



ESTRATEGIA PARA LA TRANSICIÓN PLANIFICADA Y JUSTA

de las centrales termoeléctricas
a carbón en Colombia

Autores

Jessica Arias Gaviria
Laura Flechas Mejía
Diana Carolina Murillo Martín
Sofía Delgado Ramos
Juan Sebastián Roncancio Arévalo

Edición

Natalia Ortiz Díaz

Layout y gráficos

Silvia Yepes

Consultores externos

Néstor Rodríguez
José Gil

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.

CONTENIDO

1	Resumen ejecutivo	6
2	Introducción	9
3	¿Por qué planificar una transición de las termoeléctricas a carbón?	11
4	Estrategia para la transición de las termoeléctricas a carbón	14
5	Pilares y condiciones habilitantes para la transición planificada y justa de las termoeléctricas a carbón	18
	5.1. Técnico y de operación del sistema	19
	5.2. Económico y financiero	24
	5.3. Laboral	28
	5.4. Ambiental	31
	5.5. Gobernanza con enfoque territorial	34
6	Hoja de ruta para el retiro o reconversión de termoeléctricas a carbón	38
	6.1. Eje 1: Caracterizar integralmente la central termoeléctrica	39
	6.2. Eje 2: Garantizar la seguridad y flexibilidad del sistema eléctrico	41
	6.3. Eje 3: Crear los habilitantes regulatorios, de gobernanza y mercado	43
	6.4. Eje 4: Estructurar el financiamiento para la transición de la central	44
	6.5. Eje 5: Gestionar la transición territorial asociada a la cadena de valor de la central termoeléctrica	46
	6.6. Eje 6: Garantizar la protección laboral	48
7	Referencias bibliográficas	50
8	Anexo 1. Actividades de implementación detalladas	55
	8.1. Eje 1: Caracterizar integralmente la central termoeléctrica	56
	8.2. Eje 2: Garantizar la seguridad y flexibilidad del sistema eléctrico	59
	8.3. Eje 3: Crear los habilitantes regulatorios, de gobernanza y mercado	60
	8.4. Eje 4: Estructurar el financiamiento para la transición de la central	62
	8.5. Eje 5: Gestionar la transición territorial asociada a la cadena de valor de la central térmica	64
	8.6. Eje 6: Garantizar la protección laboral	66

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Arquitectura de la estrategia para la transición de las termoeléctricas a carbón.	16
Figura 2. Elementos para una gobernanza territorial	36
Figura 3. Clasificación temporal de las acciones	39

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. ¿Cuándo existe mayor riesgo de activos varados?	25
Tabla 2. Mecanismos financieros identificados en experiencias internacionales	27
Tabla 3. Información clave para planificar el retiro o la reconversión desde la perspectiva ambiental	33
Tabla 4. Niveles de participación y posibilidades de aplicación	37

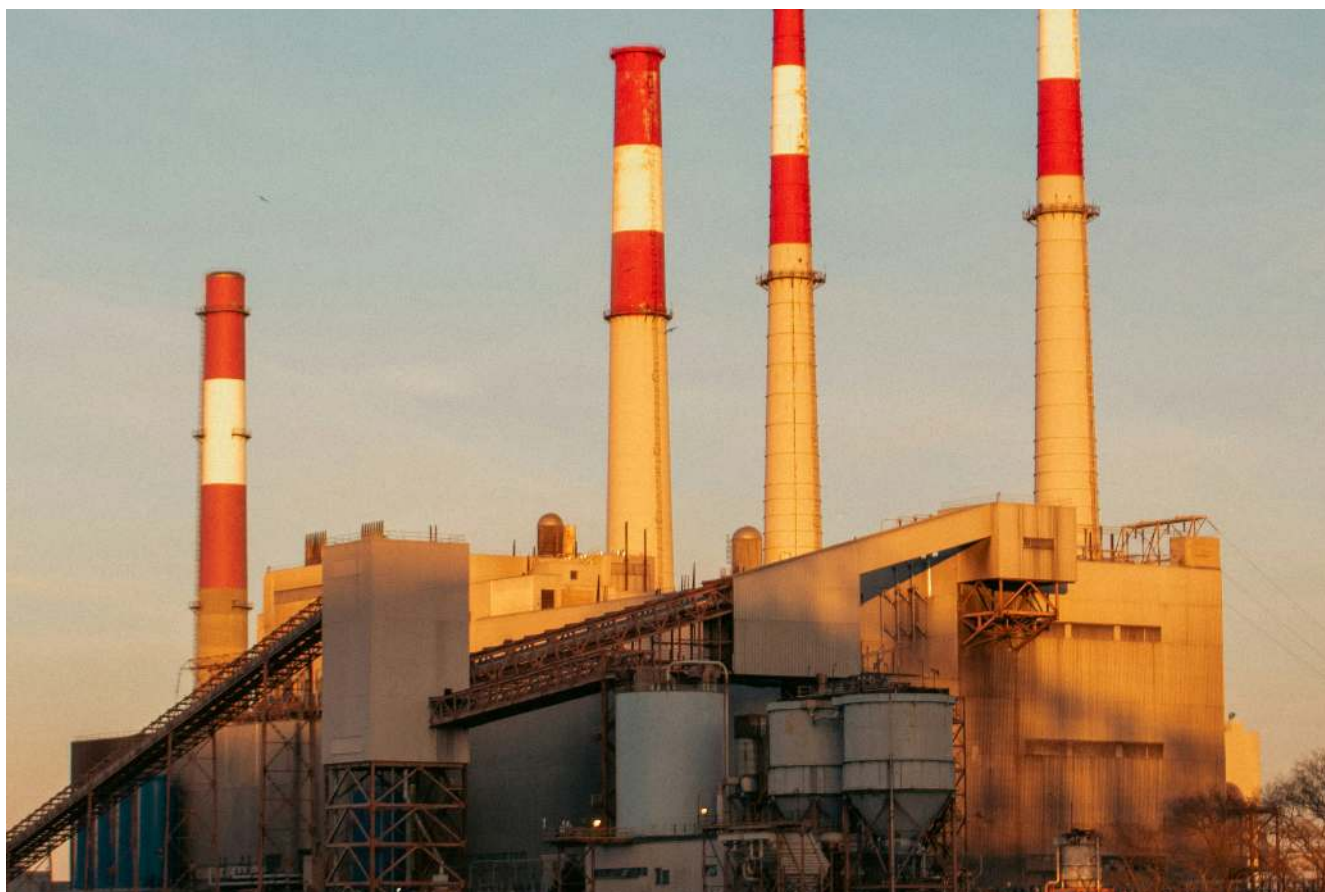


Foto: © Zoshua Colah - unsplash

Lista de abreviaciones

ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
CAPEX	Gasto De Capital (por sus siglas en inglés, <i>Capital Expenditure</i>)
CAR	Corporación Autónoma Regional
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DAASU	Dirección de Asuntos Ambientales, Sectorial y Urbana (del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible)
DNP	Departamento Nacional de Planeación
EDAC	Esquemas Automáticos de Deslastre De Carga
EMT	Transitorios Electromagnéticos
FIDVR	Recuperación Retardada de Tensión Inducida por Falla, por sus siglas en inglés
GCM	Subárea Guajira-Cesar-Magdalena
GEI	Gases de Efecto Invernadero
HAP	Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos
IBR	Recursos Basados en Inversores (por sus siglas en inglés, <i>Inverter-Based Resources</i>)
IEA	Agencia Internacional de Energía
MinAmbiente	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MinCIT	Ministerio de Comercio, Industria y Turismo
MinEnergía	Ministerio De Minas y Energía
MinHacienda	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MinInterior	Ministerio del Interior
MinTrabajo	Ministerio del Trabajo
NDC	Contribuciones Nacionales Determinadas
OEF	Obligaciones de Energía Firme
OIT	Organización Internacional del Trabajo
PCB	Bifenilos Policlorados
PIGCCme	Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del Sector Minero Energético
RPF	Regulación Primaria de Frecuencia
RSF	Regulación Secundaria de Frecuencia
RTF	Regulación Terciaria de Frecuencia
SAEB	Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías
SCRIF	Relación de Cortocircuito con Factores de Interacción (por sus siglas en inglés, <i>Short-Circuit Ratio with Interaction Factors</i>).
SENA	Servicio Nacional de Aprendizaje
SIN	Sistema Interconectado Nacional
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
XM	Compañía de Expertos en Mercado (Operador del Sistema)

1. Resumen ejecutivo

Colombia tiene una ventana de oportunidad para planificar de manera anticipada y ordenada el retiro o la reconversión de sus centrales termoeléctricas a carbón. El país cuenta con 14 centrales despachadas centralmente, con una capacidad conjunta de 1.611 MW,¹ y el 73% de esta capacidad tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) hasta 2030. Durante los próximos años, y en particular, antes de 2030, estas plantas deberán enfrentar decisiones estratégicas sobre su continuidad, retiro o reconversión tecnológica. La necesidad de iniciar desde ahora un proceso de planificación no responde únicamente a los compromisos climáticos del país, sino también a la realidad de un parque termoeléctrico cada vez más envejecido, cuyos aportes efectivos a la confiabilidad del sistema pueden diferir significativamente de su capacidad nominal.

Si bien estas centrales continúan desempeñando un papel importante para atender situaciones críticas, como los eventos asociados al fenómeno de El Niño, mantener una dependencia estructural de activos antiguos e ineficientes para responder a las futuras crisis constituye una estrategia cada vez más riesgosa. La verdadera resiliencia del sistema eléctrico se debe construir anticipando la transición ordenada y justa² de las termoeléctricas, y paralelamente a través de la incorporación gradual de fuentes renovables y otros recursos que fortalezcan la confiabilidad del sistema en el largo plazo.

Datos clave:³

- El parque de generación térmica a carbón es, en general, tecnológicamente obsoleto, el 64% de las unidades activas en el país tienen más de 40 años.
- 10 de las 14 centrales ya exceden los estándares internacionales de vida útil (OECD, 2021).
- El 78% de las centrales presentan bajas disponibilidades anuales, desviaciones operativas e incumplimientos significativos de sus obligaciones.
- 73% de la capacidad instalada tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) hasta 2030.
- Además de su antigüedad, 10 de las 14 centrales iniciaron su operación antes de la entrada en vigor de la Ley 99 de 1993, por lo que no cuentan con licencia ambiental, sino únicamente con un Plan de Manejo Ambiental (PMA).
- Las centrales termoeléctricas se abastecen de carbón proveniente de aproximadamente 16 municipios de Boyacá, cinco de Cundinamarca, cuatro de Norte de Santander y uno de Córdoba (Minenergía, 2025, 2026; Termotasajero, 2025; UPME & John T Boyd, 2020), en su mayoría pequeños y de baja capacidad económica. Así, estas centrales dinamizan las economías locales y el empleo más allá de los municipios donde están ubicadas.

La transición de las termoeléctricas a carbón es factible técnicamente, pero requiere un proceso de planificación anticipada que proteja la seguridad energética, los empleos, las personas, los territorios y las empresas para adaptarse a los cambios que enfrenta el sector energético colombiano.

1 De acuerdo con la información disponible en <https://paratec.xm.com.co/reportes/unidad-termica> consultada el 17 de julio de 2026, en Colombia existen 19 plantas termoeléctricas que utilizan carbón como combustible. El presente estudio se centra en las 14 plantas que son despachadas centralmente y con obligaciones de energía en firme.

2 Se entiende la Transición energética justa como la transformación integral de los sistemas energéticos, asegurando que el proceso y sus resultados incorporen principios de justicia energética, ambiental y climática mediante enfoques distributivos, procedimentales, de reconocimiento y restaurativos (Ver Fundación Heinrich Böll & Polen Transiciones Justas, 2025)

3 Ver documento complementario a la estrategia: “Bases técnicas para el retiro o reconversión gradual de las termoeléctricas a carbón en Colombia”.

La presente estrategia se construye sobre cinco premisas:

- **La planificación hoy evita decisiones urgentes mañana.** El retiro o reconversión tecnológica de las termoeléctricas a carbón debe gestionarse de forma anticipada para proteger la seguridad energética, las personas y los territorios, al tiempo que brinda a las empresas las condiciones para adaptarse a las nuevas dinámicas del sector y construir portafolios más resilientes frente a los desafíos energéticos futuros.
- **La confiabilidad del sistema no es negociable.** La transición energética debe preservar la capacidad de respuesta del sistema eléctrico y garantizar un suministro confiable para el país.
- **La resiliencia se construye antes de las crisis.** Acelerar la incorporación de energías renovables fortalece la capacidad del sistema para enfrentar eventos de alto impacto, como el fenómeno de El Niño.
- **La anticipación del cambio permite gestionar mejor sus riesgos, costos y oportunidades.** La planificación temprana reduce la exposición a riesgos futuros, amplía las opciones para las empresas y facilita la movilización de inversiones y el desarrollo de nuevas oportunidades económicas.
- **Las transiciones son sostenibles en el tiempo y legítimas cuando incluyen a los territorios.** Incluir a las comunidades, trabajadores y gobiernos locales asegura mayor sostenibilidad de las acciones proyectadas.

Además, la estrategia se estructura sobre cinco pilares que reflejan la complejidad de los retos que se enfrentan en la transición. Cada pilar se desarrolla a través de un conjunto de condiciones habilitantes interdependientes, entendidas como las capacidades que el país debe desarrollar y/o fortalecer para hacer viable el retiro o la reconversión gradual de las centrales termoeléctricas a carbón.

La implementación de la presente estrategia requiere acciones tempranas (en el corto plazo), lideradas por el gobierno nacional para habilitar un marco regulatorio que incluya:

- Reorientar la planeación del sistema eléctrico para optimizar los costos, priorizando la complementariedad entre las fuentes de generación más competitivas disponibles. Esto implica avanzar hacia un sistema en el que la energía solar y eólica tengan un papel creciente en la expansión, dada su competitividad económica, mientras los demás recursos contribuyen a garantizar el respaldo, la flexibilidad, la confiabilidad y la estabilidad del sistema.⁴
- Actualizar el marco regulatorio para reconocer la flexibilidad y la confiabilidad como atributos del sistema eléctrico, cuya provisión debe ser valorada y remunerada de acuerdo con los servicios que aportan los distintos recursos, y no exclusivamente en función de tecnologías específicas.
- Consolidar un marco ambiental que establezca lineamientos claros para el retiro, la reconversión y la gestión de los impactos ambientales de las centrales, en especial aquellos impactos de largo plazo o a perpetuidad.
- Garantizar la protección de la población trabajadora vinculada directa e indirectamente a la actividad mediante diálogo social, reconversión laboral y mecanismos de protección social.
- Institucionalizar un modelo nacional de gobernanza y orientar su implementación territorial.

⁴ La estabilidad se define como su capacidad para retornar a un estado de equilibrio operativo después de sufrir una perturbación física, bajo una condición operativa inicial dada (Hatzigargyriou et al., 2021; Kundur, P., et al., 2004). La confiabilidad se define como la capacidad del sistema de satisfacer la demanda agregada de electricidad y los requerimientos energéticos de los usuarios en todo momento (NERC, s. f.). La flexibilidad se define como la capacidad de un sistema eléctrico de potencia para gestionar de manera confiable y rentable la variabilidad y la incertidumbre tanto de la generación como de la demanda (IRENA, 2018b).

- Diseñar mecanismos de financiación que viabilicen el retiro o la reconversión de las centrales cuando sea estrictamente necesario y analizando caso a caso, mediante instrumentos específicos que permitan priorizar y canalizar recursos públicos y privados hacia estos procesos, incluyendo iniciativas como Plataforma País.⁵
- Adoptar esta estrategia como medio de implementación para las dos centrales priorizadas en la NDC 3.0, e incorporarla en la actualización del Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del sector minero energético (PIGCCme).
- El retiro o reconversión de las centrales a carbón debe articularse con la planeación de generación y transmisión, asegurando la identificación y provisión oportuna de los recursos necesarios para sustituir sus aportes de energía, capacidad, confiabilidad, estabilidad y servicios complementarios al sistema eléctrico.

De manera paralela, las empresas propietarias de las centrales deben iniciar procesos de preparación que les permitan anticipar la toma de decisiones sobre el futuro de sus activos. Entre las acciones prioritarias se encuentran:

- Realizar una caracterización integral de cada central termoeléctrica, incluyendo su condición técnica, vida útil remanente, desempeño económico, cumplimiento regulatorio, condiciones ambientales y caracterización de la fuerza laboral.
- Evaluar el riesgo de activos varados, mediante el análisis de distintos escenarios regulatorios, tecnológicos y de mercado que permitan identificar la exposición económica de cada central frente a la transición energética.
- Definir las alternativas de continuidad, retiro o reconversión de cada central mediante un análisis multicriterio que considere aspectos técnicos, económicos, regulatorios, ambientales, laborales y de confiabilidad del sistema, incluyendo mecanismos en vigor como las OEF.



Foto: © Gowtham AGM - Unsplash

5 La Plataforma País es un mecanismo de articulación orientado a movilizar recursos públicos, privados, multilaterales y de cooperación hacia proyectos estratégicos de transición energética y desarrollo sostenible.

2. Introducción

La transición de las centrales termoeléctricas a carbón dejó de ser una discusión exclusivamente climática para convertirse en un desafío de planificación energética, de competitividad y de transformación de la economía territorial. Los compromisos internacionales asumidos por Colombia, la evolución tecnológica del sector eléctrico y la creciente necesidad de fortalecer la resiliencia del sistema frente a fenómenos de alto impacto, como por ejemplo el fenómeno de El Niño, hacen necesario preparar, desde ahora, las condiciones para gestionar el retiro o la reconversión gradual de estos activos de manera segura, ordenada y justa.

Esta estrategia proporciona un marco para planificar el retiro o la reconversión planificada de las centrales termoeléctricas a carbón mediante recomendaciones estratégicas que fortalecen la seguridad energética, reducen riesgos para las empresas, protegen la población trabajadora y las economías regionales.

Este documento es el resultado de un proceso que integró el diagnóstico del parque de generación térmica a carbón de Colombia,⁶ así como la revisión de experiencias internacionales, estudios nacionales, guías y directrices que orientan buenas prácticas. A nivel nacional, se revisaron experiencias de iniciativas para la transición de las termoeléctricas a carbón que se han desarrollado por parte de distintas entidades, así como insumos generados en el marco de la Mesa del Carbón al Futuro.⁷ Finalmente, la estrategia se fortaleció a través de espacios de retroalimentación e intercambio con entidades públicas, empresas, trabajadores, academia y organizaciones de la sociedad civil.

Esta estrategia propone un **marco integral para orientar la planificación del retiro o reconversión gradual de las centrales termoeléctricas a carbón en Colombia**. Parte del reconocimiento de que este proceso requiere la coordinación de múltiples actores, sectores y niveles de gobierno, mediante un esquema de gobernanza que facilite la articulación de decisiones técnicas, económicas, sociales, ambientales e institucionales.

En este sentido, **no constituye un plan de retiro de centrales ni una hoja de ruta obligatoria para cada planta**. Su propósito no es sustituir los instrumentos de planificación energética, la regulación vigente ni las decisiones empresariales, sino complementarlos mediante un marco estratégico común que **fortalezca la coordinación entre actores y apoye la toma de decisiones de manera consistente y anticipada**.

La estrategia reconoce que cada central presenta condiciones técnicas, económicas, laborales, ambientales y territoriales particulares, por lo que no propone un modelo único de retiro o reconversión. En cambio, **ofrece criterios, capacidades institucionales y acciones habilitantes para evaluar cada caso de forma individual y determinar, con base en evidencia, cuándo resulta más conveniente mantener, reconvertir o retirar una planta**, preservando la seguridad energética, fortaleciendo la resiliencia del sistema eléctrico y promoviendo una transición ordenada y territorialmente justa.

6 El documento complementario a esta estrategia “Bases técnicas para el retiro o reconversión gradual de las termoeléctricas a carbón en Colombia” incluye el análisis de confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional, los indicadores de desempeño operativo y la revisión de los estudios de planificación que sustentan técnicamente esta estrategia.

7 En el año 2023 se conformó la ‘Mesa del Carbón al Futuro’ entre el Ministerio de Minas y Energía y las organizaciones de la sociedad civil Transforma, CIPAME y POLEN, con el objetivo de coordinar apoyo técnico, legal, económico y socioambiental para la transición justa de las centrales termoeléctricas a carbón de mayoría accionaria de la nación.

¿Cómo leer esta estrategia?

La estrategia se organiza en tres apartados: El *capítulo 1*, explica por qué es clave que el país planifique la transición de estas centrales. El *capítulo 2*, presenta la lógica de la estrategia, basada en pilares estratégicos, condiciones habilitantes y ejes de implementación. El *capítulo 3* desarrolla los pilares y condiciones habilitantes técnicas, económicas, laborales, ambientales y de gobernanza que requiere la transición. El *capítulo 4* identifica las acciones que permiten convertir estos lineamientos en una agenda de implementación coordinada entre el Estado, las empresas y los territorios. El *anexo 1*, presenta el conjunto de acciones y actividades detalladas para cada eje de implementación.

Esta estrategia se estructura alrededor de cuatro elementos que permiten comprender su lógica de implementación:

- i. **Objetivo del pilar**, que define el resultado estratégico que se busca alcanzar.
- ii. **Condiciones habilitantes**, que identifican las capacidades técnicas, económicas, laborales, ambientales y de gobernanza que deben desarrollarse para hacer viable la transición.
- iii. **Ejes de implementación**, que articulan las acciones estratégicas necesarias para desarrollar estas condiciones habilitantes de manera coordinada.
- iv. **Acciones estratégicas**, que describen las medidas prioritarias, los actores responsables de su liderazgo e implementación y el horizonte temporal sugerido para su desarrollo.

Finalmente, el documento *Bases técnicas para el retiro o reconversión gradual de las termoeléctricas a carbón en Colombia* es complementario a esta estrategia⁸ e incluye el análisis de confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional, los indicadores de desempeño operativo y la revisión de los estudios de planificación que sustentan técnicamente esta estrategia.



Foto: © Jessie zhang - Unsplash

8 Disponible en: <https://www.sei.org/projects/impulsando-la-transicion-energetica-justa-de-colombia/#publicaciones>



Foto: © Fatih Turan - Pexels

3

**¿Por qué planificar
una transición de las
termoeléctricas a carbón?**

En Colombia, la transición de las centrales termoeléctricas a carbón responde no solamente a un compromiso climático, sino a una necesidad de modernización y transformación del sistema eléctrico (Ministerio de Minas y Energía, 2024). El parque de generación térmica a carbón es, en general, tecnológicamente obsoleto,⁹ el 64% de las unidades activas en el país tienen más de 40 años¹⁰ excediendo los estándares internacionales de vida útil (OECD, 2021). Esta antigüedad se traduce en menores niveles de eficiencia y flexibilidad operativa, con plantas que presentan limitaciones para prestar servicios como regulación de frecuencia, control de tensión o respuesta rápida ante variaciones de la demanda (POLEN Transiciones Justas, 2023a).

La necesidad de esta transformación se pone especialmente a prueba durante los periodos de baja hidrología. Cada vez que el país enfrenta un fenómeno de El Niño, la atención se concentra en responder a la emergencia y la discusión sobre decisiones estructurales se aplaza. En el evento de 2024, para evitar el desabastecimiento, esta situación llevó la generación a carbón a 9,34 TWh, un 170% por encima de los 3,45 TWh registrados en 2022 (UPME, 2026), trasladando mayores presiones sobre los costos del sistema y las tarifas de energía (Fundación IVY, POLEN Transiciones Justas, 2025; UPME, 2026).

