

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Ministerio
			T-GJ-F-01
			11-08-2023

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha (dd/mm/aaaa):	
Proyecto de Resolución:	<i>“Por la cual se establece un marco medidas para garantizar la confiabilidad y la continuidad en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica durante los períodos de estrechez energética y se dictan otras disposiciones”</i>
1. ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN.	

1.1. La matriz de generación en Colombia

La matriz de generación colombiana es altamente dependiente de los ciclos hidrológicos y, por lo mismo, sensible a sus variaciones. En efecto, el 57,62% de la capacidad de generación del país depende de los ciclos pluviométricos y de las reservas hídricas almacenadas en los embalses del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

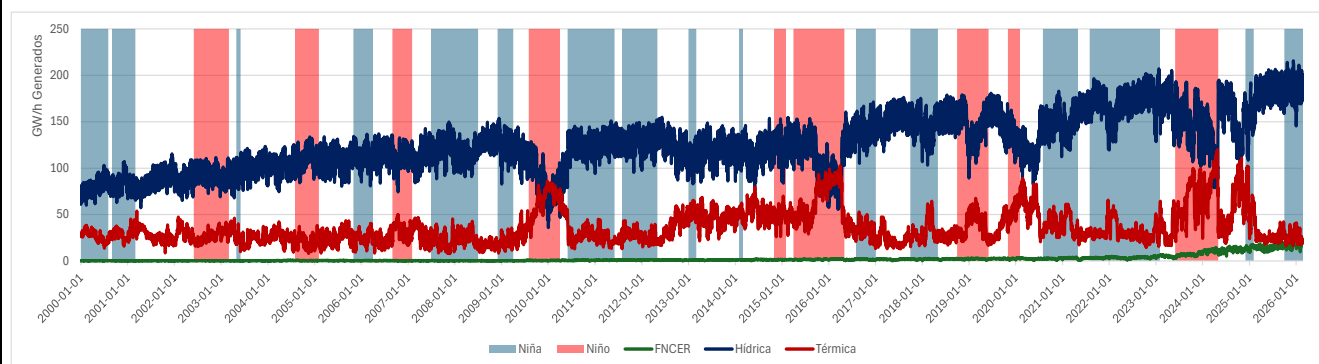
Tabla 1. Colombia — julio de 2026 — Capacidad y participación de generación (MW) según tipo de fuente y estado de operación.

Tipo fuente	Operación	Pruebas	Total	Participación (%)
Hidráulica	13.212,77	20,40	13.233,17	57,62%
Térmica	6.212,62	88,90	6.301,52	27,44%
Eólica	—	41,00	41,00	0,18%
Solar	1.914,70	1.474,48	3.389,18	14,76%
Total	21.340,09	1.624,78	22.964,87	100,00%

Fuente: XM — SINERGOX — Boletín Energético No. 349¹ y cálculos OARE-MME.

Esta configuración hace que el sistema experimente fuertes transformaciones en la operación de sus fuentes de generación y en la estructura de precios de la energía a medida que cambian los ciclos hídricos. La Gráfica 1 permite observar que la ocurrencia del Fenómeno de El Niño se asocia con caídas pronunciadas de la generación hídrica, compensadas con incrementos de la generación térmica, de mayor costo.

Gráfica 1. Generación de energía eléctrica diaria y valores ENSO de El Niño y La Niña, enero de 2000 a enero de 2026.

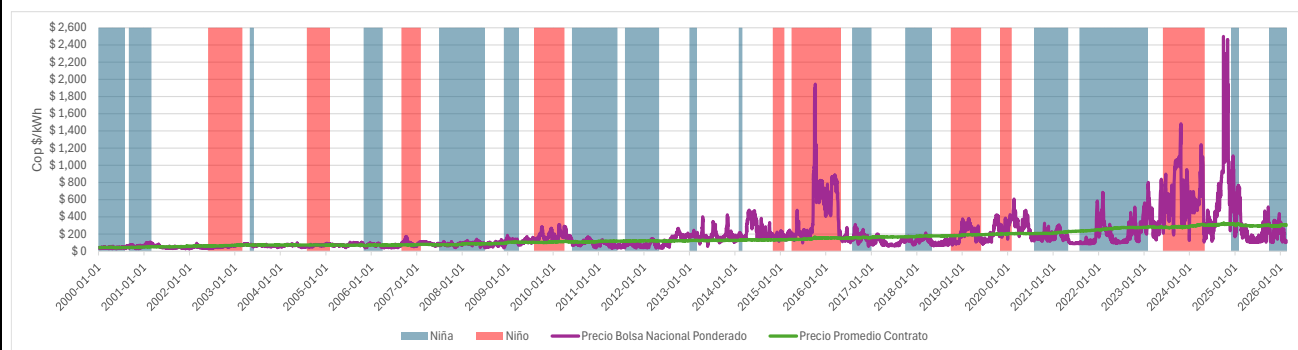


Fuente: cálculos OARE-MME con datos tomados de SINERGOX (<https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>).

Por su parte, la Gráfica 2 pone de presente que, entre enero de 2000 y enero de 2026, la ocurrencia de El Niño conlleva volatilidades crecientes en los precios ponderados de bolsa, explicadas por la mayor

participación de la generación térmica y por el incremento implícito de los costos de oportunidad de la generación hídrica en estos períodos.

Gráfica 2. Precios diarios de bolsa nacional ponderados, de contratos de energía y valores ENSO de El Niño y La Niña — enero de 2000 a enero de 2026.



Fuente: cálculos OARE-MME con datos tomados de SINERGOX (<https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>).

1.2. El Fenómeno de El Niño

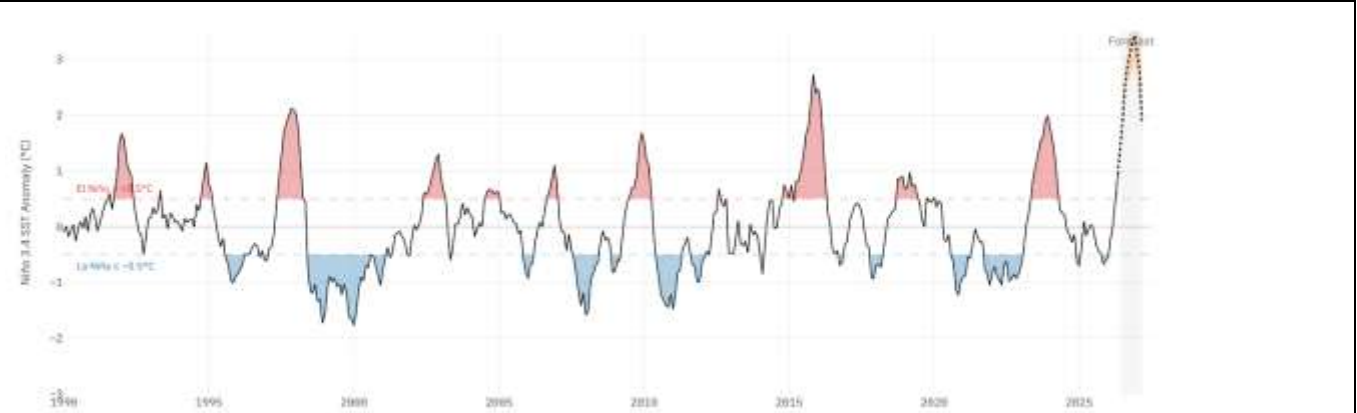
El Fenómeno de El Niño² es un evento climático natural caracterizado por el calentamiento anómalo de las aguas del Pacífico ecuatorial, que altera el comportamiento de la atmósfera. Se presenta de forma irregular y cíclica, generalmente cada dos (2) a siete (7) años, con una duración de entre nueve (9) y doce (12) meses. En la región andina ecuatorial se traduce en temperaturas por encima del promedio y en marcadas disminuciones de las precipitaciones, por lo que se describe como un fenómeno cálido y seco. En contraste, La Niña se caracteriza por mayores niveles de precipitación y temperaturas más bajas.

La Gráfica 3 presenta los datos históricos observados desde 1990 del índice ENSO 3.4 y el pronóstico entre mayo de 2026 y febrero de 2027. En ella se observa que los períodos de El Niño (zonas sombreadas en rojo) y de La Niña (zonas sombreadas en azul) tienen periodicidades y duraciones variables, y que las intensidades —indicadas por las desviaciones verticales de la curva respecto de los valores de referencia ($\pm 0,5$ °C)— son altamente volátiles. Los pronósticos para lo que resta de 2026 indican una alta probabilidad de ocurrencia de un Fenómeno de El Niño con una intensidad comparable a la de 2015-2016, e incluso superior, episodio que impuso retos exigentes para el SIN. Cada ocurrencia de El Niño plantea desafíos distintos para el sistema eléctrico nacional, debido a la variabilidad en duración, intensidad y efectos regionales sobre el territorio.

Gráfica 3. 1990-2026 — Índice ENSO 3.4 — Datos históricos y pronóstico 2026.

