



---

# HOJA DE RUTA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA



# Hoja de ruta del gas natural en Colombia

Elaborado por:



**Tomás González**  
Director

**Ángela Cadena**  
Investigadora

**Camilo Herrera**  
Investigador

**Javier Díaz**  
Investigador asociado

**Ricardo Delgado**  
Investigador

**Gabriela Mejía**  
Asistente de investigación

## Trabajo de campo de opinión pública

Trabajo cualitativo  
**Provokers**

Trabajo cuantitativo  
**Market Team**

**Paula Marulanda**  
Editora

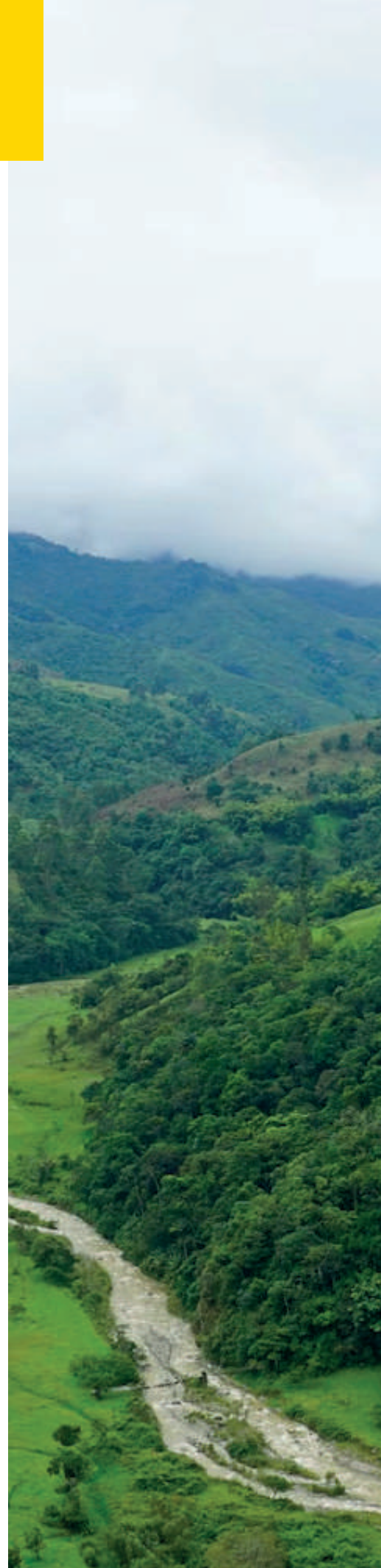
## Edición, diseño y diagramación



**Paula Meléndez**  
Diseñadora gráfica

**Lina García**  
Consultora digital

Financiado por:



## Agradecimientos

El CREE agradece al Grupo Energía Bogotá y a Transportadora de Gas Internacional por el financiamiento de este proyecto y por los espacios de discusión con sus equipos técnicos, así como a todos los expertos que aportaron su visión y conocimientos acerca del sector para el desarrollo de esta Hoja de ruta.



# TABLA DE CONTENIDO

## PRESENTACIÓN

HOJA DE RUTA DEL GAS NATURAL .....	4
---------------------------------------	---

## HOJA DE RUTA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA .....

Introducción .....	11
--------------------	----

## 01

¿CÓMO ESTÁ EL SECTOR DE GAS NATURAL HOY? .....	12
--	----

## 02

¿QUÉ PERCIBE LA GENTE? .....	15
---------------------------------	----

2.1. Nueva información .....	18
2.2. Disyuntivas .....	19
2.3. Expertos del sector .....	19

## 03

¿QUÉ PAPEL DEBERÍA JUGAR EL GAS NATURAL? .....	21
--	----

3.1. Implicaciones de los escenarios .....	23
3.2. Elementos sobre el futuro .....	26

## 04

¿QUÉ SE NECESITA PARA QUE EL GAS CUMPLA SU PAPEL EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA? .....	27
--	----