Más que un problema coyuntural, esta experiencia demuestra que el concepto mismo de confiabilidad debe replantearse. La seguridad energética ya no puede depender exclusivamente del respaldo de un parque térmico cada vez más antiguo, sino de la capacidad del sistema para combinar recursos con atributos complementarios que respondan a una demanda y a un clima cada vez más variables.

La transición de las termoeléctricas a carbón ofrece la oportunidad de comenzar a planificar un sistema eléctrico más competitivo y resiliente. Colombia cuenta con recursos naturales que lo permiten. Las tecnologías solar, eólica, hídrica, y fósil no deben competir entre sí; deben complementarse. Por ejemplo, durante los eventos de El Niño, cuando disminuyen los aportes hídricos, aumentan los recursos solar y eólico, preservando el agua almacenada, reduciendo el consumo de combustibles fósiles y disminuyendo la exposición a incrementos en los costos de generación.

Esta necesidad de transformar el parque termoeléctrico colombiano a carbón también responde a una evolución del contexto internacional y de la política climática. Al ser el combustible fósil con mayor intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y uno de los principales responsables de las emisiones del sector eléctrico, el carbón se convirtió en el primer foco de las estrategias globales de descarbonización.

Sin embargo, a medida que las energías renovables ganaron competitividad y madurez tecnológica, la discusión sectorial dejó de centrarse en la reducción de su uso para enfocarse en cómo planificar una transición que responda simultáneamente a dos desafíos: garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico y reducir las emisiones del sector, sin sacrificar ninguno de estos objetivos (UPME, 2026).

Este cambio de enfoque también se refleja en la planificación energética nacional. La evidencia muestra que, después de una incorporación masiva de fuentes renovables, la transición de las termoeléctricas a carbón es una de las principales medidas para alcanzar las metas de descarbonización del sector minero energético. Así lo reconoce el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del Sector Minero Energético 2050 (PIGCCme 2050), al identificar la diversificación

9 Para conocer la evaluación individual del desempeño operativo de cada central, basada en indicadores de eficiencia térmica, factor de planta, disponibilidad y desviaciones operativas, consúltase el documento: Bases técnicas para el retiro gradual de las centrales termoeléctricas a carbón en Colombia, publicado en conjunto con este documento

10 Cálculo interno. Fuente: XM-Paratec Detalle de unidad térmica (Fecha generación: 17 de julio de 2026)

de la matriz energética como la medida con mayor potencial de reducción de emisiones del sector, con aportes superiores al 45% en todos los escenarios evaluados (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

Instrumentos como la Ley 2169 de 2021, la actualización de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC 3.0), la Estrategia Climática de Largo Plazo (E2050) y el escenario de Transición Energética Justa del Ministerio de Minas y Energía (como la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa) y la Unidad de Planeación Minero-Energética convergen en la necesidad de un retiro o reconversión planificada y justa de las termoeléctricas a carbón, alineada con los compromisos climáticos y la confiabilidad del sistema energético.

Sin embargo, transformar y descarbonizar el parque termoeléctrico a carbón no consiste únicamente en incorporar nuevas tecnologías. Cada central termoeléctrica involucra infraestructura estratégica, activos, empleos, obligaciones regulatorias, cadenas de suministro e impactos sociales, económicos y ambientales que evolucionan en horizontes de tiempo diferentes. Por ello, la transición debe planificarse como un proceso integral que integre simultáneamente las dimensiones técnicas, económicas, laborales, ambientales y territoriales.

Esta planificación también requiere una estructura de gobernanza que permita abordar de manera articulada las distintas dimensiones y niveles involucrados en el retiro o reconversión de las termoeléctricas, adaptada al contexto de cada central. Por ejemplo, iniciativas de coordinación para la transición de las centrales termoeléctricas a carbón, como la Mesa del Carbón al Futuro, han permitido comenzar a construir capacidades institucionales, generar insumos técnicos y fortalecer la articulación entre el Gobierno nacional, las empresas y las organizaciones de la sociedad civil, demostrando que la transición de las termoeléctricas requiere gobernanza, diálogo social, un enfoque territorial, un abordaje holístico, y una visión compartida de largo plazo.

Hoy existe la oportunidad de planificar. Aprovechar un proceso de planificación integral permite reducir la exposición a riesgos futuros para todos los involucrados -incluyendo el sistema eléctrico-, reducir los costos de la transición, ampliar las opciones para las empresas y el desarrollo de nuevas oportunidades económicas.

Foto: © Boris Hamer - Pexels



4

Estrategia para la transición de las termoeléctricas a carbón

En un contexto de transformación tecnológica, descarbonización y creciente variabilidad climática, las decisiones sobre el retiro o la reconversión de estos activos no deberían responder únicamente a situaciones de urgencia de manera reactiva, sino a una visión de largo plazo que permita gestionar los cambios del sistema eléctrico y anticipar sus posibles efectos sobre los actores.

Bajo esta premisa, la estrategia parte de un principio fundamental: **planificar hoy evita decisiones urgentes mañana**. La planificación temprana es relevante ante la obsolescencia y el envejecimiento de las centrales termoeléctricas a carbón, pues permite anticipar el momento en que estos activos dejarán de ser funcionales y evaluar oportunamente alternativas de retiro o reconversión de su infraestructura.

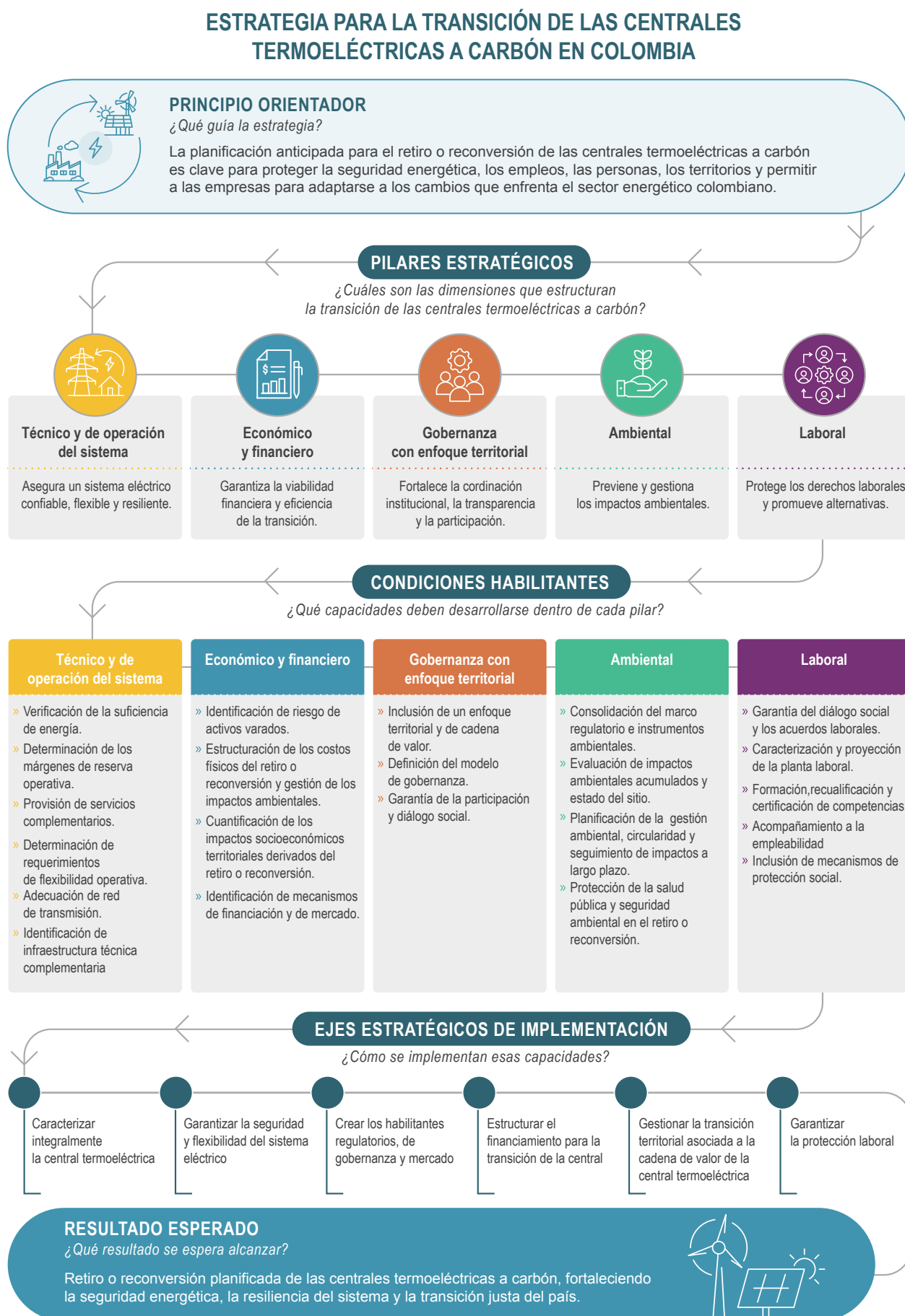
Actuar con anticipación permite aprovechar los recursos disponibles, las condiciones y señales del mercado, y las oportunidades de inversión existentes para orientar estos activos hacia nuevos usos antes de que pierdan valor, al tiempo que permite gestionar mejor los riesgos y costos de la transición y generar nuevas oportunidades económicas para los territorios y las empresas.

Desde esta perspectiva, la estrategia articula de manera integral las distintas dimensiones de la transición, proponiendo avanzar en una estructura de gobernanza que permita coordinar los niveles y actores involucrados, con el fin de **anticipar riesgos, reducir incertidumbres y facilitar decisiones coordinadas**. De esta manera, los aspectos técnicos, económicos, laborales, ambientales y territoriales se abordan de manera complementaria, reconociendo que las decisiones sobre el retiro o la reconversión de las centrales pueden generar efectos interdependientes para los actores involucrados.

Al mismo tiempo, reconoce que la **confiabilidad del sistema no es negociable**, por lo que toda decisión debe preservar la capacidad de respuesta del sistema eléctrico y garantizar un suministro seguro para el país. Esto exige construir un **sistema más resiliente antes de las crisis**, acelerando la incorporación de energías renovables, transformando o retirando gradualmente centrales cada vez menos eficientes y confiables, y fortaleciendo la flexibilidad necesaria para responder a eventos como el fenómeno de El Niño.

La estrategia se estructura sobre cinco pilares estratégicos que reflejan sus principales dimensiones: técnica, económica, laboral, ambiental y de gobernanza. Cada pilar se desarrolla a través de un conjunto de condiciones habilitantes interdependientes (*Ver Figura 2*), entendidas como las capacidades que el país debe desarrollar y/o fortalecer para hacer viable el retiro o la reconversión gradual de las centrales termoeléctricas a carbón.

Figura 1. Arquitectura de la estrategia para la transición de las termoeléctricas a carbón.



La implementación se organiza en **seis ejes estratégicos**, que traducen los pilares y sus condiciones habilitantes en una agenda coordinada de implementación, estructurada a través de acciones. Mientras los pilares delimitan las principales dimensiones que deben ser abordadas para hacer viable la transición, los ejes estratégicos organizan estas dimensiones según una lógica práctica de implementación, articulando acciones que pueden responder a uno o varios pilares. De esta manera, la arquitectura busca ordenar las capacidades necesarias para avanzar de manera coordinada en la transición y facilitar la articulación entre los diferentes actores involucrados.

Enfoque diferencial e interseccional

La estrategia propone un enfoque diferencial e interseccional de forma transversal. El enfoque diferencial es una perspectiva analítica que reconoce las características y necesidades particulares de grupos poblacionales según variables como género, orientación sexual, edad, discapacidad, o pertenencia étnica. A través de éste, se identifican las brechas y condiciones de vida particulares de cada grupo, con el fin de orientar decisiones que promuevan la equidad (DANE, 2020; DNP, 2016). Por su parte, la interseccionalidad posibilita el análisis de la manera en que diversas características poblacionales se entrecruzan y pueden incrementar los niveles de desigualdad (DANE, 2020).

Bajo este enfoque, la implementación de la estrategia busca involucrar activamente a las comunidades, la población trabajadora, las empresas y los gobiernos locales, fortaleciendo la sostenibilidad de las decisiones y contribuyendo a una transición energética ordenada, resiliente, territorialmente inclusiva y alineada con los objetivos nacionales de descarbonización.



Foto: © Abdo Alshreef - Pexels

Foto: © Duncan Richardson - Pexels



5

**Pilares y condiciones
habilitantes para la
transición planificada
y justa de las
termoeléctricas a carbón**

Los pilares constituyen las dimensiones fundamentales sobre las cuales debe planificarse el retiro o la reconversión gradual de las centrales termoeléctricas a carbón. En conjunto, proporcionan una visión integral y sistémica de la transición, reconociendo que los desafíos técnicos, económicos, laborales, ambientales y de gobernanza son interdependientes y no pueden abordarse de manera aislada. Por ello, se recomienda que se implementen de forma simultánea, permitiendo gestionar la complejidad del proceso de forma coordinada y adaptada a cada caso.

Cada pilar presenta el contexto que justifica su relevancia, define su objetivo, identifica los principales riesgos asociados a la falta de acción y las condiciones habilitantes que el país debe desarrollar para hacer viable una transición ordenada, resiliente y territorialmente justa.

5.1. Técnico y de operación del sistema

Retirar o reconvertir una central termoeléctrica a carbón implica desconectar del Sistema Interconectado Nacional (SIN) un activo síncrono que históricamente ha provisto predictibilidad en el suministro, flexibilidad, reservas instantáneas y atributos físicos de estabilidad electromecánica esenciales (XM S.A. E.S.P., 2025c, 2026)

Estas centrales proporcionan de forma intrínseca inercia rotacional, amortiguamiento y corriente de cortocircuito, elementos fundamentales para soportar perturbaciones y mantener la calidad de la forma de onda del voltaje (XM S.A. E.S.P., 2025a, 2025b, 2026), especialmente en regiones como la subárea Guajira-Cesar-Magdalena (GCM), donde plantas como Termoguajira son críticas para el soporte de tensión y energía reactiva (CREG, 2018; PHC Servicios Integrados Group S.A.S., 2024).

El desafío técnico radica en que estos servicios operan en dimensiones físicas y horizontes temporales independientes: asegurar la suficiencia de generación a largo plazo no garantiza la estabilidad ante un cortocircuito ni resuelve las congestiones en la red de transmisión (UPME, 2026; XM S.A. E.S.P., 2025a). En consecuencia, omitir variables técnicas críticas incrementa el riesgo de comprometer la operación segura y confiable del sistema eléctrico, por lo que la evaluación de este proceso debe realizarse de manera integral, considerando cada una de las seis condiciones habilitantes del pilar técnico y su articulación temprana con el operador del sistema (UPME, 2025b; XM S.A. E.S.P., 2025a, 2025b).

Este pilar establece los requerimientos técnicos mínimos y criterios de verificación que deben ser garantizados para habilitar procesos de retiro o reconversión de las centrales termoeléctricas a carbón en Colombia. Su finalidad es asegurar que la transición del parque termoeléctrico a carbón se implemente manteniendo un abastecimiento continuo de calidad y de estabilidad del SIN durante todas las etapas de la transición (Fundación IVY, POLEN Transiciones Justas, 2025; Organizaciones de la sociedad civil climática de Latinoamérica y el Caribe, 2026; POLEN Transiciones Justas, 2023a).



¿Qué está en riesgo si el pilar técnico y de operación del sistema no se implementa?

- » **Inestabilidad operativa y racionamiento:** El retiro de generación síncrona, sin sustitutos técnicos equivalentes, podría comprometer la estabilidad del sistema y la suficiencia energética durante contingencias o eventos climáticos severos como el fenómeno de El Niño (González-Dumar et al., 2024; XM S.A. E.S.P., 2025a, 2025c).
- » **Degradación de la calidad del servicio eléctrico:** La ausencia de infraestructura técnica complementaria podría deteriorar la calidad de la potencia y la estabilidad de la red en las regiones afectadas (XM S.A. E.S.P., 2025c).

- » **Sobrecostos por despacho de seguridad:** La falta de transmisión o de atributos técnicos en nodos críticos podría incrementar los despachos fuera de mérito y los costos de operación del sistema (Asoenergía et al., 2026; CREG, 2018).
- » **Reversión de decisiones de retiro:** La reactivación de centrales retiradas por fallas en la planeación técnica comprometería la credibilidad del proceso de transición y reduciría la eficiencia del planeamiento del SIN (Fundación IVY, POLEN Transiciones Justas, 2025; Ministerio de Energía de Chile, 2025).
- » **Restricciones regulatorias e inflexibilidad operativa:** Eventos derivados de retiros no coordinados podrían endurecer los requisitos técnicos para futuras desconexiones y retrasar la transición del parque térmico (XM S.A. E.S.P., 2020, 2025c, 2025a).

La gestión adecuada del pilar técnico, preparación y mitigación de los riesgos mencionados requiere de **seis condiciones habilitantes**:

1. Verificación de la suficiencia de energía

La verificación de la suficiencia de energía constituye una condición habilitante para el retiro o reconversión de centrales termoeléctricas a carbón, ya que estas decisiones deben sustentarse en una evaluación rigurosa de la capacidad del sistema para atender la demanda durante y después de la transición (Ministerio de Energía de Chile, 2025; Ministerio de Minas y Energía, 2025; UPME, 2026).

Esta evaluación no puede limitarse a la capacidad instalada nominal ni a los niveles históricos de generación, sino que debe considerar la disponibilidad real de los recursos, su desempeño esperado, la evolución del parque generador y la capacidad conjunta del sistema para responder bajo diferentes condiciones de operación (IRENA, 2018a; POLEN Transiciones Justas, 2023b; UPME, 2026; XM S.A. E.S.P., 2025b, 2025a). Una central termoeléctrica a carbón puede registrar bajos niveles de generación en periodos de hidrología favorable y, aun así, ser determinante para garantizar el abastecimiento ante variaciones en la demanda y en la disponibilidad de los recursos de generación (Global Energy Monitor, 2026; POLEN Transiciones Justas, 2023a; XM S.A. E.S.P., 2025b).

En consecuencia, debe verificarse que el sistema conserve la suficiencia de energía necesaria para atender la demanda de forma segura y continua, incluso bajo escenarios de alta severidad que combinen hidrología crítica (como en el fenómeno de El Niño), indisponibilidades relevantes de generación, variabilidad de las fuentes renovables e incertidumbre meteorológica mediante evaluaciones probabilísticas y criterios conservadores (CREG, 2018; IRENA, 2018a; Ministerio de Energía de Chile, 2025; XM S.A. E.S.P., 2025a).

Esta suficiencia puede alcanzarse mediante una combinación planificada en donde los recursos renovables, como el solar y eólico, estén en la base de generación, y se complementen con sistemas de almacenamiento de energía, como embalses y baterías (SAEB), gestión activa de la demanda, e interconexiones regionales que, en conjunto, brinden la flexibilidad y resiliencia requeridas (Asoenergía et al., 2026; Gobierno de Colombia, 2025; Ministerio de Minas y Energía, 2025; XM S.A. E.S.P., 2025b).

Esta condición es esencial porque una estimación insuficiente de la energía para abastecer la demanda puede traducirse en riesgos de desabastecimiento difíciles de corregir durante la transición (Asoenergía et al., 2026; XM S.A. E.S.P., 2025a). Una vez se presenta un déficit de recursos en condiciones de estrés, las alternativas de respuesta son limitadas, ya que el desarrollo de nueva infraestructura de generación y transporte requiere plazos extensos (licenciamiento, premisos de conexión, posibles consultas previas y construcción) que no permiten atender las necesidades del sistema de manera inmediata (UPME, 2026; XM S.A. E.S.P., 2025c).

La verificación técnica de la suficiencia de energía, respaldada por estudios prospectivos y el monitoreo constante del operador, proporciona la base técnica previa y vinculante para que las decisiones de retiro o reconversión se adopten sin comprometer la seguridad del abastecimiento ni la confiabilidad del sistema eléctrico (Fundación IVY, POLEN Transiciones Justas, 2025; Ministerio de Energía de Chile, 2025).

2. Determinación de los márgenes de reserva operativa

Durante y después del retiro o reconversión de una central termoeléctrica a carbón, el SIN debe conservar una respuesta frente a eventos inesperados, a través de márgenes de reserva operativa suficientes y efectivamente movilizables para responder a estas contingencias sin deteriorar la calidad del servicio (CREG, 2018). Su evaluación debe considerar la capacidad real de los recursos para actuar en horizontes temporales cortos (segundos a minutos).

Los márgenes de reserva operativa representan la capacidad adicional de generación disponible para responder de manera inmediata a contingencias y mantener el equilibrio instantáneo entre oferta y demanda (CREG, 2018). A diferencia de la suficiencia de energía, que responde a una visión de mediano y largo plazo, las reservas operativas preservan la estabilidad del sistema frente a eventos como la pérdida súbita de unidades de generación, errores significativos en el pronóstico de la demanda u otras desviaciones imprevistas de la operación como la variabilidad de las fuentes renovables (Ministerio de Energía de Chile, 2025).

Esta condición es fundamental dado que las centrales termoeléctricas a carbón han contribuido históricamente a corregir desbalances instantáneos del sistema mediante su capacidad disponible para incrementar rápidamente la generación ante desviaciones de frecuencia (XM S.A. E.S.P., 2025c, 2026). Su retiro o reconversión puede reducir significativamente esta reserva si no existen recursos equivalentes que la sustituyan oportunamente,¹¹ incrementando la susceptibilidad del sistema a fluctuaciones fuera de los rangos de calidad (CREG, 2018; XM S.A. E.S.P., 2025a).

Una disminución crítica de la reserva operativa puede afectar de forma inmediata la estabilidad de la red y activar esquemas automáticos de deslastre de carga (EDAC) para evitar colapsos de frecuencia (XM S.A. E.S.P., 2025a). Por ello, antes de cualquier decisión de retiro o reconversión, debe demostrarse mediante estudios técnicos que el sistema conserva la capacidad de responder eficazmente frente a contingencias, preservando la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico bajo los estándares definidos (CREG, 2018; Ministerio de Energía de Chile, 2025; UPME, 2025c; XM S.A. E.S.P., 2025a).

3. Provisión de servicios complementarios

Los servicios complementarios como las reservas primaria y secundaria de frecuencia son imprescindibles para mantener la estabilidad, el control y la capacidad de recuperación del SIN (CREG, 2018; OLADE, 2023). Históricamente, estas funciones han sido proporcionadas principalmente por centrales hidroeléctricas y térmicas síncronas, las cuales aportan de forma intrínseca inercia rotacional, corriente de cortocircuito y estabilidad de frecuencia y tensión. Sin embargo, el retiro progresivo de generación térmica y la creciente participación de recursos basados en convertidores de potencia (IBR, por sus siglas en inglés), como la generación eólica y solar, pueden reducir la disponibilidad de algunos servicios necesarios para la operación segura del sistema (XM S.A. E.S.P., 2025a, 2025c, 2026).

11 La reserva operativa de las centrales termoeléctricas a carbón puede sustituirse mediante mecanismos complementarios como compensadores síncronos, sistemas de almacenamiento en baterías (SAEB), gestión inteligente de la demanda y optimización del despacho.

