

Documento:	Informe restricciones operativas región Caribe y acciones de mitigación
Grupo:	Grupo de Gestión del Sector Eléctrico Colombiano
Fecha:	16 de junio de 2026

Informe restricciones operativas región Caribe y acciones de mitigación adoptadas por empresas prestadoras del servicio

La situación operativa crítica que atraviesa el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en la región Caribe de Colombia durante el bimestre de mayo y junio de 2026 evidencia una convergencia severa de riesgos que dificulta la prestación continua y eficiente del servicio de energía eléctrica en la región.

Esta coyuntura está determinada principalmente por tres factores concurrentes: primero, el incremento acelerado de la demanda de electricidad, impulsado por el aumento de las temperaturas y la materialización de un Fenómeno del Niño con una probabilidad superior al 90% de ser catalogado como 'muy fuerte'. Segundo, el agotamiento estructural de la capacidad de transporte y transformación de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y Local (SDL) del área Caribe, agravado por retrasos sistemáticos y convocatorias declaradas desiertas por la UPME. Tercero, una aguda vulnerabilidad financiera sobre el parque térmico de la costa, derivada de los saldos insolutos e impagos de los Operadores de Red hacia generadores clave como TEBSA, lo que pone en riesgo sistémico el flujo de caja necesario para el suministro logístico de combustibles.

1. Métricas de Restricciones y Demanda No Atendida (DNA)

De acuerdo con los balances oficiales del Administrador del Sistema (XM), el comportamiento de la Demanda No Atendida (DNA) entre el 01 de abril y el 11 de junio de 2026 presenta los siguientes registros cuantitativos:

- **Volumen Total Acumulado:** Se totalizaron **10.65 GWh** de energía no suministrada en la región Caribe.
- **Segmentación del Déficit:** Del volumen total, **4.67 GWh** corresponden a DNA programada (ejecución de mantenimientos preventivos) y **5.98 GWh** a DNA por red (agotamiento de la capacidad de transporte y fallas topológicas).
- **Afectación por Confiabilidad:** La demanda desatendida por criterios de seguridad alcanzó los 1342 MWh globales. Durante el mes de mayo de 2026, las restricciones operativas obligaron a programar DNA todos los días del mes, con excepción de los días 02 y 03. Con corte al 11 de junio de 2026, se registró desatención por este mismo criterio los días 01, 02, 03 y 11 de junio.
- **Instrucciones de Control:** El Centro Nacional de Despacho (CND) emitió un total de **138 instrucciones operativas de DNA obligatoria** para contener sobrecargas térmicas en estado estacionario sobre los activos del sistema regional.

2. Concentración Geográfica y Activos Críticos de Red

El impacto de las restricciones y la desatención del servicio se concentró de manera específica en la siguiente infraestructura regional:

Departamento	DNA Seguridad	Activos Críticos Identificados	Naturaleza de la Restricción
Cesar	781.40 MWh	Transformadores Valledupar 1, 12 y 3 (220/34.5/13.8 kV) y Valledupar 9 (110/34.5 kV).	Sobrecargas críticas y recurrentes en estado estacionario durante el periodo de evaluación.
Bolívar	411.76 MWh	Circuito Ternera - Gambote de 66 kV.	Sobrecargas severas sostenidas en la red de distribución regional.
Sucre / Bolívar	81.54 MWh	Transformadores Chinú 1, 2 y 3 (500/110 kV) y línea de transmisión Chinú - Sincé 110 kV.	Agotamiento de la capacidad de transformación en alta tensión del STN/STR.
Magdalena	13.09 MWh	Autotransformadores (ATRs) de la Subestación Santa Marta (220/110/34.5 kV).	Vulnerabilidad operativa ante picos de demanda estacional local.

3. Acciones Desarrolladas por las Empresas del Sector

ISA Energía:

- **Control del STN:** Por parte de la empresa se rechaza la solicitud de incremento de cargabilidad en los transformadores de los nodos de Chinú, Santa Marta y Valledupar. La empresa prioriza mitigar el riesgo de daños permanentes en los activos de las subestaciones.
- **Traslado de Infraestructura:** Gestiones logísticas para movilizar un transformador definitivo de 30 MVA que se encuentra disponible en Cerromatoso hacia el nodo crítico de la red en la subestación Cuestecitas.
- **Procura Técnica:** Inicio del proceso de adquisición de conectores electromecánicos especializados para aumentar la capacidad de acople en la subestación encapsulada tipo GIS de la subestación Cuestecitas.

AFINIA:

- Reporta inicio de **campañas de ahorro y uso eficiente de la energía.**

- **Intervención en Circuitos (Ejecutado):** Finalización de las obras de aumento de capacidad en los tramos Chinú - Sincé 110 kV (ingreso en operación el 13 de mayo) y Sincé - Magangué 110 kV (ingreso en operación el 25 de mayo).
- **Puesta en Servicio (Ejecutado):** Energización del nuevo transformador Guatapurí 110/34.5 kV el pasado 28 de mayo, registrando una liberación del 26% de la carga acumulada que afectaba a la Subestación Salguero.
- **Planes en Desarrollo:** Estructuración técnica para la instalación de un transformador provisional en Nueva Toluviejo 220/110 kV. El desarrollo del proyecto definitivo Toluviejo se reporta supeditado al avance del trámite de licenciamiento ambiental.

AIR-E:

- **Traslado de Carga (Ejecutado):** Transferencia operativa de la carga de los circuitos a 34.5 kV hacia la línea Gaira 110 kV en la subestación Santa Marta, efectuada el 29 de mayo.
- **Esquema de Transformación (Ejecutado):** Radicación ante XM del estudio técnico de Ajuste de Protecciones (EACP) para el circuito Tebsa - Unión 110 kV, junto con la puesta en servicio de las etapas de transformación 1 y 3 (220/110 kV).
- **Proyectos Futuros:** En evaluación el proyecto provisional de la subestación San Juan 220/110 kV y el diseño del proyecto estructural 'Los Cerezos', proyectado para descargar el nodo Cordialidad. Adicionalmente se encuentra en evaluación el aumento de capacidad del circuito Caracolí – Cordialidad 110 kV.
- **Pendiente la construcción del pórtico** en la subestación Custecitas para ampliar el cubrimiento de la demanda asociada.

CND / XM (Propuestas de Solución Tecnológica)

- **Análisis de Viabilidad:** Evaluación técnica para la incorporación de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEB / BESS) en los niveles de tensión de 13,8 kV y 34,5 kV ubicados dentro de las subestaciones actuales.
- **Parámetros Técnicos del Mecanismo:** Las soluciones modulares de baterías estiman un periodo de implementación de 5 a 6 meses. Según los análisis normativos vigentes, este despliegue permitiría aliviar de forma directa las sobrecargas térmicas en Cesar y Bolívar sin requerir la ampliación de la huella física de las subestaciones ni la tramitación de licencias ambientales adicionales.