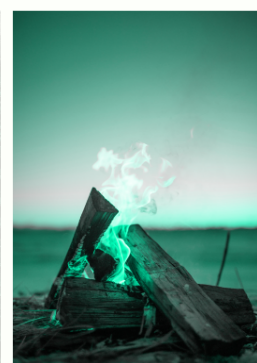
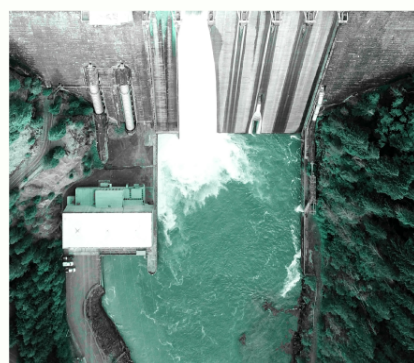
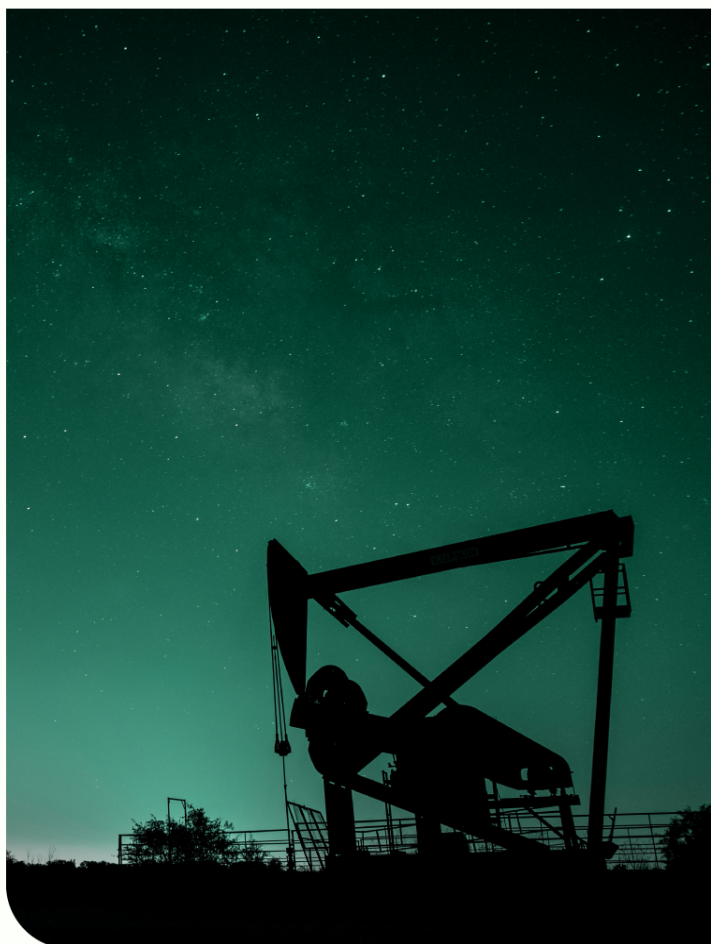


Estructura metodológica regionalización del Plan Energético Nacional

PEN 2025 - 2055





UPME
Av Calle 26 # 69D – 91 Torre 1 – Piso 9
Bogotá – Colombia
Tel.: +57 6012220601
upme.gov.co

EDWIN PALMA EGEA
Ministro de Minas y Energía

INDIRA CRISTINA PORTOCARRERO
OSPINA
Directora General

JOHANNA S. CASTELLANOS ARIAS
Subdirectora de Demanda

Equipo autor y líderes PEN

JOHANNA S. CASTELLANOS ARIAS
INGRID GISSELLA QUIROGA MOJICA
JOHN A. SÁNCHEZ CARDOZO
DAVID BEDOYA RODRÍGUEZ

Equipo autor del documento

ANDRÉS ANDRÉ CAMARGO
CARLOS ANDRÉS ESPITIA
CRISTIAN ALEJANDRO BLANCO
CRISTIAN DAVID RODRÍGUEZ
DANIEL ALEJANDRO SUÁREZ MONSALVE
DANIEL GALINDO
JOSE CHAVEZ
LORENZO CARDONA
LUIS ALEJANDRO RODRÍGUEZ
MARIANA SOFIA MORALES
MARYENI KARINA ENRÍQUEZ
NICOLÁS MUÑOZ MORA
PAULA NATALIA RIVEROS
RUSSBY LILIANA CASTAÑEDA

Profesionales que participaron

ANDREA LACHE MUÑOZ
DAVID ANDRÉS SERRATO
JOHN KEVIN GONZALEZ
JUAN FRANCISCO MARTÍNEZ
LINDA LILIANA MONDRAGÓN
NATALIA PLATA
WILLIAM ALBERTO MARTÍNEZ

Reconocimiento a:

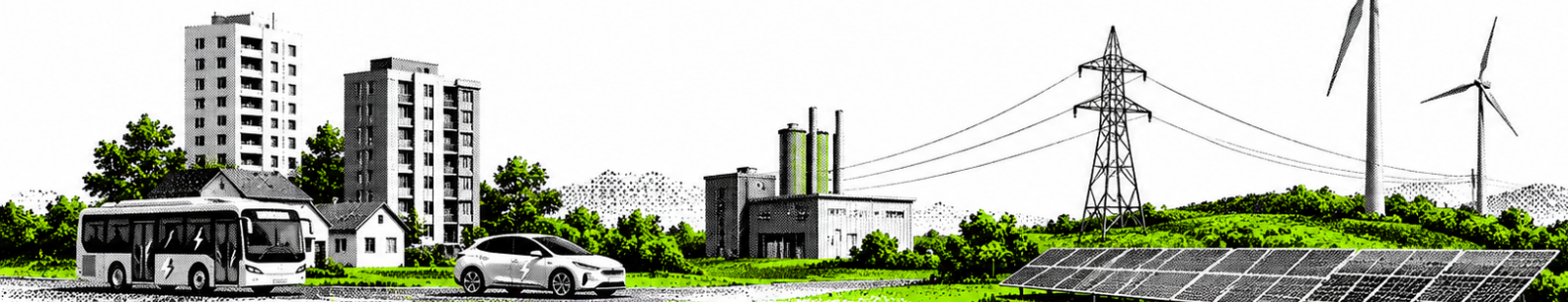
JUAN DOMINGUEZ
*Consultor externo - Agencia Danesa de
Energía (DEA)*

Diseño y diagramación

DIEGO PEÑARANDA
JUAN MANUEL ZUÑIGA
OLGA LUCÍA ROJAS SOLORZANO

República de Colombia - Ministerio de Minas y
Energía

Bogotá, agosto 2026



Contenido

Introducción	4
1. El territorio como eje de la transición energética	7
1.1 Estructura territorial para la planeación energética	7
1.2 Contexto y vulnerabilidad climática en la planeación energética	9
1.3 Panorama energético nacional: Una perspectiva territorial	11
1.4 Región Este	16
1.5 Región Insular	18
1.6 Región Antioquia	21
1.7 Región Suroccidente	23
1.8 Región Caribe	27
1.9 Región Nordeste	31
1.10 Región Oriente	35
2. Estrategia para la regionalización de la demanda de energía	39
2.1. Supuestos y medidas generales	39
2.2. Sector Transporte	43
2.3. Sector Industrial	48
2.4. Sector residencial	52
2.5. Sector Terciario	56
2.6 Mensajes clave	59
3. Estrategia para la regionalización de la oferta de energía	61
3.1. Oferta de energía eléctrica y FNCER	62
3.2. Oferta de combustibles líquidos y gaseosos	70
3.3. Oferta de carbón térmico	78
3.4. Oferta de bioenergía	81
3.5. Oferta de hidrógeno	88
4. Conclusiones	97
Bibliografía	100
Anexo 1. Ejercicio metodológico en regiones para la sistematización de los resultados participativos	109
Alcance metodológico	110

Introducción

La planificación energética de largo plazo enfrenta el desafío de integrar el crecimiento de un sistema descentralizado y enmarcado en las realidades del territorio nacional. En Colombia, la diversidad regional condicionada por los recursos energéticos, la estructura económica, la distribución de la población, la geografía y las realidades sociales generan desafíos y oportunidades para la transición energética. Desde esta perspectiva, la construcción de una estrategia nacional permite agrupar y conocer de forma general las necesidades a nivel país; sin embargo, se requiere incorporar una estrategia que permita identificar diferencias energéticas entre los territorios, que reconozca y se adapte a sus diferencias demográficas, sociales, ambientales y económicas, con el fin de fortalecer la capacidad nacional para diseñar e implementar políticas públicas con base en la justicia y la equidad regional.

La Transición Energética Justa (TEJ) es el marco orientador de este proceso de planeación regional, al promover una transformación del sistema energético, contribuyendo con la descarbonización y la seguridad energética, pero a su vez, impulsando el desarrollo territorial, reduciendo brechas de acceso a la energía y aprovechando de manera sostenible las capacidades propias de cada territorio. Bajo este enfoque, la regionalización del Plan Energético Nacional (PEN) busca incorporar las dimensiones territoriales de la transición como un elemento estructural del análisis prospectivo, permitiendo identificar los cambios en la demanda y los efectos de la disponibilidad de recursos, el despliegue de nuevas tecnologías y las necesidades de infraestructura, garantizando así, que las decisiones energéticas respondan de forma efectiva a las realidades, inequidades y potencialidades socio ambientales específicas de cada región.

El presente documento establece los lineamientos metodológicos para adaptar las proyecciones nacionales del Plan Energético Nacional (PEN) 2025-2055 al ámbito subnacional mediante la desagregación de los resultados en siete regiones: Suroccidente, Caribe, Oriente, Antioquia, Nordeste, Este e Insular. El horizonte de aplicación de la metodología corresponde al mismo horizonte de planificación del PEN, garantizando la consistencia temporal entre los resultados nacionales y su representación territorial. Esta aproximación busca proporcionar evidencia técnica que apoye la toma de decisiones, reconociendo que la demanda, la oferta, la disponibilidad de recursos y las condiciones socioeconómicas presentan diferencias significativas entre las regiones del país, las cuales no pueden ser captadas únicamente mediante resultados agregados a nivel nacional.

La regionalización de los diferentes energéticos constituye una de las apuestas estratégicas de la UPME para la formulación del Plan Energético Nacional (PEN) y un componente fundamental de la planeación energética de largo plazo. Esta caracterización a escala subnacional permite analizar con precisión el rol y el aporte específico de cada territorio en la conformación de los agregados nacionales, y facilita comprender cómo las dinámicas de cada región contribuyen al comportamiento del sistema energético nacional. Para ello, se desarrolla una metodología integral de regionalización sustentada en la caracterización del contexto energético nacional y regional, la incorporación de información territorial obtenida mediante procesos participativos,

la regionalización de la oferta y la demanda de energía y su integración en un modelo de optimización energética.

El diagnóstico territorial se construye a partir de información departamental proveniente de encuestas y registros administrativos oficiales, posteriormente agrupada en las siete regiones de planificación definidas para este estudio. Sobre esta base, se emplean dos herramientas complementarias de modelación de sistemas energéticos. LEAP (por sus siglas en inglés, Long-range Energy Alternatives Planning System), se utiliza para proyectar la evolución de la demanda y la oferta energética bajo distintos supuestos y escenarios. OSeMOSYS (Open Source Energy Modelling System), un modelo de optimización que identifica configuraciones costo-eficientes del sistema energético para satisfacer la demanda proyectada. La integración de los resultados obtenidos con ambas herramientas constituye la base para la construcción de escenarios energéticos regionalizados, fortaleciendo la capacidad del PEN para orientar la toma de decisiones en un contexto de Transición Energética Justa y de desarrollo territorial sostenible.

Este documento justifica técnicamente la necesidad de territorializar la planeación minero-energética, equilibrando los requerimientos de la infraestructura con las dinámicas socioeconómicas regionales a través de cinco frentes principales: i) la mitigación de brechas históricas (corrigiendo disparidades de acceso, calidad y asequibilidad con énfasis en las ZNI), ii) el aprovechamiento de la heterogeneidad del potencial energético dada la distribución asimétrica de los recursos energéticos, iii) la sincronización económica y laboral mediante planes de reconversión localizados para regiones minero-petroleras, iv) la resiliencia de la infraestructura ante la variabilidad climática local, y v) la integración en el modelo de optimización de soluciones de transporte e intercomunicación para todos los energéticos, considerando sus respectivas limitaciones.

La regionalización constituye un componente fundamental del PEN, al incorporar las particularidades territoriales en la planeación energética de largo plazo y permitir comprender cómo las dinámicas de cada región contribuyen al comportamiento del sistema energético nacional. Este enfoque facilita la identificación de brechas históricas en el acceso, la calidad y la asequibilidad de los servicios energéticos, especialmente en las Zonas No Interconectadas (ZNI), así como el reconocimiento de la distribución heterogénea del potencial energético del país, en particular de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).

Asimismo, la regionalización proporciona elementos para analizar los impactos territoriales de la transición energética, apoyando la formulación de estrategias de reconversión económica y laboral en regiones con alta dependencia de actividades minero-energéticas y fortaleciendo la resiliencia de la infraestructura frente a los efectos de la variabilidad y el cambio climático. De igual forma, la perspectiva regional permite representar con mayor detalle los flujos de transporte e interconexión entre las distintas fuentes y energéticos, incorporando las restricciones de infraestructura y disponibilidad de información propias de cada territorio. En conjunto, este enfoque fortalece la capacidad del PEN para formular estrategias diferenciadas, orientadas a promover un desarrollo energético más equitativo, resiliente y sostenible.

Dado que esta constituye la primera aproximación a la regionalización del PEN desarrollada por la UPME, es importante delimitar el alcance de la propuesta. En ese sentido, se prioriza el uso de información oficial, pública y verificable; sin embargo, reconoce las limitaciones asociadas a la disponibilidad, calidad y nivel de desagregación de algunos datos. En particular, parte de la información requerida no es de acceso público, no se encuentra disponible para la UPME o, en algunos casos, aún no es recopilada de manera sistemática en el país.

En este contexto, el presente documento no solo describe el procedimiento metodológico para adaptar y regionalizar los resultados nacionales del PEN, sino que también identifica las fuentes de información necesarias y las principales brechas de información que condicionan el alcance del ejercicio. De esta manera, este documento presenta una primera línea base para el desarrollo de análisis energéticos regionales y, al mismo tiempo, pone de manifiesto oportunidades para fortalecer los sistemas de información mediante una mayor articulación entre las entidades del sector público, el sector privado y la academia.

1. El territorio como eje de la transición energética

La Transición Energética Justa (TEJ) constituye una transformación estructural que trasciende la incorporación de nuevas tecnologías, la modernización de la infraestructura energética o la reducción de emisiones. Su materialización ocurre en territorios concretos, donde las decisiones energéticas interactúan con realidades geográficas, sociales, económicas, ambientales e institucionales que condicionan su viabilidad y configuran trayectorias de desarrollo diferenciadas.

En este contexto, el territorio adquiere un papel central dentro de la planeación energética, no solo como el espacio donde se implementan las políticas, sino como un elemento que orienta su formulación y determina las condiciones para su consolidación.

Esta perspectiva complementa las estrategias de regionalización del Plan Energético Nacional (PEN) 2025-2055 al incorporar una visión territorial de la transición energética, fundamentada en el reconocimiento de la diversidad del país y de las desigualdades que caracterizan sus regiones. Para ello, el capítulo integra un diagnóstico regionalizado que articula dimensiones del contexto climático y energético con insumos construidos junto a actores territoriales, complementados mediante ejercicios de caracterización técnica y análisis de información secundaria. Esta aproximación amplía la comprensión de las dinámicas regionales, fortalece la interpretación de las capacidades y desafíos de cada territorio y contribuye a superar visiones homogéneas de la transición energética.

Desde esta perspectiva, la regionalización deja de constituir únicamente un ejercicio de desagregación espacial de la información para convertirse en un componente estratégico de la planeación energética de largo plazo. El reconocimiento de las particularidades territoriales permite orientar señales diferenciadas, fortalecer la legitimidad de las decisiones públicas y promover una transición energética que distribuya de manera equilibrada las oportunidades, responsabilidades y beneficios. De esta manera, el PEN se consolida como una hoja de ruta que incorpora el territorio como eje articulador de la transformación energética, reconociendo la diversidad regional como un elemento indispensable para avanzar hacia una transición justa, equitativa y territorialmente sostenible.

1.1 Estructura territorial para la planeación energética

El PEN 2025-2055 incorpora, por primera vez, un modelo de regionalización de escenarios. Esta estructura se articula con las cinco áreas operativas del Sistema Interconectado Nacional (SIN) e integra además las regiones Insular y Este, correspondientes a las Zonas No Interconectadas (ZNI) del país. Este enfoque territorial permite la construcción de balances energéticos regionales, considerando las limitaciones de la infraestructura de transporte de energía entre regiones, las diferencias en los patrones de demanda de energía, las condiciones

de disponibilidad y precios de los combustibles, así como los potenciales específicos de los recursos energéticos presentes en cada territorio.

El esquema de regionalización utilizado para el análisis y la modelación de los escenarios considerados en el PEN, y presentado en este capítulo, se muestra en la Figura No 1.

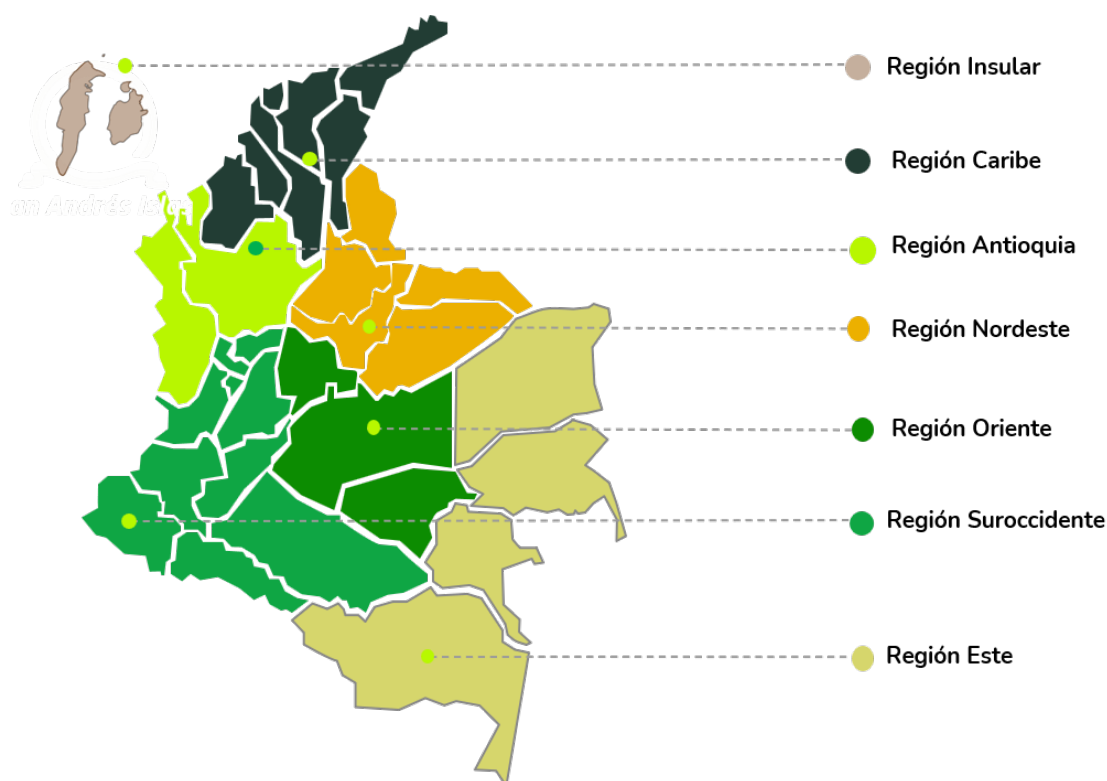


Figura 1. Desagregación de regiones

Fuente: Elaboración propia, 2025

- **Región Insular:** San Andrés, Providencia y Santa Catalina.
- **Región Este:** Vichada, Guainía, Vaupés y Amazonas.
- **Región Caribe:** Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre.
- **Región Oriente:** Guaviare, Meta, Cundinamarca y Bogotá.
- **Región Suroccidente:** Nariño, Putumayo, Caquetá, Cauca, Huila, Valle del Cauca, Tolima, Caldas, Risaralda y Quindío.
- **Región Antioquia:** Antioquia y Chocó.
- **Región Nordeste:** Norte de Santander, Santander, Boyacá, Casanare y Arauca.

En este sentido, el presente ejercicio constituye un avance preliminar que sienta las bases para el desarrollo de análisis técnicos más robustos en futuros ciclos prospectivos. En esta versión se incorpora, por primera vez, la desagregación regional del Balance Energético Colombiano

(BECO) como línea base, lo cual representa un hito estructural en la disponibilidad de información para fortalecer la planificación con enfoque territorial.

De manera complementaria, el Anexo 1 describe el procedimiento metodológico empleado para la sistematización de los resultados derivados de los procesos participativos desarrollados en las regiones. Allí se detallan las fases de recolección, clasificación y articulación de insumos. Mediante este ejercicio, se busca fortalecer la modelación del PEN, mediante la incorporación de variables y realidades territoriales en la estructura analítica de escenarios. Cabe señalar que su desarrollo contó no solo con la participación de actores de la sociedad civil, sino también con la articulación interinstitucional de entidades de orden territorial.

Por otra parte, si bien la regionalización adoptada para este ejercicio permite identificar patrones comunes y priorizar problemáticas compartidas entre los diferentes departamentos, es necesario advertir que esta agrupación no se traduce en homogeneidad territorial. Al interior de cada región coexisten departamentos con dinámicas sociales, económicas y energéticas distintas, lo que exige que la TEJ incorpore un enfoque territorial diferenciado, capaz de reconocer las particularidades y necesidades propias de cada contexto regional.

1.2 Contexto y vulnerabilidad climática en la planeación energética

Del mismo modo, la planificación energética nacional exige superar los enfoques agregados y reconocer que los impactos de la variabilidad y el cambio climático se manifiestan de manera diferenciada entre las regiones del territorio colombiano. En este contexto, el PEN incorpora el análisis de vulnerabilidad como un pilar estructural que orienta la TEJ, vinculando la resiliencia del sistema energético con las condiciones geográficas, ambientales y socioeconómicas e institucionales propias de cada territorio. Con el fin de gestionar esta integralidad, la visión territorial de la prospectiva energética identifica dos ejes de vulnerabilidad que se encuentran intrínsecamente vinculados:

- **Vulnerabilidad física y resiliencia operativa:** Asociada a la exposición de la infraestructura energética frente a eventos climáticos extremos, sequías prolongadas, estrés hídrico y ascenso del nivel del mar (WRI, 2026). Estos factores condicionan la disponibilidad de recursos energéticos primarios, como la oferta hídrica o la bioenergía, así como la confiabilidad del suministro en el SIN y la ZNI.
- **Vulnerabilidad socioeconómica y de transición:** Vinculada a los impactos que los procesos de descarbonización, tanto nacionales como internacionales, generan sobre los territorios con alta dependencia fiscal, laboral y productiva de los combustibles fósiles y de las actividades asociadas a su cadena de valor.

La vulnerabilidad presenta comportamientos diferenciados entre las regiones del país, por lo que su incorporación en la modelación permite que las variables climáticas y de transformación productiva dejen de ser tratadas como factores externos y pasen a integrarse como parámetros dinámicos dentro de los modelos prospectivos de oferta, transformación y demanda de energía. De este modo, la modelación evalúa la robustez de los sistemas energéticos regionales frente a distintos escenarios de variabilidad climática, identificando las necesidades específicas de diversificación tecnológica, sustitución de energéticos e inversión en infraestructura.

La Figura 2 sintetiza el panorama climático y energético de las siete regiones de planificación, integrando el rol estratégico de cada una, sus principales condiciones de vulnerabilidad climática y energética, y las prioridades para su transformación territorial. Mientras algunas regiones requieren estrategias orientadas a fortalecer la resiliencia y la adaptación de sus sistemas energéticos, otras enfrentan desafíos asociados a la diversificación de su estructura productiva y al cierre de brechas sociales y territoriales.

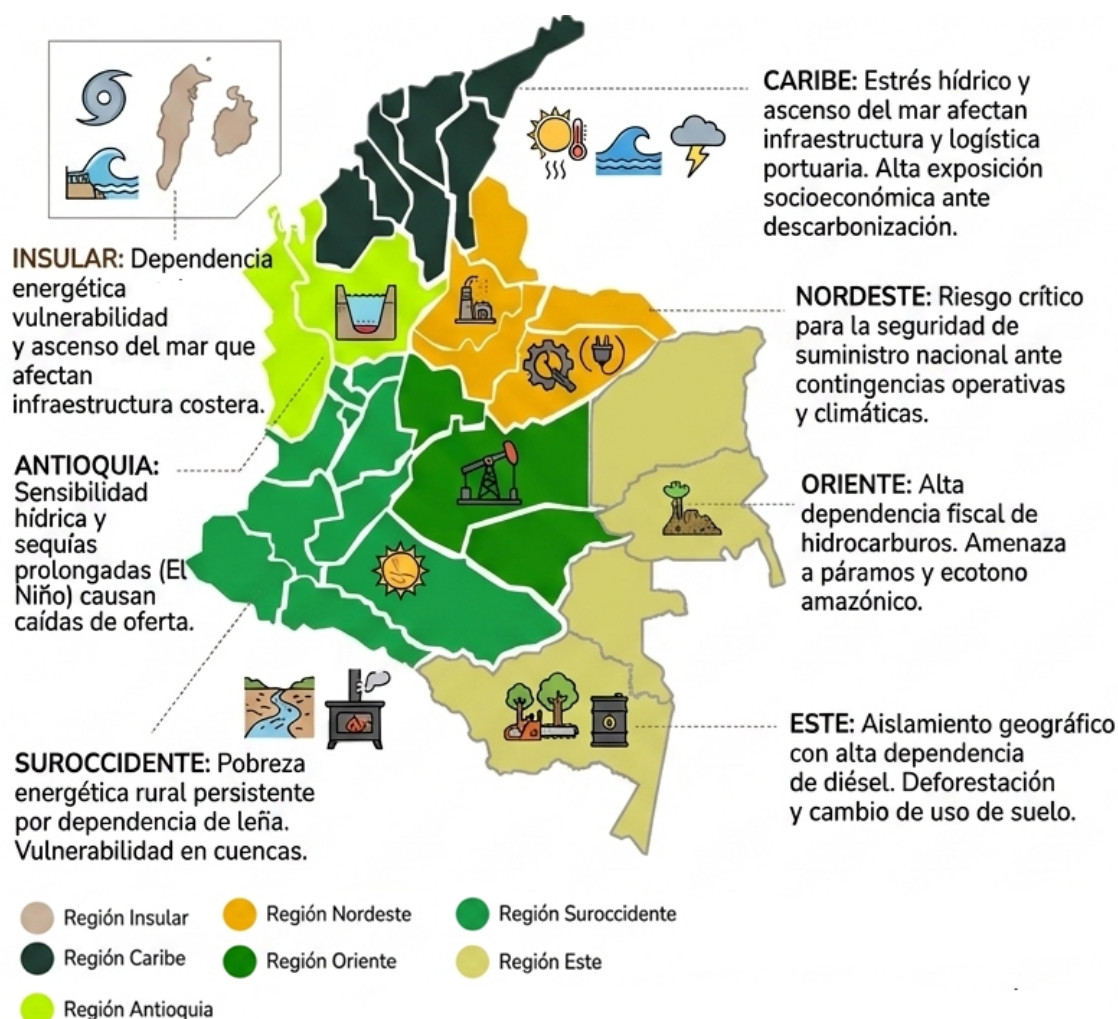


Figura 2. Panorama de vulnerabilidad climática y energética regional

Fuente: Elaboración propia, 2026

El panorama regional permite identificar tres perfiles estratégicos para la planificación de la TEJ. En primer lugar, se encuentran los territorios con alta vulnerabilidad hídrica e hidrológica, donde la TEJ exige fortalecer la resiliencia operativa frente a fenómenos como El Niño y La Niña. En estos territorios, la incorporación de fuentes renovables no convencionales de energía trasciende su contribución a la descarbonización y constituye una estrategia de adaptación, al complementar la generación de origen hídrico y reducir la dependencia de respaldos térmicos convencionales. En segundo lugar, territorios de alta fragilidad ecosistémica, donde el desafío climático corresponde a eventos extremos como huracanes o degradación de los servicios ecosistémicos por deforestación, sumado a las limitaciones en infraestructura para mejorar sus condiciones. Para estas regiones, la transición prioriza garantizar el servicio, estrategias de mitigación y adaptación, así como regulación climática descentralizada. Finalmente, y en tercer lugar, territorios con presión necesaria hacia la descarbonización, pero que a su vez exigen al país su reconversión por ser nodos de transformación estratégicos.

Como se observa en la síntesis anterior, la formulación de política pública y la modelación de escenarios energéticos regionales deben articular 1) la resiliencia adaptativa, que implica incorporar la variabilidad climática e hidrológica para garantizar la seguridad de suministro frente a eventos extremos. 2) la sincronización socioeconómica, orientada a planificar la reconversión productiva e industrial en los nodos minero energéticos sin comprometer la estabilidad social y fiscal de los territorios (Fedesarrollo, 2023). Y 3) la soberanía y equidad energética, que busca desplegar soluciones autónomas y limpias en las ZNI e insulares, cerrando brechas de pobreza energética y reduciendo la vulnerabilidad ambiental. En este sentido, la resiliencia no es un componente periférico, sino el eje de sostenibilidad que asegura que ante condiciones climáticas cambiantes, el sistema energético colombiano puede ser limpio, robusto e integrador.

1.3 Panorama energético nacional: Una perspectiva territorial

Una vez identificado el panorama de vulnerabilidad climática y los desafíos de resiliencia que enfrentan los territorios, es necesario comprender cómo estas dinámicas climáticas interactúan con la estructura energética actual del país. En este sentido, la planeación energética nacional requiere interpretar cómo la oferta, la transformación y el consumo de energía se configuran según las vocaciones territoriales y cómo estas a su vez, son la base sobre la cual se despliega la transición energética justa.

El sistema energético colombiano se caracteriza por una marcada heterogeneidad territorial, donde cada región desempeña un rol específico en la provisión y uso de los recursos. La vocación productiva de los territorios ha configurado distintos niveles de dependencia y disponibilidad: algunos con mayor peso de combustibles fósiles, otros con abundancia de recursos renovables, infraestructura energética o patrones diferenciados de consumo.

En 2024, la oferta de energía primaria alcanzó los 2.154 PJ, con una matriz estructuralmente fósil que representa el 78% del total disponible. El petróleo lidera con una participación del 43%, seguido por el gas natural (21%) y el carbón mineral (14%). En contraste, los recursos renovables y tradicionales aportan el 22% restante, encabezados por la hidroenergía (10%), la leña (6%), el bagazo (4%) y otras fuentes menores (2%)(UPME, 2026)¹.

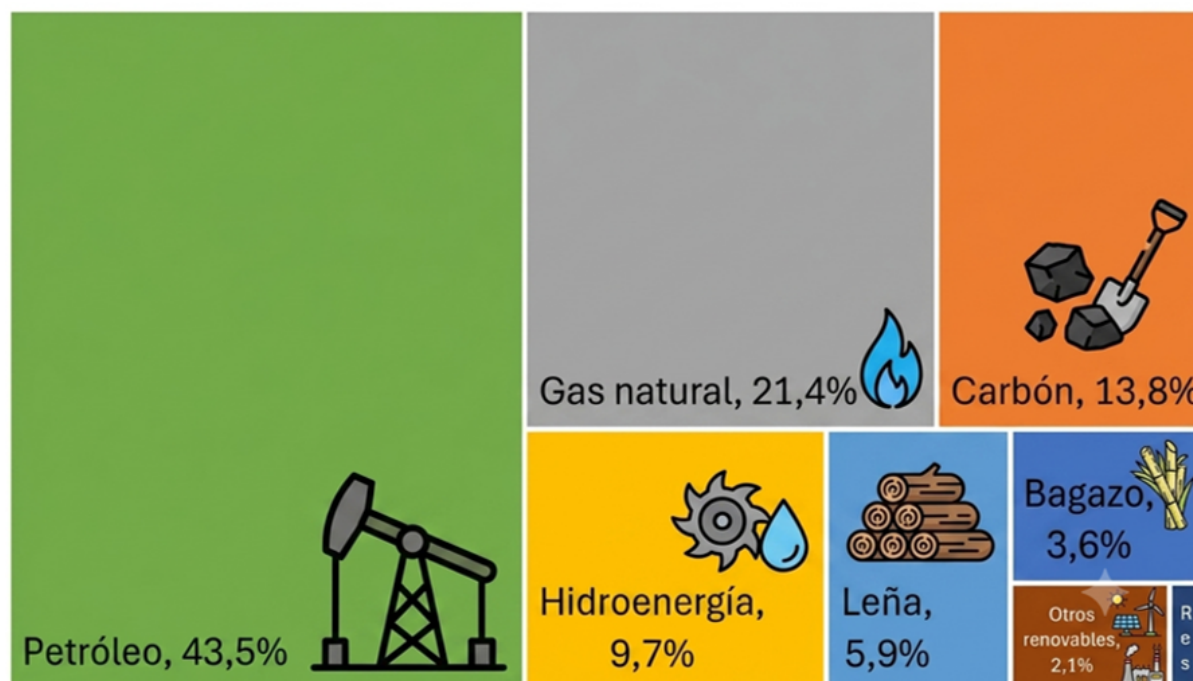


Figura 3 Oferta de energía primaria Colombia - 2024

Al analizar la producción de energéticos secundarios, resultado de la transformación de fuentes primarias, la jerarquía territorial se modifica frente al mapa extractivo (Figura 4). Las regiones dominantes en extracción ceden protagonismo a aquellas con infraestructura de refinación y generación eléctrica. El Nordeste (47,0%) lidera la producción secundaria, impulsado por la refinación de diésel, fuel oil y gasolina. El Caribe (26,4%) ocupa el segundo lugar con un perfil diversificado que combina refinación y generación termoeléctrica. Antioquia (13,3%) se concentra en electricidad y coque, mientras que Oriente (7,1%) y Suroccidente (6,2%) moderan su participación respecto a la extracción primaria, destacando en electricidad, biocombustibles y alcohol carburante.

