1,814	1,962	2,034	2,222	2,303
Total Installed BESS Capacity	Morovis	Kwh	874	1,009	1,224	1,278	1,360	1,452	1,636	1,758	1,813	1,970	2,090	2,365	2,662
Total Installed BESS Capacity	Naguabo	Kwh	1,441	1,561	1,736	1,949	2,332	2,425	2,629	2,941	3,113	3,356	3,501	3,898	4,089
Total Installed BESS Capacity	Naranjito	Kwh	495	626	715	877	1,026	1,151	1,287	1,341	1,415	1,564	1,629	1,740	1,835
Total Installed BESS Capacity	Orocovis	Kwh	440	464	464	532	593	633	633	707	735	751	896	973	1,017
Total Installed BESS Capacity	Patillas	Kwh	437	497	524	524	575	656	753	889	984	1,105	1,209	1,345	1,528
Total Installed BESS Capacity	Penuelas	Kwh	407	466	534	576	644	698	711	833	948	1,123	1,213	1,415	1,483
Total Installed BESS Capacity	Ponce	Kwh	5,928	6,764	7,859	8,738	9,885	11,150	12,064	13,477	14,904	16,397	17,706	19,393	20,512
Total Installed BESS Capacity	Quebradillas	Kwh	952	980	1,068	1,108	1,135	1,203	1,302	1,397	1,490	1,583	1,683	1,737	1,897
Total Installed BESS Capacity	Rincon	Kwh	406	452	466	498	576	658	720	814	868	930	957	1,095	1,216
Total Installed BESS Capacity	Rio Grande	Kwh	2,729	3,104	3,390	3,737	4,049	4,563	4,918	5,391	5,796	6,769	7,193	7,863	8,381
Total Installed BESS Capacity	Rio Piedras	Kwh	28	36	36	36	36	36	36	36	36	49	49	63	77
Total Installed BESS Capacity	Sabana Grande	Kwh	1,113	1,263	1,371	1,640	1,759	1,854	2,056	2,329	2,438	2,656	2,814	3,125	3,248
Total Installed BESS Capacity	Salinas	Kwh	43,121	43,283	43,337	43,459	43,856	44,149	44,323	44,468	44,604	44,813	44,908	45,275	45,518
Total Installed BESS Capacity	San German	Kwh	1,255	1,310	1,432	1,473	1,587	1,737	1,905	2,054	2,205	2,456	2,570	2,846	3,103
Total Installed BESS Capacity	San Juan	Kwh	41,900	43,249	44,324	45,870	47,041	48,796	50,386	52,244	53,744	56,106	57,704	60,122	62,219
Total Installed BESS Capacity	San Lorenzo	Kwh	2,075	2,319	2,552	2,667	2,879	3,229	3,528	3,859	4,125	4,523	4,892	5,389	5,768
Total Installed BESS Capacity	San Sebastian	Kwh	1,511	1,584	1,691	1,718	1,813	1,979	2,185	2,386	2,445	2,594	2,657	2,787	2,919
Total Installed BESS Capacity	Santa Isabel	Kwh	1,622	1,771	1,889	2,090	2,306	2,526	2,703	3,060	3,312	3,790	3,885	4,379	4,781
Total Installed BESS Capacity	Santurce	Kwh	41	41	41	41	55	55	68	68	68	68	68	68	68
Total Installed BESS Capacity	Toa Alta	Kwh	4,930	5,378	5,970	6,561	7,059	7,748	8,540	9,398	10,067	11,028	11,822	13,362	14,690
Total Installed BESS Capacity	Toa Baja	Kwh	4,013	4,461	4,971	5,512	6,126	6,690	7,359	8,134	8,654	9,584	10,378	11,671	12,608
Total Installed BESS Capacity	Trujillo Alto	Kwh	3,428	4,011	4,295	4,772	5,284	5,818	6,544	7,342	7,747	8,195	8,566	9,365	10,052
Total Installed BESS Capacity	Utuado	Kwh	874	874	940	940	967	1,021	1,072	1,100	1,127	1,236	1,280	1,329	1,422
Total Installed BESS Capacity	Vega Alta	Kwh	1,920	2,029	2,183	2,333	2,608	2,761	2,961	3,429	3,660	3,877	4,107	4,356	4,580
Total Installed BESS Capacity	Vega Baja	Kwh	52,486	52,770	53,055	53,371	53,632	53,907	54,262	55,016	55,424	56,000	56,543	57,328	58,097
Total Installed BESS Capacity	Vieques	Kwh	28	28	28	28	40	54	67	67	67	109	109	109	109
Total Installed BESS Capacity	Villalba	Kwh	639	717	771	811	852	954	1,063	1,253	1,348	1,476	1,526	1,684	1,762
Total Installed BESS Capacity	Yabucoa	Kwh	754	808	832	971	1,090	1,287	1,378	1,515	1,657	1,843	1,924	2,166	2,261
Total Installed BESS Capacity	Yauco	Kwh	21,813	21,996	22,173	22,474	22,706	23,057	23,296	38,682	38,951	39,239	39,442	39,923	40,362
Incremental installed energy storage capacity per year by type		Kwh													
Incremental Installed BESS Capacity	Adjuntas	Kwh							0	28	27	39	41	0	41
Incremental Installed BESS Capacity	Aguada	Kwh							43	162	68	309	145	244	128
Incremental Installed BESS Capacity	Aguadilla	Kwh							195	189	197	311	361	371	413
Incremental Installed BESS Capacity	Aguas Buenas	Kwh							55	146	86	54	66	154	208
