

BASES TÉCNICAS PARA LA EVALUACIÓN DEL RETIRO GRADUAL DE LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN EN COLOMBIA

Este documento presenta las bases técnicas que sustentan las recomendaciones presentadas en la Estrategia para la transición gradual y justa de las centrales termoeléctricas a carbón en Colombia. Para ello, analiza el papel que actualmente desempeñan las centrales termoeléctricas a carbón en la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN), evalúa su desempeño operativo y examina la evidencia disponible sobre planificación del sistema eléctrico. El documento busca establecer un marco técnico de referencia para evaluar las implicaciones del retiro gradual del carbón sobre la seguridad energética, la suficiencia del sistema y la estabilidad de la operación eléctrica.

Introducción

Colombia, en el marco de sus compromisos internacionales en materia de cambio climático y como miembro de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), ha adoptado objetivos de descarbonización acordes con la meta de limitar el calentamiento global a 1,5 °C. En este contexto, diversos países han avanzado en estrategias de retiro gradual o reconversión de centrales termoeléctricas a carbón, lo que ha impulsado el debate sobre el papel de estas tecnologías en los sistemas eléctricos (EMBER, 2024).

No obstante, la discusión sobre el retiro gradual del carbón en Colombia no se limita a las consideraciones climáticas y requiere evaluar rigurosamente las implicaciones que este proceso podría tener sobre la confiabilidad y la seguridad del sistema eléctrico. A diferencia de otros países, el SIN presenta una alta dependencia de la generación hidráulica y una creciente incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), lo que hace necesario analizar el rol que desempeñan las centrales termoeléctricas a carbón, particularmente durante condiciones de estrés operativo o eventos hidrológicos extremos.

La participación de la generación a carbón aumenta de manera significativa durante fenómenos climáticos,¹ cuando las restricciones hídricas incrementan la necesidad de generación térmica como respaldo. Durante el fenómeno de El Niño 2023-2024, la generación eléctrica a carbón aumentó de forma transitoria en aproximadamente un 170% respecto a los niveles observados en condiciones hidrológicas normales (UPME, 2026), lo que pone de manifiesto su aporte para cubrir la demanda y mantener la operación del sistema en condiciones hidrológicas adversas.

¹ La participación de la generación a carbón en la matriz eléctrica fue de 10,2 % (2019), 12,1 % (2020), 16,7 % (2021), 3,9 % (2022), 8,8 % (2023), 10,9 % (2024) y 4,1 % (2025). según datos de XM-Paratec. <https://paratec.xm.com.co/mapa>

Sin embargo, este comportamiento no significa que la totalidad del parque termoeléctrico sea necesaria para la operación futura del sistema. La viabilidad del retiro gradual del parque termoeléctrico a carbón tampoco depende exclusivamente de la capacidad instalada que actualmente representa. También está condicionada por el desempeño operativo de las centrales, su capacidad efectiva de respuesta cuando son requeridas y la disponibilidad de alternativas tecnológicas e infraestructurales capaces de sustituir las funciones que hoy desempeñan.

Estudios de expansión y planificación del sistema eléctrico muestran que el retiro gradual del carbón podría ser compatible con la confiabilidad y la seguridad energética, siempre que se cumplan determinadas condiciones técnicas, entre ellas la expansión oportuna de fuentes renovables, el fortalecimiento de la infraestructura de transmisión, el desarrollo de recursos de flexibilidad y una adecuada provisión de servicios complementarios.

En este contexto, el presente documento tiene como propósito aportar un marco técnico de referencia para evaluar el retiro gradual de las centrales termoeléctricas a carbón en Colombia, mediante el estudio de su rol actual en el SIN, el desempeño del parque termoeléctrico y la revisión de escenarios de transición energética y planificación del sistema eléctrico. Con base en ello, se presentan elementos orientados a apoyar la formulación de estrategias y la toma de decisiones relacionadas con las implicaciones de este proceso sobre la confiabilidad, la seguridad energética y la estabilidad operativa del SIN.

Rol actual de las termoeléctricas a carbón en términos de confiabilidad y seguridad energética

Antes de analizar los escenarios de retiro gradual de las centrales termoeléctricas a carbón, es necesario comprender el papel que actualmente desempeñan dentro del SIN. Este análisis permite diferenciar las funciones que realmente cumplen estas centrales, como la provisión de servicios complementarios y el respaldo operativo, de aquellas asociadas únicamente al suministro de energía, proporcionando una base técnica para evaluar la viabilidad de su retiro gradual.

El parque termoeléctrico a carbón en Colombia está conformado por centrales de tecnología de vapor convencional, basadas en el ciclo Rankine, que incluyen configuraciones de una sola turbina de vapor y ciclos simples de vapor con capacidades netas individuales en el rango de 34 MW a 270 MW, diseñadas históricamente para operar en esquemas de generación continua. Estas centrales están ubicadas en las áreas operativas Oriente, Nordeste y Caribe (*Figura 1*).

El despacho de las centrales termoeléctricas a carbón responde principalmente a las condiciones hidrológicas del sistema y a la disponibilidad de otras tecnologías de generación. En condiciones de alta hidrología, la generación hidráulica desplaza de manera significativa a las centrales termoeléctricas, relegando el carbón a un papel marginal. Esta participación se reduce aún más con la incorporación de generación solar, que durante los períodos de mayor recurso renovable satisface una fracción creciente de la demanda. Este comportamiento puede observarse durante el período enero-junio de 2026, en el cual se presentaron intervalos en los que la generación solar superó la generación a carbón (*Figura 2*).