¹ Para una profundización técnica en los resultados del balance energético regional aquí expuestos, se recomienda consultar el Balance Energético Colombiano (BECO) regionalizado, disponible en el portal oficial de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), en el siguiente link: <https://www.upme.gov.co/simec/oferta-y-demanda/balance-minero-energetico-colombiano/>

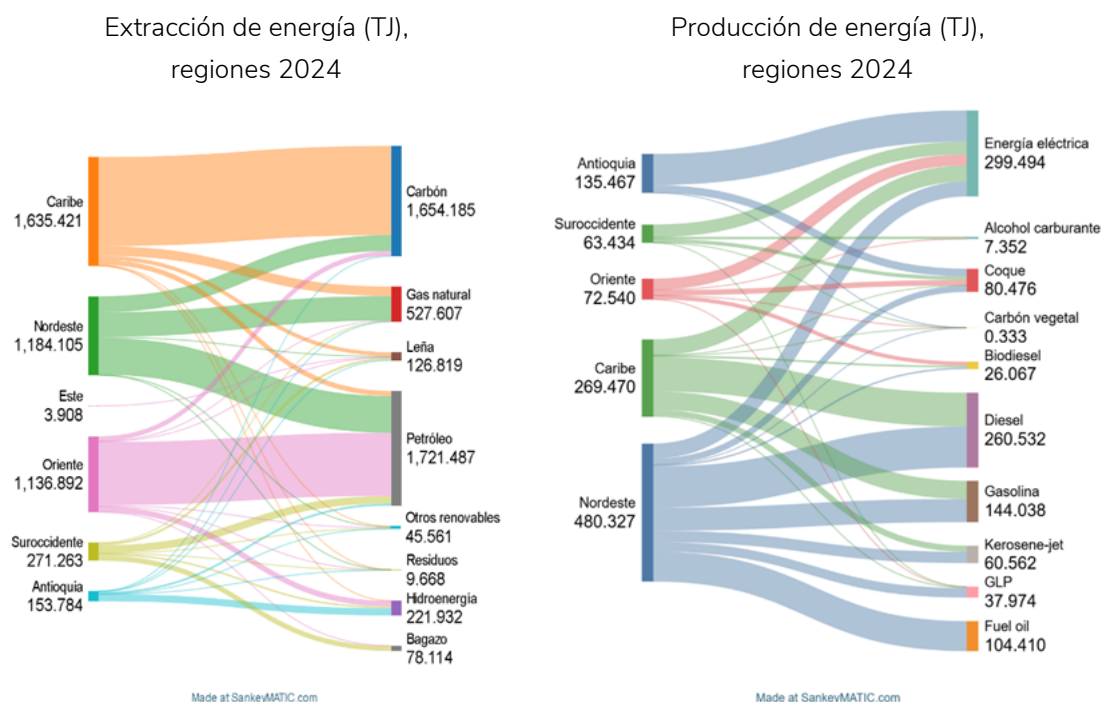


Figura 4 Extracción primaria y producción de energía por regiones – 2024

Esta diversidad confirma que la matriz energética colombiana no responde a un patrón uniforme, sino a la interacción de vocaciones y capacidades diferenciadas. El contraste entre territorios que asumen el impacto de la extracción como Oriente y Caribe, y aquellos que concentran la transformación revela desigualdades que deben orientar políticas de diversificación económica y reindustrialización regional.

La concentración del 47% (480.327 TJ) de la producción secundaria en el Nordeste plantea riesgos de seguridad de suministro ante contingencias operativas o climáticas. Al mismo tiempo, la presencia de alcohol carburante en el Suroccidente y biodiésel en Oriente evidencia el potencial de las economías agroindustriales para diversificar la oferta. En este escenario, la infraestructura de refinación fósil puede avanzar hacia una reconversión gradual que incorpore biocombustibles avanzados e hidrógeno verde, asegurando la protección del empleo industrial calificado en regiones como el Nordeste y el Caribe.

Ahora, desde un enfoque sectorial y al observar cómo se consume la energía en el territorio, el sector transporte se posiciona como el mayor dinamizador del consumo final, pero con perfiles profundamente dispares geográficamente. Tres regiones: Oriente, Suroccidente y Caribe concentran la mayor parte de la demanda de transporte del país, aunque con vocaciones energéticas distintas. Mientras que la región Oriente destaca por un consumo relevante de combustible de aviación impulsado por sus nodos de movilidad, el Caribe encabeza el consumo de diésel por la alta intensidad del transporte de carga y sus corredores logísticos, y, la región Suroccidente registra la mayor demanda de gasolina. En el otro extremo, las regiones Este e Insular representan consumos cuantitativamente menores, pero enfrentan retos críticos

condicionados por la movilidad fluvial, marítima y aérea (UPME, 2026). Así, las oportunidades de electrificación, sustitución tecnológica y renovación de flotas dependen de la infraestructura y las rutas propias de cada territorio.

Esta heterogeneidad territorial se traslada de igual forma al sector industrial. La localización de las industrias no es homogénea: mientras regiones como el Caribe, Noroccidente y Nordeste albergan grandes complejos manufactureros, refinerías, plantas cementeras y siderúrgicas con altas demandas de calor de proceso, electricidad, gas natural o carbón, en otras regiones predominan actividades de menor escala enfocadas en el procesamiento agropecuario local. Por ello, las rutas de modernización industrial que van desde la eficiencia operativa y la electrificación hasta el uso de biomasa o hidrógeno deben adaptarse a la estructura productiva regional y a la disponibilidad local de energéticos.

El sector residencial revela las brechas sociales y territoriales más marcadas del país. La distribución poblacional y la dualidad entre lo urbano y lo rural definen los patrones de consumo. La región Oriente exhibe la mayor concentración urbana, lo que se traduce en una cobertura de red de gas natural superior al 90% en sus hogares. Por el contrario, la región Este presenta el mayor grado de ruralidad y, al igual que la región Insular, carece por completo de redes de gas natural. Esto obliga a una dependencia estructural del gas licuado de petróleo (GLP) y, en el caso del Este, a que más del 56% de los hogares dependen de la leña para cocinar (DANE, 2025).

Por su parte, el sector terciario que abarca el comercio, la salud, la educación y los servicios públicos está íntimamente ligado a la densidad urbana y a las condiciones climáticas regionales. Su demanda es eminentemente eléctrica, destinada a la climatización, refrigeración e iluminación, complementada con gas o GLP para la cocción comercial. En este sector, la transición busca optimizar costos y reducir consumos mediante eficiencia energética en los grandes centros urbanos, pero en las ZNI y áreas vulnerables de regiones como Este e Insular, el objetivo prioritario de la TEJ es garantizar un suministro eléctrico continuo, limpio y asequible para hospitales, escuelas y centros comunitarios.

Por otra parte, atender las demandas regionales requiere articular una red de oferta que se distribuye de manera asimétrica en la geografía nacional, la energía eléctrica ejemplifica esta especialización territorial: En términos de capacidad instalada la región Noroccidente concentra aproximadamente el 32% de la capacidad hidroeléctrica del país, aportando firmeza y energía base al sistema, aunque expuesta a la vulnerabilidad de las sequías. Para amortiguar esta variabilidad hídrica, el parque térmico a gas y carbón se ubica estratégicamente en la región Caribe, cerca de los puertos y campos de extracción.

A su vez, los potenciales de generación a partir de fuentes no convencionales también presentan una distribución territorial marcada. La región Caribe concentra los mayores vientos e irradiación para el desarrollo eólico y solar a gran escala, mientras que el potencial solar fotovoltaico centralizado también destaca en el Nordeste. La bioenergía a partir de residuos agrícolas ofrece generación renovable firme y descentralizada con potencial diferenciado por

región: el bagazo de caña en el Suroccidente, los subproductos de la palma de aceite en el Caribe y la región Oriente, y los residuos pecuarios y agrícolas distribuidos en múltiples territorios del país.

Al mismo tiempo, la región Caribe, posee los mayores vientos e irradiación para el desarrollo eólico y solar a gran escala, mientras que el potencial solar fotovoltaico centralizado también destaca en el Nordeste, y la generación distribuida en techos florece en los centros urbanos e industriales de todas las regiones. Asimismo, la bioenergía a partir de residuos agrícolas (como el bagazo de caña en Suroccidente o la palma) ofrece generación renovable firme y descentralizada.

La cadena de combustibles líquidos y gas natural sigue una lógica territorial similar, donde la producción del recurso primario, su procesamiento y su consumo final ocurren en regiones distintas. La extracción de crudo y gas sostiene las finanzas y el empleo en regiones como Oriente, Nordeste y Suroccidente (en departamentos como Meta, Casanare, Santander y Putumayo) (ANH, 2026). No obstante, la refinación y transformación masiva se concentra en nodos específicos como Barrancabermeja y Cartagena, desde donde se despachan los combustibles al resto del país. A medida que la producción doméstica cambia o se contrae, las regiones extractivas enfrentan el reto de diversificar sus economías y sustituir regalías, mientras que las zonas de refinación deben prepararse para procesar nuevos energéticos o gestionar la importación de insumos.

En el caso del carbón, la brecha entre regiones es profunda. El carbón térmico de la región Caribe (en Cesar y La Guajira), enfocado en la gran minería de exportación a cielo abierto, atraviesa una fase de contracción estructural acelerada por el cierre de operaciones y la caída de precios internacionales, lo que genera impactos fiscales y de empleo que exigen procesos urgentes de reconversión laboral y productiva bajo la TEJ. Por el contrario, la minería de carbón térmico, metalúrgico y antracita en el interior del país (regiones Nordeste y Oriente), de mediana y pequeña escala y orientada a la industria nacional y la siderurgia, ha mantenido dinámicas de producción locales.

Finalmente, las fuentes renovables no convencionales y los y los nuevos vectores energéticos configuran oportunidades para el desarrollo territorial. La bioenergía, sustentada en la frontera agrícola y en el aprovechamiento de residuos agroindustriales, pecuarios y forestales, fortalece la bioeconomía y la autonomía energética regional, particularmente en territorios con una marcada vocación agropecuaria, como el Suroccidente (UPME y CORPOEMA, 2025).

Por su parte, el hidrógeno de bajas emisiones se consolida como un vector estratégico para la descarbonización de sectores difíciles de electrificar y promover para el desarrollo de nuevas cadenas de valor asociadas a la producción de fertilizantes verdes. Su despliegue territorial se estructura en alrededor de nodos o "valles de hidrógeno": el hidrógeno verde aprovecha el potencial eólico, solar e hídrico disponible en regiones como el Caribe o el interior del país, mientras que el hidrógeno azul se asocia a cuencas gasíferas con potencial para la captura y almacenamiento de carbono. Iniciativas pioneras, como los proyectos de electrólisis

desarrollados en Medellín, evidencian como este vector energético comienza a integrarse a las demandas industriales específicas de cada territorio (H2LAC, 2025).

Finalmente, para traducir estos balances de extracción, producción y consumo en instrumentos de política pública, los siguientes apartados profundizan en el diagnóstico de las siete regiones delimitadas en este Plan. En cada sección se analiza el contexto energético local, los resultados del proceso participativo en territorio y las oportunidades específicas que ofrece cada territorio para consolidar una Transición Energética Justa, sostenible y territorial.

1.4 Región Este

La región Este de Colombia, comprendida por los departamentos de Amazonas, Vichada, Guainía y Vaupés, se caracteriza por su amplia riqueza étnica, cultural y biológica. En el territorio se registran alrededor de 50 pueblos indígenas los cuales viven en su mayoría en resguardos (territorios de propiedad colectiva). Estos más de 140 resguardos ocupan cerca de 23 millones de hectáreas, es decir, cerca de la mitad del bioma amazónico colombiano (MADS, 2025). Estas comunidades desarrollan modelos tradicionales de subsistencia (chagras, pesca y recolección) integrados al ordenamiento ancestral del territorio. (MADS, 2025). Estas actividades, además de ser un modelo productivo para las comunidades, representan un sistema complejo de relaciones sociales y culturales que condiciona las formas de ocupación del territorio, el uso de los elementos de la naturaleza y la relación de los habitantes con la energía.

Alberga el 65,7% de los bosques del país y 18 áreas protegidas del orden nacional, siendo una ecorregión prioritaria para la conectividad hídrica y la regulación climática global. Sin embargo, la región enfrenta desafíos históricos derivados de brechas en la oferta estatal, presiones de economías ilegales y dinámicas del conflicto armado que condicionan la calidad de vida de sus habitantes.

1.4.1 Contexto Energético

La región Este presenta la menor participación dentro del sistema energético nacional y exhibe la mayor vulnerabilidad de suministro del país. Al estar constituida predominantemente por ZNI y responder a una condición de aislamiento geográfico, el abastecimiento de bienes y energéticos depende fundamentalmente del transporte fluvial y aéreo.

Esta restricción logística ha consolidado una dependencia histórica de los combustibles fósiles importados (diésel y gasolina) para la generación eléctrica local. Dicha matriz genera elevados costos de operación y mantenimiento, sobrecostos fletes en la cadena de suministro, ineficiencia térmica y emisiones contaminantes que impactan la salud pública y los ecosistemas locales.

Paralelamente, en el sector residencial, existe un uso intensivo de la leña para la cocción en áreas rurales dispersas y comunidades indígenas, lo que evidencia profundas brechas en el acceso a energéticos modernos y genera presiones sobre los bosques nativos.

En este marco, la TEJ en la Región Este no se orienta a la descarbonización de grandes industrias, sino a la soberanía y equidad energética. Resulta prioritario el despliegue de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) mediante soluciones descentralizadas (microrredes solares fotovoltaicas e híbridas con almacenamiento) e iniciativas de sustitución de leña por tecnologías de cocción limpia, adaptadas a las particularidades socioculturales del territorio.

1.4.2 Sostenibilidad Ambiental y Servicios Ecosistémicos

Desde una perspectiva ambiental, la región desempeña un papel fundamental en la regulación del ciclo hídrico nacional y la captura y almacenamiento masivo de carbono. La región alberga más de 3.700 especies de fauna y 17.500 de flora, constituyendo un activo biogeográfico clave frente a la crisis climática global. (MADS, 2025).

No obstante, estos ecosistemas estratégicos enfrentan amenazas crecientes derivadas de la deforestación, la expansión no planificada de la frontera agropecuaria y la degradación por minería ilegal. En este contexto, el desarrollo e instalación de infraestructura para las renovables debe realizarse bajo esquemas de bajo impacto socio ambiental, garantizando que la infraestructura energética responda a la vocación de conservación del bioma amazónico y no se transforme en un nuevo factor de presión sobre el suelo.

1.4.3 Brechas sociales y desigualdad de género

La Región Este registra las tasas de Pobreza Multidimensional más elevadas del país, con afectaciones históricas en departamentos como Vaupés, Guainía y Amazonas, donde las privaciones se acentúan en las zonas rurales e indígenas. (DANE, 2026).

Estas condiciones impactan de manera diferenciada a las mujeres. Los resultados del ejercicio del Mapa Vivo destacan que las mujeres asumen desproporcionadamente las tareas del cuidado y la recolección de biomasa, enfrentando barreras culturales y económicas para su autonomía financiera y su participación en espacios de toma de decisión. Por ello, la ampliación del acceso a energéticos limpios y eficientes en el hogar actúa como un dinamizador de la equidad social, al reducir tiempos de trabajo no remunerado y habilitar oportunidades de formación y desarrollo comunitario para las mujeres rurales e indígenas.

1.4.4 Disputas por el control territorial y las economías ilegales

La presencia de dinámicas asociadas al conflicto armado en la Amazonía ha generado un impacto social y ambiental, caracterizado por presiones sobre las comunidades que habitan en el territorio y por la degradación acelerada del patrimonio cultural y los servicios ecosistémicos.

Debido a su difícil acceso y a su riqueza en recursos naturales, la región se ha convertido en un escenario estratégico para disputas por el control territorial.

Gran parte de los conflictos que se han desarrollado en la región del Amazonas están asociados con el control y la explotación de los recursos naturales. En la actualidad, el conflicto armado se continúa financiando con el desarrollo de actividades que implican la degradación del territorio, lo que acentúa las desigualdades en la tenencia de la tierra. A su vez, la población ha sido históricamente amenazada y obligada a trabajar para grupos armados (Comisión de la Verdad, 2022, 35).

Economías ilegales como el narcotráfico han incidido de forma significativa, al constituirse como tanto en fuente de financiación para diversos actores armados como en un medio de subsistencia para sectores de la población campesina e indígena desatendidos por el Estado. Estas condiciones continúan reproduciendo dinámicas de violencia y exclusión en la región (Comisión de la Verdad, 2022, 75).

Como lo resalta la comunidad en el ejercicio del Mapa Vivo desarrollado para esta región, es fundamental el fortalecimiento del tejido social y la presencia estatal. La implementación de políticas para la paz territorial que incluyan compromisos que cesen las economías ilegales como la minería y la deforestación tienen el potencial de fortalecer las redes comunitarias y la gobernanza a lo largo de la región.

1.5 Región Insular

La región Insular de Colombia conformada por los departamentos de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, es un territorio estratégico para el país gracias a su riqueza cultural y natural. Sus ecosistemas albergan una amplia biodiversidad de especies coralinas y acuáticas, así como manglares que sustentan una gran variedad de flora y fauna. La población de la región se caracteriza por la presencia del pueblo raizal, grupo étnico afro caribeño con una lengua, identidad y tradiciones propias, cuyas principales actividades económicas están asociadas al turismo, el comercio, el ecoturismo, la pesca y la conservación de sus ecosistemas.

La región enfrenta una coyuntura en la que convergen inequidades sociales, presiones ambientales y desafíos en el suministro de energía eléctrica. Los impactos de la crisis climática y la degradación de ecosistemas estratégicos, como los manglares, no solo han deteriorado el entorno natural sino que también han impactado las condiciones sociales y económicas de la población al comprometer el acceso adecuado a servicios básicos como el acueducto y el alcantarillado.

1.5.1 Contexto Energético

La región Insular es el territorio con mayor vulnerabilidad energética del país. Al carecer de oferta primaria propia y pertenecer a las ZNI, depende casi exclusivamente del ingreso de combustibles líquidos para la generación eléctrica y la movilidad marítima y aérea.

Esta condición la convierte en un escenario prioritario para implementar sistemas autónomos basados en energías renovables, almacenamiento y microrredes, con el fin de reducir la dependencia del diésel y fortalecer la seguridad energética local. Su matriz eléctrica opera principalmente mediante plantas térmicas a diésel, aunque en los últimos años se ha promovido la incorporación de sistemas solares fotovoltaicos con almacenamiento, lo que ha mejorado la confiabilidad del suministro y reducido costos de generación.

A diferencia de las regiones continentales, donde la descarbonización implica transformar grandes sistemas de producción y consumo, en las islas el reto central es sustituir progresivamente la generación diésel por soluciones híbridas que integren renovables, almacenamiento y gestión inteligente de la demanda. Por ello, la región Insular se distingue por su alta dependencia externa y por la necesidad de avanzar en estrategias de autosuficiencia, eficiencia energética y generación distribuida para garantizar un suministro confiable y sostenible.

1.5.2 Pérdida de los ecosistemas y vulnerabilidad climática

A pesar de que la región alberga una biodiversidad marina única a nivel mundial, se ve afectada por los impactos del turismo masivo, las limitaciones en la implementación de políticas públicas y de inversión, así como por los efectos de la crisis climática que aceleran el deterioro de los ecosistemas y de los servicios ambientales que estos proveen.

Los fenómenos hidrometeorológicos, cada vez más frecuentes y de mayor intensidad, como las tormentas, ciclones tropicales, frentes fríos, lluvias extremas y el incremento del nivel del mar, junto con fenómenos macro climáticos como el Fenómeno de El Niño y La Niña, representan un riesgo significativo para la región. Sus efectos se manifiestan en inundaciones urbanas recurrentes y en procesos de erosión del borde costero, incrementando la vulnerabilidad del territorio.

En cuanto al componente biótico, el crecimiento desordenado de las áreas urbanas, la contaminación de los manglares, la invasión de especies vegetales y otros factores de presión, sumados a los efectos de la crisis climática, generan un deterioro progresivo de los bienes y servicios ecosistémicos. De acuerdo con la última versión del Plan de Adaptación al Cambio Climático de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, cerca del 90% de los ecosistemas potencialmente afectados por el ascenso del nivel del mar se encuentran ubicados en áreas críticas, siendo los manglares uno de los ecosistemas más vulnerables (INVEMAR - MADS, 2014, 15).

De mantenerse estas tendencias, las capacidades adaptativas de los ecosistemas de la región seguirán disminuyendo con el tiempo y acentuando retos en abastecimiento, regulación, soporte, para las comunidades que los habitan.

1.5.3 Equidad y confianza energética

La región Insular hace parte de las ZNI del país, dependiendo en gran parte de la generación de energía eléctrica a través de la quema de combustible diesel. Esto genera sobrecostos en la cadena logística y producción de la electricidad, más los impactos ambientales que conlleva el uso de este tipo de combustibles que emiten contaminantes tóxicos y gases de efecto invernadero.

En cuanto a las condiciones de pobreza energética en la región, de acuerdo con el Índice de Pobreza Energética Multidimensional (2025), el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina presenta un indicador medio de pobreza energética. En general esta región reflejó una disminución de la pobreza energética y el mejoramiento de las condiciones para el goce efectivo del derecho a la energía durante el año 2025. A pesar de que los indicadores macro (IPEM) muestran avances cuantitativos, la percepción territorial en los talleres participativos evidencia una persistente insatisfacción con las tarifas y la continuidad del servicio.

Por lo cual, y con el fin de mejorar las condiciones para toda la población en términos de pobreza energética y el acceso a los servicios energéticos, es imperativo el avance de la transición energética justa en la región. Esto implica la implementación de políticas y regulaciones que fomenten el uso de energías limpias, se promueva la educación y la sensibilización sobre la importancia de las energías renovables, y la integración del sector público y privado.

1.5.4 Igualdad social

La región Insular se percibe como uno de los principales centros de turismo e ingresos per cápita del país gracias al desarrollo de este sector. A pesar de esto, la región padece de brechas de desigualdad, sobrepoblación y afectaciones al ambiente como fue discutido por los participantes en el desarrollo del ejercicio de Mapa Vivo. Los altos niveles de trabajo informal que se presentan en la población exponen a los hogares a un mayor riesgo de pobreza tanto en el corto como el mediano plazo. Esta problemática persiste principalmente debido a tres factores: la fuerte presencia del comercio informal y el turismo no regulado, la falta de mecanismos de diversificación de la economía local, y las constantes barreras que enfrentan los pequeños negocios y trabajadores independientes para formalizarse. (Gobernación del Archipiélago, 2025).

Si bien en la última década la región ha mostrado progresos importantes en términos de cobertura de salud, protección infantil y asistencia escolar, se destaca también la persistencia de desigualdades estructurales en vivienda, trabajo y educación (Gobernación del Archipiélago, 2025). Es fundamental entonces la implementación de políticas públicas integrales que articulen esfuerzos en inversión social enfocada especialmente a los grupos más vulnerables y en sectores del territorio con mayores rezagos.

Con el fin de proteger el entramado social y económico de la región, se manifiesta la necesidad de trascender las soluciones asistenciales y adoptar un enfoque territorial integral. En primer lugar, se requiere garantizar la participación efectiva de las comunidades en la toma de decisiones sobre su territorio, donde el turismo y la preservación ecológica se prioricen como ejes de desarrollo. En segundo lugar, es indispensable garantizar la infraestructura básica de los servicios mediante inversiones en agua potable, saneamiento y vivienda digna. Finalmente, es indispensable garantizar el fortalecimiento de una red especializada de salud y educación superior que permita disminuir las brechas sociales y priorice el desarrollo de las juventudes.

1.6 Región Antioquia

La región Antioquia de Colombia, comprende los departamentos de Antioquia y Chocó, se caracteriza por una notable riqueza hídrica, minera y de biodiversidad que le confiere un papel estratégico en el sistema energético nacional. Antioquia se percibe como uno de los mayores generadores de energía del país, con una capacidad hidroeléctrica de alcance nacional, mientras que Chocó, ubicado en el corazón del pacífico biogeográfico, concentra un patrimonio ambiental y étnico de gran valor, con amplia presencia de comunidades afrodescendientes e indígenas (EPM, 2025; IPSE, 2025). Esta diversidad de vocaciones convierte a cada departamento en un aportante distinto y complementario a la planeación energética regional. Sobre esta base de recursos, la región dispone de márgenes amplios para fortalecer el acceso equitativo al servicio, el aprovechamiento sostenible de sus fuentes hídricas y la gestión de su actividad minera.

1.6.1 Contexto Energético

Antioquia se destaca por el aprovechamiento del recurso hídrico para la generación eléctrica, sustentado en la abundancia de cuencas hidrográficas y en el desarrollo histórico de grandes centrales hidroeléctricas. Este perfil la convierte en un pilar del SIN, con una matriz eléctrica predominantemente renovable y de baja intensidad de carbono (XM, 2024).

A diferencia de las regiones productoras de hidrocarburos, su estructura energética combina combustibles líquidos destinados principalmente al transporte y la industria con un uso significativo de electricidad y gas natural en los sectores industrial, comercial y residencial. La reducción del consumo de carbón en los últimos años evidencia una transición progresiva hacia una matriz menos intensiva en este energético.

Sin embargo, la alta dependencia de la generación hidroeléctrica hace que la región sea vulnerable a fenómenos climáticos como El Niño. Por ello, resulta estratégico avanzar en la integración de fuentes renovables no convencionales y sistemas de almacenamiento, con el fin de fortalecer la resiliencia y garantizar la seguridad del suministro eléctrico.

1.6.2 Acceso y justicia energética (brecha del Pacífico)

La región Antioquia reúne una capacidad energética contrastante que ofrece una oportunidad de complementariedad territorial. Ese contraste en la capacidad de generación plantea un reto que no es solo técnico, sino de justicia distributiva: que la capacidad de generación regional se traduzca en acceso equitativo para todos los territorios. En el plano técnico, las alternativas incluyen la interconexión, las soluciones fotovoltaicas y las centrales híbridas, que combinan dos o más fuentes de energía como la solar y la eólica con sistemas de almacenamiento en un solo punto de conexión. La magnitud de esta brecha se refleja en la calidad del servicio. En el Chocó, gran parte de las comunidades de las ZNI recibe energía solo entre una y ocho horas diarias, con un suministro sostenido en generación diésel de alto costo que depende del transporte fluvial del combustible (IPSE, 2025). Una prestación tan limitada no constituye un acceso pleno, ya que restringe la actividad productiva, la refrigeración de alimentos y medicamentos y los servicios de salud y educación en las comunidades.

Esta dependencia del diésel, sumada a la dispersión de la población, abre a la vez una oportunidad, la de repensarse formas diferentes de suplir las necesidades energéticas, como puede ser la generación distribuida con fuentes no convencionales de energía renovable. Durante los ejercicios participativos regionales, los actores locales priorizaron la mejora en la continuidad del servicio y la reducción en la dependencia del diésel en el transporte fluvial sobre ecosistemas sensibles. Cerrar esa brecha con enfoque diferencial y participación de las comunidades permite que la transición contribuya a la garantía de derechos y a la reducción de la pobreza energética (MME, 2024).

1.6.3 Gobernanza del oro y pasivos ambientales: minería

La región dispone de una riqueza hídrica y aurífera de gran magnitud, cuya gestión sostenible constituye una oportunidad para el ordenamiento territorial y el fortalecimiento de la gobernanza. El nexo entre la minería informal, el uso del mercurio y la afectación de las fuentes hídricas, concentra buena parte de la conflictividad ambiental y económica de la región, con incidencia sobre los ríos Atrato, Nechí y Cauca (Defensoría del Pueblo, 2025).

La actividad minera desarrollada bajo distintas modalidades incide en la calidad de los ríos, en la cobertura boscosa y en la biodiversidad, a la vez que una parte de sus rentas es captada por economías ilegales, lo que debilita la gobernanza territorial. En la cuenca del Atrato, las hectáreas afectadas por minería pasaron de 48.000 en 2016 a más de 108.800 en 2023, con subcuencas como la del río Quito con niveles altos de deforestación (Defensoría del Pueblo, 2025).

El reconocimiento del río Atrato como sujeto de derechos ofrece un marco institucional para orientar estas oportunidades de gestión (Corte Constitucional, 2016). Sobre esa base, la articulación de la planeación con la formalización del minero artesanal, la restauración de las áreas degradadas y la transparencia en el licenciamiento, se perfilan y se perciben como rutas

para transformar un pasivo ambiental en una agenda de gobernanza del recurso hídrico y minero, con criterios de participación y enfoque diferencial.

1.6.4 Equidad étnica, de género y del cuidado en la transición

La región Antioquia posee una diversidad étnica y cultural que constituye un activo para una transición energética con legitimidad territorial. El Chocó es mayoritariamente afrodescendiente y alberga pueblos indígenas, con formas propias de gobierno y de relación con el territorio (DANE, 2019). Atender esa diversidad supone entender la equidad energética más allá del acceso al servicio implica la participación efectiva de las comunidades en las decisiones y el reconocimiento de sus saberes y formas de organización en la planeación.

Del mismo modo, las mujeres cumplen un papel central. Soportan los efectos del desplazamiento y la informalidad, y asumen buena parte de la economía del cuidado, a la vez que lideran la defensa del territorio y del agua (MME, 2024). La evidencia nacional respalda esta desigualdad estructural: más de la mitad de las mujeres ocupadas trabaja en la informalidad, condición que implica no cotizar a seguridad social ni pensión, proporción que se eleva de manera considerable en el área rural dispersa (DANE, 2024). A ello se suma su baja participación en los espacios de decisión, donde solo el 23% de los líderes de organizaciones comunales son mujeres, pese a representar el 41% de sus integrantes (MME, 2024).

Cerrar estas brechas exige incorporar el enfoque diferencial y de género como criterio de diseño de la transición, ello implica la participación de la toma de decisiones libre e informada, y la participación efectiva de las comunidades étnicas, promover la formación técnica y el empleo verde para las mujeres, y reconocer y remunerar el trabajo de cuidado y el de las mujeres mineras artesanales. Así, la transición energética justa se percibe como una oportunidad para fortalecer la gobernanza étnico-territorial y la equidad de género en la región.

1.7 Región Suroccidente

La región suroccidente de Colombia, comprende los departamentos de Nariño, Putumayo, Caquetá, Cauca, Huila, Valle de Cauca, Tolima, Caldas, Risaralda y Quindío, y se caracteriza por una diversidad geográfica, económica y sociodemográfica estratégica para la productividad y la conectividad del país. Este territorio abarca ecosistemas que van desde el litoral Pacífico y la cordillera de los Andes hasta las cuencas del Amazonas y la Orinoquía. Cuenta con presencia de comunidades indígenas, afrodescendientes y campesinos, cuyas economías agrícolas, pecuarias y de la caña, el café, el arroz, entre otros, constituyen tanto un modelo productivo como un sistema de relaciones culturales y territoriales.

Sobre esta base de recursos, la región dispone de márgenes amplios para fortalecer el acceso equitativo al servicio, la seguridad de las comunidades, las oportunidades económicas y el aprovechamiento de su potencial energético. En esa dirección, y según el ejercicio de Mapa

Vivo desarrollado en el municipio de Pereira, la comunidad manifiesta interés en fortalecer la convivencia y la seguridad en los entornos urbanos y rurales, ampliar las oportunidades de empleo y formación en particular para jóvenes y mujeres, mejorar el manejo de los residuos y el cuidado de las fuentes hídricas, y avanzar hacia un acceso energético más equitativo y hacia el reconocimiento del papel de la mujer en el territorio.

A partir de estos elementos, y en articulación con la información documental de la región, se perfilan rutas orientadas al fortalecimiento del acceso y la infraestructura energética, la valorización energética de la biomasa y los residuos, la diversificación de la matriz mediante fuentes no convencionales y la incorporación de esquemas de economía circular con enfoque social y de género, en concordancia con las vocaciones de cada departamento, los instrumentos de planeación y la política de transición energética justa.

1.7.1 Contexto Energético

El Suroccidente presenta una de las matrices energéticas más diversificadas del país, donde convergen combustibles fósiles, biomasa de la agroindustria de la caña de azúcar, especialmente el bagazo utilizado en cogeneración (Asocaña, 2024), biocombustibles y generación hidroeléctrica. Esta diversidad le otorga un perfil energético único, con una mayor participación de fuentes renovables y menor dependencia de combustibles fósiles.

La región lidera el consumo nacional de energía debido a la presencia de corredores industriales, agroindustriales y de transporte, y concentra la producción de alcohol carburante, consolidándose como referente de integración entre agricultura y transición energética. Sin embargo, persiste un consumo significativo de leña en zonas rurales (UPME, 2026), lo que evidencia la necesidad de ampliar el acceso a tecnologías de cocción limpia y fortalecer políticas de transición energética con enfoque social y territorial.

1.7.2 Acceso energético

La región dispone de recursos energéticos primarios y una base productiva diversificada que sustenta el desarrollo socioeconómico territorial. Esta diversidad se refleja en la coexistencia de territorios conectados al SIN y de zonas que operan mediante esquemas autónomos de generación, lo que constituye el punto de partida para consolidar un modelo energético equitativo y adaptado a las condiciones de cada territorio.

Este eje resulta prioritario porque el acceso a la energía opera como condición habilitante de otros derechos y actividades: de él dependen la prestación de servicios de salud y educación, la conservación de alimentos y medicamentos, la conectividad digital y la productividad de las economías locales. En consecuencia, las diferencias en la calidad y continuidad del servicio no se limitan al ámbito energético, sino que inciden en las oportunidades de desarrollo de cada territorio.

Estas diferencias se concentran en las zonas rurales dispersas y en los territorios más alejados de la red. Allí, la prestación mediante esquemas autónomos, la dispersión de la población y las

distancias frente a la infraestructura existente, configuran la oportunidad de desplegar soluciones de generación distribuida con fuentes no convencionales de energía renovable, que pueden mejorar la continuidad del servicio y reducir los costos de operación y el transporte de combustible por vías terrestres y fluviales (IPSE, 2025).

1.7.3 Financiamiento y equidad en la transición energética

Persisten limitaciones financieras y fallas estructurales en el territorio que condicionan el avance del sector energético regional. La comunidad señaló la conveniencia de fortalecer el respaldo a la política pública para acompañar la reconversión energética de las pequeñas y medianas empresas (pymes) y de moderar los costos de inversión inicial en los hogares de estratos 1 y 2, así como de mejorar la red de distribución y reducir las conexiones no autorizadas, como condiciones para ampliar la cobertura y la calidad del servicio.

El norte del Cauca ilustra la pertinencia de un enfoque de equidad con criterio territorial y diferencial. La experiencia de la represa de Salvajina, evidencia la importancia de articular la planeación de la generación con la gestión del recurso hídrico, la protección ambiental y los mecanismos de participación y consulta previa con las comunidades afrodescendientes e indígenas (Moreira, 2025). Incorporar estas consideraciones desde el diseño de los proyectos constituye una oportunidad para fortalecer su sostenibilidad social y su legitimidad en el territorio.

1.7.4 Diversificación tecnológica y economía circular

La región dispone de una base agrícola y pecuaria diversificada y una generación constante de residuos orgánicos e inorgánicos que, gestionados adecuadamente, constituyen recursos con potencial energético. Reconocer ese potencial y orientarlo hacia la diversificación de la matriz energética local y la incorporación de esquemas de economía circular, en los que los residuos dejan de ser un pasivo ambiental para convertirse en insumo de generación.

La región cuenta con condiciones favorables para el desarrollo de bioenergéticos a partir de biomasa residual. Sectores agrícolas y pecuarios como la caña de azúcar, el café, el arroz y la palma presentes en departamentos como Valle del Cauca, Cauca, Huila, Tolima, Nariño y Putumayo generan volúmenes significativos de residuos aprovechables. En el caso de la agroindustria de la caña, esos residuos ya sustentan procesos de cogeneración: en 2023 los ingenios generaron 1.800 GWh y entregaron 811 GWh de excedentes al SIN, con una capacidad instalada de 370,1 MW (Asocaña, 2024). Adicionalmente, el sector estima un potencial de biogás a partir de la vinaza equivalente al 40% del consumo de gas residencial del Valle del Cauca, con opciones de uso en calderas, transporte e inyección a la red domiciliaria (Asocaña, 2024). La comunidad manifiesta un manejo inadecuado de los residuos sólidos, esta situación abre la oportunidad de incorporar tecnologías de aprovechamiento energético de residuos y de valorización de la biomasa. De este modo, un reto de gestión ambiental se convierte en una fuente potencial de suministro y en un vector de economía circular.

