

Sin energía no hay país.

*La crisis de generación
eléctrica en Cuba*

Ricardo Torres Pérez

Contenidos

Informe Ejecutivo	03
Introducción	06
El déficit eléctrico actual. Una crisis de largo recorrido	07
Causas inmediatas y estructurales de la crisis	11
Políticas públicas y respuesta del Gobierno	14
Prioridades de inversión y gestión de proyectos	18
Alternativas para reforzar el sector eléctrico	26
Por qué la modernización de la red eléctrica requiere una reforma económica	31

Resumen ejecutivo

La crisis eléctrica de Cuba se ha convertido en una restricción vinculante para la actividad económica, el bienestar de los hogares y la capacidad del Estado para prestar servicios básicos. El déficit ya no es episódico; es crónico, de alcance sistémico y cada vez más desestabilizador, impulsado por el deterioro de la generación convencional, la recurrencia de la escasez de combustibles y por una transición energética que sigue siendo demasiado pequeña y demasiado tardía.

El déficit eléctrico actual: una crisis de largo recorrido

La generación eléctrica alcanzó su máximo en 2019 y luego entró en una contracción sostenida. La producción cayó de 21,155 GWh (2019) a 15,918 GWh (2025), lo que representa una disminución de aproximadamente un 25%. La crisis se intensificó de forma marcada desde mediados de 2024. Los déficits promedio aumentaron de alrededor de 570 MW en el verano de 2024 a 1,317 MW en el último trimestre de 2024, coincidiendo con repetidos colapsos del sistema a escala nacional. En 2025, los déficits diarios promediaron aproximadamente 1,531 MW, con picos cercanos a 2,054 MW, acercándose a un tercio de la capacidad instalada en términos prácticos.

El sistema electroenergético: causas inmediatas y estructurales de la crisis

El déficit refleja tanto restricciones inmediatas como debilidades estructurales acumuladas. La generación térmica convencional, que aporta la oferta de carga base, se ha degradado de manera sostenida debido al mantenimiento diferido, a salidas forzadas repetidas y a la falta de piezas de repuesto. La capacidad disponible en las grandes plantas térmicas cayó de 2,548 MW (2022) a 1,993 MW (2024) (-22%). La generación distribuida—motores diésel y de fuel oil—también se debilitó, al pasar de 2,265 MW a 1,920 MW en el mismo período.

La escasez de combustibles se ha vuelto generalizada y cada vez más determinante. Las carencias aparecen en la gran mayoría de los días y, para el verano de 2025, las restricciones de combustible explicaban aproximadamente 42% de las interrupciones. Esta vulnerabilidad se refuerza por la matriz de generación: en 2024, alrededor de 76% de la producción eléctrica dependía de combustibles basados en petróleo, con más de la mitad importada, mientras que las renovables aportaban apenas alrededor de 3.6%. Las pérdidas técnicas también amplifican la escasez: las pérdidas en transmisión y distribución superan 16%, aproximadamente el doble de los referentes internacionales típicos.

La captura de Nicolás Maduro y la nueva realidad que ello supone para las autoridades venezolanas crean un nuevo escenario para Cuba. Es casi seguro que

los envíos de petróleo se interrumpirán; sin proveedores alternativos, el déficit de generación se ampliará.

Políticas públicas y respuesta del gobierno: límites y críticas

La gestión de la crisis ha dependido en gran medida del racionamiento y de medidas de emergencia, con rendimientos decrecientes. Los paquetes de gestión de la demanda se endurecieron de manera reiterada, culminando en el Decreto 110, que obliga a los grandes consumidores—estatales y privados—a cubrir el 50% de la demanda diurna con renovables en un plazo de tres años, con penalidades. Si bien la conservación y la autogeneración pueden reducir la carga diurna, no sustituyen la capacidad firme, la estabilidad de la red ni un suministro de combustible confiable.

Del lado de la oferta, la contratación de emergencia (incluida la generación flotante) aporta capacidad rápida y despachable, pero puede profundizar la dependencia de soluciones costosas e intensivas en importaciones. Los esfuerzos recientes para restaurar la generación distribuida y acelerar el despliegue solar pueden elevar significativamente la producción diurna, pero no eliminan las restricciones vinculantes causadas por déficits de carga base, brechas de almacenamiento y debilidades en la infraestructura de transmisión y distribución.

Prioridades de inversión y gestión de proyectos: factores domésticos de la crisis eléctrica

La persistencia de la crisis está estrechamente ligada a la asignación de inversiones y a las fallas de ejecución. Las importaciones de equipos de generación se dispararon durante la expansión de mediados de los 2000 (Revolución Energética), pero luego cayeron bruscamente—especialmente después de 2020—aun cuando la inversión agregada superó en promedio el 10% del PIB en 2019–2024 y se concentró cada vez más en bienes raíces vinculados al turismo en lugar de en infraestructura esencial.

Los resultados de los proyectos subrayan estas debilidades. Los atrasos en el pago y los arreglos ad hoc de servicio de deuda han complicado las relaciones con socios clave, incluidos los activos de generación en empresas mixtas. Varios proyectos emblemáticos han sufrido retrasos de varios años o un desempeño por debajo de lo esperado, incluidas iniciativas eólicas y de biomasa de gran escala. Un crédito relevante para ampliar la generación térmica no se activó debido a que no se cumplieron los requisitos de cofinanciamiento doméstico, lo que ilustra la restricción central: recursos internos insuficientes y mal priorizados, agravados por una débil capacidad de implementación.

Alternativas para apuntalar al sector eléctrico

La estabilización de la oferta exige un enfoque de doble vía. En el corto plazo, restaurar la disponibilidad térmica y la generación distribuida resulta inevitable para recomponer la capacidad firme y reducir la frecuencia de los colapsos. Eso implica mantenimiento, piezas de repuesto, disciplina operativa y una estrategia creíble para la adquisición de combustibles. En paralelo, las renovables deben escalarse con rapidez—pero de un modo coherente con las necesidades del sistema: mejoras de la red, control de frecuencia y almacenamiento son condiciones previas para integrar la generación variable sin agravar la inestabilidad.

Las medidas del lado de la demanda pueden ayudar a reducir el margen, pero no pueden sostener el sistema sin una recuperación creíble de la oferta. La secuenciación importa: estabilizar la red y asegurar una capacidad firme son necesarios para que las nuevas adiciones renovables se traduzcan en un servicio confiable, y no solo en un alivio incremental durante el día.

Un rango de inversión de referencia, anclado en planes públicos y parámetros verificables, apunta a un mínimo de alrededor de 6 600 millones de dólares de 2024 en inversiones de generación para cerrar la brecha de oferta—antes de añadir necesidades sustanciales en modernización de transmisión y distribución, almacenamiento y rehabilitación más amplia. Esta cifra es indicativa, pero aclara la escala: arreglos incrementales y proyectos dispersos resultan insuficientes ante la magnitud de la degradación de la capacidad y de las pérdidas del sistema.

Economía política de la energía: por qué la reforma de la red eléctrica requiere una reforma económica

La recuperación técnica depende de las condiciones institucionales y económicas que habiliten la inversión sostenida y la confiabilidad operativa. Sin mecanismos de pago previsible, contratos creíbles, asignación disciplinada de divisas y un clima de inversión viable, los activos de generación seguirán deteriorándose y los socios permanecerán renuentes o exigirán primas de riesgo costosas. Una solución duradera, por tanto, requiere alinear incentivos entre entidades estatales, inversionistas y consumidores—ampliando el rol factible de actores no estatales, restaurando la solvencia crediticia y priorizando la infraestructura como un objetivo económico central, no como una preocupación sectorial auxiliar.

Aunque a fines de febrero de 2026, Washington flexibilizó las exportaciones de combustible al sector privado cubano —incluida la posible reexportación de petróleo venezolano bajo licencia—, una medida que podría aliviar ciertas carencias puntuales, son inciertos los efectos sobre la generación eléctrica nacional, dado que ese sector no opera instalaciones industriales de generación.

Introducción

La pérdida de los subsidios petroleros venezolanos tras la captura de Nicolás Maduro por fuerzas estadounidenses en 2026 confirman la fragilidad del suministro energético en Cuba y anticipan mayores tensiones en ausencia de envíos compensatorios por parte de otros aliados. Sin embargo, la crisis del sistema eléctrico en la isla trasciende factores externos y la escasez de combustible. Es, ante todo, el resultado acumulado de decisiones políticas y de fallas de gestión. No se trata de un evento aislado, sino de la manifestación de las falencias de una estrategia económica que, ajena a señales y oportunidades en renovables —biomasa cañera y solar—, afianzó la dependencia del petróleo importado y postergó inversiones clave,¹ mientras priorizó alianzas centradas en asegurar combustibles antes que en fomentar capacidades internas de desarrollo.

Las respuestas estatales, con foco en la gestión del déficit eléctrico y en medidas de emergencia, han profundizado la fragilidad estructural del sistema. Este panorama ha generado costos crecientes para la sociedad y ha agravado la vulnerabilidad nacional ante la volatilidad del mercado externo y la escasez interna de recursos. El impacto de esta gestión no solo se traduce en apagones y pérdidas económicas; se evidencia en el deterioro de la calidad de vida de los ciudadanos, en la erosión de la confianza social y en las restricciones al desarrollo futuro del país. Presentar el trasfondo, las causas y las posibles soluciones es el propósito central de este reporte, concebido para analizar una problemática que constituye una de las manifestaciones más claras de la crisis multidimensional que azota Cuba.

El texto se divide en seis secciones principales. A continuación de la introducción se presentan las manifestaciones de la crisis y sus efectos generales. En el tercer epígrafe se discuten las causas próximas y estructurales de la crisis. Le sigue un análisis de las políticas públicas y medidas recientes para lidiar con este problema. En la quinta sección se examinan las tendencias de la inversión en el sector y los problemas asociados a varios proyectos que han desembocado en una menor capacidad de generación eléctrica y han creado desincentivos para la atracción de capital. Finalmente, se detallan las premisas que podrían considerarse para encontrar soluciones duraderas.

¹ Ofilio Pélaez y José de la Osa, "Cuba está en transición: de la oscuridad a la luz", el 22 de enero de 2006, <https://www.granma.cu/granmad/2006/01/22/nacional/artic01.html?>

El déficit eléctrico actual. Una crisis de largo recorrido

Los déficits de generación de electricidad que experimenta Cuba en la actualidad son los más graves en varias décadas. Ello ha comprometido gravemente la capacidad del país para satisfacer las necesidades energéticas básicas de su población y mantener un nivel mínimo de actividad económica, lo que ha convertido los apagones prolongados en una realidad cotidiana para millones de cubanos.

Los antecedentes inmediatos se encuentran en la denominada “Revolución Energética”, que se extendió principalmente entre 2004 y 2006.² Ese programa comenzó a gestarse en mayo de 2004, tras una grave avería en la termoeléctrica Antonio Guiteras, que afectó al Sistema Electroenergético Nacional (SEN) y provocó fuertes interrupciones en el suministro eléctrico. En ese contexto, el Gobierno cubano implementó una iniciativa para transformar el SEN en un sistema con alta penetración de generación distribuida. Sin embargo, la matriz eléctrica no se diversificó. En cambio, aumentó la dependencia de combustibles más caros, especialmente del diésel. Lo que en su momento se presentó como un avance hoy significa un desafío debido a los altos costos logísticos y operativos.

Figura 1. Cuba: evolución del déficit de generación (agosto 2024-octubre 2025)



Fuente: Cálculos propios basados en datos recopilados por elTOQUE y en los partes diarios de prensa de la Unión Eléctrica (UNE). Cuando no se disponía de datos, los valores se estimaron mediante un promedio simple.

² La Revolución Energética implicó la sustitución de electrodomésticos ineficientes, la distribución de bombillas ahorradoras, la descentralización del sistema eléctrico mediante generadores diésel y de fuel-oil, y supuestamente la promoción del ahorro y las fuentes renovables.

El análisis del período 2010-2025 se divide en dos fases. Entre 2010 y 2019, Cuba experimentó un crecimiento en la generación eléctrica, pasando de 17 387 GWh a 21 155 GWh en 2019, un incremento de 22 %. ³ Fue una etapa de suministros externos garantizados, pero que transcurrió sin consolidar una reforma económica integral, ni acometer las inversiones necesarias para mantener la infraestructura, aumentar la participación de renovables, o reducir la dependencia externa.

