



20 de noviembre de 2024

Honorable Omar J. Marrero Díaz
Secretario
Departamento de Estado
PO BOX 9023271
San Juan, Puerto Rico 00902-3271

Estimado señor Secretario:

Re.: Ponencia del Director Ejecutivo de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico sobre el Proceso de Transición 2024

Sometemos ante su consideración esta Ponencia como parte del Informe de Transición de la Autoridad de Energía Eléctrica (Autoridad) 2024, de conformidad con las disposiciones de la Ley Núm. 197 de 2002, según enmendada, conocida como la "*Ley del Proceso de la Transición del Gobierno*". En esta Ponencia se recogen las iniciativas de la Autoridad, los planes de trabajo y los logros alcanzados durante el cuatrienio en curso.

A continuación, se incluye en detalle el desempeño de la Autoridad durante los últimos cuatro años, en términos de sus operaciones, capital humano, finanzas, logros significativos y planes estratégicos, comenzando con el contexto de su estructura organizacional actual, la gobernanza establecida, y el progreso de la transformación y/o reestructuración de la Autoridad.

I. Marco Legal de la Autoridad

En virtud de la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941, según enmendada, se crea la Autoridad como un cuerpo corporativo y político que se constituye como Corporación Pública e instrumentalidad gubernamental autónoma del Estado Libre Asociado de Puerto Rico. (22 L.P.R.A. § 193). La ley habilitadora de la Autoridad ha experimentado cambios significativos en los últimos años, siendo el más reciente la aprobación de la Ley 17-2019, conocida como la "Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico. Esta, no solo creó



la política pública energética de Puerto Rico, si no también estableció, junto con la Ley 120-2018, conocida como la “Ley para Transformar el Sistema Eléctrico de Puerto Rico”, el marco legal para la transformación de la Autoridad que incluye la transferencia de sus operaciones, funciones y servicios a operadores privados.

La Ley Núm. 83 dispone que la Autoridad estará sujeta al control de su Junta de Gobierno, siendo una corporación con existencia y personalidad legal separada y aparte de la del Gobierno de Puerto Rico. La Autoridad y su Junta de Gobierno son reguladas por el Negociado de Energía de Puerto Rico. Las deudas, obligaciones, contratos, bonos, notas, pagarés, recibos, gastos, cuentas, fondos, empresas y propiedades de la Autoridad, sus funcionarios, agentes o empleados, debe entenderse que son de la mencionada corporación y no del Gobierno de Puerto Rico, ni de ninguna de sus oficinas, negociado, departamento, comisión, dependencia, municipalidad, rama, agente, funcionario o empleado.

La Junta de Gobierno de la Autoridad, como su ente rector, tiene la responsabilidad de ejercer su política general y dirección estratégica. La misma está compuesta por siete (7) miembros. Además, en virtud de la Ley 2-2017, se añadió como miembro un representante de la Autoridad de Asesoría Financiera y Agencia Fiscal de Puerto Rico (AAFAF), quien será designado por el director de esta agencia. Tres (3) miembros son nombrados por el Gobernador de Puerto Rico a su sola discreción, de los cuales uno (1) será miembro independiente. Otro (1) miembro será representante del interés de los clientes y se elegirá mediante una elección supervisada por la Oficina del Procurador del Ciudadano (Ombudsman). Los restantes tres (3) miembros serán nombrados por el Gobernador de Puerto Rico, con el consejo y consentimiento del Senado, y serán seleccionados de una lista de candidatos preparada por una firma reconocida para la búsqueda de talento ejecutivo. Todos los miembros, a excepción de dos de los elegidos por el Gobernador a su sola discreción, deberán cumplir con criterios de trasfondo educativo, profesional y experiencia o deberán tener pericia en asuntos energéticos. Además, ninguno de los miembros independientes podrá ser empleado público, excepto el ser profesor de la Universidad de Puerto Rico. Actualmente, la Junta de Gobierno cuenta con cuatro miembros.

La Junta de Gobierno tiene entre sus responsabilidades la designación del Director Ejecutivo de la corporación, quien será responsable por la ejecución de la política que establezca la Junta y por la supervisión general de las fases administrativas y operacionales de la Autoridad.

Como parte del proceso de transformación de la Autoridad, según se estable en la Ley Núm.120-2018 y la Ley Núm.17-2019, según enmendadas, la Autoridad para las Alianzas Público-Privadas realizó un proceso competitivo para seleccionar los operadores privados para el sistema de transmisión y distribución, y posteriormente para las centrales generatrices. El resultado de estos procesos es el siguiente:

A. Operador Privado para Administrar el Sistema de Transmisión y Distribución de la Autoridad

- El 1 de junio de 2021, LUMA Energy LLC (LUMA), asumió la operación y mantenimiento del sistema de transmisión y distribución, servicio al cliente y algunas áreas administrativas.
- Los empleados de la Autoridad que laboraban en estas áreas fueron: (1) contratados por LUMA, (2) se movilizaron a otras agencias gubernamentales receptoras, (3) se acogieron al Programa de Transición Voluntaria (PTV), o (4) se jubilaron o renunciaron.
- La Autoridad se mantuvo operando las Centrales Generatrices, el Sistema de Riego, las Hidroeléctricas, las Represas y los Embalses.

B. Operador Privado para Administrar la Operación y Mantenimiento del Sistema de Generación de la Autoridad

- El 1 de julio de 2023, Genera PR, LLC (Genera) asumió la operación y mantenimiento del sistema de generación.
- Los empleados de la Autoridad que laboraban en Generación fueron: (1) contratados por LUMA, (2) se movilizaron a otras agencias gubernamentales receptoras, (3) se acogieron al Programa de Transición Voluntaria (PTV), o (4) se jubilaron o renunciaron.
- La Autoridad se mantuvo operando las Centrales Generatrices, el Sistema de Riego, las Hidroeléctricas, las Represas y los Embalses.

C. Nueva Estructura Organizacional

Durante ese periodo la Autoridad sufrió cambios estructurales y operacionales. Conforme la Resolución 5064 del 9 de junio de 2023, la Junta de Gobierno de la Autoridad y la AAFAF aprobaron una nueva estructura organizacional, con una plantilla de 255 empleados, para las áreas administrativas y operacionales de la Autoridad, es decir, HoldCo, HydroCo, PropertyCo y el Sistema de Retiro.



*GridCo será creada como una entidad jurídica independiente una vez se apruebe el plan de ajuste de la deuda.

II. Capital Humano

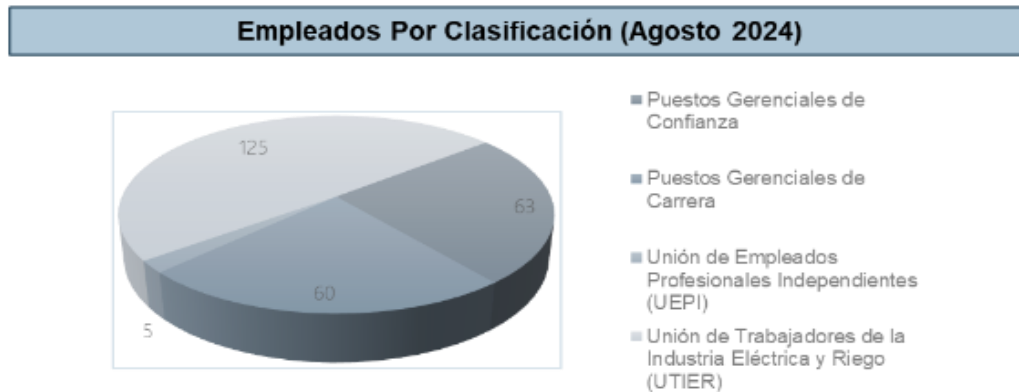
La División de Personal es responsable de la administración de los recursos humanos de la Autoridad, la cual está regida por leyes, normas y procedimientos en conforme con las áreas esenciales del principio de mérito. Esto incluye el reclutamiento, selección,

clasificación de puestos, retención en el empleo, traslados, ascensos y descensos y el procesamiento en el sistema mecanizado de las referidas transacciones.

Para el año 2021, la Autoridad contaba con 5,383 empleados, cantidad que disminuyó a 1,294 luego del comienzo del operador privado a cargo del Sistema de Transmisión y Distribución y eventualmente a 1,166 en enero de 2023. Los niveles de jubilaciones y terminaciones se han mantenido relativamente altos, sobre todo luego de aprobarse la Ley 120-2018 y los dos procesos de transformación de la operación y mantenimiento del sistema de transmisión y distribución, servicio al cliente y las centrales generatrices a los operadores privados. Desde septiembre de 2024, la Autoridad se ha mantenido con una plantilla de 255 puestos, para atender todas las operaciones y cumplir el deber ministerial de la corporación. El movimiento de personal desde el 2021 al presente ha sido el siguiente:

Movimiento del Capital Humano		
Enero 2021	5,383	Cantidad de empleados AEE
Mayo 2021	5,321	Cantidad empleados antes de la transición de LUMA
Junio 2021	1,294	Total empleados luego de la transición de LUMA por la Ley 120-2018.
Junio 2023	1,166	Cantidad empleados antes de la transición de GeneraPR, por la Ley 120-2018
Julio 2023	315	Total empleados luego de la Transición de GeneraPR
Noviembre 2023	255	Se reduce la plantilla para cumplir con la Resolución 5064 del 9 de junio de 2023, en la cual la Junta de Gobierno de la AEE y la Autoridad de Asesoría Financiera y Agencia Fiscal de Puerto Rico (AAFAF), aprobaron una nueva estructura organizacional de 255 empleados para todas nuestras operaciones.

Autoridad de Energía Eléctrica	
HydroCo	167
HoldCo	61
Sistema de Retiro	25
PropertyCo	2
Total	255



A. Plan de Clasificación

Como es de conocimiento público, en el 2019, el Gobierno de Puerto Rico presentó un Plan de Clasificación y Retribución Uniforme para mejorar las escalas salariales de los servidores públicos de la Rama Ejecutiva del Gobierno de Puerto Rico. Este plan está dirigido a proporcionar aumentos salariales a 13,198 empleados públicos con una inversión anual de \$146 millones.

La implementación de un Plan actualizado permite a la Autoridad la flexibilidad de dar justo crecimiento a los trabajadores durante su desarrollo ocupacional. Con el propósito de actualizar el Plan de Clasificación y Retribución de la Autoridad, se tomó en consideración la capacidad fiscal de la Autoridad, el método cuantitativo de análisis y evaluación cualitativa de las especificaciones de clases y puestos. Además, se realizó un análisis comparativo de puesto y salarios que consistió en la evaluación de 26 especificaciones de clases y puestos para el servicio de carrera, equivalente al 100% de estos. Se evaluaron 19 especificaciones de clases y puestos para el servicio de confianza en la Autoridad, que representa un 83%. Como parte de este proceso, se recopiló información sobre los ejemplos de trabajos, deberes y funciones correspondiente al servicio de carrera y servicio de confianza de la Autoridad.