Por lo anterior debe asegurarse que, tras la salida de una unidad térmica, el sistema continúe disponiendo de una provisión técnicamente suficiente y adecuadamente localizada de los servicios de control de frecuencia (RPF, RSF y RTF), control de tensión, suministro de potencia reactiva y capacidad de recuperación del sistema (*Black Start*) (CREG, 2018; XM S.A. E.S.P., 2025a)2026; XM S.A. E.S.P., 2025a. Esta evaluación debe basarse en la contribución efectiva de cada central durante la operación del sistema y no únicamente en su capacidad técnica nominal, ya que una unidad puede estar habilitada para prestar determinados servicios sin que estos se utilicen en la práctica (XM S.A. E.S.P., 2025c).

Esta condición es esencial porque las centrales termoeléctricas a carbón podrían prestar estos servicios incluso cuando su generación anual es reducida, participando en el control de tensiones y la inyección de reactivos por seguridad (CREG, 2018; Global Energy Monitor, 2026; Ministerio de Energía de Chile, 2025; POLEN Transiciones Justas, 2023a; UPME, 2026). La ausencia de sustitutos técnicamente verificados puede repercutir en la vulnerabilidad del sistema, aumentar la necesidad de despachos fuera de mérito por razones de seguridad y requerir inversiones adicionales ineficientes (Asoenergía et al., 2026; BID, 2025; XM S.A. E.S.P., 2025a).

Por ello, antes del retiro o reconversión, debe verificarse que estos servicios puedan mantenerse con una equivalencia funcional que preserve la seguridad, la confiabilidad y la estabilidad operativa del sistema eléctrico (Ministerio de Energía de Chile, 2025; Organizaciones de la sociedad civil climática de Latinoamérica y el Caribe, 2026).

4. Determinación de requerimientos de flexibilidad operativa

La transición energética exige mayores niveles de flexibilidad operativa en el sistema eléctrico. A medida que disminuye la participación de generación síncrona convencional, como las termoeléctricas a carbón, y aumenta la integración de fuentes renovables variables, incrementa la necesidad de recursos capaces de responder a rampas pronunciadas, variaciones horarias y errores de pronóstico derivados de la incertidumbre climática (AGORA, 2017; González-Dumar et al., 2024; XM S.A. E.S.P., 2025c).

La flexibilidad operativa determina la capacidad del sistema para adaptar el balance entre generación y demanda a las variaciones de la carga neta en todas las escalas y horizontes de tiempo, mediante la coordinación de recursos de generación, sistemas de almacenamiento, respuesta de la demanda e interconexiones regionales (AGORA, 2017; González-Dumar et al., 2024; IRENA, 2019).

Bajo este paradigma, la flexibilidad deja de ser un atributo de una tecnología específica y se convierte en un requisito sistémico para integrar eficientemente las fuentes renovables y preservar la confiabilidad del sistema (POLEN Transiciones Justas, 2023a, 2023b). Debe asegurarse que el SIN mantenga la capacidad de gestionar las variaciones de la carga neta sin limitar la integración de nuevas fuentes renovables, sin incrementar los vertimientos de energía limpia (*curtailment*) y sin reducir su capacidad de adaptación ante condiciones cambiantes de operación (BID, 2025; IEA, 2018; IRENA, 2018a).

Esta evaluación debe considerar el aporte efectivo de los distintos recursos disponibles, reconociendo que la flexibilidad puede proporcionarse mediante una combinación de recursos de generación con capacidad de respuesta, almacenamiento, respuesta de la demanda e interconexiones regionales (Ministerio de Minas y Energía, 2024; UPME, 2026).

La pérdida de unidades con capacidad de rampa y seguimiento de carga, sin recursos equivalentes que las sustituyan, puede dificultar la gestión de las variaciones de la carga neta, especialmente en escenarios de alta integración de generación renovable o de baja hidrología (González-Dumar et al.,

2024; IRENA, 2018a; Ministerio de Energía de Chile, 2025; POLEN Transiciones Justas, 2023a; XM S.A. E.S.P., 2025c). Por ello, la evaluación no debe limitarse a la participación de una central en la generación anual de energía, sino considerar su contribución efectiva a la flexibilidad del sistema y verificar que existan alternativas con un desempeño equivalente en términos de confiabilidad y costo total del sistema (BID, 2025; IEA, 2018; UPME, 2025b; XM S.A. E.S.P., 2025a, 2025b).

Cuando esta capacidad pueda mantenerse mediante recursos sustitutos verificables, entonces será posible avanzar en el retiro o reconversión de las centrales sin afectar la operación segura y eficiente del SIN (Fundación IVY, POLEN Transiciones Justas, 2025; Ministerio de Energía de Chile, 2025; Ministerio de Minas y Energía, 2024; Organizaciones de la sociedad civil climática de Latinoamérica y el Caribe, 2026).

5. Adecuación de la red de transmisión

La salida de una unidad de generación puede modificar la distribución geográfica de la oferta de energía y alterar los flujos de potencia en el SIN (XM S.A. E.S.P., 2025a). Estos cambios pueden afectar la forma en que la energía circula entre las distintas regiones, especialmente en áreas donde la red presenta limitaciones de capacidad o donde existen concentraciones relevantes de generación y/o demanda que generan saturación en el sistema.

En consecuencia, la viabilidad del retiro no depende únicamente de que existan recursos de generación sustitutos, sino de que la infraestructura de transmisión sea capaz de transportar esa energía de manera segura y confiable hacia los centros de consumo (BID, 2025).

Debe asegurarse que la red de transmisión soporte la nueva configuración de generación sin generar congestiones estructurales, violaciones de límites operativos o vulnerabilidades regionales de abastecimiento que comprometan la confiabilidad. Asimismo, debe verificarse que la energía proveniente de los recursos sustitutos pueda fluir de manera confiable a través de la infraestructura existente o de los refuerzos proyectados, manteniendo condiciones adecuadas de operación en las diferentes áreas del sistema. Esta evaluación debe considerar los cambios en los flujos de potencia derivados del retiro o reconversión de la unidad, así como la interacción entre la evolución del parque generador y el desarrollo de la infraestructura de transmisión, identificando oportunamente aquellas situaciones en las que la salida de la central dependa de nuevas obras o ampliaciones de la red (BID, 2025; XM S.A. E.S.P., 2025a, 2025c).

La importancia de esta condición radica en que el retiro o reconversión de una central puede redistribuir los flujos de potencia y modificar el uso de los corredores de transmisión existentes, generando sobrecargas, restricciones operativas o vulnerabilidades regionales cuando la infraestructura disponible resulta insuficiente. En estos casos, aun cuando exista generación suficiente para reemplazar a la unidad retirada, las limitaciones de la red pueden impedir físicamente que dicha energía llegue a los centros de consumo, comprometiendo la confiabilidad del servicio y aumentando el riesgo de desabastecimiento local. Por esta razón, las decisiones de retiro o reconversión deben estar coordinadas con la evolución de la red de transmisión, de manera que la transformación del parque generador ocurra de forma consistente con la capacidad del sistema para transportar la energía requerida y preservar la seguridad operativa (BID, 2025; XM S.A. E.S.P., 2025a, 2025b).

6. Identificación de infraestructura técnica complementaria

La identificación de infraestructura técnica complementaria permite determinar si la desconexión de una unidad síncrona compromete la estabilidad dinámica de la red en su punto de conexión (XM S.A. E.S.P., 2025b).

A medida que aumenta la participación de recursos basados en inversores (IBR), como las plantas solares y eólicas, y disminuye la generación síncrona convencional, pueden reducirse atributos físicos fundamentales para la estabilidad del sistema, como la inercia rotacional, la potencia de cortocircuito y el soporte dinámico de tensión (XM S.A. E.S.P., 2025a, 2025c, 2026). Sin embargo, el impacto del retiro o reconversión depende de las características eléctricas de la red y del nodo de conexión, por lo que no todas las desconexiones requieren medidas de mitigación inmediatas.

En este sentido, se recomienda verificar la estabilidad dinámica en el punto de conexión de la central termoeléctrica a carbón para determinar si su retiro o reconversión genera un déficit de fortaleza eléctrica que comprometa la seguridad de la operación sistémica. Esta evaluación, desarrollada de manera articulada con el operador del sistema (XM), debe emplear métricas como el índice SCRIF (*Short-Circuit Ratio with Interaction Factors*), estableciendo si el valor resultante es superior al umbral de 1.5 requerido para una operación estable de recursos basados en inversores. Asimismo, se deben realizar simulaciones de transitorios electromagnéticos (EMT) para caracterizar fenómenos de recuperación lenta de voltaje (FIDVR) y oscilaciones de control que los modelos convencionales no detectan (XM S.A. E.S.P., 2025a).

Cuando el diagnóstico evidencie una degradación de la fortaleza eléctrica, las medidas de mitigación deberán planificarse e implementarse antes del retiro o reconversión de la central termoeléctrica a carbón (POLEN Transiciones Justas et al., 2025; XM S.A. E.S.P., 2025b). Esta rigurosidad técnica evita decisiones basadas en supuestos generales y las reemplaza por una evaluación específica para cada caso (UPME, 2025b; XM S.A. E.S.P., 2025a). Si la desconexión reduce la estabilidad dinámica del área, especialmente en zonas vulnerables como la subárea Guajira-Cesar-Magdalena (GCM) (PHC Servicios Integrados Group S.A.S., 2024), deberá disponerse de un plan que incluya soluciones técnicas equivalentes como compensadores síncronos, equipos STATCOM o sistemas de almacenamiento con tecnología *grid-forming* (BID, 2025; UPME, 2025a; XM S.A. E.S.P., 2025c, 2025a). Estas infraestructuras permiten sustituir los atributos físicos aportados por la unidad térmica, viabilizando el retiro sin comprometer la seguridad y la estabilidad electromecánica del SIN (UPME, 2026; XM S.A. E.S.P., 2025a).

5.2. Económico y financiero

La viabilidad de las decisiones de transición de las termoeléctricas a carbón no se limita a determinar su permanencia en el sistema, sino a establecer las condiciones económicas y financieras que hacen posible su retiro planificado o su reconversión.

Ante escenarios de pérdida de competitividad frente a nuevas tecnologías de generación y las crecientes exigencias derivadas de los compromisos climáticos, resulta indispensable contar con una valoración económica integral que permita tener claridad de los costos, obligaciones y pasivos asociados a la operación de las centrales termoeléctricas a carbón.

Este pilar establece las orientaciones para cuantificar las implicaciones económicas y financieras asociadas a la operación actual del activo, con el propósito de determinar su retiro o reconversión. El proceso de análisis de la central debe reconocer las brechas de información existentes, los compromisos contractuales y financieros vigentes, los costos de cierre y desmantelamiento, los posibles deterioros patrimoniales, el riesgo de activos varados y las opciones existentes para su operación futura, retiro o su reconversión.

La evaluación económica constituye uno de los principales puntos de convergencia de la estrategia. En ella deben integrarse los hallazgos de los pilares técnico, laboral, ambiental y de gobernanza para construir una valoración real e integral de todos los costos asociados al retiro o la reconversión de las centrales termoeléctricas.



¿Qué está en riesgo si el pilar económico y financiero no se implementa?

- » **Dependencia prolongada del carbón (carbon lock-in):** La rigidez de las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) puede obligar al sistema a mantener activos ineficientes por años adicionales, retrasando la entrada de energías renovables y generando costos de oportunidad cuantificables en términos de CAPEX renovable no aprovechado e infraestructura de red subutilizada
- » **Sobrecostos de transición:** Una estimación insuficiente de los costos de desmantelamiento, gestión de los impactos ambientales y cierre puede generar déficits de financiación, y trasladar una deuda ambiental invisible que, de no provisionarse contablemente, recaerá sobre el Estado y las comunidades aledañas (Raimi, 2017).
- » **Presión sobre la confiabilidad y las tarifas:** La ausencia de un análisis financiero del costo de reemplazo de la generación retirada en el despacho, puede generar incrementos tarifarios imprevistos o comprometer la confiabilidad del SIN durante la transición.
- » **Pérdida de valor de los activos:** No valorar el potencial de reutilización de la infraestructura existente para proyectos renovables u otros usos productivos implica pérdidas patrimoniales evitables y reduce la viabilidad financiera del retiro o la reconversión (ESMAP, 2021).
- » **Deterioro del bienestar territorial:** La ausencia de una estrategia financiada de diversificación económica puede afectar la sostenibilidad fiscal y económica de los municipios dependientes de la actividad termoeléctrica una vez finalicen las OEF, incrementando el riesgo de crisis institucionales locales.
- » **Conflictos laborales y sociales:** La omisión de los costos asociados a los planes de retiro, reubicación, reconversión profesional y sostenimiento de ingresos de los trabajadores(as) directos e indirectos puede derivar en conflictos sociales y laborales, litigios y mayores costos para la transición.

La gestión adecuada del pilar económico y financiero, así como la anticipación y mitigación de los riesgos mencionados requiere de **cuatro condiciones habilitantes**:

1. Identificación de riesgo de activos varados

Las termoeléctricas a carbón en Colombia pueden llegar a convertirse en activos varados como consecuencia de cambios en la regulación, la competitividad del mercado, la disponibilidad de recursos, los compromisos climáticos, las condiciones sociales o la evolución tecnológica (IEA, 2024; OXFORD, 2014). No obstante, la decisión de retirar o reconvertir una central no implica, por sí misma, la existencia de un activo varado. Identificar de manera temprana este riesgo (ver Tabla 1), constituye un insumo fundamental para orientar las decisiones de cada central.

Tabla 1. ¿Cuándo existe mayor riesgo de activos varados?

Menor riesgo	Mayor riesgo
Más de 40 años de operación (sin repotenciaciones recientes). Generalmente corresponden a activos que ya recuperaron su inversión y alcanzaron el final de su vida útil técnica y económica (OCDE, 2021).	Menos de 12 años de operación y OEF vigentes después de 2030. Si la inversión no ha sido recuperada al momento del retiro o la reconversión, aumenta el riesgo de activos varados y puede requerirse la implementación de mecanismos de mitigación (POLEN Transiciones Justas, 2023a).

La planificación anticipada es el principal mecanismo para prevenir la generación de activos varados. Cuando el retiro o la reconversión se desarrolla de forma gradual, considerando la vida útil técnica y económica de la planta, y en condiciones donde la inversión fue recuperada adecuadamente; el manejo en esos casos es parte del ciclo natural de operación y retiro de la infraestructura energética. Esto implica planificar no solo el cese de operaciones, sino también el desmantelamiento, la gestión de los pasivos ambientales y las alternativas de aprovechamiento futuro de los activos, evitando pérdidas económicas y el traslado de costos al Estado o a los territorios.

¿Qué es un activo varado?

Un activo varado es una infraestructura, inversión o activo económico que pierde parcial o totalmente su capacidad de generar los ingresos esperados antes de completar su vida útil económica, impidiendo la recuperación del capital invertido (IEA, 2024). La cuantificación de los activos varados es un proceso complejo que depende del ritmo de la transición y de la estructura regulatoria del mercado y se basa principalmente en la cuantificación de gastos, capital remanente, márgenes operativos perdidos, valor de salvamento, costo de capital en riesgo (ESMAP, 2021).

Cada empresa deberá asegurar una evaluación para identificar si, bajo las condiciones de operación actual de cada planta, resulta económicamente viable mantener su operación mientras existan obligaciones regulatorias y contractuales vigentes, o si, por el contrario, deben considerar opciones de renegociación, retiro o reconversión para proteger el capital de sus propietarios e inversionistas. La anticipación en este proceso reduce el riesgo de generación de activos varados, protege el valor de las inversiones y facilita decisiones de retiro o reconversión financieramente sostenibles.

2. Estructuración de los costos físicos de retiro o reconversión y gestión de los impactos ambientales

Una vez evaluadas las diferentes alternativas para cada central, es importante traducir dicha decisión en valores financieros medibles, permitiendo que se tomen decisiones de transición sobre bases económicas verificables y no sobre estimaciones implícitas o pasivos invisibles, haciendo una estimación de todos aquellos gastos directamente asociados a la remoción material y física de la planta.

Se debe garantizar que la empresa estructure los costos directos, indirectos y adicionales asociados al proceso (ESMAP, 2021), a través de la identificación, clasificación y cuantificación, con criterios técnicos y financieros de todas las obligaciones económicas asociadas a la decisión tomada por la empresa: continuidad, retiro o reconversión.¹²

Una valoración integral de los costos proporciona una base económica sólida para reducir incertidumbres regulatorias, económicas y financieras, facilitando la identificación y estructuración de mecanismos de financiamiento consistentes con las necesidades reales del proceso y generando condiciones de confianza para la movilización de inversión pública, privada y/o de cooperación.

3. Cuantificación de los impactos socioeconómicos territoriales derivados del retiro o reconversión

El retiro o reconversión de una central, que se abastece de carbón proveniente de municipios aledaños a la operación, puede implicar impactos en las economías locales y regionales, por lo que es importante que las iniciativas estén conectadas con alternativas económicas hacia el futuro.

12 Si se toma como referencia el rango 58 USD/kW en India (ESMAP, 2021) y 117 USD/kW en Estados Unidos (Raimi, 2017), los costos directos de retiro de los 1.611 MW instalados en Colombia oscilan entre USD 93 millones y USD 190 millones. Estos costos solo contemplan las acciones asociadas al desmantelamiento de la central, no consideran los pilares ambiental, social y de gobernanza.

El propósito no es únicamente el cese de actividades, sino que, partiendo del reconocimiento del estado real de la planta, se puedan identificar alternativas económicamente atractivas que permitan amortiguar el proceso.

Realizar la cuantificación de los impactos socioeconómicos permite transformar un proceso de transición, en una estrategia planificada, financiable y socialmente gestionable. La adecuada cuantificación convierte riesgos e incertidumbres en variables concretas que pueden incorporarse al diseño de instrumentos financieros y mecanismos de apoyo dentro de los esquemas de transición justa.

A diferencia de los casos internacionales como Chile, India, o Japón donde las centrales importan carbón, varias centrales colombianas tienen encadenamientos locales directos con la producción carbonera a nivel departamental. El retiro o reconversión de estas centrales reduce la demanda de carbón local, afecta la viabilidad de las minas proveedoras, la cadena de valor asociada y, en consecuencia, las condiciones económicas de la población y municipios de su área de influencia (World Bank, 2024).

Debe asegurarse la participación y articulación con los actores locales y con las iniciativas de diversificación económica existentes en cada región, de manera que, todos los actores conozcan y participen en la distribución de las responsabilidades, los costos y los beneficios asociados a la transición. Esto fortalece la transparencia en la toma de decisiones, genera mayor legitimidad social y facilita la construcción de acuerdos que permitan implementar el proceso de manera coordinada y sostenible. Incorporar estos impactos en la planificación fortalece la legitimidad de las decisiones y facilita una transición territorialmente justa y financieramente viable.

4. Identificación de mecanismos de financiación y de mercado

La viabilidad de la transición depende, en gran medida, de la disponibilidad de mecanismos de financiación que permitan convertir las decisiones de retiro o reconversión en proyectos ejecutables. Sin mecanismos e instrumentos definidos, las alternativas identificadas por las empresas, ya sea para retiro o reconversión, permanecen como escenarios técnicamente viables, pero con limitadas posibilidades reales de implementación.

La experiencia internacional demuestra que no existe un único mecanismo para financiar la transición de termoeléctricas a carbón. Los países han diseñado instrumentos diferentes según sus características institucionales, regulatorias y financieras (ver Tabla 2).

Tabla 2. Mecanismos financieros identificados en experiencias internacionales

País	Mecanismo implementado
Alemania	Subastas inversas y esquemas de compensación negociada mediante la ley de salida del carbón (WRI, 2021).
Indonesia	Esquema de financiamiento combinado (<i>blended finance</i>) que utiliza capital concesional e institucional para refinanciar la deuda existente de plantas carboníferas (Asian Development Bank, 2023, 2025).
Estados Unidos	Titularización respaldada por tarifas en la cual, a medida que una central eléctrica de carbón se retira, los consumidores pagan tarifas de electricidad más bajas, las empresas de servicios públicos invierten en la sustitución por energía limpia y se benefician de ella, y los trabajadores y las comunidades reciben financiación para apoyar el desarrollo económico local (RMI, 2021).

Sudáfrica	Suscripción con Francia, Alemania, Reino Unido, Estados Unidos y la Unión Europea el primer <i>Just Energy Transition Partnership</i> (JETP) del mundo, con recursos provenientes de donaciones, préstamos concesionales y garantías orientados a acelerar el retiro del carbón y financiar la transición de trabajadores y comunidades (GOV.UK, 2021).
------------------	---

Basado en las experiencias internacionales, Colombia puede crear mecanismos similares. Por ejemplo, crear estrategias a través del Banco Mundial para financiar la reconversión de plantas de carbón a energía solar, eólica, almacenamiento y la creación de oportunidades de reconversión laboral para la población trabajadora afectada (World Bank Group, 2023).

La creación de un mecanismo específico de financiación debe garantizar la cobertura integral de los costos del proceso, su compatibilidad con el marco regulatorio e institucional colombiano y un horizonte temporal que permita financiar aquellas actividades que se extienden más allá del cese de operaciones. De lo contrario, se generarían pasivos residuales que, en ausencia de financiación, terminarían siendo asumidos por el Estado o las comunidades afectadas. Contar con mecanismos de financiación consistentes permite convertir las alternativas de retiro o reconversión en proyectos viables y asegurar la sostenibilidad económica de la transición.

5.3. Laboral

Los procesos de retiro o reconversión de centrales termoeléctricas a carbón no solo transforman la infraestructura energética, sino también las condiciones de empleo y la protección de la población trabajadora vinculada directa e indirectamente a la actividad. La falta de anticipación, planificación y articulación institucional para gestionar los impactos laborales puede derivar en pérdidas abruptas de ingresos, conflictividad social y profundización de desigualdades, incluyendo las relacionadas con brechas de género y barreras para grupos sociales históricamente marginados (Lahiri-Dutt et al., 2022a; Wuppertal Institute, 2022). Lo anterior, evidencia la necesidad de integrar medidas que aseguren el trabajo decente, la protección social, la reubicación laboral y la generación de oportunidades de empleo alternativas, así como acciones concretas en materia de género y enfoque diferencial e interseccional que impulsen resultados equitativos.

Anticipar, mitigar y gestionar los posibles riesgos laborales asociados a la transición de las centrales termoeléctricas a carbón constituye uno de los principales habilitantes para una transición ordenada y justa. En este sentido, resulta fundamental garantizar la protección de los derechos de la población trabajadora vinculada a la central directa e indirectamente, y la implementación de medidas de reconversión y empleabilidad que aseguren que nadie se quede atrás.



¿Qué está en riesgo si el pilar laboral no se implementa?

- » **Pérdidas abruptas de empleos:** Una política proactiva puede permitir que se creen nuevas oportunidades laborales antes de que desaparezcan empleos (IEA, 2025). Así, se evita que se pierdan ingresos y aumente el desempleo entre la población trabajadora vinculada directa e indirectamente a las centrales termoeléctricas a carbón.
- » **Mayor riesgo de conflictividad laboral:** La falta de espacios de diálogo con la población trabajadora puede incrementar el riesgo de conflictividad laboral por falta de inclusión y participación de las personas trabajadoras en los procesos de transición.
- » **Incapacidad de diseñar medidas adecuadas para los y las trabajadoras:** El diálogo social y una oportuna caracterización permite identificar soluciones adecuadas para la fuerza laboral en procesos de transición energética (IEA, 2025; OIT, 2015; Wuppertal Institute, 2022).