A partir de 2020, se inició un período de declive pronunciado que ha llevado la generación a 15 918 GWh en 2025, una caída del 25 % respecto al pico de 2019. ⁴ En particular, la crisis se concentra en las plantas termoeléctricas, que constituyen el corazón del SEN. Estas instalaciones experimentaron una caída dramática en la capacidad instalada del 22 %, pasando de 2 548 MW en 2022 a 1 993 MW en 2024. Simultáneamente, las unidades de generación distribuida sufrieron una reducción del 15 %, cayendo de 2 265 MW a 1 920 MW en el mismo período. Esta pérdida combinada de 900 MW equivale aproximadamente al 17 % de la capacidad de generación total, evidencia del deterioro acelerado de la infraestructura. ⁵

En el verano de 2024, el déficit de generación promedió 570 MW. ⁶ Ya en el último trimestre de ese año ocurrieron tres caídas totales del SEN y la afectación escaló hasta 1 317 MW. En la Figura 1 se observa la evolución desfavorable del déficit, que se agravó durante todo 2025, incluidos otros dos colapsos totales del SEN (en marzo y septiembre). Los datos analizados revelan que entre enero y el 23 de octubre de 2025, el país experimentó interrupciones diarias que promediaron 1 531 MW, con picos que alcanzaron los 2 054 MW. La magnitud de estas cifras cobra mayor relevancia al considerar que representan aproximadamente el 29 % de la capacidad total de generación del país, ⁷ lo que evidencia la profundidad estructural de la crisis. De acuerdo con los mismos datos, en 2025 la empresa eléctrica nacional solo pudo cubrir alrededor de la mitad de la demanda eléctrica durante el pico nocturno de consumo. ⁸

³ ONEI, Anuario Estadístico de Cuba 2024 (Oficina Nacional de Estadística e Información, 2025). Esta cifra incluye las importaciones de electricidad desde plantas generadoras flotantes.

⁴ ONEI, Anuario Estadístico de Cuba 2024. Cubadebate, "Cuba proyecta un crecimiento del 1% del PIB para 2026", Economía, Cubadebate, el 18 de diciembre de 2025, <http://www.cubadebate.cu/noticias/2025/12/18/cuba-proyecta-un-crecimiento-del-1-del-pib-para-2026/>.

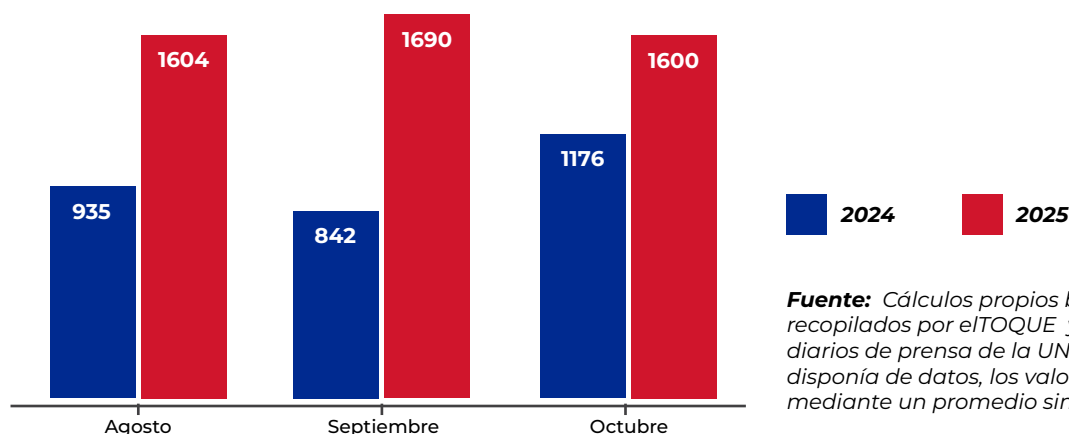
⁵ ONEI, Anuario Estadístico de Cuba 2024.

⁶ Centro de Estudios de la Economía Cubana, Reporte Sobre Economía Cubana Julio-Diciembre 2024 (2025).

⁷ A partir de estimaciones de Jorge Pinón sobre capacidad instalada en 2024 (5 345 MW), un dato que no fue reportado en el anuario estadístico de ese año. Se refiere a capacidad instalada nominal, que difiere de la operativa debido al acelerado deterioro de la infraestructura. Por ejemplo, el 2 de diciembre había 325 MW fuera de servicio por avería, y 373 MW por mantenimiento. UNE, "Estado del Sistema Eléctrico Nacional", Unión Eléctrica, el 3 de diciembre de 2025, <https://www.unionelectrica.cu/nota-informativa/>.

⁸ AFP, "Cuba apenas satisface la mitad de sus necesidades de electricidad", Yahoo Finance, el 19 de enero de 2026, <https://es-us.finance.yahoo.com/noticias/cuba-satisface-mitad-necesidades-electricidad-094651304.html>.

Figura 2. Deterioro interanual de la disponibilidad de energía eléctrica
(déficit promedio mensual, MW)



Tal y como se observa en la Figura 2, la comparación entre los mismos meses de 2024 y 2025 deja ver un incremento notable del déficit, como promedio un 70 % interanual, que no es atribuible a estacionalidad. De hecho, para los meses seleccionados en 2025 se habían instalado numerosos parques solares: 26 al cierre de agosto, 31 en septiembre, y 32 en octubre. Esta brecha implica que, incluso en el mejor de los escenarios operativos, el sistema eléctrico cubano opera al límite de sus capacidades.

La situación se agrava porque la demanda de electricidad, lejos de disminuir, ha crecido debido a las necesidades básicas de la población y a los requerimientos de la actividad económica. Entre los elementos que explican esta evolución figuran la importación de gran cantidad de equipos de climatización y otros electrodomésticos, el dinamismo del sector privado,⁹ los picos de consumo que siguen al restablecimiento del servicio, y una mayor proporción dedicada a la cocción de alimentos ante la escasez de otros combustibles.

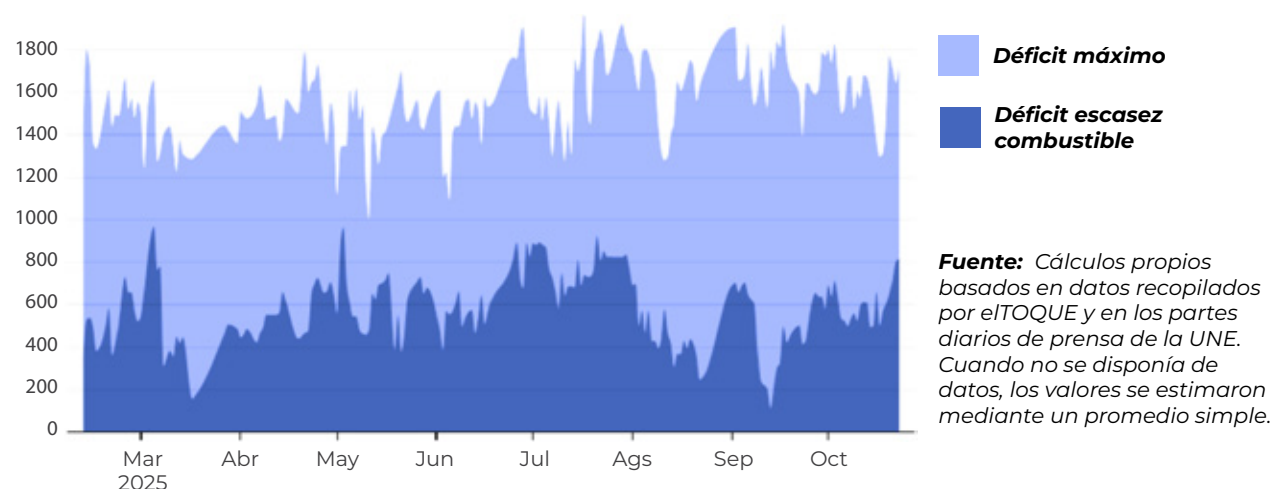
Por otro lado, el análisis demuestra el papel protagonista que ha adquirido la escasez de combustible como causa directa de las afectaciones eléctricas. Los datos muestran que en el 90,6 % de los días analizados se registraron problemas relacionados con la falta de combustible. Mientras que en los primeros meses de 2025 esto representaba una causa marginal, para el verano llegó a ser responsable del 41,7 % de todas las afectaciones (Figura 3).

Uno de los aspectos que caracterizan la matriz eléctrica cubana es la dependencia de materia prima importada, cuya importancia supera la mitad de las necesidades. En 2024, el 76,2 % de toda la generación eléctrica del país dependía directamente del petróleo (más de la mitad del cual es importado). Esta

⁹ Aunque contrario a la percepción generalizada, el sector privado solo representa el 3,9 % del consumo total de electricidad. ONEI, Anuario Estadístico de Cuba 2024.

proporción expone el sistema a una vulnerabilidad crítica ante cualquier disrupción en las cadenas de suministro internacionales. Sin embargo, la dependencia se ha mantenido prácticamente inalterada a lo largo del período analizado. La situación se agravó al considerar la reducción de los envíos petroleros desde Venezuela en años recientes, su principal proveedor durante más de dos décadas.

Figura 3. Cuba: la escasez de combustible y el déficit de generación
(febrero-octubre de 2025, MW diarios)



Más allá de las cifras, la crisis eléctrica cubana representa un drama humano que afecta todos los ámbitos de la vida social y económica del país. Las afectaciones prolongadas han transformado la rutina diaria de millones de personas y las obliga a reorganizar sus actividades en función de los horarios de disponibilidad de la electricidad. Los sectores más vulnerables de la población —incluidos los ancianos, los niños y las personas con condiciones médicas que requieren equipos eléctricos para vivir o tratar sus padecimientos— enfrentan riesgos adicionales. Las afectaciones más severas se concentran en aproximadamente la mitad de los clientes ubicados en los denominados “circuitos apagables”. Este grupo ha convivido con cortes promedio de 19 o más horas durante 2025.¹⁰ En las redes sociales se han documentado episodios de más de 24 horas, incluso de más de 30 en algunos casos.

El impacto económico es igualmente severo. Los pequeños negocios que dependen de la refrigeración pierden inventarios, la productividad laboral se reduce y los costos de adaptación (como generadores, baterías y combustible alternativo) representan una carga financiera insostenible para muchas familias

¹⁰ Cálculos propios basados en datos recopilados por elTOQUE y en las partes diarias de prensa de la UNE.

y emprendimientos. En el sector estatal los impactos son significativos. Por lo menos desde el 2016 se introdujeron medidas de racionamiento del consumo, tanto en los servicios como en la producción. Por ejemplo, desde entonces se diseñan turnos de trabajo en grandes consumidores para evitar los horarios de mayor demanda, o se interrumpen los procesos productivos por completo. En la agricultura se ha reducido el uso de equipos de regadío. Por otra parte, las autoridades atribuyen a los apagones hasta la mitad de los problemas con la distribución de agua. A lo anterior hay que agregar que el mal estado de las redes de distribución provoca variaciones bruscas del voltaje que afectan a los equipos de uso doméstico y comercial.

Los apagones también se han convertido en un factor de tensión social y política. Los cortes de electricidad en el sector residencial han provocado un deterioro significativo de la calidad de vida de la población. Esta situación ha desatado manifestaciones de descontento social que cuestionan la estabilidad política.¹¹

La incapacidad del Gobierno para garantizar un suministro eléctrico confiable erosiona la legitimidad institucional y complica la implementación de políticas económicas de largo plazo. El sector turístico, vital para la economía cubana, también se ve afectado por la percepción internacional de inestabilidad en los servicios básicos. Aun cuando varios hoteles cuentan con planta propia para la generación eléctrica, la falta de electricidad a su alrededor incide de forma negativa en la experiencia de los escasos visitantes.

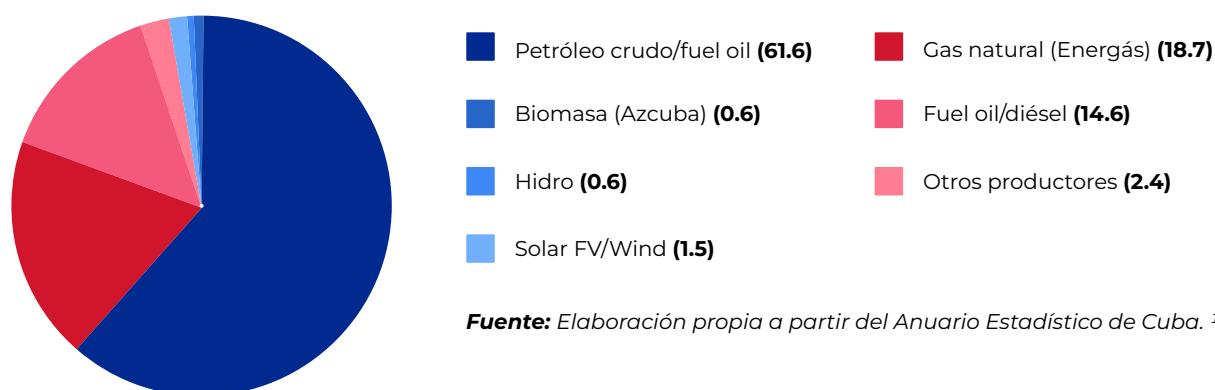
Causas inmediatas y estructurales de la crisis

Con ligeras variaciones en el último quinquenio, la estructura y características fundamentales del sistema eléctrico cubano son relativamente estables. La matriz eléctrica depende en gran medida de la generación térmica convencional. En 2024, la parte fundamental de la generación total propia¹² (11 520 GWh) provino de las empresas de servicio público que utilizan combustibles fósiles, destacándose las termoeléctricas (8 836 GWh) y las turbinas de gas (2 684 GWh). La contribución de las fuentes renovables (eólica, fotovoltaica y otras), aunque presente, fue marginal, sumando solo 391 GWh (Figura 4).