¹ Disponible en <https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/informes/informes-de-la-operacion-y-el-mercado/boletin-energetico>

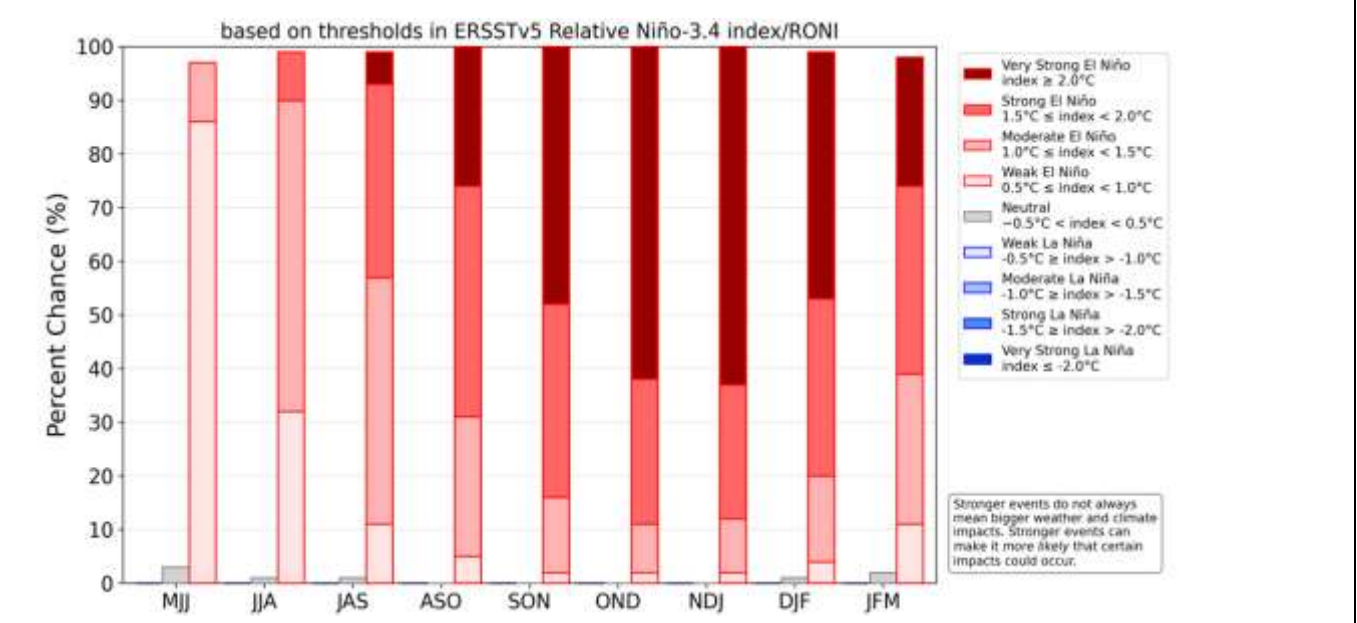
² En inglés, la sigla que describe este fenómeno es ENSO, derivada de “El Niño-Southern Oscillation”.



Fuente: <https://dashboard.theclimatebrink.com/#global>

Desde finales de 2025, los pronósticos de diferentes agencias climáticas señalan una elevada probabilidad de ocurrencia del Fenómeno de El Niño en el segundo semestre de 2026. En concreto, los pronósticos más recientes al momento de elaboración de este análisis, emitidos el 6 de julio de 2026 por la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) del Departamento de Comercio de los Estados Unidos, reproducidos en la Gráfica 4, asignan una probabilidad superior al 97% a la ocurrencia de El Niño para el trimestre móvil junio-julio-agosto (JJA), que alcanza el 100% para el trimestre móvil agosto-septiembre-octubre (ASO).

Gráfica 4. NOAA CPC — ENSO — Probabilidades oficiales de intensidades (junio de 2026).



Fuente: https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/lanina/enso_evolution-status-fcsts-web.pdf

1.3. Efectos de El Niño y La Niña sobre la generación y los precios de la energía en el SIN

A continuación se presenta un análisis de los efectos promedio de la ocurrencia de los fenómenos de El Niño y de La Niña sobre la generación térmica, hídrica y total —esta última equivalente a la demanda total de energía— y sobre los precios de bolsa.

Para este análisis se constituyó una base de datos obtenidos de XM-SINERGOX³, del Banco de la República⁴ y de la NOAA para la región ENSO 3.4⁵, de referencia para Colombia. Si bien los modelos de regresión lineal que se presentan no pretenden explicar la totalidad de la varianza de las variables de interés, su objetivo primordial es determinar la dirección y la magnitud del efecto promedio en Colombia de la ocurrencia de El Niño (clima seco y cálido) y de La Niña (clima húmedo y frío) sobre las variables explicadas. El período analizado cubre un total de 1.877 días, comprendidos entre el 1º de enero de 2021 y el 20 de febrero de 2026.

En cuanto a la generación térmica (Tabla 2) se observa lo siguiente: i) en neutralidad climática, la generación térmica asciende a 38 GWh diarios; ii) la ocurrencia de La Niña se asocia con una variación negativa de -4,2 GWh respecto del promedio de neutralidad climática; y iii) la ocurrencia de El Niño, en contraste, se asocia con un incremento promedio de la generación térmica de 32,7 GWh respecto del mismo promedio. Este modelo explica el 36,56% de la varianza de la generación térmica, como lo revela el coeficiente R^2 .

Tabla 2. Análisis de regresión de los efectos promedio de la ocurrencia de El Niño y La Niña sobre la generación térmica en el período.

Linear regression	Number of obs	=	1,877
	F(2, 1874)	=	392.45
	Prob > F	=	0.0000
	R-squared	=	0.3656
	Root MSE	=	1.8e+07

Térmica	Coefficient	Robust std. err.	t	P> t	[95% conf. interval]	
Niña	-4271908	900001.3	-4.75	0.000	-6037018	-2506798
Niño	3.27e+07	1454236	22.47	0.000	2.98e+07	3.55e+07
_cons	3.80e+07	769845.1	49.35	0.000	3.65e+07	3.95e+07

Fuente: cálculos MME-OARE con base en datos de XM-SINERGOX, Banco de la República y NOAA.

En cuanto a la generación hídrica (Tabla 3) se observa lo siguiente: i) en neutralidad climática, la generación hídrica asciende a 174 GWh diarios; ii) la ocurrencia de La Niña se asocia con una disminución de -0,47 GWh respecto del promedio de neutralidad climática; y iii) la ocurrencia de El Niño se asocia con una disminución promedio de -2,74 GWh respecto del mismo promedio. Aunque estos dos últimos resultados pueden parecer contraintuitivos, en conjunto muestran que el SIN suele emplear a su máxima capacidad la generación hídrica, y que la caída marginal durante La Niña puede explicarse por afectaciones en plantas hídricas menores y en algunos embalses ante eventos de aportes extraordinariamente altos.

Tabla 3. Análisis de regresión de los efectos promedio de la ocurrencia de El Niño y La Niña sobre la generación hídrica en el período.

Linear regression	Number of obs	=	1,877
	F(2, 1874)	=	199.83
	Prob > F	=	0.0000
	R-squared	=	0.2006
	Root MSE	=	2.1e+07

Hídrica	Coefficient	Robust std. err.	t	P> t	[95% conf. interval]	
Niña	-477287.7	1051991	-0.45	0.650	-2540485	1585910
Niño	-2.74e+07	1499340	-18.26	0.000	-3.03e+07	-2.44e+07
_cons	1.74e+08	821105	211.89	0.000	1.72e+08	1.76e+08

Fuente: cálculos MME-OARE con base en datos de XM-SINERGOX, Banco de la República y NOAA.

En cuanto a la generación total (Tabla 4), equivalente a la cantidad de energía demandada en el SIN, se observa: i) en neutralidad climática, la demanda asciende a 222 GWh diarios; ii) La Niña se asocia con una disminución de -8,4 GWh respecto del promedio de neutralidad climática; y iii) El Niño se asocia con un aumento promedio de 3,2 GWh respecto del mismo promedio. Esto significa que, durante los períodos de El Niño ocurridos desde 2021, se demandaron en promedio cerca de 77,75 GWh más que durante los períodos de La Niña.

Tabla 4. Análisis de regresión de los efectos promedio de la ocurrencia de El Niño y La Niña sobre la generación total en el período.

³ De esta fuente se obtuvieron los datos diarios de generación térmica, hídrica y total, así como el precio de bolsa nacional ponderado, medido en COP \$/kWh.

⁴ Esta fuente permitió alimentar la base con la serie normalizada del Índice de Precios al Consumidor, con la cual se deflactó el precio de bolsa nacional ponderado a precios de enero de 2026, dato más reciente disponible al momento de elaboración de este análisis. Se deflactan los precios con el fin de garantizar la comparabilidad de las cifras.

⁵ Los datos y la metodología para la construcción de las variables dummy “Niño” y “Niña” se obtuvieron de <https://psl.noaa.gov/data/timeseries/month/Nino34/>

Linear regression	Number of obs	=	1,877
	F(2, 1874)	=	84.01
	Prob > F	=	0.0000
	R-squared	=	0.0796
	Root MSE	=	1.7e+07

TotalGener~n	Coefficient	Robust std. err.	t	P> t	[95% conf. interval]	
Niña	-8492118	872723.2	-9.73	0.000	-1.02e+07	-6780506
Niño	3264888	1044272	3.13	0.002	1216829	5312946
_cons	2.22e+08	647515.9	343.50	0.000	2.21e+08	2.24e+08

Fuente: cálculos MME-OARE con base en datos de XM-SINERGOX, Banco de la República y NOAA.