De otra parte, se realizaron varios métodos de investigación, tales como entrevista de validación de información a todos los niveles organizacionales, se utilizó el un formulario Descripción de Puesto elaborado por Autoridad para recopilar la información siguiente. Cuando comenzamos el proyecto, Autoridad había realizado el ejercicio de distribuir y recopilar dichos formularios. Los datos que recoge el formulario 'Descripción de Puesto' emitido por Autoridad son:

- Perfil de la Clase
- Deberes, Actividades y Responsabilidades Esenciales y Marginales
- Responsabilidad por la responsabilidad directa de empleados
- Contactos que requiere el puesto

El 85% de los empleados completó el Formulario y se realizaron un total de 66 entrevistas de campo. El 100% de los cuestionarios fueron considerados en el análisis de clasificación. De otra parte, se realiza un análisis comparativo con las clases y título de puesto del Plan de Clasificación y Retribución del Gobierno de Puerto Rico.

Al 8 de octubre de 2024, 2 de las 4 fases del proyecto fueron completadas. La Fase 3, la cual corresponde a la actualización del Plan de Retribución, se encuentra en un 66% de progreso. La Fase 4, que consiste en la entrega de los perfiles de las clases que participaron del análisis, se encuentra en un 86%.

Como parte de la elaboración de la actualización del Plan, se realizó un análisis de mercado ("*Benchmarks*") utilizando la base de datos del *Economic Research Institute* ("*ERI*"), recomendado por la Junta de Supervisión Fiscal (FOMB, por sus siglas en inglés). En este momento, nuestros consultores están implementando un análisis comparativo entre el salario actual del empleado de la Autoridad con la escala mínima actualizada, con el propósito de establecer si los empleados de la Autoridad recibirán un ajuste salarial o continuarán con su salario actual. Además, como parte del análisis financiero y presupuestario, actualmente se evalúa el impacto fiscal con los estimados de costo de la implementación de los salarios nuevos, lo que incluye la cantidad de empleados que recibirán un ajuste salarial (mínimo de escala) y los salarios actuales de la Autoridad.

B. Sistema de Retiro de Empleados de la Autoridad (SREAEE)

La Autoridad, en su compromiso de cumplir con sus responsabilidades financieras, desde el 2021 comenzó un esfuerzo para gestionar reembolsos de trabajos realizados bajo la emergencia con el fin de recuperar fondos a través de obligaciones de entidades estatales y federales con la Autoridad. Esto le permitió crear un fondo avalado por la Junta de Gobierno para tener los recursos para cumplir con sus obligaciones que incluyó al SREAEE. En mayo de 2023 la Autoridad comenzó con su primer pago por \$4,095,130. Posteriormente, FOMB aprobó un préstamo exclusivamente para el pago al SREAEE por la cantidad de \$300,000,000. Desde mayo de 2023 hasta octubre de 2024, la Autoridad ha cumplido con sus pagos al SREAEE con un total de \$413,362,792.

Actualmente, el sistema cuenta con 10,098 miembros jubilados a septiembre de 2024 y 2,438 cónyuges que se benefician del plan. Esto representa una responsabilidad de pago mensual aproximado de \$22,376,161 por concepto de los miembros jubilados y \$1,033,270 por los cónyuges para un total de \$23,409,431.

A continuación, incluimos el detalle de los pagos realizados mensualmente para garantizar las pensiones de los jubilados con fondos propios de la Autoridad y el detalle de los pagos realizados con el prestamos otorgado por FOMB para estos fines.

Fondos Autoridad para el Pago de Pensiones		Préstamo Junta de Supervisión Fiscal \$300,000,000	
Fecha	Cantidad	Fecha	Cantidad
5/19/2023	\$4,095,130.00	1/9/2024	\$22,840,549.00
6/14/2023	\$26,255,039.00	2/8/2024	\$20,161,980.00
7/19/2023	\$22,441,541.00	3/8/2024	\$23,412,630.00
8/18/2023	\$24,299,477.00	4/10/2024	\$22,170,330.00
9/20/2023	\$23,372,617.00	5/7/2024	\$23,750,505.00
10/23/2023	\$21,740,233.00	6/10/2024	\$26,904,670.00
11/15/2023	\$29,990,780.00	7/8/2024	\$25,040,810.00
12/18/2023	\$24,844,990.00	8/8/2024	\$24,050,711.00
	\$177,039,807.00	9/10/2024	\$24,720,500.00
		10/11/2024	\$23,270,300.00
			\$236,322,985.00
		Total Pagado	\$413,362,792.00

III. Finanzas

A. Estados Financieros Auditados

Durante los últimos siete años la Autoridad ha emitido 10 estados financieros auditados, ocho de la Autoridad y 2 del SREAAE. Específicamente, desde el 2021, se han emitido 5 estados financieros auditados, correspondientes a los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022. Los estados financieros auditados del año 2022 se emitieron el 27 de marzo de

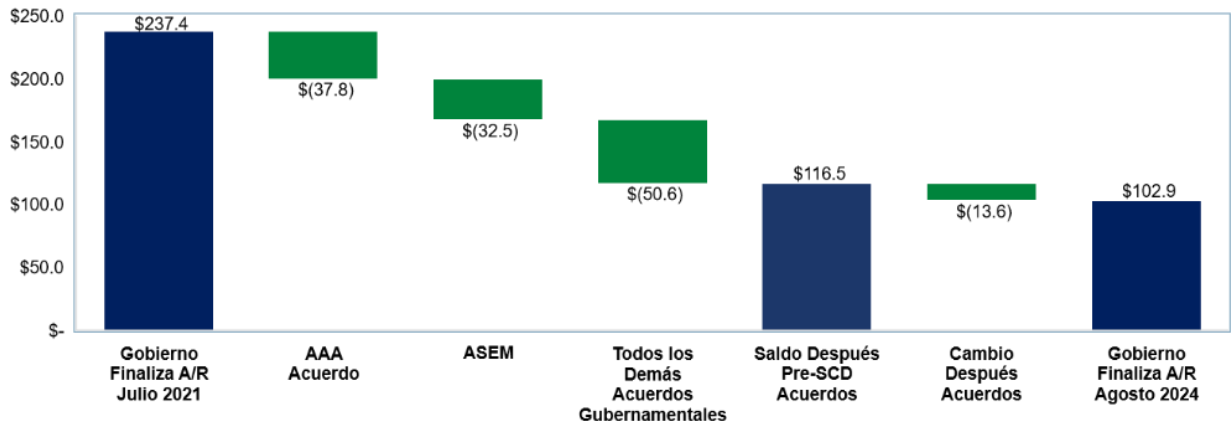
2024. Se espera que los estados financieros auditados para el FY23 se publiquen para finales del año calendario 2024. Para su fácil referencia, la Autoridad publica sus estados financieros en su página web.

	2022	2021
Assets and deferred outflows of resources		
Current assets	\$ 1,561,789	\$ 1,318,675
Other non-current assets	860,422	997,553
Capital assets	7,666,542	7,759,255
Total Assets	<u>10,088,753</u>	<u>10,075,483</u>
Deferred outflows of resources	<u>635,293</u>	<u>633,077</u>
Total assets and deferred outflows of resources	<u>\$ 10,724,046</u>	<u>\$ 10,708,560</u>
Liabilities, deferred inflows of resources and net position (deficit)		
Long-term debt	\$ 15,501,936	\$ 15,347,224
Other liabilities	<u>5,175,184</u>	<u>4,541,635</u>
Total liabilities	20,677,120	19,888,859
Deferred inflows of resources	<u>179,047</u>	<u>48,533</u>
Total liabilities and deferred inflows of resources	<u>20,856,167</u>	<u>19,937,392</u>
Net position (deficit):		
Net investment in capital assets	(796,063)	(641,930)
Restricted	131,982	229,420
Deficit	<u>(9,468,040)</u>	<u>(8,816,322)</u>
Total net position (deficit)	<u>(10,132,121)</u>	<u>(9,228,832)</u>
Total liabilities, deferred inflows of resources and net position (deficit)	<u>\$ 10,724,046</u>	<u>\$ 10,708,560</u>

B. Cuentas por Cobrar a Entidades Gubernamentales

Aproximadamente el 90% de la disminución de \$134.5 millones en las Cuentas por Cobrar de las cuentas de Gobierno (excluyendo Municipios), entre el comienzo de operaciones de LUMA y agosto 2024, se logró mediante acuerdos negociados por Autoridad y AAFAF, con las siguientes agencias estatales y corporaciones públicas de Puerto Rico:

- \$70.3 millones por acuerdos con AAA y ASEM.
- \$50.6 millones con otras agencias estatales y corporaciones públicas.
- \$13.6 millones restantes están relacionados con ajustes a las cuentas luego del acuerdo.



La Autoridad estuvo directamente involucrada en la negociación del pago de los saldos de cuentas por cobrar previos a la transición con el operador para la AAA, ASEM y con la OGP para el Acuerdo de Conciliación Global. LUMA se negó a asumir la responsabilidad de las cuentas por cobrar del gobierno previo al inicio del servicio y dejó en claro en numerosas ocasiones que la Autoridad y el Gobierno de Puerto Rico serían responsables de resolver estas cuentas.

C. Retos / Flujo de Caja y Liquidez

Al 30 de septiembre de 2024, los saldos combinados de la cuenta operativa de la Autoridad y otras cuentas no restringidas y las cuentas de servicio de LUMA Energy, LLC (LUMA) / Genera PR, LLC (Genera), totalizaron aproximadamente \$857 millones. Esta cifra excluye fondos restringidos de \$280 millones en Adelantos de Capital de Trabajo (WCA, por sus siglas en inglés) provenientes de FEMA para proyectos elegibles y \$60 millones del fondo de construcción y cuentas del US Bank.

- Los niveles de liquidez actuales de Autoridad son insuficientes para cumplir con los balances mínimos requeridos bajo los acuerdos para la operación y mantenimiento del sistema T&D y generación de la Autoridad (*Service Accounts Funding* o SAF, por sus siglas en inglés) de \$1.4 billones (financiación de 100% por LUMA y Genera).
- Esta realidad fue comunicada múltiples veces durante los pasados dos años por la Autoridad a las partes interesadas, incluidos la Junta de Supervisión y Administración Financiera para Puerto Rico (JSF), AAFAF, el Negociado de Energía de Puerto Rico (NEPR), la Autoridad Para las Alianzas Público-Privadas

(P3A) y LUMA. Ante esta realidad no se cumplió con los balances mínimos requeridos por los contratos APP para los meses de agosto y septiembre.

- Desde el inicio de las operaciones por LUMA el nivel de liquidez de la Autoridad ha disminuido significativamente debido a la obligación de depositar ciertas cantidades en las Cuentas de Servicio que tienen elementos no presupuestados ni contemplados en las tarifas al cliente (por ejemplo, *Outage Reserve Account*) y el retraso de LUMA en asegurar cobro de las cuentas de servicio de electricidad y el reembolso de los gastos relacionados a proyectos de reconstrucción elegibles para reembolsos de la Agencia Federal para el Manejo de Emergencias (FEMA, por sus siglas en inglés), reduciendo el efectivo en caja de Autoridad por más de \$550 mil millones.
- Según los informes trimestrales de LUMA al NEPR hasta el cuarto trimestre del año fiscal 2024, LUMA gastó aproximadamente \$1.1 mil millones que deberían ser reembolsados por FEMA, lo que contrasta con los ingresos obligados de la Oficina de Recuperación, Reconstrucción y Resiliencia (COR3) / FEMA a Autoridad / LUMA que totalizan \$547 millones – \$150 millones de solicitudes de reembolso (RFRs) y \$347 millones para adelantos de capital de trabajo (WCAs).
- Los fondos de WCA no están disponibles para operaciones normales y deben utilizarse para proyectos elegibles, según lo aprobado por FEMA / COR3.