¹¹ Entre el 1 y el 12 de diciembre de 2025, el déficit diario en la generación eléctrica en Cuba aumentó dramáticamente respecto a semanas previas, en lo que constituye una escalada devastadora de una situación que ya era insostenible. Durante los días más difíciles, la energía dejada de servir se colocó consistentemente por encima de los 2 000 MW. O lo que es lo mismo, un 65 % de la demanda máxima. Como consecuencia, la duración de los apagones se disparó, particularmente en La Habana, que disfrutaba de una situación algo más favorable que el resto de las provincias. La situación escaló hasta límites tan extremos que en la noche del 8 de diciembre se reportaron protestas en varias zonas de la capital y otros puntos de la geografía cubana. La situación ha empeorado durante enero de 2026.

¹² El término excluye la importación de electricidad (generación móvil), cuya procedencia son las plantas flotantes operadas por una empresa de Turquía.

Figura 4. Cuba: estructura de la generación eléctrica por fuentes, 2024
(porcentajes, excluye importación de electricidad)



La capacidad instalada total del sistema eléctrico nacional en 2024 fue de 5 345 MW. La estructura de esta potencia confirma el dominio de las tecnologías térmicas, con las termoeléctricas como componente principal (1 993 MW). Otro segmento (1 920 MW) corresponde a la generación distribuida con base en fuel oil y diésel, que incluye grupos electrógenos de emergencia. La potencia instalada en energías renovables (hidroeléctrica, eólica, solar) fue muy baja, con apenas 338 MW, lo que evidencia un retraso en la transición energética.

Paralelamente, se observa una sustitución interna en la generación térmica. Mientras la capacidad y la generación de las termoeléctricas clásicas disminuyen, aumenta la dependencia de las turbinas de gas, de grupos electrógenos, y de la importación (3 647 GWh en 2024), que es una solución costosa. Otra tendencia crítica es el colapso de la generación de los centrales azucareros, que pasó de 547 GWh en 2020 a solo 85 GWh en 2024, lo que apunta a la pérdida casi total de esta fuente de energía renovable.

La infraestructura de generación eléctrica presenta un deterioro crítico, con la mayoría de las plantas operando con equipos de más de 30 años. La obsolescencia tecnológica se ha traducido en una reducción sistemática de la capacidad efectiva de generación. Entre 2024 y 2025, solo alrededor del 70 % de la capacidad en centrales termoeléctricas ha estado operativa. ¹⁵ Otros indicadores del sistema eléctrico cubano también evidencian graves deficiencias. Las pérdidas de transmisión y distribución superan el 16 % de la generación total, ¹⁶ una cifra que casi duplica los estándares internacionales de eficiencia, que se

¹³ ONEI, Anuario Estadístico de Cuba 2024.

¹⁴ En la práctica, la entrega neta de electricidad del sector azucarero es ínfima, debido a la falta de materia prima y las tecnologías obsoletas que se utilizan (excepto en la bioeléctrica de Ciro Redondo). Entre 2003 y 2017, el aporte neto total fue de 391 GWh, lo que equivale al 2,7 % de la generación total en 2024. "Bioenergía, otra alternativa en el cambio sostenible de la matriz energética cubana - Cubadebate", el 1 de abril de 2021, <http://www.cubadebate.cu/especiales/2021/04/01/bioenergia-otra-alternativa-en-el-cambio-sostenible-de-la-matriz-energetica-cubana/>.

¹⁵ Estimaciones no publicadas del experto en energía Jorge Piñón.

¹⁶ ONEI, Anuario Estadístico de Cuba 2024.

ubican en torno al 10 %. ¹⁷ Para poner el número en perspectiva, esa proporción equivale a la generación combinada de Energías ¹⁸ y fuentes renovables (hidroeléctrica, solar, eólica) en 2024.

El deterioro de las grandes termoeléctricas también se debe al uso continuo de crudo cubano. Es bien conocido que el petróleo que se extrae en Cuba es “pesado”, con un alto contenido de azufre. ¹⁹ Esa realidad, unida a los recursos insuficientes destinados a reducir su impacto negativo en el equipamiento, deriva en un aumento de las necesidades de mantenimiento, así como en paradas imprevistas y una menor confiabilidad de la infraestructura. Si bien aquella decisión se justifica por la lógica del aprovechamiento de un recurso nacional, a largo plazo ha generado consecuencias adversas en las instalaciones.

Por otro lado, el declive de la producción nacional de petróleo y la reducción de las importaciones desde Venezuela han incrementado la necesidad de importar combustibles fósiles a precios del mercado internacional, lo que ejerce una presión considerable sobre las reservas de divisas del país. Desde 2003, la extracción de crudo cayó un 40 %. ²⁰ Solo en 2024, los volúmenes se redujeron en 138 mil toneladas ²¹ respecto al año precedente. Para 2024, las estimaciones sugieren que Cuba importa casi el 60% de su oferta total de energía. ²² En la generación eléctrica, las fuentes domésticas cubren solo algo más de la mitad de las necesidades nacionales. ²³

Asimismo, en los últimos años, los envíos de petróleo de Venezuela a Cuba se han vuelto más irregulares y menores en promedio. En 2024 cayeron con fuerza (-44 % interanual hasta noviembre), en parte por paradas de refinerías en Venezuela; el flujo promedio fue de 27 000 b/d hasta junio de 2024 frente a 51 500 b/d

¹⁷ Ariel Yépez-García y Raul Alberto Jimenez Mori, “Economics of Electricity Losses in Latin America and the Caribbean”, IDB Publications, advance online publication, Inter-American Development Bank, el 17 de mayo de 2024, Latin America and the Caribbean, <https://doi.org/10.18235/0012971>.

¹⁸ Empresa mixta cubano-canadiense dedicada a la generación de electricidad a partir del gas acompañante del petróleo. Tiene una capacidad instalada que ronda los 580 MW.

¹⁹ De acuerdo con fuentes especializadas, la mayor parte del petróleo extraído (Varadero, Puerto Escondido, Boca de Jaruco) se clasifica como crudo pesado con alto contenido de azufre (9-15° API, 5-9% de azufre). Christopher Schenk, “Jurassic-Cretaceous Composite Total Petroleum System and Geologic Assessment of Oil and Gas Resources of the North Cuba Basin, Cuba”, en Data Series, nos. 69-M (Geological Survey (U.S.), 2008), <https://doi.org/10.3133/ds69M>.

²⁰ ONEI, Anuario Estadístico de Cuba (Oficina Nacional de Estadística e Información, varios años).

²¹ S. W. I. [swissinfo.ch](https://www.swissinfo.ch), “Cuba produce actualmente solo una tercera parte del crudo que consume, según el Gobierno”, SWI [swissinfo.ch](https://www.swissinfo.ch), el 24 de marzo de 2025, <https://www.swissinfo.ch/spa/cuba-produce-actualmente-solo-una-tercera-parte-del-crudo-que-consume-seg-un-el-gobierno/89058557> Según información publicada por CUPET en redes sociales, en 2025 se detuvo la caída de la producción que se había extendido durante 13 años consecutivos, y la extracción de crudo superó en 80 mil toneladas la de 2024. La producción de gas natural también aumentó hasta 1 130 millones de metros cúbicos, el nivel más alto en nueve años.

²² OLACDE, PANORAMA ENERGÉTICO DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE 2025 (Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía, s/f), https://www.olade.org/wp-content/uploads/2025/12/PANORAMA_ENERGETICO_DE_ALC_2025.pdf

²³ Radio Angulo, “Cuba Moves towards Change in the Energy Matrix”, Radio Angulo, el 26 de marzo de 2025, <https://www.radioangulo.cu/en/2025/03/26/cuba-moves-towards-change-in-the-energy-matrix/>.

un año antes.²⁴ En 2025 tocaron un mínimo a mitad de año (8 000 b/d en junio) y luego repuntaron hasta 31 000 b/d en julio (crudo y refinados), siempre por debajo de los niveles de 2023. La captura de Nicolás Maduro y la nueva realidad que esto supone para las autoridades venezolanas crean un nuevo escenario para Cuba. Es casi seguro que los envíos de petróleo se interrumpirán; y en ausencia de proveedores alternativos, el déficit de generación se ampliará. La economía cubana, con bajo valor agregado interno y escasa capacidad exportadora, genera pocas divisas, lo que limita la capacidad de importar combustibles, repuestos y tecnología necesarios para el sector energético. El agotamiento de otras fuentes de ingresos externos, como el turismo y las remesas,²⁵ ha exacerbado este déficit.

Por si todo esto fuera poco, Cuba ha quedado retrasada en la incorporación de fuentes renovables, lo que representa una oportunidad perdida en el contexto de la crisis actual. ***A pesar del considerable potencial solar, eólico y en biomasa (cañera), las fuentes renovables representaron poco menos del 3 % de la generación total²⁶ en 2024.*** El hecho contrasta con las tendencias globales hacia la transición energética y evidencia la falta de inversión estratégica en tecnologías que podrían reducir la dependencia de los combustibles fósiles y mejorar la resiliencia del sistema.

Los efectos sobre una economía ya debilitada, con serios déficits de oferta, han sido devastadores. Diversos estudios documentan que los apagones pueden inducir pérdidas de un 2 % del PIB anual, incluso más en dependencia de la severidad de la afectación^{27, 28}. Estos impactos vendrían de la mano de pérdidas directas derivadas de la interrupción de los procesos productivos; daños a equipos y maquinarias como consecuencia de las interrupciones no programadas y las variaciones de voltaje; inversiones en autogeneración de respaldo (convencional o renovable); reducción de la productividad laboral como resultado de un sinnúmero de efectos asociados a los problemas de climatización, iluminación, cansancio por descanso irregular, entre otros; y desincentivos a la inversión, tanto nacional como extranjera, derivados de la reducción de los retornos al

²⁴ Orinoco Tribune 2, "Venezuelan Oil Supply to Cuba Jumps in July, According to News Agencies", Central America and the Caribbean (+Mexico), Orinoco Tribune - News and Opinion Pieces about Venezuela and Beyond, el 12 de agosto de 2025, <https://orinocotribune.com/venezuelan-oil-supply-to-cuba-jumps-in-july-according-to-news-agencies/>. Reuters, "Venezuela's oil exports fell in July as partners awaited US authorizations | Reuters", consultado el 3 de diciembre de 2025, <https://www.reuters.com/business/energy/venezuela-oil-exports-fell-july-partners-awaited-us-authorizations-2025-08-04/>.

²⁵ Existen diversas estimaciones del comportamiento de las remesas, ninguna oficial, y con base en información dispersa. Todas, sin embargo, coinciden en una contracción notable en años recientes debido a una combinación de razones entre las que se encuentran las restricciones de Estados Unidos, la preferencia por compras online de productos para entrega directa en Cuba, y la priorización del fondeo de emigración hacia destinos variados.

²⁶ ONEI, Anuario Estadístico de Cuba 2024.

²⁷ Matthew A. Cole et al., "Power outages and firm performance in Sub-Saharan Africa", Journal of Development Economics 134 (septiembre de 2018): 150-59, <https://doi.org/10.1016/j.jdeveco.2018.05.003>.

²⁸ Otros autores estiman el impacto para Cuba entre 24-120 millones de USD diarios, cuando el déficit llega a 1 500 MW y se sostiene por 8 horas; y de entre 6-14 % del PIB. Ver Armando Camacho, "EL IMPACTO DEL SHOCK ENERGÉTICO SOBRE LAS EMPRESAS ESTATALES Y LA PRODUCCIÓN. (Modelo Cobb-Douglas & VoLL)", ASCE's 35th Annual Meeting, Miami, el 24 de octubre de 2025. Juan Belt, "The Cuban Power Sector: the Achilles Heel of the Economy", ASCE's 35th Annual Meeting, Miami, el 24 de octubre de 2025.

capital. Es decir, no solo se verifican efectos estáticos, sino también a lo largo del tiempo.

En resumen, la insuficiente oferta de energía eléctrica actúa como un multiplicador negativo que agrava las dificultades económicas estructurales del país. La literatura destaca el "círculo vicioso": los apagones reducen la producción, afectan las exportaciones y los ingresos fiscales, derivan en menor disponibilidad de divisas para importar combustible y repuestos, así como para realizar mantenimiento, y terminan por consolidar la crisis energética como origen y consecuencia del problema. Cuba está atrapada en este ciclo. Un ejemplo muy claro es el turismo internacional. Aunque la inversión en hoteles haya crecido, estos activos resultan improductivos si no pueden ofrecer un servicio básico y confiable. La percepción internacional de Cuba como destino con apagones prolongados resulta devastadora para la industria.

Políticas públicas y respuesta del Gobierno

La evolución reciente de la política para el sector eléctrico del Gobierno cubano se resume en un itinerario de ajustes sucesivos que combinan objetivos de largo plazo con respuestas de emergencia. Un punto de partida normativo fue 2014, cuando se adoptó la política de fuentes renovables y eficiencia energética, con la mira puesta en 2030: reducir la dependencia de combustibles fósiles y ampliar la participación de las fuentes renovables, como la solar, la eólica y la biomasa cañera.²⁹ Esta orientación estratégica convivió desde el inicio con restricciones financieras y tecnológicas que condicionaron su implementación.