Adicionalmente, la incorporación de nuevas tecnologías energéticas, generación distribuida, aprovechamiento de biomasa, modifica las competencias y los perfiles laborales que demanda el territorio. La comunidad manifiesta la necesidad de fortalecer la formación en energías renovables y eficiencia energética, de ampliar el apoyo financiero a las pequeñas y medianas empresas para la transición y de generar oportunidades laborales, en particular para jóvenes y mujeres, incluidas las del sector energético.

La incorporación de nuevas tecnologías energéticas modifica las competencias y los perfiles laborales que demanda el territorio. La necesidad de fortalecer la formación en energías renovables, ampliar el apoyo a las pymes y generar oportunidades laborales para jóvenes y mujeres es una realidad que busca fortalecer las capacidades locales y la formación técnica, según las vocaciones de cada departamento, lo que permite que los beneficios de la transición se queden en el territorio (MME,2024)

1.7.5 Equidad de género y economía del cuidado en la transición

La transición energética no es neutral en términos de género, reconocer y valorar el trabajo de cuidado es una condición para que sus beneficios se distribuyan de manera equitativa. Las mujeres de la región, en especial las zonas rurales, enfrentan desigualdades estructurales. La comunidad manifiesta la alta informalidad laboral femenina, las limitadas ofertas de empleo en el sector energético y la falta de reconocimiento al trabajo de las mujeres mineras artesanales. Esta percepción es consistente con la evidencia nacional: más de la mitad de las mujeres ocupadas trabaja en la informalidad 53,1% en el trimestre abril-junio de 2024, condición que implica no cotizar a seguridad social ni pensión, y la informalidad alcanza el 84,2% en los centros poblados y el área rural dispersa. A ello se suma una tasa de desempleo femenino superior a la masculina 12,9% frente a 8,4% (DANE, 2024).

Al mismo tiempo, las mujeres cumplen un papel central en la economía del cuidado y en la gestión de la energía en el hogar: la ampliación de la cobertura eléctrica puede reducir el tiempo que dedican a las tareas de cuidado, y su mayor participación en las decisiones de consumo se asocia a un uso más eficiente de la energía (MME, 2024). Esto convierte el enfoque de género en un factor de eficiencia y equidad.

Cerrar estas brechas exige incorporar el enfoque de género como criterio de diseño de la transición, formación técnica de mujeres en las nuevas tecnologías energéticas, promoción del empleo verde con equidad, reconocimiento y remuneración del trabajo de cuidado, y participación efectiva de las mujeres en los espacios de decisión energética del territorio.

1.8 Región Caribe

La región Caribe de Colombia comprende los departamentos de Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre, constituye uno de los territorios estratégicos para el

PEN, al combinar un elevado potencial para el desarrollo de fuentes no convencionales de energía renovable con profundas heterogeneidades territoriales, sociales, económicas e institucionales que condicionan la implementación de una transición energética justa. Para efectos del presente ejercicio, comprende los departamentos de Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre, los cuales comparten dinámicas históricas y geográficas, aunque presentan diferencias significativas en sus estructuras productivas, capacidades institucionales y condiciones de desarrollo.

Asimismo, reúne una amplia diversidad de ecosistemas costeros, marinos, de bosque seco tropical y zonas semiáridas, que determinan la disponibilidad de recursos naturales y distintos niveles de vulnerabilidad frente al cambio climático. En este contexto, se proyecta que la disminución de las precipitaciones podría intensificar el estrés hídrico, la erosión costera y los impactos sobre la seguridad alimentaria, lo que resalta la importancia de integrar criterios de adaptación, gestión del riesgo y ordenamiento territorial en la planificación energética regional (IDEAM, 2024).

1.8.1 Contexto Energético

La región Caribe concentra la mayor producción de carbón mineral del país, sustentada en los complejos mineros de Cesar y La Guajira. Esta especialización la posiciona como uno de los principales polos energéticos de Colombia y como eje de las exportaciones de carbón. Su economía se apoya en la minería y en la infraestructura portuaria que moviliza la mayoría de las exportaciones e importaciones de energéticos. Además, alberga una parte significativa de la capacidad nacional de refinación y generación termoeléctrica.

El consumo energético regional está dominado por combustibles líquidos y gas natural, impulsados por el transporte, la industria, la petroquímica, la producción de cemento y la demanda residencial, estrechamente vinculada a las condiciones climáticas. La región también concentra una fracción importante de la producción nacional de gas natural, lo que refuerza la alta participación de combustibles fósiles en su matriz.

En contraste, la matriz eléctrica combina generación termoeléctrica a carbón y gas con una creciente incorporación de fuentes renovables no convencionales, especialmente energía eólica y solar en La Guajira, Cesar y Atlántico. Este proceso convierte al Caribe en uno de los principales polos de expansión de las energías renovables en Colombia (OPS, 2026).

La elevada dependencia de las exportaciones de carbón plantea grandes desafíos frente a la transición energética global. Por ello, resulta estratégico avanzar en la diversificación económica y en el fortalecimiento de nuevas cadenas productivas vinculadas a energías limpias y logística energética, garantizando resiliencia y competitividad en el largo plazo.

1.8.2 Capacidades territoriales y aprovechamiento de los recursos energéticos locales.

La evidencia territorial pone de manifiesto un amplio interés por fortalecer las capacidades locales para producir, gestionar y aprovechar los recursos energéticos disponibles en la región. Las discusiones resaltaron el potencial de tecnologías como la energía solar, eólica, hídrica y el aprovechamiento energético de la biomasa, acompañado de propuestas orientadas a promover comunidades energéticas, esquemas de autogeneración y modelos descentralizados de producción. Más allá de la disponibilidad de recursos naturales, los aportes recogidos evidencian que la transición energética es entendida como una oportunidad para fortalecer la autonomía de los territorios mediante el desarrollo de capacidades técnicas, organizativas y comunitarias que permitan una participación más activa en la gestión de la energía.

Esta visión encuentra sustento en los avances recientes de la región Caribe en materia de democratización energética. El MME ha impulsado la implementación de comunidades energéticas, particularmente en La Guajira, donde al cierre de 2024 se reportó la materialización de 148 comunidades energéticas, orientadas a ampliar el acceso al servicio y fortalecer la participación de las comunidades en la producción y gestión de la energía (MME, 2024). Asimismo, iniciativas como la comunidad energética Sol de Perijá y las inversiones destinadas a garantizar el suministro continuo de energía para comunidades indígenas wayúu evidencian el potencial de los esquemas descentralizados para reducir brechas de acceso, fortalecer las capacidades locales y avanzar hacia modelos de gestión energética con mayor apropiación territorial (MME, 2024; MME, 2025).

En términos de planeación energética, estos resultados muestran que el aprovechamiento del potencial energético del Caribe no solo depende de la disponibilidad de recursos naturales, sino también de la capacidad de los territorios para apropiarse de las tecnologías, fortalecer sus capacidades institucionales y consolidar mecanismos de gobernanza que favorezcan una participación efectiva de los actores locales. En este sentido, los planteamientos recogidos durante el proceso participativo convergen con los objetivos del PEN relacionados con la transición energética justa, el fortalecimiento de capacidades para la apropiación tecnológica y la democratización de la energía, al reconocer que el desarrollo de proyectos energéticos debe acompañarse de procesos de formación, asistencia técnica, organización comunitaria y fortalecimiento institucional que permitan a las comunidades participar activamente en los beneficios derivados de la transición energética.

1.8.3 Gobernanza y participación para la gestión energética.

Otro eje recurrente corresponde al fortalecimiento de la gobernanza territorial. Los aportes destacan la importancia de consolidar mecanismos permanentes de diálogo entre instituciones y comunidades, fortalecer los espacios de participación ciudadana y mejorar el acceso a la información sobre los proyectos energéticos. Asimismo, se identifica la necesidad de promover procesos de formación y apropiación social del conocimiento que permitan a los diferentes

actores participar de manera informada en la planeación y seguimiento de las iniciativas energéticas. En conjunto, estos planteamientos reflejan que la participación es concebida como un componente permanente de la gestión energética y no únicamente como un requisito asociado a la ejecución de proyectos específicos.

Los planteamientos recogidos durante el proceso participativo son consistentes con los avances recientes en la institucionalización de mecanismos de gobernanza para la transición energética. En La Guajira, el MME promovió la suscripción del Pacto por la Transición Energética Justa, en el que participaron autoridades tradicionales wayúu, empresas desarrolladoras de proyectos de energías renovables, entidades públicas y organizaciones sociales, con el propósito de fortalecer el diálogo y la construcción conjunta de acuerdos (MME, 2023). Posteriormente, el Gobierno nacional institucionalizó el modelo tripartito como un mecanismo permanente de articulación entre comunidades, Estado y sector empresarial para facilitar el desarrollo de proyectos estratégicos en el departamento (MME, 2026). De manera complementaria, la UPME (2024) señala que el desarrollo de la transición energética en el Caribe requiere procesos de gobernanza que reconozcan las particularidades sociales, culturales y territoriales, promuevan la participación temprana de las comunidades, respeten sus formas de organización y fortalezcan relaciones de confianza entre los diferentes actores involucrados.

En términos de planeación energética, estos resultados evidencian que la gobernanza constituye un componente estructural de la transición energética y no un elemento accesorio de su implementación. En consecuencia, el fortalecimiento de las capacidades institucionales, la coordinación interinstitucional y la consolidación de espacios permanentes de diálogo territorial se convierten en condiciones indispensables para reducir conflictos, fortalecer la legitimidad de las decisiones y favorecer el desarrollo de proyectos energéticos acordes con las dinámicas y prioridades de cada territorio. En este sentido, los aportes del proceso participativo reconocen que la sostenibilidad de las transformaciones energéticas depende de la construcción de acuerdos entre los diferentes actores y de una participación efectiva de las comunidades a lo largo de todo el ciclo de planeación, implementación y seguimiento de las iniciativas.

1.8.4 Transición energética como oportunidad para el desarrollo comunitario

Las discusiones evidencian una visión de la transición energética estrechamente vinculada con el fortalecimiento del desarrollo local. Las propuestas formuladas incluyen el impulso de economías comunitarias, el desarrollo de iniciativas productivas locales, el aprovechamiento energético de residuos, la creación de redes de cooperación entre actores territoriales y la implementación de mecanismos de apoyo para iniciativas comunitarias. En este sentido, la transición energética es concebida como una oportunidad para dinamizar procesos productivos, fortalecer emprendimientos locales y generar beneficios que contribuyan al

bienestar de las comunidades, más allá de la incorporación de nuevas tecnologías de generación.

Esta perspectiva resulta especialmente relevante en el contexto socioeconómico de la región Caribe. De acuerdo con el DANE (2025), durante el primer semestre de 2025 la región registró una tasa de desocupación del 10,5%, mientras que la pobreza multidimensional continúa afectando de manera significativa a varios de sus departamentos, con incidencias particularmente altas en La Guajira, Córdoba y Sucre (DANE, 2025). Estas condiciones evidencian la necesidad de que la transición energética contribuya no solo a la transformación de la matriz energética, sino también a la generación de oportunidades económicas, el fortalecimiento del empleo local y la diversificación de las actividades productivas. En esta misma línea, el MME ha señalado que las comunidades energéticas buscan fortalecer la autonomía territorial y contribuir al desarrollo económico y social de las comunidades beneficiarias, mediante la generación de valor social y ambiental y el fortalecimiento del ejercicio de derechos fundamentales (MME, 2024).

En términos de planeación energética, estos resultados ponen de manifiesto que el desarrollo de proyectos energéticos debe concebirse como un instrumento para promover el desarrollo territorial sostenible. Esto implica incorporar estrategias que fortalezcan los encadenamientos productivos, impulsen el emprendimiento local y faciliten la generación de beneficios compartidos por las comunidades, de manera que la transición energética contribuya efectivamente a reducir las brechas socioeconómicas y fortalecer la resiliencia de los territorios. En conjunto, los hallazgos evidencian que la sostenibilidad de la transición energética dependerá también de su capacidad para fortalecer las economías comunitarias, consolidar procesos productivos locales y generar beneficios compartidos que mejoren las condiciones de vida de la población.

1.8.5 Mujeres como agentes de la transición energética territorial.

Las discusiones desarrolladas durante el taller evidenciaron la importancia de fortalecer la participación de las mujeres como actrices estratégicas de la transición energética en los territorios. Entre las principales propuestas se destacó el impulso del liderazgo femenino en las comunidades energéticas, el desarrollo de procesos de formación y capacitación liderados por mujeres, su incorporación en los comités de desarrollo y control social, así como la promoción de mecanismos que garanticen una participación más amplia en los espacios de decisión relacionados con la planeación y gestión energética. De manera complementaria, los participantes resaltaron el papel de las mujeres en la promoción de prácticas de ahorro y uso eficiente de la energía dentro de las comunidades, reconociéndolas como agentes clave para la apropiación social de la transición energética.

Esta visión encuentra respaldo en los avances recientes de la política energética nacional, que ha incorporado el enfoque de género como un componente transversal de la transición energética justa. En este marco, el Ministerio de Minas y Energía ha promovido estrategias

orientadas a fortalecer la participación de las mujeres en el sector energético y a reconocer su contribución en los procesos de gestión comunitaria de energía. Asimismo, la UPME ha señalado que la incorporación del enfoque de género permite ampliar las capacidades territoriales, mejorar la gobernanza y fortalecer la sostenibilidad de los proyectos energéticos mediante una participación más representativa e incluyente (UPME, 2024; MME, 2020).

En términos de planeación energética, estos resultados evidencian que la transición energética requiere incorporar estrategias que promuevan la inclusión social y fortalezcan el liderazgo de las mujeres en todas las etapas de los proyectos energéticos, desde su diseño hasta su implementación y seguimiento. Esto implica generar condiciones para una participación efectiva en los procesos de toma de decisiones, fortalecer las capacidades locales y reconocer el conocimiento y la experiencia de las mujeres como elementos que contribuyen a mejorar la legitimidad, apropiación y sostenibilidad de las transformaciones energéticas en los territorios.

1.9 Región Nordeste

La región Nordeste comprende los departamentos de Norte de Santander, Santander, Boyacá, Casanare y Arauca. Su agrupación responde a la existencia de dinámicas estratégicas para el sistema energético nacional, asociadas a la producción de hidrocarburos, la disponibilidad de recursos naturales, la presencia de ecosistemas estratégicos y la articulación entre la región Andina y la Orinoquía.

La región presenta una elevada diversidad territorial y ambiental, pues convergen los ecosistemas de alta montaña de la cordillera Oriental con los paisajes de piedemonte y sabana de la Orinoquía. Configurando territorios con características ambientales y productivas diferenciadas. Se manifiesta que Boyacá concentra la mayor extensión de páramos del país y Santander la tercera. A su vez, Arauca y Casanare se caracterizan por amplias sabanas y piedemontes con abundantes recursos naturales y una marcada vocación agropecuaria y de explotación de hidrocarburos. La condición fronteriza de Norte de Santander y Arauca incorpora, además, dinámicas económicas, sociales y de seguridad particulares.

Desde el punto de vista económico, existe una marcada heterogeneidad entre departamentos. Santander posee una estructura productiva diversificada, basada en actividades industriales, comerciales y de servicios, mientras Boyacá combina una importante vocación agropecuaria con actividades mineras e industriales. En contraste, Casanare y Arauca mantienen una elevada dependencia de la producción de petróleo y gas natural, actividades que representan una fuente significativa de empleo, ingresos fiscales y regalías. Norte de Santander, por su parte, presenta una economía influenciada por su condición fronteriza con Venezuela, con avances en diversificación productiva, pero también con desafíos asociados a menores niveles de ingreso y competitividad frente al resto de la región (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2025).

Este contexto convierte al Nordeste en uno de los principales soportes del abastecimiento energético nacional. Casanare concentra una parte significativa de las reservas y de la producción de gas natural del país, mientras Arauca se ha consolidado como el tercer productor nacional de petróleo (U. Externado, 2024; Resource Governance Institute, 2023). Esta especialización productiva fortalece la seguridad energética nacional, pero también plantea retos para la transición energética justa debido a la elevada dependencia económica de las actividades extractivas (MME, 2022).

Aunque entre 2023 y 2024 todos los departamentos redujeron la pobreza multidimensional (DANE, 2025), persisten desafíos relacionados con el empleo y la diversificación económica. En 2025, Santander, Norte de Santander y Boyacá registraron tasas de desocupación superiores al promedio nacional (8,9 %), lo que evidencia la necesidad de avanzar hacia una estructura productiva menos dependiente de las actividades extractivas y con mayores oportunidades de desarrollo, objetivo al que puede contribuir la transición energética justa.

1.9.1 Contexto Energético

La región Nordeste constituye el principal centro de producción y transformación de hidrocarburos del país. Combina una importante extracción de petróleo y gas natural con la mayor infraestructura de refinación, concentrando cerca de la mitad de la producción nacional de energéticos secundarios (UPME, 2026). Sus complejos industriales abastecen al mercado interno con diésel, gasolina y fuel oil, consolidando su papel estratégico en la seguridad energética nacional.

El consumo final refleja una economía diversificada, donde el transporte sigue siendo el principal demandante de energía, complementado por los sectores industrial, residencial y minero. El rol estratégico del Nordeste hace indispensable fortalecer la resiliencia de su infraestructura y avanzar hacia procesos de modernización industrial que integren biocombustibles avanzados, hidrógeno de bajas emisiones y tecnologías de captura de carbono, garantizando al mismo tiempo la protección del empleo asociado al sector energético (Gobierno de Colombia, 2021).

1.9.2 Seguridad energética y transformación de economías dependientes de hidrocarburos.

La región Nordeste ocupa un lugar estratégico dentro del sistema energético colombiano al concentrar una parte significativa de la producción nacional de petróleo y gas natural, especialmente en los departamentos de Casanare y Arauca. Esta condición la convierte en un territorio fundamental para la seguridad energética del país, pero también en uno de los más expuestos a los desafíos derivados de la transición energética justa. La alta dependencia de las actividades extractivas para la generación de empleo, ingresos fiscales y regalías, plantea la necesidad de avanzar hacia procesos graduales de diversificación económica que permitan

reducir la vulnerabilidad de los territorios frente a la disminución esperada de la producción de hidrocarburos. En este contexto, la transición energética trasciende la transformación de la matriz energética y supone, además, la construcción de nuevas capacidades productivas que contribuyan a mantener el dinamismo económico regional y fortalecer la resiliencia de las economías locales.

Esta realidad se encuentra presente en los principales instrumentos de política pública sobre transición energética justa. Por ejemplo, el diagnóstico base de la Estrategia Nacional para una Transición Energética Justa identifica a Casanare, Arauca y, en menor medida, Boyacá y Norte de Santander como territorios con una alta dependencia de las actividades de hidrocarburos y minería, debido a la importancia que estos sectores tienen en la generación de empleo, los encadenamientos productivos, los ingresos fiscales y las regalías que sustentan el desarrollo territorial (MME, 2023).

A ello se suma que Casanare concentra una parte significativa de las reservas y de la producción nacional de gas natural, mientras que Arauca se mantiene como uno de los principales departamentos productores de petróleo del país. En este contexto, la transición energética plantea el desafío de avanzar hacia una diversificación económica que preserve y genere empleo digno, que fortalezca nuevas oportunidades productivas y que reduzca gradualmente la dependencia de las actividades extractivas, sin comprometer la seguridad energética nacional.

En términos de planeación energética, estos elementos ponen de manifiesto la necesidad de diseñar estrategias diferenciadas para los territorios con alta dependencia de los hidrocarburos, orientadas a fortalecer la diversificación productiva, promover la innovación y facilitar procesos de reconversión económica compatibles con las condiciones y capacidades de cada departamento. En este sentido, la sostenibilidad de la transición energética en la región no solo depende de la incorporación de nuevas tecnologías, sino de la capacidad de generación de alternativas de desarrollo que preserven el bienestar de las comunidades y fortalezcan la resiliencia económica de la región.

1.9.3 Ordenamiento territorial y sostenibilidad ambiental.

La región Nordeste concentra una elevada diversidad ambiental y productiva que condiciona las decisiones sobre el desarrollo energético de largo plazo. En ella convergen ecosistemas estratégicos, territorios con una importante producción de hidrocarburos, zonas fronterizas con dinámicas sociales y económicas particulares y áreas con vocación agropecuaria y minera. Esta heterogeneidad territorial evidencia que la planeación energética debe articularse con el ordenamiento territorial y la gestión ambiental, de manera que las decisiones sobre el aprovechamiento de los recursos energéticos sean compatibles con la protección de los ecosistemas y los distintos usos del territorio.

La protección del capital natural constituye un aspecto determinante para la planeación energética de la región. Boyacá y Santander albergan algunos de los complejos de páramo más

importantes del país, esenciales para la regulación hídrica y el abastecimiento de agua. Paralelamente, territorios como el Catatumbo y Arauca enfrentan procesos persistentes de deforestación asociados a dinámicas de conflictividad territorial (IDEAM/SMBYC, 2022). Estas condiciones evidencian que el desarrollo energético de la región debe considerar las restricciones y potencialidades ambientales del territorio, de manera que sea posible proteger los ecosistemas estratégicos y garantizar un uso sostenible del suelo y del recurso hídrico.

En términos de planeación energética, estas condiciones ponen de manifiesto la necesidad de fortalecer instrumentos que permitan armonizar el desarrollo de proyectos energéticos con la protección del capital natural y las diferentes vocaciones del territorio. Esto implica incorporar criterios ambientales y territoriales desde las etapas de planificación, con el fin de anticipar posibles conflictos por el uso del suelo, proteger los servicios ecosistémicos y promover un desarrollo energético compatible con las particularidades ambientales de los departamentos que conforman la región Nordeste.

1.9.4 Fortalecimiento de capacidades técnicas para la transición energética.

El fortalecimiento de las capacidades técnicas, científicas e institucionales constituye un elemento fundamental para acompañar la transición energética en la región Nordeste. Si bien departamentos como Santander y Boyacá cuentan con universidades, centros urbanos con capacidades industriales, infraestructura logística y un mayor desarrollo de los ecosistemas de innovación, estas fortalezas no se distribuyen de manera homogénea entre los territorios de la región. En consecuencia, la capacidad para aprovechar las oportunidades derivadas de la transición energética depende, en buena medida, de la consolidación de capacidades locales que permitan impulsar procesos de innovación, formación de talento humano y desarrollo tecnológico.

Ahora bien, las brechas de capacidades territoriales se reflejan en los indicadores de innovación del país. De acuerdo con el Índice Departamental de Innovación para Colombia (IDIC), Santander y Boyacá registran desempeños superiores al promedio nacional, mientras que Norte de Santander, Casanare y Arauca presentan mayores rezagos en aspectos como infraestructura para la innovación, fortalecimiento institucional y generación de conocimiento (DNP y Observatorio Colombiano de Ciencia y Tecnología, 2021; MinCiencias, 2024). Estas diferencias condicionan la capacidad de los territorios para participar en los nuevos encadenamientos productivos asociados a la transición energética, atraer inversión, desarrollar capacidades tecnológicas y generar empleo con mayor valor agregado, lo que pone de manifiesto la necesidad de fortalecer el talento humano, la investigación y la articulación entre la academia, el sector productivo y las instituciones públicas.

En términos de planeación energética, lo anterior supone promover estrategias diferenciadas que reconozcan las capacidades y necesidades de cada territorio. Además del despliegue de infraestructura energética, la transición requerirá fortalecer la formación del capital humano, la

articulación entre la academia, el sector productivo y las entidades públicas, así como la generación de capacidades institucionales que permitan implementar y sostener las transformaciones energéticas en el largo plazo.

1.10 Región Oriente

Para efectos del presente ejercicio de regionalización del PEN, la región Oriente comprende los departamentos de Guaviare, Meta, Cundinamarca y Bogotá D.C. Esta delimitación responde a un criterio metodológico adoptado en términos operativos, con el “Área Oriental” del SIN definida por el operador del mercado eléctrico XM (XM, 2025). No obstante, la región reúne realidades profundamente distintas, desde el principal centro político, económico e institucional del país hasta un territorio de frontera amazónica con baja densidad poblacional y presencia de economías ilegales.

Bogotá concentra el 25,0% del PIB nacional (DANE, 2023) y, junto con Cundinamarca, aporta cerca del 31,5% del producto interno bruto del país (Cámara de Comercio de Bogotá, 2024, consolidándose como el principal polo económico, académico y de innovación de Colombia. Cundinamarca, por su parte, combina una economía diversificada con vocación agropecuaria e industrial, y alberga ecosistemas estratégicos para el abastecimiento hídrico de la capital, entre los que se destacan los páramos de Chingaza, el cual abastece cerca del 70% del agua de Bogotá, Cruz Verde-Sumapaz y Guerrero (PNUD, 2023).

En contraste, el Meta y el Guaviare presentan estructuras económicas, poblacionales y sociales sustancialmente distintas. El Meta concentra aproximadamente el 56% de la producción petrolera nacional (ANH, 2024) y ha sido, durante las últimas dos décadas, uno de los principales soportes de la seguridad energética del país. El Guaviare, en cambio, con apenas 84.696 habitantes proyectados para 2025 (DANE, 2025) y un aporte marginal al PIB nacional (1,27 billones de pesos, DANE, 2023), constituye un territorio de frontera amazónica caracterizado por su condición de Zona No Interconectada (ZNI), altos niveles de pobreza y una posición crítica dentro del denominado “arco de deforestación” amazónico.

En materia de pobreza, el Índice de Pobreza Multidimensional (IPM) 2024 confirma esta asimetría: mientras Bogotá presenta la incidencia más baja de la región (5,4%) y Cundinamarca se ubica por debajo del promedio nacional (7,4 % frente a 11,5 % nacional), el Meta se aproxima al promedio del país (10,4%) y el Guaviare presenta una incidencia de 21,3%, casi el doble del promedio nacional (DANE, 2024)

Esta convivencia entre uno de los principales centros urbanos y de innovación de América Latina y un territorio de frontera amazónica con altos niveles de pobreza energética plantea un reto particular para la planeación de largo plazo: la región Oriente exige, de manera simultánea, respuestas de gran escala para sostener la demanda eléctrica del centro del país y soluciones

diferenciadas y descentralizadas para cerrar las brechas de acceso, calidad y asequibilidad energética en sus territorios más rezagados.

1.10.1 Contexto Energético

La región Oriente constituye uno de los principales núcleos productores de hidrocarburos del país. En el departamento del Meta se concentran las mayores reservas y campos de producción de petróleo y gas natural, consolidando históricamente su papel como abastecedor de energía primaria para el mercado nacional y las exportaciones. Aunque su perfil está claramente orientado a la extracción, también participa en la producción de electricidad, coque y biodiésel. El consumo regional se caracteriza por una alta participación de combustibles líquidos y gas natural, asociados tanto al transporte como a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

La fuerte dependencia del sector petrolero convierte a la región Oriente en un territorio prioritario para diseñar estrategias de reconversión productiva y diversificación económica, con el fin de reducir su vulnerabilidad frente a escenarios de descarbonización y la disminución de la demanda mundial de combustibles fósiles.

1.10.2 Transición justa frente al declive de la economía petrolera del Meta

El Meta concentra aproximadamente el 56 % de la producción petrolera nacional y aporta cerca del 43% de la producción de Ecopetrol en el país (ANH, 2024) lo que ha convertido al departamento en uno de los principales soportes de la seguridad energética y fiscal del país durante las últimas dos décadas. No obstante, esta misma condición expone al departamento a un riesgo estructural frente a la transición energética: las regalías petroleras del Meta cayeron de más de un billón de pesos anuales durante la bonanza de 2007-2012 a apenas 106.000 millones de pesos en 2025, como resultado del declive de sus principales campos productores. El campo Rubiales, en Puerto Gaitán, pasó de producir 213.000 barriles diarios en 2013 a 92,8 barriles en el segundo trimestre de 2025; el campo Castilla descendió de 129.528 barriles diarios en 2016 a 96 barriles en la actualidad (Departamento Administrativo de Planeación del Meta, citado en Infobae, 2025).

Esta trayectoria evidencia que el Meta no se encuentra al inicio, sino en una fase avanzada de su transición energética: el reto no es prevenir un eventual declive futuro de la actividad petrolera, sino gestionar una transformación económica y fiscal que ya está en curso y que amenaza los ingresos, el empleo y las finanzas territoriales que por décadas dependen de esta actividad. En este escenario, la planeación energética debe articularse con estrategias de diversificación productiva, reconversión laboral y fortalecimiento de nuevas cadenas de valor agroindustriales, energéticas y de servicios, que permitan al departamento sostener su dinamismo económico más allá del petróleo.

1.10.3 Frontera de deforestación amazónica y economías ilegales. La energía como alternativa productiva

El Guaviare constituye uno de los territorios críticos dentro del denominado arco de la deforestación amazónica. Según cifras del IDEAM y del sistema de monitoreo de bosques y carbono (SBBYC), solo este departamento registró 16.908 hectáreas deforestadas en 2024, más del doble de las reportadas en 2023 (IDEAM, 2024), en un contexto nacional en el que la deforestación creció un 43% durante el mismo periodo. Esta dinámica convive con la persistencia de economías ilegales con cultivos como la coca (Minjusticia, 2023). La presión creciente sobre el bosque amazónico sugiere una oportunidad de vincular la ampliación del acceso a energía limpia con el fortalecimiento de las cadenas productivas encadenadas al acceso a energía como alternativas económicas asociadas al frío para la conservación de productos agropecuarios y pesqueros, el aprovechamiento de biomasa residual o el ecoturismo, de manera similar a lo identificado en regiones como el Amazonas. ya existen procesos asociados que actualmente y desde diferentes frentes institucionales se han materializado, lo que afianza la necesidad de continuar con el proceso.

1.10.4 Asimetrías institucionales y de capacidades técnicas para la transición energética

La región Oriente concentra al mismo tiempo algunas de las mayores capacidades científicas del país, pero al mismo tiempo los mayores rezagos institucionales. De acuerdo con el índice de innovación para Colombia (IDIC), en el año 2023 Bogotá ocupó el primer lugar nacional con 83,6 puntos y Cundinamarca el quinto con 55,3 puntos, mientras que el departamento de MEta y Guaviare ocuparon los puestos 13 (33,9) y 25 (22,4) respectivamente (DNP,2023). Esta brecha limita la capacidad del Meta y en particular del Guaviare para apropiarse de manera autónoma las oportunidades derivadas de la transición energética justa, y refuerza la idea de que la planeación energética debe promover mecanismos de cooperación técnica entre los departamentos de la región.

La cercanía geográfica entre los departamentos representa una oportunidad para que las capacidades científicas, académicas y técnicas concentradas en el centro del país se articulen con procesos de formación académicos, asistencia técnica, que más allá de reproducir relaciones de dependencia energética y económica, amplíen las oportunidades de fortalecimiento institucional y productivo del centro a las periferias.

1.10.5 Contrastes territoriales en la demanda

Bogotá, Cundinamarca, Meta y Guaviare conforman, junto con la red de embalses de Chivor y Guavio la denominada “Área Oriental del SIN”, uno de los principales soportes de generación hidráulica del país, lo que confirma el papel estructural de la región dentro del sistema eléctrico. Sin embargo, esta capacidad y esta demanda concentradas en el centro del país conviven con territorios que aún dependen de soluciones aisladas de generación.

El Guaviare en efecto permanece clasificado como ZNI mediante generación a diésel. Es importante destacar que la mayoría de estos usuarios ya se abastece mediante energía solar, lo que sugiere que el territorio cuenta con una base sobre la cual ampliar soluciones de generación limpia y descentralizada.

A esta dinámica se suma una presión creciente sobre el sistema, atado al crecimiento de la demanda. Existen advertencias del déficit de potencia y los retrasos en la expansión de la red de transmisión que exigen una alta demanda concentrada en el centro, aunado a capacidad de generación limitada en la periferia y crecimiento acelerado del consumo en ZNI. Estas señales plantean la necesidad de que la planeación energética no se debe limitar únicamente a expandir la interconexión eléctrica tradicional, sino a incorporar de manera escalonada esquemas como la generación distribuida, autogeneración y comunidades energéticas.

2. Estrategia para la regionalización de la demanda de energía

El capítulo anterior establece las bases conceptuales y territoriales de la regionalización del Plan Energético Nacional (PEN), evidenciando que las diferencias geográficas, climáticas, socioeconómicas y energéticas entre las regiones condicionan las trayectorias de la Transición Energética Justa (TEJ). Sobre esta base, la regionalización trasciende el diagnóstico territorial para convertirse en un componente explícito de la modelación energética.

En este contexto, la regionalización de la demanda final de energía constituye un complemento metodológico a la modelación nacional desarrollada en TOMO II del PEN. Su propósito no consiste en modificar las trayectorias de demanda ni sustituir el modelo nacional, sino distribuir territorialmente dichas proyecciones mediante la incorporación de los factores que condicionan la evolución del consumo energético en cada región. De esta manera, es posible representar patrones regionales de demanda, preservando la coherencia con los escenarios nacionales y con la estructura metodológica del PEN.

Para ello, este capítulo establece los lineamientos metodológicos para regionalizar las proyecciones nacionales de demanda de los sectores de transporte, industria, residencial y terciario, utilizando la mejor información disponible y preservando la consistencia con la modelación nacional. La estrategia parte de la información oficial disponible — balances energéticos, proyecciones económicas y demográficas, caracterizaciones tecnológicas y variables de actividad sectoriales — y adopta procedimientos diferenciados de regionalización de acuerdo con las características de cada sector. Cuando la información regional resulta insuficiente, se conservan los parámetros nacionales hasta constar con evidencia que permita sustentar diferencias territoriales, documentando de manera explícita los supuestos adoptados y las principales brechas de información.

Las secciones siguientes desarrollan las estrategias metodológicas para la regionalización de la demanda, presentando para cada sector los criterios de desagregación, las variables de actividad empleadas, las fuentes de información disponibles y las principales limitaciones identificadas. En conjunto, estas estrategias constituyen la primera aproximación metodológica para incorporar la dimensión territorial en la modelación de la demanda final de energía del PEN y establecen una base técnica para el fortalecimiento progresivo del modelo regional.

2.1. Supuestos y medidas generales

Como punto de partida para la aplicación de los lineamientos metodológicos propuestos, la regionalización de la demanda adopta un conjunto de supuestos macroeconómicos y demográficos comunes para todos los sectores analizados. Estos supuestos constituyen los

principales motores de la demanda energética y garantizan la consistencia entre las metodologías desarrolladas para los sectores de transporte, industria, residencial y terciario. Entre ellos se incluyen las proyecciones regionales del producto interno bruto (PIB), desagregadas por ramas de actividad económica según las necesidades de cada sector, las proyecciones de población urbana y rural, y la evolución del tamaño promedio de los hogares. La Tabla 1 presenta el conjunto de supuestos generales utilizados, comparando los valores observados durante el período 2023–2024 con las proyecciones empleadas para el horizonte de planeación 2025–2055, junto con las fuentes oficiales que respaldan cada una de estas variables.