Figura 1. Ubicación de las centrales termoeléctricas a carbón y áreas de operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Elaboración Propia con datos de (UPME, 2025c)

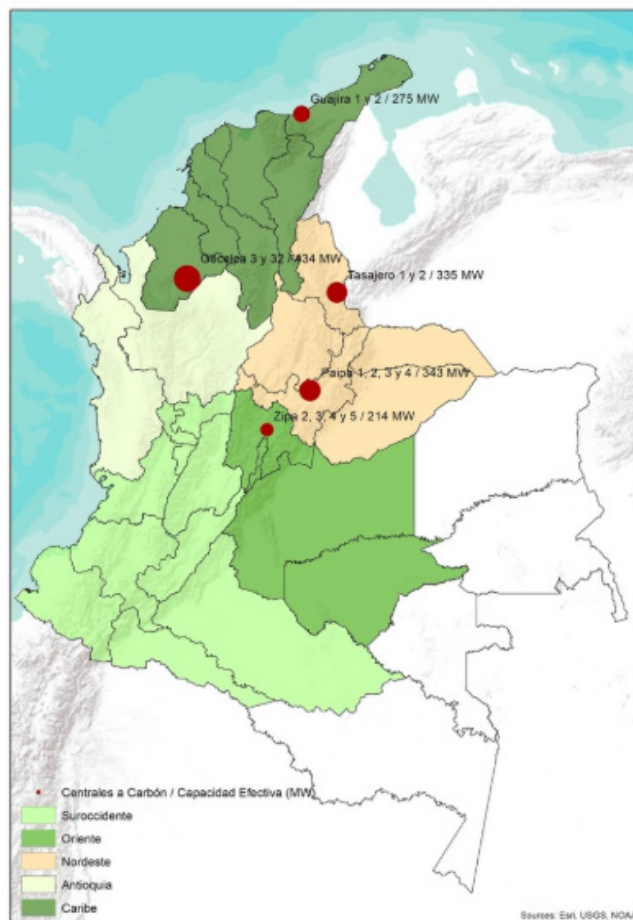
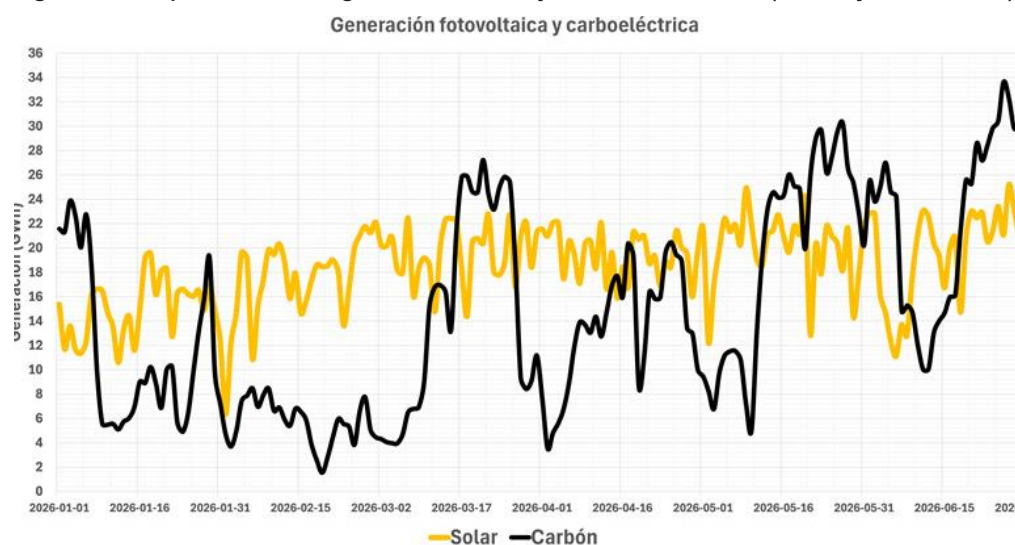


Figura 2. Comparación entre generación solar y a carbón en el SIN (enero–junio de 2026)