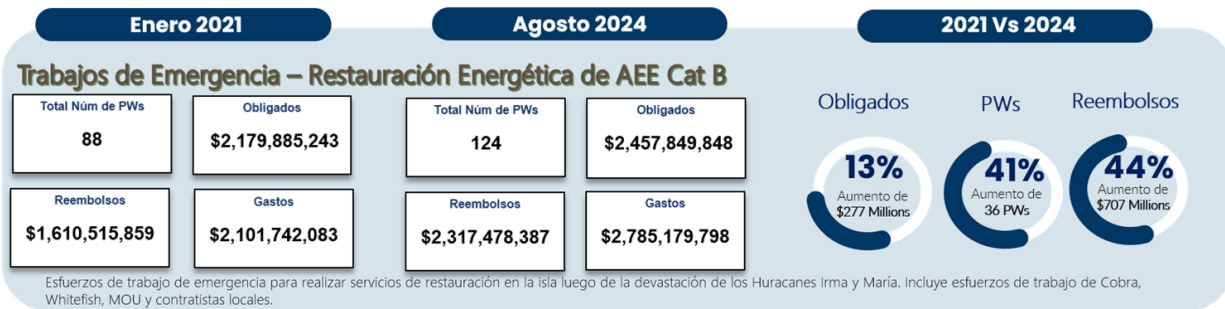
IV. Fondos Federales

Desde el año 2021, la oficina del DFMO se enfocó en la formulación y manejo de los fondos y reembolsos para los diversos proyectos de la Autoridad. El total de reembolsos procesados y recibidos asciende a \$1,188,853,595. A continuación, un resumen de los distintos reembolsos y pagos que la Autoridad ha logrado conseguir durante los últimos cuatro años, clasificados en los siguientes términos:

1. Proyectos de Emergencia - Huracanes Irma, María y Fiona, Terremotos y COVID
2. Proyectos Permanentes - Plantas de Generación
3. Proyectos Permanentes - Sistema de Riego y Embalses
4. Proyectos Permanentes - Plantas Hidroeléctricas

A. Proyectos de Emergencia / Huracán Irma, María, Fiona, Terremotos y COVID

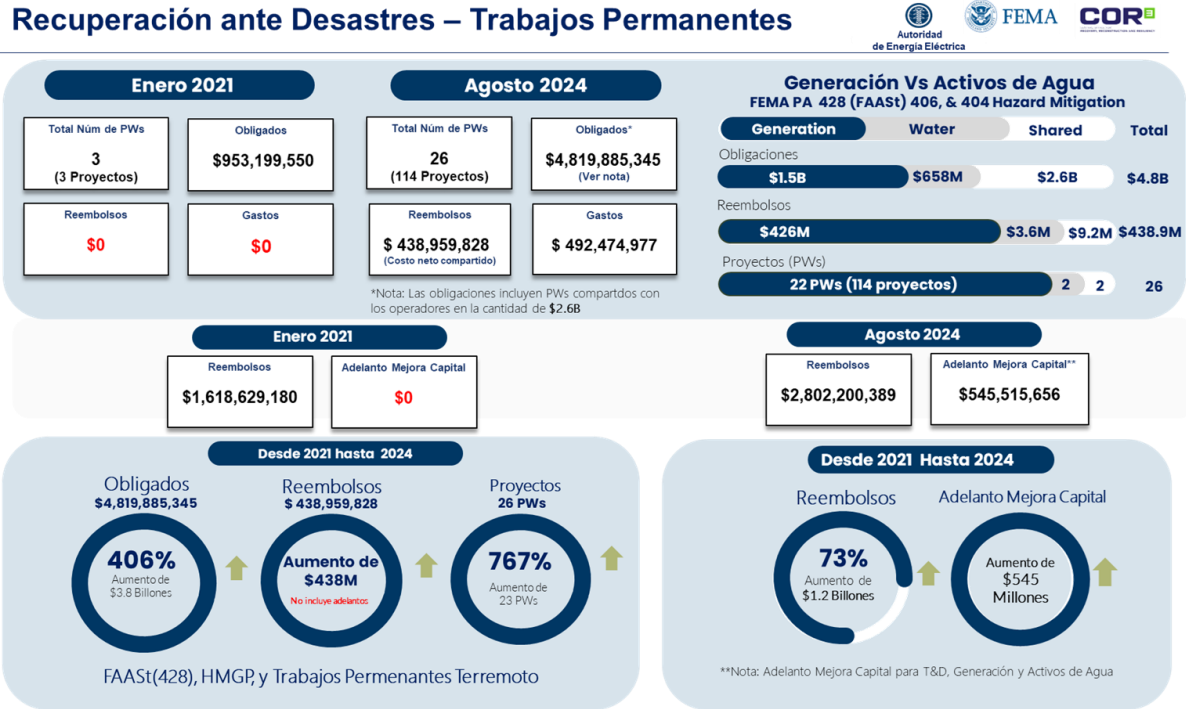
Recuperación ante Desastres – Proyectos de Emergencia Huracanes Irma, María, Fiona y Terremotos



La oficina del DFMO formuló y gestionó de los proyectos relacionados con los desastres de los Huracanes Irma, María, Fiona, los terremotos y el COVID. Para estos eventos, se logró aumentar la cuantía obligada por FEMA en proyectos de Categoría B, alcanzando un total de \$2,456,983,253, lo que representó un incremento de \$277,098,010 durante el periodo 2021-2024. Asimismo, la cantidad de solicitudes de reembolsos procesadas y recibidas aumentó significativamente, con un total de \$706,951,821.21 en reembolsos recibidos entre 2021 y 2024. A continuación, se presenta el desglose de reembolsos recibidos por año:

1. Reembolsos procesados y recibidos 2021: \$83,465,745.64
2. Reembolsos procesados y recibidos 2022: \$283,227,423.03
3. Reembolsos procesados y recibidos 2023: \$315,290,034.86
4. Reembolsos procesados y recibidos 2024: \$24,968,617.68

B. Proyectos de Obras Permanentes



- 428 (406)** – El objetivo principal de los proyectos de obras permanentes financiados por este programa es reemplazar o reparar instalaciones o equipos que resultaron dañados por los Huracanes Irma y María. Para disminuir los efectos de los próximos fenómenos climáticos, los proyectos que utilizan dinero 428 están diseñados para actualizar los equipos y las instalaciones con las reglas y/o requisitos de la industria. Además, como parte de estos proyectos, las medidas de mitigación que pueden prevenir por completo o disminuir drásticamente los efectos de futuros sucesos atmosféricos se reconocen en la Sección 406 de los Fondos de Asistencia Pública de FEMA. Los fondos 406 para medidas de mitigación se agregan al proyecto durante su formación; no están incluidos en el compromiso inicial.
- 404** – El Programa de Mitigación de Riesgos ofrece financiamiento para medidas de mitigación calificadas que reduzcan el impacto de los desastres, sus costos y sus consecuencias en las comunidades. Estos fondos se utilizan en gran medida para iniciativas que no se conectan directamente con la maquinaria y la infraestructura que dañaron los Huracanes Irma y María, pero que no obstante trabajan para disminuir el impacto o daño que cualquier desastre natural o futuro pueda causar. Para mejorar la capacidad de la Autoridad para responder a los

desastres naturales tanto durante y después de que ocurren, estos proyectos están conectados al sector de generación de electricidad.

- **CDBG-DR Funds** – El uso de \$2,000 millones en fondos CDBG-DR para reforzar o mejorar las redes eléctricas en Puerto Rico e Islas Vírgenes de los Estados Unidos se rige por el Registro Federal Vol. 86, se dio a conocer por la agencia Federal Desarrollo Urbano de Vivienda (HUD) el 22 de junio de 2021. La mejora del sistema de energía eléctrica de Puerto Rico recibió \$1,932,347 del total de \$2,000,000. El Departamento de la Vivienda de Puerto Rico (Vivienda) es el organismo encargado de administrar los fondos CDBG-DR y CDBG-MIT de acuerdo con las reglas y plazos pertinentes. Vivienda es la organización que recibe el financiamiento.
- La Autoridad logró obligar \$300 millones para obras permanentes para unidades generatrices. Algunos de estas obras se completaron y otras se comenzaron y pasaron al operador privado para completar las mismas y pedir el reembolso restante.

C. Proyectos Permanentes / Plantas Generación / 2021-2023

A finales del 2021, la Autoridad llevó a cabo una evaluación exhaustiva y detallada de las reparaciones necesarias para la reconstrucción de nuestro sistema de generación. Esta evaluación concluyó que, para estabilizar, reparar y reconstruir el sistema de generación eléctrica, era necesario ejecutar 107 proyectos dirigidos a obtener estos objetivos. Estos proyectos fueron formulados por el DFMO y presentados al Negociado de Energía de Puerto Rico (NEPR) en febrero del 2022 conforme al marco legal vigente y los procedimientos federales. En junio de 2023, el NEPR otorgó la aprobación de 101 de los 107 proyectos presentados inicialmente.

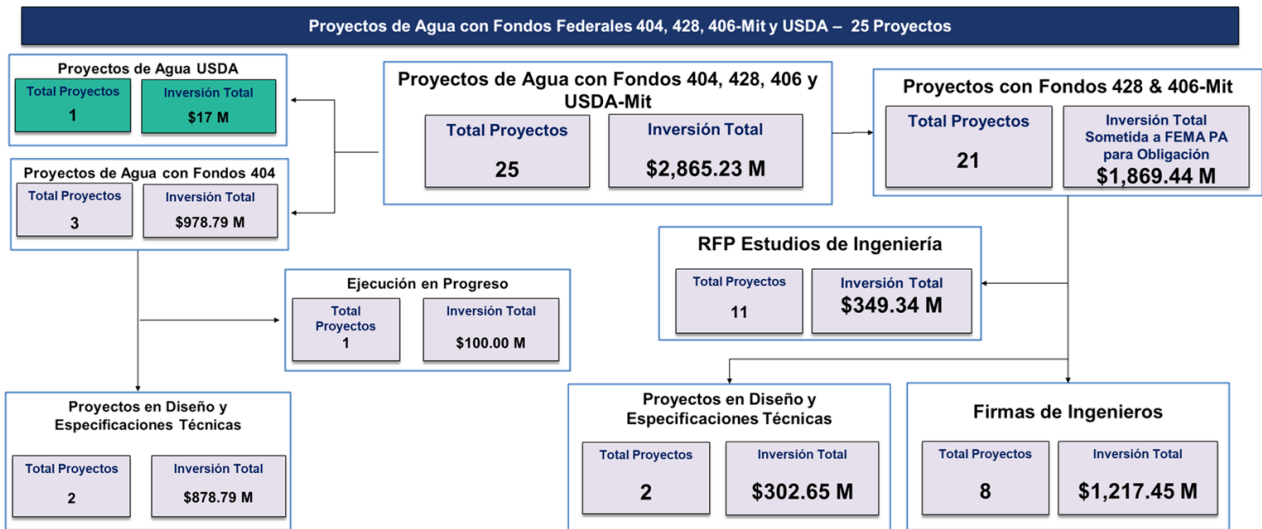
La oficina del DFMO, junto con la asistencia de la Oficina Central de Recuperación, Reconstrucción y Resiliencia (COR3, por sus siglas en inglés) y FEMA, estableció una estrategia para agrupar los proyectos de reconstrucción de generación con el fin de obtener su aprobación de manera más eficiente y efectiva, cumpliendo con el proceso de obligación de FEMA y sus requisitos ambientales. Esta reagrupación resultó en la aprobación de 16 proyectos matrices por parte de FEMA, conocidos como “Project Worksheets” (PW), con un valor total obligado de \$674,574,065 bajo el programa 428. De la cuantía total obligada, la Autoridad ha recibido reembolsos de costos incurridos por un total de \$415,695,276.35 (Neto-Pareo Local).