Tabla 1. Supuestos económicos y poblacionales.

	Sector	Unidad	Supuesto modelado	Fuente
PIB Total (Desagregado por ramas de la actividad económica)	Agricultura	Miles de millones de pesos de 2015	Crecimiento Económico promedio 2023-2024: ● Antioquia: 1,09% ● Caribe: 0,52% ● Este: 1,16% ● Insular: -1,24% ● Nordeste: 1,17% ● Oriente: 1,34% ● Suroccidente: 1,37% ● Nacional: 1,16% Crecimiento Económico Potencial 2025-2055: ● Antioquia: 3,21% ● Caribe: 3,28% ● Este: 3,30% ● Insular: 3,27% ● Nordeste: 3,29% ● Oriente: 3,20% ● Suroccidente: 3,23% ● Nacional: 3,23%	DANE ² UPME-Fedesarrollo ³
	Construcción			
	Minería			
	Industria			
	● Hierro y acero			
	● Productos químicos			
	● Pulpa, papel e imprenta			
	● Alimentos, bebidas y tabaco			
	● Minerales no metálicos			
	● Equipos de transporte			
	● Maquinaria			
	● Madera y productos de la madera			

² Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE (2025). “Cuentas Nacionales: Producto Interno Bruto (PIB) nacional trimestral”. Bogotá, D.C., Colombia. En línea: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-trimestrales/pib-informacion-tecnica> (Consulta: Noviembre de 2025)

³ UPME - Fedesarrollo. (2023). “Estimar posibles escenarios de variables macroeconómicas como la inflación y el crecimiento económico (PIB) a ser incorporadas en los modelos energéticos como variables de incidencia y analizar la intensidad energética considerando las metas establecidas de reducción de consumo energético del PAI PROURE; para proveer información objetiva que sirva de soporte a la toma de decisiones en el mercado energético”. Octubre-Diciembre, 2023. Bogotá, Colombia. En línea: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Proyecciones_macroeconomicas_2023-12-22_UPME_3ra_Entrega_vf.pdf

	Sector	Unidad	Supuesto modelado	Fuente
	Textiles y cueros			
	Industria no especificada			
	Coquización y refinería			
	Terciario			
	Comercial			
	Público			
Población total	Rural	Número de personas	Población promedio 2023-2024: - Antioquia: 1.791.981 - Caribe: 3.373.199 - Este: 214.172 - Insular: 16.469 - Nordeste: 1.648.183 - Oriente: 1.202.287 - Suroccidente: 4.413.407 - Nacional: 12.659.706 Población promedio 2025-2055: - Antioquia: 1.748.472 - Caribe: 3.770.691 - Este: 298.798 - Insular: 13.663 - Nordeste: 1.568.037 - Oriente: 1.173.174 - Suroccidente: 4.529.760 - Nacional: 13.093.100	Cálculos a partir de DANE ⁴
	Urbana		Población promedio 2023-2024: - Antioquia: 5.644.266 - Caribe: 8.614.634 - Este: 110.727 - Insular: 46.659 - Nordeste: 4.429.770 - Oriente: 11.346.928 - Suroccidente: 9.512.708 - Nacional: 39.705.704 Población promedio 2025-2055: - Antioquia: 5.971.060 - Caribe: 9.570.124 - Este: 121.594 - Insular: 49.891 - Nordeste: 4.771.535 - Oriente: 12.060.878 - Suroccidente: 9.614.226 - Nacional: 42.169.459	

⁴ Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE (2025). "Demografía y población: Proyecciones de población". Bogotá, D.C., Colombia. En línea: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-poblacion> (Consulta: Noviembre de 2025)

	Sector	Unidad	Supuesto modelado	Fuente
Hogares	Rural	Número de personas por hogar	Personas por hogar promedio 2023-2024: ● Antioquia: 3,29 ● Caribe: 3,32 ● Este: 4,88 ● Insular: 2,46 ● Nordeste: 3,20 ● Oriente: 2,95 ● Suroccidente: 2,92 ● Nacional: 3,13 Personas por hogar promedio 2025-2055: ● Antioquia: 2,33 ● Caribe: 2,50 ● Este: 3,84 ● Insular: 2,68 ● Nordeste: 2,44 ● Oriente: 2,27 ● Suroccidente: 2,23 ● Nacional: 2,37	Cálculos a partir de DANE ⁵
	Urbano		Personas por hogar promedio 2023-2024: ● Antioquia: 2,64 ● Caribe: 3,35 ● Este: 3,23 ● Insular: 2,65 ● Nordeste: 2,91 ● Oriente: 2,61 ● Suroccidente: 2,91 ● Nacional: 2,83 Personas por hogar promedio 2025-2055: ● Antioquia: 1,96 ● Caribe: 2,67 ● Este: 2,17 ● Insular: 2,06 ● Nordeste: 2,38 ● Oriente: 1,97 ● Suroccidente: 2,14 ● Nacional: 2,18	

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del DANE

⁵ Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE (2025). "Proyecciones de viviendas y hogares". Bogotá, D.C., Colombia. En línea: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-viviendas-y-hogares> (Consulta: Noviembre de 2025)

2.2. Sector Transporte

2.2.1. Enfoque metodológico

Los elementos presentados en esta sección corresponden a lineamientos metodológicos preliminares para la regionalización del sector transporte del Plan Energético Nacional (PEN). La propuesta parte de la información histórica y de la representación nacional del sector utilizada en el PEN, junto con las referencias de consumo disponibles en el Balance Energético Colombiano (BECO), y plantea una ruta para construir una distribución territorial consistente entre las escalas nacional y regional. Para ello se prevé integrar información energética, vehicular y operativa de los diferentes modos de transporte. Su aplicación dependerá de la disponibilidad, calidad y nivel de desagregación de la información regional, por lo que los procedimientos podrán ajustarse y fortalecerse durante su implementación.

El punto de partida es la diferencia entre el nivel de desagregación disponible a escala nacional y regional. Mientras el BECO nacional presenta el consumo del transporte por modo y energético, el BECO regional reporta el consumo total del sector por región y energético, sin una distribución por modos. En consecuencia, la regionalización deberá reconstruir la distribución modal del consumo en cada región, conservando los totales regionales por energético y las referencias nacionales por modo utilizadas en el PEN.

Antes de realizar esta distribución, se propone homologar las fuentes en aspectos como el año de referencia, los energéticos considerados, entre otros. A partir de esta base común se podrán integrar fuentes como el Sistema de Información de Combustibles (SICOM) (MME, 2026), el Registro Único Nacional de Tránsito (RUNT) y las estadísticas operativas disponibles para los distintos modos (MINTRANSPORTE, 2026). Estas fuentes complementarán la información energética con variables relacionadas con el abastecimiento, la localización del parque y la actividad de transporte.

La distribución regional se plantea de forma progresiva, priorizando la información que permita relacionar directamente un consumo con un modo y un territorio. Para los componentes que no puedan identificarse de esta manera, se podrán utilizar indicadores de actividad como operaciones, pasajeros, carga, rutas o corredores, de acuerdo con la información disponible. De esta forma, las aproximaciones se aplicarían sobre la fracción del consumo que no pueda ser asignada directamente, manteniendo identificados los criterios y supuestos utilizados.

El procedimiento general será común para el sector, aunque las variables empleadas dependen de las características de cada modo. Por ejemplo, en el transporte carretero, la regionalización requerirá relacionar la energía con la distribución territorial del stock rodante, la actividad y las tecnologías consideradas en el PEN. Para los modos aéreo, férreo, fluvial y marítimo, la información operativa se utilizará principalmente para orientar la distribución regional de la energía y contrastar los resultados. En todos los casos, deberá tenerse en cuenta que el lugar

donde se registra el abastecimiento no necesariamente coincide con el territorio donde se desarrolla la actividad de transporte.

Las participaciones regionales obtenidas deberán conciliarse de forma que la suma del consumo asignado a los diferentes modos corresponda al total del sector transporte de cada región y energético y que, al agregar las regiones, se conserven las referencias nacionales utilizadas por el PEN. Cuando la información disponible no permita justificar una diferencia territorial adicional, se mantendrán las referencias nacionales o se emplearán supuestos explícitos hasta disponer de información regional suficiente.

Una vez construida la línea base regional, las trayectorias de los escenarios del PEN podrán aplicarse manteniendo la evolución nacional prevista para la demanda, las tecnologías y los energéticos del sector. Cuando exista información que sustente diferencias territoriales, las transformaciones asociadas con eficiencia energética, electrificación, sustitución de energéticos u otros cambios tecnológicos podrán presentar ritmos diferenciados entre regiones. En ausencia de evidencia regional suficiente, se mantendrá la trayectoria nacional, evitando introducir diferencias territoriales que no cuenten con un respaldo adecuado.

El resultado será una demanda regional de energía del sector transporte desagregada de acuerdo con la estructura requerida por el PEN y consistente con las referencias nacionales y regionales. Esta demanda constituirá la entrada del sector transporte al módulo de demanda de OSeMOSYS-Colombia. A medida que se disponga de información regional más completa y se fortalezcan los mecanismos de intercambio entre las entidades responsables de los registros, los lineamientos podrán incorporar un mayor nivel de detalle y reducir la dependencia de aproximaciones.

2.2.2. Inventario de datos disponibles

La regionalización del sector transporte requiere combinar las referencias energéticas del PEN y del BECO con información territorial sobre abastecimiento, parque vehicular y actividad de los diferentes modos. A continuación, en la Tabla 2, se presentan algunas de las principales fuentes de datos disponibles y necesarias para llevar a cabo la regionalización del sector transporte.

Tabla 2. Fuentes de información, variables principales y usos metodológicos para la regionalización del sector transporte.

Fuente / insumo	Cobertura y granularidad	Variables principales	Uso metodológico	Limitaciones / precauciones
PEN y BECO (UPME, 2026)	Nacional y regional; anual; modo y energético según la fuente	Demanda histórica y proyectada, consumo por modo y energético y consumo regional por energético	Establecer las referencias nacionales y regionales que debe conservar la regionalización y aplicar posteriormente las trayectorias de los escenarios	El BECO regional no presenta la misma apertura modal disponible a escala nacional
SICOM (Ministerio de Minas y Energía) (MME, 2026)	Territorial; producto, periodo y punto o agente de abastecimiento según disponibilidad	Volúmenes de gasolina, diésel, GNV, Jet Fuel y otros combustibles	Identificar patrones territoriales de abastecimiento y apoyar la apertura modal y el contraste de la distribución regional	El lugar de abastecimiento no necesariamente coincide con el territorio donde se desarrolla la actividad y algunos canales atienden más de un modo
RUNT (Ministerio de Transporte) (MINTRANSPORTE, 2026)	Nacional; información administrativa del parque con diferentes niveles de agregación territorial	Clase, servicio, localización, combustible o tecnología, año modelo y estado del registro	Distribuir territorialmente el stock rodante nacional y homologar el parque con los segmentos y tecnologías utilizados en el PEN	Los productos públicos son principalmente agregados y el detalle requerido para la regionalización debe gestionarse con el Ministerio de Transporte; el parque registrado no equivale directamente a la flota activa
ETUP, RNDC, terminales y aforos viales. (DANE, 2026) (MINTRANSPORTE, 2026)	Urbana e interregional; cobertura variable según fuente y segmento.	Vehículos en servicio, kilómetros recorridos, viajes, pasajeros, carga, origen-destino y volúmenes de tránsito.	Caracterizar la actividad del modo carretero, diferenciar intensidades de uso y representar desplazamientos entre regiones.	La cobertura y metodología no son homogéneas para todos los segmentos y territorios
Aerocivil y proyecciones de Jet Fuel de la UPME. (UPME, 2026)	Aeropuerto, ruta y territorio; operaciones y consumo energético según la fuente	Operaciones, pasajeros, carga, origen-destino y demanda de Jet Fuel	Distribuir y contrastar regionalmente la energía del transporte aéreo utilizando información de actividad y abastecimiento	No existe una relación directa entre el combustible suministrado y cada ruta, aeronave o servicio

Fuente / insumo	Cobertura y granularidad	Variables principales	Uso metodológico	Limitaciones / precauciones
Corredor y agregado nacional/regional según disponibilidad	Corredores en operación, carga, pasajeros y actividad ferroviaria	Identificar las regiones con operación férrea y construir indicadores para distribuir territorialmente la referencia energética nacional	Cuantificar y consolidar el consumo energético por corredor o región	Corredor y agregado nacional/regional según disponibilidad
Puerto, zona portuaria y operación marítima	Arribos, carga, pasajeros, tráfico nacional e internacional y cabotaje	Identificar la actividad marítima asociada a la demanda interna y apoyar su distribución territorial	Generar una cuenta consolidada del consumo energético y de los volúmenes de combustible consumido a nivel regional asociados exclusivamente a operaciones nacionales y actividad portuaria	Puerto, zona portuaria y operación marítima

Fuente: Elaboración propia

Los insumos disponibles presentan diferentes niveles de cobertura y desagregación. Para cada fuente será necesario documentar el año, la unidad, la correspondencia territorial y el tratamiento aplicado antes de incorporarse al ejercicio. Las limitaciones que impiden utilizar directamente estos datos para la regionalización se presentan en la sección de brechas de información.

2.2.3. Brechas de información

La principal brecha para la regionalización del transporte es la falta de información que permita relacionar de manera consistente el consumo energético, la localización del parque y la actividad desarrollada en cada territorio. Aunque existen fuentes para cada uno de estos componentes, presentan diferencias de cobertura, granularidad, periodicidad y clasificación que dificultan estandarizar una representación regional con el mismo nivel de detalle utilizado en el PEN nacional. En particular, el BECO regional presenta el consumo del transporte por región y energético, pero no su desagregación entre los distintos modos.

En el transporte carretero, una de las principales limitaciones corresponde a la caracterización regional del stock rodante y de su intensidad de uso. El RUNT permite conocer la estructura administrativa del parque, pero el nivel de detalle requerido para homologarlo con los segmentos y tecnologías del PEN no se encuentra disponible en los productos públicos agregados. Adicionalmente, no existe una fuente nacional homogénea que permita estimar los kilómetros recorridos y la intensidad de uso de los diferentes segmentos en todas las regiones. Esto dificulta distinguir si las diferencias territoriales en el consumo responden al tamaño de la flota, a su nivel de utilización o a una combinación de ambos factores.

También persisten vacíos en la representación de la actividad que ocurre entre regiones. Los registros de carga, transporte intermunicipal, terminales y aforos permiten observar parte de estos desplazamientos, pero no ofrecen una caracterización homogénea para el conjunto del transporte carretero. Esta limitación es particularmente relevante para la carga de larga distancia y el transporte de pasajeros entre regiones, donde el lugar de registro del vehículo, el recorrido realizado y el punto de abastecimiento pueden corresponder a territorios diferentes. Una mejor integración de información de origen, destino, recorridos, pasajeros y carga permitiría representar esta actividad sin asociarla únicamente con la región donde se encuentra registrado el vehículo.

En los modos aéreo, férreo, fluvial y marítimo, la principal dificultad está en vincular la actividad observada con el consumo energético correspondiente. En el modo aéreo se dispone de información territorial de Jet Fuel y estadísticas de operación, pero no de una relación directa entre el combustible suministrado y cada ruta o aeronave. Para el modo férreo no se dispone de una cuantificación consolidada del consumo energético por corredor o región. En el transporte fluvial, la información de actividad es parcial y no existe un inventario nacional consolidado de la flota activa ni una cuenta regional homogénea del combustible utilizado. En el modo marítimo, la actividad portuaria y de cabotaje puede identificarse, pero todavía es necesario diferenciar de manera consistente el consumo asociado a las operaciones nacionales frente al tráfico internacional por tipo de buque y al abastecimiento de bunker.

La electrificación del transporte introduce una necesidad adicional de información. En la medida en que aumente la participación de vehículos eléctricos e híbridos enchufables en la flota rodante, será necesario identificar el consumo de electricidad destinado a movilidad, su distribución territorial y, progresivamente, sus perfiles de demanda. Parte de este consumo puede quedar registrado dentro de categorías residenciales, comerciales u otros usos sin una identificación específica como una cuenta asignada al sector transporte. De manera complementaria, el desarrollo de indicadores como pasajeros-kilómetro y toneladas-kilómetro permitiría fortalecer la representación del servicio de transporte y mejorar la comparación de la actividad entre regiones, aunque su construcción requiere información adicional sobre distancias, ocupación y factores de carga.

Finalmente, algunas de estas brechas no responden a la inexistencia total de información, sino a que los registros se encuentran distribuidos entre diferentes entidades, con niveles de acceso, clasificaciones y escalas territoriales distintas. El fortalecimiento de la regionalización requerirá mejorar los mecanismos de intercambio de información entre la UPME, el Ministerio de Transporte y las demás entidades responsables de custodiar los datos energéticos y operativos, así como documentar criterios comunes de homologación y actualización. Para una primera aplicación, la prioridad deberá concentrarse en la apertura modal del consumo regional, la distribución territorial del stock rodante, el nivel de actividad real del modo carretero y la caracterización energética de los modos con menor trazabilidad. Los desarrollos asociados con la electrificación, indicadores de servicio y mayor detalle operativo podrán incorporarse progresivamente en futuras actualizaciones.

2.3. Sector Industrial

2.3.1. Enfoque metodológico

La regionalización del sector industrial adopta un enfoque iterativo y de mejora continua, presentando una primera aproximación de la metodología para territorializar las proyecciones nacionales del PEN mediante el uso de información oficial, parámetros técnicamente consistentes y criterio experto. En la medida en que el país fortalezca sus sistemas de información sectorial y regional, será posible refinar los parámetros utilizados, incorporar nuevas variables y representar con mayor precisión las particularidades energéticas de cada territorio, fortaleciendo así la capacidad del Plan Energético Nacional para apoyar la toma de decisiones en el marco de una Transición Energética Justa.

La regionalización parte de las proyecciones nacionales desarrolladas para el Plan Energético Nacional (PEN), manteniendo consistencia con el Balance Energético Colombiano (BECO), el Balance de Energía Útil (BEU) y la estructura de modelación del PEN. Sin embargo, el objetivo de la metodología no consiste únicamente en distribuir territorialmente la demanda nacional, sino en construir trayectorias regionales de consumo que representan las diferencias en la dinámica económica de cada territorio y permitan aproximarse a realidades que, por la naturaleza agregada del PEN, no pueden ser capturadas explícitamente en una modelación agrupada nacional.

El procedimiento utiliza como punto de partida la demanda nacional proyectada para cada rama industrial, energética, uso final, escenario y año. Sobre esta base, se incorporan las proyecciones regionales de crecimiento económico y la estructura productiva de cada territorio para estimar la evolución de la demanda industrial en las diferentes regiones del país. De esta manera, cada región desarrolla una trayectoria propia de crecimiento de la demanda, preservando simultáneamente la coherencia con los escenarios nacionales del PEN y con la información reportada en el BECO.

La estimación de la demanda regional se fundamenta en las intensidades energéticas desarrolladas en el Balance de Energía Útil (BEU), las cuales relacionan el consumo de energía útil con el valor agregado de cada rama industrial. En consecuencia, la variable a utilizar para representar la actividad económica regional corresponde al valor agregado, dado que constituye la información con mayor cobertura, consistencia y compatibilidad metodológica con la construcción del BEU. Esta aproximación permite caracterizar de manera homogénea todas las ramas industriales y garantizar que la regionalización sea consistente con la metodología empleada para la elaboración del Plan Energético Nacional.

Las intensidades energéticas utilizadas permanecen constantes durante el horizonte de planeación, ya que representan la caracterización tecnológica nacional obtenida mediante el Balance de Energía Útil. En esta primera aproximación metodológica no se consideran intensidades energéticas diferenciadas por región debido a la limitada disponibilidad de información territorial con el nivel de desagregación requerido. En consecuencia, la metodología

prioriza la utilización de parámetros nacionales consistentes antes que la incorporación de supuestos regionales cuya evidencia aún resulta insuficiente.

Esta decisión metodológica responde al carácter progresivo del proceso de regionalización. A medida que se disponga de información sectorial y territorial con mayor nivel de detalle, será posible incorporar parámetros específicos por región, actualizar las intensidades energéticas y representar con mayor precisión las diferencias tecnológicas, productivas y de eficiencia existentes entre los territorios.

De manera similar, la metodología en futuras iteraciones podrá incorporar ajustes territoriales cuando exista evidencia suficiente que permita representar condiciones particulares de una región, tales como diferencias en productividad, infraestructura, disponibilidad de energéticos, procesos industriales o desempeño tecnológico, privilegiando la consistencia de las fuentes oficiales y reconociendo las oportunidades para el fortalecimiento futuro del ejercicio.

Una vez estimadas las trayectorias regionales de demanda, se incorporan las medidas de eficiencia energética, sustitución tecnológica y cambio en la mezcla de energéticos definidas en los diferentes escenarios del PEN. Las tasas de penetración tecnológica, mejoras en eficiencia y transformaciones energéticas corresponden a las proyecciones desarrolladas en el PEN nacional y son implementadas en el ámbito regional siguiendo la distribución de la actividad económica de cada sector industrial. Así, por ejemplo, las medidas dirigidas a la industria de alimentos, bebidas y tabaco se aplican de forma proporcional a la participación que dicho sector presenta en cada región. Esta aproximación permite mantener la coherencia entre la planificación nacional y la representación territorial, constituyendo una primera aproximación para incorporar las políticas del PEN en el contexto regional.

2.3.2. Inventario de datos disponibles

La preparación de los insumos requiere homologar las clasificaciones del BECO, el BEU, el PEN, la CIU y las estadísticas del DANE; agregar los datos departamentales a las regiones del PEN; documentar la ruta seleccionada para cada rama; y conservar una tabla de trazabilidad con fuente, año, unidad, transformación y nivel de confianza.

Tabla xxx.

Fuente / insumo	Cobertura y granularidad	Variables principales	Uso metodológico	Limitaciones / precauciones
PEN y BECO (UPME)	Nacional; anual; rama/energético según disponibilidad	Demanda final histórica y proyectada por energético, escenario y año	Fijar el total nacional que debe regionalizarse	No representa por sí solo la localización regional ni todos los usos finales

Fuente / insumo	Cobertura y granularidad	Variables principales	Uso metodológico	Limitaciones / precauciones
BEU y caracterización industrial (UPME)	Principalmente nacional; rama, uso final y tecnología	Participaciones por uso, eficiencias, equipos y potenciales de mejora	Desagregar la demanda y construir intensidades y medidas de eficiencia	La granularidad regional y la actualización tecnológica son limitadas
Cuentas departamentales y regionales (DANE)	Departamental/regional; anual; actividad económica	PIB por rama y tasas de crecimiento	Proxy principal para distribuir ramas no concentradas	El PIB no siempre coincide con la ubicación física del consumo energético
Encuesta Anual Manufacturera - EAM (DANE)	Establecimiento/actividad; anual; sujeta a reserva estadística	Producción, empleo, establecimientos y variables económicas y energéticas disponibles	Contrastar el PIB, caracterizar ramas y construir factores regionales	Confidencialidad, cobertura parcial de establecimientos pequeños y ausencia de usos finales/medición horaria
Registros físicos y georreferenciados	Planta o instalación; cobertura variable	Capacidad, producción, ubicación, consumo de combustibles	Ruta preferente para cemento, siderurgia, refinación, químicos, pulpa y papel	Series incompletas, heterogeneidad de fuentes y actualización irregular
PAI-PROURE, mapeo tecnológico y programas UPME	Nacional y sectorial; medida/tecnología	Eficiencias, penetración tecnológica, sustitución de energéticos y buenas prácticas	Construir escenarios prospectivos y criterios de ajuste regional	Requiere validar la aplicabilidad y velocidad de adopción en cada región

2.3.3. Brechas de información

La principal brecha para ajustar las diferencias territoriales se centra en la falta de series regionales consistentes que vinculen, para un mismo establecimiento, rama CIIU, producción física, energético, uso final, tecnología y ubicación. La EAM, utilizada dentro de la construcción del BECO aporta una base valiosa para caracterizar actividad, producción, empleo y establecimientos; sin embargo, la reserva estadística, la cobertura de unidades pequeñas, los cambios de clasificación y la limitada información sobre uso final y tecnología impiden utilizarla como un balance energético regional completo.

La implementación de submedición horaria y de inventarios tecnológicos complementará el ejercicio de regionalización, permitiendo distinguir horas de operación, factores de carga, picos de demanda, eficiencia real y desempeño de calderas, hornos, motores y refrigeración. Como

resultado, se podrán particularizar las necesidades energéticas de dos regiones, incluso cuando se observen el mismo PIB entre regiones, pero en el funcionamiento orgánico se observa que existen equipos, escalas y perfiles de operación distintos, reduciendo la incertidumbre de las medidas de eficiencia y sustitución.

Adicionalmente, individualizar consumo de combustibles a nivel de planta, biomasa residual, potencial de biogás, capacidad de conexión eléctrica, disponibilidad de hidrógeno y costos logísticos es fundamental para capturar con mucho más detalle las dinámicas internas de cada región. La reducción de estas brechas exige articular EAM, balances energéticos, registros empresariales y caracterizaciones tecnológicas, y construir una base georreferenciada que permita reemplazar progresivamente los factores nacionales por intensidades observadas de cada rama y región.

2.4. Sector residencial

2.4.1. Enfoque metodológico

La regionalización del sector residencial adopta un enfoque de mejora continua, donde la propuesta metodológica constituye una primera aproximación para territorializar la demanda residencial utilizando información oficial, parámetros técnicamente consistentes y las caracterizaciones desarrolladas por la UPME. En la medida en que se disponga de información regional más detallada sobre equipamiento de los hogares, condiciones climáticas, patrones de consumo y acceso a tecnologías, será posible incorporar nuevos parámetros que permitan representar con mayor precisión las particularidades de cada territorio y fortalecer la capacidad del Plan Energético Nacional para apoyar la planificación energética regional en el marco de la Transición Energética Justa.

El enfoque utilizado para la regionalización de la demanda energética parte de las proyecciones nacionales desarrolladas para el Plan Energético Nacional (PEN) y mantiene consistencia con el Balance Energético Colombiano (BECO), el Balance de Energía Útil (BEU) y la estructura de modelación implementada. Al igual que en los demás sectores de demanda, la regionalización es necesaria para representar diferencias territoriales en crecimiento demográfico, tamaño de los hogares, distribución urbano-rural, acceso a servicios energéticos, equipamiento y patrones de consumo que no pueden observarse en una modelación nacional agregada, pero preservando simultáneamente la coherencia con los escenarios nacionales del PEN.

La estimación comienza con las proyecciones oficiales de población del DANE, diferenciadas entre cabeceras municipales y centros poblados y áreas rurales dispersas. A partir de esta información se proyecta el número de hogares para el período 2025-2055 mediante una metodología que estima la evolución del tamaño promedio del hogar en el tiempo. Este procedimiento se aplica de manera independiente para cada región, permitiendo representar las diferencias demográficas territoriales durante todo el horizonte de planeación.

Sobre esta base demográfica se incorpora la demanda nacional proyectada en el PEN, desagregada por energético, servicio energético, ámbito urbano o rural, escenario y año. Todas las medidas de eficiencia energética, sustitución tecnológica y demás transformaciones consideradas en los escenarios corresponden directamente al PEN nacional, garantizando que la regionalización mantenga plena consistencia con la planificación energética de largo plazo.

La demanda regional se estima utilizando el número de hogares como principal variable de actividad, combinado con las intensidades energéticas por hogar desarrolladas en el Balance de Energía Útil (BEU) y complementadas con las caracterizaciones del sector residencial elaboradas por la entidad. Estas intensidades representan el consumo de energía útil asociado a los diferentes servicios energéticos del hogar y constituyen la base para estimar la evolución de la demanda residencial en cada región.

Las intensidades energéticas se diferencian entre hogares urbanos y rurales, reconociendo las diferencias existentes en acceso a servicios energéticos, equipamiento y patrones de consumo. Asimismo, la caracterización residencial incorpora la tenencia de equipos y servicios energéticos utilizados en el hogar, representando la proporción de viviendas que disponen de electrodomésticos como refrigeradores, televisores o equipos de aire acondicionado, así como la participación de los diferentes energéticos empleados para satisfacer un mismo servicio energético. Esta aproximación permite representar las diferencias estructurales entre hogares urbanos y rurales sin modificar las intensidades energéticas definidas en el Balance de Energía Útil.

Las intensidades energéticas por hogar permanecen constantes durante todo el horizonte de modelación, dado que corresponden a la caracterización tecnológica nacional desarrollada mediante el Balance de Energía Útil. Esta decisión responde a la ausencia de información regional que permita estimar intensidades específicas para cada territorio.

El servicio de cocción recibe un tratamiento particular debido a la coexistencia de diferentes energéticos dentro de un mismo hogar. El Balance Energético Colombiano, BECO, que incorpora información proveniente de La Encuesta Nacional de Calidad de Vida - donde se identifica el combustible principal utilizado para cocinar - es base de información que se emplea para caracterizar la distribución tecnológica del servicio.

Las medidas de eficiencia energética incluidas en los escenarios del PEN, como la incorporación de refrigeradores eficientes, iluminación LED, equipos de cocción de mayor rendimiento u otras tecnologías contempladas en el PAI-PROURE, modifican las intensidades energéticas o la participación tecnológica de acuerdo con las trayectorias definidas en la modelación nacional. En esta primera aproximación, dichas transformaciones se implementan de forma homogénea entre regiones, debido a la ausencia de información prospectiva que permita diferenciar regionalmente la velocidad de adopción tecnológica.

2.4.2. Inventario de Datos Disponibles

Tabla xxx.

Fuente / insumo	Cobertura y granularidad	Variables principales	Uso metodológico	Limitaciones / precauciones
PEN y BECO (UPME)	Nacional; anual; sector/energético	Demanda histórica y proyectada por energético y escenario	Fijar los totales nacionales que se distribuyen	No identifica por sí solo servicios, hogares ni demanda suprimida
BEU y caracterización residencial (UPME)	Nacional; uso final, tecnología y eficiencia	Estructura por servicios, eficiencias y parque tecnológico	Construir intensidades por hogar y medidas de eficiencia	Requiere actualización y mayor desagregación regional

Fuente / insumo	Cobertura y granularidad	Variables principales	Uso metodológico	Limitaciones / precauciones
Proyecciones demográficas y de hogares (DANE)	Departamental; anual; urbano/rural	Población, hogares y personas por hogar	Calcular número de hogares y su evolución regional	La conversión a regiones exige homologación territorial
Encuesta de Calidad de Vida - ECV (DANE)	Hogar/departamento; urbano/rural; anual	Acceso a servicios, combustible principal y secundario de cocción, equipamiento e ingreso	Construir coeficientes de acceso, tecnología y coexistencia de combustibles	No cuantifica con precisión frecuencia ni consumo energético del combustible secundario
Indicadores de cobertura eléctrica y ZNI (UPME/operadores)	Municipal/departamental; cobertura variable	Cobertura, continuidad, calidad y conexión	Identificar brechas de acceso y asignar expansión	No siempre incluye demanda suprimida o consumo no registrado
Estudios de leña, GLP y cocción limpia	Territorial; campañas específicas	Consumo no comercial, tecnologías y prácticas de cocción	Ajustar la línea base rural y escenarios de sustitución	Cobertura espacial y periodicidad limitadas
Información climática y perfiles de carga	Estación/municipio o muestra de hogares	Temperatura, grados-día, horarios y carga por uso	Ajustar climatización, refrigeración, calentamiento de agua y curvas horarias	Series y muestras no siempre son representativas a escala regional

Los datos departamentales se agregan a las regiones del PEN, conservando la separación urbano-rural. Para cada variable se documentan año, unidad, cobertura, transformación y uso; los porcentajes descriptivos se mantienen en las bases de cálculo y no se incorporan como resultados fijos en esta sección metodológica.

2.4.3. Brechas de Información

Si bien, las fuentes de información existentes recopilan gran parte de la dinámica energética nacional, se hace necesario contar con fuentes adicionales que permitan desarrollar los insumos para estimar la demanda adicional que podría generarse por la expansión del acceso a servicios energéticos modernos en hogares que hoy presentan necesidades insatisfechas. La incorporación de este componente permitirá, en futuras versiones, representar incrementos de la demanda residencial asociados no únicamente al crecimiento poblacional o al aumento del número de hogares, sino también a mejoras en las condiciones de acceso y calidad de los servicios energéticos en poblaciones históricamente rezagadas.

Otra de las oportunidades de acercar el ejercicio de planeación aún más a la representación de la realidad de cada región, corresponde a la estimación de pobreza energética y demanda suprimida en Zonas No Interconectadas, asentamientos rurales dispersos y hogares con problemas de continuidad o asequibilidad. Actualmente, los consumos registrados pueden ser bajos porque el servicio es insuficiente, no porque la necesidad energética esté satisfecha; omitir esta diferencia podría subestimar la demanda futura asociada al cierre de brechas de acceso.

Aunque la información registrada en el Balance de Energía Útil y en el BECO identifican los combustibles por uso para cocción, es fundamental complementar la información desagregada por regiones sobre cantidades, frecuencia de uso, simultaneidad, eficiencia de los equipos y estacionalidad. Así mismo, se hace perentorio ampliar los inventarios de electrodomésticos por antigüedad y clase de eficiencia, la penetración efectiva de LED, inducción y medición inteligente, y los perfiles horarios por servicio.

Por último, se evidencia la necesidad de contar con datos integrados de ingreso y gasto, precios relativos, logística de GLP, consumo no comercial de biomasa, calidad del suministro y sensibilidad climática. Esta información permitiría estimar en futuras iteraciones del ejercicio de regionalización, las intensidades propias de cada región y evaluar impactos distributivos, de salud y de asequibilidad, evitando trasladar patrones nacionales a territorios con condiciones sociales y climáticas distintas.

2.5. Sector Terciario

2.5.1. Enfoque metodológico

La regionalización de la demanda energética del sector terciario parte de las proyecciones nacionales desarrolladas para el Plan Energético Nacional (PEN) y mantiene consistencia con el Balance Energético Colombiano (BECO), el Balance de Energía Útil (BEU) y la estructura de modelación implementada. Al igual que en los sectores industrial y residencial, la metodología no consiste únicamente en distribuir territorialmente la demanda nacional, sino en construir trayectorias regionales de consumo que reflejen las diferencias en la evolución económica de cada territorio, preservando simultáneamente la coherencia con los escenarios nacionales del PEN.

El procedimiento inicia con la demanda nacional proyectada para el sector terciario, desagregada por rama de actividad, energético, uso final, escenario y año. Todas las medidas de eficiencia energética, sustitución tecnológica y demás transformaciones consideradas en los escenarios corresponden directamente a la modelación desarrollada para el PEN nacional, garantizando la consistencia entre la planeación nacional y la representación regional.

La estimación de la demanda regional se desarrolla en LEAP utilizando como variable de actividad el valor agregado regional del sector terciario. Las proyecciones regionales de crecimiento económico permiten representar la evolución diferenciada de la actividad económica en cada territorio, generando trayectorias propias de demanda para las regiones durante todo el horizonte de planeación. De esta manera, la regionalización captura diferencias territoriales que no pueden ser representadas mediante la modelación agregada del PEN nacional.