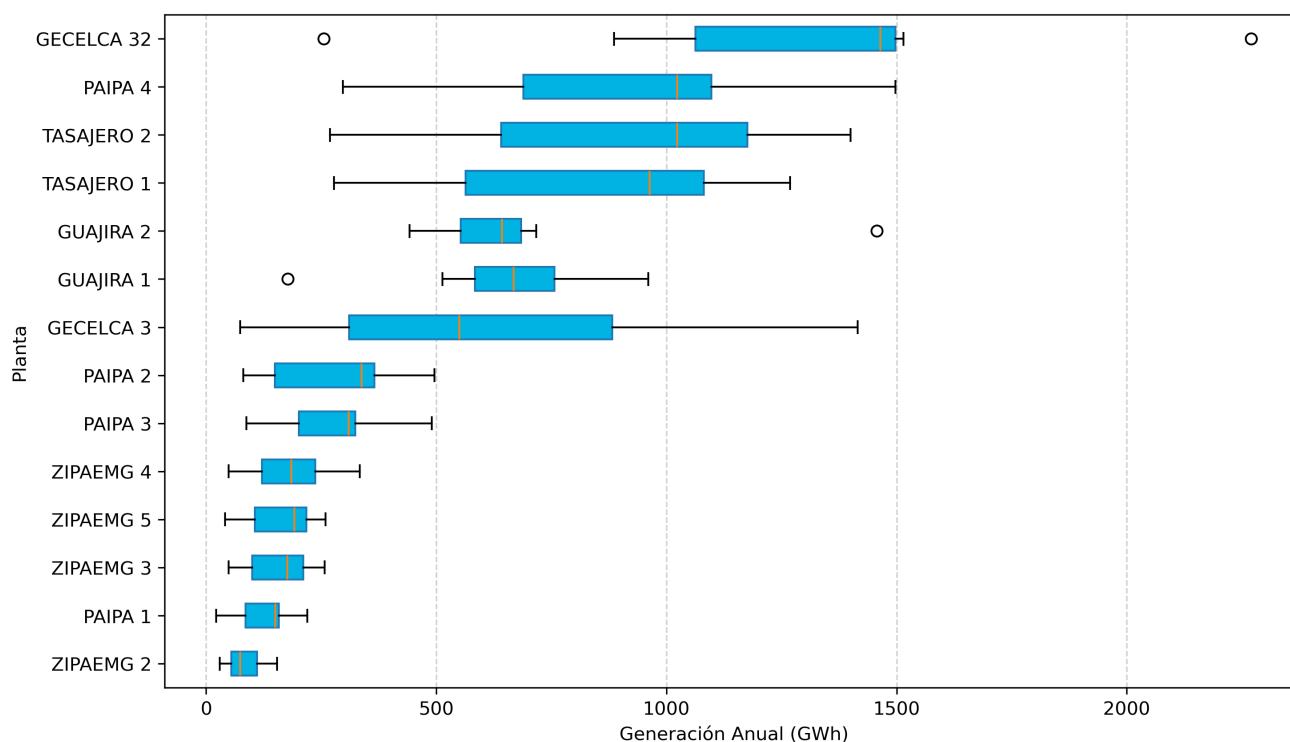


Fuente: Elaboración propia con datos de XM

Asimismo, en 2024, siete centrales termoeléctricas a carbón (Gecelca 3 y 32, Tasajero 1 y 2, Paipa 4 y Guajira 1 y 2) registraron una producción al menos dos veces superior a la de las demás unidades del parque. Sin embargo, aunque Gecelca 32 lideró la generación entre estas centrales, su participación individual alcanzó únicamente el 1,78 % de la generación total del sistema (Figura 3).

La figura 3 muestra el comportamiento anual de generación de energía (GWh) de cada central termoeléctrica a carbón entre 2019 y 2025, ordenándolas de menor a mayor según su promedio de producción. Cada barra horizontal representa el rango en el que normalmente opera una planta: la línea naranja central marca el valor típico (mediana) de generación de esos años, mientras que la caja azul y las líneas de los extremos indican qué tan constante o variable ha sido su actividad ante las demandas del sistema eléctrico.

Figura 3. Generación anual de las centrales termoeléctricas a carbón entre 2019-2025.



Fuente: Elaboración propia con datos de XM

Los resultados evidencian una clara división en el parque térmico del país. Por un lado, las plantas más modernas y de mayor capacidad, como GECELCA 3 y 32, Paipa 4 y Tasajero 1 y 2, representan las plantas de mayor producción nacional de energía a carbón. En contraste, las unidades más antiguas y de menor tamaño como ZIPAEMG 1 a 4 y Paipa 1 registran una participación muy baja y restringida, operando de manera marginal dentro del mercado energético durante el periodo analizado.

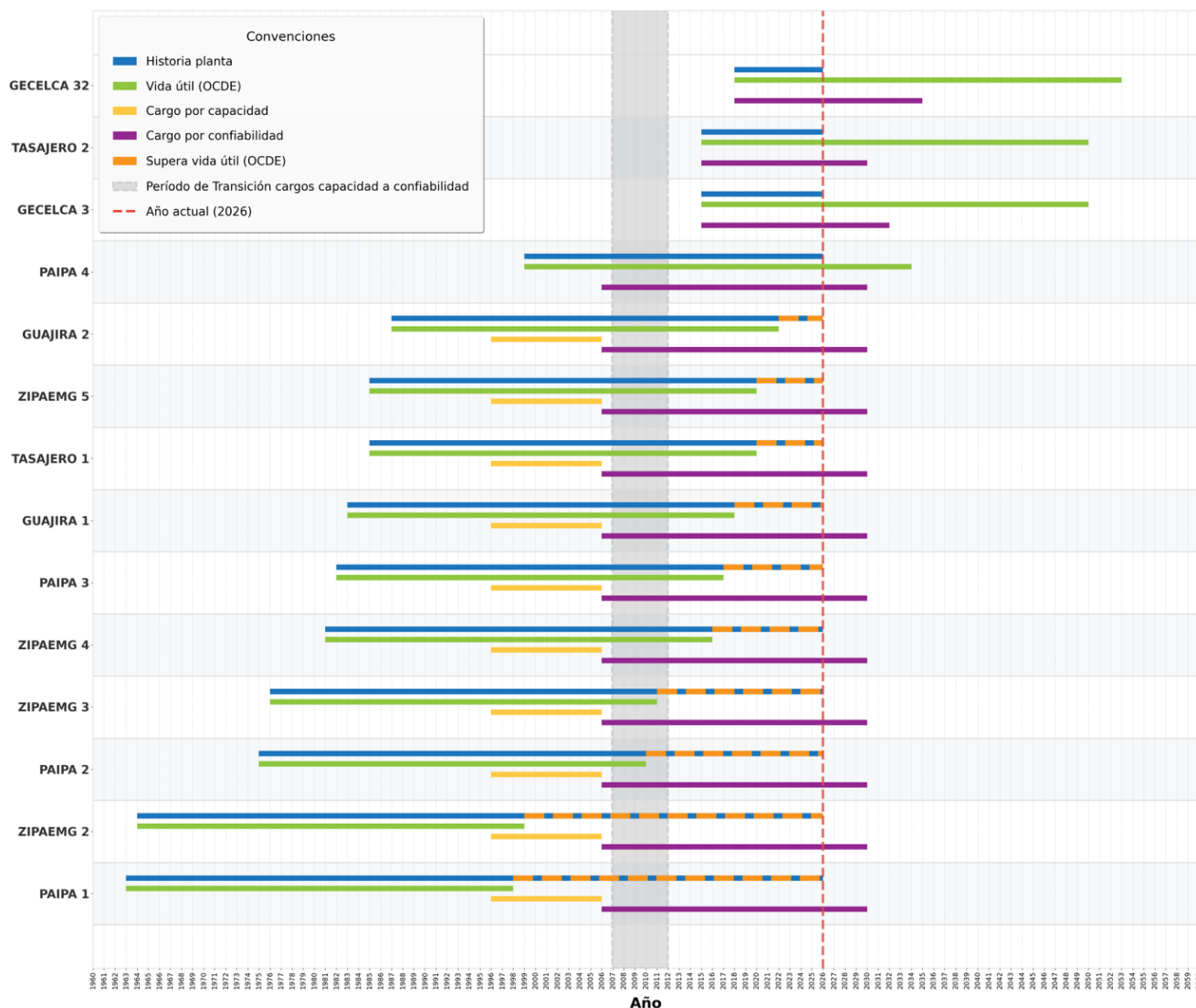
La contribución energética constituye únicamente una dimensión del aporte de estas centrales al sistema. Históricamente, el parque termoeléctrico a carbón también ha desempeñado un papel en la confiabilidad del SIN mediante su participación en los mecanismos de suficiencia energética establecidos por la regulación.