A partir de 2016, el estrechamiento de la disponibilidad de crudo procedente de Venezuela³⁰ activó un primer ciclo de contención. El Gobierno cubano priorizó el ahorro en el sector estatal mediante recortes de combustible, limitaciones al uso de climatización, acortamiento de jornadas laborales y reducción de servicios; a la par que preservó —en la medida de lo posible— el suministro al sector residencial, el turismo y la minería del níquel.³¹ Fue un paquete de medidas de administración de la demanda orientado a paliar la escasez.

En 2018 se recurrió a la contratación de plantas eléctricas flotantes³² como solución parcial para atenuar el déficit. Estas unidades móviles aportaron capacidad

²⁹ Política para el Desarrollo Perspectivo de las Fuentes Renovables y el Uso Eficiente de la Energía 2014–2030. "Políticas y Lineamientos", Ministerio de Energía y Minas, el 16 de marzo de 2021, <https://www.minem.gob.cu/es/actividades/energias-renovables-y-eficiencia-energetica/politicas-y-lineamientos>.

³⁰ Desde agosto de 2017, tras el retiro de la compañía venezolana PDVSA de la empresa mixta Cuvenpetrol, la Refinería de Petróleo de Cienfuegos opera como entidad estatal totalmente cubana, administrada por la Unión Cuba Petróleo (CUPET). Desde 2016 se venían produciendo recortes en las exportaciones de crudo a Cuba desde Venezuela.

³¹ "Cubadebate", el 8 de julio de 2016, <http://www.cubadebate.cu/noticias/2016/07/08/marino-murillo-vienen-ajustes-en-la-economia-sin-afectar-servicios-fundamentales-a-la-poblacion/>.

³² F. Yaren Öztürk, "Power Outages in Cuba and Cooperation with Turkey - Yaren Öztürk", Bilkent EPRC, el 21 de noviembre de 2022, <https://www.bilkenteprc.com/post/power-outages-in-cuba-and-cooperation-with-turkey-yaren-ozturk>.

rápida y despachable y, hacia 2023, llegaron a representar una proporción significativa de la generación, aunque con elevados costos y dependencia contractual.

El marco jurídico se reforzó en 2019 con el Decreto-Ley 345,³³ que elevó a prioridad nacional el desarrollo de las fuentes renovables y el uso eficiente de la energía. No obstante, la inversión efectiva se mantuvo rezagada frente a las necesidades del sistema, en parte, por la restricción externa y también por cuellos de botella internos en gestión y financiamiento.

En 2021, como parte de la Tarea Ordenamiento, se reformaron las tarifas eléctricas —incluida la creación de esquemas específicos para el sector no estatal— con el doble objetivo de incentivar el ahorro y aproximar los precios a los costos.³⁴

Un año después, ante fallas recurrentes y limitaciones de combustible, se implementó un paquete reforzado de ahorro que se tradujo en la reducción del personal en centros laborales al mínimo imprescindible, así como el reacomodo de horarios y medidas laborales para disminuir el consumo eléctrico.³⁵ Simultáneamente, la Unión Eléctrica programó mantenimientos en bloques de varias termoeléctricas para recuperar la potencia disponible.

El agravamiento de los déficits en 2024 condujo a un viraje más restrictivo. Hacia finales de ese año, el Decreto 110 obligó a los grandes consumidores —estatales y privados— a cubrir el 50 % de su demanda diurna mediante fuentes renovables en un plazo de tres años, acompañado de un régimen de sanciones por incumplimiento (multas y desconexiones temporales).³⁶ La medida buscó modificar patrones de consumo y acelerar inversiones en autogeneración, aunque su cumplimiento efectivo depende del acceso a equipos y financiamiento.

En paralelo, entre 2024 y 2025 se implementaron acciones orientadas a la gestión de la demanda. Se establecieron horarios laborales reducidos de lunes a jueves (8:00–14:00), además de cierres los viernes para entidades no esenciales. También se aplicaron recortes del 30 % en los planes energéticos del sector estatal y desconexiones totales en los fines de semana para determinados consumidores. Durante el verano de 2025 se restringió el consumo en centros de producción de alimentos durante las horas pico y se impuso una reducción obligatoria del 5 % a los grandes usuarios.³⁷ Estas medidas amortiguaron los picos de déficit, pero

³³ Del desarrollo de las fuentes renovables y el uso eficiente de la energía. https://www.minem.gob.cu/sites/default/files/documentos/goc-2019-o95_0.pdf

³⁴ Granma, “Nuevas opciones de tarifa eléctrica para el sector no estatal (+Video)”, Tarea Ordenamiento > Granma, enero de 2021, <https://www.granma.cu/tarea-ordenamiento/2021-01-26/nuevas-opciones-de-tarifa-electrica-para-el-sector-no-estatal/>

³⁵ Redacción Nacional, “Sector estatal refuerza medidas para ahorro energético (+ Video)”, Cuba > Granma, agosto de 2022, <https://www.granma.cu/cuba/2022-08-02/sector-estatal-refuerza-medidas-para-ahorro-energetico-02-08-2022-17-08-12/>

³⁶ Regulaciones para el control y uso eficiente de los portadores energéticos y las fuentes renovables de energía. <http://media.cubadebate.cu/wp-content/uploads/2024/11/goc-2024-o115.pdf>

³⁷ Yeilén Delgado, “Un tema estratégico para los destinos del país (+Audio)”, Presidencia de Cuba, el 5 de julio de 2025, <https://www.presidencia.gob.cu/es/noticias/un-tema-estrategico-para-los-destinos-del-pais-audio/>

desplazaron la actividad económica, generaron costos productivos y sociales significativos y mostraron rendimientos decrecientes.

La respuesta por el lado de la oferta se apoyó en dos frentes. Primero, se apostó por la cooperación con China para recuperar la generación distribuida existente mediante repuestos y equipos (meta acumulada de hasta 400 MW) Un primer lote permitió devolver al servicio 38 grupos diésel (53–54 MW) y un segundo envío de características similares consolidó la recuperación progresiva.³⁸ Además, se reportó la instalación de motores diésel fabricados en China para ampliar capacidad —por ejemplo, en la Central Eléctrica de Trinidad³⁹—, y donaciones de nuevas unidades a nivel provincial, como en Ciego de Ávila.⁴⁰ En segundo lugar, se optó por la aceleración del despliegue fotovoltaico. En 2025, 34 nuevos parques solares (765 MW) estaban activos en diciembre, para un total que supera los 1 000 MW operativos a fines de año.⁴¹ La participación mensual de la solar pasó de alrededor del 2 % en enero a aproximadamente el 9 % en septiembre,⁴² con un impacto concentrado en horas diurnas.

Este impulso se integró formalmente en octubre de 2025 en el “Programa de gobierno para corregir distorsiones y reimpulsar la economía”.⁴³ La hoja de ruta planteó metas operativas inmediatas: recuperar 850 MW de generación distribuida, elevar la disponibilidad media de termoeléctricas que operan con combustible nacional a cerca de 1 400 MW, promover kits fotovoltaicos domésticos con financiamiento a plazo y reactivar capacidades locales de fabricación de paneles y repuestos. Asimismo, proyectó un salto en la generación con fuentes renovables hasta 1 735 GWh anuales (frente a 531 GWh en 2024) y estimó necesidades de financiamiento para la UNE del orden de 1 900 millones de USD en 2025 y 2026 (1 151 millones invertidos en 2025), cifras cuyo impacto dependerá de su movilización y ejecución efectivas.

³⁸ ACN, “En Cuba, segundo lote del donativo chino para la recuperación de grupos electrógenos › Cuba › Granma”, el 22 de enero de 2025, <https://www.granma.cu/cuba/2025-01-22/en-cuba-segun-do-lote-del-donativo-chino-para-la-recuperacion-de-grupos-electrogenos-22-01-2025-00-01-307>

³⁹ Portal Cuba, “Central Eléctrica de Trinidad reforzará generación con nuevo motor chino”, el 23 de mayo de 2025, <http://www.cuba.cu/economia/2025-05-23/central-electrica-de-trinidad-reforzara-generacion-con-nuevo-motor-chino/67354>.

⁴⁰ Cubainformación, “Instalan en Ciego de Ávila doce motores diésel de donativo chino”, cubainformación.tv, el 4 de octubre de 2025, <https://www.cubainformacion.tv/solidaridad/20251004/118295/118295-instalan-en-ciego-de-avila-doce-motores-diesel-de-donativo-chino>.

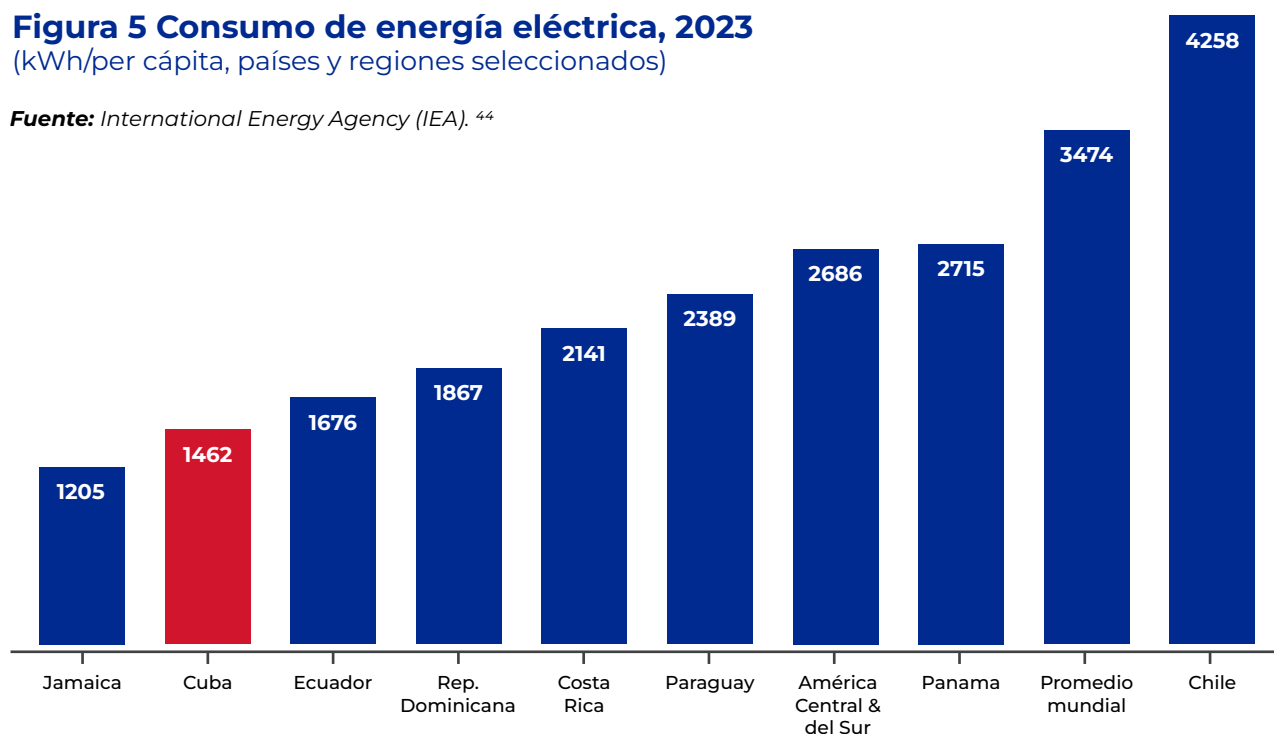
⁴¹ Luis Alberto Portuondo, “Somos el país que convierte el bloqueo en inventiva y la escasez en creatividad › Cuba › Granma”, el 17 de julio de 2025, <https://www.granma.cu/cuba/2025-07-17/debaten-ejecucion-del-programa-de-gobierno-para-la-recuperacion-del-sistema-electrico-nacional-17-07-2025-14-07-22>. En diciembre de 2025, el Primer Ministro afirmó que se habían concluido 41 parques solares, pero la Unión Eléctrica solo reportó 34 en sus partes diarias a inicios de 2026. A la nueva potencia instalada en 2025 se le añade la existente al cierre de 2024.

⁴² Mesa Redonda, “Mesa Redonda: Situación del sistema electroenergético nacional”, el 16 de octubre de 2025, <http://mesaredonda.cubadebate.cu/mesa-redonda/2025/10/16/mesa-redonda-situacion-del-sistema-electroenergetico-nacional/>.

⁴³ Gobierno de Cuba, “Programa de Gobierno para corregir distorsiones y reimpulsar la economía”, website, Ministerio de Economía y Planificación de Cuba, el 3 de diciembre de 2025, <https://www.mep.gob.cu/es/programa-de-gobierno-para-corregir-distorsiones-y-reimpulsar-la-economia>.

Figura 5 Consumo de energía eléctrica, 2023
(kWh/per cápita, países y regiones seleccionados)

Fuente: International Energy Agency (IEA). ⁴⁴



En conjunto, el paquete reciente combina racionamiento administrativo con la expansión y la recuperación de capacidad. Por el lado de la demanda, los apagones programados y las restricciones horarias han sido el instrumento de ajuste más inmediato, pero su eficacia marginal se reduce en un país con un consumo per cápita relativo bajo (Figura 5) y una economía que opera muy por debajo de su potencial.