La demanda energética se calcula a partir de las intensidades energéticas desarrolladas en el Balance de Energía Útil (BEU), las cuales relacionan el consumo de energía útil con el valor agregado de las diferentes actividades económicas del sector terciario. Estas intensidades permanecen constantes durante todo el horizonte de modelación y se diferencian entre las principales ramas representadas en el Balance de Energía Útil, particularmente para los sectores comercial y público, permitiendo reflejar las diferencias existentes en la estructura de consumo energético de estas actividades.

El sector terciario comprende un conjunto amplio y heterogéneo de actividades, entre las que se incluyen establecimientos comerciales, oficinas, edificios administrativos, instituciones educativas, hospitales, hoteles, restaurantes y demás servicios públicos y privados. No obstante, en la presente metodología estas actividades no se modelan de manera independiente, sino que su comportamiento energético se representa mediante el valor agregado regional del sector y las intensidades energéticas definidas en el BEU. Esta aproximación permite mantener consistencia con la información oficial disponible y garantizar la cobertura completa del sector durante el horizonte de planeación.

Las medidas de eficiencia energética contempladas en el PAI-PROURE y en los diferentes escenarios del PEN, tales como mejoras en iluminación, climatización, refrigeración, motores, equipos electrónicos y demás tecnologías propias del sector terciario, se implementan conforme a las trayectorias definidas en la modelación nacional. En esta primera aproximación dichas medidas se aplican de manera homogénea entre regiones, debido a que actualmente no existe información prospectiva suficiente para diferenciar territorialmente la velocidad de adopción tecnológica o la penetración de equipos de mayor eficiencia.

Como componente adicional de la demanda eléctrica del sector, la metodología incorpora el crecimiento de los centros de datos y de la infraestructura asociada a servicios digitales como una demanda incremental de electricidad dentro del sector terciario. Esta aproximación reconoce el crecimiento esperado de estas actividades durante el horizonte de planeación, sin representar individualmente cada tipo de instalación.

Finalmente, la regionalización del sector terciario adopta un enfoque de mejora continua. La metodología constituye una primera aproximación para territorializar la demanda de servicios utilizando información oficial, proyecciones regionales de crecimiento económico e intensidades energéticas desarrolladas por el Balance de Energía Útil. En la medida en que el país fortalezca la disponibilidad de información sectorial y territorial, será posible incorporar variables específicas de cada actividad económica, representar con mayor precisión las diferencias regionales en el consumo energético y mejorar la capacidad del Plan Energético Nacional para apoyar la planificación energética regional en el marco de la Transición Energética Justa.

2.5.2. Inventario de datos disponibles

Consumo histórico sectorial (BECO), proyecciones demográficas (DANE) y estudios de caracterización residencial de la UPME.

Tabla xxx.

Fuente / insumo	Cobertura y granularidad	Variables principales	Uso metodológico	Limitaciones / precauciones
PEN y BECO (UPME)	Nacional; anual; sector/energético	Demanda histórica y proyectada por energético y escenario	Fijar los totales nacionales a regionalizar	La información es nacional o agregada y no separa todas las ramas, edificios y usos finales
BEU y caracterización del sector servicios (UPME)	Principalmente nacional; uso final/tecnología	Participaciones por uso, eficiencias y equipos	Construir intensidades y trayectorias tecnológicas	La granularidad regional y por tipo de edificio es limitada

Fuente / insumo	Cobertura y granularidad	Variables principales	Uso metodológico	Limitaciones / precauciones
Cuentas departamentales y estadísticas de servicios (DANE)	Departamental; anual; rama económica	PIB, empleo, establecimientos, ventas y actividad	Ruta intermedia	No siempre reflejan directamente área, ocupación ni consumo energético
Inventarios de edificaciones e información institucional	Edificio/entidad; cobertura variable	Área, ocupación, camas, estudiantes, habitaciones, horarios y presupuesto	Ruta preferente para salud, educación, hoteles y edificios públicos	Cobertura y formatos heterogéneos; falta identificación energética común
Ventas de electricidad y gas por mercado/municipio	Municipal o mercado; mensual/anual	Consumo facturado por clase de usuario	Validar la distribución regional cuando la clasificación sectorial es consistente	Puede mezclar usuarios residenciales, comerciales e industriales y no identifica usos finales
Información climática, urbana y tecnológica	Municipio/edificio o muestra	Temperatura, grados-día, densidad urbana, equipos, envolvente y automatización	Representar climatización/digitalización	Cobertura territorial y actualización insuficientes

Los insumos disponibles se clasifican explícitamente como nacionales, regionales agregados o datos de edificio. La preparación requiere homologar ramas económicas y clases de usuario, separar en la medida de lo posible los componentes comercial y público, agregar los datos a las regiones del PEN y registrar la ruta utilizada. Esta distinción evita confundir la existencia de información nacional con la disponibilidad de datos regionales de suficiente granularidad.

2.5.3. Brechas de Información

A pesar del amplio volumen de información disponible, una de las oportunidades de mejora evidenciadas en el ejercicio de planeación territorial parte de las limitaciones en la disponibilidad de información regional para representar variables específicas de las diferentes actividades del sector terciario, tales como área construida, ocupación de edificios, horarios de operación, características constructivas, condiciones climáticas, equipamiento o indicadores propios de hospitales, hoteles, instituciones educativas y demás edificaciones.

Con el fin de hacer el ejercicio mucho más representativo de la realidad del sector terciario, se hace necesario contar con información regional simultáneamente desagregada por rama de servicio, tipo de edificio, energético y uso final. El BECO, el BEU y las caracterizaciones nacionales permiten construir la estructura general, pero los consumos regionales suelen estar agrupados en categorías comerciales amplias o mezclados con otros sectores; por ello, es posible que se diluya la información de intensidades específicas para hospitales, hoteles, restaurantes, oficinas, educación y administración pública.

Adicionalmente, se evidencia la necesidad de ampliar los inventarios de área, ocupación, horarios, antigüedad y envolvente de edificios; eficiencia de climatización y refrigeración; densidad de equipos electrónicos; automatización; generación propia; y perfiles horarios. Contar con esta información permitiría distinguir adecuadamente regiones metropolitanas, ciudades intermedias y municipios rurales, reduciendo los sesgos en cuanto a la demanda de aire acondicionado, refrigeración e iluminación.

Por otra parte, la caracterización de la demanda se enfrenta a la clasificación heterogénea de usuarios dentro de las bases de facturación comercial de los Operadores de Red (OR), donde el consumo energético de los pequeños establecimientos comerciales situados en inmuebles con estratificación mixta suele registrarse integrado a las cuentas del sector residencial. Esta agregación administrativa limita la posibilidad de aislar de manera directa la demanda real del pequeño comercio urbano mediante registros tarifarios, a su vez, la modelación de perfiles horarios por uso final a nivel regional se ve condicionada por la baja cobertura de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en el sector terciario.

Por lo anterior, el fortalecimiento de la telemetría continua facilitaría la caracterización empírica de las curvas de carga horaria por uso específico (climatización, fuerza motriz, iluminación y cocción), reduciendo la necesidad en el uso de perfiles sintéticos de demanda. Por otra parte, en Zonas No Interconectadas y municipios con baja cobertura persisten vacíos sobre continuidad, demanda suprimida, generación propia y consumo de combustibles líquidos, por lo que se hace necesario un ejercicio de caracterización periódica del parque de edificios y equipos, medición por uso final y una clasificación uniforme de usuarios comerciales y públicos.

2.6 Mensajes clave

La metodología de regionalización de la demanda desarrollada para el Plan Energético Nacional (PEN) constituye la primera aproximación sistemática para incorporar la dimensión territorial dentro de la modelación energética de largo plazo en Colombia. Su propósito no consiste en modificar las proyecciones nacionales de demanda, sino en representar su evolución espacial mediante criterios metodológicos consistentes con las particularidades económicas, demográficas y energéticas de cada región, preservando en todo momento la coherencia con los escenarios nacionales del PEN.

Uno de los principales aportes de la metodología es la adopción de enfoques diferenciados para cada sector de demanda, reconociendo que los factores que determinan el consumo energético son distintos entre transporte, industria, residencial y terciario. En consecuencia, la regionalización emplea variables de actividad específicas para cada sector como el valor agregado regional, el número de hogares o la actividad del transporte permitiendo representar de manera más realista la evolución territorial de la demanda energética sin perder consistencia con la modelación nacional.

La metodología prioriza el uso de información oficial proveniente del PEN, el Balance Energético Colombiano (BECO), el Balance de Energía Útil (BEU), el DANE y demás entidades responsables de la producción de información estadística y sectorial. Cuando la evidencia regional disponible no permite sustentar diferencias metodológicas entre territorios, se conservan los parámetros nacionales y se documentan explícitamente los supuestos adoptados, privilegiando la consistencia técnica sobre la incorporación de diferencias territoriales que no cuenten con respaldo suficiente.

De igual manera, las medidas de eficiencia energética, sustitución tecnológica, electrificación y cambios en la mezcla de energéticos definidas en los escenarios del PEN se mantienen como referencia para la regionalización. En esta primera aproximación, dichas transformaciones se implementan de forma consistente con la modelación nacional, mientras que la incorporación de velocidades de adopción diferenciadas entre regiones queda condicionada a la disponibilidad futura de información territorial que permita justificar dichas diferencias.

Asimismo, el ejercicio adopta un enfoque de mejora continua. Las brechas de información identificadas para todos los sectores evidencian la necesidad de fortalecer la integración de registros energéticos, económicos, tecnológicos y territoriales, así como de ampliar la disponibilidad de información regional sobre actividad, infraestructura, tecnologías y patrones de consumo. La metodología está concebida para incorporar progresivamente estos nuevos insumos, permitiendo refinar las intensidades energéticas, representar con mayor detalle las particularidades regionales y reducir la dependencia de parámetros nacionales en futuras actualizaciones del modelo.

En conjunto, la regionalización de la demanda proporciona una base metodológica sólida para fortalecer la planificación energética territorial, facilitando la evaluación de trayectorias regionales de consumo, la identificación de necesidades de infraestructura y el análisis de políticas públicas orientadas a la Transición Energética Justa. Al preservar la consistencia con la modelación nacional y, simultáneamente, incorporar la heterogeneidad territorial del país, esta metodología constituye un paso fundamental hacia el desarrollo de modelos energéticos regionales con mayor capacidad para apoyar la toma de decisiones y la formulación de políticas energéticas de largo plazo.

3. Estrategia para la regionalización de la oferta de energía

El capítulo anterior desarrolló la estrategia metodológica para regionalizar la demanda final de energía, incorporando las diferencias territoriales que condicionan la evolución del consumo en los distintos sectores económicos. Este capítulo complementa dicha aproximación mediante la regionalización de la oferta de energía, entendida como la producción, transformación y disponibilidad de los recursos energéticos y de la infraestructura que permite su aprovechamiento. Su propósito consiste en incorporar la dimensión territorial de la oferta al proceso de modelación, representando la distribución espacial de los recursos, la infraestructura existente y las restricciones que condicionan su aprovechamiento efectivo.

A diferencia de la demanda, cuya distribución territorial responde principalmente a la localización de la población y de las actividades económicas, la oferta energética está determinada por la ubicación de los recursos naturales, la infraestructura de producción y transformación, y las redes que permiten su transporte e integración al sistema energético. Esta condición exige una aproximación metodológica específica, capaz de representar la concentración geográfica de los recursos, las limitaciones asociadas a su aprovechamiento y las diferencias territoriales que condicionan el desarrollo de cada fuente energética.

En este contexto, la regionalización de la oferta permite identificar las capacidades regionales de producción y transformación, reconocer las restricciones asociadas a la disponibilidad de recursos y de infraestructura, y proporcionar información para la priorización de inversiones, el desarrollo de instrumentos de política pública y la evaluación de escenarios de transición energética con enfoque territorial. De esta manera, la metodología contribuye a representar de forma consistente la diversidad del sistema energético colombiano dentro del ejercicio de planificación de largo plazo del PEN.

La estrategia metodológica desarrollada en este capítulo aborda la regionalización de las principales fuentes y cadenas de suministro consideradas en el PEN, incluyendo la oferta de energía eléctrica y Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), los combustibles líquidos y gaseosos, el carbón térmico, la bioenergía y el hidrógeno. Para cada componente se establecen los criterios de regionalización, las fuentes de información empleadas, los supuestos metodológicos adoptados y las principales brechas de información que condicionan el nivel de detalle alcanzable. Cuando la información disponible resulta insuficiente para sustentar una desagregación territorial, se conservan los parámetros nacionales, documentando de manera explícita los supuestos utilizados y las limitaciones identificadas.

Las secciones siguientes desarrollan las estrategias específicas para cada componente de la oferta energética, presentando la metodología de regionalización, el inventario de información disponible y las principales brechas de información. En conjunto, estos elementos constituyen la primera aproximación metodológica para incorporar la dimensión territorial de la oferta

dentro del modelo regional del Plan Energético Nacional y establecen una base técnica para el fortalecimiento progresivo de futuras versiones del modelo.

3.1. Oferta de energía eléctrica y FNCER

3.1.1 Enfoque metodológico

Mientras en el modelo nacional se tratan los potenciales de generación y la capacidad instalada como agregados a nivel de sistema, el enfoque regional exige asignar esos mismos datos a los territorios donde físicamente se localizan los recursos y la infraestructura energética. Esto implica no solo desagregar la información disponible, sino incorporar las restricciones territoriales específicas que en el nivel nacional quedan implícitas o promediadas. Por lo tanto, tanto el potencial regional como la capacidad instalada de tecnologías por región no son simplemente divisiones del total nacional, sino que buscan estimar y reflejar las condiciones particulares de cada territorio. El desarrollo de este enfoque debe ser estructurado en dos frentes complementarios: la recolección y estructuración de la información de base por región y la adecuación del modelo matemático para representar esa desagregación como restricciones activas del modelo.

En primer lugar, en lo que respecta a la regionalización de los potenciales de generación, es necesario realizar una estimación apropiada de potenciales a partir de la incorporación de restricciones técnicas correspondientes a cada región. Para cada tecnología se sugiere identificar las fuentes de información más pertinentes e incorporar las restricciones asociadas a los territorios. De acuerdo con la disponibilidad y el nivel de detalle de la información, se emplearon dos aproximaciones metodológicas: para la energía solar y eólica se adoptó como referencia el análisis multicriterio espacial propuesto por Angel-Sanint (2023), mientras que para las pequeñas hidroeléctricas (PCH) y la geotermia se empleó la información sectorial disponible: Sistema de información geotérmica⁶ (SGC, 2024) y el mapa de potencial hidroenergético en Colombia⁷ (UPME, 2015).

La metodología propuesta por Angel-Sanint sugiere incorporar el recurso energético con diferentes capas de información territorial. En el caso de la energía solar fotovoltaica, el recurso se representa mediante la irradiación global horizontal (GHI, por sus siglas en inglés), tomada del estudio realizado por (González-Duque et al., 2018), mientras que para la energía eólica corresponde a la velocidad del viento, proveniente de los datos ERA5-Land del European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) (ERA5-Land, n.d.). Sobre esta base se sugiere incorporar restricciones ambientales y de uso del suelo, incluyendo el Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SINAP), ecosistemas estratégicos, zonas de páramo, humedales y reservas forestales; así como restricciones sociales y territoriales tales como resguardos indígenas, territorios colectivos de comunidades negras, zonas de conflicto armado y áreas con

⁶ <https://srvags.sgc.gov.co/Jsviewer/SIGT/>

⁷ <https://www.upme.gov.co/simec/energia-electrica/generacion-de-energia-electrica/mapas-de-potencial-hidroenergetico-en-colombia/>

consulta previa activa o pendiente; y restricciones de infraestructura y conectividad tales como proximidad a subestaciones y líneas de transmisión, vías de acceso y condiciones topográficas. La capa social cobra especial relevancia en territorios como La Guajira y el Pacífico, donde, a pesar del alto potencial del recurso, las condiciones territoriales condicionan la viabilidad de los proyectos.

La integración y análisis de estas capas de información permitirá diferenciar entre el potencial teórico, correspondiente al recurso disponible sin restricciones; el potencial técnico, que incorpora las restricciones físicas y de infraestructura; y el potencial socialmente viable, que además considera las restricciones ambientales y territoriales, incorporando una perspectiva de justicia energética que reconoce los derechos y necesidades de las comunidades y territorios donde se desarrollan los proyectos.

En este orden de ideas, el ejercicio de planeación energética convencional (a escala nacional) considera el potencial teórico, evaluando los parámetros técnicos y operativos de cada unidad de generación de forma uninodal. Por el contrario, el ejercicio de regionalización debe adoptar principalmente el potencial técnico que incluye las restricciones de transporte entre una región y otra, reflejando, por ejemplo, los límites de transferencia desde el interior y la sobrecarga en subáreas que pueden dar lugar a generación forzada; así como los cuellos de botella para importar energía hacia el gran centro de consumo de Bogotá, o los límites de capacidad para evacuar grandes bloques de generación hídrica. La adopción de un potencial social es necesaria para modelar efectivamente las realidades de los territorios ajenas a parámetros técnicos y operativos; sin embargo, la representación de este tipo de limitaciones en el modelo no obedece a un ejercicio trivial, ya que frecuentemente carecen de un equivalente matemático explícito.

En segundo lugar, en lo que respecta a la capacidad instalada existente, la formulación metodológica debe contemplar cada tecnología de generación a su nodo de conexión, asignándole a la región correspondiente según su ubicación geográfica y expresando la Capacidad Efectiva Neta (CEN) en gigavatios por región y tecnología. Esta desagregación a nivel de unidad permitiría diferenciar con precisión, por ejemplo, la alta concentración de capacidad hidráulica en Antioquia y Suroccidente frente a la mayor dependencia térmica de la región Caribe. Este procedimiento aplica a las plantas conectadas al Sistema Interconectado Nacional, pero la capacidad instalada de una región incluye además otros componentes. La formulación debe incorporar la capacidad de las Zonas No Interconectadas, compuesta por los sistemas aislados que atienden cabeceras municipales y por soluciones individuales o comunitarias en áreas rurales dispersas, cuya representación debe mantenerse diferenciada dado que no compite ni se respalda con el resto del parque. Debe incorporar igualmente la generación distribuida conectada a los sistemas de distribución, presente tanto en el sistema interconectado como en las zonas aisladas, y la autogeneración, distinguiendo en este último caso la capacidad destinada al consumo propio de los excedentes entregados a la red.

Estos componentes resultan determinantes para un modelo de planeación energética regional, porque concentran buena parte de la oferta en los territorios con menor cobertura del sistema

interconectado y porque modifican la demanda neta que la generación centralizada debe atender.

En tercer lugar, con respecto a la operación del sistema eléctrico y los perfiles de generación, el ejercicio metodológico debe procurar discretizar el balance agregado de energía en bloques de tiempo (time slices), de modo que el modelo pueda capturar la complementariedad horaria y estacional entre las fuentes FNCER y los picos de demanda. La regionalización de la generación parte de un principio sencillo. Cada planta conectada al Sistema Interconectado Nacional tiene una ubicación conocida en el territorio y reporta su generación real al operador del sistema, de manera que esa información permite asignar la generación observada a la región correspondiente. Para las Zonas No Interconectadas el criterio es equivalente, aunque la información disponible debe recopilarse a partir de los registros que mantienen las entidades responsables de estas zonas.

Finalmente, la representación del intercambio entre regiones requiere incorporar los límites de transferencia entre las regiones eléctricas del Sistema Interconectado Nacional, así como los límites totales de importación y exportación de cada una de ellas. Estos valores se expresan como ecuaciones de restricción de capacidad de transporte que impiden asignar transferencias por encima de los cuellos de botella reales de la red. Su incorporación exige homologar las regiones eléctricas definidas para la operación del sistema con las regiones adoptadas en la regionalización del Plan, dado que ambas delimitaciones no coinciden necesariamente. Esta parametrización es la que conecta el ejercicio de planeación con fenómenos operativos como los redespachos, las congestiones, los mantenimientos no programados y las variaciones en el perfil de generación y demanda.

3.1.2 Inventario de datos disponibles

La información disponible para la estimación de potenciales, capacidad instalada y operación del sistema eléctrico por región proviene de fuentes diferenciadas según la dimensión analizada. A continuación se describe cada fuente y su metodología de uso.

3.1.2.1 Potenciales de recursos renovables por tecnología

Solar fotovoltaica

El potencial solar fotovoltaico por región se estimó a partir de los resultados del análisis multicriterio espacial de (Ángel-Sanint et al., 2023,) , cuya fuente primaria de recurso solar es el estudio desarrollado por la Universidad EIA (González-Duque et al., 2018), que contiene datos de irradiación global horizontal (GHI) para el territorio colombiano. Combinando este análisis con las capas de restricciones ambientales, sociales y de infraestructura descritas en la sección 3.1.1, se habilitan mapas de potencial viable para proyectos solares fotovoltaicos a escala de utilidad (mayores de 100 MW).

Eólica

El potencial eólico por región se estima a partir de los resultados del mismo análisis multicriterio espacial de Ángel-Sanint et al. (2023), cuya fuente primaria de recurso eólico son los datos de velocidad del viento a 10 m de altura del proyecto ERA5-Land del European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) (ERA5-Land, n.d.). Al igual que para la energía solar, el análisis integra el recurso con restricciones ambientales, sociales y de infraestructura, produciendo mapas de potencial socialmente viable para proyectos eólicos a escala de utilidad. La asignación regional siguió el mismo esquema de agregación departamental. Es importante destacar que el análisis está limitado a proyectos mayores de 100 MW en el territorio colombiano, por lo que no refleja el potencial de proyectos de menor escala ni de generación distribuida.

Pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) y categorías inferiores

El potencial de PCH y categorías inferiores puede estimarse a partir del Atlas de Potencial Hidroenergético de Colombia de la UPME (UPME, 2015), disponible en la plataforma SIMEC. El atlas clasifica los proyectos por capacidad instalada en seis categorías: pico (< 1 kW), micro (1-100 kW), mini (100 kW - 1 MW), PCH (1-10 MW), medianas centrales de generación (20-40 MW) y grandes centrales de generación (mayores de 40 MW). Para la regionalización del plan se consideran las categorías PCH e inferiores, dado su mayor viabilidad para la planificación regional y su potencial en zonas no interconectadas. La metodología utiliza una distancia de análisis de 200 m para las categorías pico, micro y mini, y de 1 km para PCH. La asignación regional se realiza mediante la agregación de los proyectos potenciales identificados en los departamentos que componen cada región.

Los proyectos hidroeléctricos de gran escala, correspondientes a las categorías de 20-40 MW y mayores de 40 MW, no se incluyen en las estimaciones numéricas de potencial regional, dado que su desarrollo involucra grandes desafíos técnicos, ambientales y sociales. En primer lugar, desde la perspectiva ambiental, el licenciamiento de grandes embalses enfrenta requisitos cada vez más exigentes, incluyendo estrictos estudios de impacto ambiental y evaluaciones de afectación a ecosistemas acuáticos. Desde la perspectiva social, un ejemplo es el caso del Proyecto Hidroeléctrico Ituango en Antioquia, el cual constituye un antecedente relevante para el país, evidenciando los riesgos asociados a proyectos de gran escala en términos de afectación a comunidades, complejidad de los procesos de consulta previa y riesgos para las comunidades aguas abajo en eventos de emergencia.

Geotérmica

La información de potencial geotérmico proviene del Servicio Geológico Colombiano (SGC), disponible a través de su plataforma de datos abiertos y el dashboard interactivo del Atlas Geotérmico Nacional (SGC, 2024). El SGC ha identificado 21 áreas geotérmicas prospectivas en el país, distribuidas en tres regiones del PEN: Suroccidente, Caribe y Nordeste. La asignación regional se realizó directamente a partir de la ubicación departamental de cada área

geotérmica, según la regionalización del plan. Las demás regiones, Caribe, Oriente, Este e Insular, no cuentan con áreas geotérmicas prospectivas identificadas por el SGC.

El potencial geotérmico se concentra en el Cinturón Volcánico de los Andes colombianos, donde la región Suroccidente agrupa la gran mayoría de las áreas prospectivas, asociadas a complejos volcánicos en Nariño, Cauca, Caldas y Tolima. La región Noroccidente cuenta con un área prospectiva en Antioquia, y la región Nordeste con dos áreas en Boyacá.

La planeación prospectiva de largo plazo en el marco del Plan Energético Nacional (PEN) exige un inventario consolidado y riguroso de las fuentes de información técnica, estadística y cartográfica del sector minero-energético colombiano. Este portafolio de datos abiertos y plataformas institucionales fundamenta el modelamiento de escenarios energéticos con enfoque territorial.

3.1.2.2. Capacidad instalada e información operativa del sistema

La información asociada a la capacidad instalada e información operativa del SIN deberá ser tomada del SINERGOX, gestionado por el operador del mercado de energía mayorista XM. Con respecto a la la información correspondiente a las ZNI, se sugiere tomar como referencia la información proveniente de la Ventanilla CREG 174 de la UPME, y de los sistemas de información de los que disponga el IPSE, así como de reportes y análisis realizados por la Superintendencia de Servicios Públicos asociados a la prestación del servicio.

Tabla XX. Inventario de datos del sector de oferta de energía eléctrica y FNCER —
Potenciales

Componente	Fuente primaria	Qué se encuentra	Tratamiento
Potencial solar fotovoltaico por región	Atlas de Irradiación Solar — Universidad EIA (González-Duque et al., 2018) Ángel-Sanint et al. (2023)	Mapas de potencial socialmente viable para proyectos >100 MW, construidos mediante análisis multicriterio espacial que integra restricciones ambientales, sociales y de infraestructura sobre datos de irradiación global horizontal (GHI)	Agregación departamental de resultados espaciales. Asignación de cada departamento a su región del PEN. El potencial viable se traduce en el límite máximo de capacidad instalable para la tecnología solar fotovoltaica en OSeMOSYS.
Potencial eólico por región	ERA5-Land — ECMWF (datos de velocidad del viento) Ángel-Sanint et al. (2023)	Mapas de potencial socialmente viable para proyectos >100 MW, construidos mediante análisis multicriterio espacial que integra restricciones ambientales, sociales y de infraestructura sobre datos de velocidad del viento a 10 m, extrapolados a la altura de operación de las turbinas	Agregación departamental de resultados espaciales. Asignación de cada departamento a su región del PEN. El potencial viable se traduce en el límite máximo de capacidad instalable para la tecnología eólica en OSeMOSYS.

Componente	Fuente primaria	Qué se encuentra	Tratamiento
Potencial de PCH, mini, micro y pico por región	Atlas de Potencial Hidroenergético de Colombia — UPME (plataforma SIMEC)	Inventario de proyectos potenciales clasificados por categoría (pico, micro, mini, PCH) con ubicación departamental y capacidad estimada en kW. Distancia de análisis: 200 m para pico/micro/mini; 1 km para PCH.	Agregación por categoría y por región del PEN mediante suma de proyectos potenciales en cada departamento. El potencial agregado se traduce en el límite máximo de capacidad instalable para pequeña hidroeléctrica en OSeMOSYS.
Medianas y grandes centrales de generación (>20 MW)	Atlas de Potencial Hidroenergético de Colombia — UPME (plataforma SIMEC)	Inventario de proyectos potenciales de 20-40 MW y mayores de 40 MW con ubicación departamental	Se abordan de manera cualitativa. No se incluyen en estimaciones numéricas dado que su desarrollo involucra desafíos técnicos, ambientales y sociales de mayor magnitud (referencia: caso Ituango).
Potencial geotérmico por región	Atlas Geotérmico Nacional — Servicio Geológico Colombiano (SGC) Plataforma de datos abiertos SGCDashboard interactivo SGC	21 áreas geotérmicas prospectivas identificadas con estimación de potencial (MW) por área. Información de prospección de primer y segundo nivel. Distribuidas en tres regiones del PEN: Suroccidente y Nordeste.	Asignación directa de cada área geotérmica a su región del PEN según ubicación departamental. El potencial se traduce en el límite máximo de capacidad instalable para geotermia en OSeMOSYS.
Capacidad Efectiva	Sinergox, XM S.A.S. E.S.P.	Capacidad Efectiva Neta (CEN) operativa expresada en Gigavatios (GW) la implementación de La Comisión Colombiana de Recursos y Reservas Minerales (ECRR)	Define la línea base obligatoria de infraestructura física inicial disponible por año, bloque tecnológico y región geográfica
Potencial técnico y socialmente viable por región	Análisis Multicriterio Espacial (Ángel-Sanint et al., 2023) e inventario de restricciones geográficas del SIMEC (UPME).	Capas de información geográfica digital con exclusiones por áreas protegidas (SINAP)	Define una cota máxima exógena e inamovible (GW) para la expansión de cada tecnología por región, garantizando que el optimizador solo instale proyectos en áreas social y ambientalmente viables.

Componente	Fuente primaria	Qué se encuentra	Tratamiento
Límites de Transporte y Transferencia Interregional	IPOELP y IPOEMP de XM	Capacidades nominales de transporte seguro y límites de exportación e importación	Modela la capacidad de intercambio máximo permitido entre las regiones y sub áreas operativas

3.1.3 Brechas de información

A pesar de la disponibilidad de las fuentes descritas, se identifican brechas de información que limitan la precisión de la estimación de potenciales y la parametrización del modelo a nivel regional. Al igual que en el inventario de datos, las brechas se organizan en torno a las dimensiones de potenciales y de capacidad instalada y operación del sistema. Para cada brecha se identifican las entidades involucradas y las acciones necesarias para resolverla.

Solar fotovoltaica

La principal brecha identificada para la estimación del potencial solar es que el análisis de Ángel-Sanint et al. (2023) está diseñado para proyectos de escala mayor a 100 MW, por lo que no captura el potencial de proyectos de menor escala ni de generación distribuida. Esta brecha plantea la necesidad de una actualización metodológica que permita extender el análisis a escalas menores. Adicionalmente, la resolución espacial de una décima de grado puede ser insuficiente para identificar zonas a nivel subregional en áreas de topografía compleja; su mejora requiere datos de mayor resolución del IDEAM o del IGAC. Finalmente, la información sobre conflictividad territorial es frecuentemente fragmentaria e incompleta; su consolidación requiere la articulación entre el Ministerio del Interior, la ANLA y el Ministerio de Minas y Energía para producir una capa unificada de restricciones sociales y territoriales de acceso público.

Eólica

La brecha más significativa para la estimación del potencial eólico es la información sobre conflictividad territorial, por ejemplo en La Guajira, región que concentra la mayor parte del potencial eólico del país, donde las restricciones asociadas a comunidades indígenas Wayuu y procesos de consulta previa han limitado el desarrollo de este tipo proyectos. La consolidación de esta información requiere la articulación entre el Ministerio del Interior, la ANLA y el Ministerio de Minas y Energía para producir una capa unificada de restricciones territoriales. Adicionalmente, al igual que para la energía solar, la escala de los análisis actualmente disponibles están limitados a proyectos mayores de 100 MW, lo que excluye el potencial de proyectos de menor escala; su estimación requiere una actualización metodológica coordinada entre la UPME y el IDEAM.

Pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) y categorías inferiores

La principal brecha identificada para la pequeña central hidroeléctrica es la ausencia de información sobre restricciones socioambientales superpuestas al potencial identificado en el atlas de la UPME. El Atlas de Potencial Hidroenergético de Colombiano incorpora capas de

áreas protegidas, territorios colectivos ni conflictividad territorial, lo que puede resultar en una sobreestimación del potencial aprovechable, especialmente en las regiones Este y Caribe. Resolver esta brecha requiere que la UPME, en coordinación con el MADS, el Ministerio del Interior y la ANT, adelante un cruce sistemático entre el atlas hidroenergético y las capas de restricciones socioambientales disponibles en el SIAC y la plataforma de datos abiertos de la ANT. Adicionalmente, para las categorías pico, micro y mini en ZNI, la confirmación de la viabilidad técnica requiere estudios de campo que podrían ser liderados por el IPSE en el marco de sus programas de electrificación rural.

Geotermia

El potencial geotérmico identificado en el Atlas del SGC (SGC, 2024) corresponde a estudios de prospección de primer y segundo nivel, que proveen estimaciones del recurso superficial pero no del potencial profundo aprovechable con tecnología de generación eléctrica. Colombia no cuenta aún con pozos de exploración perforados que permitan confirmar las estimaciones de potencial con mayor certeza geológica. Adicionalmente, varias de las áreas geotérmicas identificadas se ubican en zonas de páramo o ecosistemas estratégicos, lo que podría generar restricciones ambientales significativas para su desarrollo. La ausencia de estudios de viabilidad técnico-económica a nivel de prefactibilidad para la mayoría de las áreas constituye la principal brecha para su incorporación en los escenarios del plan.

La principal brecha para la geotermia es que los estudios del SGC corresponden a prospección de primer y segundo nivel, que estiman el recurso superficial, pero no el potencial profundo aprovechable. Colombia no cuenta con pozos de exploración perforados que permitan confirmar las estimaciones con mayor certeza geológica. Avanzar en esta dirección requiere que el SGC, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía y la UPME, gestione la financiación de campañas de exploración profunda, posiblemente a través de cooperación técnica internacional con países con experiencia geotérmica. Adicionalmente, varias áreas se ubican en zonas de páramo o ecosistemas estratégicos, lo que requiere la coordinación entre el SGC, el MADS y la ANLA para evaluar la compatibilidad ambiental de su desarrollo. La ausencia de estudios de prefactibilidad técnico-económica limita la incorporación de la geotermia en los escenarios de planificación de corto y mediano plazo.

Capacidad instalada, operación del sistema y transmisión

Por otra parte, para robustecer el modelo de optimización en el marco de la regionalización, se identifica la necesidad de capturar y estructurar flujos de datos específicos a nivel regional, con el fin de modelar restricciones operativas, de inversión y de recursos con un alto grado de detalle a nivel territorial.

En cuanto a la infraestructura de transmisión eléctrica, se requiere contar con información, que permita la parametrización de restricciones técnicas interregionales expresadas en límites máximos de transferencia de potencia y capacidades de intercambio seguras entre nodos específicos del STN y STR, traduciendo así cuellos de botella reales en ecuaciones de restricción de capacidad de transporte que permitan modelar con una resolución temporal

adecuada posibles vertimientos, redespachos y demás fenómenos asociados a capacidad de transporte agotada.

Asimismo, para definir una localización espacial económicamente óptima de las inversiones en nueva capacidad de generación, es indispensable contar con la desagregación territorial de variables críticas, tales como factores de capacidad horarios y perfiles de disponibilidad temporal de los recursos de generación, complementados con los costos de capital (CAPEX) y costos operativos (OPEX) regionalizados, los cuales varían sustancialmente según las particularidades geográficas y de desarrollo de cada territorio.

Finalmente, para el SIN se cuenta con información detallada a nivel horario; sin embargo, para las ZNI la información se limita a registros de facturación mensuales o estimaciones agregadas de los prestadores del servicio. Robustecer el modelo requiere perfiles horarios de carga de cabeceras municipales y áreas rurales dispersas para determinar la capacidad óptima de sistemas híbridos autónomos, así como los costos logísticos de transporte y distribución de diésel y GLP en zonas aisladas.

3.2. Oferta de combustibles líquidos y gaseosos

3.2.1 Enfoque metodológico

Distribución de los recursos y reservas de crudo y gas por cuenca

La regionalización de la oferta de crudo, gas natural y combustibles líquidos parte de un principio distinto al de la modelación nacional. Mientras el ejercicio nacional trata las reservas de crudo y gas natural como un conjunto agregado por tipo de calidad, el enfoque regional exige asignar ese mismo conjunto a las cuencas productoras donde físicamente se localiza.