La figura 4 presenta, la historia operativa de las 14 plantas carboeléctricas en Colombia despachadas centralmente, ordenadas de mayor a menor antigüedad según su Fecha de Puesta en Operación (FPO). Para cada planta se muestra, en azul, la historia operativa de la unidad desde su entrada en servicio hasta el año de referencia (2026). En verde, su vida útil de referencia bajo el criterio OCDE de 35 años y, en naranja, el segmento que resalta la superación de dicha vida útil dentro de la franja histórica. Se incluye además, en amarillo, el período durante el cual la planta percibió remuneración bajo el esquema del Cargo por Capacidad.² En morado, el período de remuneración

² Resolución CREG 116 de 1996, vigente hasta noviembre de 2006

bajo el Cargo por Confiabilidad.³ En gris, la franja que delimita el período de transición⁴ entre el cargo por capacidad y el cargo por confiabilidad. Finalmente, en rojo el año actual (2026).

Figura 4. Línea de tiempo (1963 – 2053) de cronograma operativo, fecha de puesta en operación, vida útil de referencia y obligaciones de energía en firme del parque termoeléctrico a carbón.



Fuente: Elaboración propia con datos de Paratec, SUICC, XM.

La evolución histórica evidencia que 10 de las 14 centrales termoeléctricas a carbón continúan operando pese a haber superado su vida útil de referencia o encontrarse próximas al vencimiento de sus obligaciones de energía en firme. En este contexto, resulta pertinente analizar si su permanencia responde a necesidades estructurales del sistema o, por el contrario, a la inercia de mercado y a las condiciones operativas específicas que podrían resolverse mediante otras alternativas tecnológicas o de infraestructura.

3 Resolución CREG 071 de 2006

4 Durante el Período de Transición (1 de diciembre de 2006 a 2012), la asignación de Obligaciones de Energía Firme se realizó mediante mecanismo administrativo, con base en la ENFICC declarada por cada agente generador (Artículos 83 y 85, Resolución CREG 071 de 2006). La primera subasta competitiva de OEF se llevó a cabo el 6 de mayo de 2008; sin embargo, las obligaciones allí asignadas solo entraron en vigencia a partir del 1 de diciembre de 2012, una vez transcurrido el Período de Planeación de 4,5 años previsto para la puesta en operación de los proyectos adjudicados.

En términos operativos, la estabilidad de frecuencia en el SIN ha dependido históricamente de la inercia rotacional aportada por generadores síncronos de naturaleza térmica e hidráulica, así como de la acción coordinada de los mecanismos de control primario, secundario y terciario. Esta estabilidad no depende únicamente de la capacidad instalada, sino de la disponibilidad de recursos con capacidad de suministro, confiabilidad y respuesta rápida ante variaciones de la demanda. Desde el punto de vista dinámico, la inercia actúa como la primera línea de defensa ante desequilibrios súbitos entre la generación y la demanda, al reducir la tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF), limitar la desviación máxima de frecuencia (NADIR) y proporcionar el margen temporal necesario para la actuación efectiva de los sistemas de regulación (XM, 2025a).

En escenarios de alta penetración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) basadas en inversores (IBR), como la eólica y la solar fotovoltaica, la operación del sistema puede requerir mantener en servicio o despachar unidades de generación síncrona, principalmente térmicas e hidráulicas, para garantizar servicios esenciales como la provisión de inercia, el control de frecuencia y el soporte de tensión. En este contexto, algunas centrales termoeléctricas, incluso con limitaciones tecnológicas o cercanas al fin de sus OEF, continúan operando para atender requerimientos operativos de carácter local o subregional.

Sin embargo, esta necesidad responde principalmente a restricciones de red y condiciones específicas de operación. La incorporación de refuerzos en la red de transmisión y el desarrollo de alternativas de flexibilidad pueden reducir o eliminar este requerimiento, lo que evidencia que la permanencia de estas unidades está asociada, en muchos casos, a limitaciones de infraestructura y a requerimientos operativos localizados, más que a una necesidad permanente de generación del sistema (XM, 2025a).

El análisis del retiro gradual de las centrales termoeléctricas a carbón requiere evaluar de manera diferenciada las funciones asociadas al suministro energético y aquellas relacionadas con requerimientos operativos específicos, identificando en cada caso la existencia de alternativas tecnológicas o de infraestructura que permitan reemplazarlas sin comprometer la seguridad y confiabilidad del sistema.

Caracterización técnica del parque termoeléctrico a carbón

Una vez analizadas las funciones que actualmente desempeñan las centrales termoeléctricas a carbón en el SIN, resulta necesario evaluar su estado técnico para determinar si dichas unidades cuentan efectivamente con las condiciones necesarias para seguir cumpliendo esos requerimientos operativos.

Con este fin, se estableció un marco técnico de referencia para analizar la viabilidad de la eliminación gradual del carbón en la generación eléctrica en Colombia,⁵ desde la perspectiva de la operación, el despacho energético y la confiabilidad del sistema eléctrico. El propósito fue evaluar el desempeño operativo de cada central mediante el establecimiento de criterios e indicadores objetivos que permitieran identificar aquellas unidades con mayores limitaciones técnicas y operativas y establecer un orden indicativo para un eventual retiro.

5 El marco técnico de referencia fue desarrollado mediante una consultoría especializada contratada para evaluar la viabilidad técnica de la eliminación gradual del carbón en la generación eléctrica en Colombia.

Para ello, se consideraron variables relevantes como la capacidad instalada, la antigüedad de las centrales, el *heat rate*, las desviaciones operativas, la eficiencia y la disponibilidad. Estas variables permiten evaluar tanto el desempeño energético de las unidades como su capacidad de respuesta frente a los requerimientos del sistema. A partir de esta información, se definieron criterios técnicos para establecer una priorización indicativa de las centrales en función de su desempeño y relevancia operativa.

Los indicadores seleccionados reflejan diferentes dimensiones del desempeño operativo. Mientras la eficiencia térmica y el factor de planta permiten evaluar el aprovechamiento técnico de las unidades, las desviaciones operativas y la disponibilidad constituyen indicadores directos de su confiabilidad, al medir su capacidad para operar cuando son requeridas por el sistema.