- » **Profundización de brechas sociales:** La inclusión de enfoques diferenciales e interseccionales permite alcanzar resultados más equitativos (OIT, 2015), así como evitar la profundización de brechas de género y exclusión de grupos con mayores barreras de inserción laboral (Wuppertal Institute, 2022).
- » **Precarización laboral:** No implementar medidas de protección social durante el proceso de transición incrementa el riesgo de pérdida de capacidad adquisitiva y desmejora en las condiciones de vida para la población trabajadora (IEA, 2025; OIT, 2015).
- » **Formación desalineada con la futura demanda laboral:** Si el sistema educativo y las instituciones de formación no anticipan los cambios derivados de la transición energética, pueden seguir ofertando programas que no corresponden a las necesidades del mercado laboral futuro, repercutiendo en procesos de reconversión poco pertinentes para los trabajadores afectados (Wuppertal Institute, 2022).

La adecuada protección de la fuerza laboral, así como la anticipación y mitigación de los riesgos mencionados requiere de **cinco condiciones habilitantes**:

1. Garantía del diálogo social y los acuerdos laborales

El diálogo social es una condición central para asegurar una transición efectiva y justa en las termoeléctricas a carbón. Organismos como la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), la Organización Internacional del Trabajo (OIT) e IndustriALL coinciden en que los procesos de transición energética requieren estructuras de diálogo bipartitas y tripartitas que permitan anticipar impactos, construir acuerdos legítimos y garantizar que las decisiones involucren al sector empleador, personal trabajador y gobierno (IEA, 2025; IndustriALL, 2022; OIT, 2015).

Este diálogo debe incorporar un enfoque diferencial e interseccional que asegure la participación efectiva de quienes enfrentan mayores barreras de participación y empleabilidad, tales como mujeres, personas con discapacidad, jóvenes, entre otros. En Colombia, este mandato tiene respaldo normativo: la Constitución protege el derecho a la negociación colectiva (Art. 55); se ha regulado la negociación sectorial multinivel (Decreto 234 de 2026); el país ha ratificado el Convenio C144 de la OIT sobre consulta tripartita (Ley 410 de 1997), y se cuenta con Subcomisiones Departamentales tripartitas para la concertación de políticas laborales (Ley 278 de 1996).

Debe institucionalizarse el diálogo social en sus distintas escalas y activarse la negociación colectiva como instrumento vinculante. La OIT (1981) la define como el acuerdo entre empleadores y trabajadores para fijar condiciones laborales, regular sus relaciones y construir convenios colectivos, aplicable a nivel de empresa, sectorial o nacional. Los espacios de negociación deben garantizar la representación y participación efectiva de los grupos con mayores barreras de acceso. Este tipo de negociación puede darse a nivel empresa, sectorial o nacional.

La institucionalización del diálogo social y la activación de la negociación colectiva vinculante, son los mecanismos que favorecen que el diálogo se traduzca en compromisos concretos y exigibles, y constituye la base para construir acuerdos de transición justa que sean legítimos y sostenibles.

2. Caracterización y proyección de la planta laboral

La planificación anticipada de la transición laboral comienza con un conocimiento detallado de la fuerza laboral de cada central. Por ello, la caracterización de las personas trabajadoras constituye una de las primeras acciones de cualquier proceso de transición, al permitir anticipar de manera temprana los impactos en el empleo y las trayectorias laborales, orientar la toma de decisiones, así como diseñar medidas de reconversión y protección pertinentes y focalizadas. Además, reduce la incertidumbre, mejora la eficiencia en la asignación de recursos y, con la inclusión de un enfoque

diferencial e interseccional, contribuye a evitar la profundización de desigualdades en el proceso de transición.

La importancia de esta caracterización ha sido ampliamente reconocida en la experiencia internacional, las guías sobre transición energética, transición de regiones carboníferas y de transición de centrales termoeléctricas a carbón, así como por la ruta tipo de reconversión laboral del Ministerio de Trabajo, que coinciden en señalar esta etapa como una condición fundamental para planificar una transición laboral efectiva (Delta Institute, 2018; IndustriALL, 2022; Wuppertal Institute, 2022).

Debe asegurarse la disponibilidad de información de la población trabajadora de las centrales termoeléctricas a carbón desagregada por variables sociodemográficas, área de desempeño, tipo de contrato, competencias y nivel educativo, nivel salarial, condiciones de salud (incluyendo enfermedades asociadas al trabajo), responsabilidades de cuidado y expectativas y preferencias de transición. Igualmente, se requieren proyecciones laborales que consideren distintos escenarios de retiro o reconversión, con enfoque diferencial e interseccional.

3. Formación, recualificación y certificación de competencias

Incorporar procesos de cualificación,¹³ recualificación¹⁴ y de certificación de competencias en contextos de transición energética permite cerrar brechas entre las competencias disponibles y las requeridas por el mercado laboral, así como facilitar la movilidad laboral hacia nuevas ocupaciones y sectores. Contribuye a mejorar las posibilidades de empleabilidad de las personas trabajadoras, reducir la dependencia de un único sector económico y orientar procesos de reconversión laboral más efectivos, disminuyendo el riesgo de desempleo prolongado y de precarización laboral en la transición (IEA, 2025; IndustriALL, 2022; OIT, 2015; Wuppertal Institute, 2022).

El diseño y la implementación de procesos de formación, cualificación, recualificación y certificación de competencias deben estar articulados con las necesidades del mercado laboral, sectores potenciales en la región, y las expectativas de la población trabajadora para asegurar que sean pertinentes. Esto implica partir de diagnósticos de competencias, promover la participación de trabajadoras y trabajadores en la definición de los planes de capacitación, y coordinar con instituciones de formación para asegurar la pertinencia, calidad y accesibilidad de la oferta formativa (IEA, 2025; IndustriALL, 2022; OIT, 2015).

4. Acompañamiento a la empleabilidad

El acompañamiento a la población trabajadora durante el proceso de cambio de empleo es clave. Se recomienda complementar la formación técnica con acompañamiento vocacional que incluya orientación profesional, elaboración de hojas de vida y preparación para entrevistas (Wuppertal Institute, 2022). Asimismo, se pueden promover oportunidades de empleabilidad tanto dentro como fuera de la empresa. En el primer caso, es posible considerar oportunidades asociadas al propio proceso de cierre, entre ellas, aquellas vinculadas con la gestión ambiental del sitio, el desmantelamiento de instalaciones y el manejo de residuos, como los patios de cenizas, que pueden requerir mano de obra local incluso después del cierre de la termoeléctrica. En el segundo caso, y en articulación con actores regionales y de los distintos niveles de gobierno, se pueden evaluar posibles incentivos para la contratación, por parte de otras empresas, de personas afectadas por el cierre o la reconversión de las centrales. Por último, se debe procurar que estos nuevos puestos de trabajo sean decentes y ofrezcan condiciones laborales y salariales comparables a las de los empleos anteriores (IndustriALL, 2022).

¹³ Desarrollo de nuevas competencias.

¹⁴ Adquisición de habilidades para desempeñarse en nuevas ocupaciones o sectores.

Este acompañamiento debe realizarse con un enfoque diferencial e interseccional, que permita reconocer las barreras y necesidades específicas de la población trabajadora en mayores condiciones de vulnerabilidad, y adaptar los mecanismos de apoyo cuando sea necesario. Así, con base en experiencias internacionales, se recomienda brindar apoyo focalizado a estos grupos e incorporar un enfoque de género en las medidas de transición laboral (Wuppertal Institute, 2022).

5. Inclusión de mecanismos de protección social

La protección social cumple un papel clave en los procesos de transición de centrales termoeléctricas a carbón porque permite gestionar los riesgos socioeconómicos asociados al retiro o reconversión, evitando que los costos de la transformación recaigan desproporcionadamente sobre la población trabajadora y sus hogares. La inclusión de este tipo de medidas reduce la vulnerabilidad económica, los riesgos de precarización y conflictividad social, mientras que fortalece la legitimidad y sostenibilidad de la transición. Así, guías de transición justa, planes de descarbonización, o pliegos sindicales indican la necesidad de incluir programas de protección social dentro de estas transformaciones (IEA, 2025; IndustriALL, 2022; Ministerio de Energía de Chile, 2025; Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019; OIT, 2015, 2023; SINTRAEELECOL, 2025).

Deben asegurarse medidas de protección social oportunas, suficientes y adaptadas a las características de la población trabajadora afectada, que garanticen la continuidad de ingresos y el acceso efectivo a derechos fundamentales durante el proceso de transición. Esto incluye, entre otros aspectos, retiros anticipados para personas próximas a la edad de pensión, la permanencia en los sistemas de salud y pensiones, apoyos temporales al ingreso, mecanismos de protección frente al desempleo y acceso preferente a servicios de empleo, formación y reconversión laboral, con especial atención a grupos en situación de mayor vulnerabilidad.

Asimismo, se requiere una articulación interinstitucional que facilite el acceso oportuno a los mecanismos de protección social y laboral existentes, como el Mecanismo de Protección al Cesante (Ley 1636 de 2013) y otros programas de estabilización socioeconómica. Las medidas de protección social deben contar con una duración claramente definida, que garantice una cobertura suficiente durante la transición y favorezca la reinserción laboral.

5.4. Ambiental

La planificación anticipada también debe extenderse a la gestión ambiental del retiro o la reconversión de las centrales termoeléctricas. El cese de la operación no elimina los impactos acumulados durante décadas de funcionamiento, por lo que la transición requiere gestionar de manera segura los residuos, infraestructuras e impactos ambientales presentes en cada sitio (EPRI, 2010).

Es necesario garantizar un cierre ambientalmente seguro, verificable y trazable que permita la gestión integral de los impactos ambientales acumulados, la protección de la salud pública, la conservación de los ecosistemas, y la restauración progresiva del sitio hacia un uso futuro definido o cierre definitivo.



¿Qué está en riesgo si el pilar ambiental no se implementa?

- » **Contaminación por metales pesados:** Persistencia de contaminación en suelos y aguas subterráneas por metales pesados, PCB (Bifenilos Policlorados), HAP (Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos), asbesto y otros contaminantes acumulados durante décadas de operación (GIZ y 4E, 2020)

- » **Contaminación e inestabilidad geotécnica:** Fallas en depósitos de cenizas por ausencia de cierres técnicos adecuados, con potencial de lixiviación de contaminantes, inestabilidad geotécnica y dispersión de material particulado (U.S.EIA, 2019)
- » **Afectaciones a la salud:** Incremento del riesgo de enfermedades ocupacionales por exposición de trabajadores a materiales peligrosos durante el desmantelamiento, con efectos de largo plazo (Brown et al., 2017). Asimismo, afectaciones a la salud de las comunidades cercanas por emisiones de polvo con metales pesados, ruido y vibraciones (World Bank, 2022).
- » **Sobrecostos y retrasos:** Incremento en los costos de gestión de los impactos ambientales y retrasos por reprocesos asociados a hallazgos tardíos de contaminación (EPRI, 2020).
- » **Pasivos ambientales huérfanos:** Generación de pasivos ambientales huérfanos por insuficiencia de garantías financieras para cubrir la gestión de los impactos ambientales y el monitoreo de largo plazo, trasladando costos al Estado y a las comunidades (GIZ y 4E, 2020).

La gestión adecuada del pilar ambiental, así como la anticipación y mitigación de los riesgos mencionados requiere de **cuatro condiciones habilitantes**:

1. Consolidación del marco regulatorio e instrumentos ambientales

La planificación ambiental requiere un marco regulatorio articulado entre empresas y las autoridades ambientales que permita implementar de manera consistente las actividades de cierre, restauración y seguimiento ambiental de las centrales termoeléctricas. En Colombia, la mayoría de las termoeléctricas a carbón operan con Planes de Manejo Ambiental aprobados bajo regímenes anteriores a la Ley 99 de 1993, por lo que sus planes de cierre fueron formulados con estándares técnicos que no reflejan las exigencias actuales ni las condiciones reales del sitio tras décadas de operación (POLEN Transiciones Justas, 2025).

Cada empresa titular deberá contar con un instrumento ambiental vigente, actualizado y con alcance específico para la fase de desmantelamiento, restauración y abandono. De manera complementaria, las autoridades ambientales deberán desarrollar términos de referencia, guías técnicas e instrumentos regulatorios homogéneos que orienten los estudios requeridos, estandaricen criterios, incluyendo el componente de salud pública, y reduzcan la incertidumbre durante la implementación.

La gestión ambiental del retiro o reconversión requiere una articulación institucional capaz de acompañar el proceso de manera coordinada y consistente. Esto exige fortalecer el trabajo conjunto entre la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) y las demás entidades competentes, con el fin de armonizar criterios técnicos, reducir la incertidumbre regulatoria y facilitar la implementación de los procesos de transición de las termoeléctricas a carbón.

2. Evaluación de impactos ambientales acumulados y estado del sitio

La evaluación de los impactos ambientales acumulados y del estado del sitio constituye la base técnica sobre la cual se planifican todas las decisiones de cierre, gestión ambiental, y uso futuro del sitio (ver Tabla 3). Sin un conocimiento del estado ambiental real, no es posible dimensionar los impactos generados durante décadas de operación, definir objetivos de gestión ambiental (restauración, rehabilitación o compensación), seleccionar medidas de intervención ni estimar con precisión los tiempos, costos y riesgos asociados al retiro o reconversión (GIZ y 4E, 2020).

Tabla 3. Información clave para planificar el retiro o la reconversión desde la perspectiva ambiental

Componente	Propósito
Estado actual del sitio	Establecer la condición ambiental de referencia.
Impactos ambientales acumulados	Caracterizar la naturaleza, extensión y severidad de los impactos.
Materiales peligrosos y residuos	Identificar riesgos para la salud y los ecosistemas.
Viabilidad de la gestión de los impactos ambientales	Definir las medidas de gestión ambiental (restauración, rehabilitación o compensación), considerando el uso futuro del sitio.
Daños irreversibles o impactos de plazo indeterminado (impactos a perpetuidad)	Establecer medidas de monitoreo y gestión permanentes, considerando los costos económicos asociados.

Fuente: Elaboración propia a partir de (GIZ y 4E, 2020) y (EPRI, 2020).

Este proceso debe desarrollarse bajo principios de transparencia, participación y enfoque diferencial e interseccional. En línea con el Acuerdo de Escazú, la evaluación deberá incorporar el conocimiento de las comunidades, garantizar el acceso oportuno a la información (ANLA, 2025) y reconocer los impactos diferenciados que pueden enfrentar las mujeres y otras poblaciones en condición de vulnerabilidad (Lahiri-Dutt et al., 2022a).

Contar con esta información de manera confiable, verificable y progresivamente actualizada reduce la incertidumbre, fortalece la toma de decisiones y proporciona una base técnica para planificar el retiro o la reconversión de forma ambientalmente segura (EBRD, 2022).

3. Planificación e implementación de la gestión ambiental, circularidad y seguimiento de impactos a largo plazo

La gestión ambiental constituye el mecanismo para transformar el diagnóstico del sitio en acciones concretas de recuperación y uso futuro. Su planificación permite traducir los resultados de la evaluación ambiental en intervenciones técnicamente viables, priorizadas y coherentes con los objetivos de restauración y reconversión del sitio (EPRI, 2020).

Cada empresa deberá contar con un plan integral de gestión de los impactos ambientales que establezca objetivos verificables (EPRI, 2020) y defina un plan de gestión de materiales y residuos del desmantelamiento orientado a maximizar la reutilización, el reciclaje y la valorización (GIZ y 4E, 2020). Asimismo, el proceso deberá construirse mediante el diálogo social, incorporar un enfoque diferencial e interseccional y asegurar los mecanismos de financiación y gestión de recursos necesarios para garantizar su implementación.

La gestión ambiental no concluye con el cierre o reconversión física de la central. Es indispensable implementar un programa de monitoreo y seguimiento de largo plazo que permita verificar el cumplimiento de los objetivos de gestión ambiental, la estabilidad ambiental del sitio y su aptitud para el uso futuro de suelo. Si bien el Decreto 1076 de 2015 establece un periodo inicial de seguimiento (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2015), componentes como los patios de ceniza pueden requerir monitoreo por periodos más prolongados, (GIZ y 4E, 2020). Este seguimiento permite gestionar los riesgos residuales, demostrar el cumplimiento de los compromisos ambientales, generar confianza para la reconversión o reutilización futura del sitio y garantizar el monitoreo de impactos a largo plazo.

4. Protección de la salud pública y seguridad ambiental en el retiro o reconversión

La implementación de las actividades de desmantelamiento y gestión de los impactos ambientales deben ejecutarse sin generar impactos secundarios sobre la salud de los trabajadores y trabajadoras, las comunidades del área de influencia y los ecosistemas circundantes. Estas actividades pueden implicar riesgos asociados a emisiones, residuos peligrosos o contaminantes acumulados, por lo que resulta indispensable implementar medidas preventivas, de mitigación y control verificables durante todo el proceso (GIZ y 4E, 2020).

Cada empresa debe implementar un sistema integral de protección que garantice la protección de la salud de los trabajadores y trabajadoras y de las comunidades del área de influencia durante todas las fases del retiro o reconversión. Este sistema debe integrar medidas de seguridad ocupacional, control de emisiones, manejo seguro de materiales peligrosos, monitoreo ambiental y mecanismos accesibles de información y participación.

La protección de la salud y del ambiente debe mantenerse durante todo el proceso de transición, desde la planificación hasta el seguimiento posterior al cierre. Para ello, las medidas de protección deberán articularse con los instrumentos existentes de salud, seguridad y gestión ambiental, e incorporarse como obligaciones de todos los actores involucrados, garantizando una implementación consistente, verificable y coordinada durante todo el proceso (EPRI, 2020).

5.5. Gobernanza con enfoque territorial

La transición de las centrales termoeléctricas a carbón requiere una gobernanza capaz de coordinar a los diferentes actores, niveles de gobierno y territorios involucrados. El retiro o reconversión de estas centrales no constituye únicamente una decisión técnica, económica o energética, sino un proceso que transforma dinámicas sociales, económicas y ambientales en los territorios y, particularmente, en las economías locales vinculadas a la cadena de valor de las termoeléctricas a carbón.

Así, reconociendo que estos procesos son multidimensionales, las responsabilidades no corresponden a un único actor. Los desafíos de este proceso requieren de una respuesta integral con la participación de múltiples actores, sectores y niveles de gobierno. Sin una comprensión total de su alcance territorial, sin una arquitectura institucional clara que defina roles y responsabilidades, y sin mecanismos efectivos de participación y diálogo social, estos procesos pueden derivar en baja legitimidad social, mayor conflictividad y respuestas institucionales fragmentadas o reactivas.

La gobernanza constituye la base que articula e integra los demás pilares de esta estrategia. En este sentido, este pilar aborda la necesidad de un modelo de gobernanza con enfoque territorial en los procesos de retiro o reconversión para anticipar y gestionar sus impactos sociales, económicos y territoriales, fortalecer la coordinación entre actores y niveles de gobierno, y asegurar una transición energética justa, planificada y contextualizada.



¿Qué está en riesgo si el pilar de gobernanza con enfoque territorial no se implementa?

» **Legitimidad de las decisiones:** La participación y la inclusión en los procesos de toma de decisiones incrementa la legitimidad de estas (OECD, 2023; Wuppertal Institute, 2022). No incluir la participación reduciría la legitimidad social de las decisiones asociadas a la transición de las termoeléctricas a carbón, al no incorporar las realidades y actores territoriales.

- » **Riesgo de conflictividad social:** La falta de legitimidad en las decisiones puede repercutir en un mayor riesgo de conflictividad social y resistencia por parte de comunidades, trabajadoras, trabajadores y actores de la cadena de valor del carbón.
- » **Soluciones inadecuadas:** La participación permite conocer mejor las necesidades de las poblaciones y, por lo tanto, diseñar soluciones más efectivas a éstas (OECD, 2023).
- » **Fragmentación y descoordinación de acciones:** La falta de claridad en roles, responsabilidades y mecanismos de articulación entre actores puede repercutir en respuestas fragmentadas y descoordinadas.
- » **Participación no incluyente:** La exclusión o participación limitada de actores clave, en particular de comunidades y grupos con mayores barreras de participación, puede profundizar desigualdades existentes (Lahiri-Dutt et al., 2022b; Wuppertal Institute, 2022).
- » **Retrasos y bloqueos:** La resistencia a las decisiones tomadas sin participación puede repercutir en retrasos y mayores dificultades en la implementación de un proceso de transición.

Una adecuada gobernanza con enfoque territorial para la mitigación de los riesgos mencionados requiere entonces de **tres condiciones habilitantes**:

1. Inclusión de un enfoque territorial y de cadena de valor

El retiro o reconversión de las centrales genera impactos que van más allá del municipio donde se localiza la planta. La cadena de valor asociada a su operación, que incluye suministro de carbón, servicios, logística y otros encadenamientos productivos, conecta múltiples territorios y actores cuyas economías pueden verse afectadas significativamente. Sin embargo, la mayoría de los estudios y acciones relacionadas con la salida del carbón se han concentrado en minas y plantas, dejando de lado otros eslabones (Pai et al., 2026). Incorporar este enfoque permite anticipar tensiones, identificar actores clave en distintas escalas y orientar estrategias de articulación institucional para una transición viable, más justa y ordenada (Pai et al., 2026; Wuppertal Institute, 2022).

En el caso colombiano, las centrales termoeléctricas se abastecen de carbón proveniente de aproximadamente 16 municipios de Boyacá, cinco de Cundinamarca, cuatro de Norte de Santander y uno de Córdoba (Minenergía, 2025, 2026; Termotasajero, 2025; UPME & John T Boyd, 2020), en su mayoría pequeños y de baja capacidad económica.¹⁵ Así, estas centrales dinamizan las economías locales y el empleo más allá de los municipios donde están ubicadas.

Definir la problemática es una parte crucial para diseñar la agenda del proceso y los siguientes pasos (Wuppertal Institute, 2022). En este sentido, para procesos como el retiro o reconversión de una central termoeléctrica a carbón, resulta relevante caracterizar las afectaciones a partir de la cadena de valor asociada (Transforma, 2026; Wuppertal Institute, 2022). Este proceso implica delimitar el área de afectación socioeconómica de la planta para orientar acciones diferenciadas según el tipo de impacto, incluyendo los territorios vinculados a los encadenamientos productivos asociados a su operación, proveedores de carbón, energía, servicios, transporte y logística (puertos).

¹⁵ La provisión de carbón varía por factores como la variación de la demanda, por lo que los proveedores pueden variar, a continuación municipios relacionados con esta actividad en los últimos cinco años: Municipios de Boyacá (Aquitania, Betétiva, Chivatá, Corrales, Gámeza, Monguí, Motavita, Paipa, Paz de Río, Samacá, Sogamoso, Tasco, Tópaga, Tunja, Tuta, Úmbita) (Minenergía, 2026), Cundinamarca (Cucunubá, Lenguaque, Sutatausa, Zipaquirá, Samacá) (Minenergía, 2025), Norte de Santander (San Cayetano, Cúcuta, Zulía y Sardinata) (UPME & John T Boyd, 2020), y Córdoba (Puerto Libertador) (Termotasajero, 2025; UPME, 2024a).