En cuanto al precio de bolsa nacional ponderado (Tabla 5) se observa: i) en neutralidad climática, el precio de bolsa nacional ponderado es de \$426,35/kWh; ii) La Niña se asocia con una disminución de - \$134,79/kWh respecto del promedio de neutralidad climática; y iii) El Niño se asocia con un aumento del precio de bolsa de \$313,55/kWh respecto del mismo promedio.

Tabla 5. Análisis de regresión de los efectos promedio de la ocurrencia de El Niño y La Niña sobre los precios reales ponderados de bolsa en el período.

Linear regression	Number of obs	=	1,877
	F(2, 1874)	=	344.15
	Prob > F	=	0.0000
	R-squared	=	0.2065
	Root MSE	=	316.06

PBRealE~2026	Coefficient	Robust std. err.	t	P> t	[95% conf. interval]	
Niña	-134.7948	18.05026	-7.47	0.000	-170.1955	-99.39402
Niño	313.5568	23.27641	13.47	0.000	267.9064	359.2073
_cons	426.353	16.85856	25.29	0.000	393.2895	459.4165

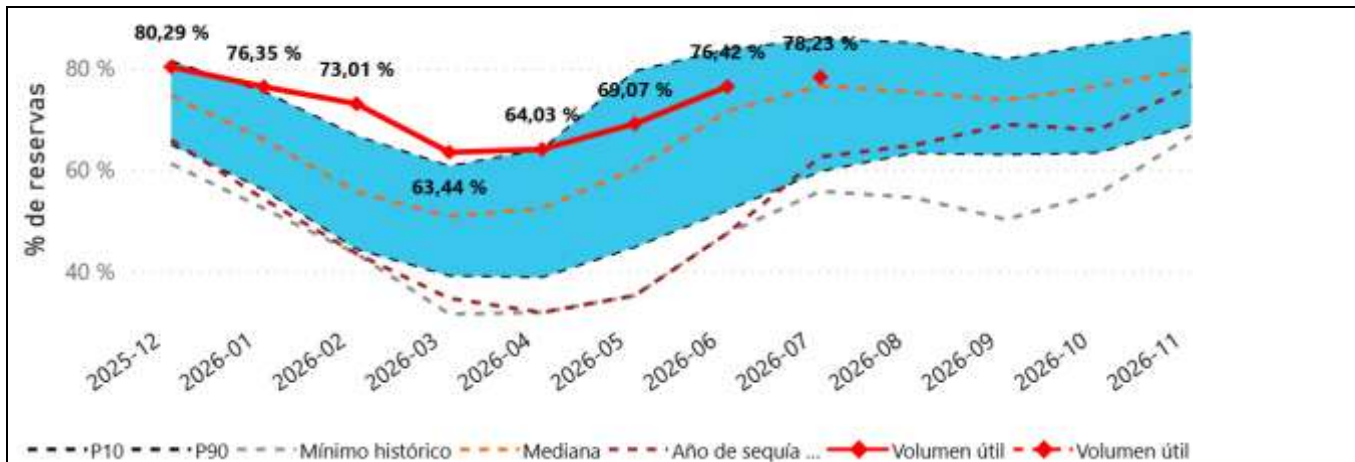
Fuente: cálculos MME-OARE con base en datos de XM-SINERGOX, Banco de la República y NOAA.

Así las cosas, con el fin de garantizar la eficiencia económica que ordena la ley en la operación del sistema eléctrico colombiano, es necesario que la institucionalidad del sector gestione los recursos de generación considerando los efectos de los fenómenos climáticos sobre la operación y sobre los costos de la electricidad.

1.4. ¿Está preparado el SIN para un Fenómeno de El Niño fuerte?

Al analizar la evolución de las reservas hídricas en lo corrido de 2026 se observa un descenso neto: el volumen útil de las reservas hídricas del SIN pasó del 80,29% el 1º de enero de 2026 al 76,42% el 30 de junio, con una recuperación parcial al 78,23% el 5 de julio, tal como se reproduce en la Gráfica 5.

Gráfica 5. 2026 — Evolución de reservas hídricas del SIN (valores hasta el 5 de julio de 2026).

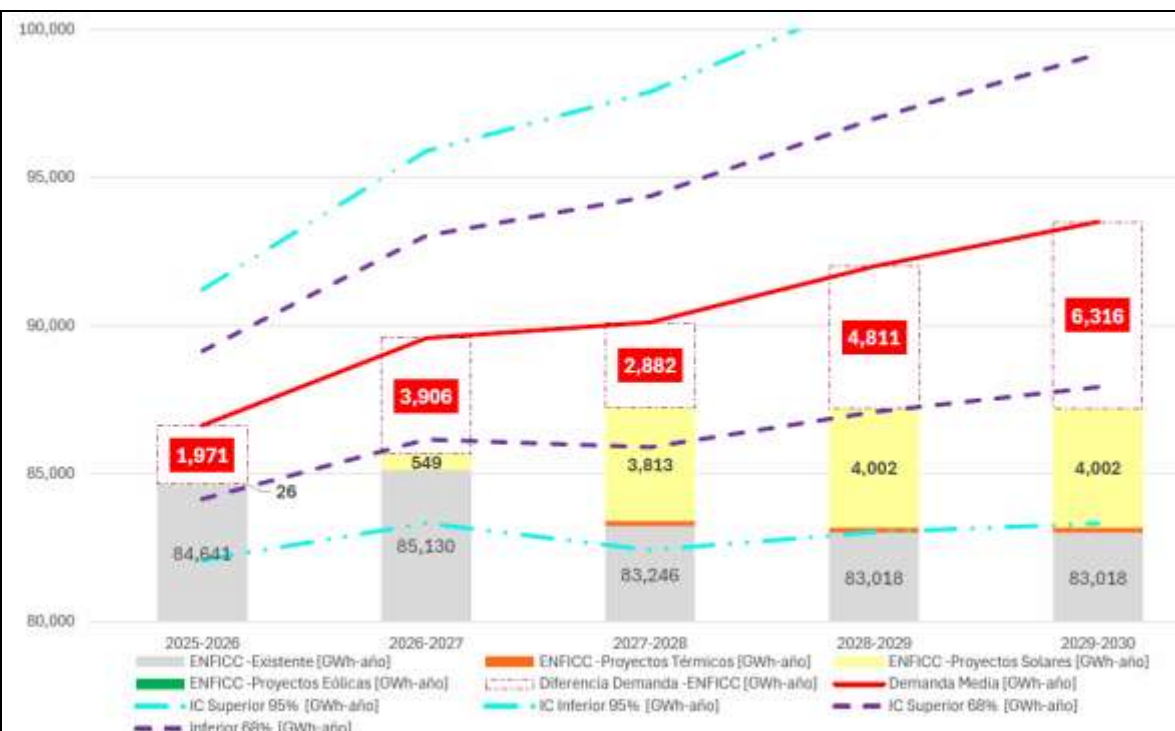


Fuente: XM — <https://sinergox.xm.com.co/hdrlg/Paginas/Informes/ReservasHidricasSIN.aspx>

Debe recordarse que la regulación colombiana adoptó el Cargo por Confiabilidad como el mecanismo mediante el cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) remunera a los generadores por mantener sus plantas disponibles y garantizar el suministro durante condiciones críticas, como las sequías o el Fenómeno de El Niño. Este mecanismo funciona como un seguro pagado por los usuarios finales para evitar racionamientos y asegurar la inversión en firmeza energética, y se expresa en la cantidad de Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) comprometida para garantizar la atención de la demanda durante períodos de estrechez hidrológica.

Sin embargo, XM S.A. E.S.P., entidad que opera el Centro Nacional de Despacho (CND), reporta que, frente a la demanda proyectada para las vigencias 2025 a 2030, la ENFICC comprometida es insuficiente, lo que significa que el SIN enfrenta un riesgo de racionamiento energético considerable. La Gráfica 6 presenta los balances de la ENFICC por vigencia frente a diversos pronósticos de evolución de la demanda del SIN, y la Tabla 6 resume el análisis frente a las proyecciones de demanda media anual.

Gráfica 6. Colombia — SIN 2025 a 2030 — Balance ENFICC vs. demanda anual en GWh-año.



Fuente: XM — SINERGOX — Boletín Energético No. 339.⁶

Tabla 6. Colombia — SIN 2025 a 2030 — Balance ENFICC vs. proyecciones de demanda media anual en GWh-año.

Vigencia	ENFICC	Demanda media	ENFICC — Demanda media	% de superávit (+) o déficit (-)
2025-2026	84.667	86.638	-1.971	-2,27%
2026-2027	85.678	89.584	-3.906	-4,36%
2027-2028	87.233	90.115	-2.882	-3,20%
2028-2029	87.194	92.005	-4.811	-5,23%
2029-2030	87.194	93.510	-6.316	-6,75%

Fuente: XM — SINERGOX — Boletín Energético No. 339 y cálculos OARE-MME.