Colombia concentra su producción en cuencas geográficamente delimitadas, principalmente representadas por los Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena y Putumayo (ver Figura XX), de modo que la regionalización no consiste en distribuir un volumen nacional de manera proporcional entre regiones, sino en anclar la producción a la región donde efectivamente se ubica cada cuenca (ANH, 2026). Por lo anterior, en la regionalización del PEN la producción de hidrocarburos está asociada a las regiones Nordeste, Oriente, Suroccidente y Caribe. Esta lógica de asignación territorial debe conservar, además, el perfil de declive de los campos maduros que caracteriza a cada cuenca, de manera que una región con campos en etapa avanzada de agotamiento no reciba, en el ejercicio regional, una trayectoria de producción más optimista que la que sus propias reservas remanentes permiten sostener.

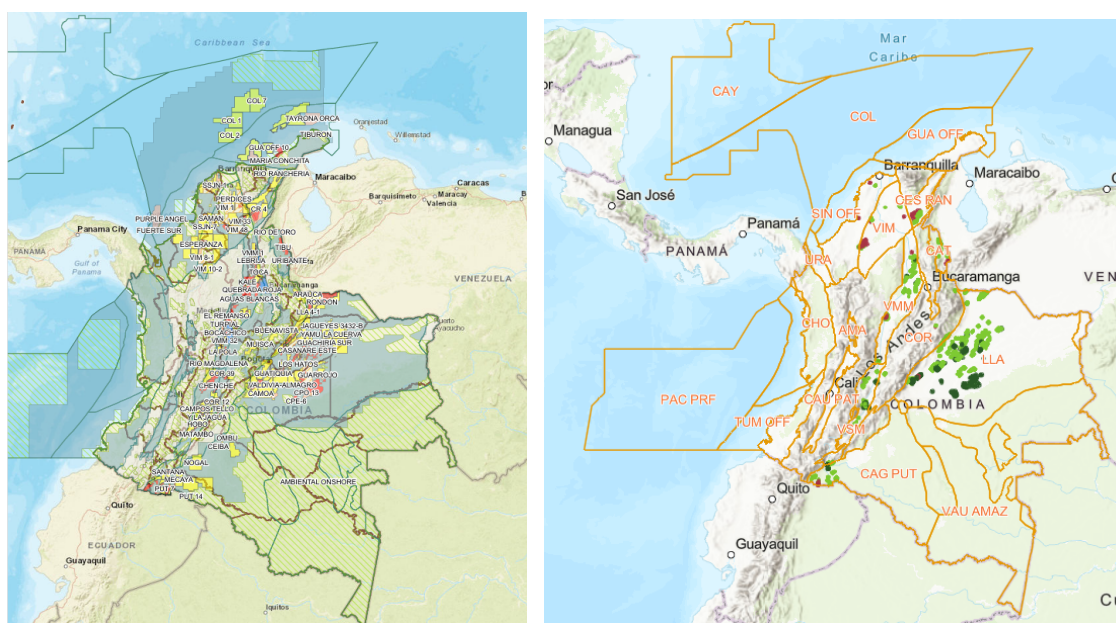


Figura XX. Mapas de tierras y de cuentas de la ANH, (Tomados de ANH, 2026).

En coherencia con la clasificación adoptada en el PEN 2025-2055 Nacional, donde el crudo se agrupa en tres tipologías según su calidad: CRU1 (liviano, mayor a 33°API), CRU2 (mediano, entre 19° y 33°API) y CRU3 (pesado, menor a 19°API), siguiendo las recomendaciones del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos (PIACL) (UPME, 2026), la regionalización del potencial de crudo debe preservar esta misma desagregación por tipo de calidad al interior de cada cuenca o región, con el fin de mantener la misma desagregación respecto al modelo del PEN nacional. Esta condición, implica que la fuente primaria de información, el Informe de Recursos y Reservas (IRR) de la ANH, debe consultarse con un nivel de detalle que permita identificar de manera simultánea la cuenca de origen y la calidad de cada reserva reportada.

Sin este cruce de dimensiones, la regionalización perdería la trazabilidad entre tipo de crudo disponible y carga de refinación que constituye uno de los pilares metodológicos del modelo PEN a nivel nacional, y el ejercicio regional se limitaría a una desagregación geográfica sin la especificidad de calidad que el propio modelo requiere para determinar, más adelante, qué tipo de crudo abastece a cada refinería. Por lo anterior, los recursos y reservas deben ser regionalizados en los porcentajes correspondientes a cada región, tomando en cuenta la desagregación por calidad para mantener la coherencia con el modelo nacional.

Refinerías como nodos regionales

La capacidad de producción de combustibles líquidos, a diferencia del potencial de crudo, corresponde a un nodo geográficamente fijo que se encuentra regionalizado por su propia naturaleza física de ubicación puntual en el territorio. Esto se debe a que las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena (Reficar) operan en ubicaciones concretas, la primera en el complejo industrial de Barrancabermeja, correspondiente a la región Nordeste, y Reficar en la ciudad de Cartagena, correspondiente a la región Caribe.

Adicionalmente, las capacidades de importación, que logran satisfacer el déficit de combustibles que las refinerías no logran suplir se encuentran ubicados principalmente en la región Caribe, además del pacífico colombiano correspondiente a la región suroccidental. Esta condición marca una diferencia metodológica relevante frente al potencial de crudo, ya que en crudo se requiere un ejercicio explícito de desagregación territorial a partir de fuentes de reservas, la capacidad de refinación no necesita distribuirse entre regiones, sino que debe incorporarse directamente en la región correspondiente a cada planta, conservando los rendimientos volumétricos y los parámetros de operación ya definidos en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos (PIACL) 2025-2040 (UPME, 2026) y que fue usado para el ejercicio del PEN nacional. En este sentido, la regionalización de la capacidad de producción de líquidos es, en términos metodológicos, un ejercicio de localización más que de distribución.

Regionalización del gas natural

El gas natural sigue, en términos generales, la misma lógica de regionalización descrita para el crudo, aunque con particularidades propias de su cadena de suministro. La producción nacional se concentra en cuencas continentales que deben regionalizarse siguiendo el mismo principio de anclaje territorial aplicado al crudo, es decir, asignando los recursos y reservas reportadas por la ANH a la región donde efectivamente se localiza cada cuenca productora. A esta base continental se suma el recurso contingente offshore, principalmente representado en el PEN nacional por el campo Sirius, incorporado en el modelo a partir de 2031 en los escenarios de Políticas Anunciadas (PA) y Carbono Neutralidad (CN), cuya naturaleza costa afuera en el mar Caribe permite asignar de manera directa su impacto a la región Caribe del modelo del PEN regional.

La regasificación del gas natural importado, por su parte, no depende de una planta de procesamiento única que concentre la totalidad de la oferta. La infraestructura de regasificación sí introduce una diversificación regional relevante, junto con la planta existente de SPEC-LNG en Cartagena, correspondiente a la región Caribe. El Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) 2023-2038 (UPME, 2025) identifica dos proyectos adicionales que amplían la huella territorial de esta cadena correspondientes a la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico (IIGP), una planta de regasificación en Buenaventura con conexión al Sistema Nacional de Transporte en Yumbo, que ubica un nodo de oferta de gas en la región Suroccidente; y la Infraestructura de Importación en La Guajira (IIGG), con conexión directa al SNT en el nodo Ballena, que refuerza la presencia de oferta de gas en la región Caribe. Esta diversificación debe incorporarse explícitamente en la regionalización, en lugar de asumir que toda la capacidad de importación de gas se concentra en un único punto del territorio, como ocurre en el caso de los combustibles líquidos. Es decir que las capacidades correspondientes a los proyectos de SPEC-LNG y la Infraestructura de Importación en la Guajira (IIGG) estarán asociados a la región Caribe del modelo regional, mientras que la infraestructura de Importación de Gas del Pacífico (IIGP) estará asociado a la región Suroccidente.

Finalmente, la conexión entre las cuencas productoras de gas, la infraestructura de regasificación y los centros de consumo regional depende del Sistema Nacional de Transporte de Gas (gasoductos) y de sus nodos de interconexión, que deben tratarse, al igual que en el caso de oleoductos y poliductos, como una restricción regional explícita y no como un flujo transparente al modelo, lo cual se aborda en el siguiente apartado.

Infraestructura de transporte como restricción regional

La infraestructura del Sistema Nacional de Transporte, representada principalmente por oleoductos y poliductos, conecta las cuencas productoras con las refinerías, y las refinerías con los centros regionales de consumo, respectivamente, y por su parte los gasoductos ejercen el mismo papel en el Sistema Nacional de Transporte de Gas (Figura XX). En el ejercicio nacional este flujo es transparente para el modelo, dado que la oferta y la demanda se equilibran en un único nodo agregado; en un ejercicio regionalizado, en cambio, debe representarse de manera explícita, mediante límites de transporte por tramo o por región, puesto que una región productora no necesariamente coincide con la región donde se ubica la refinería que procesa su crudo, ni con la región donde finalmente se consume el combustible refinado. Adicionalmente, es necesario considerar que un ducto puede atravesar una región sin que esta sea su punto de origen o destino, condición que la metodología regional debe reconocer para no atribuir erróneamente flujos de tránsito como si fueran producción o consumo local.

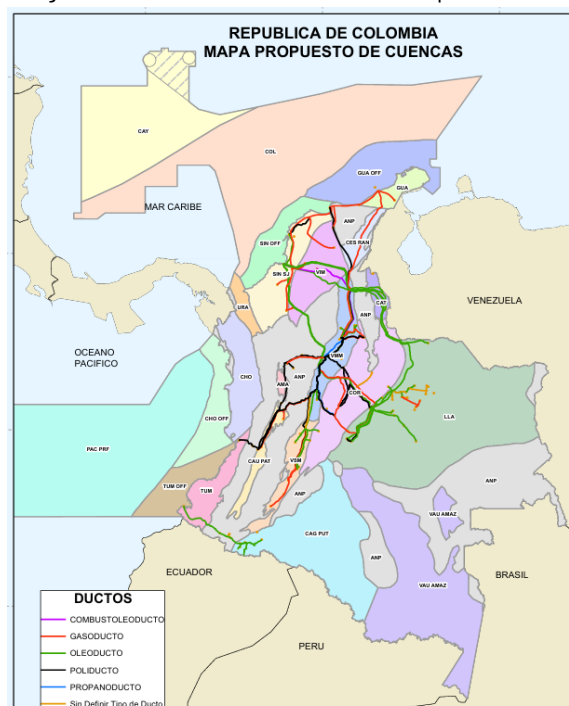


Figura XX. Mapa de oleoductos, gasoductos y poliductos de Colombia, (Tomado de ANH, 2026)

El transporte por ducto, sin embargo, no cubre la totalidad de la cadena, ni en el tramo de crudo ni en el de producto refinado. Una parte del crudo producido en campos sin conexión directa a la red de oleoductos se moviliza por carrotanque hasta un punto de conexión determinado, de la misma manera que una parte de los combustibles ya refinados se distribuye por carrotanque

hasta el centro regional de consumo, particularmente en los tramos donde la red de poliductos no llega directamente al punto final de despacho. Esta combinación de modos, presente tanto en el tramo de producción a refinación como en el de refinación a consumo, cambia la naturaleza de la restricción que la metodología debe representar. Mientras el transporte por ducto está acotado por la capacidad física del oleoducto o poliducto, el transporte por carrotaque desplaza la limitación hacia la capacidad de carga carretera, es decir, hacia la disponibilidad de la flota de transporte terrestre y las condiciones de la red vial entre el campo o la refinería y su destino. En consecuencia, la regionalización de esta restricción debe reconocer dos lógicas de restricción distintas y complementarias, en conjunto capacidad de ducto y capacidad de transporte carretero, cuyos datos implican una complejidad adicional de normalización, aplicables a ambos tramos de la cadena, en lugar de asumir que la totalidad de la conexión regional opera bajo un único límite de infraestructura fija.

Finalmente, como se detalla en la sección de regionalización de la demanda de este mismo documento, los balances energéticos regionalizados por sector incorporarán la desagregación territorial del consumo de todos los energéticos, incluidos los combustibles líquidos. En consecuencia, la articulación entre oferta y demanda de líquidos se resuelve mediante la relación directa entre la capacidad de producción regionalizada de las refinerías, desarrollada en este numeral, y las demandas sectoriales regionalizadas ya establecidas.

3.2.2 Inventario de datos disponibles

La calidad y el nivel de detalle de la información disponible determinan, en última instancia, qué tan robusto puede ser el ejercicio de regionalización de la oferta de crudo, gas natural y combustibles líquidos. A diferencia de la modelación nacional, donde basta con un agregado por tipo de crudo o un balance nacional de gas, la desagregación territorial exige datos que permitan distinguir simultáneamente la ubicación geográfica y la calidad del recurso, así como las conexiones físicas entre cuencas, refinerías y regiones de consumo. Sin este nivel de detalle, la regionalización corre el riesgo de convertirse en un ejercicio de asignación arbitraria más que en una representación fundamentada de la realidad territorial del sector. Por esta razón, es necesario precisar el origen, la cobertura y la confiabilidad de cada fuente de información antes de que esta pueda incorporarse a la metodología.

- Datos de recursos y reservas por región y tipología de crudo, tomados del Informe de Recursos y Reservas de la ANH (ANH, 2025), que se construye anualmente, constituyen la fuente primaria para la regionalización del potencial. Su relevancia radica en que, a diferencia del ejercicio nacional que trabaja con un agregado por tipo de crudo, el ejercicio regional requiere que estos datos estén disponibles con el cruce simultáneo de dos dimensiones, cuenca de origen y gravedad API, condición indispensable para preservar la misma lógica de trazabilidad CRU1/CRU2/CRU3 adoptada en el nivel nacional. La ANH es, en este sentido, la entidad que concentra la información técnica primaria reportada por los titulares de los campos.

- Datos de reservas y recursos de gas natural por cuenca, provenientes también del Informe de Recursos y Reservas de la ANH y complementados con el potencial de producción declarado ante el MME (Resolución 01626/2024; MME, 2024) y los escenarios de oferta del ETPAGN 2023-2038 (UPME, 2025), constituyen la fuente equivalente para la regionalización del potencial de gas, incluyendo el recurso contingente offshore del campo Sirius.
- Datos de capacidad de refinación por planta es información ya consolidada y georreferenciada por naturaleza, correspondiente a las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, con los rendimientos volumétricos de referencia del PIACL 2025-2040 (UPME, 2026). Al tratarse de plantas de ubicación fija y conocida, este insumo no requiere un ejercicio adicional de regionalización al compararse con el ejercicio metodológico del PEN nacional, sino su incorporación directa en la región donde cada planta se localiza.
- Datos de infraestructura de regasificación, correspondientes a la capacidad existente de SPEC LNG en Cartagena y a los proyectos IIGP (Buenaventura) e IIGG (La Guajira) identificados en el ETPAGN 2023-2038 (UPME, 2025), con sus respectivas fechas de entrada en operación. Al igual que las refinerías, estas plantas son nodos de ubicación fija, aunque a diferencia de los líquidos, su distribución territorial diversifica la oferta de gas hacia las regiones Caribe y Suroccidente.
- Datos de infraestructura de transporte de líquidos, principalmente asociados a las capacidades de oleoductos y poliductos por tramo constituyen un insumo necesario para representar la conexión entre cuencas productoras, refinerías y centros de consumo regional. Estos datos existen a nivel de la operación de la infraestructura, aunque su disponibilidad para fines de planeación energética regional es parcial. Adicionalmente, es necesario contemplar que parte del transporte se realiza por carrotanque hasta el punto final de utilización del combustible, donde también se requiere consolidar información de transporte. Por lo anterior, el Sistema de Información de Combustibles (SICOM) (MME, 2026) también constituye una fuente consolidada de información necesaria para el ejercicio de regionalización del PEN.
- Datos de infraestructura de transporte de gas natural, correspondientes a la capacidad del Sistema Nacional de Transporte de Gas y sus nodos de interconexión (como Yumbo y Ballena), necesarios para representar la conexión entre las cuencas o plantas de regasificación y los centros de consumo regional.
- Datos de consumo regional de combustibles líquidos. Inicialmente, el Sistema de Información de Combustibles (SICOM) (MME, 2026) reporta los volúmenes de venta de combustibles líquidos por punto de despacho, lo que permite una desagregación macro del uso del combustible por el tipo de agente de la cadena que lo reporta dentro del SICOM (grandes consumidores, Estaciones de Servicio (EDS), otros comercializadores, entre otros), lo que permite aproximar el consumo a nivel territorial, mientras que los

balances energéticos de la UPME ya desagregados por sector y región, desarrollados y analizados en la sección de demanda de este documento, constituyen la fuente consolidada que conecta la oferta regionalizada de líquidos con el consumo final. La combinación de ambas fuentes es la que cierra el ciclo entre producción, transformación y uso final del energético, y permite contrastar el reporte transaccional de SICOM con la desagregación sectorial ya validada en los balances regionalizados.

Tabla XX. Inventario de datos del sector de oferta de combustibles líquidos y gaseosos.

Componente	Fuente Primaria	Que se encuentre	Tratamiento
Reservas y producción de crudo por cuenca y calidad	ANH: Informe de Recursos y Reservas (IRR)	Reporte anual; agregado nacional por tipo de crudo, desagregación por cuenca y calidad disponible bajo gestión específica	Relación de la cuenca de origen con la región del PEN, conservando la tipología CRU1/CRU2/CRU3
Reservas y recursos de gas natural por cuenca (incluyendo recursos offshore)	ANH (IRR) + MME (Resolución 01626/2024) + UPME (ETPAGN 2023-2038)	Reservas y potencial de producción declarado, reportados anualmente; recursos offshore diferenciados por escenario de oferta	Insumo base del potencial regionalizado de gas; la producción continental se relaciona por cuenca productora y región del PEN, el offshore se asigna a Caribe principalmente
Capacidad de refinación (Barrancabermeja, Cartagena)	Ecopetrol / Reficar PIACL 2025-2040 (UPME)	Información consolidada y georreferenciada por planta, con rendimientos volumétricos definidos	Incorporación directa como nodo fijo en la región correspondiente, sin ejercicio de distribución
Infraestructura de regasificación (SPEC LNG, IIGP, IIGG)	UPME – ETPAGN 2023-2038	Capacidades y fechas de entrada en operación identificadas por proyecto	Incorporación directa como nodo fijo por planta, según su región de ubicación (Caribe, Suroccidente)
Infraestructura de transporte de líquidos (oleoductos, poliductos, carrotanques)	Cenit/Ecopetrol SICOM (transporte carretero)	Capacidades por tramo a nivel operativo disponibilidad parcial para fines de planeación regional	Relación explícita entre cuenca, refinería, consumo, reconociendo la doble lógica de capacidad de ducto y capacidad de carga carretera
Infraestructura de transporte de gas natural (gasoductos, SNT)	Operadores del SNT	Capacidades por tramo y nodos de interconexión (Yumbo, Ballena)	Relación explícita entre cuenca o planta de regasificación y consumo regional
Consumo nacional carretero por energético y año	SICOM	Público, reportado por punto de despacho	Relación oficial de consumo por región por punto de abastecimiento
Consumo regional por sector (todos los energéticos, incl. líquidos y gas)	Balances energéticos regionalizados (UPME)	Desagregado por sector y región, desarrollado en la sección de demanda de este documento	Insumo de cierre entre la oferta regionalizada y la demanda sectorial regionalizada

3.2.3 Brechas de información

Reconocer de manera explícita las limitaciones de información es tan importante para la metodología como el inventario de datos disponibles, dado que estas brechas determinan el grado de certeza con el que pueden interpretarse los resultados de la regionalización y orientan las gestiones interinstitucionales que deben adelantarse antes de avanzar hacia un ejercicio de modelación propiamente dicho. El costo de oportunidad de estas brechas expone al ejercicio regional a supuestos de asignación territorial que no cuentan con respaldo suficiente en las fuentes primarias, por lo que en la presente sección se desarrollan las brechas más relevantes que han sido identificadas.

La regionalización del potencial de crudo depende de que los datos de recursos y reservas reportados por la ANH puedan desagregarse simultáneamente por cuenca y categoría de reservas probadas (P1) y probables (P2) y por tipo de crudo, nivel de detalle que fue precisamente el utilizado en el ejercicio nacional del PEN. Esta necesidad plantea un reto de alineación institucional entre la UPME y la ANH, en la medida en que la disponibilidad de esta información con el cruce de ambas dimensiones no corresponde a un producto estándar de reporte público, sino que requiere una gestión específica de acceso y homologación de criterios entre ambas entidades para garantizar que la desagregación regional conserve la misma base de reservas empleada a nivel nacional.

En el caso específico del gas natural, la regionalización enfrenta retos adicionales a los ya señalados para crudo. Por un lado, al igual que ocurre con las reservas de crudo, los datos de recursos y reservas de gas natural reportados por la ANH deben desagregarse por cuenca de origen para poder anclar la producción continental a la región correspondiente, nivel de detalle que no siempre está disponible de manera sistemática y que exige la misma gestión de acceso y homologación de criterios entre la UPME y la ANH mencionada anteriormente. Por otro lado, la incorporación de los recursos offshore depende de información técnica sobre el avance real de los proyectos, cronograma de desarrollo, certeza sobre los volúmenes y fecha efectiva de entrada en producción, que aún no cuenta con reportes verificados y de acceso público, lo que introduce un grado de incertidumbre sobre la solidez de los supuestos que la metodología pueda adoptar respecto a este recurso.

En materia de consumo regional, la información del Sistema de Información de Combustibles (SICOM) (MME, 2026) enfrenta limitaciones de calidad asociadas principalmente a la obligatoriedad y la frecuencia con que los agentes reportan sus volúmenes de venta, lo que introduce variabilidad en la consistencia territorial y temporal de los datos. El Ministerio de Minas y Energía, como administrador del sistema, adelanta actualmente gestiones orientadas a fortalecer estos mecanismos de reporte, por lo que se espera que la calidad y homogeneidad de esta fuente mejore progresivamente en los próximos desarrollos del PEN.

Un reto adicional corresponde a los flujos interregionales de crudo, gas y combustibles líquidos, cuya dificultad no radica en la ausencia de información, sino en su complejidad de acceso y consolidación. El transporte combina modos como los ductos (oleoductos, gasoductos y

poliductos) con el transporte terrestre en carrotanques, cada uno con sistemas de registro y niveles de granularidad distintos, lo que dificulta construir una matriz consolidada de origen y destino a nivel regional. La metodología reconoce esta limitación como un frente de trabajo a desarrollar, más que como una fuente descartada, dado que su resolución exige integrar información proveniente de múltiples operadores y modos de transporte.

3.3. Oferta de carbón térmico

3.3.1 Enfoque metodológico

La regionalización de la oferta de carbón térmico en el PEN 2025-2055 requiere diferenciar dos variables de naturaleza distinta. Por un lado, los recursos y reservas disponibles, que operan como un límite físico del recurso, y por el otro, el comportamiento de la producción, que es dinámico y varía en el tiempo y entre escenarios. Esta distinción determina el enfoque para proceder con la regionalización de la oferta de carbón térmico en donde la producción se regionaliza a partir de factores de distribución territorial y las reservas se incorporan como un techo de capacidad fijo para todo el horizonte de planeación.

En cuanto al análisis de las reservas o potencial minero en Colombia, este se sustenta en la evaluación técnica de sus recursos y reservas. Actualmente, gracias a la conformación de la Comisión Colombiana de Recursos y Reservas Minerales (CCRR) y la estructuración del Estándar Colombiano (ECRR) Colombia es un integrante de CRIRSCO⁸ (Committee for Mineral Reserves International Reporting Standards). Por lo tanto, cuenta con información estructurada y diferenciada entre regiones productivas, habilitando un inventario oficial robusto en los sistemas de información del sector, permitiendo evaluar la disponibilidad real del mineral.

Dentro de la estrategia metodológica de regionalización de las reservas, después de recopilar la información proporcionada por la ANM, el valor agregado de las reservas probadas a 2024 se fija como el techo máximo de producción acumulada para todo el horizonte de planeación 2025-2055, garantizando que la producción regional no pueda exceder la disponibilidad física del recurso en cada territorio. El análisis realizado de las reservas de carbón muestra una concentración regional del recurso en el norte del país. El Cesar lidera con cerca de 140 Mt probables y 155 Mt probadas, seguido de cerca por La Guajira (≈ 136 Mt y ≈ 141 Mt) y Córdoba (≈ 68 Mt probables y ≈ 45 Mt probadas), consolidando al Caribe como la región con mayor reservas. En un segundo nivel se ubica la región Nordeste, encabezada por Norte de Santander (≈ 43 Mt probables y ≈ 35 Mt probadas) y Santander. Por último, la región oriental suma alrededor de 30 Mt probables y 17 Mt probadas, y el resto de regiones aporta volúmenes marginales frente al total nacional.

Por su parte, teniendo en cuenta lo descrito para los recursos y las reservas, los datos de producción de carbón térmico también se regionalizan a partir de la información oficial de ANM. Para ello, se definieron factores de distribución regional calculados como la participación

⁸ <https://crirSCO.com/>

porcentual de cada región en la producción promedio nacional entre los años 2020-2025. Estos factores se aplican a la tecnología de extracción de carbón definida en el modelo energético, permitiendo distribuir la producción nacional proyectada entre las regiones. Para el horizonte 2025-2055, los factores se mantienen constantes como supuesto de modelación⁹.

En ese orden de ideas, la actividad de la tecnología asociada al carbón en el modelo está limitada para cada región y año, y por las dos restricciones descritas: 1) el techo de reservas probadas que acota la producción acumulada a lo largo del horizonte, y 2) el factor de distribución que define la cuota de producción nacional asignada a la región.

3.3.3 Inventario de datos disponibles

Como se mencionó anteriormente, la oferta de carbón térmico comprende dos bloques de información que responden a las variables definidas en el enfoque metodológico: los registros históricos de producción y las estimaciones de recursos y reservas.

Para los recursos y reservas, la ANM consolida la información presentada por los titulares mineros y es publicada a través del tablero de Recursos y Reservas Minerales de Colombia de la plataforma Intégrame del Ministerio de Minas y Energía. El tablero permite consultar los datos por mineral, departamento y grupo de municipios, diferenciando los recursos inferidos, indicados y medidos de las reservas probables y probadas. Los reportes se estructuran conforme al Estándar Colombiano de Recursos y Reservas Minerales o a otros estándares reconocidos por CRIRSCO, de acuerdo con las condiciones y la periodicidad establecidas por la Resolución No. 100 de 2020 de la ANM.

Por su lado, la información de producción puede consultarse también mediante el módulo de regalías y volúmenes de explotación del Sistema de Información Minero Colombiano (SIMCO), administrado por la UPME¹⁰. Esta fuente facilita la consulta y el seguimiento de los registros sectoriales, mientras que las publicaciones y fichas estadísticas de la ANM aportan cortes complementarios para contrastar los valores.

3.3.4 Brechas de información

El enfoque de regionalización del PEN 2025-2055 incorpora una primera aproximación territorial que el agregado nacional no permite capturar, al tiempo que reconoce que la maduración de la información, la actualización de los documentos técnicos y el fortalecimiento de las plataformas institucionales permitirán mejorar la representación regional en futuras validaciones.

⁹ Pero en un escenario específico o una actualización posterior del PEN se puede incorporar una trayectoria diferente.

¹⁰ Para consultar los tableros: <https://www.integrame.gov.co/tablero/recursos-y-reservas-minerales-de-colombia/> y <https://www.upme.gov.co/simco/regalias/>

Colombia dispone de fuentes oficiales y de un marco técnico que han mejorado la organización de la información minera. Los reportes de producción de la ANM, la publicación de recursos y reservas en Intégrame y SIMCO, y la implementación de La Comisión Colombiana de Recursos y Reservas Minerales (CCRR) constituyen una base relevante para incorporar los datos de reservas de carbón térmico en el PEN 2025-2055. No obstante, existen brechas asociadas a limitaciones de consistencia, comparabilidad y detalle que deben considerarse al utilizarla en un ejercicio de planeación de largo plazo.

A continuación, se listan algunos de los hallazgos que hoy constituyen brechas de información y que representan oportunidades de mejora para la regionalización del PEN:

- Cobertura, actualización y consistencia de los registros de producción. Los volúmenes de explotación asociados al pago de regalías son una fuente oficial, pero la propia base los caracteriza como información preliminar y dinámica. Los valores pueden variar entre fechas de corte por ajustes, validaciones o reportes posteriores. Además, al estar vinculados con la declaración y liquidación de regalías, representan principalmente la producción incorporada en los canales formales de reporte y no necesariamente capturan la totalidad de la extracción no declarada.
- Nivel de desagregación para el análisis regional. La agregación por departamento y región es suficiente para una primera representación territorial del PEN, pero oculta diferencias entre títulos y operaciones en materia de calidad del carbón (poder calorífico, contenido de cenizas y azufre), método y escala de extracción, orientación del mercado, infraestructura disponible y estado operativo. Estas variables pueden afectar la posibilidad de sustituir producción entre regiones, aunque su evaluación detallada por mina o proyecto excede el alcance del PEN regional.
- Información ambiental asociada con la oferta. La disponibilidad de datos comparables sobre emisiones fugitivas de metano y otros indicadores de intensidad de emisiones no es homogénea entre operaciones y regiones, especialmente en la minería subterránea. Aunque esta información no interviene directamente en el cálculo de los factores de distribución, resulta relevante para evaluar la exposición de la oferta regional a requisitos de medición, reporte y verificación, así como a posibles restricciones ambientales o comerciales.
- Información sobre transporte y logística. Las condiciones de movilización del carbón presentan diferencias regionales que inciden directamente en la competitividad y en la posibilidad efectiva de llevar la producción a los centros de consumo o exportación. La gran minería del Caribe dispone de cadenas integradas entre mina, ferrocarril y puerto, mientras que la pequeña y mediana minería del interior depende principalmente del transporte carretero y, en algunos casos, de conexiones fluviales y portuarias de uso público. Aunque existen estudios sobre corredores, infraestructura férrea, capacidad portuaria y alternativas intermodales, la información no siempre se encuentra integrada,

actualizada y presentada con criterios comparables para las regiones del PEN. Por ello, una mejora futura consiste en articular información regional sobre modos de transporte, capacidad disponible, condiciones de acceso y costos logísticos, sin que ello implique desarrollar evaluaciones de ingeniería o análisis detallados por proyecto dentro del PEN regional.

3.4. Oferta de bioenergía

3.4.1 Enfoque metodológico

Para la modelación de la oferta de bioenergía del PEN 2025-2055, se tuvieron en cuenta los datos de referencia sobre los potenciales estimados en el marco de la consultoría de la UPME y la Corporación para la Energía y el Medio Ambiente (2025). Cabe señalar que los insumos técnicos generados por la consultoría, así como la propuesta ampliada de cálculo de potenciales del Plan Indicativo de Bioenergía (PIBE) Nacional (UPME, 2026), fueron utilizados para la construcción del PEN 2025-2055 nacional.

En particular, el PIBE Nacional (2026) es un instrumento de planeación desarrollado por la UPME que busca caracterizar el potencial de biomasa y definir las mejores rutas tecnológicas para aprovechar eficientemente sus derivados (bioenergéticos). En el marco del PIBE se desarrolló una metodología para estructurar la oferta regionalizada mediante la estimación detallada de los potenciales teóricos y técnicos de las biomasas. Este proceso se realizó elaborando un inventario regional de los recursos disponibles mediante fuentes secundarias, puesto que el país carece actualmente de un sistema permanente para su cuantificación energética. En consecuencia, la mayor parte de los datos proviene del sector agroindustrial, de acuerdo con lo expuesto en el PIBE.

Con el fin de precisar la biomasa efectivamente aprovechable, en las secciones posteriores se expondrá cómo se realiza la estimación del potencial teórico para, seguidamente, calcular el potencial técnico que es la base para el análisis propuesto para la regionalización de la oferta de bioenergía del PEN.

A diferencia del ejercicio de modelado convencional a nivel nacional, para modelar la oferta regional se estimaron factores de distribución a partir de la participación de cada región en el potencial técnico de las biomasas seleccionadas, de acuerdo con la metodología establecida en el PIBE Nacional en construcción. En esta primera aproximación se aplicaron dichos factores de distribución regional partiendo de los potenciales agregados nacionales para las siguientes biomasas: aceite de palma, caña de azúcar, bagazo de caña, residuos sólidos urbanos (RSU) y residuos orgánicos. Esta estrategia de modelación permite estimar el potencial técnico regional, permitiendo así, identificar las regiones con una mayor concentración de recursos y evaluar las diferencias estructurales entre las soluciones bioenergéticas en el horizonte de planeación 2025-2055.

En este sentido, los factores de distribución regional deben complementarse con una caracterización cualitativa de las condiciones territoriales que inciden en el aprovechamiento de la biomasa. Como se mencionó anteriormente, la concentración del recurso no determina por sí sola su posibilidad de utilización, pues esta también depende de la estructura productiva, la infraestructura disponible, las condiciones logísticas, y las restricciones ambientales y sociales de cada territorio (UPME, 2026).

En la tabla xxx¹¹, se presenta de forma esquemática una caracterización preliminar de la oferta de bioenergía, permitiendo identificar de forma general las oportunidades diferenciadas y orientar alternativas bioenergéticas acordes con las condiciones particulares de las siete regiones establecidas en el PEN 2025-2055.

Tabla xxx. Caracterización de la oferta de bioenergía por región.

Región	Caracterización de la oferta
Antioquia	La región presenta una oferta asociada principalmente con residuos de café, banano, caña, ganadería y actividades agroindustriales, además de recursos forestales y residuos maderables en Chocó. Antioquia dispone de capacidades industriales, académicas y logísticas favorables para proyectos centralizados, mientras que en Chocó la dispersión de los recursos, las limitaciones de acceso y la presencia de territorios colectivos orientan el aprovechamiento hacia soluciones descentralizadas y comunitarias.
Caribe	La oferta se relaciona con las cadenas de palma de aceite, banano, arroz, maíz y ganadería, así como con los residuos sólidos urbanos de las principales ciudades. Los corredores industriales y portuarios ofrecen condiciones para proyectos centralizados y esquemas de economía circular. En las áreas rurales, el aprovechamiento está condicionado por la dispersión de la biomasa, las brechas logísticas, la disponibilidad de agua, la vulnerabilidad climática y la presencia de territorios indígenas.
Este	La biomasa disponible comprende recursos forestales, residuos orgánicos de pequeña escala y materiales derivados de sistemas productivos locales. Su aprovechamiento está limitado por la baja densidad poblacional, la dispersión geográfica, la dependencia del transporte fluvial y aéreo y la sensibilidad de los ecosistemas amazónicos y de la Orinoquía. La región requiere soluciones descentralizadas, comunitarias e híbridas, sujetas a criterios estrictos de conservación y prevención de la deforestación.
Insular	La oferta se concentra en los residuos sólidos urbanos y en la fracción orgánica de los residuos domésticos, debido a la limitada disponibilidad de biomasa agropecuaria. Su valorización puede contribuir a reducir la disposición final de residuos y la dependencia de combustibles importados. Las alternativas deberán ser modulares, de baja escala e integradas con la gestión insular de residuos, considerando la fragilidad ambiental, la exposición climática y la identidad cultural de la población raizal.
Nordeste	La oferta está asociada con la palma de aceite, la caña panelera, el cacao, la agricultura y la ganadería. Santander y Boyacá presentan mejores condiciones de conectividad, capacidades empresariales y proximidad a centros de consumo, mientras que Arauca y Casanare registran una mayor dispersión de los recursos. La región ofrece oportunidades para diversificar economías vinculadas a los hidrocarburos, combinando proyectos agroindustriales centralizados con soluciones descentralizadas en áreas rurales.