Sin una gestión de la demanda más sofisticada, la administración de la escasez tiende a prolongar los daños sin resolver la brecha de fondo. Por el lado de la oferta, la rehabilitación de unidades térmicas y de la generación distribuida, junto con el impulso de la generación solar, ofrecen alivio, pero descansan en cuellos de botella críticos, dígame el financiamiento externo, la logística de repuestos, y capacidades de operación y mantenimiento.

La integración de renovables intermitentes exige inversiones complementarias en redes y en almacenamiento, además de reglas de despacho y contratos que alineen incentivos. El éxito del programa oficial dependerá de su ejecución, los tiempos, la calidad de las obras y la transparencia, así como de la consistencia entre metas, cronogramas y fuentes de financiamiento. La sección siguiente evalúa el récord de las autoridades cubanas en estos campos a partir de proyectos concretos.

⁴⁴ IEA, "Energy Statistics Data Browser – Data Tools", IEA, el 6 de noviembre de 2025, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser>.

Prioridades de inversión y gestión de proyectos

Debido a la gravedad de la crisis actual y al impacto severo que tiene en la vida de la gente y en la propia actividad productiva, existe una notable circulación de opiniones y análisis sobre el tema. El Gobierno cubano se defiende achacando los problemas a las sanciones de Estados Unidos. *Sin embargo, si bien el embargo tiene efectos negativos, tanto en la economía como en el sector eléctrico, resulta simplista y hasta contraproducente hacer recaer toda la crisis sobre un factor, mientras que el examen de la evidencia disponible apunta a fallas internas graves, tanto en el desempeño económico atribuible al modelo en sí mismo, como a decisiones acumuladas relativas a la política para el sector eléctrico,⁴⁵ y el valor estratégico otorgado a los inversionistas y acreedores extranjeros.*

¿Cuáles son las prioridades?

Es bien conocido que las decisiones principales sobre la asignación de recursos en una economía como la cubana recaen en el Gobierno central, a través de los ministerios y entidades correspondientes. Esto es todavía más cierto cuando se trata de los planes inversionistas de los sectores y empresas decisivos, como es el caso del complejo energético, incluyendo, de forma prominente, la generación de electricidad. Por ello, es posible afirmar que el flujo de recursos en la economía refleja las prioridades de las autoridades, lo que abarca todo el espectro —desde el volumen y la estructura de las inversiones hasta las importaciones—. Esta rama, que es altamente intensiva en capital físico, depende en grado sumo de la adquisición de equipamiento, maquinaria y sus repuestos en el exterior. En ese sentido, las importaciones permiten aproximar los montos de divisas destinadas a la industria eléctrica.

En la Figura 6 se aprecia que las importaciones de maquinaria y equipos de generación eléctrica presentan un patrón marcado por fases. En 2000–2004, el esfuerzo es modesto (95 millones de USD promedio anuales). Entre 2005 y 2008 se produce un salto extraordinario: el promedio sube a 514 millones de USD anuales, más de cinco veces el nivel anterior, y en 2006 se registra el máximo de toda la serie (800 millones de USD). Esa es la gran oleada de inversión vinculada a la “Revolución Energética”. En 2006, casi 1 de cada 10 USD importados se destina a equipos de generación.

⁴⁵ CiberCuba Editorial Team, “Díaz-Canel Once Again Blames the U.S. for the Lack of Maintenance at the Guiteras Thermoelectric Plant”, CiberCuba, el 26 de septiembre de 2025, <https://en.cibercuba.com/noticias/2025-09-26-u1-e208933-s27061-nid311740-diaz-canel-vuelve-culpar-eeuu-falta-mantenimiento>; “GE Completes Acquisition Of Alstom Power And Grid Businesses | GE News”, consultado el 21 de noviembre de 2025, <https://www.ge.com/news/press-releases/ge-completes-acquisition-alstom-power-and-grid-businesses-0>.

Figura 6. Cuba: importaciones de maquinaria y equipos para el sector eléctrico



Fuente: cálculos del autor con datos obtenidos en WITS (wits.worldbank.org), e índices de precios (2000-2023) de CEPII (https://www.cepii.fr/CEPII/en/bdd_modele/bdd_modele_item.asp?id=42)

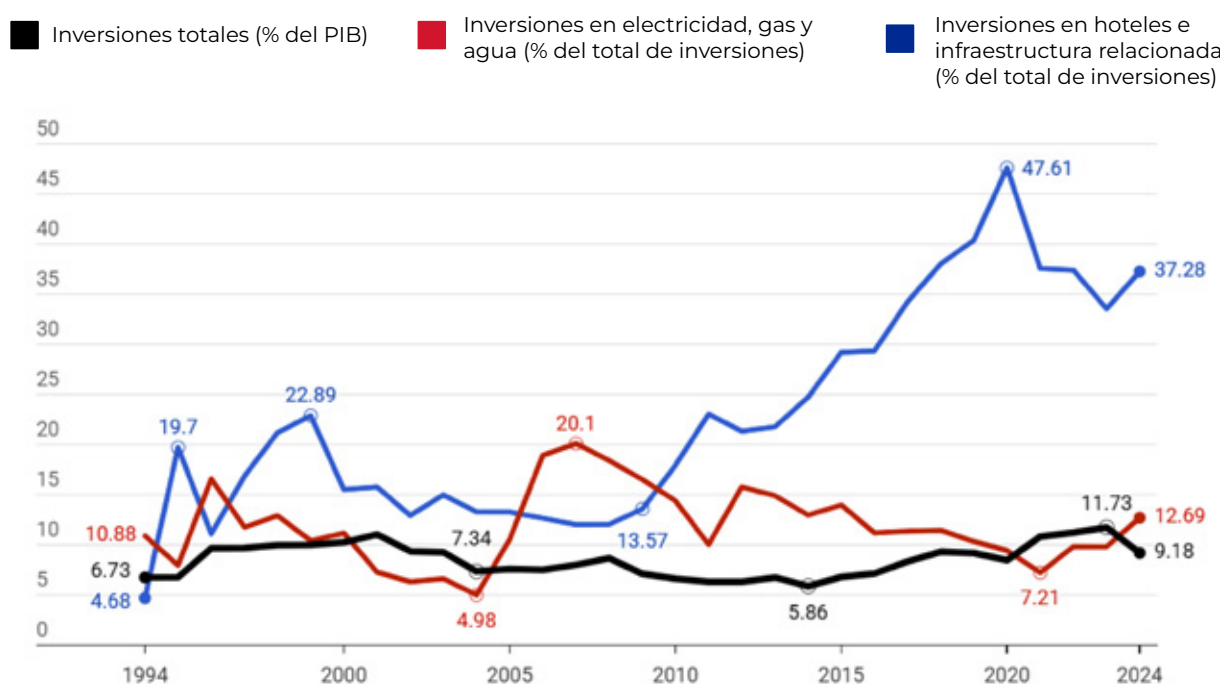
Entre 2009–2019 las compras reales se redujeron a 223 millones de USD anuales, menos de la mitad del pico histórico en 2006, aunque la cifra continuó por encima del nivel registrado a inicios de los 2000. A partir de 2020, sin embargo, el esfuerzo se desplomó. El promedio anual descendió a algo más de 71 millones, y en 2023 el volumen real fue apenas un 11–12 % del máximo alcanzado en 2006. Si se analiza la participación de estos equipos en las importaciones totales reales, se refuerza la idea de un esfuerzo de inversión fuertemente concentrado y luego abandonado. En 2000–2004 la cuota de la maquinaria de generación ronda el 1,7 % del total; entre 2005–2008 sube al 5,4 % en promedio, con el pico de 2006 (9,1 %). Posteriormente, en 2009–2019 se estabiliza en torno al 2,4–2,5 %. En cambio, entre 2020 y 2023 la participación bajó al entorno del 1,5–2 %, en niveles similares o inferiores a los de principios de los 2000.

En resumen, en la actualidad Cuba importa mucho menos en términos reales que en la década de 2000, y dentro de ese volumen reducido, la proporción dedicada a renovar o ampliar la capacidad de generación eléctrica es también menor que en el periodo de mayor esfuerzo. Desafortunadamente, las grandes inversiones de mediados de los 2000 se canalizaron sobre todo hacia la adquisición de equipos para la generación distribuida. Si bien ello garantizaba una recuperación inmediata de la capacidad de generación, com-

prometió a largo plazo la viabilidad del sistema, y se descuidó el mantenimiento de las termoeléctricas ⁴⁶ que ya estaban sometidas a un mayor desgaste, consecuencia de la quema de crudo cubano. Tampoco se modificó la matriz eléctrica, que siguió anclada a fuentes convencionales y ahora con mayor ponderación de combustibles más costosos. Aunque se esbozó como intención, no se implementó ninguna medida para revertir el declive de la industria cañera ni prosperaron otras fuentes renovables.

En la Figura 7 se observa que la relación inversión total/PIB se situó la mayor parte del tiempo entre 7 y 10 %. En los 90 y primeros años de la década de los 2000 (1994–2004) promedió algo más del 9 % del PIB. Entre 2005 y 2014 bajó a 7 % aproximadamente; pero en los años recientes volvió a subir: 7,9 % en 2015–2018, mientras que de 2019 a 2024 alcanzó más del 10 % anual como media (con picos de 11,2 % en 2022 y 11,7 % en 2023). Es decir, en plena crisis de divisas y caída del PIB, el Estado mantuvo —e incluso elevó— el esfuerzo inversor en términos de PIB. El problema no es tanto la “falta de inversión” en abstracto, ⁴⁷ sino en qué se concentra esa inversión.

Figura 7. Cuba: esfuerzo inversor y destino de las inversiones



Fuente: cálculos propios basados en datos del Anuario Estadístico de Cuba (varios años). ONEI.

⁴⁶ “Discurso pronunciado por Fidel Castro Ruz, presidente de la República de Cuba, en ocasión del aniversario 47 de su entrada en Pinar del Río, en el acto por la culminación del montaje de los grupos electrógenos en esa provincia. Pinar del Río, 17 de enero de 2006.”, consultado el 21 de noviembre de 2025, <http://www.cuba.cu/gobierno/discursos/2006/esp/f170106e.html>.

⁴⁷ Tanto si se mide por las inversiones corrientes como por la formación bruta de capital fijo, los ratios de esfuerzo inversor en Cuba son bajos en perspectiva internacional.

Como porcentaje de la inversión total, los recursos dedicados al sector energético registraron un pico claro en la etapa de la “Revolución Energética”: alrededor del 19–20 % en 2006–2008. Después se normalizó en torno al 12–15 % y, en la fase reciente de crisis, cayó por debajo del 10 % en años clave como 2020, 2022 y 2023. En síntesis, la inversión en infraestructura básica (electricidad, agua, gas) nunca desapareció, pero no creció en proporción a las necesidades crecientes del sistema ni al impacto de la obsolescencia acumulada. Si se suman restaurantes y hoteles, así como la inmobiliaria asociada al turismo, la inversión turística pasó de absorber alrededor del 15–17 % de las inversiones en los 90 y 2000 a más de un 30 % en 2015–2018 y casi un 40 % entre 2019 y 2024. En 2020, casi la mitad de la inversión total (47,6 %) se destinó al turismo, mientras que la electricidad, el gas y el agua apenas recibieron el 9,4 %. ***El patrón indica que, incluso en los años de profundización de la crisis económica (2019–2024), el Gobierno eligió mantener un esfuerzo inversor elevado, ⁴⁸ pero concentró una fracción desproporcionada de esos recursos en la cadena turística (hoteles y su inmobiliaria asociada), en lugar de reforzar la infraestructura energética o hidráulica.***

Sherritt y Energás

Energás es una empresa mixta entre Sherritt, Cuba Petróleo (CUPET) y la Unión Eléctrica, donde cada parte tiene el 33,3 % de la operación. A lo largo de dos décadas, Sherritt financió y construyó complejos integrados de procesamiento de gas y generación en Varadero, Boca de Jaruco y Puerto Escondido que hoy representan unos 580 MW, cerca del 10 % de la capacidad instalada del país. La reconstrucción de costos a partir de informes corporativos y fuentes especializadas sugiere inversiones en el rango de 650–700 millones de USD (aproximadamente 1 100 millones de USD en 2024). ⁴⁹

A pesar de ser una cuantiosa inversión que involucra equipamiento moderno y genera la electricidad más barata en el conjunto del sistema, la parte cubana fue acumulando atrasos en los pagos correspondientes a las ventas de la electricidad a la UNE. En 2022, ante la persistencia de saldos pendientes, Sherritt y la contraparte cubana firmaron el llamado “Cobalt Swap”, un acuerdo para recuperar en cinco años la totalidad de las cuentas por cobrar cubanas (368 millones de USD) desviando el dividendo en cobalto de la empresa mixta de Moa hacia Sherritt hasta alcanzar topes anuales prefijados. ⁵⁰ En la práctica, Cuba está pagando una parte importante de sus deudas energéticas cediendo

⁴⁸ Esta elección es llamativa porque en la historia económica reciente de Cuba, las inversiones tienen un comportamiento procíclico en las etapas de crisis. Esto podría interpretarse como que el Gobierno elige menor crecimiento futuro para proteger (hasta cierto punto) el consumo inmediato. En este último ciclo esta opción ya no se aplica.