En la tabla 1 se presentan los rangos de evaluación para cada dimensión analizada. La evaluación de cada variable se realizó mediante la asignación de puntajes basados en información publicada por XM,6 los cuales se clasifican bajo una metodología tipo “semáforo”, en la que cada categoría se asocia a un color y a un peso específico.

Tabla 1. Metodología propuesta para la evaluación de las centrales termoeléctricas a carbón mediante indicadores de desempeño

Dimensión evaluada	Indicador	Color	Umbral cuantitativo	Interpretación técnica
Eficiencia térmica anual	η (%)	VERDE=3	$\eta > 35\%$	Central técnicamente eficiente y competitiva
	η (%)	AMARILLO=2	$30\% \leq \eta \leq 35\%$	Desempeño intermedio; requiere vigilancia
	η (%)	ROJO=1	$\eta < 30\%$	Ineficiencia estructural
Factor de planta anual	FP	VERDE=3	$FP \geq 0,50$	Central de uso estructural (base)
	FP	AMARILLO=2	$0,20 \leq FP < 0,50$	Central de respaldo o uso intermedio
	FP	ROJO=1	$FP < 0,20$	Central marginal con bajo uso
Desviación operativa	Δ vs Redespacho (%)	VERDE=3	$\leq 2\%$	Alto cumplimiento operativo
	Δ vs Redespacho (%)	AMARILLO=2	$>2\%$ y $\leq 5\%$	Incumplimientos moderados
	Δ vs Redespacho (%)	ROJO=1	$>5\%$	Indisponibilidad o fallas recurrentes
Disponibilidad anual (propuesta)	Disp (%)	VERDE=3	$\geq 85\%$	Alta capacidad habilitada
	Disp (%)	AMARILLO=2	$75\% - <85\%$	Disponibilidad media
	Disp (%)	ROJO=1	$< 75\%$	Baja disponibilidad

Con base en los rangos y criterios definidos para cada dimensión, la metodología se aplicó al conjunto de centrales del parque termoeléctrico a carbón. Para cada variable, se asignó la categoría correspondiente según los umbrales establecidos y se obtuvo un puntaje agregado que permite establecer una priorización indicativa de las centrales para un eventual retiro gradual. La tabla 2 presenta el resultado de este ejercicio. El puntaje total refleja el desempeño técnico relativo de cada central, los puntajes más altos corresponden a un mejor desempeño y menor prioridad de retiro, mientras que puntajes más bajos indican un menor desempeño y mayor prioridad indicativa.

Tabla 2. Resultados de la caracterización técnica del parque termoeléctrico a carbón.
El puntaje se presenta de la más necesaria (10) a la menos necesaria (5) para el sistema.⁷

Termoeléctrica	Código	Eficiencia	Factor de Planta	Desviaciones Operativas	Disponibilidad	Puntaje total
Paipa 4	PPA4	VERDE	AMARILLO	AMARILLO	VERDE	10
Tasajero 1	TSJ1	VERDE	AMARILLO	AMARILLO	VERDE	10
Tasajero 2	TSJ2	AMARILLO	AMARILLO	AMARILLO	VERDE	9
Gecelca 32	GE32	VERDE	AMARILLO	ROJO	ROJO	7
Guajira 2	TGJ2	AMARILLO	VERDE	ROJO	ROJO	7
Guajira 1	TGJ1	AMARILLO	VERDE	ROJO	ROJO	7
Paipa 2	PPA2	AMARILLO	AMARILLO	AMARILLO	ROJO	7
Paipa 3	PPA3	AMARILLO	AMARILLO	ROJO	AMARILLO	7
Zipa 3	ZPA3	ROJO	AMARILLO	ROJO	AMARILLO	6
Gecelca 3	GE3	AMARILLO	AMARILLO	ROJO	ROJO	6
Zipa 4	ZPA4	ROJO	AMARILLO	ROJO	AMARILLO	6
Zipa 5	ZPA5	ROJO	AMARILLO	ROJO	AMARILLO	6
Paipa 1	PPA1	ROJO	AMARILLO	ROJO	ROJO	5
Zipa 2	ZPA2	ROJO	ROJO	ROJO	AMARILLO	5

Los resultados permiten identificar patrones diferenciados dentro del parque termoeléctrico a carbón. Las principales limitaciones no están asociadas únicamente a la eficiencia energética o a la antigüedad de las centrales, sino principalmente a su confiabilidad operativa. Las desviaciones frente al redespacho y la baja disponibilidad constituyen las dimensiones en las que se observa el mayor deterioro, evidenciando fallas recurrentes que limitan la capacidad de respuesta de varias unidades cuando el sistema las requiere.

Las centrales con menor desempeño corresponden a PPA1 y ZPA2, que registran los puntajes más bajos y concentran múltiples indicadores en condición crítica (rojo), reflejando una combinación de ineficiencia, alta desviación operativa y baja disponibilidad. A este grupo se suman ZPA3, ZPA4, ZPA5 y GE3, las cuales, aunque con puntajes ligeramente superiores, presentan patrones similares de deterioro técnico, especialmente en confiabilidad operativa.

Por otra parte, aunque centrales como GE32, TGJ1, TGJ2, PPA2 y PPA3 mantienen niveles aceptables de eficiencia o factor de planta, muestran fallas importantes en desviaciones operativas y disponibilidad. Estas centrales continúan desempeñando un papel relevante en determinados escenarios operativos; sin embargo, su desempeño evidencia oportunidades de mejora para garantizar una respuesta más confiable cuando son requeridas por el sistema.

PPA4, TSJ1 y TSJ2 son las centrales con mejor desempeño relativo, no presentan fallas críticas en disponibilidad y mantienen un balance operativo adecuado. Estas unidades constituyen, desde una perspectiva técnica, las de menor prioridad para un eventual retiro gradual.