4.1. Oferta .....	27
-------------------	----

a. Seguridad del suministro .....	27
-----------------------------------	----

b. Confiabilidad y eficiencia en el transporte .....	28
---	----

Eficiencia en distribución y competencia en comercialización .....	29
--	----

c. El gestor técnico de gas .....	30
-----------------------------------	----

4.2. Demanda .....	30
--------------------	----

a. Control de las emisiones y contaminación .....	31
--	----

b. Sectores difíciles de descarbonizar y nuevos consumos .....	32
--	----

4.3. Mecanismos regulatorios .....	32
------------------------------------	----

4.4. Legitimidad y comunicación efectiva para la transición .....	33
---	----

4.5. Transición justa, sinergias y trade-offs .....	35
--	----

## 05

SÍNTESIS .....	35
----------------	----

Listado de recomendaciones .....	37
----------------------------------	----



# PRESENTACIÓN DE LA HOJA DE RUTA DEL GAS NATURAL

Por: Grupo Energía Bogotá

## ¿Por qué una hoja de ruta del gas natural hoy?

El mundo enfrenta hoy una crisis climática que se debe principalmente a la excesiva concentración de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera y una devastación paralela de los ecosistemas que soportan su absorción y habilitan la vida, con altos costos para la salud humana y el planeta. A diferencia de los países más industrializados, como Alemania o Estados Unidos, o de países en desarrollo, como India, en donde gran parte de las emisiones de GEI provienen de la producción y uso de energía, en Colombia estas emisiones se deben mayoritariamente al uso del suelo, a la ganadería, la agricultura y la deforestación, que es también la principal razón de la pérdida de nuestra biodiversidad y nuestros servicios ecosistémicos<sup>1</sup>.

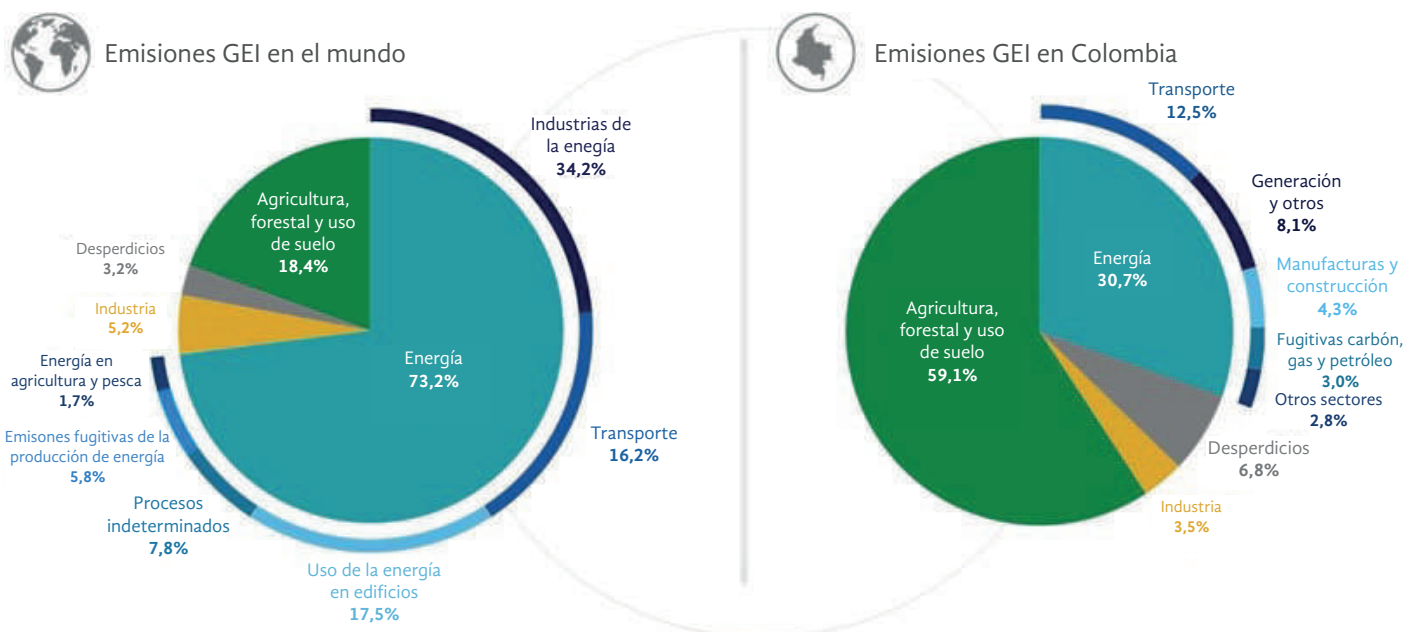


Figura 1. Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)

