

Documento:	Situación operativa del SIN y acciones de respuesta: corto, mediano y largo plazo
Grupo:	Grupo de Gestión del Sector Eléctrico Colombiano
Fecha:	12 de junio de 2026

Informe - Situación operativa del SIN y acciones de respuesta: corto, mediano y largo plazo

1. Contexto y diagnóstico del sistema

El Sistema Interconectado Nacional atraviesa una coyuntura crítica de convergencia de riesgos operativos, energéticos y de infraestructura. El CNO, a través de su reunión 834 y comunicaciones formales, ha identificado cinco focos de alerta que requieren gestión ministerial urgente y sostenida: (i) racionamiento activo por agotamiento de red en el área Caribe; (ii) riesgo de desatención de demanda en el área Oriental por mantenimiento de la Central Hidroeléctrica Chivor y ejecución del proyecto Construcción Nueva Bocatoma en la Central Hidroeléctrica Guavio; (iii) probabilidad superior al 95 % de materialización de un fenómeno de El Niño muy fuerte en el segundo semestre de 2026¹; (iv) riesgo financiero sistémico por falta de pago del Operador de Red AIR-E; y (v) atraso estructural en proyectos de expansión STN/STR con convocatorias declaradas desiertas de manera sistemática, que de acuerdo a la UPME, se debe por falta de pago de Operadores de Red. El presente informe estructura las acciones recomendadas en tres horizontes temporales: corto plazo (0–3 meses), mediano plazo (3–6 meses) y largo plazo (6–9 meses).

2. Acciones de corto plazo (0–3 meses)

2.1 Activación de programa de gestión de la demanda tipo "Apagar Paga"

Situación. El embalse agregado del SIN al **27 de mayo de 2026** se ubicó 0,66 puntos porcentuales por debajo de la senda de referencia de la estación de invierno 2026, condición que según el **Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento – ESRD** debería corresponder a estado de Riesgo. Las simulaciones estocásticas del CND indican que para garantizar un nivel de embalse superior al 80 % al inicio de la estación de verano 2026-2027, se requiere producción térmica superior a 80 GWh-día durante períodos de la estación de invierno, lo cual presupone una demanda contenida. Adicionalmente, el IDEAM proyecta condición cálida tipo Niño muy fuerte para el segundo semestre, con probabilidad de ocurrencia superior al 95 %.

¹ <https://www.ideam.gov.co/sala-de-prensa/noticia/ideam-indica-que-las-condiciones-tipo-el-nino-ya-se-encuentran-presentes>

Acción. Coordinar con la **CREG** la activación de mecanismos de incentivo a la reducción voluntaria de demanda, similares a “**Apagar Paga**”, con diseño de señales de precio y esquemas de compensación y castigo para usuarios del mercado regulado y no regulado. El diseño del programa debe estar articulado con la UPME, el CND y los Operadores de Red, priorizando horarios de mayor presión sobre el sistema.

Impacto esperado. Reducción del consumo en períodos pico, contribuyendo a la recuperación del nivel de embalses durante la estación de invierno 2026 y reduciendo la probabilidad de activación del Estatuto de Racionamiento en el segundo semestre.

Riesgos. Existe el riesgo de que los incentivos implementados no generen una reducción de demanda suficiente para alcanzar los objetivos esperados de recuperación de embalses, ya sea por una baja participación de los usuarios o por fenómenos de traslado de consumo hacia otros horarios sin una disminución efectiva de la energía consumida. Adicionalmente, la medida podría ser percibida por la opinión pública como un indicio de riesgo de racionamiento o de deterioro en la confiabilidad del sistema eléctrico, generando efectos reputacionales y de confianza no deseados.

2.2 Gestión de deudas de Operadores de Red con generadores térmicos de la Costa

Situación. TEBSA alertó en el CACSSE sobre la imposibilidad de garantizar el suministro de combustibles si persisten los impagos por parte de AIR-E. El CND incluyó en sus simulaciones un escenario de riesgo financiero sobre el parque térmico de la Costa Caribe que podría generar indisponibilidades prolongadas. Este escenario fue analizado en reunión extraordinaria del SPO, lo que valida la urgencia de la gestión.

Acción. Liderar, en coordinación con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y el Ministerio de Hacienda, una mesa de trabajo para la estructuración de un mecanismo de liquidez o acuerdo de pago que garantice el flujo de caja mínimo hacia los generadores térmicos. Identificar el monto de deuda acumulada, los OR con mayor mora y el impacto en la disponibilidad de las unidades afectadas.