En concreto, los análisis de XM ponen de relieve que en el período 2025-2030 el sistema eléctrico colombiano presenta un déficit de energía en firme frente a las proyecciones de demanda media que oscila entre el 2,27% y el 6,75%.

⁶ Disponible en <https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/informes/informes-de-la-operacion-y-el-mercado/boletin-energetico>

Ante la inminente llegada de El Niño, sus efectos operativos y de precios, la tendencia de las reservas hídricas y los déficits crecientes de energía en firme, el Ministerio de Minas y Energía, en cumplimiento de los mandatos constitucionales y legales, debe adoptar medidas conducentes a garantizar la confiabilidad, la continuidad y la eficiencia económica en la prestación del servicio de energía eléctrica en el territorio nacional: de un lado, medidas que permitan gestionar de manera eficiente y oportuna los recursos de generación y asegurar la disponibilidad plena de todas las fuentes; y, del otro, medidas que incentiven el ahorro, la eficiencia energética y la participación activa de la demanda durante los períodos de estrechez hidrológica.

1.5. La experiencia regulatoria 2023-2026: medidas ya aplicadas y eficaces

La necesidad y la conveniencia del marco permanente que se propone no descansan en afirmaciones abstractas, sino en la experiencia verificable del episodio de estrés hidrológico 2023-2024 y de los eventos posteriores, durante los cuales el Ministerio de Minas y Energía y la CREG aplicaron, mediante actos administrativos de carácter transitorio, las mismas medidas que ahora se propone habilitar de forma estructural. A continuación se identifican los actos que implementaron cada medida y la evidencia de sus resultados.

a) Referencia de generación mínima térmica diaria. Fue adoptada mediante la Resolución MME 40116 del 2 de abril de 2024 (Diario Oficial No. 52.719 del 6 de abril de 2024), cuyo artículo 1º dispuso que el MME definiría por circular, al inicio de cada semana o según fuera requerido, la cantidad de energía de referencia para la generación mínima del parque termoeléctrico, con base en las recomendaciones del CND y anclada al porcentaje de embalsamiento utilizado en la senda de referencia del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (Resoluciones CREG 026 y 155 de 2014 y 209 de 2020). La aplicación de la medida fue prorrogada mediante la Circular MME 40017 del 29 de abril de 2024 y, en demostración de la capacidad de modulación del instrumento, la Circular MME 40018 del 30 de abril de 2024 fijó la referencia en cero gigavatios-hora día (0,000 GWh-día) cuando las condiciones lo permitieron. Posteriormente, ante el nuevo deterioro hidrológico de finales de 2024, la medida fue readoptada mediante la Resolución MME 40554 del 20 de diciembre de 2024 (Diario Oficial No. 52.976), con vigencia hasta el 31 de julio de 2025 y con habilitación expresa para suspender, prorrogar, terminar anticipadamente o reactivar su aplicación vía circular.

La eficacia preventiva de esta medida se aprecia por contraste con el costo de actuar tardíamente. Según los considerandos de la propia Resolución MME 40554 de 2024, durante el período en que estuvo activo el mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad del Estatuto (octubre y noviembre de 2024), la cantidad de energía vendida y embalsada (EVE) ascendió a 550 GWh, con un costo aproximado de \$1,7 billones, según la liquidación del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). La activación temprana de la referencia de generación mínima térmica —que conserva agua en los embalses sin alterar la formación de precios de bolsa ni la liquidación del despacho ideal— reduce la probabilidad de alcanzar las condiciones de activación del Estatuto y, con ello, la exposición del sistema y de los usuarios a esos sobrecostos.

b) Suspensión o limitación de exportaciones de electricidad. Como consecuencia del incremento de las exportaciones a Ecuador en la segunda parte de 2023 y durante El Niño 2023-2024, el MME expidió las Resoluciones 40619 y 40718 de 2023 y 40115, 40330, 40410 y 40494 de 2024, mediante las cuales se establecieron las alternativas de generación con las cuales atender las exportaciones de energía eléctrica, privilegiando el abastecimiento de la demanda doméstica. Superado El Niño y recuperados los embalses (74,26 puntos de volumen útil agregado), la Circular MME 40015 del 17 de

julio de 2025 adoptó la alternativa III del artículo 1º de la Resolución MME 40410 de 2024, permitiendo atender las exportaciones con la generación de cualquier planta del SIN. En 2026, ante la inminencia de un nuevo Fenómeno de El Niño, el Ministerio expidió la Resolución 40064 del 22 de enero de 2026, suspendiendo las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) con Ecuador como mecanismo preventivo de gestión de los recursos de generación. Esta secuencia demuestra dos cosas: que la medida es operativa y reversible según las condiciones del sistema, y que el instrumento ágil (la circular, con fundamento en una resolución habilitante) ya ha sido utilizado con éxito para modularla.

c) Ampliación transitoria de la capacidad de generación del SIN. Fue habilitada por la Resolución CREG 101 034 de 2024 —que flexibilizó temporalmente, ante El Niño, las exigencias regulatorias para la entrega de excedentes de plantas menores, autogeneradores y cogeneradores— y extendida por el artículo 3º de la Resolución MME 40116 de 2024 a los agentes generadores, autogeneradores y cogeneradores despachados centralmente, mediante la figura de la disponibilidad excedentaria.

d) Conexiones temporales. El numeral 11 del artículo 4º de la Resolución MME 40311 de 2020 estableció los lineamientos de política pública para que la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) pudiera otorgar conceptos favorables de conexión temporal. El artículo 4º de la Resolución MME 40116 de 2024 amplió ese numeral para permitir la conexión temporal de proyectos siempre que resulte técnicamente viable, con independencia de que exista o no un generador con capacidad de transporte previamente asignada.

e) Respuesta de la Demanda. Ante la intensidad de El Niño 2023-2024 —con aportes hídricos de marzo de 2024 en el 45,37% de la media histórica, los más bajos en 40 años, y crecimiento de la demanda del 8,31%— la CREG implementó un programa transitorio de Respuesta de la Demanda (Resolución CREG 101 043 de 2024), con resultados verificados que se describen en el numeral 1.7.3 de esta memoria: en su primera etapa (mayo-junio de 2024) se ofertaron en promedio 1.540 MW, se aceptaron 1.110 MW y se verificaron 698 MW de reducción efectiva.

f) Disminución de la exposición del mercado regulado en bolsa. Mediante la Resolución CREG 101 036 del 7 de febrero de 2024 (Diario Oficial No. 52.663 del 8 de febrero de 2024) se habilitó transitoriamente la contratación directa de energía por parte de los comercializadores que atienden demanda regulada, bajo las modalidades de pague lo contratado y de pague lo contratado condicionado a la Generación Ideal Nacional no Comprometida en Contratos (PCG), con traslado en el componente G del Costo Unitario de prestación del servicio (CU). La Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), en concepto de abogacía de la competencia remitido a la CREG el 6 de febrero de 2024, concluyó que la medida “no establece restricciones injustificadas ni desproporcionadas sobre la libre competencia económica”, que “la regla propuesta resulta razonable y plantea múltiples ventajas” y que “contribuye a que una mayor proporción de la demanda regulada se encuentre cubierta a un precio pactado previamente”.

Este recuento evidencia que las medidas del proyecto no son experimentales: todas fueron aplicadas durante el episodio 2023-2024 o en los eventos posteriores, con actos administrativos identificados, con concepto favorable de la autoridad de competencia en los casos en que se requirió, y con resultados operativos y de mercado verificables. Durante todo el episodio 2023-2024, el SIN atendió la totalidad de la demanda nacional sin racionamiento programado.

1.6. La necesidad de un mecanismo expedito, previsible y permanente

Las medidas descritas se han adoptado históricamente mediante resoluciones transitorias, expedidas de manera reactiva ante cada episodio de estrechez hidrológica. Este esquema presenta tres deficiencias estructurales que la experiencia reciente hizo evidentes.

Primera: la demora en la activación. Cada resolución transitoria exige agotar el ciclo completo de producción normativa —elaboración, publicación para comentarios, evaluación de observaciones, concepto de abogacía de la competencia cuando aplica y expedición—, un proceso que consume semanas en circunstancias en las que los embalses pueden perder varios puntos porcentuales de volumen útil. El contraste entre el costo del Estatuto activado tardíamente en octubre-noviembre de 2024 (\$1,7 billones por 550 GWh de EVE) y el costo de las medidas preventivas ilustra el valor económico de cada semana de anticipación.

Segunda: la menor previsibilidad para los agentes. Cuando las reglas se expiden en medio de la emergencia, los agentes del mercado —generadores, comercializadores, usuarios industriales, la cadena de suministro de combustibles— no pueden anticipar sus decisiones de abastecimiento, contratación y cobertura. Un marco permanente, con medidas predefinidas y reglas de activación conocidas ex ante, permite a los agentes planear con certeza sobre qué medidas pueden activarse, en qué condiciones y con qué efectos.

