



Renovable
mente

Informe mensual de Operación Real

Mayo 2025

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



Resumen Ejecutivo

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



Calidad de la operación

Frecuencia:

- **Incumplimiento normativo:** La frecuencia estuvo fuera del rango permitido ([59.75–60.25 Hz]) el 1.09% del tiempo (meta: 99.80%). En el rango estrecho ([59.85–60.15 Hz]), el incumplimiento fue del 1.85% (meta: 99%).
- **Días críticos:** 7, 10 y 18 de mayo, causados por variaciones en generación fotovoltaica y eventos como disparos de líneas de transmisión y centrales (ej: LT Matadero-Embajador, centrales Itabo 1-2).
- **Causa principal:** Volatilidad de la generación solar no gestionada adecuadamente.

Voltaje:

- Cumplió en **345 kV** (100%), pero presentó desviaciones en niveles inferiores:
 - **230 kV**: 99.79% (meta 100%).
 - **138 kV**: 99.58%.
 - **69 kV**: **98.57%** (el más crítico, -1.43% vs. meta).
- **Zonas problemáticas**: Samaná, Cruce de Ocoa, Pimentel, Hato Mayor 2 (falta de compensación reactiva).



Eventos relevantes

- **Total de eventos: 42**, distribuidos en:
 - **EDAC (Esquema de Deslastre Automático): 69.05%** (29 eventos).
 - **Transmisión: 28.57%** (12 eventos).
 - **Generación: 2.38%** (1 evento).
- **Causa predominante: Disminución de generación renovable no convencional** (solar), vinculada al 69% de los eventos.
- **Protecciones:** Operaron correctamente en **93%** de los casos (meta no especificada).



Restricciones Operativas

- **Control de flujo:** 44.97 horas (tiempo real), principalmente por sobrecargas en autotransformadores (ej: Palamara) y líneas (ej: San Pedro 2 - San Pedro).
- **Control de tensión:** 257.82 horas (tiempo real), concentradas en zonas norte (La Vega, Nagua, Sánchez) por escenarios demanda/generación desfavorables.
- **Soluciones aplicadas:** Despacho forzado de centrales (Pimentel 4, La Vega) y deslastre de carga.



Desempeño económico y demanda

Costos operativos:

- **Desviación vs. programa diario:** -0.75% (menor costo real).
- **Aumento interanual:** +9.82% (vs. mayo 2024).

Demanda energética:

- **Máxima diaria:** 80.05 GWh (23 de mayo, +10.03% vs. abril 2025).
- **Máxima horaria:** 3,757.71 MW (23 de mayo, periodo P22).

Desviaciones programación vs. realidad:

- **Energía abastecida:** -0.97% vs. programa diario.
- **Horaria:** 34 periodos con desviaciones >10% (días 15 y 16 críticos).

Generación de energía

- **Mix energético:**
 - **Fósiles:** 78.27% (gas natural 38.55%, carbón 30.68%, FO#6 9.04%).
 - **Renovables: 21.73%** (solar 8.74%, viento 4.80%, agua 7.23%, biomasa 0.97%).
- **Tecnologías predominantes:**
 - Turbinas de vapor (31.64%), ciclo combinado (25.94%), motores diésel (21.32%).
- **Nuevos proyectos:** Parques fotovoltaicos Cotoperí I-II-III (48.06 MW cada uno) iniciaron operación el 6 de mayo.
- **Vertimiento (curtailment) renovable: 16,015 MWh** (mayor pérdida: 2,742 MWh en un evento no especificado).





Capacidad y Mantenimiento

- **Capacidad instalada:** 6,229.52 MW.
- **Disponibilidad real promedio:** 3,999.46 MW (64.2% de la capacidad instalada).
- **Mantenimiento:**
- **Ejecutados:** 71 de 95 programados (**74.74%**).
- **No ejecutados:** 24 (25.26%), 17 por responsabilidad de ETED.
- **Zona norte:** Mayor ejecución (15 de 21 planificados).



Energía no suministrada

- **Total: 25.00 GWh**
(equivalentes a ~2 horas de máxima demanda).
- **Causas principales:**
- Mantenimientos programados (42.38%).
- Protección de equipos de distribución (31.17%).
- Salidas de transmisión (11.86%).
- **Distribuidoras más afectadas:**
EDESTE (13,197 MWh),
EDESUR (7,815 MWh).