¹¹ En el PIBE 2026 se desarrolla y profundiza el análisis por región.

Región	Caracterización de la oferta
Oriente	La región combina la alta concentración de residuos urbanos, orgánicos y de aguas residuales de Bogotá y Cundinamarca con los residuos agrícolas, pecuarios y forestales de Meta y Guaviare. Esta complementariedad favorece proyectos urbanos de economía circular y aprovechamientos agroindustriales. En las áreas rurales, las restricciones viales, la dispersión de la biomasa, la presencia de zonas no interconectadas y las presiones sobre los bosques requieren soluciones descentralizadas y criterios de sostenibilidad.
Suroccidente	La región concentra cadenas de caña de azúcar, café, arroz y palma de aceite, junto con una infraestructura agroindustrial y experiencia consolidada en cogeneración. Valle del Cauca y el Eje Cafetero ofrecen condiciones favorables para proyectos centralizados y clústeres bioenergéticos. En Cauca, Nariño, Caquetá y Putumayo, las brechas de conectividad, la sensibilidad ambiental y la presencia de territorios colectivos hacen necesario promover soluciones descentralizadas y esquemas de gobernanza territorial.

Fuente: Elaboración propia con información del PIBE (2026).

3.4.2 Inventario de datos disponibles

Para caracterizar la oferta regional de bioenergía se construye a partir de información histórica del periodo 2020-2024 y se adopta 2024 como año de referencia. Esta base reúne registros de producción agrícola, inventarios pecuarios, generación de residuos agroindustriales y urbanos, biosólidos y biomasa forestal, con el mayor nivel de desagregación territorial ofrecido por cada fuente. Su integración permite identificar la localización y la cantidad de los recursos antes de estimar su potencial energético.

Las principales fuentes oficiales corresponden a la Unidad de Planificación Rural Agropecuaria (UPRA) y AgroNET, el DANE, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, entre otros. Estos registros se complementan con información de gremios y organizaciones sectoriales, como Porkcolombia y Fedemaderas, especialmente en cadenas para las cuales los datos administrativos nacionales no contienen todas las variables requeridas. La siguiente tabla resume las fuentes empleadas para las biomásas seleccionadas.

Debido a que los registros provienen de diferentes años, escalas geográficas y metodologías de levantamiento, su incorporación al inventario requiere homologar unidades, periodos y niveles territoriales. A partir de esta base se aplican los parámetros y factores de conversión descritos en la sección siguiente para calcular los potenciales teórico y técnico de bioenergía.

Tabla xxx: fuentes de información de las biomásas seleccionadas

Biomasa	Fuentes de información
Caña de Azúcar. Aceite crudo de palma. Cultivos de: palma, plátano, banano, arroz, caña de azúcar, caña panelera, café y maíz. Estiércol bovino y avícola. Biomásas de destilerías. Residuos de extracción de aceite de palma. Residuos lácteos	Unidad de Planificación Rural Agropecuaria UPRA - Observatorio de Información Rural y Agropecuaria - AgroNET
Estiércol porcino	Porkcolombia - Inventarios porcícolas en Colombia (2024)

Biomasa	Fuentes de información
Biomasa de matadero	DANE - Encuesta de sacrificio de ganado (ESAG) / Resultados históricos
Aceite de cocina usado (o Aceite Vegetal Usado - AVU)	Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca - Informe regional de aceite usado de cocina (2022)
Biosólidos de PTAR	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Superservicios) - Informe Nacional de disposición final de residuos sólidos (2025)
Residuos sólidos urbanos	
Biomasa forestal	Federación Nacional de Industriales de la Madera (Fedemaderas) - Boletín Estadístico Forestal (2024)

Fuente: Elaboración propia con información del PIBE (2026).

3.4.3 Cálculo de potencial de bioenergía

La metodología comprende la estimación de la biomasa disponible en el territorio nacional, la asignación de rutas tecnológicas, y el cálculo de los potenciales energéticos. Como se define en el PIBE Nacional (UPME, 2026), el cálculo se realiza inicialmente para cada tipo de biomasa y unidad territorial disponible (municipio o departamento, según la fuente) y posteriormente se consolida a nivel regional y nacional.

Clasificación de los recursos

Los recursos se organizan en tres categorías generales:

- **Biomasa residual:** residuos agrícolas, pecuarios, forestales, agroindustriales y municipales, incluida la fracción orgánica de los residuos sólidos y los lodos de plantas de tratamiento de aguas residuales.
- **Cultivos energéticos:** especies establecidas específicamente para producir materias primas con fines energéticos
- **Biomasa natural:** recursos generados en ecosistemas naturales, cuyo aprovechamiento se encuentra sujeto a restricciones ambientales.

Cada recurso se caracteriza mediante variables como producción anual, generación de residuos, contenido de humedad, ubicación, usos actuales y condiciones de acceso. En particular, una de estas variables es el contenido de humedad de la biomasa, que permite establecer una primera orientación tecnológica.

Los inventarios diferencian entre base húmeda (BH) y base seca (BS) aplicando porcentajes de humedad de la literatura científica para determinar la ruta de conversión. Las biomásas con menor contenido de humedad, se vinculan principalmente con procesos termoquímicos, como combustión, gasificación y pirólisis. Por su lado, las biomásas con mayor contenido de humedad se asocian con procesos bioquímicos, como digestión anaerobia y fermentación. Esta clasificación permite asignar factores de conversión y vectores energéticos compatibles con las características físicas del recurso (UPME, 2026).

Potencial teórico

El potencial teórico representa la máxima cantidad de energía que podría obtenerse si se aprovechara la totalidad de la biomasa generada, sin descontar restricciones de recolección, usos alternativos, accesibilidad, sostenibilidad o logística. De manera esquemática, su estimación relaciona como se presenta a continuación:

$$P_{teo,i} = B_i \times F_{Ci} \times PC_i$$

donde,

- $P_{teo,i}$: potencial teórico del recurso i, expresado en PJ/año.
- B_i : cantidad anual de biomasa generada.
- F_{Ci} : factor de conversión asociado con la ruta tecnológica.
- PC_i : contenido energético o poder calorífico del producto obtenido.

Más específicamente, la metodología propuesta diferencia el potencial teórico de primer nivel (PT_1), correspondiente a la energía obtenida mediante la conversión primaria de la biomasa, y el potencial teórico de segundo nivel (PT_2), asociado con vectores que requieren etapas adicionales de transformación, como el biometano o los combustibles sintéticos. Los resultados de ambos niveles no deben sumarse como recursos independientes, puesto que el producto de segundo nivel se obtiene a partir de la transformación del primero.

Factor de disponibilidad y potencial técnico

El potencial técnico corresponde a la fracción del potencial teórico que puede aprovecharse bajo las condiciones reales del territorio y del sistema productivo. Metodológicamente, el potencial técnico de primer nivel (Pt_1) para cada tipo de biomasa residual se obtiene aplicando un factor de disponibilidad (Fd) al potencial teórico de primer nivel (Pt_1). Para el potencial técnico de segundo nivel (Pt_2), el mismo factor de disponibilidad se aplica al potencial teórico de segundo nivel (Pt_2), que corresponde al energético producido mediante la ruta de conversión secundaria, como se presenta a continuación:

$$Pt_1 = P_{t1} \times Fd$$

$$Pt_2 = P_{t2} \times Fd$$

Este tipo potencial se obtiene mediante la aplicación del factor de disponibilidad (Fd), que representa la fracción del recurso susceptible de aprovechamiento efectivo:

$$Fd = F_{rec} \times F_{comp} \times F_{acc}$$

donde:

- F_{rec} , fracción recolectable: proporción que puede retirarse físicamente sin afectar el suelo, el cultivo o el proceso productivo.
- F_{comp} , fracción libre de usos competidores: proporción que no se utiliza como alimento animal, fertilizante, compost, material de cobertura, insumo productivo o fuente de energía dentro del establecimiento.
- F_{acc} , fracción accesible: proporción que puede movilizarse considerando dispersión geográfica, vías, distancias, sistemas de acopio y condiciones logísticas.

Una vez calculados los factores, el potencial técnico nacional de cada biomasa incorporado al modelo se distribuye entre las regiones mediante:

$$P_{tr,b,t} = P_{tN,b,t} \times FDR_{r,b}$$

donde $P_{tN,b,t}$ es el potencial técnico nacional de la biomasa b en el año t ; $FDR_{r,b}$ es el factor de distribución correspondiente a la región r y a la biomasa b ; y $P_{tr,b,t}$ es el potencial técnico de esa biomasa asignado a la región.

Cabe señalar que la disponibilidad varía según el origen del recurso. Así, los residuos agrícolas generados en campo presentan valores bajos o moderados de recolección debido a la limitada mecanización y a la necesidad agronómica de dejar residuos en el suelo para fertilidad. Por su parte, en los residuos agroindustriales, la concentración en plantas de procesamiento favorece mayores factores de recolección y accesibilidad. Para los residuos pecuarios, la disponibilidad depende del sistema productivo, mientras que en la ganadería extensiva la dispersión reduce el potencial.

Por último, la estimación de los residuos urbanos y los biosólidos provenientes del tratamiento de aguas residuales (PTAR) evidencian una importante ventaja logística derivada de su disponibilidad en ubicaciones centralizadas. En la actualidad, los biosólidos de PTAR representan un subproducto que demanda inversión y procesos de tratamiento para su disposición final segura. Esta dinámica se complementa con el análisis de la biomasa forestal, en donde es preciso distinguir entre los residuos de procesos industriales y aprovechamientos autorizados frente a la biomasa de bosques naturales.

3.4.4 Brechas de información

Como se resume en la Tabla xxx (fuentes de información de las biomásas seleccionadas), para la construcción de los inventarios subnacionales se emplea información histórica oficial. El Plan Indicativo de Bioenergía (PIBE) Nacional (2026) y su línea base consolidan estadísticas oficiales, reportes gremiales y fuentes sectoriales para construir un inventario común. En el ejercicio se identificaron inicialmente 46 tipos de biomasa residual y cultivos energéticos, de los cuales fue posible consolidar información suficiente para 38 (UPME, 2026).

Este avance proporciona una base amplia para la planeación nacional y regional. No obstante, algunas de las rutas identificadas no se incorporan con el mismo nivel de detalle debido a diferencias en la disponibilidad, trazabilidad y calidad de los datos. En este marco, se reconocen las siguientes brechas y retos principales:

- Cobertura desigual entre cadenas y tipos de biomasa. Sectores consolidados, como la caña de azúcar, la palma de aceite y varias actividades agrícolas, cuentan con series productivas y reportes sectoriales relativamente estructurados. En otras rutas (entre ellas algunas biomásas acuícolas, algas y residuos de las industrias láctea y cervecera) los mecanismos de reporte no permiten todavía construir inventarios regionales con el mismo nivel de consistencia. En los residuos urbanos y de saneamiento también existen

diferencias de cobertura: para las PTAR se dispone de mejor información sobre algunas instalaciones de mayor escala, mientras que las plantas pequeñas y medianas presentan registros menos uniformes sobre caudales, producción de lodos, contenido de sólidos y aprovechamiento de biogás. De manera similar, en el aceite usado de cocina, la participación de recolectores y gestores con distintos niveles de formalización dificulta establecer de forma continua las cantidades generadas, recolectadas, exportadas o destinadas a otros procesos.

- Heterogeneidad y actualización de las fuentes. Los datos utilizados provienen de diferentes años de reporte, escalas espaciales, unidades y metodologías de levantamiento. La agregación regional exige homologar estas variables y documentar el tratamiento aplicado cuando la información solo está disponible a nivel nacional, departamental o para una muestra de instalaciones. Esta limitación adquiere especial importancia debido a que el horizonte del PEN se extiende hasta 2055, mientras que la línea base representa las condiciones productivas de un periodo determinado. Por consiguiente, las variaciones en la producción agropecuaria, la gestión de residuos y la incorporación de nueva infraestructura deben reflejarse mediante procesos periódicos de actualización.
- Los factores empleados para convertir la actividad productiva en biomasa y la biomasa en energía no son necesariamente uniformes en todo el territorio. Los factores de generación de residuos, el contenido de humedad, el poder calorífico, los rendimientos tecnológicos y los subfactores de disponibilidad pueden variar entre regiones, sistemas productivos y épocas del año.
- La dimensión logística constituye otra limitación relevante. La agregación departamental o regional permite reconocer dónde se concentra el recurso, pero no representa de manera explícita las distancias de recolección, la estacionalidad, la densidad espacial, las pérdidas en el almacenamiento, ni el costo de transportar biomásas con baja densidad energética. Estas consideraciones son determinantes para proyectos específicos, pero su evaluación detallada excede el alcance del presente PEN regional.

Por último, para gestionar estas limitaciones dentro del alcance del PEN regional, conviene tener en cuenta las futuras validaciones de los factores implementados, como los parámetros físico-químicos de las biomásas y la información correspondiente a infraestructura y cadenas logísticas del país. A medida que se fortalezcan los sistemas de información, se formalicen nuevas cadenas de aprovechamiento y se consoliden proyectos, también será posible incorporar rutas tecnológicas no consideradas en la modelación, actualizar los usos finales y diferenciar mejor los factores por región. Estos mecanismos permitirían mejorar progresivamente la representación regional del PEN.

3.5. Oferta de hidrógeno

3.5.1 Enfoque metodológico

La regionalización del PEN 2025-2055 se formuló de acuerdo a la identificación de los hubs de hidrógeno¹² propuestos en Colombia, donde se realizó una primera caracterización de las condiciones habilitantes y restrictivas de cada región para cada tipo de hidrógeno, y también se clasificaron las regiones según su aptitud relativa, a partir de evidencia sobre recursos energéticos, infraestructura, demanda, logística y madurez de proyectos. Con esta información, se definieron factores de distribución regional y se aplicaron a los valores de capacidad y producción de cada tecnología de hidrógeno¹³ incluidas en el modelo del PEN.

Los factores de distribución regional corresponden a las participaciones asignadas a cada región, para desagregar las trayectorias nacionales de actividad de las tecnologías de producción de hidrógeno.

Estos factores son parámetros exógenos y se mantienen consistentes dentro de cada escenario. Es importante precisar que los criterios que se presentan en las próximas secciones constituyen un marco analítico de referencia para guiar la regionalización de la oferta de hidrógeno y sustentar la propuesta inicial de factores de distribución regional. Su consideración se realizó con base en la información disponible, la revisión de estudios sectoriales publicados y el juicio técnico aplicado al ejercicio de modelación¹⁴. Dado que sus determinantes territoriales son distintos, los factores de distribución regional se definieron por separado para el hidrógeno verde, gris y azul.

3.5.2 Inventario de datos disponibles

La oferta de hidrógeno se estima a partir de fuentes institucionales, gremiales y técnicas que permiten caracterizar proyectos, actores, recursos energéticos, infraestructura, demanda y condiciones territoriales. Como principal punto público de consulta, el Ministerio de Minas y Energía dispone del Ecosistema H2 Colombia, que reúne información sobre la cadena de valor, proyectos en desarrollo, actores institucionales, publicaciones, normativa y avances del sector, además de herramientas de consulta geográfica.

Esta información se complementa con los registros y análisis consolidados por asociaciones sectoriales, entre ellas la Asociación Hidrógeno Colombia y la Cámara de Hidrógeno y Gases

¹² También conocidos como valles o clusters, inicialmente definidos en la hoja de ruta del hidrógeno (2021) como “áreas del país que, por su desarrollo industrial o su cercanía a puertos u otras infraestructuras relevantes para la cadena de suministro del hidrógeno, demandarían grandes volúmenes de hidrógeno mediante el agregado de consumos” (p. 38).

¹³ Para el hidrógeno verde: electrolizador PEM (Membrana de Intercambio de Protones) y Alcalino. Para el hidrógeno gris y azul: Reformado de Metano Vapor (SMR) con tecnologías de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS).

¹⁴ Los resultados deben interpretarse como una aproximación inicial de planeación para representar territorialmente las trayectorias nacionales del PEN 2025-2055. La profundización posterior de estos criterios permitirá validar, ajustar y actualizar los factores de distribución utilizados en la modelación.

Renovables ANDI-Naturgas. Sus reportes permiten hacer seguimiento al portafolio anunciado, la localización de iniciativas, los participantes, los montos de inversión y el grado de madurez de los proyectos. Sin embargo, la cobertura y el nivel de detalle dependen de la información divulgada por los desarrolladores, por lo que no todos los proyectos cuentan con datos públicos comparables sobre capacidad, producción, cronograma o decisión final de inversión.

Asimismo, los estudios técnicos y sectoriales aportan datos sobre la localización de hubs, la calidad y disponibilidad de recursos renovables, la demanda potencial, la capacidad de conexión eléctrica, el recurso hídrico, la infraestructura logística, los costos y las rutas tecnológicas. Para el PEN regional, estas fuentes se integran y contrastan según su escala, año de referencia y alcance metodológico, con el fin de construir una línea base territorial coherente. Este inventario sustenta la caracterización diferenciada de las rutas de producción que se desarrollan a continuación, comenzando por la oferta de hidrógeno verde.

Oferta de hidrógeno verde

La metodología de regionalización orientada al cálculo de la oferta potencial de hidrógeno verde se fundamenta en la identificación de hubs de hidrógeno. La localización de estos hubs o nodos (en términos del modelo) se contrastó con las siete regiones del PEN. En particular, de acuerdo con los hubs propuestos en los estudios de Fichtner GmbH & Co. KG. (2023) y Hank et al. (2024), los departamentos con mayor potencial se agrupan principalmente en las regiones del Caribe, Suroccidente y Oriente (ver Figura xxx).

El primero corresponde a la región del Caribe (La Guajira, Barranquilla y Cartagena), que combinan recursos renovables de alta calidad, demanda petroquímica, infraestructura portuaria y posibilidades de producción a gran escala. Dentro de este conjunto, La Guajira presenta una vocación principalmente asociada con el aprovechamiento de los recursos eólico y solar y con la producción orientada a mercados externos, mientras que Barranquilla y Cartagena ofrecen mayores oportunidades para articular la oferta con consumos industriales existentes, la producción de derivados y la logística de exportación. En ese contexto, esta región se prevé el Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH) más bajo del país para 2050 en La Guajira, dado el potencial de generación a partir de energía eólica y solar, para posicionar a Colombia en el mercado global de amoníaco y metanol verde.

El segundo tipo comprende la zona del interior, como Antioquia y Manizales, cuyo desarrollo estaría orientado a atender demanda industrial y el apoyo a movilidad de pasajeros, así como promover esquemas de producción distribuida y aprovechar su conexión con corredores logísticos y centros urbanos. El tercero corresponde al Valle del Cauca, cuya base agroindustrial, disponibilidad de biomasa residual y acceso a fuentes de carbono biogénico favorecen la producción de derivados mediante rutas Power-to-X, que actualmente el sector ya ha identificado como de interés y que eventualmente podría generar una redistribución del recurso según las condiciones del mercado. Cabe mencionar que la región cuenta con oportunidad de articulación logística hacia el Pacífico; puesto que a diferencia del Caribe, su potencial no reside únicamente en la energía solar o eólica, sino en la disponibilidad de biomasa

residual (de los cultivos de caña de azúcar en el Valle y café en el Eje Cafetero) y pequeñas centrales hidroeléctricas.

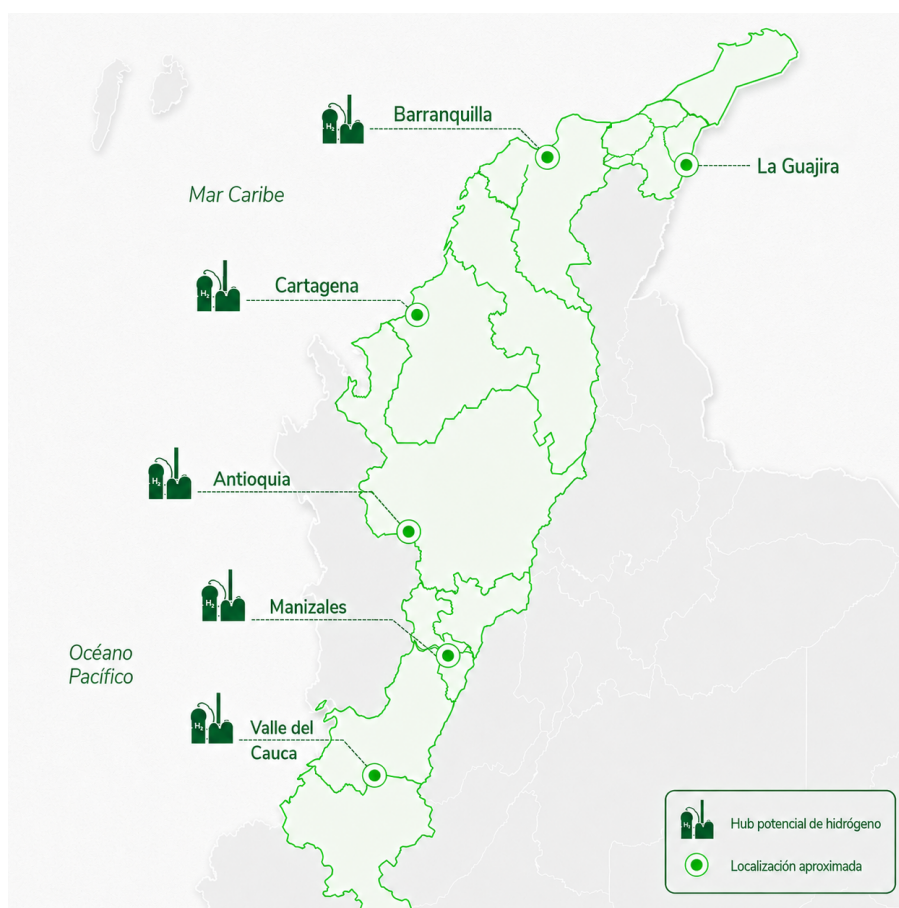


Figura xxx: Hubs de hidrógeno verde propuestos en Colombia. **Fuente:** Elaboración propia con información de GIZ y MME (2023).

En cuanto a los proyectos, en un informe reciente la Cámara de Hidrógeno y Gases Renovables ANDI NATURGAS (2026), reporta que Colombia cuenta con 72 proyectos de hidrógeno anunciados, respaldados por un portafolio de inversión estimado en MUSD 54.000 con proyección al año 2040. A nivel de las regiones del PEN, los proyectos enunciados, muchos de los cuales aún no cuentan con decisión final de inversión y cuya capacidad aún no se ha declarado públicamente, se concentran principalmente en la región Caribe (31 proyectos), con un enfoque en la producción de amoníaco en el norte del país, seguida por Antioquia (17), Suroccidente (8), Oriente (7) y Nordeste (4). Es pertinente mencionar que a medida que evolucione el mercado del hidrógeno en el país se requerirá contar con información actualizada y verificada por parte de los desarrolladores de proyectos en cuanto a la capacidad de producción de hidrógeno con fines energéticos.

Como se describe en el PEN 2025-2055, aunque el hidrógeno verde contribuye a la reducción de emisiones en la industria y el transporte, su desarrollo debe considerar la disponibilidad y el

ordenamiento del recurso hídrico, puesto que la electrólisis es intensiva en el consumo de agua (UPME, 2026). Esta consideración es especialmente relevante en tanto las zonas de mayor potencial renovable del país, en particular La Guajira, coinciden con regiones de alto estrés hídrico. Por lo cual, la viabilidad de los proyectos debe condicionarse a la priorización de agua desalinizada o de aguas residuales tratadas, así como a una localización estratégica cercana a la costa y a los terminales de exportación que, además de aliviar la presión sobre el recurso hídrico continental, reduce los requerimientos de infraestructura de red eléctrica (UPME, 2026; IEA, 2025).

En esa línea, la capacidad de red para incorporar electrolizadores al SIN tiene diferencias importantes entre la capacidad proyectada y la capacidad de conexión disponible en los principales nodos analizados (Romero et al., 2024). En cuanto a estos requerimientos de infraestructura, en la tabla xxx se muestran los valores de capacidad proyectada y la disponibilidad de conexión en megavatios (MW) para los electrolizadores en las áreas de interés (Hubs), basada los resultados del Análisis de Capacidad de Red Eléctrica para Incorporar Electrolizadores al SIN. De los 2.500 MW proyectados para impulsar el vector de hidrógeno a 2035, el SIN sólo cuenta con viabilidad y capacidad de conexión para 720 MW. Esto arroja una viabilidad global del 28,8 % (lo que equivale a un déficit acumulado del 71,2 %).

Por lo tanto, para plantear la regionalización del hidrógeno verde en un horizonte de largo plazo, es necesario que las restricciones actuales de la red eléctrica sean superadas mediante una expansión de la infraestructura de transmisión, la cual requerirá inversiones que pueden alcanzar los 122.000 millones de dólares a 2052 (Consejo Nacional de Política Económica y Social [CONPES], 2025).

Tabla xxx: capacidad instalada proyectada y disponible en la red para electrolizadores.

Región PEN	Departamento	Capacidad proyectada	Capacidad disponible
Caribe	La Guajira	1000	300
	Atlántico	400	200
	Bolívar	400	0
Suroccidente	Valle del Cauca	400	100
Antioquia	Antioquia (Valle de Aburrá)	150	120
Oriente	Bogotá	150	0

Región PEN	Departamento	Capacidad proyectada	Capacidad disponible
Total Nacional		2500	720

Fuente: Elaboración propia con información de Romero et al (2024).

Por último, con el propósito de orientar los aspectos metodológicos para la estimación de la oferta real del hidrógeno como energético, desde la evaluación regional del PEN se recomienda tener en cuenta los siguientes criterios técnicos para ser considerados en los ejercicios prospectivos de largo plazo y que permita dar señales en relación a las oportunidad de cada uno de los hubs de hidrógeno:

1. Recurso energético renovable: calidad, complementariedad y capacidad de fuentes solares, eólicas, hidráulicas, geotérmicas y bioenergéticas.
2. Costo y disponibilidad de electricidad: costo esperado del suministro renovable, perfil horario de generación, factor de planta y necesidad de almacenamiento o respaldo.
3. Disponibilidad de agua: fuente, calidad, tratamiento, consumo del proceso y posibles conflictos con el abastecimiento humano, los ecosistemas y otros usos productivos.
4. Aptitud territorial y ambiental: disponibilidad de suelo (vocación agrícola) y exclusión de áreas protegidas, ecosistemas estratégicos, zonas de amenaza, territorios étnicos y áreas con restricciones de ordenamiento.
5. Infraestructura eléctrica: capacidad de conexión, expansión prevista de generación y transmisión, congestiones del SIN y viabilidad de esquemas conectados, dedicados o aislados.
6. Demanda energética o para encadenamientos productivos: proximidad a refinerías, industria química, fertilizantes, transporte pesado y fuentes de carbono biogénico para rutas Power-to-X. Esto para garantizar que, de acuerdo con el propósito del presente plan, se cuantifique específicamente la capacidad instalada asociada a los usos energéticos del hidrógeno.
7. Infraestructura logística: cercanía a puertos, corredores viales, gasoductos potencialmente adaptables, terminales de almacenamiento y facilidades para transportar hidrógeno o sus derivados.
8. Madurez y adicionalidad de los proyectos: estado de desarrollo, acceso a financiación, permisos, acuerdos de compra y capacidad de demostrar el origen renovable de la electricidad.

Oferta de hidrógeno azul

A nivel regional el potencial de producción de hidrógeno azul está condicionado a la ubicación actual del hidrógeno gris en las refinerías, puesto que también son el punto de consumo existente. A diferencia del hidrógeno verde, cuya capacidad futura puede instalarse en distintos nodos, la oferta gris de la línea base se encuentra asociada con instalaciones industriales concretas, especialmente los complejos de refinación de Cartagena y Barrancabermeja y otros consumos industriales de menor escala. Por esta razón, los factores de distribución regional se construyeron a partir de la capacidad instalada, la producción o demanda reportada. El

procedimiento requiere identificar las principales instalaciones productoras y consumidoras y asignarlas a las regiones del PEN.

En ese sentido, las regiones Caribe y Nordeste son en las que actualmente confluyen la oferta de hidrógeno gris susceptible de incorporación de sistemas CCUS para convertirse en azul y la demanda para su uso en las dos refinerías. La región Oriente posee interés prospectivo por la disponibilidad de gas natural y la posibilidad de evaluar almacenamiento o uso de dióxido de carbono en cuencas productoras. La diferencia metodológica está orientada en cuáles instalaciones podrían reconvertirse o ampliarse mediante sistemas de captura, uso o almacenamiento de carbono. Esta evaluación podría considerar, además, el acceso a gas natural y la posibilidad de desarrollar una cadena completa de CCUS. Así, los criterios que deben considerarse para la prospectiva del hidrógeno azul son los siguientes:

1. Infraestructura y demanda: presencia de refinerías, complejos petroquímicos u otras instalaciones con producción existente de hidrógeno y posibilidad de reconversión.
2. Disponibilidad de materia prima: acceso a gas natural e infraestructura de suministro suficiente para operar durante la vida útil del proyecto.
3. Captura de emisiones: posibilidad de adaptar reformadores existentes o instalar nuevas unidades con tasas de captura compatibles con los criterios de bajas emisiones.
4. Transporte de dióxido de carbono: distancia entre fuentes y sitios de uso o almacenamiento, escala de los flujos y necesidad de redes compartidas.
5. Almacenamiento geológico: presencia preliminar de yacimientos agotados, acuíferos salinos u otras formaciones, sujeta a caracterización, capacidad, inyectividad, integridad y monitoreo.
6. Emisiones de ciclo de vida: emisiones fugitivas de metano, consumo energético de la captura, compresión y transporte, y permanencia del almacenamiento.

Oferta de hidrógeno blanco

El hidrógeno blanco o natural corresponde a acumulaciones o flujos generados por procesos geológicos. Su incorporación en un balance de oferta requiere información sobre ocurrencias, recursos técnicamente recuperables, tasas sostenibles de producción, composición del gas, requerimientos de separación, integridad de los yacimientos, emisiones asociadas y costos de extracción. Aunque la Hoja de Ruta de Hidrógeno (MME, 2021) se centraba en verde y azul, en PND 2022 - 2026, a través de la Ley 2294, de 2023, incluyó al hidrógeno blanco como un recurso de interés para su exploración y posterior explotación, dando paso a los estudios que han sido adelantados por la ANH en colaboración con el SGC.

Pese a que en el PEN 2025-2055 no incluye el hidrógeno blanco en la modelación, se recomienda mantener una línea de seguimiento y establecer condiciones de entrada para futuras actualizaciones: existencia de campañas exploratorias, certificación de recursos, resultados de pruebas de producción, evaluación ambiental y disponibilidad de costos

comparables con las demás rutas¹⁵. Una vez se alcance este nivel de información, su representación deberá realizarse como fuente primaria regional.

3.5.3 Brechas de información

El país cuenta con inventarios nacionales de proyectos, estudios técnicos y consultorías que han evaluado, con distintos alcances, los potenciales de producción, la localización de hubs, los requerimientos de infraestructura, la capacidad de conexión eléctrica y los costos asociados con diferentes rutas tecnológicas del hidrógeno¹⁶. Asimismo, se encuentran en desarrollo herramientas e iniciativas orientadas a centralizar, actualizar y mejorar la disponibilidad de estos datos. En consecuencia, el principal desafío consiste en articular y mantener actualizada la información existente, además de ampliarla de acuerdo a la evolución de las necesidades y retos del mercado de hidrógeno a nivel nacional y global.

Si bien existe un inventario nacional, georreferenciado y actualizado de los proyectos de hidrógeno, se debe, en el marco de la planeación energética continuar con la consolidación de la información sobre capacidad, producción efectiva por instalación, consumo de materia prima, destino del hidrógeno y emisiones de cada instalación.

- Para el hidrógeno verde, la información existente permite reconocer las principales áreas de oportunidad, los nodos de demanda, las restricciones de conexión y los posibles usos. No obstante, sus resultados deben interpretarse de acuerdo con los supuestos y el horizonte de cada estudio. Por ejemplo, la evolución de los proyectos hacia modelos de negocios no energéticos, la expansión efectiva de la red, la disponibilidad de nueva infraestructura y la actualización de los costos, pueden implicar modificaciones de los factores de distribución utilizados en el modelo.
- En el caso del hidrógeno azul, persiste una mayor incertidumbre respecto a la conformación de una cadena completa de CCUS. La existencia de infraestructura de hidrocarburos o de yacimientos agotados constituye un indicio de oportunidad, pero no equivale a disponer de capacidad de almacenamiento certificada. La consolidación de esta ruta dependerá de avances en la caracterización de formaciones geológicas, la estimación de capacidad e inyectividad, el transporte de dióxido de carbono, el monitoreo de largo plazo, la definición de responsabilidades y la evaluación de las emisiones de ciclo de vida, incluidas las emisiones fugitivas de metano.

En el contexto del PEN regional, estas consideraciones respecto a la información disponible se emplea como una base suficiente para construir una primera aproximación territorial de la oferta de hidrógeno. Su aporte consiste en incorporar diferencias regionales de recursos,

¹⁵ En 2025, el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), confirmó la presencia de manifestaciones significativas de hidrógeno natural en pozos de las cuencas Cordillera Oriental y Sinú-San Jacinto, lo que posiciona a Colombia como pionera en la exploración de este recurso en América Latina (MME, 2025).

¹⁶ Gran parte de esta información se encuentra en el Ecosistema H2 Colombia: <https://www.minenergia.gov.co/es/ecosistema-hidrogeno-colombia/>

infraestructura, demanda y vocación productiva que no pueden ser representadas adecuadamente mediante el agregado nacional. De este modo, la regionalización constituye un primer paso para fortalecer el componente territorial del PEN y orientar posteriores ejercicios de planeación y análisis sectorial.

3.6 Conclusiones

Las cinco secciones de este capítulo no aplican un procedimiento único. Cuando la oferta corresponde a instalaciones de ubicación puntual y conocida, como las refinerías, las plantas de regasificación o las unidades de generación existentes, la regionalización consiste en localizar cada instalación en la región donde opera. Cuando proviene de formaciones geológicamente delimitadas, como las cuencas de crudo y gas, las áreas geotérmicas y las reservas de carbón, consiste en anclar el recurso al territorio donde se ubica. Y cuando la información solo permite establecer la participación relativa de cada región en un total nacional, se recurre a factores de distribución regional. Esta última es la aproximación de mayor incertidumbre, de modo que los resultados de las distintas secciones no tienen el mismo grado de confianza y deben interpretarse en consecuencia.