Impacto esperado. Preservación de la disponibilidad del parque térmico en la Costa Caribe durante el período de mayor presión sobre el sistema (segundo semestre 2026), que coincide con la probable ocurrencia del fenómeno de El Niño.

Riesgos. Existe el riesgo de que no se logren acuerdos oportunos entre las entidades involucradas para implementar mecanismos de liquidez o normalizar los pagos pendientes, prolongando las dificultades financieras de los generadores térmicos. Asimismo, la magnitud de la deuda acumulada podría requerir recursos o soluciones financieras superiores a las inicialmente previstas, dificultando su viabilidad. Adicionalmente, la adopción de medidas de apoyo financiero podría generar cuestionamientos por parte de otros agentes del mercado o de la opinión pública respecto a la asignación de recursos y los incentivos creados.

2.3 Gestión del CAOP por segunda vuelta electoral y protección operativa del STN/STR

Situación. El CND declaró CAOP entre el 15 y el 22 de junio de 2026 en el marco de la segunda vuelta presidencial del 21 de junio. Para los días 21 y 22 se adoptará criterio operativo N-2 para STN y STR con infraestructura compartida. MINENERGÍA ha sido informado de que los alcaldes de La Guajira están amenazando con impedir las elecciones si no ceden los racionamientos, lo que añade una dimensión político-operativa crítica.

Acción. Establecer canal directo de coordinación con el CND durante el período CAOP para seguimiento en tiempo real de eventos que comprometan la operación del SIN. Simultáneamente, articular con las gobernaciones del Caribe y el Ministerio del Interior una respuesta institucional ante las presiones sobre el racionamiento, explicando el origen estructural de la restricción (agotamiento de red STR) y las acciones en curso.

Impacto esperado. Reducción del riesgo de eventos de orden público que afecten la infraestructura eléctrica, y prevención de decisiones operativas motivadas políticamente que comprometan la seguridad del sistema.

Riesgos. La presión social puede escalar si los racionamientos en La Guajira no muestran reducción perceptible. Las acciones de corto plazo en la red aún no se materializan completamente, por lo que el margen de maniobra operativo es estrecho.

2.4 Mantenimiento de la Terminal de Regasificación FRU y garantía de suministro

Situación. El Comité de Transmisión revisó el balance energético y de potencia en el área Caribe considerando el mantenimiento de la FRU programado entre el 30 de julio y el 3 de agosto de 2026. Para ese período, con la disponibilidad de generación reportada de 1.188 MW, no se cubren contingencias N-1 ni N-1-1, ni se alcanza el número de unidades equivalentes requeridas para el área Caribe 2, lo que haría necesario recomendar racionamiento programado de cobertura regional. El Ministerio publicó para comentarios un proyecto de resolución sobre abastecimiento de gas durante el mantenimiento de la infraestructura de regasificación.

Acción. Finalizar y expedir la resolución sobre abastecimiento de gas durante el mantenimiento de la FRU. Evaluar la posibilidad de reducir su ventana temporal al mínimo operacionalmente necesario, en coordinación con el operador de la terminal. Si el mantenimiento no puede postergarse, activar el Estatuto de Racionamiento para el área Caribe 2 con anticipación suficiente para la planificación por parte de los OR.

Impacto esperado. La declaratoria anticipada de racionamiento programado permitirá a los OR del Caribe planificar rotaciones de carga con criterios de equidad y reducir el impacto socioeconómico. La omisión de esta gestión podría derivar en un evento no programado con mayor afectación.

Riesgos. La expedición tardía de la resolución podría dejar al sistema sin marco regulatorio claro durante el período del mantenimiento, la demora en adopción definitiva aumenta la incertidumbre regulatoria del período.

2.5 Oriental Coordinación institucional para la solución estructural de la subestación Chinú

Situación. Los transformadores Chinú 1, 2 y 3 (500/110 kV) y la línea Chinú-Sincé 110 kV son activos críticos que concentraron 63,06 MWh de DNA en el bimestre abril-mayo de 2026. ISA Energía manifestó su desacuerdo técnico con mantener sobrecargas sostenidas en dichos transformadores, dado el riesgo de daño permanente en activos del STN. ISA Energía presentó una propuesta técnica y regulatoria para la redistribución de cargas, que incluye la habilitación del devanado terciario de un transformador Chinú 220 kV, así como la revisión de la posibilidad de utilizar transformadores 500/230 kV para alimentar cargas a 34,5 kV. En la reunión del 05 de junio de 2026, los agentes del sector solicitaron formalmente al Ministerio la convocatoria de una mesa técnica con UPME y CREG para analizar esta propuesta.

