



Informe Mensual de Operación Real

Abril 2025

Fuente: Basado en el informe oficial de las operaciones reales de abril 2025 del Organismo Coordinador



Resumen Ejecutivo

El siguiente resumen destaca los aspectos más relevantes de la operación del sector eléctrico en República Dominicana en abril 2025.

Fuentes de energías y tecnologías de generación abastecidas

- **Energía bruta total:** 2,001.94 GWh.
- Día de máxima demanda: **10 de abril (72.75 GWh).**
- Demanda horaria pico: **3,424.88 MW (9 de abril, periodo P21).**

- **Principales generadores:**
 - EGEPC (17.22%)
 - EGEHAINA (11.60%)
 - CESPM (8.54%)
 - AES ANDRÉS (8.32%).
- **Fuentes primarias dominantes:**
 - Gas natural (43.12%)
 - Carbón (26.26%)
 - Fuel Oil No. 6 (10.41%).
- **Participación renovable:**
20.21% (incluye solar, eólica, hidroeléctrica y biomasa).

Calidad de la Frecuencia y Voltaje

- **Frecuencia:**

- Incumplimiento en rango ± 0.15 Hz: 1.75% debajo de la meta (97.25% vs. 99% requerido).
- **Días críticos:** 5, 18 y 19 de abril (variaciones por generación solar fotovoltaica y actuación del EDAC).

- **Voltaje:**

- Niveles óptimos en 345 kV (100%), pero críticos en 69 kV (98.64%).
- **Día más crítico:** 2 de abril (problemas en subestaciones Duvergé y Monte Plata Solar por falta de compensación reactiva).



Eventos Relevantes

Total de eventos: 33 eventos registrados.

Eventos por tipo

- 84.85% por actuación del EDAC (Esquema de Deslastre Automático de Carga).
- 28 eventos vinculados a disminución de generación solar fotovoltaica.
- 2 eventos por fallas en generadores (Punta Catalina 1 y Estrella del Mar 3).

Causas principales:

Causa principal: Variabilidad en generación renovable no convencional (76% de los casos).



Restricciones Operativas

- **Programación diaria:**
 - 279 horas por control de tensión (principalmente en zonas Norte y Este).
 - 6 horas por control de flujo.
- **Operación en tiempo real:**
 - 201.61 horas por control de tensión.
 - 13.33 horas por control de flujo.
- **Áreas críticas:**
La Vega, San Francisco, Higüey y Navarrete (bajos niveles de tensión).

Costos Operativos

- **Desviación del 5.13%** el 18 de abril (costo real vs. programado).
- **Costo real aumentó 46.01%** vs. abril 2024 (+MM RD\$2,340.80).



Desviaciones de la Demanda

-7.11% vs. programa mediano plazo.

-0.36% vs. programa diario corto plazo.

Disponibilidad de generación:

Unidades con mayores desviaciones (>10%): Jimenoa, Las Damas, Aguacate 1 y 2.



Energía No Suministrada

- **Total: 15.16 GWh**
(equivalente a 0.76% de la energía bruta).
- **Causas principales:**
 - Mantenimientos programados (36.62%).
 - Protección de equipos de distribución (34.67%)
- **Distribuidoras más afectadas:** EDESUR (6,486.35 MWh) y EDESTE (5,240.11 MWh).



Producción y capacidad

- Rendimiento renovable:
 - Máxima participación renovable: 45.74% (6 de abril, periodo P13).
 - Vertimiento (curtailment): 4,597 MWh en abril.
- Factor de planta destacado:
 - Solar: Parque Fotovoltaico Los Negros (31.88%).
 - Eólico: Parque Eólico Guanillo (41.30%).
- Capacidad instalada total: **6,085.34 MW**.
- Disponibilidad real promedio: **3,676.04 MW (60.4% de la capacidad instalada)**.

Factor de planta (renovables) destacado en abril 2025

- Solar: **Parque Fotovoltaico Los Negros (31.88%).**
- Eólico: **Parque Eólico Guanillo (41.30%).**





Mantenimientos

- Ejecución: **71.70%** (76 de 106 mantenimientos planificados).
- Suspendidos: **30** (23 por ETED).
- Zona con más actividades: Sur (**27 mantenimientos ejecutados**).

Matriz de Riesgo

La matriz de riesgo se construye evaluando la **probabilidad** de que ocurra un evento y su **impacto** en el sistema eléctrico.

Riesgo	Probabilidad	Impacto	Nivel de Riesgo	Acciones Recomendadas
Inestabilidad por variabilidad renovable	Alta	Crítico	Alto	Almacenamiento energético; pronósticos mejorados; reservas rotantes.
Alza continua de costos operativos	Alta	Crítico	Alto	Acelerar transición a renovables; contratos a largo plazo de gas.
Fallas en transmisión (69 kV)	Media	Alto	Medio-Alto	Plan de renovación de redes; compensación reactiva urgente.