Tercera: la repetición innecesaria de trámites sobre medidas ya probadas y consultadas. Como lo reconoció la propia Resolución MME 40554 de 2024, las medidas allí adoptadas “corresponden a medidas que ya fueron adoptadas en la Resolución MME 40116 del 2 de abril de 2024”, respecto de las cuales ya se había surtido la consulta pública y obtenido el concepto de abogacía de la competencia. Reexpedir cada vez la misma sustancia regulatoria no añade garantías: añade demora.

El proyecto de resolución responde a estas deficiencias con una arquitectura de dos niveles: (i) un marco permanente, contenido en la resolución, que define las medidas, sus reglas de aplicación, sus mecanismos de liquidación y sus garantías, y que se somete en su integridad a los procesos de publicidad, participación y abogacía de la competencia; y (ii) un mecanismo de activación mediante circular, por el cual el Ministerio, con fundamento en el análisis eléctrico y energético del CND, se limita a constatar la configuración de las condiciones predefinidas en la resolución y a poner en vigor, combinar, modular o desactivar las medidas previamente diseñadas y consultadas. Los fenómenos de El Niño son, por naturaleza, variables en periodicidad, duración e intensidad, por lo que siempre suponen retos diferentes e inciertos para el SIN; el acervo de instrumentos que se propone permite gestionar con flexibilidad y oportunidad tanto la oferta como la demanda de energía ante cada configuración particular del riesgo.

1.7. Justificación de cada una de las medidas del proyecto

1.7.1. Suspensión o limitación de exportaciones de electricidad (artículo 4º del proyecto)

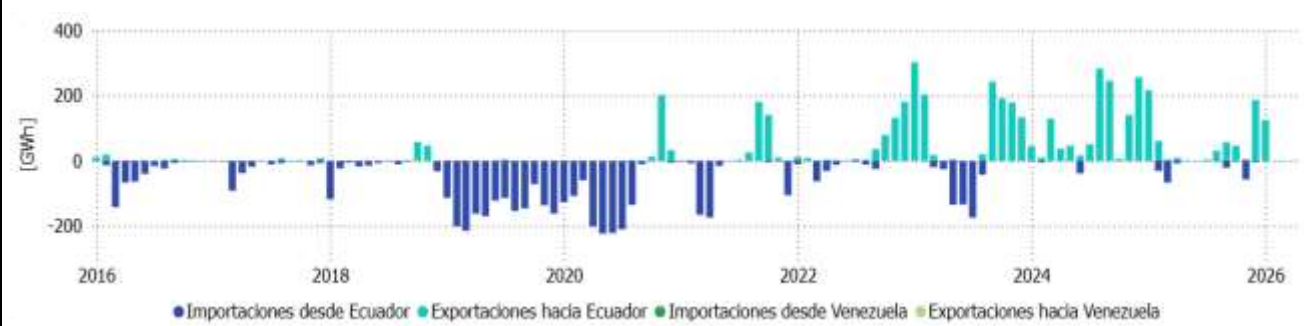
La Comunidad Andina de Naciones (CAN), mediante la Decisión 536 de 2002, estableció el marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad. Dicha decisión fue suspendida por la Decisión CAN 720 de 2009, la cual ordenó una revisión integral del marco general y aprobó un régimen transitorio para los intercambios entre Colombia y Ecuador. La Decisión CAN 757 de 2011 sustituyó la Decisión 720 e incorporó regímenes temporales

para los intercambios entre Colombia, Ecuador y Perú; su Anexo I, Capítulo VII, artículo 12, dispuso que “las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo se originarán en el despacho coordinado entre Colombia y Ecuador, de conformidad con las respectivas regulaciones”, despacho que “podrá ser objeto de modificaciones posteriores por parte de los operadores solamente por razones de emergencia y seguridad”. La Decisión CAN 816 de 2023, marco regulatorio vigente para la interconexión subregional, reconoció como principio el derecho soberano de los países a establecer los criterios que aseguren el desarrollo sustentable en la utilización de sus recursos naturales.

En el orden interno, la CREG definió la regulación de las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo (TIE) mediante la Resolución CREG 004 de 2003; estableció disposiciones para la liquidación de los recursos de generación asociados a exportaciones por condiciones de seguridad del importador mediante las Resoluciones CREG 148 y 149 de 2009; desarrolló el régimen transitorio Colombia-Ecuador mediante la Resolución CREG 160 de 2009; y reglamentó las transacciones internacionales con países no miembros de la CAN mediante la Resolución CREG 112 de 1998. A través de las Resoluciones CREG 026 y 155 de 2014 se establecieron los procedimientos para programar y liquidar las exportaciones de energía en condiciones de riesgo de desabastecimiento.

La medida cuenta con antecedentes de aplicación identificados y recientes, descritos en el literal b) del numeral 1.5: las Resoluciones MME 40619 y 40718 de 2023 y 40115, 40330, 40410 y 40494 de 2024, la Circular MME 40015 de 2025 y la Resolución MME 40064 de 2026. La evidencia operativa muestra, además, que en los últimos diez años las TIE con Ecuador han sido altamente dinámicas —con meses que superaron los 200 GWh y otros por debajo de los 15 GWh (Gráfica 7)— y que durante períodos específicos de baja hidrología las exportaciones se suspendieron o se atendieron únicamente con plantas térmicas que operan con combustibles líquidos, conforme a las Resoluciones 40619 de 2023 y 40115 y 40330 de 2024, sin comprometer el abastecimiento interno ni los compromisos de integración regional.

Gráfica 7. TIE realizadas con Ecuador (enero de 2016 — abril de 2026).



Fuente: SINERGOX.

Colombia ha desempeñado un papel predominantemente exportador en la relación bilateral con Ecuador, aunque en ciertos períodos —particularmente entre marzo y agosto de 2023— los roles se invirtieron por situaciones hidrológicas, de demanda y de disponibilidad de generación. Incentivar los contratos bilaterales de energía puede traer beneficios adicionales a la economía nacional cuando existe excedente exportable; pero, dada la variabilidad climática y la baja capacidad de regulación de gran parte de los embalses del país, es igualmente necesario poder restringir o redireccionar las

exportaciones con rapidez cuando el abastecimiento interno lo exija. Por ello resulta conveniente que el MME, conforme al seguimiento climatológico de las agencias especializadas y del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) y al balance energético del CND, determine mediante circular las alternativas de generación para atender las exportaciones o su suspensión, garantizando la soberanía y la seguridad energética del país y manteniendo el compromiso con la integración energética regional.

1.7.2. Referencia de generación para el embalsamiento de agua (artículo 3º del proyecto)

Considerando los retos que un período de estrechez hidrológica impone al SIN, urge disponer de medidas que garanticen una mayor participación del parque térmico en el despacho económico, con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad. La medida minimiza el desembalsamiento promedio diario y favorece la conservación del embalse agregado del sistema, que constituye la reserva estratégica de energía del país durante los veranos.

El diseño de la medida preserva íntegramente el funcionamiento del mercado: los recursos térmicos siguen compitiendo en el despacho ideal con las reglas usuales; el mecanismo de formación de los precios de bolsa no se modifica; y la liquidación realizada por el ASIC permanece inalterada, pues para efectos comerciales el despacho ideal no incluye las restricciones de recursos térmicos. La generación fuera de mérito resultante se liquida como generación de seguridad conforme a la Resolución CREG 034 de 2001, la liquidación en el despacho ideal se rige por la Resolución CREG 024 de 1995, y las reconciliaciones se liquidan según las Resoluciones CREG 063 de 2000 y 034 de 2001. La referencia se calcula con los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad para el abastecimiento de la demanda, con base en el porcentaje de embalsamiento empleado en la senda de referencia del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (Resoluciones CREG 026 y 155 de 2014, 209 de 2020 y sus modificaciones), en la disponibilidad del parque de generación y en la evolución de los aportes hídricos de cada región.

Adicionalmente, el establecimiento de metas de generación térmica en el despacho reduce la probabilidad de activación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento de la Resolución CREG 026 de 2014, con sus complejidades operativas y comerciales (meta térmica del despacho pre-ideal y liquidación de energía vendida y embalsada). Así como el Estatuto es un mecanismo complementario del Cargo por Confiabilidad, la medida aquí propuesta no riñe con este último: el esquema de liquidación y verificación de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) continúa vigente y, si se activan las condiciones del Estatuto, este prevalece, tal como lo dispone expresamente el parágrafo 3º del artículo 2º del proyecto.

La medida tuvo un papel decisivo en la confiabilidad y la resiliencia del SIN durante el episodio 2023-2025, como lo acreditan la Resolución MME 40116 de 2024, sus circulares de modulación (40017 y 40018 de 2024) y la Resolución MME 40554 de 2024, descritas en el numeral 1.5. La experiencia también reveló los aspectos que el proyecto corrige para el marco permanente: (i) la desactivación gradual —con un período mínimo de cinco (5) días— para permitir al parque térmico y a la cadena de abastecimiento de combustibles ajustar su operación; (ii) el monitoreo de los sobrecostos por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y la definición de su fuente de pago (parágrafo 1º del artículo 4º del proyecto), en línea con la recomendación que la SIC formuló en su concepto de abogacía de la competencia del 5 de abril de 2024 sobre el monitoreo de los costos de operación de los generadores térmicos durante la vigencia de la medida; y (iii) el reconocimiento del Costo Equivalente Real de Energía (CERE) a las plantas térmicas despachadas centralmente sin OEF

(parágrafo 2º del artículo 4º del proyecto), necesario para preservar la suficiencia financiera del parque térmico que el sistema requiere despachar por confiabilidad pero que no percibe la remuneración del Cargo por Confiabilidad.