Desglose de reembolsos recibidos por año:

1. Reembolsos procesados y recibidos 2021: Comenzó proceso de formulación (no hubo reembolsos).
2. Reembolsos procesados y recibidos 2022: \$25,300,677.96
3. Reembolsos procesados y recibidos 2023: \$101,323,198.67
4. Reembolsos procesados y recibidos 2024: \$289,071,399.72

D. Proyectos Permanentes / Sistema de Riego y Embalses

Proyectos del Sistema Hidroeléctrica e Infraestructura de Agua



Los Distritos de Riego juegan un papel esencial en las zonas donde ubican, pues son responsables de la distribución y entrega de agua para la agricultura, el consumo humano y el uso industrial, asegurando el abastecimiento adecuado para las tierras de cultivo y el sostén de la actividad agrícola en la isla. A esto se le suma el abastecimiento para consumo humano, ya que diferentes plantas de filtración de la Autoridad de Acueductos y Alcantarillados de Puerto Rico tienen como único abasto de agua la que discurre por nuestros canales y el uso para Actividades Industriales, como por ejemplo la entrega de agua a la Planta cogeneradora de AES, que sirve un 26% (454 MW) de la generación eléctrica del país y la economía asociada a todas estas partes.

La Autoridad presentó proyectos ante FEMA, el Departamento de Agricultura Federal y el Departamento de Vivienda, enfocados en la reconstrucción del sistema hidroeléctrico y de todos los activos relacionados con la infraestructura de agua, como represas, canales de

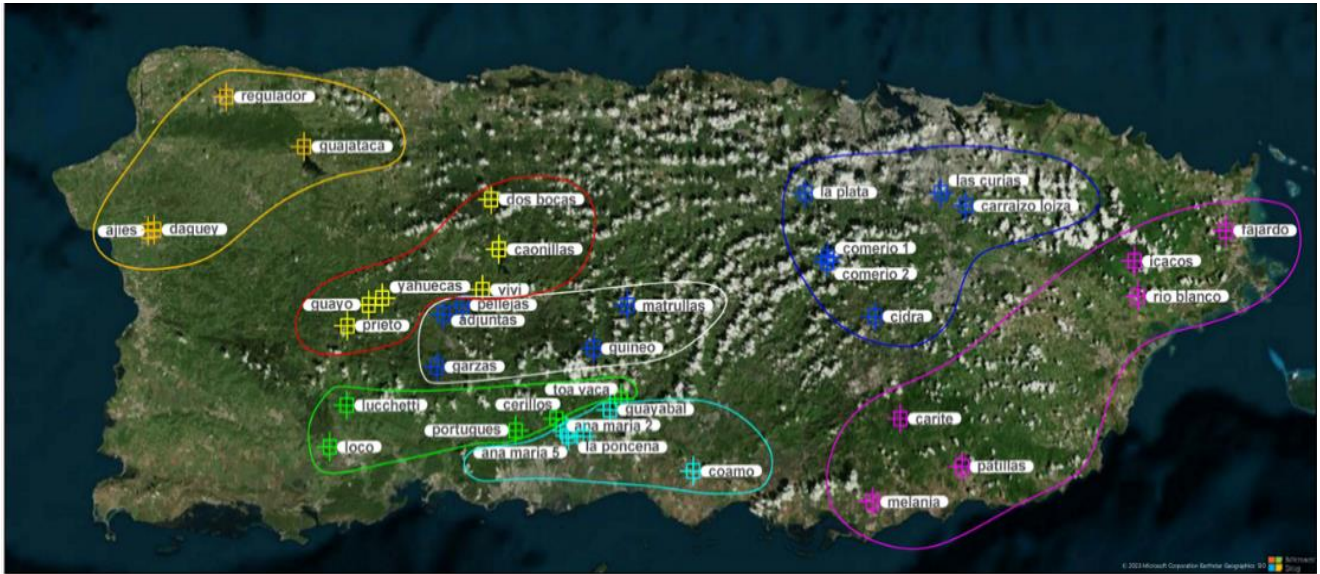
riego y embalses, bajo las Secciones 428, 406 y 404, así como fondos del Departamento de Agricultura. Los proyectos relacionados con los activos de agua se encuentran actualmente en la etapa de arquitectura, diseño y cumplimiento de los requisitos ambientales, con el fin de cumplir con los requisitos de FEMA para la aprobación de los fondos.

FEMA asignó fondos bajo el PW 9510 para cubrir los costos asociados a los servicios de diseño, que se utilizarán en la elaboración del alcance detallado de las obras a presentar para su aprobación. La Autoridad utiliza estos fondos para contratar servicios de diseño de arquitectura e ingeniería, con el objetivo de desarrollar los alcances de trabajo detallados para su radicación. Actualmente, la Autoridad, en colaboración con sus consultores de ingeniería, trabaja activamente en la finalización de los requisitos ambientales y de diseño, a fin de avanzar a la fase de construcción. Algunos de esos proyectos son:

1. Sistema de Alerta Temprana
2. Represa Guajataca
3. Represas Patillas
4. Canales de Riego de los Distritos de Lajas, Isabela y Costa Sur
5. Dragados de 11 Embalses

a. Sistema de Alerta Temprana

Proyecto de Mitigación 404 para 37 represas. El mismo tiene un costo estimado de \$100 millones. Se otorgaron dos contratos el 7 de agosto de 2024 para los trabajos relacionados al diseño y construcción. Un contrato se otorgó a GENASYS, para trabajo en 34 represas, y otro a Bermúdez, Longo Díaz-Massó, para trabajos en 3 represas y el suplido de fibra óptica y postes. La Autoridad obtuvo un adelanto de mejora capital por un total de \$24,716,621 y ha obtenido reembolsos de costos incurridos por un total de \$2,472,028.



Proyecto de Reconstrucción y Mitigación Permanente Bajo las Secciones 428 y 406. El mismo tiene un costo estimado de \$1 mil millones. Este se realizará bajo un acuerdo de colaboración con el Cuerpo de Ingenieros de los Estados Unidos (USACE) para completar el diseño y construcción.

El pago para los estudios de Fase 1 y el diseño de la Fase 2 del proyecto de reparación permanente de la represa de Guajataca, se realizó el 2 de enero de 2024. La Autoridad obtuvo un adelanto de mejora capital por un total de \$54.2 millones a través del PW 9510.

b. Canales de Riego / Distrito de Lajas, Isabela y Costa Sur

Se compone de 3 proyectos de reconstrucción y mitigación permanente bajo las secciones 428 y 406. Los mismos tienen un costo estimado total de \$79 millones. Estos se encuentran en la etapa de arquitectura, diseño y requerimiento ambiental. Para estos proyectos la Autoridad ha obtenido reembolsos de costos incurridos por un total de \$562,208 a través del PW 9510.

c. Dragados de Embalses

Los 11 proyectos de reconstrucción permanente bajo la Sección 428 tienen un costo estimado total de \$349 millones. Estos se encuentran en la etapa de arquitectura, diseño y requerimiento ambiental. Se otorgaron dos contratos para los trabajos de diseño de los

dragados. Se otorgó un contrato a la compañía CSA para el diseño de 5 embalses y otro a la firma AECOM para el diseño de 6 embalses. Para estos proyectos la Autoridad ha obtenido reembolsos de costos incurridos por un total de \$2,660,061 a través del PW 9510.

E. Proyectos Permanentes / Plantas Hidroeléctricas

La Autoridad cuenta con instalaciones en Naguabo, Villalba, Orocovis, Peñuelas, Yauco, Utuado y Arecibo, que producen un total de 26.2 MW. Estas plantas tienen la capacidad de producir hasta 100.3 MW, por lo que se continúa trabajando en diversos proyectos para mejorar el servicio y dragar los lagos que suplen el agua requerida para la generación.

Como parte de los esfuerzos de la Autoridad para reconstruir el sistema hidroeléctrico y todos los activos relacionados con la infraestructura de agua, se presentaron cuatro proyectos enfocados en la reparación y renovación de las plantas hidroeléctricas, con el objetivo de maximizar la capacidad de generación del sistema. Estos proyectos, no solo buscan restaurar la operatividad de las plantas, sino también optimizar su eficiencia y asegurar su sostenibilidad a largo plazo dentro del sistema energético de Puerto Rico.

El DFMO, en conjunto con sus consultores de ingeniería, formuló los alcances de trabajo (SOW, por sus siglas en inglés) para estos proyectos, que se presentaron al NEPR para su evaluación y aprobación. Tras obtener la aprobación del NEPR, los proyectos se sometieron a FEMA y actualmente se están en revisión. La aprobación de estos proyectos es fundamental para asegurar la disponibilidad de fondos federales que permiten la ejecución de las obras necesarias, con un enfoque particular en el cumplimiento de los estándares de diseño y los requisitos ambientales que exigen tanto FEMA como otras agencias reguladoras.

A continuación, se presenta un desglose de los proyectos del sistema hidroeléctrico sometidos para aprobación de FEMA:

1. Caonillas - Planta Hidroeléctrica.
2. Toro Negro - Sistema Hidroeléctrico y sus conexiones
3. Río Blanco - Sistema Hidroeléctrico
4. Proyecto "*Retrofit*"- Turbinas Hidroeléctricas (15 Proyectos)

En un año se restauraron las 4 plantas del complejo Hidroeléctrico Yauco y a su vez se pusieron 4 máquinas generatrices en disponibilidad. Se está manteniendo la seguridad, tanto en el control de niveles del Lago Lucchetti como el Lago Loco, para suplido a la AAA, al sistema de riego y sus agricultores. Se sigue con el mantenimiento y operaciones en las

plantas de Yauco II y Garzas I. Estamos a la espera de las medidas correctivas para contar a la mayor brevedad con las unidades de Yauco I y Garzas II.

Ya comenzó el diseño del dragado de la salida de la Planta de Caonillas I y se preparó la solicitud de propuestas para los trabajos de la Planta Yauco I. Estos dos últimos se realizarán con fondos de FEMA. También comenzó el proyecto de diseño de los dragados de los Lagos Dos Bocas y Caonillas. Por último, se realiza el relicenciamiento de la Planta de Río Blanco y la recopilación de datos para su reparación del *penstock*. Continuamos con el mantenimiento y la conservación a las estructuras existentes.

La Autoridad trabaja en la reparación del *penstock* de la unidad 1-4 de Toro Negro I, reparación mecánica en Toro Negro II, la reparación de unos VT's para la disponibilidad de la unidad 1-1 de Dos Bocas, finalizar trabajos mecánicos en Garzas II y esperar por LUMA para la reparación de la línea de salida de la planta.

V. Unidades Operacionales

A. Energía Renovable

A través de los procesos de adquisición de tramos de energías renovables ordenados en el Plan Integrado de Recursos (IRP) y el Plan de Acción Modificado aprobado por el Negociado de Energía de Puerto Rico (NEPR), la Autoridad debe buscar propuestas para desarrollar, operar y mantener proyectos de energía renovable en Puerto Rico.