<sup>1</sup> Según el Instituto Humboldt y la Evaluación Nacional de Biodiversidad y Servicios Ecosistémicos de 2021, "la pérdida y degradación de hábitats (terrestres, dulceacuícolas y marinos) son los principales motores directos de transformación y disminución de biodiversidad en Colombia. Los motores de mayor incidencia en la transformación de distintos ecosistemas del país se encuentran vinculados al cambio en el uso del suelo por expansión de la frontera agrícola y ganadera, consolidación de enclaves productivos como el cultivo de palma de aceite o el desarrollo petrolero en el caso de los Llanos Orientales, proyectos de infraestructura, en especial vías, y la expansión urbana. En particular, la deforestación amenaza la contribución de la naturaleza relacionada con la regulación climática. Aún más, el cambio climático está acelerando cambios en la biodiversidad y la pérdida de las contribuciones de la naturaleza para la gente en todo el territorio nacional". <sup>2</sup> "La mayor tasa de deforestación actual se encuentra en la región de la Amazonía. Actualmente, la ganadería extensiva representa el principal uso de las tierras deforestadas, tanto en los bosques húmedos de la Amazonia, como en las sabanas de la Orinoquía y en los páramos".

Si bien la contribución de Colombia a la emisión de estos gases es insignificante en comparación con otros países, sufrimos como todos los impactos de las alteraciones en los ciclos de la naturaleza que de allí se derivan. Hoy somos testigos del aceleramiento de las consecuencias del cambio climático y de sus impactos diferenciados en las poblaciones más vulnerables, pero también somos partícipes de las acciones y de las múltiples soluciones que se están creando o coordinando, a nivel individual o colectivo, local, nacional e internacional, desde distintas dimensiones y disciplinas, para enfrentarlas.

Los compromisos actuales de descarbonización y reducción de GEI en el mundo, y de Colombia en particular, buscan llegar a cero emisiones netas en 2050; es decir, en solo 30 años. Es un desafío enorme, pero Colombia tiene la suerte de contar, en su geografía y en el desarrollo de su infraestructura a nivel local y regional, con muchas soluciones para hacer cada vez más fuerte su capacidad de absorber los GEI y reducir su dependencia de los combustibles fósiles.

Más allá de que su mayor contribución a la mitigación de los efectos del cambio climático se encuentra en un adecuado manejo del suelo, la prevención de la deforestación y la protección de la Amazonía, Colombia debe contribuir con la transición energética. Esta solución, que se ha propuesto para la mitigación de los gases con efecto invernadero que vienen de la energía, busca reemplazar las fuentes actuales de energías fósiles por fuentes de energías renovables, convencionales y no convencionales, para llegar a un mundo de cero emisiones netas de carbono o “carbono neutral”.

La transición debe hacerse con cuidado y tampoco puede entenderse como la única solución para gestionar la crisis climática. En el pasado, las transiciones energéticas han tomado mucho tiempo en gestarse, ocurrir y desarrollarse. Estas requieren grandes inversiones en infraestructura, nuevas tecnologías y, sobre todo, mucha articulación<sup>2</sup>. La historia muestra que la aceleración de las transformaciones profundas también conlleva la aceleración de los riesgos de mayores inequidades, conflictividad social, alteración de sectores productivos y mercados<sup>3</sup>.