Acción. Convocar y liderar, en cumplimiento del compromiso adquirido el 05 de junio de 2026, una reunión técnica con la UPME, la CREG, ISA Energía y AFINIA para revisar la propuesta estructural sobre la subestación Chinú. La reunión debe establecer: (i) viabilidad técnica de habilitar el terciario del transformador Chinú 220 kV; (ii) viabilidad técnica y regulatoria de utilizar transformadores 500/230 kV para alimentar cargas a 34,5 kV; y (iii) ruta de convocatoria UPME para las obras de expansión que resulten necesarias.

Impacto esperado. Reducción de las sobrecargas en estado estacionario sobre los transformadores Chinú y la línea Chinú-Sincé, disminuyendo la DNA en los departamentos de Sucre y Bolívar y eliminando el riesgo de daño permanente en activos críticos del STN.

Riesgos. La habilitación del terciario y la utilización de transformadores 500/230 kV para alimentación de cargas requieren análisis regulatorio y normativo que podría extender los plazos. La solución definitiva depende de una convocatoria UPME, cuya adjudicación está sujeta a la misma problemática de declaratorias desiertas descrita en la sección 4.1.

3. Acciones de mediano plazo (3–6 meses)

3.1 Gestión de restricciones STN/STR para maximización del parque térmico y solar

Situación. El CNO solicitó formalmente al Ministerio la gestión de las restricciones de transporte en STN y STR que limitan la máxima producción del parque térmico y de las plantas solares fotovoltaicas. El Comité de Transmisión identificó mantenimientos con atrapamiento de generación térmica en el área Atlántico durante el período junio-septiembre de 2026. En particular, el proyecto de Reconfiguración Sabanalarga 220 kV, programado entre el 30 de junio y el 30 de noviembre de 2026, genera un evento crítico el 9 de agosto de 2026 en el que el atrapamiento podría alcanzar aproximadamente 1.000 MW.

Acción. Requerir al CND un plan de gestión de restricciones con cronograma detallado de los mantenimientos STN/STR que generan atrapamiento u afectaciones que impactan la capacidad de atención de la demanda, identificando los días de mayor criticidad y las medidas operativas de mitigación disponibles.

Impacto esperado. Incremento de la energía disponible del parque térmico y solar para contribuir a la recuperación de embalses durante la estación de invierno 2026.

Riesgos. La efectividad de la acción podría verse limitada por la capacidad del Ministerio para intervenir en la programación de mantenimientos, dado que estas decisiones recaen en agentes y entidades con competencias específicas. La imposibilidad de reprogramar mantenimientos críticos por razones técnicas, regulatorias o de confiabilidad podría mantener las restricciones identificadas. Adicionalmente, la persistencia de restricciones estructurales en la red de transmisión, cuya solución depende de obras de mediano y largo plazo, podría limitar la reducción efectiva de las afectaciones identificadas.

3.2 Habilitación de soluciones SAEB de emergencia en el área Caribe

Situación. En la reunión área Caribe del 5 de junio se indicó que el CND se reunió con AIR-E, UPME, AFINIA, TESLA y HUAWEI para analizar la instalación de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEB) a niveles de 13,8 y 34,5 kV. Se concluyó que la implementación es posible en 5 a 6 meses, siempre que no se requieran trámites de licenciamiento ambiental.

Acción. Gestionar recursos presupuestales para la financiación de las soluciones SAEB identificadas, en el marco del plan de acción requerido. Simultáneamente, liderar, en coordinación con la ANLA, las autoridades ambientales competentes, la UPME y los Operadores de Red, una mesa técnica para definir y agilizar la ruta de permisos aplicable a la instalación de SAEB en subestaciones existentes, con el fin de establecer lineamientos de evaluación expedita para proyectos que no impliquen ampliación de huella, intervención significativa del suelo ni afectaciones ambientales adicionales.

Impacto esperado. Alivio de las sobrecargas en estado estacionario que originan la DNA en departamentos de Cesar y Bolívar, estimada en 781,4 MWh y 383,67 MWh respectivamente durante abril-mayo de 2026, según el informe CND.

Riesgos. Los plazos de entrega de equipos SAEB están sujetos a cadenas de suministro internacionales con alta volatilidad. La implementación dentro del período CAOP es inviable; el beneficio se materializará en el siguiente horizonte temporal. Los trámites presupuestales podrían superar el plazo de tres meses si no se activan mecanismos de contratación de urgencia.