La Ley 82-2010, modificada por la Ley 17-2019, establece que el Estándar de Cartera Renovable (RPS) consiste en:

Año	Porcentaje de Integración de Energías Renovables
2022	20%
2025	40%
2040	60%
2050	100%

El Plan Integrado de Recursos (IRP, por sus siglas en inglés) aprobado por el NEPR ordena a la Autoridad:

1. Cumplir con el nivel del 40% de RPS para 2025.

2. Publicar 6 solicitudes de propuestas (RFP) para la construcción de proyectos de energías renovables y sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) para 2023.
3. Para el Tramo 2 al 6, el NEPR aprobó una Resolución y una Orden que establece que se ejecutará a través de un Coordinador Independiente.

El plan puede incluir, pero sin limitarse a, energía solar, eólica, almacenamiento de energía, hidroeléctrica, plantas de energía virtual o cualquier combinación de estas tecnologías. Este debe cumplir con los Requisitos Técnicos Mínimos (MTR) de la Autoridad. Durante el 1er Tramo, el NEPR solicitó incluir 150 MW de capacidad para Centrales Eléctricas Virtuales (VPPs). Esta capacidad forma parte de la capacidad de almacenamiento de energía de 500 MW (es decir, 350 MW de almacenamiento de energía y 150 MW de VPP).

Tramo de Contratación	Fecha Prevista para la Publicación de la Propuesta	Energía Solar Fotovoltaica u otra Energía Equivalente (MW)		Equivalente a 4-horas de Almacenamiento de Baterías	
		Minimo	Almacenamiento	Minimo	Almacenamiento
1	Feb-21	1000	1000	500	500
2	Sept-22	500	1500	250	750
3	Feb-23	500	2000	250	1000
4	TBD	500	2500	250	1250
5	TBD	500	3000	125	1375
6	TBD	750	3750	125	1500

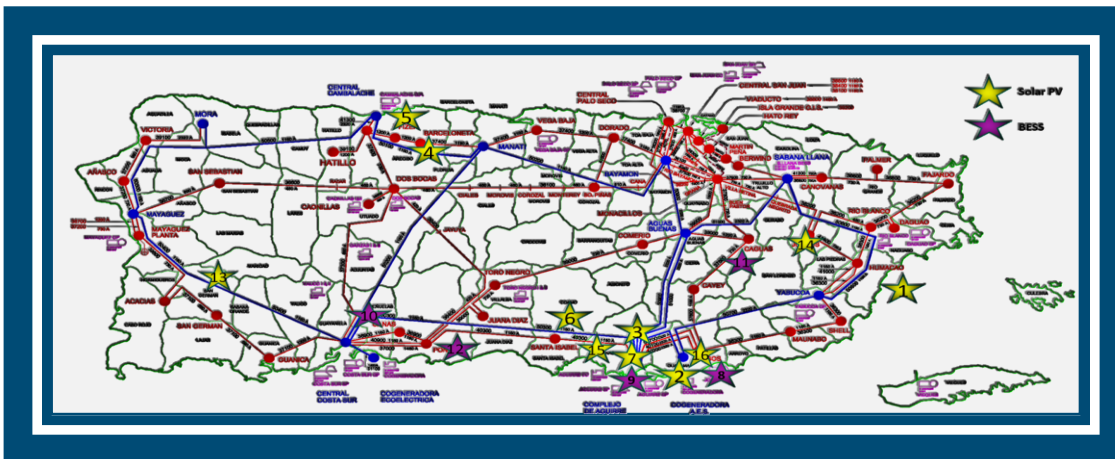
Cronograma de tramos de Solicitud de Propuesta (RFP)

*El Coordinador Independiente del NEPR publicó el RFP del Tramo 2 el 28 de septiembre de 2022 y el RFP del Tramo 3 el 1 de febrero de 2023

El 26 de agosto de 2022, la Autoridad completó 18 Acuerdos de Compra y Operación de Energía (PPOA) de proyectos solares fotovoltaicos con una capacidad agregada de 743,7 MW, correspondientes al Tramo 1. De ellos, solo 16 proyectos (11 PPOAs y 5 ESSA) por 1.178,7 MW y están avanzando en su construcción; más 4 ESSA que están en reconsideración, para una capacidad total de 1.438,7 MW. Se espera que los 16 proyectos estén en operación comercial 24 meses (4º trimestre de 2025) después de la fecha del acuerdo. La tabla adjunta contiene los contratos que están vigentes y el detalle de estos.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) en acuerdo con FEMA, llevará a cabo el estudio de Resiliencia de la Red de Puerto Rico y Transición al 100% de Energía Renovable (PR100). La Autoridad participa en el comité directivo, así como en el grupo asesor.

No.	Proyecto	Importe	Capacidad (MW)	U/DOE LDC		Estudio de Interconexión de LUMA	Interconexión Agreement w/ Luma	NEPR	JCF	Contralor	Condiciones Subsecuentes SIN
				Aprobación Parte 1	Parte de la aplicación 2						
1	Go Green USA America Corp. (PPDA Humacao)	\$281,034,946.89	38.7	S		Completado	Signed	Aprobado 6/30/23	Aprobado 9/14/23	Registrado	Y, Certificado, 1/18/24, Note 1
2	AES Clean Flexible Energy LLC (PPDA Jobos)	\$562,831,817.05	80	S	Aprobado	Completado	Signed	Aprobado 6/30/23	Aprobado 9/14/23	Registrado	Y, Certificado 12/1/23
3	AES Clean Flexible Energy LLC (PPDA Salinas)	\$835,322,807.47	120	S	Aprobado	Completado	Signed	Aprobado 6/30/23	Aprobado 9/14/23	Registrado	Y, Certificado 12/1/23
4	AES Clean Flexible Energy LLC (ESSA Jobos)	\$1,083,086,648.17	110, 4-Duración de la hora Nota 2	S	Aprobado	Completado	Signed	Aprobado 6/30/23	Aprobado 10/16/23	Registrado	Y, Certificado 12/1/23
5	AES Clean Flexible Energy LLC (ESSA Salinas)	\$2,458,542,655.15	175, 4-Duración de la hora Nota 2	S	Aprobado	Completado	Signed	Aprobado 6/30/23	Aprobado 10/16/23	Registrado	Y, Certificado 12/1/23
6	Patem Barcelona Solar LLC (PPDA)	\$658,621,457.83	70	S		Completado	Signed	Aprobado 6/30/23	Aprobado 9/14/23	Registrado	Y, Certificado, 12/1/23
7	Tetis Power, LLC (PPDA)	\$316,180,621.49	20	S		Completado	Signed	Aprobado 6/30/23	Aprobado 9/14/23	Registrado	Y, Certificado 12/1/23
8	Solener Puerto Rico One, LLC (PPDA) San German	\$308,705,081.48	48 solar PV/9 (10 aumentados)	S	En curso	Completado	Signed	Aprobado 6/30/23	Aprobado 9/14/23	Registrado	No, Exención hasta 9/31/24 Post- Security
9	Convergent Cosmo Energy Storage 1 LLC (PPDA)	\$615,119,111.28	100	S		Completado	Signed	Aprobado 6/30/23	Aprobado 9/14/23	Registrado	Y, Certificado 9/26/23
10	Q-URIEL Juncoos PV, LLC (PPDA)	\$881,373,620.19	125 solar PV (Aumento de 100)	S	En curso	Completado	Signed	Aprobado 6/30/23	Aprobado 9/14/23	Registrado	No, Exención hasta 4/30/24
11	Patnam CIRO Two Salinas LLC (PPDA)	\$337,423,742.91	68 energía solar fotovoltaica Nota 3 (25 aumentados)	S	En curso	Completado	Signed	Aprobado 6/30/23	Aprobado 9/14/23	Registrado	No, Exención hasta emisión DOE-LPO
12	Patnam Guayama Solar Energy LLC (PPDA)	\$333,021,574	90 solar PV Nota 3 (25 aumentados)	S	En curso	Completado	Signed	Aprobado 6/30/23	Aprobado 9/14/23	Registrado	No, Exención hasta emisión DOE-LPO
13	(INFINGEN) YFN Yabucoa Solar, LLC (PPDA)	\$ 233,824,602.03	37 energía solar fotovoltaica	S	En curso	Completado	Signed	Aprobado 6/30/23	Aprobado 9/14/23	Registrado	Y, Certificado 1/23/23
14	Convergent ESSA – Pefuñas, Ver Nota 11	N.T.E.	100, 4 horas de duración	S	En curso	Completado	Signed	Aprobado 6/30/23	Aprobado 10/16/23	Registrado	Complete Marzo 13, 2024
15	Convergent ESSA – Caguas, Ver Nota 11	\$281,930,698.16	25, 4 horas de duración	S	En curso	Completado	Signed	Aprobado 6/30/23	Aprobado 10/16/23	Registrado	Complete Marzo 13, 2024
16	Convergent ESSA – Ponce, Ver Nota 11	\$269,919,335.77	25, 4 horas de duración	S	En curso	Completado	Signed	Aprobado 6/30/23	Aprobado 10/16/23	Registrado	Complete Marzo 13, 2024



No.	Project Name	Gen. Capacity (MW/AC)
PPDA's Conditions Subsequent Certified		
1	Go Green USA America Corp. (Humacao)	38.7
2	AES Clean Flexible Energy LLC (Jobos)	80
3	AES Clean Flexible Energy LLC (Salinas)	120
4	Patem Barcelona Solar LLC	70
5	Tetis Power, LLC, Arecibo	20
6	Convergent Cosmo Energy Storage LLC	100
7	(INFINGEN) YFN Yabucoa Solar, LLC	32
BESS ESSA's Conditions Subsequent Certified		
8	AES Clean Flexible Energy LLC (ESSA Jobos)	110, 4 hrs
9	AES Clean Flexible Energy LLC (ESSA Salinas)	175, 4hrs
10	Convergent – Pefuñas, ESSA	100, 4 hrs
11	Convergent – Caguas, ESSA	25, 4 hrs
12	Convergent – Ponce, ESSA	25, 4 hrs
PPDA's Projects Signed and Pending for Conditions Subsequent		
13	Solener – San German, PPDA	40
14	Urel – Juncoos, PPDA	125
15	Patnam CIRO Two Salinas LLC	68
16	Patnam Guayama Solar Energy LLC	50

1. Otros proyectos fuera del Tramo 1

a. Ciro One Salinas

Es un proyecto de placas solares con capacidad de 140MW y se encuentra en la fase de construcción con un avance del 98%. El diseño de los puntos de interés está completado en un 30% y la Junta de Gobierno de la Autoridad aprobó un aumento de capacidad de 50 MW, lo que eleva el valor del contrato de compra de energía a \$340 millones, incluyendo 45 MW de almacenamiento en batería. La fecha de operación comercial (COD) está programada para el tercer trimestre

de 2025, sujeto a la construcción de la estructura para la interconexión del sistema a la red eléctrica.

b. Punta Lima Naguabo

El huracán María destruyó en su totalidad este parque eólico. Se reconstruyó con capacidad de 25MW y entró a operación comercial el 3 de julio de 2024.

c. Xzerta Hatillo

Es un proyecto de placas solares con capacidad de 60MW. El diseño se encuentra en 60%. La fecha de operación comercial (COD) está programada para el 27 de octubre de 2026.