⁴⁹ Sherritt, Annual Information Form (2019), <https://sherritt.com/wp-content/uploads/2019-03-31-23-sedar.pdf>.

⁵⁰ Sherritt, Annual Information Form (2022), <https://sherritt.com/wp-content/uploads/2024/12/sic-2022-aif-03-31-23-sedar.pdf>.

flujos futuros de divisas provenientes del sector minero, lo que revela tanto la estrechez de su liquidez externa como el historial de retrasos acumulados. Sherritt es el principal inversor extranjero en Cuba, con intereses adicionales en el níquel, y en el pasado participó en la producción de petróleo y gas.⁵¹ Que el Gobierno cubano gestione esa relación de manera tan poco estratégica resulta, como mínimo, paradójico: si así trata a su mayor socio, ¿qué pueden esperar los demás?

El parque eólico La Herradura

El complejo eólico La Herradura, integrado por los parques La Herradura 1 y 2 en la costa norte de Las Tunas, fue concebido como el mayor proyecto eólico de Cuba, con 54 aerogeneradores chinos (34 Goldwind de 1,5 MW y 20 Dongfang de 2,5 MW) y una capacidad total prevista de unos 101 MW, financiado casi íntegramente mediante un crédito de desarrollo de China por 160 millones de USD.⁵² Sin embargo, pese a que las primeras bases comenzaron a fundirse en 2019 y el Gobierno prometía su entrada en operación a partir de 2020, en 2025 la obra sigue sin entregar un solo kWh al SEN. Solo se han completado las 22 cimentaciones de una primera etapa de La Herradura 1, que permitirían instalar 22 turbinas (33 MW) mientras el resto del parque y todo La Herradura 2 permanecen en el limbo.⁵³ A lo largo de más de una década el proyecto ha acumulado sucesivos atrasos por causas esencialmente internas: fallas de planificación y cronogramas irreales; capacidad limitada de las empresas cubanas para ejecutar las obras civiles, la subestación y la línea de 110 kV; paradas por falta de equipos, cemento, acero y otros insumos; y recortes reiterados del plan inversionista provincial, pese a su carácter estratégico.⁵⁴ Este dilatado proyecto muestra que ***incluso con financiamiento, tecnología y supervisión chinos, la debilidad institucional, los cuellos de botella logísticos y las tensiones fiscales del Estado cubano han sido los principales obstáculos para concretar esta inversión.***

⁵¹ Pebercan fue una pequeña petrolera canadiense cuya principal actividad eran contratos de producción compartida con CUPET en Cuba, en asociación con Sherritt. A mediados de los años 2000 CUPET comenzó a acumular atrasos de pago por decenas de millones de USD, lo que generó reiteradas tensiones financieras. En enero de 2009, la parte cubana decidió rescindir de forma anticipada el contrato (vigente hasta 2018) y acordó un pago único de 140 millones de USD que saldó las deudas y transfirió a CUPET todos los activos y obligaciones del proyecto. Ello provocó que Sherritt (socio en las operaciones) perdiera hasta un 25 % de su producción en aquel entonces. Poco después, Pebercan cesó sus operaciones y fue liquidada, distribuyendo entre sus accionistas la mayor parte de esos fondos. Las autoridades cubanas nunca ofrecieron una explicación pública de esta decisión. Reuters, "Cuba revokes Canadian oil producer's contract | Reuters", el 23 de enero de 2009, <https://www.reuters.com/article/markets/commodities/cuba-re-vokes-canadian-oil-producers-contract-idUSN23329579/>.

⁵² Boston University (Global Development Policy Center), "La Herradura Wind Farm Project", BU: China's Overseas Development Finance, 2025, <http://www.bu.edu/gdp/chinas-overseas-development-finance/>.

⁵³ "Civil Works on La Herradura Wind Farm Are About to Finish", Cuba Si, el 17 de enero de 2025, <http://cubasi.cu/en/news/civil-works-la-herradura-wind-farm-are-about-finish>.

⁵⁴ "El parque eólico de La Herradura no se detiene pese a las dificultades actuales | Radio Cabaniguan", el 6 de mayo de 2021, https://www.radiocabaniguan.cu/el-parque-eolico-de-la-herradura-no-se-detiene-pese-a-las-dificultades-actuales/?utm_source=chatgpt.com.

La bioeléctrica del central Ciro Redondo

La bioeléctrica anexa al central azucarero Ciro Redondo, en Ciego de Ávila, fue concebida como el proyecto emblemático para aumentar la participación de la biomasa en la matriz eléctrica. Diseñada para 60 MW de capacidad, debía cubrir las necesidades de vapor y electricidad del ingenio y entregar el excedente al SEN. En términos de ahorro supondría unas 100 mil toneladas de petróleo al año. A su vez, cubriría hasta el 50 % de la demanda eléctrica de la provincia.⁵⁵ La planta pertenece a Biopower S.A., empresa mixta entre Zerus S.A. (AZCUBA) que posee el 51 %, y Havana Energy Ltd. (Reino Unido) con el 49 %. La tecnología y el financiamiento principales corresponden a Shanghai Electric Group con un crédito de proveedor firmado en 2016 por 186 millones de USD⁵⁶ (aprox. 234 millones en USD de 2024). En paralelo, el central Ciro Redondo recibió la mayor modernización de su historia, estimada en unos 113 millones de USD (142 millones de USD en 2024).⁵⁷

Sin embargo, la planta nunca ha logrado aportar lo previsto de manera estable. La primera piedra se colocó en 2017 con la meta de arrancar en 2019, pero las pruebas de sincronización se pospusieron hasta 2020, cuando solo se consiguieron unos 23–27 MW con una sola caldera. Se trata de una inversión millonaria que no se ha traducido en una generación estable debido a fallos en las calderas, vibraciones del rotor, problemas de presión y, sobre todo, la falta de biomasa cañera y de marabú.⁵⁸ Mientras tanto, el colapso del sector azucarero reduce la oferta de caña y bagazo, y Ciro Redondo acumula múltiples zafras incumplidas y más de 170 000 toneladas de azúcar dejadas de producir respecto a los planes.⁶⁰

Ya en 2017, un reportaje de investigación se preguntaba si Ciego de Ávila era realmente la provincia adecuada para una bioeléctrica de esta escala, advirtiendo que el bagazo, el marabú y los residuos agrícolas disponibles no serían suficientes para sostener una operación continua, y que la solución de “bosques energéticos” avanzaba muy por debajo de lo planificado.⁶¹ **En febrero de 2024, durante una visita a Ciro Redondo, Miguel Díaz-Canel resumió el balance con la frase: “Aquí hemos enterrado el dinero del país”,** al cuestionar por qué, tras más de tres años, una inversión de esta magnitud no produce resultados ni para

⁵⁵ “Cuba’s First Bioelectric Plant to Contribute to Energy System”, Cuba Si, 9 de diciembre de 2021, <http://cubasi.cu/en/news/cubas-first-bioelectric-plant-contribute-energy-system>.

⁵⁶ “Shanghai Electric Group Provides Supplier’s Credit for 62 MW Bio-Electric Power Plant Project at the Ciro Redondo Sugar Mill (Linked to Record ID#54944) | AidData Project”, consultado el 21 de noviembre de 2025, <https://china.aiddata.org/projects/69924>.

⁵⁷ Ortelio Martínez, “El tiempo muerto del Ciro Redondo y la bioeléctrica”, Granma.cu, el 16 de enero de 2024, <https://www.granma.cu/cuba/2024-01-16/el-tiempo-muerto-del-ciro-redondo-y-la-bioelectrica-16-01-2024-20-01-59>

⁵⁸ EFE, “Cuba’s First Bioelectric Plant Begins Testing Phase”, Cuba, OnCubaNews English, el 20 de enero de 2020, <https://oncubanews.com/en/cuba/cubas-first-bioelectric-plant-begins-testing-phase/>.

⁵⁹ Amaury Perez Sanchez, “Cuba’s First Biomass-Fired Power Plant Inaugurated”, POWER Magazine, el 1 de julio de 2020, <https://www.powermag.com/cubas-first-biomass-fired-power-plant-inaugurated/>.

⁶⁰ Martínez, “El tiempo muerto del Ciro Redondo y la bioeléctrica”.

⁶¹ Amanda Padrón, “Industria azucarera y cambio de matriz energética: las deudas de la bioeléctrica”, OnCubaNews, el 23 de octubre de 2024, <https://oncubanews.com/cuba/economia/industria-azucarera-cambio-matriz-energetica-bioelectrica/>.

la zafra ni para el SEN.⁶² Si asumimos que la planta se encontraba en esta situación desde 2021 hasta 2024, con los parámetros de diseño y los pocos datos operativos publicados, la bioeléctrica de Ciro Redondo habría dejado de entregar unos 220–320 GWh anuales al SEN, lo que equivale a 20–29 millones de USD al año de electricidad no generada.

El caso demuestra dos puntos clave. Apostar por renovables financiadas con crédito externo no garantiza mejoras estructurales si se montan sobre una base productiva en declive y capacidades de gestión débiles. El resultado puede ser un activo inmovilizado que no genera el ahorro de combustible ni los ingresos necesarios para pagar una deuda. Además, revela la falta de coordinación entre la política energética y la realidad agroindustrial: sin caña no hay bagazo, y sin bagazo no hay electricidad. La bioeléctrica de Ciro Redondo se convirtió así en un símbolo de mala planificación y de cómo proyectos etiquetados como “transición energética” pueden, en la práctica, profundizar la fragilidad del sistema eléctrico y de las finanzas públicas.

El crédito ruso para construcción de unidades de generación termoeléctricas

En octubre de 2015 la prensa oficial informó que el Gobierno ruso había aprobado un crédito estatal de exportación por 1 200 millones de EUR para ampliar la generación termoeléctrica en Cuba mediante la construcción de cuatro bloques de 200 MW (uno en la CTE Máximo Gómez, en Mariel, y tres en la CTE Este Habana/Santa Cruz del Norte), acuerdo que se terminó de perfilar en 2015-2016.⁶³ Sin embargo, en 2022 la viceministra de Energía y Minas, Tatiana Amarán, reconoció que Cuba nunca pudo acceder al crédito porque no logró reunir el 10 % de aporte propio exigido como condición previa por Moscú —unos 120 millones de EUR— y que, por tanto, “el dinero de ese crédito no se ha empleado en nada”, pues se gestiona íntegramente desde Rusia y nunca se desembolsó hacia la parte cubana.⁶⁴

A partir de 2024-2025, el marco de cooperación se reconfiguró hacia un proyecto más modesto, presentado como la modernización de tres unidades de 100 MW y el montaje de un nuevo bloque de 200 MW en la CTE Ernesto Guevara de la Serna (Santa Cruz del Norte, Mayabeque).⁶⁵ Es decir, un aliado estratégico ofreció desde mediados de la década pasada financiar hasta 800 MW de nueva

⁶² “Realiza presidente cubano recorrido por Ciego de Ávila - Cubadebate”, Noticias, Cubadebate - Cubadebate, Por la Verdad y las Ideas, el 8 de febrero de 2024, <http://www.cubadebate.cu/noticias/2024/02/08/realiza-presidente-cubano-recorrido-por-ciego-de-avila/>.

⁶³ RT en Español, “Rusia concede a Cuba crédito por 1.200 millones de euros para la construcción de termoeléctricas”, RT en Español, el 20 de octubre de 2015, <https://actualidad.rt.com/actualidad/189081-rusia-concede-cuba-credito-millones-central-termoelectrica>.

⁶⁴ Ernesto Eimil, “¿Cuánto dinero dejó de invertir el Gobierno en el Sistema Electroenergético Nacional?”, elTOQUE, el 22 de octubre de 2024, <https://eltoque.com/cuanto-dinero-dejo-de-invertir-el-gobierno-en-el-sistema-electroenergetico-nacional>.

⁶⁵ Cuba montará nueva planta de generación térmica con crédito ruso en Mayabeque - teleSUR, América Latina y El Caribe, el 21 de marzo de 2025, <https://www.telesurtv.net/cuba-montara-nueva-planta-de-generacion-termica-con-credito-ruso-en-mayabeque/>.

capacidad térmica, pero el Estado cubano fue incapaz de movilizar el 10 % requerido, al tiempo que entre 2015 y 2025 se han levantado decenas de hoteles de alta gama con baja ocupación en La Habana y otros polos turísticos, lo que evidencia una elección deliberada de prioridades de inversión más que una mera restricción externa.