Entre los resultados obtenidos, el caso de GE32 y GE3 resulta particularmente relevante debido a que ambas centrales mantienen Obligaciones de Energía Firme (OEF) vigentes hasta 2032 y 2035, respectivamente (ver figura 2). A pesar de ello, ambas presentan limitaciones significativas

⁷ Los resultados detallados y recomendaciones puntuales para cada planta pueden entregarse bajo solicitud a través de info@polentj.org

en disponibilidad y desviaciones operativas, lo que podría afectar su confiabilidad operativa efectiva durante eventos de escasez.

En particular, GE32, aunque eficiente, constituye un activo relevante para la operación del sistema en determinados escenarios de escasez; sin embargo, sus limitaciones operativas podrían comprometer la respuesta esperada en dichas condiciones. Por su parte, GE3 refleja una condición más estructural de obsolescencia y deterioro técnico.

Estos resultados sugieren que la existencia de OEF no garantiza, por sí sola, que una central cuente con las condiciones operativas necesarias para responder de manera efectiva durante eventos de escasez.

La firmeza efectiva del parque termoeléctrico a carbón podría diferir de la capacidad comprometida desde el punto de vista regulatorio. Esto sugiere que la permanencia de determinadas unidades no garantiza, por sí sola, mayores niveles de confiabilidad para el sistema, por lo que las decisiones sobre su permanencia o retiro deberían sustentarse en su desempeño operativo efectivo y no únicamente en las obligaciones regulatorias asociadas.

Modelos del sistema eléctrico nacional para escenarios de retiro gradual de las termoeléctricas a carbón

Una vez evaluado el desempeño operativo del parque termoeléctrico a carbón y analizadas las funciones que actualmente desempeñan sus centrales dentro del SIN, es necesario evaluar cómo evolucionaría el sistema bajo distintos escenarios de retiro gradual de estas unidades. Para ello, esta sección examina los estudios de planificación y expansión disponibles, con el fin de determinar si dicho retiro es compatible con la confiabilidad, la seguridad operativa y la eficiencia económica del sistema.

La descarbonización del sistema eléctrico exige evaluar la viabilidad del retiro de tecnologías intensivas en carbono sin comprometer la confiabilidad ni la eficiencia económica del sistema. La evaluación de estos escenarios requiere herramientas de modelación capaces de representar de manera integrada la expansión del sistema, la operación del despacho y el comportamiento eléctrico de la red bajo diferentes condiciones hidrológicas, tecnológicas y de demanda.

La planificación del sistema eléctrico se apoya en dos clases de modelos complementarios. Por una parte, los modelos de expansión y operación, que determinan configuraciones óptimas de inversión y despacho mediante optimización estocástica de costo mínimo, capturando la variabilidad hidrológica, la intermitencia de las FNCER y las restricciones operativas del sistema. Herramientas como SDDP, PLEXOS, OPTGEN, SimSEE, FINPLAN y PyPSA permiten evaluar trayectorias de expansión y cuantificar costos e impactos en la confiabilidad y la suficiencia energética.

Por otra parte, los modelos de simulación eléctrica permiten verificar la viabilidad técnica de dichas configuraciones, evaluando condiciones de operación segura, estabilidad, flujos de potencia y requerimientos de red. Plataformas como DigSILENT PowerFactory, PSS/E, NEPLAN y NETPLAN son utilizadas para validar que las soluciones óptimas desde el punto de vista económico cumplen con criterios de seguridad operativa y estabilidad del sistema (BID, 2025).

A partir de estas herramientas de modelación, se revisaron tres estudios de referencia que analizan la evolución del sistema eléctrico colombiano bajo distintos escenarios de transición energética y retiro gradual del carbón:

1. El Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2025–2039 de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME, 2025).
2. La Hoja de Ruta de la Transición Energética Colombia 2050 del Centro Regional de Estudios de Energía (CREE, 2023).
3. La Ruta técnica para un sistema eléctrico confiable, limpio y de menor costo en Colombia, desarrollada por organizaciones de la sociedad civil y la academia (Fundación IVY, POLEN Transiciones Justas, 2025; ISCI, Universidad de los Andes, 2025).

El Plan Indicativo de Expansión de Generación 2025–2039 tiene un carácter indicativo dentro del marco institucional colombiano (UPME, 2025). Su objetivo principal es evaluar, mediante simulaciones estocásticas de expansión y operación, la capacidad del sistema eléctrico para abastecer la demanda futura bajo criterios de confiabilidad, eficiencia económica y cumplimiento regulatorio, utilizando indicadores como el Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE), el Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) y la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC). Entre los escenarios analizados se incluye el denominado “Descarbonización”, el cual considera el retiro gradual de centrales termoeléctricas a carbón y permite evaluar sus efectos sobre la confiabilidad del SIN. Como resultado, resultado a 2038, el PIEG estima una capacidad instalada de 43,8GW con una distribución de tecnologías solar (36,3%), Eólica (12,2), Hidro (32,3%), Geotermia (0,5%) y Gas Natural (13,6%), Carbón (0%).

Por su parte, el Estudio para la Hoja de Ruta de la Transición Energética Colombia 2050 (CREE, 20223) adopta un enfoque estratégico de largo plazo, orientado a evaluar trayectorias sectoriales consistentes con los compromisos climáticos del país. Este documento no busca definir planes de expansión vinculantes ni decisiones operativas, sino identificar combinaciones tecnológicas y transformaciones estructurales que permitan alcanzar la carbono-neutralidad hacia 2050. En este contexto, como resultado a 2050, el análisis del CREE estima una capacidad instalada de 91.278 GW con una distribución de tecnologías solar (27,1%), Eólica (27,4%), Hidro (35.5%), Hidrogeno (4,3%), Nuclear (2,6%), Geotermia (2.2%) y Gas Natural (1%), Carbón (0%). Es importante, indicar que, en este análisis el Gas Natural se utiliza como respaldo correspondiente a disponer de 10% a 15% de energía despachable diferente a la hidroeléctrica y, en consecuencia, el sector eléctrico se reconoce como un habilitador de la descarbonización de la economía, razón por la cual los escenarios evaluados contemplan la salida del carbón en horizontes de largo plazo.