2. Estatus Tramo 2 (Coordinador independiente del NEPR)

- a. 15 de octubre de 2021, la Autoridad sometió al NEPR el RFP para su aprobación.
- b. 29 de octubre de 2021, el NEPR ordena ejecutar el RFP del Tramo 2 a través de un Coordinador Independiente (CI), y designa a Action Group para ese propósito.
- c. 18 de septiembre de 2022 el CI publicó el RFP No. NEPR-0001 para el Tramo 2.
- d. 12 de febrero de 2024, el CI recibió las mejores y últimas ofertas.
- e. El CI recomendó para aprobación dos propuestas de PPOA de 30MW cada una, y una de almacenamiento de energía (BESS) de 60MW, para un total de 120MW.
- f. 26 de agosto de 2024, el NEPR aprobó los 3 contratos. Los tres contratos se encuentran en el proceso para la aprobación de la Junta de Control Fiscal.

3. Estatus Tramo 3 (Coordinador independiente del NEPR)

- a. 1 de febrero de 2023, el NEPR anunció el lanzamiento del tercero de los seis Tramos.
- b. 18 de julio de 2023, el NEPR publicó el RFP. Se recibieron siete propuestas.

- c. 5 de abril de 2024, el CI informó al NEPR que los precios de las propuestas sin incluir los costos de interconexión excedieron el precio base razonable considerado para el Tramo 2 y recomendaron cancelar el RFP.
- d. 23 de octubre de 2024, el NEPR determinó rechazar las propuestas recibidas y cancelar el Tramo 3 debido a los altos costos.

B. Hidroeléctricas

En la actualidad, la Autoridad tiene 30MW disponibles para generación, distribuidos en las unidades uno, dos y tres de Toro Negro; uno y dos de Yauco 2; Dos Bocas dos y tres; y la uno y dos de Garzas 1. En el 2023 se recuperó la disponibilidad de la unidad dos de la Central Yauco 2. Nos encontramos realizando reparaciones parciales en las unidades cuatro y cinco de Toro Negro y en la unidad uno de Dos Bocas para que estén disponibles para generación a finales del 2024.

En la Central Garzas II se espera que LUMA repare la línea de transmisión 1100, de 38kV, averiada por el Huracán María.

FEMA tiene ante su consideración la aprobación del proyecto de mejoras de todas las unidades generatrices con tecnología del siglo 21 con el objetivo de mejorar la eficiencia y aumentar la capacidad a 120MW.

En el último año y medio hemos restaurado las plantas físicas de las centrales Yauco 1, Yauco 2, Garzas 1, Garzas 2, Toro Negro 1, Toro Negro 2, Dos Bocas y Río Blanco.

C. Sistema de Riego, Represas y Embalses

La División de Riego, Represas y Embalses, bajo el Directorado de HydroCo es responsable de la operación y mantenimiento del sistema. Además, dirige la Unidad (La Unidad), en conformidad con la Ley 133 del 15 de julio de 1986. Esta ley establece la reglamentación para la seguridad de las represas y embalses públicas y privadas.

La Unidad de Inspección de Represas y Embalses es responsable de 37 represas y embalses. Entre estas hay 20 de la Autoridad, ocho AAA, dos del municipio de Comerío, dos de la sucesión Serrallés y cinco del Departamento de Recursos Naturales y Ambientales (DRNA).

La Autoridad se encuentra en el desarrollo de proyectos de reparación y reconstrucción con fondos federales las represas de Guayabal, Patillas, Guajataca, canales de los tres distritos de Riego, sistemas de alerta temprano para 37 represas, y el dragado de once embalses.

D. Distritos de Riego

La infraestructura del sistema de los Distritos de Riego consiste en canales, represas y embalses para la distribución y entrega de agua para la agricultura, el consumo humano y el uso industrial. La Autoridad es responsable de la operación y mantenimiento, asegurando el abastecimiento de agua adecuado para las tierras de cultivo y el sostén de la actividad agrícola en la isla. A esto se le suma el consumo humano ya que diferentes plantas de filtración de la AAA tienen como único abasto el agua de este sistema, suministro a industrias farmacéuticas y de biotecnología agrícola y para la planta de cogeneración AES la cual sirve el 26% de la demanda energética.

En estos últimos años se han realizado múltiples reparaciones y mejoras a la infraestructura, pintura y mejoras a las facilidades. En el Distrito de Isabela se ha reducido la pérdida de agua en un 60% aproximadamente, en Guayama – Juana Díaz se realizaron mejoras permanentes en los canales, se construyeron nuevas tomas y se reparó el sistema de operación de compuertas de la Represa Guayabal, mientras que en Lajas se repararon canales de riego.

1. Riego Guayama

- a. Represa Patillas - Provee agua cruda para la AAA de los pueblos de Patillas, Arroyo, Guayama y próximamente Salinas y sirve a más de 68,000 habitantes. Además, supe agua para la generación eléctrica a la Cogeneradora AES. Es una fuente para los agricultores en esta área sureste desde Patillas a Salinas.

A través del Canal de Riego Patillas se sirve actualmente a 20 diferentes agricultores y criadores de ganado, 1 industrial (AES), 2 plantas de filtración de AAA Guayama y Patillas, 11 servicios domésticos (cultivos menores) y 5 contratos para control de polvo fugitivo a diferentes compañías. Este canal contribuye a la manutención del acuífero del Sur supliéndole agua fresca y dulce, además de mantener la estabilidad del nivel freático de los suelos.

- b. Represa Carite - Provee agua cruda para la Planta de filtración Farallón AAA (Cayey, Caguas, Cidra) que sirve a una clientela de aproximadamente 175,000 personas. También sirve a agricultores por el Canal Guamaní de Guayama hasta Salinas. Los consumidores son en este momento: 6 agricultores y 1 industrial (El Legado Golf Club) y tal como el canal Patillas este también contribuye a mantener el acuífero del sur y los niveles freáticos de los suelos.

La represa a su salida por el cauce del río Guamaní cuenta con 3 hidroeléctricas (Carite 1,2 y 3) fuera de uso que en el futuro pueden ser parte de la generación eléctrica del país.

- c. Represa Melanía - Es un lago regulador que se nutre del Lago Carite y es eslabón importante de la Sección Este del servicio de irrigación para la Costa Sur, reforzando al Lago Patillas por el Canal en tiempos de sequía al servir a agricultores desde Guayama hasta Salinas. Ayudar a 8 agricultores de gran envergadura tales como Syngenta, Tropical Dairy Genetics, Criadores de Salinas y Corporación Agrícola Fortuna.

2. Riego Juana Díaz

- a. Represa Guayabal – Se creó para despachar agua a los agricultores y abastecer los acuíferos del sur. Es la primera fuente de agua para los agricultores en esta área sur oeste desde Villalba hasta Salinas. Actualmente tenemos una estación de servicio para despachar agua a la AAA, para la planta de filtración de Ponce (vieja y nueva) y Coto Laurel. Se logró un contrato industrial con la manufacturera Cooper Vision. Esta sirve a 24 clientes que se distribuyen entre las 42 millas de canal más laterales.
- b. Represa Coamo – Actualmente esta represa no está en servicio para despachar agua a los agricultores. Estamos en conversaciones con el USDA para rehabilitarla y ponerla en funcionamiento.
- c. Represa Loco - Esta estructura y su recurso de agua es el último eslabón de una serie de represas conectadas mediante túneles e hidroeléctricas conocido como el Proyecto del Suroeste que incluye las Represas Guayo, Yahuecas, Prieto, Lucchetti y las plantas Yauco I y Yauco II. De la represa Loco nace el canal de riego del Valle de Lajas que distribuye aguas de regadío a través de 21.76 millas del Canal

Principal de Riego y 41 millas laterales. Brinda servicio a 341 predios agrícolas que corresponde a 268 agricultores.

3. Hidroeléctricas Toro Negro

- a. Lago Matrullas y Guineo – Estos lagos se utilizan para la generación de electricidad en la Planta Toro Negro 1 y 2. También se utilizan para la venta de agua a la AAA en la planta de filtración Villalba que le suplen agua a Villalba, Ciales y Orocovis.

4. Riego Isabela

La represa Guajataca suple agua a toda la operación conocida como el Distrito de Riego Isabela. La misma forma parte de una serie de túneles que dirigen el flujo por el canal Derivación hacia la torre de Forebay. Esta desvía el flujo entre dos canales, conocidos como canal Moca y canal Principal. El agua que distribuye suple a 360,000 habitantes y aproximadamente a 40 agricultores de los cuales 3 son funciones industriales.

E. Tecnología de la Información

La Oficina de Informática y Tecnología Operacional (IT-OT) de la Autoridad tiene bajo su responsabilidad planificar, implementar y mantener los sistemas de informática corporativa y telecomunicaciones de la Autoridad. Su misión es asegurar la eficiencia y la seguridad de la infraestructura crítica, además de proveer acceso a los sistemas de información a las áreas operativas y administrativas. Además, esta oficina trabaja en proyectos de modernización e implementación de soluciones tecnológicas avanzadas, así como en las mejoras de la seguridad cibernética de los sistemas.

El 1 de junio de 2021, LUMA comenzó a operar el sistema de transmisión y distribución de la Autoridad, incluyendo la operación y mantenimiento del sistema de información y telecomunicaciones. Como parte del OMA, se suscribió un acuerdo conocido como *Acuerdo de Servicios Compartido* a través del cual LUMA brinda el servicio de informática y telecomunicaciones a la Autoridad. Recientemente se suscribió una enmienda al acuerdo de servicios compartido extendiendo su vigencia hasta el 28 de febrero de 2025, obligándose las partes a negociar de buena fe a su extensión hasta tanto se complete la separación. Simultáneamente, la Oficina de Informática y Tecnología Operacional de la Autoridad completó múltiples proyectos encaminados a lograr la separación de sus sistemas, entre que se pueden mencionar los siguientes:

1. Adquisición de equipo para proveer intranet en Riego, Represas y Embalses.

2. Adquisición de equipos multifuncionales de oficina.
3. Adquisición de equipo y programas sistema IT de Retiro. Se implementó una nueva versión compatible con los sistemas financieros del Departamento de Hacienda.
4. Adquisición de equipo para proveer comunicación por radio a la Autoridad
5. Adquisición de cuadro telefónico para empleados de la Autoridad.
6. Implementación de la nueva página Web para la Autoridad.
7. Construcción Nodo *Backbone SD-WAN Fortinet* en las Centrales Generatrices. Se implementó una nueva infraestructura de transmisión de datos para la operación de la Autoridad, proveyendo sistema de intranet y telecomunicaciones.
8. Separación de Aplicaciones Operacionales del Sistema de LUMA, tales como: ERP Finanzas *Oracle Fusion Cloud*, *ADP Payroll*, para Nóminas y Recursos Humanos; *Fleet Focus* para manejo de la Flota y Propiedades; *Microsoft 360*, *One Drive*, *Apex Database*, Sistema de Seguimiento Ejecutivo; Servidores para resguardo de datos compartidos, entre otros.
9. Realizamos contrataciones con *HUB Advanced Networks*, *Liberty Communications* y *WorldNet* para tener salida robusta al internet. Estas conexiones son de vital importancia para poder tener acceso confiable a la nube *Azuere* donde reside la mayor parte de nuestros servidores.
10. Realizamos contrataciones con la compañía *Integration Technologies* para que nos provean apoyo técnico adecuado en el manejo de la infraestructura instalada en la nube *Azure*, Configuraciones al sistema *Fortinet* y Servicio de Seguridad Cibernética al sistema de informática de la Autoridad. Estos servicios son vitales para el manejo de nuestro sistema de una manera óptima y económica.