Incremental Installed BESS Capacity	Aibonito	Kwh							41	119	55	51	53	95	201
Incremental Installed BESS Capacity	Anasco	Kwh							82	311	95	146	88	206	122
Incremental Installed BESS Capacity	Arecibo	Kwh							446	568	420	605	530	893	510
Incremental Installed BESS Capacity	Arroyo	Kwh							137	123	132	190	158	149	311
Incremental Installed BESS Capacity	Barceloneta	Kwh							199	136	68	278	121	250	191
Incremental Installed BESS Capacity	Barranquitas	Kwh							24	55	110	109	95	159	160
Incremental Installed BESS Capacity	Bayamon	Kwh							1,477	1,943	1,537	2,102	1,577	2,532	2,206
Incremental Installed BESS Capacity	Cabo Rojo	Kwh							406	529	416	398	175	576	556
Incremental Installed BESS Capacity	Caguas	Kwh							1,057	1,371	935	1,456	1,021	2,019	1,651
Incremental Installed BESS Capacity	Camuy	Kwh							299	124	74	152	99	313	199
Incremental Installed BESS Capacity	Canovanas	Kwh							239	473	268	500	346	835	718
Incremental Installed BESS Capacity	Carolina	Kwh							1,284	1,369	833	1,118	892	1,650	1,239
Incremental Installed BESS Capacity	Catano	Kwh							106	220	82	92	54	329	213
Incremental Installed BESS Capacity	Cayey	Kwh							177	176	184	399	301	396	392
Incremental Installed BESS Capacity	Ceiba	Kwh							69	69	62	54	25	95	81
Incremental Installed BESS Capacity	Ciales	Kwh							14	124	81	81	187	185	116
Incremental Installed BESS Capacity	Cidra	Kwh							282	336	247	267	158	435	577
Incremental Installed BESS Capacity	Coamo	Kwh							255	343	163	270	117	384	488
Incremental Installed BESS Capacity	Comerio	Kwh							41	55	82	65	41	98	81
Incremental Installed BESS Capacity	Corozal	Kwh							169	243	205	273	122	183	209
Incremental Installed BESS Capacity	Dorado	Kwh							546	399	309	542	448	807	656
Incremental Installed BESS Capacity	Fajardo	Kwh							285	371	219	331	267	438	392
Incremental Installed BESS Capacity	Florida	Kwh							82	41	79	54	94	81	78
Incremental Installed BESS Capacity	Guanica	Kwh							41	71	74	54	67	122	94
Incremental Installed BESS Capacity	Guayama	Kwh							193	429	244	303	500	508	369
Incremental Installed BESS Capacity	Guayanilla	Kwh							60	81	55	55	150	94	162
Incremental Installed BESS Capacity	Guaynabo	Kwh							755	1,040	555	1,292	609	1,287	1,118
Incremental Installed BESS Capacity	Gurabo	Kwh							569	449	389	406	485	821	663
Incremental Installed BESS Capacity	Hatillo	Kwh							86	123	81	154	192	357	225
Incremental Installed BESS Capacity	Hormigueros	Kwh							82	113	27	122	126	68	95
Incremental Installed BESS Capacity	Humacao	Kwh							317	343	176	1,459	318	968	782
Incremental Installed BESS Capacity	Isabela	Kwh							178	246	132	267	216	268	249
Incremental Installed BESS Capacity	Jayuya	Kwh							14	14	41	14	0	43	14

Incremental Installed BESS Capacity	Juana Diaz	Kwh							553	889	392	472	428	592	549
Incremental Installed BESS Capacity	Juncos	Kwh							394	319	351	363	360	552	609
Incremental Installed BESS Capacity	Lajas	Kwh							135	136	136	206	120	193	158
Incremental Installed BESS Capacity	Lares	Kwh							28	96	41	14	66	108	19
Incremental Installed BESS Capacity	Las Marias	Kwh							14	55	14	0	27	0	27
Incremental Installed BESS Capacity	Las Piedras	Kwh							334	734	458	345	249	567	529
Incremental Installed BESS Capacity	Loiza	Kwh							97	96	81	81	95	135	105
Incremental Installed BESS Capacity	Luquillo	Kwh							96	164	109	216	170	161	241
Incremental Installed BESS Capacity	Manati	Kwh							195	311	263	322	199	434	236
Incremental Installed BESS Capacity	Maricao	Kwh							14	27	0	0	0	14	27
Incremental Installed BESS Capacity	Maunabo	Kwh							41	54	41	65	164	27	88
Incremental Installed BESS Capacity	Mayaguez	Kwh							230	206	259	230	213	438	438
Incremental Installed BESS Capacity	Moca	Kwh							110	132	170	148	72	188	81
Incremental Installed BESS Capacity	Morovis	Kwh							184	123	55	157	120	276	296