Conviene precisar qué entrega la regionalización de la oferta y qué no. Lo que se define a escala regional son los parámetros de entrada, es decir, los potenciales disponibles por tecnología, la capacidad instalada existente, los límites físicos del recurso y las restricciones que condicionan su aprovechamiento y su transporte. La decisión sobre dónde resulta conveniente expandir la capacidad en cada escenario corresponde al modelo, que la toma a partir de esas condiciones regionales. La regionalización no predetermina esa decisión, sino que delimita el espacio dentro del cual puede tomarse. Su alcance, por tanto, no se agota en representar la situación actual del sistema, porque son también las condiciones regionales las que diferencian la trayectoria que cada escenario puede seguir en cada territorio.

Las brechas identificadas a lo largo del capítulo comparten un carácter común. En unos casos la información existe, pero con una cobertura o una escala distintas de las que requiere la planeación regional. En otros, las fuentes disponibles no permiten cruzar simultáneamente las dimensiones que el ejercicio necesita, como la localización de un recurso y sus atributos técnicos. Determinar el origen de estas brechas excede el alcance del presente ejercicio. Pueden responder a la ausencia efectiva de información, a la falta de articulación entre las entidades que la producen, a la indefinición sobre quién es responsable de levantarla y publicarla, o a dificultades de acceso a registros que sí existen. Identificar con precisión esas causas y definir cómo gestionar la información hacia adelante constituye una línea de trabajo posterior, necesaria para que las siguientes versiones del ejercicio superen las limitaciones aquí documentadas. Las Zonas No Interconectadas ilustran bien el reto, porque en ellas, en el caso del sector eléctrico, concurren distintos agentes responsables de la generación, junto con generación distribuida y autogeneración, y obtener una radiografía completa de su capacidad instalada y su generación exige centralizar y gestionar mejor esa información.

El valor de regionalizar la oferta reside, finalmente, en su sentido territorial. Hacer visible dónde se localiza la capacidad de producción y transformación del país permite identificar brechas de acceso y de calidad del servicio, reconocer las estructuras productivas de cada región y anticipar los efectos que la transición tendrá sobre las economías que hoy dependen de la actividad extractiva. Sin ese nivel de detalle, la planeación puede formular metas nacionales consistentes y aun así dejar sin respuesta a las regiones que más lo requieren. De allí que este ejercicio, más allá de sus resultados, constituya una condición para que la Transición Energética Justa se concrete en cada territorio y no únicamente en el agregado nacional.

4. Conclusiones

Se ha demostrado que la transición energética es un proceso que reconoce y responde a la diversidad geográfica, socioeconómica y ambiental de las regiones colombianas. A través del diagnóstico regionalizado, se marca un punto de inflexión en la forma de entender la planeación, en donde la transición se convierte en un mosaico de trayectorias diferenciadas y adaptadas a las realidades locales y a las capacidades territoriales.

Las disparidades evidenciadas —desde la dependencia de hidrocarburos en la región Nordeste, hasta la vulnerabilidad hídrica en Antioquia o el aislamiento en las regiones Este e Insular— confirman que no existe una única solución tecnológica. La TEJ exige una planeación que articule la gran escala del SIN con soluciones descentralizadas, garantizando que el acceso a la energía no sea un privilegio, sino un derecho habilitante para el desarrollo territorial. Del mismo modo, la capacidad de resiliencia del sistema energético colombiano depende de la adaptación de sus infraestructuras frente a fenómenos climáticos extremos y, simultáneamente, de la capacidad del Estado para acompañar la reconversión de los nodos minero-energéticos, asegurando que la descarbonización no comprometa la estabilidad fiscal ni el tejido social de las regiones.

La puesta en marcha de instrumentos dinámicos, como la democratización de la información; constituye un ejercicio de transparencia del conocimiento. Al dotar a las regiones de herramientas para visualizar su propia realidad energética, se fortalece la gobernanza y se permite que la participación ciudadana sea informada, vinculante y capaz de transformar la planeación.

Este documento no concluye una labor, sino que inaugura una nueva forma de entender el PEN: como una hoja de ruta viva. Una herramienta que se nutre del saber territorial, que reconoce las desigualdades históricas y que, a través de una planeación estratégica y con enfoque diferencial, busca transformar la energía en un motor de bienestar y equidad para todas las regiones del país.

La regionalización desarrollada en este documento constituye un avance metodológico para incorporar la dimensión territorial en el proceso de planificación energética de largo plazo del PEN. Su propósito no consiste en reemplazar la modelación nacional ni construir escenarios independientes para cada región, sino complementar el análisis nacional mediante una representación territorial que permita reflejar la diversidad geográfica, energética, económica y social que caracteriza al país.

El desarrollo metodológico presentado demuestra que la regionalización trasciende la desagregación espacial de la información. En primer lugar, reconoce que los territorios presentan condiciones diferenciadas en términos de disponibilidad de recursos, infraestructura, patrones de consumo, capacidades productivas y niveles de vulnerabilidad. En segundo lugar, establece estrategias metodológicas específicas para representar estas diferencias en la

modelación de la demanda y de la oferta energética, preservando en todo momento la coherencia con los escenarios nacionales del PEN.

Uno de los principales aportes de esta metodología consiste en integrar el territorio como una dimensión explícita de la planificación energética. Bajo este enfoque, las diferencias regionales dejan de entenderse como un elemento descriptivo del diagnóstico para convertirse en variables que contribuyen a interpretar la evolución del sistema energético y a fortalecer la evaluación de escenarios prospectivos. De esta manera, la regionalización amplía la capacidad analítica del PEN para incorporar las particularidades territoriales dentro de los ejercicios de planificación de largo plazo.

La metodología propuesta parte de la mejor información disponible y adopta procedimientos diferenciados según las características de cada componente del sistema energético. Cuando la información regional resulta insuficiente, el documento preserva la consistencia metodológica mediante la utilización de parámetros nacionales, documentando de manera explícita los supuestos adoptados e identificando las principales brechas de información. Este enfoque reconoce que la regionalización constituye un proceso progresivo, cuyo nivel de detalle podrá fortalecerse a medida que el país disponga de información territorial más robusta y de mayores capacidades institucionales para su producción y actualización.

En este sentido, la metodología de regionalización presentada en el Tomo III establece una base técnica para fortalecer la incorporación del enfoque territorial en futuros ejercicios de planificación energética. Más que un resultado definitivo, constituye un marco metodológico flexible y escalable que permitirá mejorar progresivamente la representación regional del sistema energético colombiano, fortaleciendo la capacidad del PEN para orientar la transición energética desde una perspectiva territorial, consistente y basada en evidencia.

- La regionalización del PEN permite evidenciar cómo las dinámicas energéticas del país presentan diferencias que difícilmente pueden ser representadas mediante resultados agregados a escala nacional, enfoque que ha caracterizado históricamente la formulación del PEN. La desagregación de la oferta y la demanda en regiones definidas, junto con la incorporación de las condiciones territoriales, los recursos disponibles, la infraestructura y las características socioeconómicas de cada región, fortalece la capacidad del PEN para identificar brechas, reconocer potencialidades y orientar estrategias diferenciadas en el marco de la TEJ. En este sentido, la perspectiva regional constituye un elemento decisivo para avanzar hacia una planeación energética más equitativa, resiliente y acorde con las realidades del territorio.
- El desarrollo de esta estrategia de regionalización de la oferta y la demanda permite establecer una base conceptual y metodológica para incorporar de manera sistemática la dimensión territorial en la planeación energética de largo plazo. Si bien el ejercicio

integra información oficial y herramientas de modelación para construir escenarios regionalizados, también evidencia brechas importantes de disponibilidad, calidad y granularidad de la información para tal fin. En este sentido, el fortalecimiento de los sistemas de información y la articulación entre las entidades públicas del orden nacional y regional, el sector privado y la academia será, por tanto, determinante para mejorar progresivamente la precisión de los análisis y consolidar la regionalización como un componente permanente del PEN.

Bibliografía

- Ángel-Sanint, E., García, S., & Ortega, S. (2023). Refining wind and solar potential maps through spatial multicriteria assessment. Case study: Colombia. *Energy for Sustainable Development*. <https://pdf.sciencedirectassets.com/277423/1-s2.0-S0973082623X00027/1-s2.0-S0973082623000297/main.pdf?X-Amz-Security-Token=IQoJb3JpZ2luX2VjEGgaCXVzLWVhc3QtMSJHMEUCIBTyCjf8ikPgj7GT%2BJHXgMjIEwYurM6kLPbl2bTm78s%2FAiEA5tpou14jxC1oJuVSsGTHAQFC%2Ff51ymmAMdle5L>
- ANH. (2025). *Informe de Recursos y Reservas 2024(IRR)*. https://www.anh.gov.co/documents/34275/Informe_de_Recursos_y_Reservas__IRR_2024_HfuVgCM.pdf
- ANH. (2026). *Geovisor de Tierras ANH*. <https://geovisor.anh.gov.co/tierras/>
- ANH & UPTC. (2024). *AT DE ÁREAS D LA E INTERÉS P S ARA LA EXPLORACIÓN DE ENERGÍA GEOTÉRMICA EN COLOMBIA*. https://www.anh.gov.co/documents/29511/Atlas_de_Geotermia_Interactivo.pdf
- ANM. (2024). *Guía de buenas prácticas para la exploración y estimación de recursos y reservas de carbón*. Comisión Colombiana de Recursos y Reservas Minerales. <https://www.anm.gov.co/sites/default/files/2024-12-20-Guia-buenas-practicas-exploracion-estimacion-recursos-reservas-carbon.pdf>

Cámara de Hidrógeno y Gases Renovables, Asociación Nacional de Empresarios de Colombia, & Naturgas. (marzo de 2026). *Hidrógeno en Colombia: Del potencial a la ejecución. Avances, brechas y prioridades [Reporte]*.

Cerrejón. (2026, 10 de febrero). *Cerrejón: Balance 2025*.

<https://www.cerrejon.com/es/grupos-de-interes/medios/ultimas-noticias/Cerrej-n--Balance-2025>

Comisión Colombiana de Recursos y Reservas Minerales. (2025). *Estándar Colombiano para el Reporte Público de Resultados de Exploración, Recursos y Reservas Minerales - ECRR*. <https://acmineria.com.co/wp-content/uploads/2025/01/ECRR-Espanol-2025.pdf>

Consejo Nacional de Política Económica y Social. (7 de noviembre de 2025).

Documento CONPES: Política Nacional de Hidrógeno [Borrador 1]. Departamento Nacional de Planeación.

[https://sisconpes.dnp.gov.co/SisCONPESWeb//new_ctmp/DocumentosConpes/Borradores/2025-11-](https://sisconpes.dnp.gov.co/SisCONPESWeb//new_ctmp/DocumentosConpes/Borradores/2025-11-28_borrador_conpes_poli%CC%81tica_nacional_del_hidro%CC%81geno.pdf)

[28_borrador_conpes_poli%CC%81tica_nacional_del_hidro%CC%81geno.pdf](https://sisconpes.dnp.gov.co/SisCONPESWeb//new_ctmp/DocumentosConpes/Borradores/2025-11-28_borrador_conpes_poli%CC%81tica_nacional_del_hidro%CC%81geno.pdf)

Contraloría General de la República. (2025). *Eliminación de la extracción de carbón en Colombia, su impacto fiscal y la situación actual de otros minerales*.

Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca. (2022). *Informe regional de aceite usado de cocina*. [https://www.cvc.gov.co/sites/default/files/2022-](https://www.cvc.gov.co/sites/default/files/2022-12/INFORME%20REGIONAL%20PB%202021%20ACEITE%20DE%20COCINA%20USADO.pdf)

[12/INFORME%20REGIONAL%20PB%202021%20ACEITE%20DE%20COCINA%20USADO.pdf](https://www.cvc.gov.co/sites/default/files/2022-12/INFORME%20REGIONAL%20PB%202021%20ACEITE%20DE%20COCINA%20USADO.pdf)

DANE. (2025). *Encuesta nacional de calidad de vida (ECV) 2025*. DANE.

<https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/salud/calidad-de-vida-ecv/encuesta-nacional-de-calidad-de-vida-ecv-2025>

DANE. (2026). *Encuesta de Transporte Urbano de Pasajeros (ETUP)*.

<https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/servicios/encuesta-de-transporte-urbano-etup>

DANE. (s.f.). *Encuesta de Sacrificio de Ganado (ESG)*.

<https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/agropecuario/encuesta-de-sacrificio-de-ganado>

DNP. (2023). *Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022-2026*.

<https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Publicaciones/plan-nacional-de-desarrollo-2022-2026-colombia-potencia-mundial-de-la-vida.pdf>

Ecopetrol. (16 de abril de 2024). *Refinería de Cartagena inició instalación de electrolizador para producir hidrógeno verde*.

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/refineria-de-cartagena-inicio-instalacion-de-electrolizador-para-producir-hidrogeno-verde>

ERA5-Land. (n.d.). ECMWF. Retrieved August 5, 2026, from

<https://www.ecmwf.int/en/era5-land>

Fichtner GmbH & Co. KG. (2023, septiembre). *PtX Potential Colombia: Assessment of Power-to-X potential in Colombia*. International PtX Hub; H2LAC.

https://h2lac.org/wp-content/uploads/2024/01/International-PtX-Hub_202309_PtX-Potential-Colombia.pdf

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. (2024). *Power-to-X Colombia*.

Fraunhofer ISE Study carried out within the Colombian-German Dialog on Re-Industrialization via Renewable Hydrogen (C. Hank, Ed.

https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/24_en_ISE_Study_Power-to-X_Colombia.pdf

GIZ Colombia. (2023). *Estudio técnico de identificación de hubs de hidrógeno verde en Colombia*.

González-Duque, D., Ortega, S., Hoyos, S., & Álvarez-Villa, O. D. (2018). *Impacts on Solar Radiation During El Niño Southern Oscillation Activity in Colombia*.

Grupo Prodeco. (s.f.). *Terminación de las operaciones mineras*.

<https://www.grupoprodeco.com.co/es/nosotros/Terminaci-n-de-las-operaciones-mineras>

H2LAC. (2025). Retrieved 2026, from

https://www.google.com/url?q=https://h2lac.org/noticias/colombia-proyecto-contempla-producir-1-800-toneladas-de-amoniaco-verde-al-ano/&sa=D&source=docs&ust=1784821782046228&usg=AOvVaw2Mz1AFyBe__rtTBvb0Dohm

IEA. (2025). *An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Colombia*.

Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural. (2025, Julio). *Boletín forestal. Ventanilla Única Forestal (VUF)*.

https://vuf.minagricultura.gov.co/Documents/5.%20Estadisticas%20Sector%20Forestal/11_BOLETIN_FORESTAL_DICIEMBRE_2024_WEB.pdf.pdf

MINTRANSPORTE. (2026). *Registro Nacional Despacho de Carga (RNDC)*.

<https://rndc.mintransporte.gov.co/MenuPrincipal/tabid/204>

MINTRANSPORTE. (2026). *Registro Único Nacional de Tránsito (RUNT)*.

<https://mintransporte.gov.co/publicaciones/11445/wwwruntgovco-unico-portal-disponible-del-runt/>.

MME. (2021). *Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia*. BID, MME.

https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-hidrogeno/src/document/Hoja%20Ruta%20Hidrogeno%20Colombia_2810.pdf

MME. (2024). *Declaración de Producción de Gas Natural*.

<https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-natural/>

MME. (2024). *Escenarios nacionales Transición Energética Justa*.

<https://www.minenergia.gov.co/documents/12383/Escenarios-TEJ-2024.pdf>

MME. (2026). *SICOM*. <https://www.sicom.gov.co/>

Plataforma H2LAC. (11 de marzo de 2024). *Colombia: Proyecto contempla producir 1.800 toneladas de amoníaco verde al año*. <https://h2lac.org/noticias/colombia-proyecto-contempla-producir-1-800-toneladas-de-amoniaco-verde-al-ano/>

Porkcolombia. (2024). *Inventarios porcícolas 2023 en Colombia*.

<https://porkcolombia.co/wp-content/uploads/2024/05/ED-DIGITAL-273-SEPT-OCT.pdf>

Presidencia de la República de Colombia. (12 de diciembre de 2024). *Decreto 1597 de 2024. Por el cual se adicionan y modifican algunos artículos del Decreto 1073 de*

2015 [...] en relación con el desarrollo del hidrógeno en Colombia. Gestor Normativo - Función Pública.

<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=257096>

Romero, A. (julio de 2024). *Análisis de capacidad de red eléctrica para incorporar electrolizadores al SIN: Visión 2035* [Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ).]. <https://hidrogenocolombia.com/wp-content/uploads/2024/09/Analisis-De-Capacidad-De-Red-Elctrica-Para-Incorporar-Electrolizadores-al-SIN.pdf>

SGC. (n.d.). *Potencial Geotérmico en Colombia*. Potencial Geotérmico en Colombia. <https://www.arcgis.com/apps/dashboards/0186f2c2b6e74866b849025b0bf6fd90#>

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2025). *nforme Nacional de Disposición Final de Residuos sólidos en Colombia en el año 2024*.

<https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/2025-12/Informe-Nacional-de-Disposicion-Final-de-Residuos-Solidos-en-Combia-2024.pdf>

Unidad de Planificación Rural Agropecuaria [UPRA]. (n.d.). *Frontera Agrícola el instrumento de planificación rural que promueve el uso eficiente del suelo y disminuye la pérdida de ecosistemas de importancia ambiental* [Comunicado de prensa].

Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural. <https://upra.gov.co/es-co/sala-de-prensa/noticias/frontera-agricola-el-instrumento-que-planificacion-rural-que-promueve-el>

UPME. (n.d.). *Sistema de Información Minero Energético Colombiano*. UPME.

Retrieved August 5, 2026, from <https://www.upme.gov.co/simec/>

UPME. (2005). *Atlas de Radiación Solar de Colombia*. Atlas de Radiación Solar de Colombia.

https://docs.upme.gov.co/Hemeroteca/Impresos/Atlas_Radiacion_Solar_2005/1-Atlas_Radiacion_Solar.pdf

UPME. (2005). *Atlas de viento y energía eólica de Colombia*. Biblioteca UPME.

<https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/22>

UPME. (2015). *Atlas del Potencial Hidroenergético*. SIMEC.

https://docs.upme.gov.co/Energia_electrica/Atlas/Atlas-potencial-hidroenergetico_comprimido.pdf?_gl=1*18h1cad*_ga*MTYxNTU2ODU4Ni4xNzMyNjY5Mzkw*_ga_CJ92N3NEKY*czE3ODU5Nzg4OTc6bzl0JGcwJHJQxNzg1OTc4ODk3JG02MCRsMCRoMA..

UPME. (2024). *Índice de Cobertura de Energía Eléctrica - ICEE*. UPME.

<https://www.upme.gov.co/simec/energia-electrica/cobertura/indice-de-cobertura-de-energia-electrica-icee/>

UPME. (2024). *Misión transmisión*. SIMEC. <https://www.upme.gov.co/simec/energia-electrica/mision-transmision/>

UPME. (2025). *Catálogo Tecnológico Colombiano Tecnologías de generación y almacenamiento de energía*. Catálogo Tecnológico Colombiano Tecnologías de generación y almacenamiento de energía. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Oferta-y-demanda/Catalogo_tecnologico/Catalogo_tecnologias_informacion_8-5-2025.pdf?_gl=1*158hXu1*_ga*MTYxNTU2ODU4Ni4xNzMyNjY5Mzkw*_ga_CJ92N3NEKY*czE3ODU5Nzg4OTc6bzl0JGcxJHJQxNzg1OTgwOTgwJGo4JGwwJGgw

UPME. (2025). *Documento complementario Estudio Técnico para la Adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038.*

https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Documento_complementario_estudio_tecnico_para_el_Plan_de_Abastecimiento_de_Gas_Natural_2023-2038_Enero_2025.pdf?_gl=1*ebv1m7*_ga*MTU0NzE0MzM2OC4xNzgyMjlzMDQz*_ga_CJ92N3NEKY*czE3ODU3NzU1NzgkbzE

UPME. (2026). *Balance Energético Colombiano.*

<https://www.upme.gov.co/simec/oferta-y-demanda/balance-minero-energetico-colombiano/>

UPME. (2026). *Diagnóstico. Plan Subsectorial de Minerales y sus Cadenas de Valor en la Transición Energética Justa (TEJ).*

https://docs.upme.gov.co/SIMEC/SIMCO/PlaneacionSector/Plan_sub_TEJ/Tomo_I_Diagnostico_Plan_Subsectorial_de_Minerales_TEJ_V4_06_2026.pdf

UPME. (2026). *Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos – PIACL 2025-2040.* Bogotá, Colombia. <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/piacl/>

UPME. (2026). *Proyección de la demanda de combustibles líquidos y GLP.*

<https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion-de-demanda-v2/>

UPME y CORPOEMA. (2025). *Informe final [Caracterizar en el marco del Plan Nacional de Bioenergía en Colombia, la demanda actual para transporte, electricidad,*

y energía térmica de los diversos bioenergéticos (sólidos, biocombustibles líquidos, gaseosos y combustibles sintéticos) y.

UPRA. (s.f.). Estadísticas. Observatorio de Información Rural y Agropecuaria -

AgroNET. <https://agronet.gov.co/estadisticas?cod=65>

XM. (n.d.). PARATEC. PARATEC. <https://paratec.xm.com.co/mapa>

XM. (n.d.). SINERGOX. Páginas - Home. Retrieved August 5, 2026, from

<https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>

XM. (2025). Informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo Cuarto trimestre de 2025. XM S.A. E.S.P.

Anexo 1. Ejercicio metodológico en regiones para la sistematización de los resultados participativos

Los resultados presentados en este capítulo están soportados por la información recopilada a través de los instrumentos metodológicos implementados durante los talleres, en particular el Mapa Vivo y el formulario estandarizado de retroalimentación¹⁷. Estos insumos permiten identificar tendencias, preocupaciones y prioridades expresadas por los actores participantes; sin embargo, no constituyen una representación exhaustiva de la realidad de cada región ni de la totalidad de los actores que la integran. En consecuencia, los hallazgos derivados del proceso participativo se analizan de manera complementaria con la caracterización regional e información secundaria, con el fin de contextualizar los resultados, reducir posibles sesgos asociados a la cobertura y composición de los talleres, y construir una interpretación territorial más amplia para la planeación energética de largo plazo.

La lectura integrada de la evidencia obtenida mediante el ejercicio de Mapa Vivo y el formulario de retroalimentación permitió identificar un conjunto de ejes temáticos que sintetizan las principales preocupaciones, oportunidades y expectativas expresadas por los actores territoriales frente a la transición energética justa. Estos ejes no corresponden de manera aislada a las dimensiones ambiental, social, económica, minero-energética y de mujer y cuidado utilizadas durante el ejercicio participativo; por el contrario, integran elementos de cada una de ellas para reflejar las relaciones existentes entre las distintas problemáticas y orientar una interpretación territorial de los resultados.

Por otra parte, si bien la regionalización adoptada para este ejercicio permite identificar patrones comunes y priorizar problemáticas compartidas entre los diferentes departamentos, es necesario advertir que esta agrupación no se traduce en homogeneidad territorial. Al interior de cada región coexisten departamentos con dinámicas sociales, económicas y energéticas distintas, lo que exige que la transición energética justa se aborde con una mirada diferenciadora dentro de cada región. El Índice de Pobreza Multidimensional (IPM) ilustra con claridad esta apreciación: En la región Caribe por ejemplo, comprendida por los departamentos de Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre, la Guajira registra un 39,3% en IPM, muy por encima de sus departamentos vecinos como Atlántico con el 8,2%; mismo caso en la región Oriente donde se agrupa Bogotá D.C con la incidencia más baja (5,4%), pero al mismo tiempo el Guaviare con un 21,3% (DANE, 2025).

Esta misma heterogeneidad se replica en el ámbito energético. De acuerdo con el índice de pobreza energética (IPEM) regiones como la Amazonía y la Orinoquía presentan valores del 30,3% y 62,5% respectivamente. En la región Oriente, este mismo índice evidencia un

¹⁷ En el Anexo 1 se detalla el ejercicio metodológico que respalda los resultados del proceso participativo

contraste aún más marcado siendo Bogotá el nivel más bajo con 13,72% y el Guaviare con un 36,76%, valores que se alejan del promedio nacional de 22,71% (MME, 2025). Agrupar estos territorios bajo una misma región resulta útil para la planeación pero se debe abordar de tal forma que se integren análisis desde la acción pública.

Se aclara que para el caso de los talleres donde no fue posible aplicar el mapa vivo¹⁸, se hizo uso de fuentes secundarias y ejercicios previos de la entidad, que lograron captar un estado general de los retos y oportunidades para las regiones.

Alcance metodológico

Esta sección presenta la metodología del ejercicio de presentación de los resultados del PEN realizados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en el marco de la estrategia de integración y articulación institucional para la planeación energética justa, en territorio. La metodología se adopta en torno a tres ejes diferenciadores: 1) la caracterización energética de cada región visitada, 2) los insumos recogidos en las sedes donde se aplicaron los instrumentos de retroalimentación, y 3) un análisis transversal que identifica patrones, brechas y líneas de acción para la versión territorializada del PEN.

En el segundo semestre de 2026, se realizaron varios espacios de socialización de los resultados del ejercicio. El objetivo principal del taller fue recibir observaciones de parte de los agentes interesados, respecto al carácter vinculante y territorial de la planeación energética. Esta actividad fue diseñada para integrar las perspectivas de diversos actores que desempeñan un rol crucial en la identificación y elaboración de estrategias alineadas con los objetivos del PEN. Entre los participantes se contó con representantes de entidades públicas, empresas, universidades, autoridades ambientales, organizaciones de la sociedad civil y otros sectores relacionados con el ámbito energético.

Alcance regional

Para garantizar una representatividad adecuada en el estudio nacional, se definieron seis sedes estratégicas:

- Santa Marta (Magdalena): Eje del Caribe continental, con prioridad en la integración portuaria y el potencial de energía eólica marina.
- San Andrés, Providencia y Santa Catalina: Foco en las particularidades de la insularidad, la resiliencia frente al cambio climático y la descarbonización mediante la sustitución de diésel.
- Leticia (Amazonas): Especializada en la administración de Zonas No Interconectadas (ZNI), el fortalecimiento de la autonomía de comunidades indígenas y el reemplazo de la leña por energías de fuente limpia.
- Pereira (Risaralda): Representante del Eje Cafetero, con énfasis en la promoción de la autogeneración solar y la valorización de biomasa residual del sector agroindustrial.

¹⁸ Caribe, Antioquia, Oriente

- Medellín (Antioquia): Referente de la Región Centro-Norte, caracterizada por su robusto tejido de empresas del sector energético y una infraestructura hidroeléctrica fundamental para el país.
- Fonseca (La Guajira): Eje del caribe con potencial en el desarrollo de proyectos de energía a partir de FNCER y retos y oportunidades de vinculación del territorio.

A continuación se describen las fechas en las que se realizaron los espacios de socialización:

No.	Ciudad	Departamento	Fecha	Jornada
1	San Andrés, Providencia y Santa Catalina	San Andrés, Providencia y Santa Catalina	15 de mayo de 2026	Mañana
2	Medellín	Antioquia	16 de mayo de 2026	Mañana
3	Pereira	Risaralda	27 de mayo de 2026	Mañana y tarde
4	Leticia	Amazonas	18 de junio de 2026	Mañana
5	Santa Marta	Magdalena	30 de junio de 2026	Mañana
6	Fonseca	La Guajira	10 de julio de 2026	Mañana
7	Bogotá	Cundinamarca	29 de julio	Mañana

Fuente: Elaboración propia

Cada jornada combinó la exposición técnica del alcance del Tomo II de Horizontes de la Energía 2030-2050, con un espacio guiado de preguntas y respuestas, mesas de trabajo orientadas a identificar oportunidades, restricciones y propuestas territoriales, y un formulario digital de retroalimentación cuya estructura común permite la comparabilidad entre sedes. Las preguntas del instrumento abordaron: alineación percibida entre el PEN y la realidad territorial;

retos para la implementación regional; barreras a proyectos energéticos; oportunidades en transición justa; riesgos a gestionar; preparación territorial; actores a vincular; nivel de articulación; mecanismos de participación; información requerida; y recomendaciones de política.

La memoria adopta una estructura general: los hallazgos cualitativos y cuantitativos y la identificación de líneas de acción que se construyen sobre evidencia primaria y secundaria de fuentes oficiales (UPME, IPSE, ministerios y autoridades regionales) y, sobre los marcos de política vigentes, complementando con los puntos abordados en los espacios de discusión en las ciudades.

Para facilitar el desarrollo de los talleres territoriales, se definió una agenda estructurada que permite abordar de manera integral tanto los aspectos técnicos del Plan Energético Nacional (PEN) como las perspectivas y necesidades específicas de cada región. El siguiente cronograma detalla las actividades, tiempos y propósitos de cada segmento, diseñados para fomentar la participación activa, el diálogo fluido y la recolección de insumos valiosos para la planeación energética:

No.	Hora	Actividad	Descripción
1	30min	Registro de participantes	Disposición de mesas y equipos de cómputo en la entrada del auditorio. Verificación de inscripciones y ubicación de los participantes.
2	30min	Contexto UPME	Presentación del equipo UPME, los objetivos de la entidad y narrativa de apertura.
3	60min	Taller de socialización de resultados desde la demanda	Explicación de los resultados de la demanda y oferta energética, destacando los escenarios planteados
4	15min	Espacio de preguntas	Espacio de preguntas
5	60min	Taller Mapa vivo	Herramienta lúdica y participativa que permite visualizar, los conflictos y realidades de un territorio directamente desde la voz de sus habitantes.
6	15min	Mensajes clave	Espacio de preguntas
7	15min	Conclusiones	Retos para el territorio

Fuente: Elaboración propia

Mapa vivo: Análisis transversal y líneas de acción consolidadas

Mapa vivo es una herramienta lúdica y participativa que permite visualizar, de manera colectiva, los conflictos y realidades de un territorio directamente desde la voz de sus habitantes. A través

de notas adhesivas de colores (cada color representa una temática: ambiental, social, económica, minero-energética y mujer/cuidado), los asistentes ubican geográficamente los problemas que identifican en sus comunidades, construyendo así un mapa que no solo muestra geografía, sino historias, tensiones y oportunidades.

PASOS	ACTIVIDAD (Tiempo Total: 60 Minutos)
1	Se organizan 5 mesas temáticas de conformidad con el número correspondiente: 1. Ambiental. (Verde) 2. Social. (Naranja) 3. Económica. (Azul) 4. Minero-Energética. (Amarillo) 5. Mujer + Cuidado (Fucsia) Se elige un representante por cada mesa (Este no rota)
2	Cada mesa usa notas adhesivas de un color diferente conforme a la temática.
3	Durante 5 minutos, cada persona debate en la mesa y escribe en su nota los problemas o conflictos que conoce en su departamento para pegar sobre el mapa.
4	Pasados 5 minutos vamos a rotar a la mesa siguiente.
5	Al final, cada representante comparte en plenaria los 3 problemas más importantes que identificaron (2 Minutos por cada uno)

La inclusión de la variable de género y cuidado es clave para reconocer los impactos diferenciados de la infraestructura energética en la vida de quienes cuidan. Bajo el CONPES 4143 de 2025, este enfoque permite identificar demandas territoriales vinculadas al sostenimiento de la vida, transformando la planeación en una herramienta sensible a las desigualdades. Al articularse con el Sistema Nacional de Cuidado, se asegura una Transición Energética Justa que promueva la equidad y el bienestar social en los territorios.

La metodología organiza el análisis del territorio en 5 Mesas de Trabajo claramente diferenciadas. Esto permite abordar la conflictividad desde una perspectiva integral e interdisciplinaria, dividiendo los problemas en ejes temáticos específicos:

- Mesa 1: Ambiental: Enfocada en la degradación de los recursos naturales (contaminación de agua, ríos, deforestación, pérdida de biodiversidad) y la gestión de residuos.
- Mesa 2: Social: Centrada en la dinámica comunitaria, la salud, la seguridad, la cohesión social y el acceso a servicios básicos.
- Mesa 3: Económica: Analiza las barreras del desarrollo local, tales como altos costos de transporte, brechas geográficas, logística y la dependencia de economías informales o ilegales.
- Mesa 4: Minero Energética: Dedicada a los conflictos derivados de la extracción de recursos (minería ilegal) y los retos de la transición y el acceso a la energía.
- Mesa 5: Mujer y Cuidado: Un eje especializado para visibilizar las brechas de género, la violencia, la falta de autonomía económica y la carga del trabajo de cuidado familiar y comunitario.

Tabla xxx Ejemplo sistematización del mapa de conflictividad

PRINCIPALES CONFLICTIVIDADES	MESA 1	MESA 2	MESA 3	MESA 4	MESA 5
	AMBIENTAL	SOCIAL	ECONÓMICA	MINERO ENERGÉTICA	MUJER Y CUIDADO
1	Contaminación	Poca participación de las comunidades en este tipo de encuentros	Altos costos en el transporte	Minería ilegal	Maltrato a la mujer y falta de oportunidades
2	Riesgos de derrame de combustibles	Falta de cultura ciudadana	Brecha geográfica	Falta de capacitación en el uso y mantenimiento de nuevas energías	Machismo
3	Minería ilegal	Desigualdad territorial	Los costos de operaciones y mantenimiento	Diferenciación de precios entre la energía producida por diesel y la energía fotovoltaica	No poder decidir sobre los hijos a tener
4	Contaminación de ríos y lagos	Acceso limitado a la energía	Difícil acceso a las comunidades	Falta de tarifa diferencial para el kv generado por energía limpia	Más seguridad para la mujer
5	Sobreexplotación pesquera	Migración y despoblamiento	Ubicación geográfica	Alta demanda de diesel	Grupo altamente vulnerable a los efectos del cambio climático
6	Manejo inadecuado de residuos	Afectación a la salud	Consumo de agua	Falta de acceso continuo de la energía en las comunidades	Grandes brechas de acceso a educación, información y participación
7	Contaminación del agua	Poca eliminación en escuelas rurales	Dependencia de las economías ilegales	Pocas horas de energía en las comunidades	Desconocimiento cultural
8	Uso de bolsas e icopor	Dificultad para acceder a la información y políticas que nos poyan y regulan	Altos costos por logística		Las mujeres son responsables de los principales temas de cuidado familiar y comunitario
9	Falta de infraestructura para el manejo de residuos sólidos y aguas servidas	Diversidad de culturas sin manejo adecuado	Limitado acceso a la financiación		Brechas de autonomía económica
10	Poca cultura ciudadana para disposición de basuras	Maltrato a la mujer	Consumo de productos de frontera, más que productos nacionales		El rol de mujer está muy ligado al cuidado del hogar
11	La no clasificación de residuos sólidos	Pocas oportunidades laborales			Participación limitada de la mujer
12	Mal manejo de residuos sólidos urbanos	Falta de organización local			Afectación de la minería en la salud
13	Incendios forestales	Falta de apropiación territorial			Falta de apoyo en los emprendimientos de la mujer
14	Cambio climático	Violencia y grupos armados			Exceso de trabajo doméstico
15	Deforestación	Aumento de indigencia con personas que no son del territorio			Mucho machismo en las comunidades indígenas
16	Perdida de biodiversidad				
17					

Las categorías y conflictos listados en la tabla representan las prioridades urgentes del territorio y que no han sido filtrados de manera que excluyan realidades críticas no mencionadas. Del mismo modo, la metodología es flexible y respeta la dinámica de cada grupo: no se forzó un número idéntico de conflictos para todas las mesas.