Además, la oficina de IT-OT completó o se encuentra en el proceso de completar los siguientes proyectos:

1. Proyecto FEMA *Sistema Alerta EWS* con fondos provenientes de FEMA que consiste en el diseño y construcción de un sistema de alerta temprana compuesto de sensores, instrumentación, sirenas y vigilancia electrónica que se

activará en casos donde se detecte peligro de vida y propiedad a residentes aledaños a las represas, embalses y sistemas de canales de riego de la Autoridad.

2. Proyecto FEMA IT/OT *Systems Upgrade for 7 Generation Plants*, realizado con fondos provenientes de FEMA, consiste en el diseño y construcción de 7 cuartos y toda la infraestructura y equipos necesarios para operar un sistema de informática y telecomunicaciones confiable para la operación de todos los sistemas relacionados a la generación eléctrica de la Autoridad.
3. Instalación sistema de radio microondas para embalses y centrales hidroeléctricas.
4. Instalación sistema de servidores y espacios digitales de almacenamiento.
5. Mejoras al sistema de información financiero del SREAEE.
6. Instalación nuevo cuadro telefónico con tecnología de voz sobre IP para dependencias de la Autoridad.
7. Instalación sistema de radio *UHF* para operaciones centrales generatrices.
8. Relocalización sistema *OSI PI VISION* a nueva interconexión SD-WAN *Fortinet*.
9. Instalación sistema de seguridad cibernética para red de informática de la Autoridad.
10. Interconexión sistema de seguridad de contratista *PSS* a través del SD-WAN *Fortinet* de la Autoridad.

VI. Logros Significativos

Los logros más importantes de la Autoridad se dividieron en dos categorías:


A. Logros de Proyectos de Infraestructura

1. Unidades Generatrices

DIVISION OPERACION SISTEMA ELECTRICO
INFORME DIARIO SOBRE DISPONIBILIDAD

Monday 27 September de 2023 Página 1

RÉCORDS:	DEMANDA	3685	DISPONIBLE	4733	FECHA:	01-SEP-23	PROCESADO:	78347	FECHA:	01-SEP-23																																																																																																																																											
DATOS INFORME 26-Sep-23																																																																																																																																																					
Nombre: _____ Hora: _____																																																																																																																																																					
DEMANDA MIN:		2098	DEMANDA MAX:		2479	1600		GEN. TOTAL MAX:		54873																																																																																																																																											
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">TIPO</th> <th colspan="3">GENERACION EN MEGAVATIOS</th> <th colspan="3">CONSERVACION</th> <th colspan="3">CAPACIDAD GENERATRIZ</th> </tr> <tr> <th>DISPONIBLE</th> <th>LIMITA.</th> <th>PROGR. & MANT.</th> <th>FORZADA</th> <th>INSTALADA</th> <th></th> <th></th> <th></th> <th></th> </tr> <tr> <th>UNIDADES</th> <th>CAPACIDAD</th> <th>UNIDADES</th> <th>MW</th> <th>UNIDADES</th> <th>MW</th> <th>UNIDADES</th> <th>MW</th> <th>UNIDADES</th> <th>MW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>VAPOR</td> <td>3</td> <td>338.0</td> <td>428</td> <td>2</td> <td>170</td> <td>9</td> <td>1956</td> <td>14</td> <td>2882</td> </tr> <tr> <td>C.C. AGUASRE</td> <td>4</td> <td>167.0</td> <td>89</td> <td>1</td> <td>80</td> <td>5</td> <td>206</td> <td>10</td> <td>692</td> </tr> <tr> <td>C.C.S. MAN</td> <td>4</td> <td>396.0</td> <td>44</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>4</td> <td>440</td> </tr> <tr> <td>GAS-DESEL</td> <td>7</td> <td>135.0</td> <td>12.0</td> <td>3</td> <td>63.0</td> <td>10</td> <td>469</td> <td>20</td> <td>670</td> </tr> <tr> <td>HIJERO</td> <td>7</td> <td>22.3</td> <td>-0.2</td> <td>3</td> <td>33.6</td> <td>11</td> <td>44.0</td> <td>21</td> <td>100</td> </tr> <tr> <td>GAMBALAGE</td> <td>2</td> <td>151.0</td> <td>14.0</td> <td>0</td> <td>0.0</td> <td>1</td> <td>92.5</td> <td>3</td> <td>248</td> </tr> <tr> <td>RESERVAS</td> <td>3</td> <td>6.0</td> <td>0.0</td> <td>0</td> <td>0.0</td> <td>2</td> <td>6.6</td> <td>5</td> <td>12</td> </tr> <tr> <td>TOTAL - JEE</td> <td>30</td> <td>1285.3</td> <td>588.8</td> <td>9</td> <td>316.6</td> <td>47</td> <td>2953.5</td> <td>86</td> <td>4962</td> </tr> <tr> <td>ECOLECTRICIA</td> <td>2</td> <td>539.6</td> <td>0.0</td> <td>0</td> <td>0.0</td> <td>0</td> <td>0.6</td> <td>3</td> <td>530</td> </tr> <tr> <td>AES</td> <td>2</td> <td>422.0</td> <td>52.3</td> <td>0</td> <td>0.0</td> <td>0</td> <td>0.8</td> <td>2</td> <td>454</td> </tr> <tr> <td>INTEGRADO</td> <td>32</td> <td>2137.3</td> <td>639.1</td> <td>9</td> <td>316.6</td> <td>47</td> <td>2953.5</td> <td>91</td> <td>3947</td> </tr> </tbody> </table>											TIPO	GENERACION EN MEGAVATIOS			CONSERVACION			CAPACIDAD GENERATRIZ			DISPONIBLE	LIMITA.	PROGR. & MANT.	FORZADA	INSTALADA					UNIDADES	CAPACIDAD	UNIDADES	MW	UNIDADES	MW	UNIDADES	MW	UNIDADES	MW	VAPOR	3	338.0	428	2	170	9	1956	14	2882	C.C. AGUASRE	4	167.0	89	1	80	5	206	10	692	C.C.S. MAN	4	396.0	44	0	0	0	0	4	440	GAS-DESEL	7	135.0	12.0	3	63.0	10	469	20	670	HIJERO	7	22.3	-0.2	3	33.6	11	44.0	21	100	GAMBALAGE	2	151.0	14.0	0	0.0	1	92.5	3	248	RESERVAS	3	6.0	0.0	0	0.0	2	6.6	5	12	TOTAL - JEE	30	1285.3	588.8	9	316.6	47	2953.5	86	4962	ECOLECTRICIA	2	539.6	0.0	0	0.0	0	0.6	3	530	AES	2	422.0	52.3	0	0.0	0	0.8	2	454	INTEGRADO	32	2137.3	639.1	9	316.6	47	2953.5	91	3947
TIPO	GENERACION EN MEGAVATIOS			CONSERVACION			CAPACIDAD GENERATRIZ																																																																																																																																														
	DISPONIBLE	LIMITA.	PROGR. & MANT.	FORZADA	INSTALADA																																																																																																																																																
UNIDADES	CAPACIDAD	UNIDADES	MW	UNIDADES	MW	UNIDADES	MW	UNIDADES	MW																																																																																																																																												
VAPOR	3	338.0	428	2	170	9	1956	14	2882																																																																																																																																												
C.C. AGUASRE	4	167.0	89	1	80	5	206	10	692																																																																																																																																												
C.C.S. MAN	4	396.0	44	0	0	0	0	4	440																																																																																																																																												
GAS-DESEL	7	135.0	12.0	3	63.0	10	469	20	670																																																																																																																																												
HIJERO	7	22.3	-0.2	3	33.6	11	44.0	21	100																																																																																																																																												
GAMBALAGE	2	151.0	14.0	0	0.0	1	92.5	3	248																																																																																																																																												
RESERVAS	3	6.0	0.0	0	0.0	2	6.6	5	12																																																																																																																																												
TOTAL - JEE	30	1285.3	588.8	9	316.6	47	2953.5	86	4962																																																																																																																																												
ECOLECTRICIA	2	539.6	0.0	0	0.0	0	0.6	3	530																																																																																																																																												
AES	2	422.0	52.3	0	0.0	0	0.8	2	454																																																																																																																																												
INTEGRADO	32	2137.3	639.1	9	316.6	47	2953.5	91	3947																																																																																																																																												



2020

REC. DIARIO	AEE	24%	12%	6%	1%	50%	100%	CAPACIDAD MINIMA DISPONIBLE:	2137
	ECOLELEC	100%	0%	0%	0%	0%	100%	RESERVA REQUERIDA:	-1670
	AES	88%	12%	0%	0%	0%	100%	RESERVA REQUERIDA:	459
	INTEGRADO	38%	11%	0%	1%	48%	100%	RESERVA INTEGRADA:	-738
OBJETIVOS 3024	AEE	79%	1%	12%	3%	5%	100%	PRONOSTICO DEMANDA MAX:	2875
	ECOLELEC	93.6%	0.6%	3.0%	1.0%	2.0%	100%		
	AES	61%	1%	13%	3%	2%	100%		
	INTEGRADO	78%	1%	12%	3%	6%	100%		





Para de septiembre de 2021, la capacidad de generación disponible en unidades fósiles era de **2,137 MW**. Sin embargo, cuando realizamos la transición con el operador privado Genera PR el 30 de junio de 2023, éste recibió el 1 de julio de 2023, una capacidad disponible en las unidades fósiles del sistema de generación de Puerto Rico de **3,694 MW**.

Con una inversión de sobre 149 mil millones en fondos federales obligados, en el 2021-22, se realizaron mejoras en las siguientes unidades del sistema de generación:

a. Central Mayagüez Unidades 1A 1B y 4B

Reparación de las Unidades 1A y 1B de la Central Mayagüez. Enviamos la turbina a un taller MHI-PW en Connecticut y se reparó exitosamente, recuperando 55MW de generación.

b. Central San Juan 5 y 6

Reparación Unidad 5 y 6 de la Central San Juan. El rotor de la turbina CT5 se embarcó al taller de MHI en Georgia para trabajos de reemplazo de componentes principales, llevando la unidad a cero horas de uso y así extender su vida útil.

c. Unidad 1 Central Aguirre

En marzo de 2022, se comenzó la reparación Mayor de la Unidad Aguirre 1. Se reemplazaron los rotores de Lp,lp y Hp de la turbina. También se realizó una inspección al rotor del generador. En la caldera se realizó trabajos de reparación de paneles de tubería, inspección y reparaciones de quemadores, inspección y reparación de precalentadores de aire, etc. El costo aproximado fue de \$19 millones. Se extendió la vida útil de la unidad y se recuperaron 450 MW de capacidad.

d. Unidad 6 Central Costa Sur

Reparación mayor de la Unidad 5 de la Central de Costa Sur y se realizó una inspección del rotor del generador. Costo aproximado de \$20 millones. Con la entrada de la unidad 6 de Costa Sur se recuperó 410MW que representan un consumo de sobre 300,000 clientes. Por primera vez se transmitió en vivo por *Facebook* e *Instagram* el proceso de arranque y sincronización de esta unidad.

e. Cambalache

Se realizaron las inspecciones intermedias y mayores de las Unidades 2 y 3

f. Palo Seco

Se repararon las Unidades 3 y 4

g. Mega Generadores

A finales del 2020, la EPA (por sus siglas en inglés), prohibió el uso de estos Mega Generadores ya que se estaban usando ilegalmente. En noviembre de 2022, luego de obtener los permisos de licenciamiento, retornaron a operación los tres Mega Generadores de 27 MW cada uno en la Central de Palo Seco para aumentar la capacidad de la Autoridad en los esfuerzos de recuperación y aumentar la capacidad máxima de generación.