Incremental Installed BESS Capacity	Naguabo	Kwh							204	312	172	243	146	396	192
Incremental Installed BESS Capacity	Naranjito	Kwh							137	54	74	149	66	111	95
Incremental Installed BESS Capacity	Orocovis	Kwh							0	74	28	17	145	77	44
Incremental Installed BESS Capacity	Patillas	Kwh							97	137	95	121	104	136	183
Incremental Installed BESS Capacity	Penuelas	Kwh							14	122	116	175	90	202	68
Incremental Installed BESS Capacity	Ponce	Kwh							914	1,413	1,426	1,494	1,308	1,687	1,119
Incremental Installed BESS Capacity	Quebradillas	Kwh							99	95	93	93	100	54	160
Incremental Installed BESS Capacity	Rincon	Kwh							63	94	54	63	27	138	122
Incremental Installed BESS Capacity	Rio Grande	Kwh							354	473	406	973	424	670	518
Incremental Installed BESS Capacity	Rio Piedras	Kwh							0	0	0	14	0	14	14
Incremental Installed BESS Capacity	Sabana Grande	Kwh							202	272	110	217	159	311	123
Incremental Installed BESS Capacity	Salinas	Kwh							174	146	136	209	95	368	242
Incremental Installed BESS Capacity	San German	Kwh							168	149	151	252	113	276	257
Incremental Installed BESS Capacity	San Juan	Kwh							1,590	1,858	1,499	2,362	1,598	2,418	2,097
Incremental Installed BESS Capacity	San Lorenzo	Kwh							298	331	265	398	369	498	379
Incremental Installed BESS Capacity	San Sebastian	Kwh							205	201	60	149	63	130	132
Incremental Installed BESS Capacity	Santa Isabel	Kwh							178	357	252	478	95	494	402
Incremental Installed BESS Capacity	Santurce	Kwh							14	0	0	0	0	0	0
Incremental Installed BESS Capacity	Toa Alta	Kwh							792	858	669	961	794	1,540	1,328
Incremental Installed BESS Capacity	Toa Baja	Kwh							669	775	520	930	795	1,293	937
Incremental Installed BESS Capacity	Trujillo Alto	Kwh							726	798	405	449	371	799	687
Incremental Installed BESS Capacity	Utuado	Kwh							52	28	28	109	44	49	93
Incremental Installed BESS Capacity	Vega Alta	Kwh							199	469	231	217	231	249	225
Incremental Installed BESS Capacity	Vega Baja	Kwh							355	754	408	576	543	784	770
Incremental Installed BESS Capacity	Vieques	Kwh							14	0	0	42	0	0	0
Incremental Installed BESS Capacity	Villalba	Kwh							109	190	95	128	51	158	78
Incremental Installed BESS Capacity	Yabucoa	Kwh							92	137	142	186	81	242	95
Incremental Installed BESS Capacity	Yauco	Kwh							239	15,386	269	289	203	482	438
Total number of energy storage installations by type		Number of facilities													
Total number of BESS installations	Adjuntas	Number of facilities	17	20	22	24	25	28	28	30	31	33	35	35	38
Total number of BESS installations	Aguada	Number of facilities	117	123	129	134	150	156	163	173	179	195	203	221	230
Total number of BESS installations	Aguadilla	Number of facilities	151	165	174	191	203	235	253	267	286	306	331	360	384
Total number of BESS installations	Aguas Buenas	Number of facilities	46	49	51	57	62	64	68	78	84	88	93	104	119
Total number of BESS installations	Aibonito	Number of facilities	28	31	34	38	42	44	48	57	61	65	70	76	90
Total number of BESS installations	Anasco	Number of facilities	65	76	84	91	100	115	121	135	142	151	156	171	180
Total number of BESS installations	Arecibo	Number of facilities	352	384	405	432	460	493	530	574	609	651	687	749	787
Total number of BESS installations	Arroyo	Number of facilities	81	91	98	106	113	119	129	139	151	165	177	188	210
Total number of BESS installations	Barceloneta	Number of facilities	96	105	116	124	133	146	160	173	178	196	204	222	235
Total number of BESS installations	Barranquitas	Number of facilities	35	38	38	42	46	50	51	56	65	71	78	89	102
Total number of BESS installations	Bayamon	Number of facilities	838	915	991	1,099	1,218	1,333	1434	1557	1675	1837	1941	2110	2,265
Total number of BESS installations	Cabo Rojo	Number of facilities	262	286	304	331	343	383	410	449	479	509	521	558	591