1.7.3. Respuesta de la demanda de última instancia (artículo 5º del proyecto)

El concepto de Respuesta de la Demanda (RD) surge como respuesta a las ineficiencias de los sistemas eléctricos orientados exclusivamente a la oferta, en los que la demanda se consideraba un factor exógeno y rígido que el sistema debía satisfacer a cualquier costo. La literatura técnica define la RD como el conjunto de cambios en los patrones de consumo de los usuarios finales, en reacción a señales de precios variables en el tiempo o mediante incentivos de pago diseñados para inducir menores consumos en momentos de estrechez operativa o de altos precios de bolsa. Se trata de aprovechar la flexibilidad del consumo para optimizar el uso de la infraestructura de generación y transporte, aliviar congestiones y mitigar el ejercicio de poder de mercado.

En Colombia, la base legal de la RD se asienta en las Leyes 142 y 143 de 1994, que establecen como objetivo la prestación eficiente del servicio mediante el aprovechamiento racional de los recursos energéticos. La Resolución CREG 071 de 2006 introdujo el Cargo por Confiabilidad y, dentro de él, la Demanda Desconectable Voluntaria (DDV) como anillo de seguridad para respaldar Obligaciones de Energía Firme, reglamentada operativamente por la Resolución CREG 063 de 2010. La Ley 1715 de 2014, en sus artículos 6º y 31, definió formalmente la Respuesta de la Demanda y ordenó a la CREG establecer mecanismos para incentivarla, con el objeto de desplazar los consumos en períodos punta, procurar el aplanamiento de la curva de demanda y responder a requerimientos de confiabilidad. El Decreto 2492 de 2014 (artículo 3º, compilado en el Decreto 1073 de 2015) dispuso que la CREG diseñara los mecanismos para que los usuarios oferten voluntariamente reducciones o desconexiones de demanda en el mercado mayorista, y el Decreto 929 de 2023 (artículo 3º) extendió esa posibilidad a los agregadores de demanda. La Resolución CREG 011 de 2015 creó el programa de RD en condición crítica, y la Resolución CREG 140 de 2017 —referencia expresa del artículo 5º del proyecto— definió el precio marginal de escasez del Cargo por Confiabilidad y las reglas de la RD en el mercado mayorista, que sirven de base para remunerar las reducciones voluntarias de consumo de los usuarios que participen a través de un Representante de Respuesta de la Demanda (Representante RD).

La eficacia de la RD como recurso de confiabilidad quedó demostrada durante El Niño 2023-2024. Ante embalses agregados en niveles cercanos al 29% en abril de 2024 y aportes hídricos en mínimos históricos, la CREG implementó un programa transitorio de RD en dos etapas (Resolución CREG 101 043 de 2024), con aceptación endógena de ofertas en el despacho diario: la oferta de reducción se acepta cuando su costo es menor o igual al beneficio estimado para el sistema, y se despacha como una planta de generación virtual. Los resultados de la primera etapa se resumen en la Tabla 8.

Tabla 8. Resultados 2024 de la primera etapa del programa de RD en el SIN.

Mayo a junio de 2024	RD ofertada (MW)	RD aceptada (MW)	RD verificada (MW)	Aceptada vs. ofertada (%)	Verificada vs. aceptada (%)
Promedio	1.540	1.110	698	66,2%	63,7%

Fuente: cálculos propios con base en datos de XM.

Los precios de oferta observados fueron competitivos, situándose frecuentemente en niveles de 300 \$/kWh o menos, comparables a los de tecnologías de generación eficientes. La relación de verificación del 63,7% señala, a su vez, la necesidad de mejorar los pronósticos de consumo y la disciplina de desconexión, aspectos que la regulación posterior ha venido refinando (Resolución CREG 101 054 de 2024 y desarrollos de 2025 y 2026, incluida la estandarización de la Línea Base de Consumo y de sus métricas de error en la Resolución CREG 101 019 de 2022).

El artículo 5º del proyecto habilita esta medida como recurso de última instancia del marco permanente: la CREG establecerá las condiciones para que los usuarios disminuyan voluntariamente su consumo y para que dicha disminución sea remunerada reconociendo los costos de los participantes, teniendo como referencia la Resolución CREG 140 de 2017 o los precios que la CREG defina con base en ella. El párrafo del artículo garantiza la participación amplia: todo usuario con disponibilidad para disminuir su demanda, cuente o no con autogeneración, con o sin excedentes, podrá participar. Esta amplitud maximiza el recurso de flexibilidad disponible para el sistema en los momentos de mayor estrechez, a un costo que la evidencia de 2024 demostró competitivo frente a las alternativas de generación marginal.

1.7.4. Ampliación transitoria de la capacidad de generación del SIN (artículo 6º del proyecto)

Ante los períodos de escasez, es necesario contar con la máxima capacidad de generación disponible y, de ser posible, ampliarla. Existe en el sistema capacidad excedentaria —capacidad efectiva neta o potencia máxima nueva o adicional a la registrada en el Mercado de Energía Mayorista (MEM)— cuya utilización oportuna exige flexibilizar los procedimientos ordinarios para la entrega de excedentes. En cuanto a las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, la generación solar ha crecido hasta representar cerca del 14,8% de la capacidad del sistema (Tabla 1), lo que amplía el potencial de excedentes aprovechables en períodos de baja hidrología.

La medida replica, con vocación permanente, el mecanismo de la Resolución CREG 101 034 de 2024 —expedida ante El Niño 2023-2024 para flexibilizar temporalmente las exigencias regulatorias de entrega de excedentes de plantas menores, autogeneradores y cogeneradores— y su extensión por el artículo 3º de la Resolución MME 40116 de 2024, que la amplió mediante la figura de la declaración de disponibilidad excedentaria, sujeta a la solicitud de ampliación de la capacidad de transporte asignada y a los términos de los artículos 5º a 8º de la citada resolución de la CREG. La previsión sobre fronteras embebidas —conforme a la cual la energía excedentaria inyectada a la red se considera un excedente independiente de los mecanismos comerciales pactados con los comercializadores— elimina una barrera contractual que, de otro modo, desincentivaría la inyección de excedentes precisamente cuando el sistema más los necesita.

1.7.5. Capacidad de transporte y conexión temporal (artículo 7º del proyecto)

La ampliación transitoria de la capacidad de generación y las conexiones temporales son mecanismos complementarios que permiten al SIN aprovechar capacidad energética existente que aún no ha entrado en operación formal por no haberse completado los procesos administrativos correspondientes. El numeral 11 del artículo 4º de la Resolución MME 40311 de 2020 estableció los lineamientos para que la UPME asigne conexiones temporales de proyectos, siempre que resulte técnicamente viable, con independencia de que exista o no un generador con capacidad de transporte previamente asignada; y el artículo 4º de la Resolución MME 40116 de 2024 amplió dicho numeral en el contexto de El Niño 2023-2024, según se describió en el numeral 1.5.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
			T-GJ-F-01	
		11-08-2023	V-1	

El artículo 7º del proyecto incorpora la medida al marco permanente con tres salvaguardas: (i) la exigencia de viabilidad técnica para la conexión; (ii) la suspensión de las conexiones temporales una vez finalizada la vigencia de la activación o cuando las capacidades de transporte se asignen por los mecanismos ordinarios definidos por la CREG, lo que preserva la integridad del esquema regular de asignación; y (iii) el mantenimiento en todo momento de las condiciones de seguridad y confiabilidad de la operación, para lo cual el CND programará los recursos y la carga conforme a sus obligaciones legales (Leyes 142 y 143 de 1994).

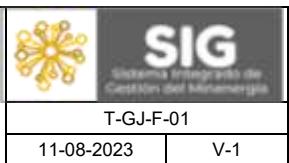
1.7.6. Disminución de la exposición de los usuarios del mercado regulado en bolsa (artículo 8º del proyecto)

Durante los períodos de estrechez hidrológica, los precios de bolsa se incrementan de manera sustancial: como se acreditó en el numeral 1.3, la ocurrencia de El Niño se asocia con un aumento promedio del precio de bolsa nacional ponderado de \$313,55/kWh respecto de la neutralidad climática. Los comercializadores que atienden demanda regulada con alta exposición a bolsa trasladan esos precios a los usuarios a través del componente de costo de energía (G) del Costo Unitario de prestación del servicio (CU), lo que puede producir incrementos tarifarios severos y deterioro de la cartera del sector precisamente en los momentos de mayor vulnerabilidad.