Como parte del proceso de reparación y reconstrucción del sistema eléctrico, la Autoridad logró completar los requerimientos ambientales establecidos por la EPA, cumplir con lo ordenado por esa agencia federal para retornar a operación de los tres Mega Generadores de Palo Seco, obtener la aprobación de reembolsos por parte de FEMA por la adquisición de los Mega Generadores y recibir el reembolso de éstos. Estas unidades tienen capacidad para operar con diésel y gas natural. Estas sustituyeron tres unidades de combustión con más de 40 años de servicio por tres unidades nuevas.

2. Adquisición de Unidades de Generación Temporera

El 18 de octubre de 2022, la Autoridad solicitó a FEMA la instalación de 700 MW adicionales al sistema de generación. Como resultado de dicha solicitud se recibió la aprobación del programa de Asistencia Federal Directa (DFA) para la instalación de 17 unidades de generación temporera para un total de solamente 350 MW: 200 MW en la Planta de San Juan y 150 MW en la Planta de Palo Seco. Las unidades de generación temporera instaladas en Palo Seco (150 MW) entraron en operación el 29 de mayo de 2023 y las unidades de San Juan (200 MW) el 26 de septiembre de 2023, ambas utilizando gas natural como su combustible principal que permitió la integración de potencia adicional a la red eléctrica.

Luego de los trámites correspondientes, durante los primeros meses del 2024, FEMA aprobó la cantidad aproximada de \$372 mil millones para la adquisición de las unidades de generación temporera. La Autoridad adquirió 14 de las 17 unidades de generación temporera a un costo de \$306 mil millones.

B. Logros Corporativos y Estratégicos

1. Proceso de Transformación a una nueva estructura organizacional y operacional resultado de la implementación de los cambios que surgieron en consecuencia de los dos operadores.
2. Ejecución de las transferencias de los operadores privados para el sistema de transmisión y distribución, y generación.
3. Apoyo continuo al proceso de la reestructuración de la deuda (RSA) liderado por AAFAF, como agente fiscal de la Autoridad y la Corporación para la Revitalización de la Autoridad de Energía Eléctrica (CRAEE).

4. Manejo de Fondos Federales.
5. La Autoridad llevó a cabo una evaluación exhaustiva y detallada de las reparaciones necesarias para la reconstrucción de nuestro sistema de generación. Esta evaluación concluyó que, para estabilizar, reparar y reconstruir el sistema de generación eléctrica, era necesario ejecutar 107 proyectos. Fueron presentados al NEPR en febrero del 2022.
6. En junio de 2023, el NEPR otorgó la aprobación de 101 proyectos, de los 107 presentados inicialmente.
7. Con esta aprobación, los proyectos se ejecutaron eficientemente alcanzando objetivos significativos y acelerando el proceso de reembolsos por parte de FEMA y COR3. De la cuantía total, ya se recibieron \$461,889,131.21.
8. La Autoridad sometió 25 proyectos ante FEMA, el Departamento de Agricultura Federal y el Departamento de Vivienda, dirigidos a reconstruir el sistema hidroeléctrico y todos los activos relacionados con la infraestructura de agua, como represas, canales de riego y embalses, bajo las Secciones 428, 406, 404 y fondos de agricultura. El total aproximado de estos proyectos es de \$2.8 mil millones.
9. Separación de la División de Informática y Tecnología Operacional para lo que se han realizado múltiples proyectos y continuamos trabajando para completar separarnos de los operadores privados y salvaguardar la información confidencial de la corporación. Adquisición de equipo para proveer sistemas de comunicaciones a Riego, Represas y Embalses. Instalación de radio microondas para embalses y centrales hidroeléctricas.
10. Diseño y construcción de 7 cuartos y toda la infraestructura para operar un sistema de informática y telecomunicaciones confiable para la operación de los sistemas relacionados a la generación eléctrica de la Autoridad.
11. Cuatro proyectos para la reconstrucción y renovación del sistema hidroeléctrico y los activos relacionados con la infraestructura del agua. Estos proyectos buscan restaurar la operación de las plantas, optimizar su eficiencia y asegurar su sostenibilidad a largo plazo.

12. La Autoridad, en un evento histórico, estableció un acuerdo de entendimiento con el Cuerpo de Ingenieros del Ejército de los Estados Unidos para generar y desarrollar todos los proyectos de reconstrucción de los activos de Riego, Represas y Embalses que redundó en la creación de un distrito autónomo del Caribe en Puerto Rico. Esto no había sucedido en los pasados 30 años.
13. Reconstrucción de los Canales de Riego de los Distritos de Lajas, Isabela y Costa Sur. Actualmente, se encuentran en la fase de diseño y arquitectura.
14. Dragados de 11 Embalses.
15. Se saldaron las deudas de trabajos de emergencia para las utilidades públicas que vinieron a Puerto Rico a apoyar la restauración del sistema eléctrico.
16. Se lograron culminar las reclamaciones a las aseguradoras por los daños causados por el Huracán María y por los Terremotos del 2020. Ambas reclamaciones totalizan la cuantía de \$403,250,000 millones de estos le corresponden a la reclamación por daños del Huracán María \$261,250,000 y la cuantía correspondiente terremoto por \$142,000,000.

VII. Iniciativas Estratégicas en Progreso

Las siguientes iniciativas o proyectos estratégicos están en la fase de implementación o de planificación:

A. Operación y Mantenimiento de las Unidades Hidroeléctricas:

1. Mantener en óptimas condiciones las Hidroeléctricas y continuar trabajando para lograr producir mayor capacidad de megavatios.
2. Dragados de lagos que suplen agua requerida para la generación.
3. El proyecto Sistema de Alerta Temprana para las represas.

B. Conservación en los Distritos de Riego, Represas y Embalses

1. Dragados de embalses, mejoras a canales, puentes, sifones, etc.

2. Ejecución de proyectos que garanticen la seguridad, sostenibilidad y buen funcionamiento de la infraestructura de almacenamiento de agua asociada a los recursos hídricos utilizados para riego, generación hidroeléctrica, consumo humano y uso industrial a nivel isla.
3. Mejoras estructurales en las Represas Guajataca, Patillas y Guayabal para incrementar su resistencia a cargas sísmicas.

C. Capacidad Nueva de Generación Renovable

Continuar apoyando los procesos de la evaluación y contratación de los tramos 2 al 6 para cumplir con la Ley 17-2019. Esto con el fin de adquirir más capacidad de generación de fuentes renovables de energía y almacenamiento para alcanzar la meta del 100% de energía renovable para el año 2050.

D. Construcción de Proyectos de Energía Renovables Renegociados y Nuevos por la Orden del Negociado de Energía

1. Desarrollo de proyectos de energía renovables no operacional (listos para construcción) aprobados por el Negociado de Energía, FOMB y Administración Financiera.
2. Apoyar la construcción de las fincas de placas solares y baterías (tramo 1) de los proponentes que fueron aprobados y cumplieron con la orden del Negociado de Energía (CEPR-AP-2018-0001). La capacidad de 11 proyectos de energía solar suma 1,178.7 MW. La capacidad de los 5 proyectos de almacenamiento de energía suma 435 MW.

E. Continuar con la Ejecución y Desarrollo del Plan Fiscal e Iniciativas de Mejoras

Llevar a cabo las iniciativas del Plan Fiscal, informar el estado de cada proyecto y del desempeño financiero y operativo de la Autoridad. Completar los estados financieros auditados para cumplir con el Plan Fiscal y lograr estabilizar las finanzas de la Autoridad.

F. Diseño, Ingeniería, Suministro e Implementación Inicial de Proyectos Aprobados con Fondos Federales

1. Continuar con el diseño, ingeniería, planes de suministro, estimados de costos, e implementación inicial de proyectos individuales que incluyan los *Hazard Mitigation Plans*.
2. Luego de completados los diseños, comenzar la construcción de los proyectos permanentes.

G. Continuar con la Implementación de Iniciativas en las áreas de Seguridad Ocupacional

1. Continuar implementado mejoras en los programas de seguridad para reducir lesiones y accidentes de nuestros empleados.
2. Implementar la campaña de concientización sobre seguridad, revisiones mensuales de los informes de seguridad y continuar ofreciendo los adiestramientos al personal de la Autoridad y otras entidades.

H. Continuar con la Implementación de Iniciativas en las áreas de Seguridad Corporativa

1. Mantener nuestro plan de vigilancia, protección del personal y la propiedad de la Autoridad.
2. Instalar cámaras de seguridad en las Hidroeléctricas, Sistema de Riego, Represas y Embalse y un sistema de monitoreo para mayor seguridad en las áreas.

I. Mantenimiento del Plan de 10 años para los Fondos de FEMA

Luego que se desarrolló el Plan de 10 años para cumplir con el requisito de FEMA para el uso de los fondos obligados bajo la Sección 428, la Autoridad, junto a sus operadores, continúan los procesos establecidos tanto por el Gobierno de Puerto Rico como por el Gobierno Federal para la aprobación, obligación y ejecución de los proyectos dirigidos a reconstruir el sistema eléctrico de manera permanente.

J. Cambios de Gobernanza sobre Proceso de Adquisición y Manejo de Proyectos

1. Continuar la implementación de procesos, estándares y sistemas que promueven la transparencia en el proceso de adquisiciones de bienes y servicios

y en la contratación. Estos elementos serán parte del manual de adquisiciones para proyectos sufragados con el presupuesto operacional y con fondos federales.

2. Desarrollar la implementación de una gobernanza, un proceso y un sistema para el manejo de proyectos de infraestructura y corporativos; elementos que ayudan a cumplir con los requisitos de FEMA.

K. Continuar con la Implementación de la Transformación Sistemas de Informática y Tecnología Operacional

1. Continuar con la separación de los sistemas de la Autoridad con el operador privado LUMA Energy y eliminar completamente los servicios compartidos. Implementar el Plan de Transformación de los Sistemas de Informática y Tecnología Operacional de la Autoridad.
2. Mejoras a los programas instalados, instalar nuevos programas, mejoras al Centro de Operaciones Técnicas en nuestras facilidades en Guaynabo.

L. Proyecto Hostos y Alianza Público Privada para la instalación de nueva Planta Generatriz

1. El Proyecto Hostos, de la compañía *Caribbean Transmission Development Co., LLC*, desarrolla un cable submarino bidireccional de 700MW, que interconectará a Puerto Rico y la República Dominicana. Esta interconexión eléctrica mejorará la resiliencia y promoverá desarrollo económico a la región, a la vez que proporcionará una generación estable y confiable para Puerto Rico.
2. Se comenzó un proceso de solicitud de propuesta liderada por la P3 para la instalación de una nueva planta generatriz que suplirá 302 MW al sistema de generación de la isla, según lo establece la orden del NEPR.