Total number of BESS installations	Caguas	Number of facilities	598	667	733	810	885	981	1068	1168	1233	1332	1399	1539	1,655
Total number of BESS installations	Camuy	Number of facilities	86	94	102	108	114	124	145	153	160	170	177	197	210
Total number of BESS installations	Canovanas	Number of facilities	183	204	221	255	282	317	336	368	391	423	449	497	544
Total number of BESS installations	Carolina	Number of facilities	553	616	681	761	835	919	1006	1099	1172	1246	1302	1419	1,510
Total number of BESS installations	Catano	Number of facilities	89	95	102	106	118	128	136	152	159	165	167	189	205
Total number of BESS installations	Cayey	Number of facilities	133	142	150	171	184	206	220	234	245	273	295	322	348
Total number of BESS installations	Ceiba	Number of facilities	43	45	46	48	53	59	64	69	74	78	80	86	90
Total number of BESS installations	Ciales	Number of facilities	27	31	35	35	39	43	45	54	60	66	76	90	97
Total number of BESS installations	Cidra	Number of facilities	114	129	137	151	167	180	201	222	237	256	266	294	337
Total number of BESS installations	Coamo	Number of facilities	119	129	141	160	173	192	209	233	246	267	276	303	338
Total number of BESS installations	Comerio	Number of facilities	12	12	16	18	18	21	25	29	35	40	43	49	55
Total number of BESS installations	Corozal	Number of facilities	73	79	85	93	104	111	125	142	157	176	185	198	214
Total number of BESS installations	Dorado	Number of facilities	198	217	236	261	291	325	359	388	412	449	475	522	566
Total number of BESS installations	Fajardo	Number of facilities	91	106	113	130	138	154	175	200	217	239	258	285	310
Total number of BESS installations	Florida	Number of facilities	26	29	31	32	34	36	43	46	52	56	63	69	75
Total number of BESS installations	Guanica	Number of facilities	32	35	37	40	41	46	49	54	59	63	68	77	85
Total number of BESS installations	Guayama	Number of facilities	152	164	179	193	203	223	235	265	281	303	337	372	405
Total number of BESS installations	Guayanilla	Number of facilities	39	45	48	52	56	64	69	75	78	82	91	97	109
Total number of BESS installations	Guaynabo	Number of facilities	468	509	553	593	642	698	752	822	864	940	983	1055	1,131
Total number of BESS installations	Gurabo	Number of facilities	295	319	340	378	408	440	482	514	543	569	598	657	701
Total number of BESS installations	Hatillo	Number of facilities	126	134	143	158	168	180	186	197	204	214	225	250	263
Total number of BESS installations	Hormigueros	Number of facilities	74	80	87	96	106	114	119	126	128	137	145	150	157
Total number of BESS installations	Humacao	Number of facilities	178	195	212	229	251	272	296	328	344	384	404	467	522

Total number of BESS installations	Isabela	Number of facilities	101	109	117	130	140	155	173	192	204	219	234	254	273
Total number of BESS installations	Jayuya	Number of facilities	26	28	29	31	33	35	36	37	40	41	41	44	45
Total number of BESS installations	Juana Diaz	Number of facilities	250	270	282	309	335	365	404	463	489	520	551	593	633
Total number of BESS installations	Juncos	Number of facilities	142	161	175	189	214	244	271	295	320	346	371	408	458
Total number of BESS installations	Lajas	Number of facilities	59	66	73	77	80	86	95	104	115	127	134	149	160
Total number of BESS installations	Lares	Number of facilities	26	29	32	37	38	43	45	52	56	57	61	69	71
Total number of BESS installations	Las Marias	Number of facilities	9	9	9	10	11	11	13	17	18	18	20	20	22
Total number of BESS installations	Las Piedras	Number of facilities	170	191	215	237	256	285	310	369	408	437	456	494	529
Total number of BESS installations	Loiza	Number of facilities	31	34	40	44	50	55	62	70	76	82	89	99	107
Total number of BESS installations	Luquillo	Number of facilities	50	56	67	75	81	96	102	113	121	137	147	155	170
Total number of BESS installations	Manati	Number of facilities	166	181	190	206	222	238	255	278	298	320	334	362	380