El parque solar del Mariel

El Parque Solar de Mariel, el proyecto renovable pionero de 62 MW financiado de forma privada en Cuba, desarrollado por la empresa británica Hive Energy y Shanghai Electric, ilustra las barreras fundamentales para la inversión extranjera en el sector energético cubano. El proyecto, que costó aproximadamente 60 millones de USD en su construcción (74,9 millones USD en 2024), contaba con protecciones aparentemente sólidas: un Acuerdo de Compra de Energía a 25 años con la empresa estatal UNE a una tarifa fija de 9 centavos de USD/kWh que generaría aproximadamente 11 millones de USD anuales, y pagos "garantizados por primer recurso bancario", por lo que la obligación de pago de la UNE tendría prioridad sobre otros compromisos financieros.⁶⁶ Sin embargo, ambos inversores buscaron salir apenas un año después de la fecha de operación comercial en diciembre de 2021, ofreciendo el activo operativo a la venta en febrero de 2023. Se trata de un período extraordinariamente corto para proyectos de infraestructura que suelen permanecer en cartera durante 5-15 años.⁶⁷ Este intento prematuro de salida sugiere condiciones que no son favorables. A pesar de operar con una eficiencia del 103 % y ahorrar a Cuba 8,6 millones de USD anuales en costos de combustible, el proyecto no puede superar la realidad de que una economía estancada no puede producir el superávit de divisas necesario para cumplir con los compromisos de inversión extranjera.

Un círculo vicioso

Los fracasos crónicos en el pago de Cuba y las medidas financieras cada vez más desesperadas han creado un entorno tóxico para el capital extranjero, independientemente de las protecciones contractuales. El país incumplió la reestructuración de deuda del Club de París en 2020 y requirió otro reordenamiento en enero de 2025.⁶⁸ En abril del mismo año el Gobierno congeló cuentas bancarias en divisas de empresas extranjeras por millones de USD, prohibiendo retiros y obligando a los negocios a usar solo fondos congelados dentro de Cuba.⁶⁹

⁶⁶ "SE Energy Investment Co., Ltd Provides \$51.1 Million Loan for 61.9 MW Photovoltaic (PV) Power Plant Construction Project (Linked to Record ID#69403) | AidData Project", consultado el 21 de noviembre de 2025, <https://china.aiddata.org/projects/54759/>.

⁶⁷ Jodie Alesbury, "Our Mariel Solar Park Is Producing Power for Use across Cuba", Hive Energy, el 24 de febrero de 2023, <https://www.hiveenergy.co.uk/2023/02/24/our-mariel-solar-park-is-producing-power-for-use-across-cuba/>.

⁶⁸ "Cuba Defaults on Paris Club Debt: Says It Will Meet Its Commitments", The Caribbean Council, el 17 de febrero de 2020, <https://www.caribbean-council.org/cuba-defaults-on-paris-club-debt-says-it-will-meet-its-commitments/>.

⁶⁹ S. W. I. swissinfo.ch, "Cuba bloquea la repatriación de divisas a firmas extranjeras asentadas en el país", SWI swissinfo.ch, el 10 de abril de 2025, <https://www.swissinfo.ch/spa/cuba-bloquea-la-repatriación-de-divisas-a-firmas-extranjeras-asentadas-en-el-país/89144341>.

Una decisión similar se tomó a finales de noviembre, de acuerdo con reportes de la prensa extranjera.⁷⁰

El problema central es la mala gestión sistémica. *Las siete plantas termoeléctricas de Cuba rebasan como mínimo los 30 años de antigüedad, pero las autoridades no priorizaron la modernización durante períodos de mejor situación económica, mientras que los sectores que generan divisas no pueden acceder a los recursos que producen porque todo debe ser entregado a las cuentas gubernamentales.* Las autoridades continúan decidiendo asignaciones en un sistema de control centralizado que elimina incentivos de mercado y asegura que incluso proyectos exitosos como los descritos anteriormente no puedan superar la realidad fundamental de que un modelo económico disfuncional carece tanto del superávit para pagar a los inversores como de la credibilidad para atraer nuevo capital.

Alternativas para reforzar el sector eléctrico

A partir de los déficits actuales, la solución de los problemas del sector conlleva la realización de cuantiosas inversiones para “apuntalar” la infraestructura existente, incluyendo la modernización (en algunos casos) y la construcción de nuevas centrales termoeléctricas, que continuarán siendo la columna vertebral de la generación base durante muchos años más. Las alternativas siguientes considerarán tendencias mundiales, y las condiciones particulares de la economía cubana. Por otro lado, cambios más radicales en el entorno interno y externo podrían dar paso a un abanico más amplio de opciones.⁷¹

Algunos elementos básicos de la transformación se han esbozado por las propias autoridades, comenzando por la necesaria mutación de la matriz de generación eléctrica, tanto en el sentido del mejoramiento de las capacidades instaladas en fuentes convencionales como en la incorporación de combustibles más limpios. Entre ellos se podría considerar el gas natural licuado (LNG), aprovechando su menor impacto ambiental y su disponibilidad en el mercado internacional. Un proyecto de referencia es la planta de Energía del Pacífico en El Salvador, a base de LNG. La instalación tiene una capacidad de 380 MW y logró una disponibilidad superior al 97 % en 2024. La inversión total fue superior a los 1000 millones de USD.⁷²

⁷⁰ Alfonso Hernandez, “Cuba extiende las restricciones de las cuentas en divisas a todas las empresas extranjeras - EFE”, EFE Noticias, el 20 de noviembre de 2025, <https://efe.com/economia/cuba-divisas-empresas-extranjeras/>.

⁷¹ Una alternativa de reformas específicas para el sector se puede encontrar en Juan Belt, “The Cuban Power Sector: the Achilles Heel of the Economy”, ASCE’s 35th Annual Meeting, Miami, el 24 de octubre de 2025.

⁷² Karla Alfaro, “Energía del Pacífico generó 1 185 GWh en el primer semestre de 2025 - La Prensa Gráfica”, el 26 de agosto de 2025, <https://www.laprensagrafica.com/economia/Energia-del-Pacifico-genero-1185-GWh-en-el-primer-semestre-de-2025-20250826-0076.html>.

Estas soluciones requieren instalaciones para la regasificación del LNG. Las Terminales Flotantes de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado (FSRU por sus siglas en inglés), como la implementada con éxito en El Salvador con la unidad BW Tatiana, representan una solución tecnológica ventajosa para países pequeños con limitaciones de recursos financieros y técnicos. Con una inversión inicial de aproximadamente 330 millones de USD frente a los 1 000 millones de USD que requiere una terminal terrestre equivalente, las FSRU reducen las barreras de entrada al permitir esquemas de arrendamiento que limitan la inversión de capital para infraestructura de amarre y recepción terrestre.⁷³ Su rapidez de despliegue, entre 14 y 18 meses, frente a los 38 meses de una terminal convencional, permite a las naciones en desarrollo responder ágilmente a crisis energéticas. La flexibilidad operacional resulta crucial para economías pequeñas. Las FSRU pueden reubicarse según fluctúe la demanda, adaptarse a puertos con limitaciones de espacio, y funcionar como solución temporal mientras se desarrolla infraestructura permanente o se explotan recursos gasíferos nacionales.

Otro eje, y quizá en perspectiva el decisivo, es el incremento en la participación de las fuentes renovables. ***Entre las opciones más interesantes para Cuba se encuentran el aprovechamiento de la biomasa cañera (bagazo) y la producción de etanol a partir del guarapo.***

Con una zafra de 17 millones de toneladas de caña de azúcar en Cuba, utilizando tecnologías modernas de cogeneración de vapor y electricidad actualmente implementadas en Brasil y República Dominicana, el bagazo generado permitiría producir aproximadamente entre 1 700 y 2 200 GWh de electricidad al año, asumiendo parámetros de rendimiento típicos de plantas eficientes (80–130 kWh/ton caña).⁷⁴ Esto representaría un aporte neto a la red equivalente a más del 6 % de la generación bruta en un año como el 2019 (Tabla 1). Asimismo, la energía eléctrica producida es despachable, por lo que puede integrarse a la generación base para aportar estabilidad al SEN, en medio del crecimiento de otras fuentes renovables con cierto grado de intermitencia.

En adición, si la mitad del guarapo extraído se destinara a la producción de etanol, se podrían obtener unos 442 millones de litros de etanol en esa campaña, lo que equivaldría al 64 % del consumo de gasolina en un año como el 2023. La recuperación de la agroindustria cañera tiene otras ventajas, entre ellas el efecto ambiental netamente positivo, la creación de oportunidades de empleo

⁷³ "LNG Terminals – Land-Based vs. Floating Storage and Regasification Technology", Wartsila.Com, el 18 de mayo de 2018, <https://www.wartsila.com/insights/article/lng-terminals-land-based-vs-floating-storage-and-regasification-technology>; Molly, "Is Floating LNG Really the Best Option for Emerging Economies?", Offshore Technology, el 4 de abril de 2017, <https://www.offshore-technology.com/features/-featureis-floating-lng-really-the-best-option-for-emerging-economies-5778131/>. How FSRU's Are Impacting LNG Market Evolution - Timera Energy, el 9 de julio de 2018, <https://timera-energy.com/blog/how-fsrus-are-impacting-lng-market-evolution/>.

⁷⁴ Como referencia, las centrales actuales alcanzan a generar una media de 37 Kwh por tonelada de caña. Esto, junto a la baja disponibilidad de la gramínea, determinan ventas mínimas a la red, con años en los que el aporte ha sido negativo. "Bioenergía, otra alternativa en el cambio sostenible de la matriz energética cubana - Cubadebate"

en zonas rurales y el potencial para llevar la actividad económica más allá de los polos dinámicos actuales.

Tabla 1. Parámetros y resultados fundamentales de una proyección de generación de electricidad basada en biomasa cañera.

Parámetro	Valor estimado
Caña molida (zafra total)	17 000 000 t
Bagazo total generado	5 100 000 t (suponiendo 30 % como tasa de producción de bagazo)
Electricidad aprovechable (kWh/ton caña) (moderna)	100–130
Electricidad total (GWh)	1 700–2 200 (30% consumo del central, el resto se vende a la red).
Rendimiento de guarapo/ton caña	65 %, aprox. 650 litros / ton
Guarapo total generado (mitad dedicado a etanol)	5 525 000 000 litros (50 % del total)
Rendimiento etanol/guarapo (litros/litro de jugo)	aprox. 80 litros / 1000 litros guarapo)
Etanol producido (50 % de guarapo)	aprox. 442 000 000 litros

Fuente: Cálculos del autor basados en fuentes diversas. ⁷⁵

Sin embargo, la zafra de 2025 quedó por debajo de las 150 000 toneladas de azúcar, por lo que la cosecha de la gramínea fue menor a 2 millones de toneladas. La escasez de caña de azúcar determina la viabilidad en el uso de esta fuente renovable. ⁷⁶

La adopción a gran escala de tecnologías para aprovechar la energía del sol se alinea con tendencias contemporáneas del sector y tiene mucho sentido para un país bien dotado de ese recurso. ⁷⁷ Su incorporación representa una vía imprescindible para la diversificación y la descarbonización del sistema energético, pero enfrenta limitaciones derivadas de la variabilidad e intermitencia de

⁷⁵ Moses Jeremiah Barasa Kabeyi y Oludolapo Akanni Olanrewaju, “Bagasse Electricity Potential of Conventional Sugarcane Factories”, *Journal of Energy* 2023, núm. 1 (2023): 5749122, <https://doi.org/10.1155/2023/5749122>; Anselmo Fioranelli y Waldir A. Bizzo, “Generation of surplus electricity in sugarcane mills from sugarcane bagasse and straw: Challenges, failures and opportunities”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 186 (octubre de 2023): 113647, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113647>; Aldair Gongora y Dorien Villafranco, “Sugarcane bagasse cogeneration in Belize: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 96 (noviembre de 2018): 58–63, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.034>.

⁷⁶ A Álvaro Reynoso se le atribuye una frase que dice más o menos así: “El azúcar se hace en el campo, solo se extrae en el central”.

⁷⁷ Según este estudio, Cuba tendría el 84to potencial más elevado en generación fotovoltaica, con una relativamente baja variabilidad estacional. World Bank, “Global Photovoltaic Power Potential by Country | Data Catalog”, consultado el 3 de diciembre de 2025, <https://datacatalog.worldbank.org/search/dataset/0038379/global-photovoltaic-power-potential-by-country>.

estas fuentes, en especial durante los picos nocturnos de demanda. El despliegue de sistemas de almacenamiento en baterías resulta esencial para compensar las fluctuaciones rápidas de la frecuencia y del voltaje, lo que permite una operación estable y segura de la red eléctrica nacional. Aunque incipientes en Cuba, estos sistemas son clave para garantizar la estabilidad, flexibilidad y resiliencia de la red y constituyen un reto tecnológico y financiero prioritario para la transición energética sostenible.

Inversiones de referencia para cerrar la brecha de oferta

Este ejercicio tiene un propósito estrictamente informativo y se basa en los planes e información pública difundidos por las autoridades cubanas en distintos momentos.⁷⁹ Por tanto, debe leerse como un escenario de referencia (no una proyección) y está sujeto a alta incertidumbre. Se asume que completar las inversiones estimadas permitiría eliminar los apagones por déficit de generación; no obstante, mientras los combustibles fósiles sigan dominando la matriz, la continuidad del servicio dependerá de importaciones suficientes y estables de combustible.