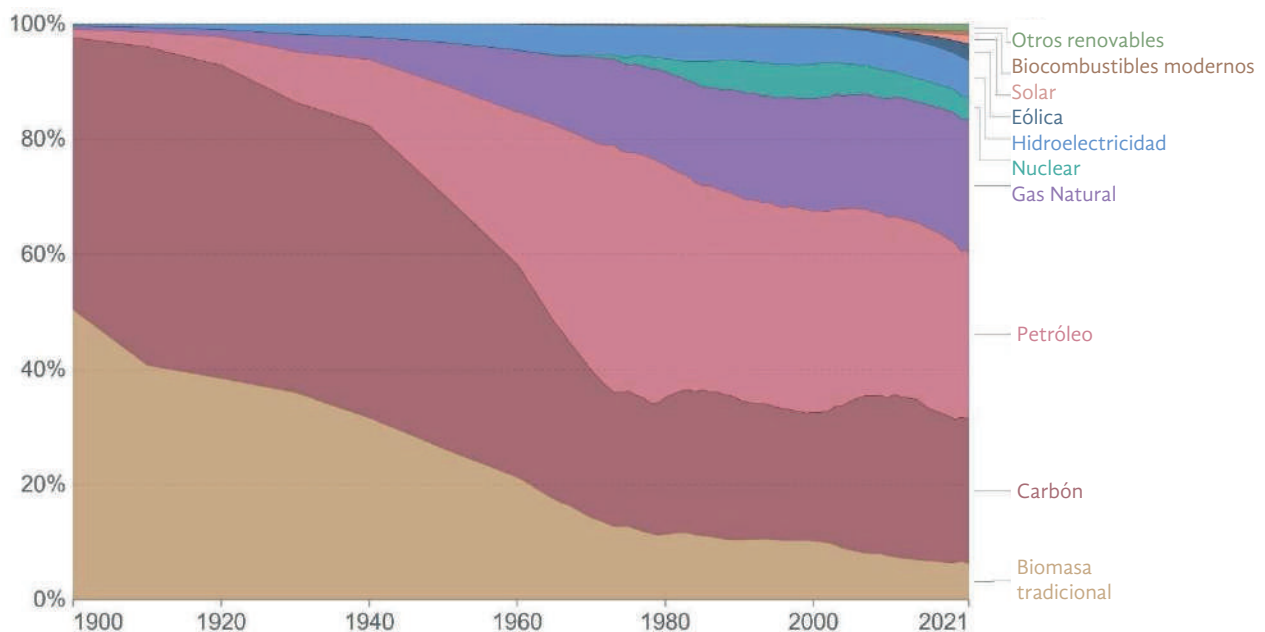


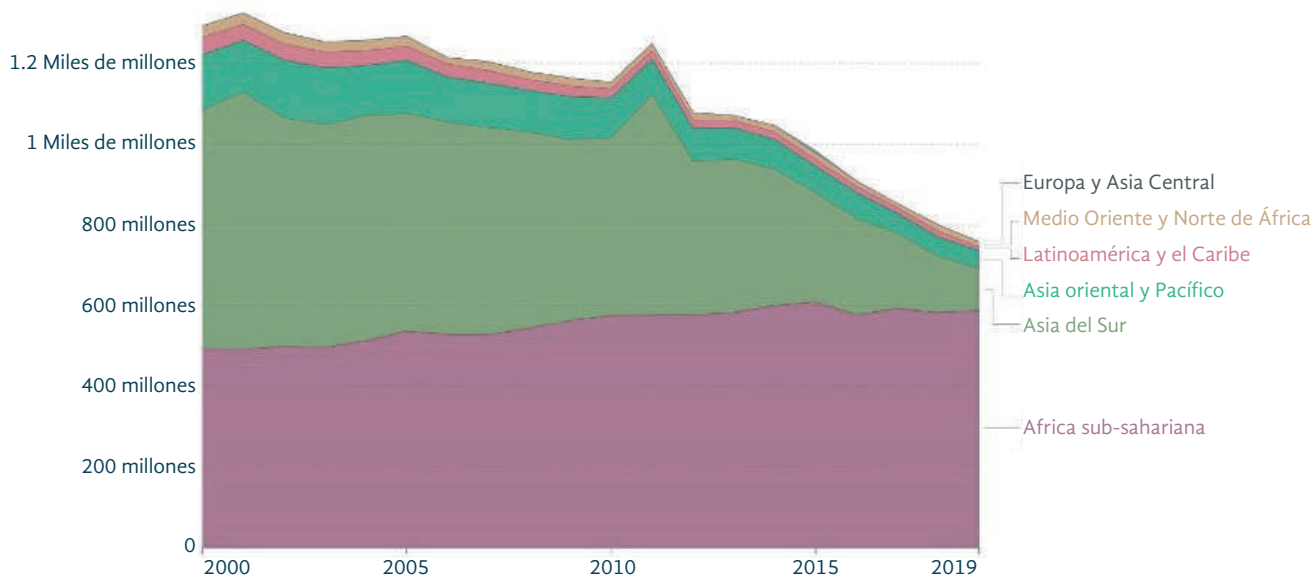
Figura 2. Consumo de energía primaria a nivel mundial

Las necesidades básicas que han tenido las personas en el tiempo se mantienen a lo largo y ancho del mundo: almacenar, cocinar y conservar alimentos; iluminar caminos, centros de acopio o casas en la noche; mantener incubadoras encendidas en pabellones de maternidad y respiradores artificiales en cuidados intensivos; resguardarse de los calores o fríos extremos; llevar a varias personas o productos a la vez de un lugar a otro de forma eficiente y recorrer distancias para facilitar la interacción; contar con teatros, museos y centros de educación; tener comunicación permanente, en tiempo real; almacenar, compartir y crear contenidos y realidades. Todas estas son necesidades humanas primarias, pero también privilegios de una sociedad que tiene fuentes de energía propias, confiables, estables y sostenibles.