Total number of BESS installations	Maricao	Number of facilities	4	4	4	5	5	7	8	10	10	10	10	11	13
Total number of BESS installations	Maunabo	Number of facilities	7	7	7	9	10	13	16	20	23	28	33	35	41
Total number of BESS installations	Mayaguez	Number of facilities	232	249	258	276	298	321	339	353	372	390	406	439	465
Total number of BESS installations	Moca	Number of facilities	66	73	79	82	94	103	110	120	132	141	145	156	161
Total number of BESS installations	Morovis	Number of facilities	63	74	90	94	103	110	123	134	141	152	161	180	202
Total number of BESS installations	Naguabo	Number of facilities	94	102	116	133	153	160	178	199	209	223	234	254	266
Total number of BESS installations	Naranjito	Number of facilities	34	43	49	60	70	80	90	95	100	111	116	124	136
Total number of BESS installations	Orocovis	Number of facilities	29	31	31	38	44	47	47	52	54	56	67	72	74
Total number of BESS installations	Patillas	Number of facilities	33	37	40	40	44	51	58	69	76	85	91	100	115
Total number of BESS installations	Penuelas	Number of facilities	31	35	40	43	48	52	53	62	70	79	87	99	104
Total number of BESS installations	Ponce	Number of facilities	421	481	537	583	648	731	795	890	998	1096	1176	1289	1,370
Total number of BESS installations	Quebradillas	Number of facilities	60	62	69	73	77	82	96	103	114	122	131	135	150
Total number of BESS installations	Rincon	Number of facilities	26	30	32	35	40	46	52	61	64	67	69	76	85
Total number of BESS installations	Rio Grande	Number of facilities	198	223	242	268	290	319	346	381	414	469	496	543	577
Total number of BESS installations	Rio Piedras	Number of facilities	2	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	5	6
Total number of BESS installations	Sabana Grande	Number of facilities	78	88	95	102	111	119	133	154	162	177	189	209	217
Total number of BESS installations	Salinas	Number of facilities	121	132	136	145	161	175	188	201	211	227	234	259	276
Total number of BESS installations	San German	Number of facilities	94	99	107	110	120	131	144	155	167	186	192	212	231
Total number of BESS installations	San Juan	Number of facilities	790	881	961	1,072	1,166	1,295	1412	1549	1645	1795	1890	2060	2,201
Total number of BESS installations	San Lorenzo	Number of facilities	145	166	182	192	209	235	259	284	300	328	361	395	423
Total number of BESS installations	San Sebastian	Number of facilities	86	93	107	110	118	130	145	161	165	175	179	189	198
Total number of BESS installations	Santa Isabel	Number of facilities	100	111	120	135	147	159	173	198	215	245	252	288	317
Total number of BESS installations	Santurce	Number of facilities	2	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	4	4
Total number of BESS installations	Toa Alta	Number of facilities	364	398	431	474	515	560	616	680	733	795	847	947	1,038
Total number of BESS installations	Toa Baja	Number of facilities	299	328	360	405	451	496	545	604	648	708	761	848	919
Total number of BESS installations	Trujillo Alto	Number of facilities	247	286	311	350	391	429	475	533	565	597	624	678	720
Total number of BESS installations	Utuado	Number of facilities	46	48	53	53	55	60	66	68	70	76	80	83	90
Total number of BESS installations	Vega Alta	Number of facilities	114	122	134	146	165	174	185	211	229	244	258	275	290
Total number of BESS installations	Vega Baja	Number of facilities	184	204	226	249	269	287	315	355	387	426	458	514	566
Total number of BESS installations	Vieques	Number of facilities	2	2	2	2	3	4	5	5	5	7	7	7	7
Total number of BESS installations	Villalba	Number of facilities	40	45	49	52	55	61	69	83	90	99	103	112	118
Total number of BESS installations	Yabucoa	Number of facilities	52	56	58	66	76	89	95	104	113	127	132	150	157
Total number of BESS installations	Yauco	Number of facilities	138	153	164	188	209	235	254	272	293	312	326	361	393