Para estimar el costo de reconstrucción de la generación térmica se requiere un punto de partida verificable. Se tomó como línea base el crédito ofrecido por Rusia en 2014 (1 200 millones de EUR; aproximadamente 1 360 millones de USD), que valoraba la instalación de 800 MW en cuatro unidades de 200 MW. El costo unitario implícito de esa oferta (USD 1 700/kW en 2014) permite calibrar el análisis y actualizarlo a dólares de 2024, incorporando además un programa posterior orientado a la rehabilitación de cuatro unidades con capacidad de generación de 100 MW.⁸⁰ Este enfoque sigue siendo pertinente porque responde a déficits que no han variado de forma sustantiva.

Para las energías renovables se utilizó como referencia el programa del Ministerio de Energía y Minas, desagregado por fuentes y capacidades. Los costos unitarios provienen de información pública de proveedores (principalmente chinos) y de proyectos ejecutados (o en ejecución), como la bioeléctrica del central Ciro Redondo, los parques eólicos Herradura 1 y 2, los nuevos parques solares fotovoltaicos, y el reporte Renewable Power Generation Costs in 2024 de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés).

⁷⁸ La empresa eléctrica estatal (Unión Eléctrica, UNE) anunció un proyecto que espera concluir en 2026 y que contempla la instalación de cuatro unidades de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) de 50 MW cada una, distribuidas en dos emplazamientos en La Habana (Cotorro y CUJAE) y dos en la zona oriental (Holguín y Granma). El objetivo principal es contribuir a la regulación de la frecuencia de la red compensando las fluctuaciones rápidas de la generación, y no suministrar electricidad después del ocaso. Wennys Díaz, "Instalan sistemas de baterías para controlar variaciones de frecuencia provocadas por los parques solares", Granma.cu, el 5 de agosto de 2025, <https://www.granma.cu/cuba/2025-08-05/instalan-sistemas-de-baterias-para-controlar-variaciones-de-frecuencia-provocadas-por-los-parques-solares>.

⁷⁹ "Políticas y Lineamientos", Ministerio de Energía y Minas, el 16 de marzo de 2021, <https://www.minem.gob.cu/es/actividades/energias-renovables-y-eficiencia-energetica/politicas-y-lineamientos>.

⁸⁰ Cubadebate, Rusia participará en la modernización y recuperación del sistema energético de Cuba - Cubadebate, Economía, el 20 de junio de 2025, <http://www.cubadebate.cu/noticias/2025/06/19/rusia-participa-en-la-modernizacion-y-recuperacion-del-sistema-energetico-de-cuba/>.

Tabla 2. Cálculo de inversiones necesarias en el sector eléctrico
(millones de USD de 2024)

Tecnología	Capacidad (MW)	Nº Proyectos	Costo USD (USD/kW)	Inversión (USD million)
Térmica convencional	800	4	\$1,495	\$1,196
Térmica convencional (reparación)	400	4	\$598	\$239.2
Bioeléctricas (biomasa cañera)	550	16	\$2,807	\$1,543.8
Eólica terrestre	809	15	\$2,118	\$1,705
Solar fotovoltaica	2,012	92	\$732	\$1,472
Biogás	183	Múltiples	\$1,710	\$313.6
Hidroenergía	56	74	\$2,534	\$142.2
Total	4,261	-	-	\$6,611.8

Fuente: los cálculos toman como referencia la información pública disponible, se ajustan por inflación, y se incluye un factor que refleja los cambios en el costo de las distintas tecnologías. Para el biogás se asumió que se desarrolla la mitad del potencial identificado por las autoridades. Fuentes ⁸¹

El resultado sugiere un requerimiento de inversión superior a 6 600 millones de USD (Tabla 2). ⁸² A esa cifra habría que añadir montos relevantes que no están incluidos: rehabilitaciones térmicas adicionales, recuperación de la generación distribuida, y la modernización de transmisión y distribución (redes, subestaciones), además de nuevas capacidades de almacenamiento.

Dentro del componente renovable, el mayor foco de incertidumbre es la biomasa cañera. Su viabilidad depende de una recuperación pronunciada de la producción de caña y de la infraestructura agroindustrial, lo que implicaría inversiones adicionales significativas fuera del sector eléctrico.

Finalmente, los planes oficiales suponen una demanda de 29 951 GWh en 2030, asociada, entre otros factores, a una posible electrificación parcial del transporte. En el contexto actual, esa cifra parece elevada: equivale a casi el doble de la generación registrada en 2025 y supera ampliamente el máximo alcanzado en

⁸¹ Cubadebate, "Cuba proyecta recuperar más de 400 MW de potencia e incorporar otros 500 MW por nuevas inversiones antes de finalizar el año (+ Video)", consultado el 13 de diciembre de 2025, <https://www.minem.gob.cu/es/print/noticias/minem/cuba-proyecta-recuperar-mas-de-400-mw-de-potencia-e-incorporar-otros-500-mw-por>; Ministerio de Energía y Minas, "Políticas y Lineamientos", Ortelio Martínez, "El tiempo muerto del Ciro Redondo y la bioeléctrica", Granma.cu, el 16 de enero de 2024, <https://www.granma.cu/cuba/2024-01-16/el-tiempo-muerto-del-ciro-redondo-y-la-bioelectrica-16-01-2024-20-01-59>.

⁸² Gobierno de Cuba, First Nationally Determined Contribution (updated). Republic of Cuba (2020), <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Cuban%20First%20NDC%20%28Updated%20submission%291.pdf>.

2019. En consecuencia, las necesidades de inversión de mediano plazo podrían ser algo menores si la demanda efectiva resulta inferior; sin embargo, una recuperación económica sostenida podría volver a presionar la demanda por encima de los niveles previstos.

En el corto plazo, la reducción de apagones dependerá de incorporar capacidad temporal (por ejemplo, plantas flotantes) y de garantizar un suministro estable de combustible. En el mediano y largo plazo, la solución requiere inversiones cuantiosas para estabilizar la generación térmica, expandir renovables y, en el caso de la biomasa, rehabilitar la agroindustria azucarera.

Por qué la modernización de la red eléctrica requiere una reforma económica

La crisis eléctrica en Cuba es a la vez causa y consecuencia del estancamiento económico y de la insuficiente transformación estructural del país. Un sistema de generación, transmisión y distribución confiable es un pilar para acelerar el crecimiento: reduce costos, asegura continuidad productiva y viabiliza nuevos sectores. En particular, una red eléctrica moderna es condición para el despegue de los servicios digitales, el desarrollo de software, la modernización del sistema financiero y el comercio electrónico, actividades que dependen de un suministro estable.

En el plano productivo, una oferta suficiente de electricidad permitiría elevar la competitividad industrial y agrícola. Sistemas de riego, refrigeración y transporte podrían operar con menos pérdidas y mejor integración en cadenas de valor. Asimismo, las manufacturas de mayor intensidad tecnológica requieren energía constante y de calidad para ampliar su producción y competir en mercados externos. La electrificación del transporte, tendencia global en marcha, también depende de fortalecer en gran medida la capacidad de generación; y, si se busca reducir emisiones, la matriz no puede seguir anclada a combustibles fósiles. La única trayectoria con proyección es avanzar hacia una descarbonización basada en renovables.

A la vez, un mayor crecimiento genera los excedentes necesarios para financiar las inversiones que demanda la modernización del SEN. No se trata solo de aumentar el PIB, sino de dinamizar sectores transables que mejoren el balance externo, reduzcan el riesgo país y faciliten recuperar el acceso al crédito internacional y la inversión extranjera. Ambos serán indispensables, no solo por el financiamiento, sino por la transferencia tecnológica en renovables, redes inteligentes y almacenamiento.

Por ello, ***no habrá una solución sostenible al problema eléctrico sin cambios que devuelvan viabilidad a la economía. Una reforma creíble del modelo es condición ineludible para atraer capital, movilizar crédito y, también, para que la economía genere incentivos y capacidades que sostengan la transformación del sector.*** Un programa serio de reformas es el primer paso para volver a los mercados internacionales de capital. La escala de recursos requerida no puede movilizarse solo dentro de la Isla; la inversión extranjera y el financiamiento externo serán esenciales. Pero ni prestamistas ni inversionistas se comprometerán sin garantías de un programa realista, con reglas claras y retornos razonables.

En ese marco, avanzar hacia un entorno donde los precios reflejen la escasez y la demanda es clave para mejorar la eficiencia y sostenibilidad. La transición a tarifas que reflejen costos reales puede graduarse en el corto plazo, pero es necesaria para transmitir señales correctas, incentivar el ahorro y ordenar la demanda. A medida que se clarifiquen los precios, los subsidios deben rediseñarse y focalizarse en los hogares más vulnerables, para evitar distorsiones que promueven el uso ineficiente del recurso.

En el corto plazo, la crisis energética es un obstáculo adicional para el sector privado: eleva costos, obliga a destinar recursos a generación de respaldo y combustible, y se agrava con el racionamiento y la exigencia de invertir en renovables para grandes consumidores. Esto frena la expansión de los negocios, penaliza actividades intensivas en energía y genera pérdidas frecuentes, especialmente donde se manejan insumos y productos perecederos.

A fines de febrero de 2026, la administración Trump aclaró que las exportaciones de combustible a entidades privadas en Cuba ya no requieren licencias ni están sujetas a límites de cantidad, y además abrió la puerta a la emisión de licencias para la reexportación a Cuba de petróleo de origen venezolano con los mismos fines. Esto puede aliviar la escasez en algunas áreas, pero no queda claro cómo pudiera mejorar la generación de electricidad a partir de un sector privado que no opera instalaciones industriales de generación.

Al mismo tiempo, el contexto abre espacio para que nuevos actores contribuyan a la salida de la crisis. Aprovechando el capital humano calificado, han surgido emprendimientos que, en alianza con proveedores externos, instalan paneles solares y sistemas híbridos en viviendas, comercios y pequeñas industrias, bajo estándares técnicos internacionales. Con un marco regulatorio adecuado, estos

actores podrían escalar hacia proyectos mayores y convertirse en un componente relevante de la generación distribuida. De forma similar, empresas privadas vinculadas al manejo de residuos agropecuarios y orgánicos podrían acelerar la adopción de biodigestores y pequeñas plantas de biogás. Lo anterior contribuiría a diversificar la matriz y atender problemas ambientales locales.

La experiencia internacional sugiere, además, que MIPYMES de servicios energéticos (auditorías, eficiencia, mantenimiento y automatización) pueden lograr reducciones apreciables del consumo final si operan con reglas claras y acceso a financiamiento. En ese sentido, el desafío central no es solo la magnitud de la crisis, sino la capacidad del Estado para crear un entorno de incentivos ⁸³ que libere el potencial de este tejido emergente y favorezca una transición energética más resiliente y descentralizada.

Finalmente, un mayor dinamismo económico, acompañado de políticas específicas, también permitiría mejorar la eficiencia energética mediante la sustitución de equipos domésticos obsoletos, moderando el crecimiento de la demanda. Recuperar la viabilidad económica es urgente para revertir el colapso de la red

⁸³ La tarifa vigente para un productor residencial que venda electricidad a la UNE es de 6 CUP por cada kWh entregado al SEN, en cualquier horario del día. Usando un tipo de cambio de 438 CUP/USD, esto supone 1,4 centavos de USD por kWh. Una revisión rápida de tarifas similares en la región informa que: son 5-9 centavos en República Dominicana, 11 en Jamaica, 16 en Honduras, y 18 en El Salvador (variable según licitación). Lo que existe ahora va muy a la zaga de otros países de la región, y de las propias urgencias de la Isla.

Sin energía, no hay país.

La crisis de generación eléctrica en Cuba

SOBRE EL AUTOR

RICARDO TORRES PÉREZ es investigador y profesor adjunto en el Centro de Estudios Latinoamericanos y Latinos de American University en Washington DC. Tiene un doctorado en Economía de la Universidad de La Habana y fue profesor del Centro de Estudios de la Economía Cubana (CEEC). Ha recibido becas de la Universidad de Harvard, la Universidad de Columbia, la Universidad Americana, la Sorbonne Nouvelle de Paris 3 y el Banco Central de Finlandia. Ha publicado varios libros y artículos en revistas internacionales. Fue editor jefe de la serie Miradas a la Economía Cubana. También forma parte del consejo editorial del International Journal of Cuban Studies. Ha testificado ante la Comisión de Comercio Internacional de Estados Unidos y es citado con frecuencia en medios impresos y de radiodifusión. Desarrolla su investigación en torno al desarrollo económico y la reforma de sistemas económicos en Cuba y América Latina.

SOBRE EL CUBA STUDY GROUP

El CUBA STUDY GROUP es una organización sin fines de lucro y no partidista, integrada por líderes empresariales y jóvenes profesionales cubanoamericanos que comparten una visión de una Cuba libre, soberana, inclusiva y próspera, que brinde oportunidades a todos sus ciudadanos para que puedan alcanzar sus aspiraciones. Nuestro objetivo es poner al servicio del pueblo cubano nuestra experiencia colectiva en aptitudes de liderazgo, solución de problemas y generación de riqueza. Al ayudar a eliminar obstáculos, tanto externos como internos, procuramos facilitar el cambio, empoderar a los individuos, y promover el desarrollo de la sociedad civil en Cuba. No recibimos, ni aceptamos, financiamiento por parte de ninguna fuente gubernamental estadounidense ni subcontratista financiado por el gobierno de Estados Unidos.