Riesgo	Probabilidad	Impacto	Nivel de Riesgo	Acciones Recomendadas
Bajo factor de planta en renovables	Media	Medio	Medio	Auditoría técnica; optimización de operación o repotenciación.
Vertimiento de energía renovable	Alta	Medio	Medio	Inversión en almacenamiento; regulación para priorizar inyección renovable.
Incumplimiento de mantenimientos	Baja	Medio	Bajo	Revisión de protocolos con ETED; sanciones por incumplimiento.

Matriz FODA



Fortalezas

Exceso de capacidad: 6,085 MW instalados vs. demanda máxima de 3,425 MW.

Mix diversificado: Gas (43%), carbón (26%), renovables (20%), fuel oil (10%).

Gestión de restricciones: Identificación clara de cuellos de botella.

Monitoreo riguroso: Seguimiento de frecuencia, voltaje y costos.



Oportunidades

Inestabilidad en frecuencia: Incumplimiento recurrente del estándar (-1.75%).

Voltaje crítico: Solo 98.6% en rango (meta 100%), especialmente en Duvergé/Monte Plata.

Alta dependencia térmica: 80% generación no renovable, vulnerable a precios.

Mantenimientos atrasados: Solo 72% ejecutados; 23 suspendidos.



Debilidades

Potencial renovable: Alta radiación solar (récord 46%) y eólica subutilizada.

Reducción de costos: Más renovables bajarían costos operativos (+46% anual).

Optimizar voltaje: Invertir en capacitores para zonas críticas (Norte/Este).

Almacenamiento: Solucionaría vertimientos (4,597 MWh) y estabilizaría frecuencia.



Amenazas

Volatilidad combustibles: Costo operativo +46% (RD\$2,341 MM), impacta tarifas.

Eventos EDAC: 85% de 33 eventos causaron deslastres, afectando confiabilidad.

Infraestructura vieja: Causó 35% de la energía no suministrada.

Cambio climático: Aumenta riesgo por variabilidad solar.



Conclusiones relevantes

Inestabilidad en frecuencia: Incumplimiento recurrente de estándares RALGE (-1.75%), agravado por variabilidad solar.

Voltaje crítico en redes 69 kV: Solo 98.64% dentro de rango (meta 100%), requiriendo compensación reactiva urgente.

Dependencia de combustibles: 79.8% generación térmica, expuesta a volatilidad de precios (+46% costo operativo).

Desaprovechamiento renovable: Vertimiento de 4,597 MWh y baja utilización eólica (ej. factor planta 2.74% en Los Cocos 2).



Recomendación prioritaria:

Optimizar integración renovable con almacenamiento, reemplazar líneas vulnerables y fortalecer compensación reactiva para reducir inestabilidad y eventos EDAC.



Acciones clave:

Compensación reactiva urgente (69 kV)

📍 Implementar bancos de capacitores en 10 subestaciones críticas (ejemplo de algunas de estas son: Duvergé, Monte Plata Solar, Higüey)

✅ Impacto:

- Elevar calidad de voltaje a 99.5%+ (cumpliendo RALGE Art. 149)
- Reducir 40% restricciones por bajo voltaje

💰 Inversión: USD 15M (presupuesto existente de modernización)

Proyecto piloto de almacenamiento (BESS)

 Despliegue de 50 MW/100 MWh en zonas solares/eólicas (Girasol, Guanillo)

 Plazo: primer trimestre del año 2026

 Impacto:

- Aprovechar 4,597 MWh mensuales de energía vertida (ahorro USD 275K/mes)
- Mitigar eventos EDAC por variabilidad renovable

 **Financiamiento: Alianza público-privada (generadoras + banca multilateral)**

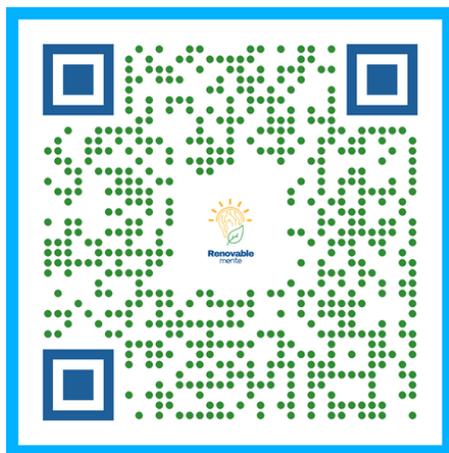
Justificación de prioridad:

 Riesgo eléctrico: Nivel crítico en redes 69 kV (98.64% vs. 100% meta)

 Pérdida económica: Vertimientos equivalen al 2.3% de generación mensual

 ROI atractivo: Ambas iniciativas con retorno <5 años y reducen sanciones regulatorias

*"Estas acciones abordan debilidades clave del sistema: inestabilidad de red y subutilización renovable, con impacto tangible en 6-12 meses.



Escanea para renovarte de información



contacto@renovablemente.com