Finalmente, la Ruta técnica para un sistema eléctrico confiable, limpio y de menor costo en Colombia complementa los ejercicios prospectivos con evidencia derivada de la experiencia de operación del sistema eléctrico uruguayo (Fundación IVY, POLEN Transiciones Justas, 2025; ISCI, Universidad de los Andes, 2025). Su principal aporte radica en demostrar que un sistema eléctrico con alta penetración de fuentes renovables variables puede operar de manera confiable, segura y económicamente eficiente sin recurrir a la generación a partir de carbón, apoyándose en una combinación de recursos renovables, flexibilidad operativa y herramientas de gestión del sistema.

El modelo realizado en SimSEE determinó una expansión óptima del sistema eléctrico colombiano en el horizonte 2024 a 2038 que incorpora 9,3 GW de capacidad solar y 8,7 GW de capacidad eólica costa adentro adicionales, distribuidas entre los puntos de conexión del SIN.

Además, el estudio considera el retiro programado de las centrales termoeléctricas a carbón al finalizar su vida útil y propone la generación térmica a partir de gas natural como un recurso de respaldo o “seguro de alto costo”, necesario para preservar la seguridad del sistema, más que como una tecnología destinada a sustituir estructuralmente al carbón.

El estudio muestra que, aunque las centrales térmicas aportarían una fracción marginal de la energía generada a 2038, el mantenimiento del parque térmico existente representaría aproximadamente el 40% del costo total de abastecimiento estimado en dicho escenario. Este resultado sugiere que una parte importante de los costos del sistema estaría asociada al sostenimiento de capacidad de respaldo que opera de manera poco frecuente.

Un resultado particularmente relevante del estudio es que el consumo de gas natural del sector eléctrico se reduce de forma significativa conforme aumenta la participación de fuentes renovables. Incluso en condiciones de mantenimiento o contingencias extremas, las centrales termoeléctricas mantendrían una participación marginal, cumpliendo principalmente funciones de respaldo.

En conjunto, estos resultados indican que la expansión de fuentes renovables exige una complementariedad con las demás tecnologías apoyándose en la generación térmica como respaldo reduciendo de manera significativa su utilización, y su participación en la generación y los costos asociados a su operación.

La adopción de un modelo de asignación óptima, que remunera cada tecnología según sus costos de inversión y operación, permitiría capturar plenamente las eficiencias logradas mediante la expansión óptima, reduciendo alrededor del 20% el componente G (correspondiente a la generación de energía eléctrica) y hasta un 15% el costo unitario de energía (CU), con beneficios directos para los consumidores finales.

En conjunto, pese a haber sido desarrollados con metodologías, objetivos y horizontes temporales diferentes, los tres estudios revisados presentan resultados consistentes frente a la tecnología de generación con carbón, lo que fortalece la evidencia técnica sobre la viabilidad de una transición gradual del parque termoeléctrico a carbón en Colombia. A partir de estos resultados, es posible identificar varios elementos comunes que permiten orientar la planificación del retiro gradual de estas centrales.

De manera complementaria, los resultados del estudio técnico realizado en el marco de esta estrategia muestran la importancia de incorporar⁸ mayores recursos de flexibilidad operativa en el sistema colombiano, como almacenamiento, generación rápida y gestión de demanda. Estos recursos permitirían reducir el *curtailment* y optimizar la integración de las fuentes renovables basadas en inversores (IBR), como la solar y la eólica. No obstante, la expansión del sistema no debe centrarse únicamente en incrementar la capacidad instalada, sino también en desarrollar recursos capaces de proporcionar el respaldo operativo necesario para evitar déficits energéticos y gestionar excedentes de generación en condiciones de alta penetración renovable.

Los retiros individuales de las plantas termoeléctricas a carbón analizados bajo escenarios de máxima demanda para 2035, no ocasionan pérdidas inmediatas de estabilidad de tensión o frecuencia ante las fallas trifásicas simuladas. Sin embargo, sí generan reducciones del soporte eléctrico local, redistribución de flujos de potencia y disminución de los márgenes operativos en diferentes zonas del sistema. En consecuencia, los resultados resaltan la necesidad de fortalecer herramientas de planificación que integren de manera simultánea la suficiencia energética, la flexibilidad operativa, la variabilidad de las fuentes renovables y la resiliencia frente a eventos climáticos extremos.

8 Los resultados detallados de la consultoría, así como los resultados y recomendaciones puntuales para cada planta pueden entregarse bajo solicitud a través de info@polentj.org.

El análisis identifica a Termo Zipa como la central con mayor sensibilidad dentro de los casos evaluados, debido a caídas relevantes de tensión en la red de 115 kV y sobrecargas en la línea Zipa-Bochica. En este caso, un eventual retiro estaría condicionado a la ejecución de refuerzos de red, la incorporación de equipos de compensación y la realización de análisis detallados de contingencias N-1.⁹ Por su parte, Termo Tasajero también presenta sensibilidad relevante, con reducciones importantes de tensión en el área de Tasajero, Belén/Cúcuta, San Mateo y otros corredores asociados. Aunque la respuesta dinámica frente a la falla simulada permanece estable, el retiro de esta central reduciría el soporte de tensión, el nivel de cortocircuito y la capacidad de regulación regional.

En el caso de Termo Guajira se observan reducciones moderadas de tensión y una mayor dependencia del sistema externo, por lo que un eventual retiro debería analizarse junto con la expansión de la infraestructura de transmisión y de la generación renovable prevista para la región Caribe. Por su parte, Gecelca y Paipa presentan impactos más moderados en los escenarios evaluados, sin embargo, también requieren análisis adicionales de contingencias, cargabilidad y soporte eléctrico local antes de establecer condiciones definitivas de retiro.

El retiro simultáneo de todas las plantas termoeléctricas a carbón no alcanzó una solución convergente en los escenarios de máxima demanda de 2026 y 2035. Este resultado sugiere que la descarbonización no sería técnicamente viable mediante la desconexión simultánea de todas las unidades, sin contar previamente con un escenario balanceado de reemplazo energético y fortalecimiento de la red eléctrica.