Incremental number of energy storage installations per year by type		Number of facilities													
Incremental number of BESS installations	Adjuntas	Number of facilities							0	2	1	2	2	0	3
Incremental number of BESS installations	Aguada	Number of facilities							7	10	6	16	8	18	9
Incremental number of BESS installations	Aguadilla	Number of facilities							18	14	19	20	25	29	24
Incremental number of BESS installations	Aguas Buenas	Number of facilities							4	10	6	4	5	11	15
Incremental number of BESS installations	Aibonito	Number of facilities							4	9	4	4	5	6	14
Incremental number of BESS installations	Anasco	Number of facilities							6	14	7	9	5	15	9
Incremental number of BESS installations	Arecibo	Number of facilities							37	44	35	42	36	62	38
Incremental number of BESS installations	Arroyo	Number of facilities							10	10	12	14	12	11	22
Incremental number of BESS installations	Barceloneta	Number of facilities							14	13	5	18	8	18	13
Incremental number of BESS installations	Barranquitas	Number of facilities							1	5	9	6	7	11	13
Incremental number of BESS installations	Bayamon	Number of facilities							101	123	118	162	104	169	155
Incremental number of BESS installations	Cabo Rojo	Number of facilities							27	39	30	30	12	37	33
Incremental number of BESS installations	Caguas	Number of facilities							87	100	65	99	67	140	116
Incremental number of BESS installations	Camuy	Number of facilities							21	8	7	10	7	20	13
Incremental number of BESS installations	Canovanas	Number of facilities							19	32	23	32	26	48	47
Incremental number of BESS installations	Carolina	Number of facilities							87	93	73	74	56	117	91
Incremental number of BESS installations	Catano	Number of facilities							8	16	7	6	2	22	16
Incremental number of BESS installations	Cayey	Number of facilities							14	14	11	28	22	27	26
Incremental number of BESS installations	Ceiba	Number of facilities							5	5	5	4	2	6	4
Incremental number of BESS installations	Ciales	Number of facilities							2	9	6	6	10	14	7
Incremental number of BESS installations	Cidra	Number of facilities							21	21	15	19	10	28	43
Incremental number of BESS installations	Coamo	Number of facilities							17	24	13	21	9	27	35
Incremental number of BESS installations	Comerio	Number of facilities							4	4	6	5	3	6	6
Incremental number of BESS installations	Corozal	Number of facilities							14	17	15	19	9	13	16
Incremental number of BESS installations	Dorado	Number of facilities							34	29	24	37	26	47	44
Incremental number of BESS installations	Fajardo	Number of facilities							21	25	17	22	19	27	25
Incremental number of BESS installations	Florida	Number of facilities							7	3	6	4	7	6	6
Incremental number of BESS installations	Guanica	Number of facilities							3	5	5	4	5	9	8
Incremental number of BESS installations	Guayama	Number of facilities							12	30	16	22	34	35	33
Incremental number of BESS installations	Guayanilla	Number of facilities							5	6	3	4	9	6	12
Incremental number of BESS installations	Guaynabo	Number of facilities							54	70	42	76	43	72	76
Incremental number of BESS installations	Gurabo	Number of facilities							42	32	29	26	29	59	44

Incremental number of BESS installations	Hatillo	Number of facilities							6	11	7	10	11	25	13
Incremental number of BESS installations	Hormigueros	Number of facilities							5	7	2	9	8	5	7
Incremental number of BESS installations	Humacao	Number of facilities							24	32	16	40	20	63	55
Incremental number of BESS installations	Isabela	Number of facilities							18	19	12	15	15	20	19
Incremental number of BESS installations	Jayuya	Number of facilities							1	1	3	1	0	3	1
Incremental number of BESS installations	Juana Diaz	Number of facilities							39	59	26	31	31	42	40
Incremental number of BESS installations	Juncos	Number of facilities							27	24	25	26	25	37	50