El antecedente directo de la medida es la Resolución CREG 101 036 del 7 de febrero de 2024, que ante El Niño 2023-2024 habilitó transitoriamente la contratación directa de energía por parte de los comercializadores que atienden demanda regulada, bajo las modalidades de pague lo contratado y de pague lo contratado condicionado a la Generación Ideal Nacional no Comprometida en Contratos (PCG), con registro ante el ASIC, publicación en el Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (SICEP), límites de cantidad —la demanda regulada no cubierta por los mecanismos ordinarios de compra, dentro del límite de compras propias de la Resolución CREG 130 de 2019—, precios máximos de traslado y traslado al componente G conforme a la Resolución CREG 101 002 de 2022. El contexto que motivó dicha resolución incluyó la no entrada en operación de varios proyectos de generación adjudicados en las subastas CLPE 02-2019 y CLPE 03-2021, situación que, según cifras de XM presentadas a la CREG (radicado CREG E-2023-015015), incrementó la exposición a bolsa de la demanda nacional en cerca del 4,1%.

La medida contó con evaluación favorable de la autoridad de competencia. En su concepto de abogacía de la competencia del 6 de febrero de 2024, la SIC concluyó que la medida “no establece restricciones injustificadas ni desproporcionadas sobre la libre competencia económica”; advirtió “la importancia y oportunidad de la medida para evitar que el incremento esperado en el PBN comprometa tanto el bienestar de los consumidores que se verían afectados por el traslado del PBN a la tarifa regulada, como la estabilidad financiera de los comercializadores que a estos atienden ante un mayor riesgo de cartera”; y, respecto de los precios máximos de traslado, señaló que “esa regla tiene una finalidad legítima, es adecuada para alcanzarla y (...) es necesaria para ejercer un control sobre los precios que pueden resultar de las negociaciones”, evitando “la ocurrencia de especulación, abusos o prácticas que puedan resultar perjudiciales para los consumidores o el mercado en general”.

El artículo 8º del proyecto incorpora esta medida al marco permanente replicando su finalidad y su mecanismo: el MME podrá habilitarla mediante circular durante los períodos de estrechez hidrológica, y la CREG establecerá o actualizará las condiciones aplicables, conservando las salvaguardas que la SIC valoró positivamente: registro y liquidación ante el ASIC conforme a la Resolución CREG 024 de 1995, precio en pesos colombianos por kilovatio-hora durante toda la vigencia del contrato, límite de cantidad

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

dentro del régimen de compras propias de la Resolución CREG 130 de 2019, precios máximos de traslado definidos por la CREG y documentación verificable del procedimiento de determinación de cantidades.

1.7.7. Mecanismos de gestión de acumulación de cartera (artículo 9º del proyecto)

La fórmula general del Costo Unitario de prestación del servicio (CU) está definida en la Resolución CREG 119 de 2007, en cuyo Anexo 1 el parámetro de ajuste AJ opera como factor de ajuste del componente de compras de energía (G) asociado a las compras en bolsa. Durante los períodos de estrechez hidrológica, los elevados precios de bolsa pueden generar, por la aplicación de dicho parámetro y de las opciones tarifarias asociadas, saldos de deudas acumuladas a cargo de los usuarios que luego deben amortizarse en las facturas de períodos posteriores. La experiencia tarifaria reciente ha mostrado que esos saldos pueden alcanzar magnitudes que comprometen tanto la senda tarifaria de los usuarios como la sostenibilidad financiera de los comercializadores.

El artículo 9º del proyecto ordena a la CREG revisar las reglas aplicables al parámetro AJ con una finalidad precisa y acotada: evitar que durante los períodos de estrechez hidrológica se originen, por su aplicación, saldos excesivos de deudas acumuladas trasladables a los usuarios, y adoptar los ajustes regulatorios necesarios para moderar el impacto tarifario de dichos saldos y procurar su amortización gradual. Se trata de una medida preventiva de protección al usuario final que complementa el artículo 8º: mientras aquel reduce la exposición de la demanda regulada a los precios de bolsa, este corrige el mecanismo de traslado intertemporal que amplifica los efectos tarifarios de los episodios de precios altos. La revisión del parámetro corresponde a la CREG en ejercicio de sus competencias tarifarias propias; el proyecto se limita a fijar el objetivo de política y el marco temporal, conforme a la distribución de competencias que se analiza en el numeral 3.1 de esta memoria.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

La resolución aplica en todo el territorio nacional respecto de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Son destinatarios de sus disposiciones: (i) los agentes generadores, autogeneradores y cogeneradores del SIN; (ii) los comercializadores de energía eléctrica, en particular los que atienden demanda regulada; (iii) los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica que participen voluntariamente en el mecanismo de Respuesta a la Demanda, directamente o a través de un Representante RD; (iv) XM S.A. E.S.P., en su calidad de operador del Centro Nacional de Despacho (CND) y de Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC); (v) la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), en lo relativo al otorgamiento de capacidad de transporte y conexiones temporales; (vi) la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en cuanto destinataria de los lineamientos de política que la resolución le señala para el desarrollo regulatorio de las medidas; (vii) la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), en sus funciones de inspección, vigilancia y control; y (viii) el Consejo Nacional de Operación (CNO), en sus funciones de coordinación y asesoría técnica.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo

La competencia del MME para expedir la resolución proyectada se funda en un conjunto articulado de normas constitucionales, legales y reglamentarias.

En el plano constitucional, el artículo 334 de la Constitución Política atribuye al Estado la dirección general de la economía y su intervención, por mandato de la ley, en los servicios públicos; el artículo 365 dispone que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es deber de este asegurar su prestación eficiente, con continuidad y calidad, a todos los habitantes del territorio nacional; y el artículo 370 asigna al Presidente de la República el señalamiento, con sujeción a la ley, de las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, función que se ejerce a través de los ministerios como cabeza de los respectivos sectores administrativos (artículo 208 de la Constitución y artículos 58 y 61 de la Ley 489 de 1998).

En el plano legal, el artículo 2º de la Ley 142 de 1994 consagra la intervención del Estado en los servicios públicos para asegurar su prestación continua, ininterrumpida y eficiente. La Ley 143 de 1994 contiene las habilitaciones específicas: su artículo 4º asigna al Estado, en relación con el servicio de electricidad, los objetivos de abastecer la demanda en un marco de uso racional y eficiente de los recursos energéticos y de asegurar una operación eficiente, segura y confiable; el parágrafo 2º de su artículo 18 ordena al Gobierno nacional tomar “las medidas necesarias para garantizar el abastecimiento y la confiabilidad en el sistema de energía eléctrica del país” —habilitación directa y finalísticamente idéntica al objeto de la resolución proyectada—; su artículo 33 dispone que la operación del SIN procurará atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad, mediante la utilización económica de los recursos disponibles; y sus artículos 66 y 68 erigen el ahorro y el uso eficiente de la energía en objetivos prioritarios del sector. El artículo 2º de la misma ley atribuye al MME, en ejercicio de las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, la definición de los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes de energía, dentro de un manejo integral, eficiente y sostenible de los recursos energéticos del país. Por su parte, el numeral 3 del artículo 59 de la Ley 489 de 1998 asigna a los ministerios la función de dictar, en desarrollo de la ley y de los decretos respectivos, las normas necesarias para el cumplimiento de las funciones y servicios a su cargo.

En el plano reglamentario, el numeral 3 del artículo 2º del Decreto 381 de 2012 —modificado por los Decretos 1617 y 2881 de 2013 y por el Decreto 30 de 2022— atribuye al MME formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, y su artículo 5º radica en el despacho del Ministro la adopción de los actos correspondientes. Sobre esa base normativa, todas las medidas del proyecto son manifestaciones del ejercicio de la función de formulación y adopción de política energética y de la habilitación del parágrafo 2º del artículo 18 de la Ley 143 de 1994, según se analiza medida por medida:

Artículo 3º (referencia de generación para el embalsamiento de agua). Es un lineamiento de política preventiva para la gestión del recurso hídrico y la seguridad de abastecimiento, idéntico en su estructura al adoptado por las Resoluciones MME 40116 y 40554 de 2024. No altera la formación de precios ni la liquidación comercial, que siguen rigiéndose por las resoluciones de la CREG a las que el propio artículo remite (Resoluciones CREG 024 de 1995, 062 de 2000, 063 de 2000 y 034 de 2001). El precedente inmediato fue sometido a consulta pública y a abogacía de la competencia sin reparo de incompetencia.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
			T-GJ-F-01	
		11-08-2023	V-1	

Artículo 4º (exportaciones). La determinación de las condiciones bajo las cuales se atienden o suspenden las exportaciones de electricidad en función del abastecimiento interno es una decisión de política y de soberanía energética, no de regulación económica del mercado: no fija tarifas, no modifica el Reglamento de Operación y remite expresamente, para su ejecución operativa y comercial, a las reglas ya expedidas por la CREG (Resoluciones CREG 026 y 155 de 2014). Es, además, la misma naturaleza de las decisiones que el MME adoptó mediante las Resoluciones 40619 y 40718 de 2023, 40115, 40330, 40410 y 40494 de 2024 y 40064 de 2026, y se apoya en el principio de soberanía reconocido por la Decisión CAN 816 de 2023.