Las simulaciones desarrolladas en DIgSILENT PowerFactory complementan los resultados obtenidos mediante los modelos de despacho, al incorporar una evaluación del comportamiento eléctrico del SIN frente al retiro progresivo de las centrales termoeléctricas a carbón. En conjunto, estos análisis muestran que la transición debe evaluarse no solo desde la perspectiva de la suficiencia energética, sino también considerando el soporte eléctrico local y regional, la estabilidad del sistema y las restricciones de la red de transmisión.

Finalmente, los estudios de planificación revisador y el estudio técnico desarrollado en el marco de esta estrategia, convergen en las siguientes conclusiones:

- En los escenarios analizados, ninguno de los estudios evidencia la necesidad de incorporar nueva capacidad termoeléctrica a carbón, ni para cubrir la demanda futura ni para cumplir los criterios de confiabilidad del sistema.
- La expansión óptima del sistema en el corto y mediano plazo está dominada por fuentes renovables, particularmente solar y eólica, cuya alta competitividad en costos las posiciona como el principal componente de la matriz de generación, complementadas por recursos de flexibilidad y respaldo.
- La generación a carbón presenta una participación decreciente en todos los horizontes analizados y no es considerada un componente estructural indispensable del sistema eléctrico hacia mediados de la próxima década.
- Una estrategia de retiro gradual de las termoeléctricas a carbón, coordinada con la expansión de fuentes renovables, el fortalecimiento de la red de transmisión y el desarrollo de recursos de flexibilidad es técnicamente viable en los escenarios evaluados y es consistente con trayectorias de mínimo costo para el sistema eléctrico colombiano.

9 Criterio de seguridad operativa que exige que el sistema eléctrico mantenga condiciones normales de operación ante la salida intempestiva de una línea, transformador o unidad generadora sin colapso de frecuencia ni corte de suministro.

- Los resultados presentados corresponden a los supuestos y escenarios considerados en los estudios revisados, por lo tanto, su materialización dependerá del cumplimiento de las condiciones de expansión, infraestructura y operación allí contempladas.

En conjunto, la evidencia revisada indica que el retiro gradual de las centrales termoeléctricas a carbón puede ser compatible con la confiabilidad y la seguridad energética del SIN bajo los escenarios evaluados, siempre que se acompañe de una expansión oportuna de fuentes renovables, infraestructura de transmisión y recursos de flexibilidad y respaldo. La viabilidad del proceso dependerá, por tanto, de la anticipación y coordinación de estas condiciones.

Las conclusiones de este documento se enmarcan exclusivamente en la evaluación técnica de la operación y planificación del Sistema Interconectado Nacional. Aspectos económicos, sociales, ambientales, laborales y de gobernanza asociados al retiro de las centrales termoeléctricas a carbón no forman parte del alcance del presente análisis y se abordan en la Estrategia para la transición gradual y justa de las centrales termoeléctricas a carbón en Colombia, de la cual este documento constituye un insumo técnico.

Referencias

- » CREE. (2023). Estudio para la Hoja de Ruta de la Transición Energética Colombia 2050. <https://creenergia.org/hojas-de-ruta/>
- » EMBER. (2024). Coal generation in OECD countries falls below half of its peak. https://ember-energy.org/app/uploads/2024/10/Coal-generation-in-OECD-countries-falls_12092024.pdf
- » Fundación IVY, POLEN Transiciones Justas. (2025). Transición Energética Justa en Colombia. Ruta técnica para un sistema eléctrico confiable, limpio y de menor costo en Colombia. <https://polentj.org/publicaciones-polen-transiciones-justas>
- » ISCI, Universidad de los Andes. (2025). Expansión, operación y análisis de seguridad y estabilidad del sistema eléctrico colombiano a futuro.
- » UPME. (2025). Plan indicativo de expansión de generación 2025-2039. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Energia%20Electrica/PIEG/2025-2039/Plan_Generacion_2025-2039.pdf
- » UPME. (2026). PEN Tomo II -2025-2055 Conceptualización y resultados de escenarios. https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2025_2055/Conceptualizacion_de_escenarios_PEN_2025-2055_Tomoll_resultados.pdf

Autores

Sofía Delgado Ramos
Juan Sebastián Roncancio Arévalo
Néstor Rodríguez (consultor externo)
José Gil (consultor externo)
Jessica Arias Gaviria
Laura Flechas Mejía
Diana Carolina Murillo Martín

Edición

Natalia Ortiz Díaz

Layout y gráficos

Silvia Yepes

Contacto

Laura.flechas@polentj.org

Organizaciones del proyecto:



Instituto internacional de investigación sin ánimo de lucro que aborda los desafíos relacionados con el clima, el medio ambiente y el desarrollo sostenible mediante investigaciones de vanguardia, generación de conocimiento, herramientas y fortalecimiento de capacidades.



Centro de pensamiento y acción independiente que cataliza cambios estructurales para la transición energética en Colombia, basado en evidencia y con incidencia en política pública, para una sociedad equitativa y resiliente.



Organización no gubernamental sin fines de lucro enfocada en impulsar la acción climática y acelerar la transición hacia modelos de desarrollo sostenibles y bajos en carbono en América Latina y el Sur Global. Su trabajo combina análisis técnico, desarrollo de políticas públicas, planificación territorial y fortalecimiento institucional.

Financiado por:



Este documento se publica en el marco del proyecto “Potenciando la Transición Energética Justa de Colombia”, ejecutado por el Stockholm Environment Institute (SEI), POLEN Transiciones Justas y la Fundación Ivy, y financiado por UK Partnering for Accelerated Climate Transitions (UK PACT), un programa de desarrollo de capacidades administrado y financiado por la Oficina de Asuntos Exteriores, Commonwealth y Desarrollo (FCDO) y el Departamento de Seguridad Energética y Cero Emisiones Netas (DESNZ) del Gobierno del Reino Unido a través del Fondo Internacional para el Clima del Reino Unido.

Copyright © 2026, el presente documento se pone a disposición del público con fines informativos y de divulgación. Su contenido puede ser citado, compartido o utilizado total o parcialmente, siempre que se reconozca adecuadamente la autoría y no se modifique su significado original.

Para más información encuéntranos en:

www.sei.org

www.polentj.org

www.fundacionivy.org