Incremental number of BESS installations	Lajas	Number of facilities							9	9	11	12	7	15	11
Incremental number of BESS installations	Lares	Number of facilities							2	7	4	1	4	8	2
Incremental number of BESS installations	Las Marias	Number of facilities							2	4	1	0	2	0	2
Incremental number of BESS installations	Las Piedras	Number of facilities							25	59	39	29	19	38	35
Incremental number of BESS installations	Loiza	Number of facilities							7	8	6	6	7	10	8
Incremental number of BESS installations	Luquillo	Number of facilities							6	11	8	16	10	8	15
Incremental number of BESS installations	Manati	Number of facilities							17	23	20	22	14	28	18
Incremental number of BESS installations	Maricao	Number of facilities							1	2	0	0	0	1	2
Incremental number of BESS installations	Maunabo	Number of facilities							3	4	3	5	5	2	6
Incremental number of BESS installations	Mayaguez	Number of facilities							18	14	19	18	16	33	26
Incremental number of BESS installations	Moca	Number of facilities							7	10	12	9	4	11	5
Incremental number of BESS installations	Morovis	Number of facilities							13	11	7	11	9	19	22
Incremental number of BESS installations	Naguabo	Number of facilities							18	21	10	14	11	20	12
Incremental number of BESS installations	Naranjito	Number of facilities							10	5	5	11	5	8	12
Incremental number of BESS installations	Orocovis	Number of facilities							0	5	2	2	11	5	2
Incremental number of BESS installations	Patillas	Number of facilities							7	11	7	9	6	9	15
Incremental number of BESS installations	Penuelas	Number of facilities							1	9	8	9	8	12	5
Incremental number of BESS installations	Ponce	Number of facilities							64	95	108	98	80	113	81
Incremental number of BESS installations	Quebradillas	Number of facilities							14	7	11	8	9	4	15
Incremental number of BESS installations	Rincon	Number of facilities							6	9	3	3	2	7	9
Incremental number of BESS installations	Rio Grande	Number of facilities							27	35	33	55	27	47	34
Incremental number of BESS installations	Rio Piedras	Number of facilities							0	0	0	1	0	1	1
Incremental number of BESS installations	Sabana Grande	Number of facilities							14	21	8	15	12	20	8
Incremental number of BESS installations	Salinas	Number of facilities							13	13	10	16	7	25	17
Incremental number of BESS installations	San German	Number of facilities							13	11	12	19	6	20	19
Incremental number of BESS installations	San Juan	Number of facilities							117	137	96	150	95	170	141
Incremental number of BESS installations	San Lorenzo	Number of facilities							24	25	16	28	33	34	28
Incremental number of BESS installations	San Sebastian	Number of facilities							15	16	4	10	4	10	9
Incremental number of BESS installations	Santa Isabel	Number of facilities							14	25	17	30	7	36	29
Incremental number of BESS installations	Santurce	Number of facilities							1	0	0	0	0	0	0
Incremental number of BESS installations	Toa Alta	Number of facilities							56	64	53	62	52	100	91
Incremental number of BESS installations	Toa Baja	Number of facilities							49	59	44	60	53	87	71
Incremental number of BESS installations	Trujillo Alto	Number of facilities							46	58	32	32	27	54	42
Incremental number of BESS installations	Utuado	Number of facilities							6	2	2	6	4	3	7
Incremental number of BESS installations	Vega Alta	Number of facilities							11	26	18	15	14	17	15
Incremental number of BESS installations	Vega Baja	Number of facilities							28	40	32	39	32	56	52
Incremental number of BESS installations	Vieques	Number of facilities							1	0	0	2	0	0	0
Incremental number of BESS installations	Villalba	Number of facilities							8	14	7	9	4	9	6
Incremental number of BESS installations	Yabucoa	Number of facilities							6	9	9	14	5	18	7
Incremental number of BESS installations	Yauco	Number of facilities							19	18	21	19	14	35	32