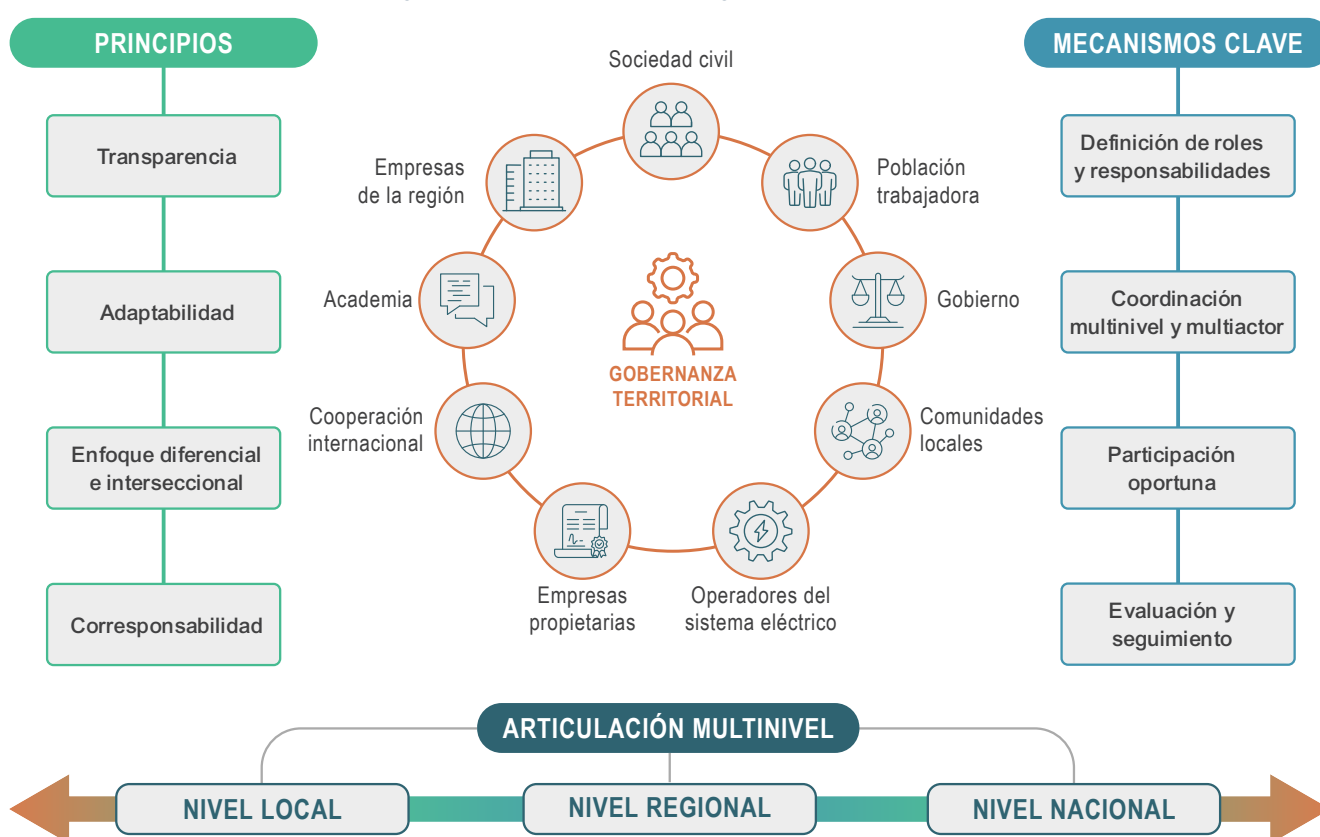
En la cadena del carbón, el análisis debe abarcar sus principales eslabones: extracción, transporte y centros de acopio (Pai et al., 2026; Transforma, 2026). Asimismo, para el desarrollo de nuevos proyectos asociados a la reconversión de la central, debe considerarse la presencia de comunidades y territorios étnicos, así como la procedencia de la consulta previa. El análisis territorial también debe incorporar las condiciones de seguridad y las dinámicas de conflicto que puedan representar riesgos para la implementación de la transición.

2. Definición del modelo de gobernanza

La definición de un modelo de gobernanza contribuye a la gestión ordenada de la transición de las termoeléctricas a carbón, ya que permite coordinar a los múltiples actores involucrados y orientar la toma de decisiones hacia objetivos comunes. Un modelo de gobernanza basado en principios de transparencia, participación, equidad e inclusión, cumplimiento de la ley, capacidad de respuesta y rendición de cuentas fortalece la coordinación institucional, genera confianza entre los actores y facilita la implementación de la transición en los territorios (ACNUDH, s. f.; OECD, 2020; Wuppertal Institute, 2022).

Debe asegurarse un modelo de gobernanza adaptado al contexto territorial, que defina claramente los actores involucrados, sus roles, responsabilidades y mecanismos de coordinación, participación y seguimiento (*ver Figura 2*). Asimismo, el modelo debe promover la articulación entre distintos niveles de gobierno, empresas, personas trabajadoras, comunidades y demás actores del territorio, garantizando procesos transparentes, inclusivos y con capacidad de ajustarse a la evolución de la transición. Igualmente, debe incorporar un enfoque diferencial e interseccional que garantice la participación efectiva de grupos históricamente excluidos y en condiciones de mayor vulnerabilidad (mujeres, comunidades étnicas, personas con discapacidad, entre otros) (ACNUDH, s. f.; Lahiri-Dutt et al., 2022a; OECD, 2020; Wuppertal Institute, 2022).

Figura 2. Elementos para una gobernanza territorial



Fuente: Elaboración propia

3. Garantía de la participación y diálogo social

La participación y el diálogo social son condiciones habilitantes para construir una transición legítima, transparente y basada en acuerdos (Delta Institute, 2018; IEA, 2025; OECD, 2023; Wuppertal Institute, 2022). La participación temprana, informada e inclusiva fortalece la confianza entre los actores, incorpora el conocimiento territorial en la toma de decisiones, permite anticipar y gestionar conflictos, y contribuye a que las medidas de transición respondan a las necesidades y expectativas de las personas y comunidades potencialmente afectadas.

Hay diferentes niveles de participación. La OCDE (2023) distingue al menos tres niveles: información, consulta y participación activa, que van desde la entrega unilateral de datos hasta la colaboración de la ciudadanía en todas las fases del ciclo de políticas públicas (identificación del problema; formulación de política o proyecto; toma de decisiones; implementación, y evaluación). Dado que no son excluyentes, su aplicación debe definirse de acuerdo con el tipo de decisión, el momento del ciclo de política y el grado de incidencia esperado (ver *Tabla 4*).

Tabla 4. Niveles de participación y posibilidades de aplicación

Nivel de participación	Alcance	Posibilidades de aplicación
Información	Relación unilateral en la que se entrega información a la ciudadanía y las partes interesadas, de manera reactiva o proactiva.	Es necesaria en todas las etapas del ciclo. Permite que los actores conozcan el problema, las alternativas, las decisiones, su implementación y sus resultados.
Consulta	Relación bilateral en la que la ciudadanía y las partes interesadas aportan opiniones, evidencia y retroalimentación sobre un problema o propuesta.	Permite informar y ajustar las decisiones. Es especialmente útil para identificar necesidades, enriquecer y ajustar propuestas, y recoger retroalimentación durante la implementación y evaluación.
Participación activa	Permite a la ciudadanía y las partes interesadas colaborar en distintas fases del ciclo, contribuyendo a identificar problemas, fijar prioridades, proponer alternativas y co-crear soluciones.	Permite una mayor incidencia en la definición de problemas, prioridades, alternativas y soluciones. Puede utilizarse en cualquiera de las etapas del ciclo o durante todo el proceso.

Fuente: Elaboración propia con base en OCDE (2023)

Asimismo, el proceso debe incorporar un enfoque diferencial e interseccional que promueva la participación efectiva de grupos históricamente excluidos (mujeres, comunidades étnicas, personas con discapacidad, entre otros), garantice el cumplimiento de la consulta previa cuando corresponda y genere condiciones seguras para el ejercicio de la participación.

En el caso colombiano, la participación está respaldada por distintos instrumentos jurídicos. La Constitución de 1991 establece los fundamentos de la democracia participativa y los derechos ambientales, reconociendo múltiples mecanismos de participación ciudadana. En el ámbito de la transición energética, se ha señalado la necesidad de fortalecer la participación mediante información transparente, equilibrio de relaciones de poder, espacios de diálogo efectivos y participación equitativa de las mujeres (Minenergía, 2024). A escala regional, el Acuerdo de Escazú (ratificado por Colombia en la Ley 2273 de 2022) refuerza este marco al garantizar el acceso a la información ambiental, la participación pública en decisiones, el acceso a la justicia y la protección de personas defensoras ambientales; elementos que deben orientar los procesos de cierre o reconversión de las centrales termoeléctricas a carbón con transparencia, legitimidad y enfoque de derechos.

Foto: © Thanh Văn - Pexels



6

Hoja de ruta para el retiro o reconversión de termoeléctricas a carbón

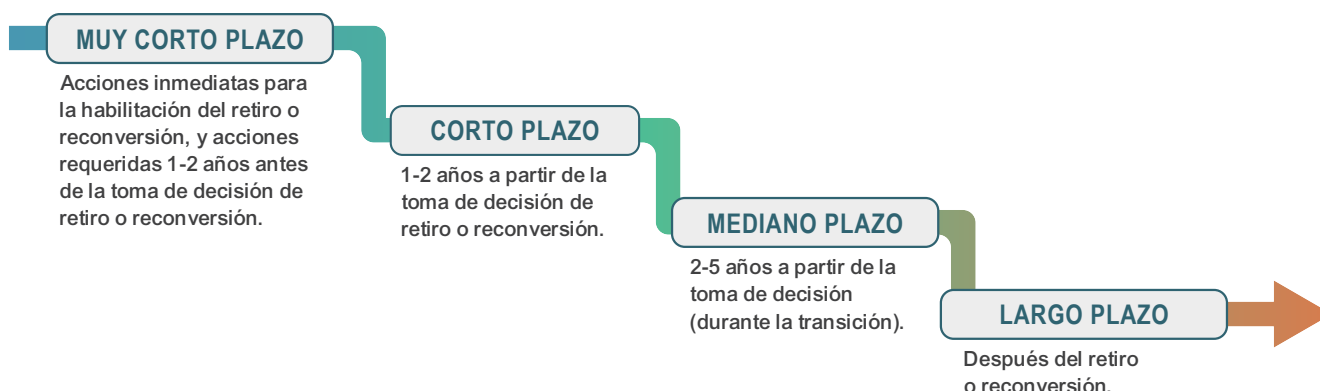
La estrategia se traduce en una hoja de ruta de implementación organizada en seis ejes de acción. Estos ejes convierten los pilares estratégicos y sus condiciones habilitantes en acciones concretas para preparar y gestionar el retiro o la reconversión gradual de las centrales termoeléctricas a carbón.

Los seis ejes abordan de manera articulada las dimensiones técnicas, económicas, laborales, ambientales y territoriales de la transición. Aunque cada uno responde a un conjunto particular de necesidades, sus acciones son interdependientes y pueden contribuir simultáneamente a varios pilares de la estrategia.

La hoja de ruta busca orientar la acción coordinada del Estado, las empresas y los actores territoriales, definiendo para cada acción los actores responsables de liderar o participar en su implementación y un horizonte temporal de referencia. No establece una secuencia única para todas las centrales: la prioridad y el momento de implementación de cada acción dependerán de las condiciones particulares de cada activo, del sistema eléctrico y de los territorios vinculados.

Las acciones se organizan en tres horizontes de tiempo (figura 3), de acuerdo con el momento en que resulta necesario desarrollar las capacidades o tomar decisiones para anticipar la transición. Algunas acciones deben iniciarse de manera temprana, aun cuando el retiro o la reconversión de una central se produzcan años después, porque requieren tiempo para generar información, fortalecer capacidades, coordinar actores o preparar alternativas.

Figura 3. Clasificación temporal de las acciones



Fuente: Elaboración propia

El detalle completo de las acciones estratégicas, actividades y su relación con las condiciones habilitantes se presenta en el **Anexo 1**.

6.1. Eje 1: Caracterizar integralmente la central termoeléctrica

Cada central termoeléctrica a carbón del país responde a una realidad técnica, económica, ambiental y social diferente. Antes de definir cuándo, cómo o en qué condiciones una central puede iniciar un proceso de transición, es necesario comprender integralmente el activo, su contribución al sistema, los riesgos a los que está expuesto, y las implicaciones para las personas y el territorio.

Este eje es la base de conocimiento sobre la cual se construyen las decisiones posteriores para reducir incertidumbres, identificar riesgos y oportunidades, y diseñar rutas de transición acordes con cada planta.



¿Cómo contribuye este eje a la estrategia?

Pilares estratégicos que activa	Condiciones habilitantes que se desarrollan
Técnico	» Verificación de la suficiencia de energía » Determinación de los márgenes de reserva operativa » Provisión de servicios complementarios » Determinación de requerimientos de flexibilidad operativa » Adecuación de red de transmisión » Identificación de infraestructura técnica complementaria
Económico y financiero	» Identificación de riesgo de activos varados » Estructuración de los costos del retiro y/o reconversión y gestión de los impactos ambientales
Laboral	» Caracterización y proyección de la planta laboral
Gobernanza con enfoque territorial	» Garantía de la participación y diálogo social
Ambiental	» Evaluación de impactos acumulados y estado del sitio



Acciones estratégicas

- I.** Diseñar e implementar una metodología nacional de caracterización integral de centrales termoeléctricas, que incorpore variables técnicas, económicas, regulatorias, ambientales, laborales y territoriales, y que permita evaluar el estado real de los activos, su aporte al sistema y el riesgo de convertirse en activos varados.

Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
MinEnergía	UPME, CREG, XM, empresas propietarias, MinAmbiente, MinTrabajo, MinInterior	Muy corto plazo

- II.** Realizar la caracterización integral de cada central termoeléctrica, incluyendo su condición técnica (real vs. nominal), vida útil remanente, desempeño económico, cumplimiento regulatorio, condiciones ambientales y caracterización de la fuerza laboral directa.¹⁶

Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
Empresas propietarias	MinEnergía, UPME, XM, MinAmbiente, MinTrabajo, autoridades ambientales competentes.	Corto plazo

- III.** Realizar un análisis de riesgos que permita evaluar la probabilidad de que la central se convierta en un activo varado bajo diferentes escenarios de transición.¹⁷

Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
Empresas propietarias	MinHacienda, CREG, UPME, MinEnergía, XM	Muy corto plazo

¹⁶ Organizaciones de la sociedad civil como POLEN, SEI y CIPAME han adelantado estudios asociados a la caracterización económica, laboral y ambiental de centrales como Termopaipa, Termoguajira y Termotasajero (CIPAME, 2025; Polen Transiciones Justas, 2023; SEI, 2025).

¹⁷ WTW y el Centro Regional de Finanzas Sostenibles de la Universidad de los Andes adelantaron un estudio sobre los riesgos de transición climática, concluyendo que las carboeléctricas en Colombia podrían experimentar una caída del 100 % de sus ingresos a 2030 (WTW, Universidad de los Andes, 2023).

IV. Definir y priorizar las alternativas de retiro o reconversión de cada central termoeléctrica mediante un análisis multicriterio que considere aspectos técnicos, económicos, ambientales, laborales y de confiabilidad del sistema.^{18,19,20}

Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
Empresas propietarias	UPME, XM, CREG, MinEnergía, cooperación internacional	Muy corto plazo / Corto plazo

V. Consolidar la línea base ambiental de cada central, que incluya el estado actual del sitio, el historial de las condiciones ambientales y las áreas de preocupación, para la planificación de las medidas de gestión ambiental y monitoreo requeridas durante el retiro o la reconversión.²¹

Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
Empresas propietarias	MinAmbiente, ANLA, CARs, comunidades, y academia.	Corto plazo

VI. Caracterizar con enfoque diferencial e interseccional la población trabajadora directa, sus capacidades, perfiles ocupacionales, competencias, condiciones sociodemográficas, salud, expectativas y potenciales necesidades de formación o reconversión laboral.²²

Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
Empresas propietarias	Trabajadores, organizaciones sindicales MinTrabajo, SENA, Academia	Corto plazo

La implementación de este eje requiere que el Gobierno nacional, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía y la UPME, lidere la estandarización de metodologías y lineamientos técnicos que orienten la toma de decisiones de las empresas propietarias de las centrales. Esto implica desarrollar metodologías nacionales para la caracterización integral de los activos y la evaluación de alternativas de retiro y reconversión, generar señales de planificación alineadas con las necesidades del sistema energético y promover mecanismos de intercambio de información entre las entidades públicas y las empresas para respaldar decisiones consistentes, comparables y basadas en evidencia (*ver actividades detalladas en Anexo 1*).

6.2. Eje 2: Garantizar la seguridad y flexibilidad del sistema eléctrico

El retiro o la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón debe realizarse sin comprometer la seguridad, la confiabilidad y la flexibilidad del sistema eléctrico. Este eje recoge las acciones orientadas a determinar los requerimientos técnicos que realmente deberán reemplazarse para mantener estos atributos durante la transición, teniendo en cuenta que no todas las centrales aportan los mismos servicios ni son igual de necesarias para la red, y que muchos servicios se podrán suplir de forma sistémica si se cuenta con una combinación óptima y complementaria de fuentes renovables variables como solar, eólica, bioenergía e hidráulica.

18 La GIZ adelantó un análisis técnico y económico de prefactibilidad de la reconversión de la central termoeléctrica Termoguajira de carbón en Colombia (GIZ, 2024).

19 El Plan Indicativo de Expansión de la UPME (2025) ya establece un cierre programado de unidades térmicas, contemplando la salida de Guajira 1 y 2 para 2028 (UPME, 2025d).

20 El Instituto Wuppertal en 2023 Analizó la situación y las perspectivas en capítulos para la sociedad, la gobernanza, la economía y el empleo, y para la energía (Wuppertal Institute, 2023).

21 Organizaciones de la sociedad civil como POLEN, SEI y CIPAME han adelantado estudios asociados a la caracterización económica, laboral y ambiental de centrales como Termopaipa, Termoguajira y Termotasajero (CIPAME, 2025; Polen Transiciones Justas, 2023; SEI, 2025). Así como el documento Hacia un licenciamiento ambiental con enfoque en salud y aire limpio: el caso de las termoeléctricas a carbón en Colombia (POLEN Transiciones Justas, 2025).

22 POLEN, SEI y CIPAME han desarrollado estudios para la caracterización laboral de centrales como Termopaipa, Termoguajira y Termotasajero que incluyen sus características sociodemográficas y expectativas de transición (CIPAME, 2025; Polen Transiciones Justas, 2023; SEI, 2025). Sin embargo, sus informes indican que el acceso de la información ha sido limitado en algunas centrales.



¿Cómo contribuye este eje a la estrategia?

Pilares estratégicos que activa	Condiciones habilitantes
Técnico	» Verificación de la suficiencia de energía » Determinación de los márgenes de reserva operativa » Provisión de servicios complementarios » Determinación de requerimientos de flexibilidad operativa » Adecuación de red de transmisión » Identificación de infraestructura técnica complementaria



Acciones estratégicas

I. Garantizar la suficiencia de energía para habilitar el retiro programado de las termoeléctricas a carbón.²³

Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
MinEnergía	XM, UPME, CREG, empresas propietarias.	Corto plazo

II. Asegurar márgenes de reserva operativa que mitiguen la variabilidad tras el retiro de centrales termoeléctricas a carbón.²⁴

Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
XM	UPME, MinEnergía, CREG, empresas propietarias.	Corto plazo

III. Definir esquemas de remuneración y requisitos de servicios complementarios.²⁵

Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
CREG/XM	UPME, MinEnergía, empresas propietarias.	

IV. Identificar y ejecutar refuerzos en la red de transmisión para eliminar la dependencia de generación local por seguridad.²⁶

Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
UPME	XM, MinEnergía, transportadores, ANLA, autoridades ambientales.	Corto plazo

23 Como parte de los análisis técnicos que soportan esta estrategia, se desarrolló un modelo de despacho energético (en Python) para evaluar la suficiencia del sistema y el comportamiento del curtailment bajo escenarios de retiro progresivo de aproximadamente 1.6 GW de capacidad térmica a carbón entre 2025 y 2038. A nivel de planeamiento oficial, la UPME en su Plan Indicativo de Expansión de Generación ya proyecta el retiro de las unidades de Termoguajira para diciembre de 2028 (UPME, 2026; 2025c).

24 XM emitió el informe consolidado de señales y riesgos operativos del sistema eléctrico colombiano, el cual incluye análisis detallados y propuestas puntuales para fortalecer la capacidad de respuesta ante contingencias de la red (XM S.A. E.S.P., 2025a).

25 Se elaboró un estudio especializado (a cargo del consorcio PSR, DI-AVANTE, Wolak e Inostroza) para proponer a la CREG y a XM los criterios técnicos de definición, asignación y remuneración de los servicios complementarios en el SIN (CREG, 2018).

26 La UPME, en conjunto con XM y el CNO, ya identificó el agotamiento de capacidad de interrupción en subestaciones del STN y STR, contratando una consultoría para evaluar repotenciaciones tecnológicas (UPME, 2024b).

V. Implementar soluciones de soporte dinámico en nodos con bajo nivel de fortaleza eléctrica.²⁷		
Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
XM/UPME	CREG, agentes transmisores, operadores de red, empresas propietarias.	Corto plazo

VI. Gestionar la flexibilidad operativa para compensar la pérdida de rampa del parque térmico a carbón.²⁸		
Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
XM	UPME, CREG, agregadores de demanda, empresas propietarias.	Muy corto plazo

La implementación de este eje requiere una coordinación efectiva entre las entidades del sector, las empresas propietarias de las centrales y los demás actores involucrados, así como el acceso oportuno a información técnica confiable y estandarizada. Su ejecución dependerá de la definición de metodologías comunes, la realización de estudios técnicos, el intercambio de información entre instituciones y la articulación de los procesos de planeación, regulación y operación del sistema eléctrico, de manera que las decisiones sobre el retiro o la reconversión de las centrales se fundamenten en evidencia técnica y contribuyan a una transición segura y ordenada (*ver actividades detalladas en Anexo 1*).

6.3. Eje 3: Crear los habilitantes regulatorios, de gobernanza y mercado

Planificar anticipadamente también implica construir las condiciones que permitan actuar cuando llegue el momento del retiro o reconversión de cada central. Las decisiones de retiro o reconversión requieren un marco regulatorio claro, una gobernanza capaz de coordinar a los actores, y mecanismos de mercado que alineen los incentivos con las necesidades del sistema eléctrico. Por ello, este eje tiene como objetivo desarrollar los habilitantes regulatorios, de gobernanza y mercado que permitan implementar la transición de manera ordenada, reducir la incertidumbre para los actores y garantizar que las decisiones individuales contribuyan a los objetivos colectivos de seguridad energética y descarbonización.