Matriz de Riesgos del SENI - Mayo 2025

Priorización de riesgos basada en **probabilidad** (frecuencia de ocurrencia) e **impacto** (consecuencias técnicas/económicas).

Escala:

Probabilidad: Alta (☆☆☆), Media (☆☆), Baja (★).

Impacto: Crítico (🔥🔥🔥), Moderado (🔥🔥), Limitado (🔥).



N°	Riesgo	Probabilidad	Impacto	Nivel de Riesgo	Acciones Recomendadas
1	Inestabilidad de frecuencia	★★★	🔥🔥🔥	ALTO	Mejorar pronósticos solares; habilitar reservas giratorias; optimizar respuesta del EDAC.
2	Bajo voltaje en redes 69 kV	★★★	🔥🔥🔥	ALTO	Instalar compensadores reactivos en Samaná, Pimentel, Hato Mayor; revisar planes de refuerzo de red.
3	Eventos EDAC por volatilidad solar	★★★	🔥🔥	ALTO	Integrar sistemas de almacenamiento (baterías); ajustar protocolos de despacho para renovables.
4	Restricciones operativas (flujo/tensión)	★★★	🔥🔥	ALTO	Acelerar mantenimiento de líneas críticas (ej: LT 138 kV San Pedro-San Pedro); optimizar topología de red.
5	Energía no suministrada por mantenimientos	★★★	🔥🔥🔥	ALTO	Coordinar con ETED para ejecutar 100% de mant. programados; compensar a usuarios afectados.
6	Alta dependencia de combustibles fósiles	★★★	🔥🔥	MEDIO-ALTO	Acelerar licitaciones de renovables; incentivar inversión en almacenamiento.
7	Desviaciones >10% en demanda/generación	★★	🔥🔥	MEDIO	Implementar penalizaciones por desviaciones injustificadas; mejorar modelos de pronóstico.
8	Vertimiento de energía renovable	★★	🔥🔥	MEDIO	Habilitar mercados de flexibilidad; usar excedentes para hidrógeno verde o bombeo.
9	Fallas en protecciones de transmisión	★★	🔥🔥🔥	MEDIO	Auditar esquemas de protección; actualizar equipos en líneas N-2 (ej: Itabo-Haina)

Conclusiones y problemas críticos

- **Frecuencia inestable:** Vinculada a la volatilidad de la generación solar.
- **Voltaje en 69 kV:** Incumplimiento recurrente (-1.43%), requiere refuerzo de compensación reactiva.
- **Alta dependencia de fósiles:** 78.27% de la generación, con renovables aún limitadas (21.73%).
- **Eventos EDAC:** 69% de los incidentes por caídas en generación solar, señalando necesidad de mejor pronóstico y reservas.
- **Restricciones operativas:** 302.79 horas (flujo + tensión), evidenciando cuellos de botella en la red.
- **Mantenimientos pendientes:** 25.26% no ejecutados, impactando confiabilidad.

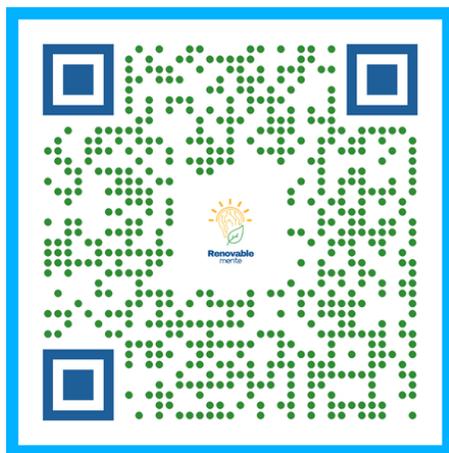




Recomendaciones

- **Integración renovable:** Mejorar pronósticos solares y almacenamiento para reducir eventos EDAC y vertimientos.
- **Refuerzo de red:** Inversión en compensación reactiva (especialmente en 69 kV) y modernización de líneas sobrecargadas.
- **Optimización de mantenimiento:** Coordinar con ETED para ejecutar el 100% de los planes.
- **Diversificación energética:** Acelerar incorporación de renovables para reducir dependencia de fósiles (gas y carbón).
- **Monitoreo de desviaciones:** Implementar correcciones en tiempo real para minimizar brechas entre programa y operación.

El sistema muestra resiliencia en niveles altos de tensión (345 kV), pero requiere acciones urgentes en media/baja tensión y gestión de renovables para cumplir metas regulatorias (RALGE).



**Escanea para renovarte de
información**



contacto@renovablemente.com