Artículos 5º, 8º y 9º (respuesta de la demanda, compras directas para el mercado regulado y mecanismos de acumulación de cartera) y artículo 2º (reconocimiento del CERE). En estos artículos el Ministerio no expide la regulación de detalle: fija el objetivo de política y ordena su desarrollo a la CREG, que conserva íntegramente la definición del contenido regulatorio (condiciones, precios de referencia, metodologías y fórmulas). Esta técnica —el Gobierno señala el lineamiento; la CREG lo desarrolla en ejercicio de sus funciones propias— es la misma empleada por el Decreto 2492 de 2014 (artículo 3º), que dispuso que la CREG diseñara los mecanismos de participación voluntaria de la demanda, y por el Decreto 929 de 2023 (artículo 3º), que ordenó incluir a los agregadores de demanda; y corresponde al diseño institucional de las Leyes 142 y 143 de 1994, conforme al cual las comisiones de regulación ejercen sus funciones en el marco de los planes y políticas trazados por el Gobierno nacional a través de los ministerios cabeza de sector (artículos 67 y 68 de la Ley 142 de 1994, en concordancia con el artículo 20 de la Ley 143 de 1994). La CREG, además, está adscrita al MME y es presidida por el Ministro de Minas y Energía (artículo 69 de la Ley 142 de 1994), lo que confirma la articulación entre la política ministerial y el desarrollo regulatorio de la Comisión.

Artículos 6º y 7º (ampliación transitoria de capacidad y conexiones temporales). Constituyen lineamientos de política para el aprovechamiento pleno de la capacidad de generación y transporte existente, en la línea de la Resolución MME 40311 de 2020 —acto de lineamientos de política pública en materia de asignación de capacidad de transporte, cuya validez no ha sido cuestionada— y del artículo 4º de la Resolución MME 40116 de 2024. La ejecución remite a los términos ya definidos por la CREG (Resolución CREG 101 034 de 2024) y a las funciones legales de la UPME y del CND.

En suma, la resolución proyectada se inscribe en la órbita de competencia del MME: adopta decisiones de política energética para garantizar el abastecimiento y la confiabilidad (parágrafo 2º del artículo 18 de la Ley 143 de 1994), señala lineamientos cuyo desarrollo regulatorio corresponde a la CREG en sus materias propias, y remite a la regulación vigente de la Comisión para toda la ejecución operativa y comercial de las medidas, sin sustituirla ni modificarla.

Naturaleza y aptitud jurídica de la circular como instrumento de activación

El mecanismo de activación mediante circular es jurídicamente idóneo por las razones siguientes.

Primera: la sustancia regulatoria queda íntegramente contenida en la resolución. Las medidas, sus destinatarios, sus reglas de aplicación, sus mecanismos de liquidación, sus salvaguardas y sus límites están definidos en el articulado de la resolución permanente, que es el acto administrativo de carácter general sometido a los procesos de publicidad, participación ciudadana y abogacía de la competencia. La circular no crea medidas, no impone obligaciones nuevas ni modifica las existentes: se limita a constatar la configuración de las condiciones objetivas predefinidas en la resolución (el período de

estrechez hidrológica acreditado por el análisis eléctrico y energético del CND) y a determinar el inicio, la combinación, la modulación o la cesación de los efectos de medidas previamente establecidas. Es, en rigor, un acto de ejecución de lo dispuesto en la resolución, expresión de las funciones de dirección y coordinación de la política sectorial del Ministerio.

Segunda: el propio articulado acota el contenido de la circular. El artículo 2º del proyecto exige que la circular indique la fecha de inicio de los efectos, las medidas específicas que se activan de entre las previstas en los artículos 3º a 9º, los parámetros iniciales conforme a las recomendaciones del CND y las demás condiciones de ejecución. La circular opera así dentro de un marco reglado: no puede activar medidas distintas de las tipificadas ni apartarse de las reglas de aplicación que la resolución fija para cada una.

Tercera: el esquema cuenta con precedente administrativo directo y reciente. Las Resoluciones MME 40116 y 40554 de 2024 previeron expresamente la definición de la referencia de generación mínima térmica, su prórroga, suspensión, terminación anticipada y reactivación mediante circular, y así se ejecutó mediante las Circulares MME 40017 y 40018 de 2024, sin controversias sobre la validez del instrumento. La Resolución MME 40064 de 2026 reiteró la técnica al habilitar la modificación, suspensión o reactivación de las exportaciones por circular. El proyecto no innova en el instrumento: consolida y generaliza una práctica administrativa ya empleada por esta cartera.

Cuarta: el esquema preserva íntegramente las garantías de los destinatarios. Las circulares de activación son actos administrativos de carácter general sujetos a publicación en la página web del Ministerio y a comunicación inmediata al CND, al ASIC, a la UPME, a la CREG, a la SSPD y al CNO (párrafo 2º del artículo 2º del proyecto), y quedan sometidas al control de legalidad ante la jurisdicción de lo contencioso administrativo en los términos de la Ley 1437 de 2011, tanto por vía del medio de control de nulidad como mediante la excepción de ilegalidad. Cada circular deberá motivarse en el análisis eléctrico y energético del CND que constituye su presupuesto habilitante, lo que garantiza la revisabilidad técnica y jurídica de cada activación.

Criterios objetivos de activación

La activación de las medidas no depende de la conveniencia discrecional del Ministerio, sino de un estándar técnico reglado, verificable y controlable, estructurado en el proyecto de la siguiente manera.

Primero: la definición normativa del supuesto de hecho. El párrafo 1º del artículo 1º define el período de estrechez hidrológica por referencia a variables técnicas determinadas: los niveles de los embalses del SIN, los aportes hídricos registrados, la disponibilidad de generación y las demás condiciones del sistema asociadas a fenómenos de baja hidrología, sequía o El Niño, en cuanto evidencien un riesgo para la confiabilidad y el abastecimiento continuo de la demanda. Se trata de las mismas variables que la regulación vigente emplea para gobernar las situaciones de riesgo de desabastecimiento.

Segundo: el presupuesto técnico habilitante. El artículo 2º condiciona la activación a que el análisis eléctrico y energético del CND acredite la ocurrencia o previsión del período de estrechez hidrológica. El CND no es un órgano del Ministerio, sino la dependencia técnica del operador del sistema (XM S.A. E.S.P.), cuyas variables de análisis —niveles de embalse, aportes hídricos frente a la media histórica, senda de referencia, disponibilidad del parque— son públicas, se publican diariamente en los portales de XM (SINERGOX) y son metodológicamente trazables. El Ministerio no puede activar las medidas sin ese soporte técnico, y el soporte es externo, público y verificable.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		11-08-2023
			V-1	

Tercero: parámetros cuantitativos preexistentes para la medida de mayor impacto. Para la referencia de generación mínima térmica, el artículo 4º ancla el cálculo al porcentaje de embalsamiento del período calculado empleado en la senda de referencia del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (Resoluciones CREG 026 y 155 de 2014 y 209 de 2020), un parámetro cuantitativo definido por la regulación de la CREG, público y de cómputo conocido, complementado con la disponibilidad del parque de generación y la evolución de los aportes hídricos regionales. Cuarto: control continuo y simetría en la desactivación. El informe diario del CND (artículo 10) hace público, día a día, el desempeño de cada medida activa y las variables del sistema, lo que permite a cualquier interesado contrastar la persistencia de las condiciones que motivaron la activación; el CNO puede formular recomendaciones sobre activación, modulación y desactivación (artículo 11); y el artículo 12 obliga a dar por terminados los efectos, mediante circular, una vez superada la situación conforme al análisis del CND. La misma vara técnica que habilita la activación gobierna la desactivación, lo que excluye la prolongación discrecional de las medidas. Este diseño satisface los estándares de motivación de los actos administrativos: cada circular será un acto motivado en un análisis técnico externo, público y contrastable, adoptado dentro de supuestos normativos predefinidos y sujeto a control judicial.
3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada
Las normas que fundamentan esta Resolución, incluyendo la Ley 143 de 1994, la Ley 1715 de 2014 y el Decreto 1091 de 2025, se encuentran vigentes y son de carácter permanente.
3.3 Análisis de las disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas
N/A
3.4. Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción).
De acuerdo con la información disponible, no se han evidenciado sentencias judiciales expedidas con relación a la expedición de la presente resolución.
3.5 Circunstancias jurídicas adicionales
4. IMPACTO ECONÓMICO
Las disposiciones contenidas en la presente Resolución no impactan los recursos del Presupuesto General de la Nación.
5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Ministerio	
		T-GJ-F-01	
		11-08-2023	V-1

Las disposiciones contenidas en el presente no impactan los recursos del Presupuesto General de la Nación.	
6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN.	
No aplica.	
7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO <i>(Si cuenta con ellos)</i>	
No aplica por cuanto el acto administrativo no genera ninguna incidencia para las comunidades indígenas ni minorías reconocidas constitucional y legalmente.	
ANEXOS:	
Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria)	X
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	N/A
Informe de observaciones y respuestas	X
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio	X
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública	N/A
Cuestionario de abogacía de la competencia	X

Aprobó:

**DANIEL AUGUSTO EL SAIEH SÁNCHEZ
BALLOS**
 Jefe Oficina Asesora Jurídica

JUAN CARLOS BEDOYA
 Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y
 Empresariales

Elaboró:
 Revisó:

 Energía	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Medio Ambiente	T-GJ-F-01	
			11-08-2023	V-1

Aprobó: Daniel Augusto Jorge El Saieh Sánchez/ Juan Carlos Bedoya Ceballos