 ¿Cómo contribuye este eje a la estrategia?	
Pilares estratégicos que activa	Condiciones habilitantes
Técnico	» Provisión de servicios complementarios
Económico y financiero	» Identificación de riesgo de activos varados » Identificación de mecanismos de financiación y de mercado
Ambiental	» Consolidación del marco regulatorio e instrumentos ambientales
Gobernanza con enfoque territorial	» Definición del modelo de gobernanza

27 Las simulaciones eléctricas internas en DlgSILENT PowerFactory desarrolladas para esta estrategia confirman que el retiro simultáneo de térmicas no converge sin un reemplazo eléctrico previo. Adicionalmente, XM ya recomendó priorizar la instalación de compensadores síncronos, STATCOM y baterías con tecnología grid-forming en nodos críticos de alta penetración renovable (XM S.A. E.S.P., 2025a).

28 El Ministerio de Minas y Energía y la CREG ya expidieron marcos normativos para flexibilizar las desviaciones del programa de generación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) ante eventos de estrés (como El Niño) (XM S.A. E.S.P., 2025c).

 Acciones estratégicas		
I. Diseñar e implementar un modelo de gobernanza que defina los mecanismos de coordinación, toma de decisiones, movilización de recursos y seguimiento entre el Gobierno Nacional, las empresas y las autoridades territoriales.		
Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
MinEnergía	MinCIT, MinAmbiente, MinTrabajo, UPME, XM, CREG, DNP, empresas propietarias, gobernaciones, alcaldías, autoridades ambientales a nivel nacional y regional, cooperación internacional	Muy corto plazo. <i>*El modelo de gobernanza debe ser transversal a todo el proceso de transición, con sus respectivos ajustes y actualizaciones.</i>
II. Desarrollar los lineamientos técnicos ambientales para el desmantelamiento, retiro y reconversión de centrales termoeléctricas, incluyendo términos de referencia ambientales, criterios para planes de cierre, responsabilidades de gestión y procedimientos de monitoreo para impactos de largo plazo o a perpetuidad.		
Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
MinAmbiente (DAASU) y ANLA	CARs, MinEnergía, UPME, empresas propietarias, gremios del sector eléctrico	Muy corto plazo
III. Desarrollar los habilitantes regulatorios para garantizar la protección laboral de la población trabajadora que pueda resultar afectada negativamente por procesos de transición energética.		
Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
MinTrabajo	MinEnergía, empresas propietarias, trabajadores y sindicatos	Muy corto plazo
IV. Diseñar mecanismos regulatorios y de mercado que habiliten el retiro o la reconversión anticipada de centrales termoeléctricas, alineando las señales económicas con las necesidades reales de confiabilidad, flexibilidad y estabilidad del sistema eléctrico; y que consideren las necesidades del sistema según el tipo de activo varado. ²⁹		
Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
CREG	UPME, XM, MinEnergía, empresas propietarias, agentes del mercado eléctrico	Muy corto plazo

La implementación de este eje requiere un liderazgo decidido del Gobierno Nacional para anticipar el desarrollo de las condiciones institucionales que harán viable la transición de las centrales termoeléctricas a carbón. Avanzar tempranamente en estas acciones permitirá generar un entorno de mayor certidumbre para la toma de decisiones de las empresas y evitar que las transformaciones se realicen de manera reactiva, sentando las bases para una transición ordenada, coordinada y alineada con las necesidades del sistema energético (*ver actividades detalladas en Anexo 1*).

6.4. Eje 4: Estructurar el financiamiento para la transición de la central

La estructuración para la transición de las centrales termoeléctricas a carbón requiere de un proceso ordenado que parte del diagnóstico financiero del activo y avanza progresivamente hacia la cuantificación integral de los costos del retiro o reconversión, la identificación de los instrumentos

²⁹ La normatividad de la CREG ya incluye mecanismos voluntarios que pueden facilitar comercialmente la transición, tales como la cesión de Obligaciones de Energía en Firme (Resoluciones CREG 114 de 2014 y 101 046 de 2024) y el cambio de combustible de respaldo (Resolución CREG 085 de 2007). Adicionalmente, ya existen propuestas sobre la mesa para diseñar esquemas de remuneración por servicios de frecuencia y habilitar sistemas de almacenamiento (SAEB) como recursos sistémicos (POLEN Transiciones Justas, 2023b; XM S.A. E.S.P., 2025a).

disponibles y la evaluación de su compatibilidad con el marco regulatorio e institucional del país. Solo sobre la base de esta secuencia es posible seleccionar un mecanismo que responda efectivamente a las necesidades técnicas, ambientales y sociales del proceso para que garantice la cobertura financiera de todas sus etapas.

 ¿Cómo contribuye este eje a la estrategia?	
Pilares estratégicos que activa	Condiciones habilitantes
Económico y financiero	» Estructuración de los costos físicos del retiro o reconversión y gestión de los impactos ambientales » Identificación de mecanismos de financiación y de mercado
Laboral	» Formación, recualificación y certificación de competencias » Inclusión de mecanismos de protección laboral
Ambiental	» Planificación de la gestión ambiental, circularidad y seguimiento de impactos a largo plazo
Gobernanza con enfoque territorial	» Definición del modelo de gobernanza

 Acciones estratégicas		
I. Estructurar y cuantificar el costo integral de retiro o reconversión por planta, incorporando la valoración financiera del capital no amortizado, los costos de desmantelamiento físico, gestión ambiental y disposición de residuos peligrosos, el monitoreo ambiental post-cierre, los pasivos laborales de indemnizaciones, pensiones anticipadas y programas de reconversión profesional y los costos de consulta previa y relacionamiento comunitario exigidos por el marco legal o acuerdos vigentes.		
Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
Empresas propietarias	Cooperación internacional, MinEnergía, MinTrabajo, MinHacienda	Muy corto / corto plazo
II. Estructurar y cuantificar el costo del portafolio de alternativas de retiro o reconversión de cada central, comparando escenarios cierre definitivo, reconversión tecnológica mediante análisis multicriterio, evaluación del costo nivelado de energía de reemplazo y estimación de los costos de oportunidad asociados a cada opción, con el fin de identificar la alternativa financieramente más eficiente para el propietario, el sistema eléctrico y el territorio. ³⁰		
Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
Empresas propietarias	UPME, CREG, Cooperación internacional	Corto plazo
III. Identificar la brecha de financiamiento de cada planta mediante la diferencia entre el costo integral cuantificado en las acciones anteriores y la capacidad de financiamiento propio del operador, determinando con precisión el monto, el plazo y la naturaleza del déficit de deuda no amortizada, pasivos contingentes o costos sociales para orientar la búsqueda de instrumentos en el ecosistema de financiación disponible a nivel nacional e internacional.		
Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
Empresas propietarias	MinHacienda, DNP, Banca Multilateral, MinEnergía	Mediano plazo

30 Si se toma como referencia el rango 58 USD/kW en India (ESMAP, 2021) y 117 USD/kW en Estados Unidos (Raimi, 2017), los costos directos de retiro de los 1611 MW instalados en Colombia oscilan entre USD 93 millones y USD 190 millones. Estos costos solo contemplan las acciones asociadas al desmantelamiento de la central, no consideran los pilares ambiental, social y de gobernanza.

- IV.** Implementar la estrategia de financiamiento combinando instrumentos innovadores como titularización tarifaria, bonos de transición, créditos de carbono, mecanismos de retiro de carbón con fuentes concesionales de banca multilateral, recursos públicos nacionales y capital privado, definiendo la secuencia de movilización, los mecanismos de gobernanza y las condiciones de elegibilidad requeridas para acceder a cada instrumento en función del perfil financiero específico de la planta.

Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
DNP, sector financiero	MinHacienda, DIAN, Cooperación Internacional, MinEnergía	Corto / Mediano / Largo plazo

Para lograr la materialización de las acciones, se recomienda consolidar la información técnica y financiera verificable de cada planta como insumo base de todo el proceso. Asimismo, los participantes deben fortalecer la coordinación entre los diferentes interesados -gobierno, empresas, población- para lograr desarrollos y ajustes del marco regulatorio que habilite los instrumentos de financiación requeridos, eliminando las barreras normativas que puedan obstaculizar el proceso de retiro o reconversión. Así mismo, es fundamental que cada acción incorpore los requerimientos técnicos, ambientales que permitan ejecutar cada acción con el rigor necesario para atraer financiadores y dar certeza jurídica al proceso (ver actividades detalladas en Anexo 1).

6.5. Eje 5: Gestionar la transición territorial asociada a la cadena de valor de la central termoeléctrica

Los impactos territoriales derivados del retiro o reconversión de las centrales termoeléctricas a carbón trascienden el municipio donde se localiza la central: se extienden a los encadenamientos productivos, las economías locales y los actores que dependen de su operación. De esta manera, abordar los impactos territoriales va más allá del alcance de la empresa administradora de la termoeléctrica, y se requiere diseñar articulaciones entre múltiples actores y niveles, fortalecer la gobernanza territorial, y promover estrategias de diversificación económica y reindustrialización que respondan a las características y oportunidades de cada territorio.

 ¿Cómo contribuye este eje a la estrategia?	
Pilares estratégicos que activa	Condiciones habilitantes
Económico y financiero	» Cuantificación de los impactos socioeconómicos territoriales derivados del cierre
Laboral	» Formación, recualificación y certificación de competencias
Ambiental	» Planificación de la gestión ambiental, circularidad y seguimiento de impactos a largo plazo » Protección de la salud pública y seguridad ambiental en el retiro o reconversión
Gobernanza con enfoque territorial	» Inclusión de un enfoque territorial y de cadena de valor » Garantía de la participación y diálogo social



Acciones estratégicas

- I.** Delimitar el área de afectación socioeconómica y ambiental de la transición a partir de los encadenamientos productivos de la termoeléctrica, para orientar acciones complementarias en los territorios y actores potencialmente afectados.³¹

Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
MinCIT	MinEnergía, Gobiernos territoriales, empresas (termoeléctricas y proveedores), Centros de investigación (soporte técnico)	Corto plazo

- II.** Identificar los actores involucrados en los impactos de la transición y las capacidades e iniciativas existentes para fortalecer la articulación institucional y la coordinación territorial.

Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
MinInterior	MinEnergía, MinCIT, Gobiernos territoriales, Empresas (termoeléctricas y proveedores), Centros de investigación y Universidades (soporte técnico)	Corto plazo

- III.** Fortalecer y articular los mecanismos existentes de gobernanza y diálogo territorial, respaldados por instrumentos de política pública, para gestionar los impactos territoriales de la transición.

Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
MinInterior	MinEnergía, Empresas propietarias, Comunidades locales, Gobiernos territoriales, Trabajadores y organizaciones sindicales	Transversal

- IV.** Diseñar mecanismos e incentivos para promoción de la diversificación económica y reindustrialización en el área de afectación socioeconómica.

Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
MinCIT con apoyo de MinHacienda	MinEnergía, Empresas a nivel local y regional, Cooperación internacional, Gobiernos territoriales, Comunidades locales	Mediano / Largo plazo

- V.** Estructurar la estrategia de financiamiento adaptada al territorio, combinando instrumentos existentes con mecanismos innovadores logrando la confluencia de actores privados, públicos o de cooperación.

Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
MinHacienda	MinEnergía, MinCIT, Empresas, Cooperación internacional, Otras entidades del gobierno nacional	Mediano / Largo plazo

La implementación de este eje requiere una coordinación efectiva entre el Gobierno nacional, los gobiernos territoriales, las empresas, las comunidades y demás actores del territorio. La complejidad y el alcance de las acciones planteadas demandan capacidades de coordinación y articulación que, en muchos casos, corresponden a entidades del orden nacional. En esta propuesta se identifican como responsables entidades tales como el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo (MinCIT) y el Ministerio del Interior. No obstante, si en el futuro se crea una instancia específica para coordinar procesos de transición energética con un alcance territorial, la asignación de responsabilidades podrá ajustarse.

³¹ Se han desarrollado iniciativas para abordar territorialmente la transición asociada a la cadena de valor del carbón de las termoeléctricas, tanto desde el Gobierno como desde la sociedad civil. Minenergía ha promovido los Distritos Mineros Especiales para la Diversificación Productiva (Decreto 0977 de 2024) en territorios productores de carbón térmico, incluidos aquellos vinculados a termoeléctricas (Ver Minenergía, 2025, 2026). Por su parte, Transforma ha analizado el caso de Termopaipa, identificando impactos y oportunidades de diversificación y reconversión (Transforma, 2026).

Asimismo, este eje pone de manifiesto que la gestión territorial de la transición requiere la articulación de múltiples instrumentos, entre ellos la participación y el diálogo social, los mecanismos de financiación, los incentivos para la diversificación económica y otros instrumentos de política pública que permitan responder a las necesidades de cada territorio (ver actividades detalladas en Anexo 1).

6.6. Eje 6: Garantizar la protección laboral

Este eje tiene como objetivo anticipar, gestionar y mitigar los impactos de la transición sobre la población trabajadora las centrales termoeléctricas a carbón. Para ello, busca promover el diálogo social, fortalecer las capacidades de la fuerza laboral y asegurar mecanismos de protección social que permitan transiciones laborales ordenadas y con garantías de derechos.

 ¿Cómo contribuye este eje a la estrategia?	
Pilares estratégicos que activa	Condiciones habilitantes
Económico y financiero	» Estructuración de los costos físicos de retiro o reconversión y gestión de los impactos ambientales » Cuantificación de los impactos socioeconómicos territoriales derivados del retiro o reconversión
Laboral	» Garantía del diálogo social y los acuerdos laborales » Formación, recualificación y certificación de competencias » Acompañamiento a la empleabilidad » Inclusión de mecanismos de protección social
Gobernanza con enfoque territorial	» Garantía de participación y diálogo social

 Acciones estratégicas		
I. Crear y sostener las condiciones para garantizar mecanismos de diálogo social, como la negociación colectiva, de forma anticipada e informada para asegurar la participación efectiva de las personas trabajadoras en acuerdos sobre el proceso de transición.		
Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
Empresas propietarias	Trabajadoras y trabajadores, MinTrabajo (garante)	Transversal, con una activación cuando se haya tomado la decisión de transición (corto plazo)
II. Diseñar e impulsar rutas de formación, recualificación y certificación de competencias adaptadas a la fuerza laboral y articuladas con las oportunidades laborales y económicas del territorio, así como con los procesos de gestión de los impactos ambientales de la planta. ³²		
Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
MinTrabajo	MinEnergía, SENA, Servicio Público de Empleo, Academia y centros de investigación, Trabajadores(as), Empresas propietarias de las termoeléctricas, Otras empresas de la región, instancias del Sistema Nacional de Competitividad e Innovación, y sociedad civil	Corto / Mediano / Largo plazo

³² MinTrabajo emitió la Resolución 2824 de 2025 que estableció la Ruta Tipo de Reconversión Laboral, un instrumento orientado a gestionar procesos de transformación productiva que afectan el empleo.

III. Articular e implementar medidas de protección social transitoria, incluyendo mecanismos existentes, para garantizar ingresos, acceso a derechos fundamentales y apoyo a la reinserción laboral.

Lidera	Participan	Horizonte de tiempo
MinTrabajo	Empresas (Insumos de caracterización), Trabajadores (insumos de procesos de diálogo)	Corto / Mediano / Largo plazo

Para que este eje pueda implementarse de forma adecuada, se requiere una coordinación interinstitucional efectiva entre entidades del orden nacional y territorial, empresas, organizaciones de trabajadores y otros actores relevantes. Además, las oportunidades laborales y las capacidades requeridas dependerán del contexto de cada caso, en función de las posibilidades de reconversión de la central térmica, así como de otros sectores económicos potenciales en la región. Así, será crucial una coordinación entre las oportunidades económicas, las expectativas de la población trabajadora, y los enfoques de la cualificación y recualificación, de forma que se aseguren capacidades pertinentes para asegurar empleos decentes en el mercado laboral regional (*ver actividades detalladas en Anexo 1*).



Foto: © Andre - Pexels

7. Referencias

- » ACNUDH. (s. f.). Acerca de la buena gobernanza y los derechos humanos. OHCHR. Recuperado 3 de diciembre de 2023, de <https://www.ohchr.org/es/good-governance/about-good-governance>
- » AGORA, E. (2017). Flexibility in thermal power plants. <https://www.agora-energiawende.org/publications/flexibility-in-thermal-power-plants>
- » ANLA. (2025). Acuerdo de Escazú. <https://www.anla.gov.co/nosotros/institucional/acuerdo-de-escazu>
- » Asian Development Bank. (2023). Update on ADB's Energy Transition Mechanism—April 2023. <https://www.adb.org/news/features/update-energy-transition-mechanism-april-2023>
- » Asian Development Bank. (2025). Energy Transition Mechanism (ETM). <https://www.adb.org/what-we-do/energy-transition-mechanism-etm>
- » Asoenergía, AGRANDEL, ACENOR, AGUEERA, & ACOGRACE. (2026). DOCUMENTO DE ASOCIACIONES LATINOAMERICANAS DE GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGÍA. <https://asoenergia.com/documento-de-asociaciones-latinoamericanas-de-grandes-consumidores-de-energia/>
- » BID. (2025). Desbloqueando la red Cómo garantizar energía confiable y sostenible en América Latina y el Caribe. <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Desbloqueando-la-red-como-garantizar-energia-confiable-y-sostenible-en-America-Latina-y-el-Caribe.pdf>
- » Brown, M., D'Arcy, D., Lapsa, M., Sharma, I., & Li, Y. (2017). SOLID WASTE FROM THE OPERATION AND DECOMMISSIONING OF POWER PLANTS. OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY. <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/01/f34/Environment%20Baseline%20Vol.%203--Solid%20Waste%20from%20the%20Operation%20and%20Decommissioning%20of%20Power%20Plants.pdf>
- » CIPAME. (2025). Oportunidades para la transición justa de los trabajadores y trabajadoras de las termoeléctricas a carbón de Colombia. <https://cipame.org/publicaciones/oportunidades-para-la-transicion-justa-de-los-trabajadores-y-trabajadoras-de-las-termoelectricas-a-carbon-en-colombia/>
- » CREG. (2018). Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) [Informe Final Completo]. <https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicacion/52188526a7290f8505256eee0072eba7/083a13dae8b1eab30525839700788682/%24FILE/Circular008-19%20Informe.pdf>
- » DANE. (2020). Guía para la inclusión del Enfoque Diferencial e Interseccional. <https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/genero/guia-inclusion-enfoque-difencias-intersecciones-produccion-estadistica-SEN.pdf>
- » Delta Institute. (2018). Coal plant redevelopment roadmap: A guide for communities in transition. <https://delta-institute.org/wp-content/uploads/2018/05/Coal-Redevelopment-Roadmap-5-2-18.pdf>
- » DNP. (2016). Lineamientos para la implementación del Enfoque de Derechos y la Atención Diferencial a grupos étnicos en la gestión de las entidades territoriales. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Desarrollo%20Territorial/Lineamientos%20Enfoque%20Diferencial%20C3%89TNICO%20VPublicable%20FINAL%20260216.pdf>
- » EBRD. (2022). Decommissioning guidelines for thermal power generation infrastructure that use oil and gas as fuel. https://www.ebrd.com/content/dam/ebd_dxp/assets/pdfs/environment--sustainability/implement-performance-requirements/environmental/hydropower/Decommissioning+Guidelines++for+Thermal+Power+Plant+_ENG.pdf
- » EPRI. (2010). Decommissioning Process for Fossil-Fueled Power Plants. Decommissioning Process for Fossil-Fueled Power Plants. EPRI, Palo Alto, CA: 2010. 1020652.
- » EPRI. (2020). Roadmap to Plant Retirement, Decommissioning, and Site Redevelopment [Technical report].
- » ESMAP. (2021). COAL PLANT REPURPOSING FOR AGEING COAL FLEETS IN DEVELOPING COUNTRIES. https://www.esmap.org/esmap_coal_plant_repurposing_ageing_coal_fleets_in_developi
- » Fundación Heinrich Böll, & Polen Transiciones Justas. (2025). Glosario Normativo para la Transición Energética Justa.
- » 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>
- » GIZ. (2024). Technical and Economical Prefeasibility of Repurposing a Coal Fired Power Plant in Colombia. <https://www.jetknowledge.org/wp-content/uploads/2024/09/Prefeasibility-of-repurposing-coal-fired-power-plant-Colombia-GIZ-GECELCA-MME-2024.pdf>

- » GIZ y 4E. (2020). Guía técnica de buenas prácticas ambientales para el cierre de centrales a carbón. https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/11/GIZ_Descarb_Cierre_Tecnico.pdf
- » Global Energy Monitor. (2026). Boom and Boost Coal 2026. <https://globalenergymonitor.org/sites/default/files/2026-05/GEM-Boom-and-Bust-Coal-2026.pdf>
- » Gobierno de Colombia. (2025). NDC 3.0 Colombia. <https://unfccc.int/sites/default/files/2025-09/NDC%203.0%20Declarativa%20Colombia%20Transformaciones%20para%20la%20Vida%20V.25.09.2025%20Gob.%20Nacional.pdf>
- » González-Dumar, A., Arango-Aramburo, S., & Correa-Posada, C. M. (2024). Quantifying power system flexibility for the energy transition in Colombia. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 155, 109614. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109614>
- » GOV.UK. (2021). South Africa Just Energy Transition Investment Plan: Joint statement. <https://www.gov.uk/government/news/joint-statement-south-africa-just-energy-transition-investment-plan>
- » Hatziargyriou, N., Milanovic, J., Rahmann, C., Ajarapu, V., Canizares, C., Erlich, I., Hill, D., Hiskens, I., Kamwa, I., Pal, B., Pourbeik, P., Sanchez-Gasca, J., Stankovic, A., Van Cutsem, T., Vittal, V., & Vournas, C. (2021). Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(4), 3271-3281. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3041774>
- » IEA. (2018). Status of Power System Transformation Advanced Power Plant Flexibility. https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2018/05/status-of-power-system-transformation-2018_g1g90407/9789264302006-en.pdf
- » IEA. (2024). Accelerating Just Transitions for the Coal Sector Strategies for rapid, secure and people-centred change. <https://www.iea.org/reports/accelerating-just-transitions-for-the-coal-sector>
- » IEA. (2025). Ensuring a Strong Labour Dimension for Just and Inclusive Energy Transitions.
- » IndustriALL. (2022). Guía sindical de buenas prácticas para una Transición Justa. https://www.industrialunion.org/sites/default/files/uploads/images/FutureOfWork/JustTransition/guide_of_practice_es_web.pdf
- » IRENA. (2018a). EVALUACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE COLOMBIA. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Oct/FLEXTOL_Colombia.pdf
- » IRENA. (2018b). POWER SYSTEM FLEXIBILITY FOR THE ENERGY TRANSITION. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA_Power_system_flexibility_1_2018.pdf
- » IRENA. (2019). Demand-side flexibility for power sector transformation. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Dec/IRENA_Demand-side_flexibility_2019.pdf
- » Kundur, P., et al. (2004). Definition and Classification of Power System Stability IEEE/ CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3), 1387-1401. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981>
- » Lahiri-Dutt, K., Dowling, S., Pasaribu, D., Chowdhury, A. R., Do, H., & Talukdar, R. (2022a). Just transition for all: A feminist approach for the coal sector. World Bank. https://documents1.worldbank.org/curated/en/099405206192237419/pdf/P1711940b3d5590820b3480a4662ace12ea.pdf?fbclid=IwAR0tywZwIWNMZEJVJPxCcmJb2BdAQf4pDsCOvIXbh_0jU-x-X5ad9Dp59fIq
- » Lahiri-Dutt, K., Dowling, S., Pasaribu, D., Chowdhury, A. R., Do, H., & Talukdar, R. (2022b). Just transition for all: A feminist approach for the coal sector.
- » Minenergía. (2024). Oportunidades y Desafíos socioambientales de la Transición Energética Justa. <https://minenergia.gov.co/documents/12636/Desafios-TEJ-2024.pdf>
- » Minenergía. (2025). Memoria Justificativa Resolución “Por la cual se delimita el Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva Cundinamarca-Boyacá”. https://www.minenergia.gov.co/documents/14269/MJ_CUNDINAMARCA_BOYAC%C3%81_OAJ_13-08-25.pdf
- » Minenergía. (2026). Documento de diagnóstico minero especial para la diversificación productiva Sugamuxi-Tundama. https://www.minenergia.gov.co/documents/15577/DT_JUSTIFICACI%C3%93N_DISTRITO_SUGAMUXI_TUNDAMA_VF_07-04-2026.pdf
- » Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2015). Decreto 1076 de 2015. Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible. Diario Oficial No. 49.523. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=78153>
- » Ministerio de Energía de Chile. (2025). Plan de descarbonización. https://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2025/10/plan_descarbonizacion-chile-definitivo.pdf?x72160