3.3 Actualización del Estatuto de Racionamiento — Resolución CREG 119 de 1998

Situación. El CNO acordó en su reunión 834 enviar comunicación formal a la CREG y al Ministerio alertando sobre la necesidad urgente de actualizar la Res. CREG 119 de 1998. El estatuto vigente no contempla de forma específica el racionamiento por agotamiento de red STR, lo que impide al CND coordinar adecuadamente con los OR del área Caribe la planeación y ejecución de la demanda a desconectar. Desde abril hasta el 31 de mayo de 2026 se han registrado 131 instrucciones de racionamiento en el área Caribe, con DNA total de 9,32 GWh, de los cuales 5,68 GWh correspondieron a agotamiento de transmisión y vulnerabilidades topológicas.

Acción. Impulsar ante la CREG, en conjunto con el CNO y el CND, y con sus respectivos sustentos técnicos, la expedición acelerada de la modificación al Estatuto de Racionamiento. El nuevo marco regulatorio debe contemplar de manera explícita: (i) causal explícita de racionamiento por agotamiento de red STR; (ii) procedimiento de coordinación CND–OR para planificación y rotación de cargas; (iii) criterios de equidad en la distribución de la demanda no atendida entre departamentos y municipios. La CREG ya publicó el proyecto de Resolución 701 130 para modificar el Índice NE, lo que indica apertura regulatoria para ajustes en el ESRD.

Impacto esperado. Contar con un marco regulatorio que permita al CND implementar racionamientos programados con cobertura regional en el área Caribe de forma ordenada, reduciendo los efectos de los cortes no programados y mitigando el riesgo de conflictividad social.

Riesgos. Los procesos regulatorios de la CREG tienen plazos de publicación, período de observaciones y adopción que pueden superar el horizonte de seis meses. Mientras el nuevo estatuto no esté vigente, el CND deberá seguir operando bajo el marco actual, lo que mantiene la ambigüedad en la coordinación con los OR.

4. Acciones de largo plazo (6–9 meses)

4.1 Reactivación de convocatorias de expansión STR en el área Caribe

Situación. La UPME manifestó preocupación por la declaratoria desierta y sistemática de convocatorias en el área Caribe, atribuida a la percepción de riesgo de los inversionistas ante el no pago del Ingreso Anual Esperado por parte del agente intervenido. Este atraso estructural es la causa raíz del agotamiento de red que origina el racionamiento activo.

Acción. Articular con la CREG y la UPME una estrategia para rehabilitar la confianza de los inversionistas en las convocatorias del área Caribe. Esto implica: (i) definición de un mecanismo de garantía o respaldo del Ingreso Anual Esperado que no dependa exclusivamente de la capacidad de pago del agente intervenido; (ii) revisión de los esquemas de remuneración vigentes para obras de expansión STR para permitir condiciones que incentiven la participación.

Impacto esperado. Inicio de obras de expansión STR en el área Caribe en el primer semestre de 2027, con reducción estructural de la DNA por agotamiento de red.

Riesgos. La solución financiera de fondo para el OR intervenido del Caribe es condición necesaria pero no suficiente para atraer inversionistas. La percepción de riesgo regulatorio y político en la región puede persistir con independencia del mecanismo de garantía que se diseñe. Dado los plazos de construcción de obras STR, el efecto sobre la DNA solo será perceptible en el mediano-largo plazo.

4.2 Plan de gestión de impacto del Decreto MADS 0177 de 2026 sobre la capacidad útil del SIN

Situación. El análisis del CND, con base en información de ISAGEN, EPM y URRRA bajo el escenario 2.1, estima que la aplicación del Decreto 0177 podría reducir en un 25 % la Capacidad Útil de Energía en los embalses de Antioquia y Montería —reducción de 1.558 GWh— y en un 9 % la Capacidad Útil del Embalse Agregado del SIN. Adicionalmente, 3.792 MW de plantas hidráulicas en Antioquia y Montería podrían quedar con operación de filo de agua, afectando 6 plantas. El Ministerio solicitó formalmente la evaluación de impacto y sensibilidades del decreto, cuyo análisis fue presentado en la reunión extraordinaria del SPO del 5 de junio de 2026.