- » Ministerio de Minas y Energía. (2021). PLAN INTEGRAL DE GESTIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO DEL SECTOR MINERO ENERGÉTICO 2050. https://www.minenergia.gov.co/documents/6393/PIGCCme_2050_vf.pdf
- » Ministerio de Minas y Energía. (2024). Escenarios nacionales Transición Energética Justa. <https://www.minenergia.gov.co/documents/12383/Escenarios-TEJ-2024.pdf>
- » Ministerio de Minas y Energía. (2025). Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa de Colombia. https://minenergia.gov.co/documents/13272/Hoja_de_ruta_transicion_energetica_justa_TEJ_2025.pdf
- » Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2019). Estrategia de Transición Justa.
- » NERC. (s. f.). Glossary of Terms. Recuperado <https://www.nerc.com/glossary-of-terms?alpha=R>
- » OCDE. (2021). Perspectivas regionales de la OCDE: Hacer frente a la COVID-19 y avanzar hacia cero emisiones netas de gases de efecto invernadero. https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/support-materials/2021/05/oecd-regional-outlook-2021_f285eeb9/Regional-outlook-2021-PH-spanish.pdf
- » OECD. (2020). Policy Framework on Sound Public Governance: Baseline Features of Governments that Work Well. OECD Publishing. <https://doi.org/10.1787/c03e01b3-en>
- » OECD. (2021). Colombia: Avances en la transición hacia cero emisiones netas. https://www.oecd.org/content/dam/oecd/es/publications/reports/2025/01/oecd-regional-outlook-2021-country-notes_34df3559/colombia_66daa4fc/b40d15de-es.pdf
- » OECD. (2023). Directrices de la OCDE sobre Procesos de Participación Ciudadana. OECD Publishing. <https://doi.org/10.1787/f1b22902-es>
- » OIT. (1981). Convenio 154. Convenio sobre la negociación colectiva. <https://webapps.ilo.org/static/spanish/inwork/cb-policy-guide/conveniosobrelanegociacioncolectivanum154.pdf>
- » OIT. (2015). Guidelines for a just transition. https://www.ilo.org/sites/default/files/wcmsp5/groups/public/%40ed_emp/%40emp_ent/documents/publication/wcms_432859.pdf
- » OIT. (2023). Resolution concerning a just transition towards environmentally sustainable economies and societies for all. https://www.ilo.org/sites/default/files/wcmsp5/groups/public/%40ed_norm/%40relconf/documents/meetingdocument/wcms_886647.pdf
- » OLADE. (2023). Estrategia para una América Latina y el Caribe más renovable. https://www.olade.org/wp-content/uploads/2023/03/Estrategia-para-una-America-Latina-y-el-Caibe-mas-renovable_VF.pdf
- » Organizaciones de la sociedad civil climática de Latinoamérica y el Caribe. (2026). Hoja de Ruta desde América Latina y el Caribe para la transición energética justa.
- » OXFORD. (2014). Stranded Assets and Scenarios Discussion Paper. <https://www.smithschool.ox.ac.uk/sites/default/files/2022-04/Stranded-Assets-and-Scenarios-Discussion-Paper.pdf>
- » Pai, S., James, J., Pande, D., Broadhurst, J., Carr-Wilson, S., & Ewing, J. (2026). Systems-level repurposing of coal assets: Insights from South Africa, India, and the United States. *The Electricity Journal*, 39(2), 107527. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2026.107527>
- » PHC Servicios Integrados Group S.A.S. (2024). Estudio de Estabilidad de Red Eléctrica en Guajira – Cesar – Magdalena (GCM).
- » POLEN Transiciones Justas. (2023a). Colombia tiene las condiciones para una transición del sector eléctrico planeada y progresiva más allá del carbón. <https://polentj.org/publicaciones-polen-transiciones-justas>
- » Polen Transiciones Justas. (2023). Diagnóstico individual y comparativo de las tres termoeléctricas desde la dimensión económica, dimensión laboral y dimensión ambiental (Sin publicar Segunda entrega).
- » POLEN Transiciones Justas. (2023b). Por un futuro sin carbón: Recomendaciones de política pública sobre cargo por confiabilidad. <https://polentj.org/por-un-futuro-sin-carbon-recomendaciones-de-politica-publica-sobre-cargo-por-confiabilidad/>
- » POLEN Transiciones Justas. (2025). Hacia un licenciamiento ambiental con enfoque en salud y aire limpio: El caso de las termoeléctricas a carbón en Colombia. Fundación Heinrich Böll - Oficina. co.boell.org y en <https://polentj.org/>

- » Raimi, D. (2017). Decommissioning US Power Plants Decisions, Costs, and Key Issues. <https://media.rff.org/documents/RFF20Rpt20Decommissioning20Power20Plants.pdf>
- » RMI. (2021). Securitization in Action: How US States Are Shaping an Equitable Coal Transition. <https://rmi.org/securitization-in-action-how-us-states-are-shaping-an-equitable-coal-transition/>
- » SEI. (2025). Potenciando la Transición Energética Justa de Colombia. SEI. <https://www.sei.org/projects/impulsando-la-transicion-energetica-justa-de-colombia/>
- » SINTRAELECOL. (2025, diciembre). Pliego Único Nacional. <https://sintraelecol.org/images/stories/notas2025/PLIEGO-UNICO-NACIONAL.pdf>
- » Termotasajero. (2025). Reporte de Sostenibilidad 2024. <https://termotasajero.com.co/wp-content/uploads/2025/05/Informe-de-Sostenibilidad-2024.pdf>
- » Transforma. (2026, junio 24). Dependencia del carbón y oportunidades de reconversión productiva en Paipa. <https://transforma.global/publicaciones/dependencia-del-carbon-y-oportunidades-de-reconversion-productiva-en-paipa>
- » UPME. (2024a). Diagnóstico Distrito Minero Especial para la Diversificación Productiva Sur de Córdoba. <https://bdigital.upme.gov.co/server/api/core/bitstreams/1c8d5b0a-7027-4d68-bcf2-1b7f5fcfd05/content>
- » UPME. (2024b). Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica Tomo I. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Energia%20Electrica/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf?_gl=1*hccegd*_ga*MTQ0NzA3NDIzOS4xNzg2NDQyNDc3*_ga_CJ92N3NEKY*cze3ODQyMTYxNDc3bkZzAkdDE3ODQyMTYxNDc3kajYwJGwwJGgw
- » UPME. (2025a). Plan Estratégico de Diversificación Energética (PEN). https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2024_2054/PDF3_PE_Diversificacion_Publicacion_Tomo_I.pdf?_gl=1*6te6gc*_ga*MTQ0NzA3NDIzOS4xNzg2NDQyNDc3*_ga_CJ92N3NEKY*cze3ODM2OTUxODYkbzUkZzAkdDE3ODM2OTUxODYkajYwJGwwJGgw
- » UPME. (2025b). Plan Estratégico de Infraestructura Energética (PEN). https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2024_2054/PDF5_PE_Infraestructura_Energetica_Publicacion_Tomo_I.pdf?_gl=1*172dogl*_ga*MTQ0NzA3NDIzOS4xNzg2NDQyNDc3*_ga_CJ92N3NEKY*cze3ODM2MDg2NDEkbzQkZzAkdDE3ODM2MDg2NDEkajYwJGwwJGgw
- » UPME. (2025c). 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. (2025d). Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima 2025-2039. https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyecciones_de_demanda_2025-2039_v4.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
- » UPME, & John T Boyd. (2020, diciembre 27). Análisis prospectivo del mercado nacional e internacional del carbón térmico, metalúrgico y antracita producido en Colombia. Upme. <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1466>
- » U.S.EIA. (2019). More U.S. coal-fired power plants are decommissioning as retirements continue.
- » World Bank. (2022). Just Transition for All: A Feminist Approach for the Coal Sector. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099405206192237419/pdf/P1711940b3d5590820b3480a4662ace12ea.pdf>
- » World Bank. (2024). To Phase Down: A Renewed Approach to Coal Power in Developing Countries. <https://openknowledge.worldbank.org/server/api/core/bitstreams/1f9c458d-af10-40e3-94fd-42224d6d0cab/content>
- » World Bank Group. (2023). Factsheet: Eskom Just Energy Transition Project in South Africa. <https://www.worldbank.org/en/news/factsheet/2023/06/05/factsheet-eskom-just-energy-transition-project-in-af-south-africa>
- » WRI. (2021). Germany's "Coal Commission": Guiding an Inclusive Coal Phase-Out. <https://www.wri.org/snapshots/germanys-coal-commission-guiding-inclusive-coal-phase-out>
- » WTW, Universidad de los Andes. (2023). Understanding the impact of a low carbon transition on Colombia. <https://www.wtco.com/en-gb/insights/2023/08/understanding-the-impact-of-a-low-carbon-transition-on-colombia>
- » Wuppertal Institute. (2023). Just Energy Transition in Colombia: Status quo, challenges, and chances. <https://www.jetknowledge.org/knowledge/just-energy-transition-colombia-status-quo-challenges-chances/>
- » Wuppertal Institute. (2022). Just Transition Toolbox for coal regions.

- » XM S.A. E.S.P. (2020). Planeación y operación del sistema eléctrico colombiano hacia una transición energética. <https://ser-colombia.org/wp-content/uploads/2020/11/5.-XM-Carlos-Borda.pdf>
- » XM S.A. E.S.P. (2025a). Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo (IPOELP). blob:<https://www.xm.com.co/7ae47e34-12c7-4488-8d3b-a9f2f447d5b7>
- » XM S.A. E.S.P. (2025b). Mapa de ruta para la transición energética 2030. <https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Mapa%20de%20Ruta%20Para%20la%20Transici%C3%B3n%20Energ%C3%A9tica%202030.pdf>
- » XM S.A. E.S.P. (2025c). Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2024.
- » XM S.A. E.S.P. (2026). Propuesta de uso del control formador de red (Grid-Forming) para recursos basados en inversores con énfasis en sistemas de almacenamiento de energía con baterías. https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/XM%20Propuesta%20de%20Requisitos%20Grid%20Forming%20en%20el%20SIN%20-%20Colombia_V1%203.pdf

Foto: © José Vega-Araújo - SEI



Anexo 1. Actividades de implementación detalladas

La organización temporal de las acciones indica el momento recomendado para iniciar su implementación, reconociendo que muchas pueden desarrollarse de manera paralela y extenderse a lo largo de distintas etapas del proceso. Las acciones de **muy corto plazo** comprenden aquellas necesarias para habilitar el retiro o la reconversión y atender requerimientos inmediatos, idealmente desde uno o dos años antes de la toma de decisión; las de **corto plazo** se inician durante los primeros dos años posteriores a dicha decisión; las de **mediano plazo** se desarrollan entre los dos y cinco años siguientes, acompañando el proceso de transición; y las de **largo plazo** corresponden a aquellas que continúan o se implementan después del retiro o la reconversión de la central.

8.1. Eje 1: Caracterizar integralmente la central termoeléctrica

Acción	Lidera	Participan	Pilar y condición habilitante	Actividades	Horizonte
Diseñar e implementar una metodología nacional de caracterización integral de centrales termoeléctricas.	MinEnergía	UPME, CREG, XM, empresas propietarias, MinAmbiente, MinTrabajo, MinInterior	Transversal	Diseñar y validar una metodología nacional de caracterización integral, definiendo criterios, indicadores y procedimientos para evaluar las dimensiones técnicas, económicas, ambientales, sociales, laborales y territoriales de las centrales termoeléctricas.	Muy corto plazo
			Transversal	Implementar y actualizar la caracterización de las centrales termoeléctricas, consolidando la información en un sistema de seguimiento que apoye la priorización y planificación de su retiro, reconversión o modernización.	Muy corto plazo
Realizar la caracterización integral de cada central termoeléctrica.	Empresas propietarias	MinEnergía, UPME, XM, MinAmbiente, MinTrabajo, autoridades ambientales competentes.	Técnico: Verificación de la suficiencia de energía	Evaluar el estado de salud física, la vida útil remanente y la disponibilidad histórica real de la central para estimar el aporte efectivo a la suficiencia sistémica ante eventos como El Niño.	Corto plazo
			Técnico: Determinación de los márgenes de reserva operativa	Cuantificar el aporte a la reserva operativa mediante la evaluación de potencias disponibles, rampas de toma de carga y tiempos de activación.	Corto plazo
			Técnico: Provisión de servicios complementarios	Identificar y verificar los servicios complementarios que la central presta efectivamente, evaluando su desempeño real en el control de frecuencia y tensión a partir de parámetros técnicos y registros históricos de operación.	Corto plazo
			Técnico: Determinación de requerimientos de flexibilidad operativa	Caracterizar los atributos de flexibilidad operativa de la central, incluyendo mínimo técnico estable, tiempos y costos de arranque y parada, capacidad de seguimiento de carga y desempeño histórico frente a variaciones de la carga neta.	Corto plazo
			Técnico: Identificación de infraestructura técnica complementaria	Cuantificar el aporte de la central a la inercia, la potencia de cortocircuito y la fortaleza eléctrica del sistema para identificar posibles requerimientos de infraestructura técnica complementaria.	Corto plazo
			Ambiental: Consolidación del marco regulatorio e instrumentos ambientales	Realizar una auditoría interna del instrumento ambiental vigente que comprenda la revisión del alcance del plan de cierre existente, el estado de cumplimiento de las obligaciones adquiridas y la vigencia de las pólizas constituidas, con el fin de identificar las brechas existentes frente a los requisitos establecidos en el Decreto 1076 de 2015 y los estándares técnicos internacionales aplicables.	Corto plazo

Acción	Lídera	Participan	Pilar y condición habilitante	Actividades	Horizonte
			Gobernanza con enfoque territorial: Inclusión de un enfoque territorial y de cadena de valor	Analizar la cadena de valor del carbón vinculada a la termoeléctrica para delimitar el área de impacto directo e indirecto de la transición, identificando los municipios donde deben desarrollarse estrategias complementarias a partir del efecto del retiro y/o reconversión sobre la demanda de carbón local y las transferencias fiscales a municipios productores.	Corto plazo
Realizar un análisis de riesgos que permita evaluar la probabilidad de que la central se convierta en un activo varado bajo diferentes escenarios de transición.	Empresas propietarias	CREG, UPME, MinEnergía, XM	Económico y financiero: Identificación de riesgo de activos varados	Caracterizar técnica, económica y regulatoria cada unidad generadora: edad y vida útil remanente, eficiencia térmica, costos marginales de corto y largo plazo (SRMC/LRMC), factor de planta, emisiones de CO ₂ y PM, y estado de contratos de venta de energía vigentes.	Corto plazo
			Económico y financiero: Identificación de riesgo de activos varados	Determinar si la planta constituye o no algún tipo de varado, y mediante análisis multicriterio se toma la decisión de retiro o reconversión acorde con el plan a seguir según el caso de cada planta. En plan debe incluir un estimado de costos ya sea para retiro o para reconversión	Corto plazo
Evaluar y priorizar alternativas de retiro o reconversión mediante un análisis multicriterio, considerando criterios técnicos, económicos, ambientales, laborales y de confiabilidad del sistema.	Empresas propietarias	UPME, XM, CREG, MinEnergía, cooperación internacional	Transversal	Diseñar y adoptar una metodología nacional de análisis multicriterio para evaluar y comparar las alternativas de retiro o reconversión de las centrales termoeléctricas, incorporando criterios técnicos, económicos, ambientales, laborales y de confiabilidad del sistema.	Muy corto plazo
			Transversal	Aplicar la metodología para evaluar y priorizar las alternativas de cada central termoeléctrica, generando una cartera de opciones y una hoja de ruta indicativa que oriente la toma de decisiones de las empresas y la planificación del sistema energético.	Muy corto plazo
			Transversal	Evaluar y definir la estrategia de retiro o reconversión de cada central termoeléctrica, utilizando la metodología nacional y las señales de planificación emitidas por la UPME, e incorporándola en sus planes de inversión y gestión de activos.	Corto plazo
Consolidar la línea base ambiental del sitio, documentando el estado actual, el historial de las condiciones ambientales, y las áreas de preocupación que deberán gestionarse durante el retiro o reconversión.	Empresas propietarias	Minambiente, ANLA, Corporaciones Autónomas Regionales, Comunidades, y academia.	Ambiental: Evaluación de impactos ambientales acumulados y estado del sitio	Elaborar el informe de evaluación ambiental de fase I del sitio, con el objetivo de documentar el estado actual y el historial de las condiciones ambientales del predio como base para la planificación del proceso de desmantelamiento, que incluya como mínimo: la recopilación y sistematización de líneas base, monitoreos, auditorías e información operativa existente, complementada con entrevistas al personal actual y antiguo y recorridos de campo; la documentación de los usos del suelo y las condiciones ambientales reconocidas; y un diagrama del sitio que delimite subdivisiones o zonas operativas diferenciadas según la homogeneidad de sus afectaciones ambientales, de modo que puedan gestionarse de manera similar durante el proceso de desmantelamiento.	Corto plazo
			Ambiental: Evaluación de impactos ambientales acumulados y estado del sitio	Caracterizar el área de influencia de impacto ambiental mediante el levantamiento de información sobre la proximidad de viviendas, instituciones educativas, centros de salud, fuentes de agua y actividades agrícolas, con especial atención a la identificación de grupos en situación de vulnerabilidad, incluyendo mujeres gestantes, niños, personas mayores y comunidades étnicas.	Corto plazo

Acción	Lidera	Participan	Pilar y condición habilitante	Actividades	Horizonte
			Ambiental: Protección de la salud pública y seguridad ambiental en el retiro o reconversión	Identificar los riesgos específicos de salud y seguridad asociados al desmantelamiento de la central termoeléctrica, incluyendo la presencia de asbesto, PCBs, metales pesados y combustibles residuales, así como el estado estructural de las edificaciones, y elaborar un análisis estimado de los costos asociados a su gestión como insumo para los análisis del pilar económico y financiero del proceso de retiro y/o reconversión.	Mediano plazo y Largo plazo
			Ambiental: Planificación e implementación de la estrategia de gestión ambiental, circularidad y seguimiento de impactos a largo plazo	Identificar las tecnologías de gestión de impactos ambientales potencialmente aplicables según las condiciones del sitio y los hallazgos de la evaluación de impactos. Deberá incluir un análisis estimado de costos como insumo para los análisis del pilar económico y financiero de las tecnologías y procesos identificados.	Mediano plazo y Largo plazo
			Ambiental: Consolidación del marco regulatorio e instrumentos ambientales	Elaborar el estudio previo al inicio de la fase de desmantelamiento conforme al artículo 2.2.2.3.9.2 del Decreto 1076 de 2015 (identificación de impactos presentes, actualización del plan, estimación de costos). Esta acción debe incluir un análisis con perspectiva de género que evalúe los cambios en las estructuras sociales y económicas, así como los impactos diferenciados sobre mujeres, personas mayores y comunidades étnicas, particularmente en relación con la exposición a contaminantes y la pérdida de medios de vida.	Mediano plazo
			Ambiental: Planificación e implementación de la estrategia de gestión ambiental, circularidad y seguimiento de impactos a largo plazo	Elaborar el plan de gestión de impactos ambientales y desmantelamiento del sitio, con el objetivo de establecer la planificación técnica, ambiental y contractual para la ejecución ordenada del retiro y/o reconversión de la central termoeléctrica, coherente con el uso futuro del suelo y acordada con la autoridad ambiental, que incluya como mínimo: la definición por zona de los objetivos de gestión ambiental; la secuencia técnica detallada y la identificación del flujo de materiales y su destino final; una estrategia jerarquizada de gestión de residuos que priorice la reutilización, seguida del reciclaje, la valorización y, como última opción, la disposición final; y un análisis estimado de costos como insumo para los análisis del pilar económico y financiero del proceso de cierre. Los resultados se formalizarán en documentos contractuales que definirán el alcance técnico, la secuencia de trabajo, los controles ambientales y la asignación explícita de riesgos entre el titular y los contratistas, asegurando el cumplimiento de los requerimientos regulatorios, ambientales, financieros y operativos aplicables.	Mediano plazo
			Ambiental: Protección de la salud pública y seguridad ambiental en el retiro o reconversión	Elaboración del Plan de Seguridad y Salud específico para la fase de retiro y/o reconversión, que contemple los riesgos particulares del desmantelamiento de centrales termoeléctricas a carbón.	Mediano plazo

Acción	Lidera	Participan	Pilar y condición habilitante	Actividades	Horizonte
Caracterizar la población trabajadora directa y sus capacidades, con enfoque diferencial e interseccional, identificando perfiles ocupacionales, competencias, condiciones sociodemográficas, salud, expectativas y potenciales necesidades de formación o reconversión laboral.	Empresas propietarias	Trabajadores, organizaciones sindicales MinTrabajo, SENA, Academia	Laboral: Caracterización y proyección de la planta laboral	Identificar y caracterizar la fuerza laboral de la central termoeléctrica. Incorporar variables sociodemográficas, enfermedades asociadas a su trabajo, área de desempeño (operativo, administrativo, etc.), competencias y expectativas laborales. Identificar las condiciones necesarias para garantizar su participación e información efectiva en el proceso.	Corto plazo

8.2. Eje 2: Garantizar la seguridad y flexibilidad del sistema eléctrico

Acción	Lidera	Participan	Pilar y condición habilitante	Actividades	Horizonte
Garantizar la suficiencia de energía para habilitar el retiro programado de las termoeléctricas a carbón.	MinEnergía	XM, UPME, CREG, empresas propietarias	Técnico: Verificación de la suficiencia de energía	Realizar el dimensionamiento técnico de la energía de reemplazo mediante análisis estocásticos y estructurar los mecanismos de subasta o contratación necesarios para asegurar la entrada de recursos sustitutos.	Corto plazo
Asegurar márgenes de reserva operativa que mitiguen la variabilidad tras el retiro de centrales termoeléctricas a carbón.	XM	UPME, MinEnergía, CREG, empresas propietarias	Técnico: Determinación de los márgenes de reserva operativa	Calcular los requerimientos de reserva mediante metodologías probabilísticas dinámicas para gestionar la incertidumbre de la carga neta y verificar la efectividad de recursos de respuesta rápida.	Corto plazo
Definir esquemas de remuneración y requisitos de servicios complementarios.	CREG/XM	UPME, MinEnergía, empresas propietarias.	Técnico: Provisión de servicios complementarios	Establecer la remuneración de servicios de inercia y rampa, y definir los requisitos técnicos para reconvertir activos en condensadores síncronos.	Muy corto plazo
Identificar y ejecutar refuerzos en la red de transmisión para eliminar la dependencia de generación local por seguridad.	UPME	XM, MinEnergía, transportadores, ANLA, autoridades ambientales.	Técnico: Adecuación de la red de transmisión	Ejecutar las obras urgentes de la "Misión Transmisión" (especialmente en subáreas GCM y Caribe), agilizar el licenciamiento ambiental y eliminar la radialidad en nodos críticos.	Corto plazo
Implementar soluciones de soporte dinámico en nodos con bajo nivel de fortaleza eléctrica.	XM/UPME	CREG, agentes transmisores, operadores de red, empresas propietarias.	Técnico: Identificación de infraestructura técnica complementaria	Realizar estudios de transitorios electromagnéticos (EMT) y niveles de fortaleza SCRIF > 1.5 e integrar en la planeación la instalación de compensadores síncronos o SAEB grid-forming antes de los retiros.	Corto plazo

Acción	Lidera	Participan	Pilar y condición habilitante	Actividades	Horizonte
Gestionar la flexibilidad operativa para compensar la pérdida de rampa del parque térmico a carbón.	XM	UPME, CREG, agregadores de demanda, empresas propietarias.	Técnico: Determinación de requerimientos de flexibilidad operativa	Dimensionar la capacidad de rampa y seguimiento de carga necesaria, habilitar la respuesta activa de la demanda y monitorear la integración efectiva de recursos flexibles.	Muy corto plazo

8.3. Eje 3: Crear los habilitantes regulatorios, de gobernanza y mercado

Acción	Lidera	Participan	Pilar y condición habilitante	Actividades	Horizonte
Diseñar e implementar un modelo de gobernanza.	MinEnergía	MinCIT, MinAmbiente, MinTrabajo, UPME, XM, CREG, DNP, empresas propietarias, gobernaciones, alcaldías, autoridades ambientales, cooperación internacional	Gobernanza con enfoque territorial: Definición del modelo de gobernanza	Identificar y caracterizar a los actores vinculados al proceso de retiro o reconversión de la termoeléctrica, incluyendo trabajadores directos e indirectos, sindicatos, comunidades locales y étnicas, municipios del área de afectación socioeconómica, municipios mineros proveedores de carbón, autoridades locales, instituciones de formación, entidades del sistema eléctrico y niveles de gobierno pertinentes. Para cada actor, documentar sus roles, intereses y capacidades, las relaciones de poder entre ellos, las brechas de acceso a la información y las condiciones necesarias para garantizar su participación efectiva en el proceso.	Muy corto plazo
			Gobernanza con enfoque territorial: Garantía de la participación y diálogo social	Evaluar la existencia y calidad de los espacios de diálogo social preexistentes, incluyendo los mecanismos específicos con trabajadoras y trabajadores, analizando las condiciones habilitantes para su desarrollo efectivo (representatividad, capacidades, recursos y voluntad de las partes) e identificando brechas de acceso a la información y a la participación por razones de género, etnia, discapacidad u otras condiciones de vulnerabilidad. Determinar asimismo si aplica la consulta previa, libre e informada conforme a la normativa vigente.	Muy corto plazo
			Gobernanza con enfoque territorial: Definición del modelo de gobernanza	Diseñar un modelo de gobernanza adaptado al contexto territorial del proceso de retiro y/o reconversión, definiendo roles, responsabilidades, mecanismos de coordinación interinstitucional y plazos específicos para su cumplimiento, con base en los resultados del mapeo de actores y el análisis de instrumentos de política disponibles.	Corto plazo
			Gobernanza con enfoque territorial: Definición del modelo de gobernanza	Identificar, evaluar y priorizar los instrumentos de política pública disponibles y necesarios para viabilizar el proceso de retiro y/o reconversión (normativos, financieros, fiscales, laborales, territoriales) determinando para cada uno si está vigente y operativo, si requiere adaptación regulatoria, o si debe ser creado.	Muy corto plazo

Acción	Lidera	Participan	Pilar y condición habilitante	Actividades	Horizonte
			Gobernanza con enfoque territorial: Garantía de la participación y diálogo social	Diseñar una estrategia de participación que integre los actores clave identificados en la fase de diagnóstico, que combine información, consulta y participación activa, incorporando mecanismos de acceso a la información y resolución de conflictos. Definir espacios de diálogo a nivel empresa, bipartito y tripartito, con mecanismos de representación inclusivos que garanticen la paridad de género y la participación de grupos marginados, incluyendo mecanismos específicos para los municipios mineros proveedores de carbón.	Corto plazo
			Gobernanza con enfoque territorial: Definición del modelo de gobernanza	Hacer seguimiento al cumplimiento de roles, responsabilidades y plazos, evaluar la efectividad de la coordinación y articulación entre actores, así como la calidad e incidencia de la participación, y ajustar tanto el modelo de gobernanza como los mecanismos participativos según los cambios y necesidades del proceso.	Mediano plazo
Desarrollar los lineamientos técnicos ambientales para el desmantelamiento, retiro y reconversión de centrales termoeléctricas	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (DAASU) y ANLA	CAR, MinEnergía, UPME, empresas propietarias, gremios del sector eléctrico	Ambiental: Consolidación del marco regulatorio e instrumentos ambientales	Elaborar los lineamientos técnicos y ambientales para el retiro, desmantelamiento y/o reconversión de centrales termoeléctricas, definiendo criterios para la caracterización ambiental, evaluación de riesgos, gestión de impactos ambientales, monitoreo, abandono del sitio y seguimiento post cierre, así como las competencias de las autoridades ambientales.	Muy corto plazo
			Ambiental: Consolidación del marco regulatorio e instrumentos ambientales	Desarrollar un proceso de diálogo y consulta técnica para la construcción y validación de los lineamientos ambientales, mediante mesas de trabajo con gremios del sector eléctrico, empresas generadoras, organizaciones no gubernamentales (ONG), organizaciones de la sociedad civil (OSC), academia y autoridades ambientales, con el fin de incorporar buenas prácticas, fortalecer la legitimidad del instrumento y facilitar su implementación.	Muy corto plazo
Desarrollar los habilitantes regulatorios para garantizar la protección laboral de trabajadores y trabajadoras que puedan resultar afectados negativamente por procesos de transición energética	Mintrabajo	MinEnergía, Empresas, Trabajadores y sindicatos	Laboral: Inclusión de mecanismos de protección social	Reglamentar el artículo 58 de la Reforma Laboral (Ley 2466 de 2026) y desarrollar los lineamientos técnicos que orienten a las empresas en la formulación de planes de cierre y protección laboral, estableciendo requisitos, plazos, contenidos mínimos y estándares para garantizar los derechos de trabajadoras y trabajadores afectados por procesos de descarbonización y transición energética.	Muy corto plazo
Diseñar mecanismos regulatorios y de mercado que habiliten el retiro o la reconversión anticipada de centrales termoeléctricas.	CREG	UPME, XM, MinEnergía, empresas propietarias, agentes del mercado eléctrico	Técnico: Verificación de la suficiencia de energía	Desarrollar metodologías para valorar el aporte real de las centrales a la confiabilidad del sistema y reconocer los servicios que deben ser sustituidos durante la transición, como insumo para la definición de incentivos regulatorios y mecanismos de remuneración.	Muy corto plazo
			Técnico: Provisión de servicios complementarios	Identificar las necesidades del sistema armonizadas con planes de reconversión de las plantas termoeléctricas.	Muy corto plazo

8.4. Eje 4: Estructurar el financiamiento para la transición de la central

Acción	Lidera	Participan	Pilar y condición habilitante	Actividades	Horizonte
Estructurar y cuantificar el costo integral de retiro o reconversión por planta.	Empresas	MinEnergía, MinHacienda	Económico y financiero: Identificación de riesgo de activos varados	Realizar la caracterización técnica, económica y regulatoria de cada unidad generadora como insumo para saber si representa un activo varado o no.	Muy Corto Plazo
				Determinar basado en la condición de varado o no, las alternativas a elegir	Corto Plazo
Estructurar y cuantificar el costo del portafolio de alternativas de retiro o reconversión de cada central.	Empresas	MinEnergía, MinHacienda	Económico y financiero: Estructuración de los costos físicos del retiro o reconversión y gestión de los impactos ambientales	Identificar activos reutilizables y estimación del valor de chatarra como offset del costo bruto, determinando el costo neto de retiro por planta.	Mediano plazo
		MinEnergía, MinHacienda	Económico y financiero: Estructuración de los costos físicos del retiro o reconversión y gestión de los impactos ambientales	Cuantificar el capital no recuperado por unidad determinando las provisiones que deben constituirse para cubrir los costos de retiro y ficha de costos físicos por planta como entregable integrador.	Corto plazo
		MinEnergía, MinHacienda, MinAmbiente, ANLA	Económico y financiero: Estructuración de los costos físicos del retiro o reconversión y gestión de los impactos ambientales	Cuantificar el capital no amortizado, los costos de desmantelamiento físico, gestión de los impactos ambientales y disposición de residuos peligrosos, el monitoreo post-cierre, los pasivos laborales y los costos de consulta previa y relacionamiento comunitario exigidos por el marco legal o acuerdos vigentes.	Muy corto plazo
		MinEnergía, MinHacienda, UPME, CREG	Económico y financiero: Estructuración de los costos físicos del retiro o reconversión y gestión de los impactos ambientales	Definición del sistema de indicadores técnicos, financieros, regulatorios, sociales y ambientales con sus umbrales de activación y línea base para el seguimiento posterior.	Muy corto Plazo
		MinEnergía, MinHacienda, MinAmbiente	Económico y financiero: Estructuración de los costos físicos del retiro o reconversión y gestión de los impactos ambientales	Estimar el costo de cierre por planta en tres escenarios optimista, base y conservador, distinguiendo las fases de pre-demolición, demolición estructural y gestión de los impactos ambientales, e incorporando los costos de monitoreo post-cierre de largo plazo.	Corto Plazo

Acción	Lidera	Participan	Pilar y condición habilitante	Actividades	Horizonte
		MinEnergía, MinHacienda MinAmbiente, Mintrabajo, UPME, CREG	Económico y financiero: Estructuración de los costos físicos del retiro o reconversión y gestión de los impactos ambientales	Incluir la valoración de los costos de retiro o reconversión de la unidad generadora asociados a los pilares, técnico, social y ambiental.	Corto Plazo
		MinEnergía, MinHacienda, UPME, CREG	Económico y financiero: Estructuración de los costos físicos del retiro o reconversión y gestión de los impactos ambientales	Comparar mediante análisis multicriterio los escenarios de cierre definitivo y reconversión tecnológica, evaluando el costo nivelado de la energía de reemplazo y los costos de oportunidad de cada opción para identificar la alternativa más eficiente para el propietario, el sistema eléctrico y el territorio.	Corto plazo
Identificar la brecha de financiamiento de cada planta	Empresas	MinEnergía, MinHacienda, UPME, CREG	Económico y financiero: Cuantificación de los impactos socioeconómicos territoriales derivados del retiro o reconversión	Estimar los costos de transición justa por planta, incluyendo la evaluación de la licencia social, el nivel de conflictividad comunitaria y los procesos jurídicos activos, así como los costos de reentrenamiento laboral, apoyo a comunidades dependientes y diversificación económica territorial, con su respectivo cronograma de ejecución.	Mediano plazo
Implementar la estrategia de financiamiento combinando instrumentos innovadores	Empresas	MinEnergía, MinHacienda, UPME, CREG	Económico y financiero: Identificación de mecanismos de financiación y de mercado	Ejecutar efectivamente el cierre o reconversión de la central, materializando los recursos financieros provisionados a través de la activación y desembolso del mecanismo seleccionado	Corto plazo
		MinEnergía, MinHacienda, UPME, CREG	Económico y financiero: Identificación de mecanismos de financiación y de mercado	Calcular la brecha entre el costo integral del retiro o reconversión y la capacidad de financiamiento propio del operador, determinando el monto, el plazo y la naturaleza del déficit para orientar la selección de instrumentos en el ecosistema financiero nacional e internacional.	Corto plazo
		MinEnergía, MinHacienda, UPME, CREG	Económico y financiero: Identificación de mecanismos de financiación y de mercado	Diseñar la combinación de instrumentos del tipo titularización tarifaria, bonos de transición, créditos de carbono y mecanismos de retiro de carbón con fuentes concesionales, públicas y privadas, definiendo la secuencia de movilización, la gobernanza y las condiciones de elegibilidad según el perfil financiero específico de cada planta.	Mediano Plazo
		MinEnergía, MinHacienda, UPME, CREG	Económico y financiero: Identificación de mecanismos de financiación y de mercado	Establecer un sistema de seguimiento post-cierre que verifique el cumplimiento de los compromisos técnicos, ambientales, financieros y sociales residuales durante el horizonte temporal que cada obligación demande.	Corto plazo

8.5. Eje 5: Gestionar la transición territorial asociada a la cadena de valor de la central térmica

Acción	Lidera	Participan	Pilar y condición habilitante	Actividades	Horizonte
Delimitar el área de afectación socioeconómica de la transición a partir de los encadenamientos productivos de la termoeléctrica, para orientar acciones diferenciadas en los territorios y actores potencialmente afectados.	MinCIT	MinEnergía, Gobiernos territoriales, Empresas (termoeléctricas y proveedores), Centros de investigación (soporte técnico)	Gobernanza con enfoque territorial: Inclusión de un enfoque territorial y de cadena de valor	Analizar la cadena de valor del carbón vinculada a la termoeléctrica para delimitar el área de impacto directo e indirecto de la transición, identificando los municipios donde deben desarrollarse estrategias complementarias a partir del efecto del retiro y/o reconversión sobre la demanda de carbón local y las transferencias fiscales a municipios productores.	Corto plazo
				Identificar territorios y comunidades étnicas, así como de sitios sagrados, con base en certificaciones de la autoridad competente, y definir si aplica consulta previa, libre e informada.	Corto plazo
Identificar los actores involucrados en los impactos de la transición y las capacidades e iniciativas existentes para fortalecer la articulación institucional y la coordinación territorial.	MinInterior	MinCIT, Gobiernos territoriales, Empresas (termoeléctricas y proveedores) Centros de investigación Y Universidades (soporte técnico)	Gobernanza con enfoque territorial: Definición del modelo de gobernanza	Identificar y caracterizar a los actores vinculados al proceso de retiro o reconversión de la termoeléctrica, incluyendo trabajadores directos e indirectos, sindicatos, comunidades locales y étnicas, municipios del área de afectación socioeconómica, municipios mineros proveedores de carbón, autoridades locales, instituciones de formación, entidades del sistema eléctrico y niveles de gobierno pertinentes. Para cada actor, documentar sus roles, intereses y capacidades, las relaciones de poder entre ellos, las brechas de acceso a la información y las condiciones necesarias para garantizar su participación efectiva en el proceso.	Corto plazo
				Identificar y analizar iniciativas en curso o formuladas en transición energética, diversificación productiva, reconversión tecnológica y recualificación laboral con incidencia en los territorios afectados, documentando origen, alcance, financiamiento, estado de implementación y actores responsables, con el fin de identificar sinergias, articular esfuerzos y evitar duplicidades.	Corto plazo
Fortalecer y articular los mecanismos existentes de gobernanza y diálogo territorial, respaldados por instrumentos de política pública, para gestionar los impactos territoriales de la transición.	MinInterior	MinEnergía, Empresas propietarias, Comunidades locales, Gobiernos territoriales, Trabajadores y organizaciones sindicales	Gobernanza con enfoque territorial: Definición del modelo de gobernanza	Diseñar un modelo de gobernanza adaptado al contexto territorial del proceso de retiro y/o reconversión, definiendo roles, responsabilidades, mecanismos de coordinación interinstitucional y plazos específicos para su cumplimiento, con base en los resultados del mapeo de actores y el análisis de instrumentos de política disponibles.	Corto plazo
				Identificar, evaluar y priorizar los instrumentos de política pública disponibles y necesarios para viabilizar el proceso de retiro y/o reconversión (normativos, financieros, fiscales, laborales, territoriales) determinando para cada uno si está vigente y operativo, si requiere adaptación regulatoria, o si debe ser creado.	Corto plazo

Acción	Lidera	Participan	Pilar y condición habilitante	Actividades	Horizonte
				Activar los instrumentos de política pública identificados, así como los mecanismos de articulación interinstitucional, coordinando acciones entre sectores y niveles de gobierno según sus competencias.	Mediano plazo
				Hacer seguimiento al cumplimiento de roles, responsabilidades y plazos, evaluar la efectividad de la coordinación y articulación entre actores, así como la calidad e incidencia de la participación, y ajustar tanto el modelo de gobernanza como los mecanismos participativos según los cambios y necesidades del proceso.	Mediano plazo
			Gobernanza con enfoque territorial: Garantía de la participación y diálogo social	Evaluar la existencia y calidad de los espacios de diálogo social preexistentes, incluyendo los mecanismos específicos con trabajadoras y trabajadores, analizando las condiciones habilitantes para su desarrollo efectivo (representatividad, capacidades, recursos y voluntad de las partes) e identificando brechas de acceso a la información y a la participación por razones de género, etnia, discapacidad u otras condiciones de vulnerabilidad. Determinar asimismo si aplica la consulta previa, libre e informada conforme a la normativa vigente.	Corto plazo
				Diseñar una estrategia de participación que integre los actores clave identificados en la fase de diagnóstico, que combine información, consulta y participación activa, incorporando mecanismos de acceso a la información y resolución de conflictos. Definir espacios de diálogo a nivel empresa, bipartito y tripartito, con mecanismos de representación inclusivos que garanticen la paridad de género y la participación de grupos marginados, incluyendo mecanismos específicos para los municipios mineros proveedores de carbón.	Corto plazo
				Operar los espacios de diálogo continuo en distintas escalas (local y regional), garantizando acceso permanente a información sobre avances, cumplimiento de acuerdos e impactos, adoptando medidas que faciliten la participación efectiva (accesibilidad, cuidados y condiciones seguras) e incorporando los aportes de los actores en la toma de decisiones.	Mediano plazo y Largo plazo
Diseñar mecanismos e incentivos para promoción de la diversificación económica y reindustrialización en el área de afectación socioeconómica.	MinCIT con apoyo de MinHacienda	MinEnergía, Empresas a nivel local y regional, Cooperación internacional, Gobiernos territoriales, Comunidades locales	Gobernanza con enfoque territorial: Inclusión de un enfoque territorial y de cadena de valor	Identificar y priorizar sectores con potencial de diversificación económica, reindustrialización y generación de empleo en el área de afectación socioeconómica de la carboeléctrica.	Mediano plazo
				Diseñar e implementar incentivos e instrumentos de política pública que promuevan la inversión, el desarrollo empresarial y la generación de empleo en los sectores económicos priorizados.	Mediano plazo

Acción	Lidera	Participan	Pilar y condición habilitante	Actividades	Horizonte
Estructurar la estrategia de financiamiento adaptada al territorio, combinando instrumentos existentes con mecanismos innovadores logrando la confluencia de actores privados, públicos o de cooperación.	MinHacienda MinHacienda MinHacienda	MinEnergía, MinCIT, Empresas propietarias	Económico y financiero: Identificación de mecanismos de financiación y de mercado	Identificar la brecha de financiamiento por planta y del ecosistema de instrumentos disponibles para lograr el retiro o reconversión	Mediano plazo
				Estructurar la estrategia de financiamiento combinando instrumentos públicos, privados e innovadores para el retiro y/o reconversión	Mediano plazo
				Activar y desembolsar de los mecanismos y recursos de financiamiento y gestión de contratos de transición	Mediano plazo

8.6. Eje 6: Garantizar la protección laboral

Acción	Lidera	Participan	Pilar y condición habilitante	Actividades	Horizonte
Crear y sostener las condiciones para garantizar mecanismos de diálogo social, como la negociación colectiva, de forma anticipada e informada para asegurar la participación efectiva de las personas trabajadoras en acuerdos sobre el proceso de transición.	Empresas propietarias	Población trabajadora, MinTrabajo (garante)	Laboral: Garantía del diálogo social y los acuerdos laborales	Activar negociaciones colectivas y escenarios de diálogos tripartitos en el ámbito laboral, definiendo reglas, roles para la construcción participativa de acuerdos de transición que establezcan las condiciones y compromisos que orienten la negociación entre trabajadoras, trabajadores, empresa y Estado.	Corto plazo
				Hacer seguimiento al cumplimiento de los acuerdos en materia laboral, ajustando los mecanismos según los resultados y barreras identificadas.	Mediano plazo y Largo plazo
Diseñar e impulsar rutas de formación, recualificación y certificación de competencias adaptadas a la fuerza laboral y articuladas con las oportunidades laborales y económicas del territorio, así como con los procesos de gestión de los impactos ambientales de la planta.	MinTrabajo	MinEnergía, SENA, Servicio Público de Empleo, Academia y centros de investigación, Trabajadores(as), Empresas propietarias de las termoeléctricas, Otras empresas de la región, instancias del Sistema Nacional de Competitividad e Innovación, y sociedad civil.	Laboral: Formación, recualificación y certificación de competencias Laboral: Acompañamiento a la empleabilidad	Desarrollar proyecciones de empleo que estimen escenarios de demanda laboral asociados al retiro y/o reconversión e identifiquen oportunidades en sectores alternativos. Con base en estos resultados, definir rutas de reconversión con participación de trabajadoras y trabajadores y en alianzas con instituciones de formación (SENA, universidades y centros técnicos), asegurando pertinencia y cobertura.	Corto plazo

Acción	Lidera	Participan	Pilar y condición habilitante	Actividades	Horizonte
				Ejecutar los planes de formación, recualificación y certificación de competencias y los mecanismos de protección social diseñados, asegurando su articulación con las rutas de reconversión laboral acordadas y el seguimiento mediante indicadores.	Mediano plazo
				Implementar mecanismos de acompañamiento a la empleabilidad con enfoque diferencial, incluyendo orientación vocacional y laboral, apoyo en la elaboración de hojas de vida y preparación para procesos de selección, así como intermediación y conexión con oportunidades laborales.	Mediano plazo
				Hacer seguimiento a la participación, cobertura y resultados de los programas de formación y reconversión laboral, evaluar la inserción laboral y la calidad del empleo (condiciones laborales, ingresos y seguridad y salud en el trabajo), y ajustar las estrategias según los resultados, cambios en el mercado laboral y persistencia de brechas entre grupos poblacionales.	Mediano plazo
Articular e implementar medidas de protección social transitoria, incluyendo mecanismos existentes, para garantizar ingresos, acceso a derechos fundamentales y apoyo a la reinserción laboral.	MinTrabajo	Empresas propietarias (Insumos de caracterización), población trabajadora (insumos de procesos de diálogo)	Laboral: Inclusión de mecanismos de protección social	Definir un esquema de protección social transitorio que establezca fuentes de financiamiento, criterios de acceso y tiempos de cobertura para las trabajadoras y trabajadores afectados por el retiro y/o reconversión en alianza con entidades competentes (Sistema de Seguridad Social).	Corto plazo
				Evaluar el cumplimiento de las medidas de protección social y ajuste según la evolución de los impactos sobre las trabajadoras y trabajadores.	Mediano plazo

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
encuétranos en:**

www.sei.org

www.polentj.org

www.fundacionivy.org