Acción. Con base en las conclusiones del análisis efectuado, y en caso de identificarse afectaciones relevantes sobre la capacidad útil de los embalses, la Energía en Firme o la atención de la demanda, evaluar la pertinencia de adelantar una gestión intersectorial con el MADS para analizar alternativas regulatorias, cronogramas de implementación o mecanismos de transición que permitan mitigar dichos impactos. En caso de no evidenciarse afectaciones significativas, mantener el seguimiento de los resultados operativos y de las condiciones hidrológicas asociadas a la aplicación del decreto.

Impacto esperado. Contar con una valoración técnica integral y consensuada del sector eléctrico sobre los efectos del Decreto 0177, permitiendo que cualquier gestión institucional o intersectorial se sustente en evidencia técnica robusta. Lo anterior contribuiría a preservar la capacidad útil del parque hidráulico y la confiabilidad del SIN, en caso de identificarse riesgos relevantes para la seguridad energética del país.

Riesgos. La evaluación técnica podría concluir que los impactos identificados presentan un grado significativo de incertidumbre o dependen de condiciones hidrológicas futuras, dificultando la adopción de medidas concretas. Asimismo, aun cuando se identifiquen afectaciones relevantes y se considere pertinente una gestión con el MADS, la adopción de ajustes regulatorios o medidas de mitigación dependerá de decisiones de otras entidades con competencias específicas y de procesos cuyos tiempos pueden exceder el horizonte de análisis. Adicionalmente, la eventual implementación de soluciones estructurales o de infraestructura requeriría plazos superiores a los del corto plazo.

5. Tabla resumen de acciones

Horizonte	No.	Situación	Acción
0–3 meses	2.1	Activación de programa de gestión de la demanda tipo "Apagar Paga"	Coordinar con la CREG, UPME, CND y ORs la activación de mecanismos de incentivo a la reducción voluntaria de demanda y castigo por incremento de demanda para usuarios regulados y no regulados.
0–3 meses	2.2	Gestión de deudas de Operadores de Red con generadores térmicos de la Costa	Liderar una mesa interinstitucional con SSPD y MHCP para estructurar mecanismos de liquidez o acuerdos de pago que garanticen el flujo de caja hacia generadores térmicos y demás agentes del sector.
0–3 meses	2.3	Gestión del CAOP por segunda vuelta electoral y protección operativa del STN/STR	Establecer coordinación permanente con el CND durante el CAOP y articular acciones institucionales para mitigar riesgos operativos y de orden

Horizonte	No.	Situación	Acción
			público asociados a los racionamientos.
0–3 meses	2.4	Mantenimiento de la Terminal de Regasificación FRU y garantía de suministro	Expedir la resolución de abastecimiento de gas, evaluar la reducción de la ventana de mantenimiento y preparar medidas de racionamiento programado en caso de ser necesario.
0–3 meses	2.5	Orientar Coordinación institucional para la solución estructural de la subestación Chinú	Convocar una mesa técnica con UPME, CREG, ISA Energía y AFINIA para evaluar alternativas técnicas y regulatorias que mitiguen las sobrecargas y la DNA asociada a la subestación Chinú.
3–6 meses	3.2	Gestión de restricciones STN/STR para maximización del parque térmico y solar	Solicitar al CND un plan de gestión de restricciones y mantenimientos que reduzca el atrapamiento de generación térmica y solar durante los períodos críticos.
3–6 meses	3.3	Habilitación de soluciones SAEB de emergencia en el área Caribe	Gestionar recursos para la implementación de SAEB y coordinar con autoridades ambientales la definición de una ruta expedita de permisos.
3–6 meses	3.4	Actualización del Estatuto de Racionamiento — Resolución CREG 119 de 1998	Impulsar ante la CREG la actualización del Estatuto de Racionamiento para incorporar el agotamiento de red STR y mejorar la coordinación de racionamientos programados.
6–9 meses	4.1	Reactivación de convocatorias de expansión STR en el área Caribe	Articular con la CREG y la UPME mecanismos regulatorios y financieros que permitan reactivar la participación de inversionistas en las convocatorias de expansión STR.
6–9 meses	4.2	Plan de gestión de impacto del Decreto MADS 0177 de 2026 sobre la capacidad útil del SIN	Solicitar al CND y al CNO la evaluación consolidada de los impactos del Decreto 0177 y, de ser necesario, gestionar con el MADS alternativas regulatorias o medidas de transición para mitigar sus efectos.

Elaborado con base en: Informe CNO 834 (4 de junio de 2026), Memoria de Reunión Área Caribe (5 de junio de 2026), Carta CNO al Ministro de Minas y Energía (9 de junio de 2026) y Acta Reunión Grupo Caribe CNO 5_06_2026.