<sup>2</sup> Como lo ha señalado la Agencia Internacional de Energía (2021), la transición requiere “enormes montos de inversión, innovación, destreza en el diseño y la implementación de políticas públicas, despliegue de tecnologías, construcción de infraestructura, cooperación internacional y esfuerzos a través de muchas otras áreas”. Traducción propia de: *Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector*, p. 3. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>3</sup> PNUD. (2022). *How just transition can help deliver the Paris Agreement*, p. 6. Sangji Lee y Lisa Baumgartner. [https://climatepromise.undp.org/sites/default/files/research\\_report\\_document/UNDP\\_Just\\_Transition\\_Report\\_0.pdf](https://climatepromise.undp.org/sites/default/files/research_report_document/UNDP_Just_Transition_Report_0.pdf)

Sin embargo, en muchos países en desarrollo, el acceso a la energía sigue siendo limitado, especialmente en áreas rurales y entre las comunidades más pobres. La transición energética puede convertirse en un elemento clave para reducir las brechas de cobertura y para llevar bienestar a comunidades con necesidades básicas insatisfechas. Así, la falta de acceso a la energía es una condena a la pobreza, más aún si vemos como la población sigue creciendo de forma acelerada.



Fuente: Our World in Data basado en datos publicados por el Banco Mundial

Figura 3. Población sin acceso a electricidad  
Fuente: Our World in Data

El crecimiento de la población mundial, que en 2021 alcanzó los 8 mil millones de personas y según las proyecciones de la ONU no va a decrecer antes de 2050, el aumento de las necesidades energéticas para la producción de los materiales que se requieren para la infraestructura y el desarrollo de nuestras vidas (acero, cemento, amoníaco, urea y otros materiales esenciales para la vida humana y la seguridad alimentaria), así como el incremento en la digitalización, entre otros, han acelerado la demanda del acceso a la energía confiable, eficiente y segura.

La prioridad de satisfacer las necesidades de una población creciente supone retos climáticos que obliga a considerar la variable de generar, a partir de energías más limpias, la menor cantidad de emisiones con efecto invernadero y la reducción del material particulado producido por ciertos combustibles que tienen graves efectos sobre la salud humana. Hoy en el mundo, más de 2.6 millones de personas cocinan con leña; en Colombia lo hacen todavía 1.6 millones de hogares. El panorama es, desde el punto de vista social y ambiental, preocupante, pero también nos invita a fortalecer y organizar nuestra capacidad de adaptación e innovación; a estrechar lazos de solidaridad para reconocer los matices de los impactos que tienen la generación, transmisión y distribución de la energía (o la falta de ellas) sobre la posibilidad de las personas de tener vidas dignas y de producir lo necesario para sostenerlas. Finalmente, no hay energía más costosa que la que no se tiene.

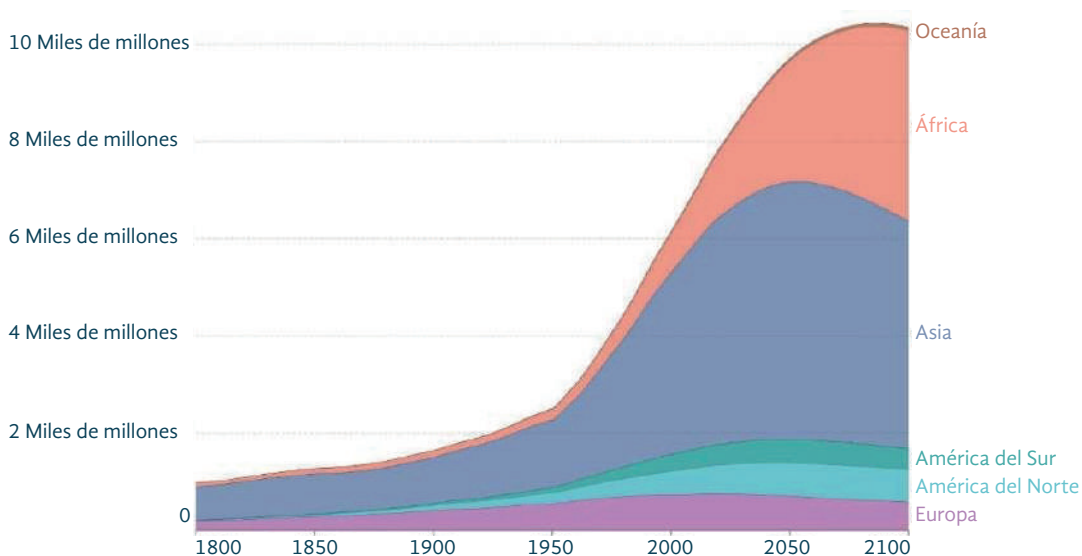
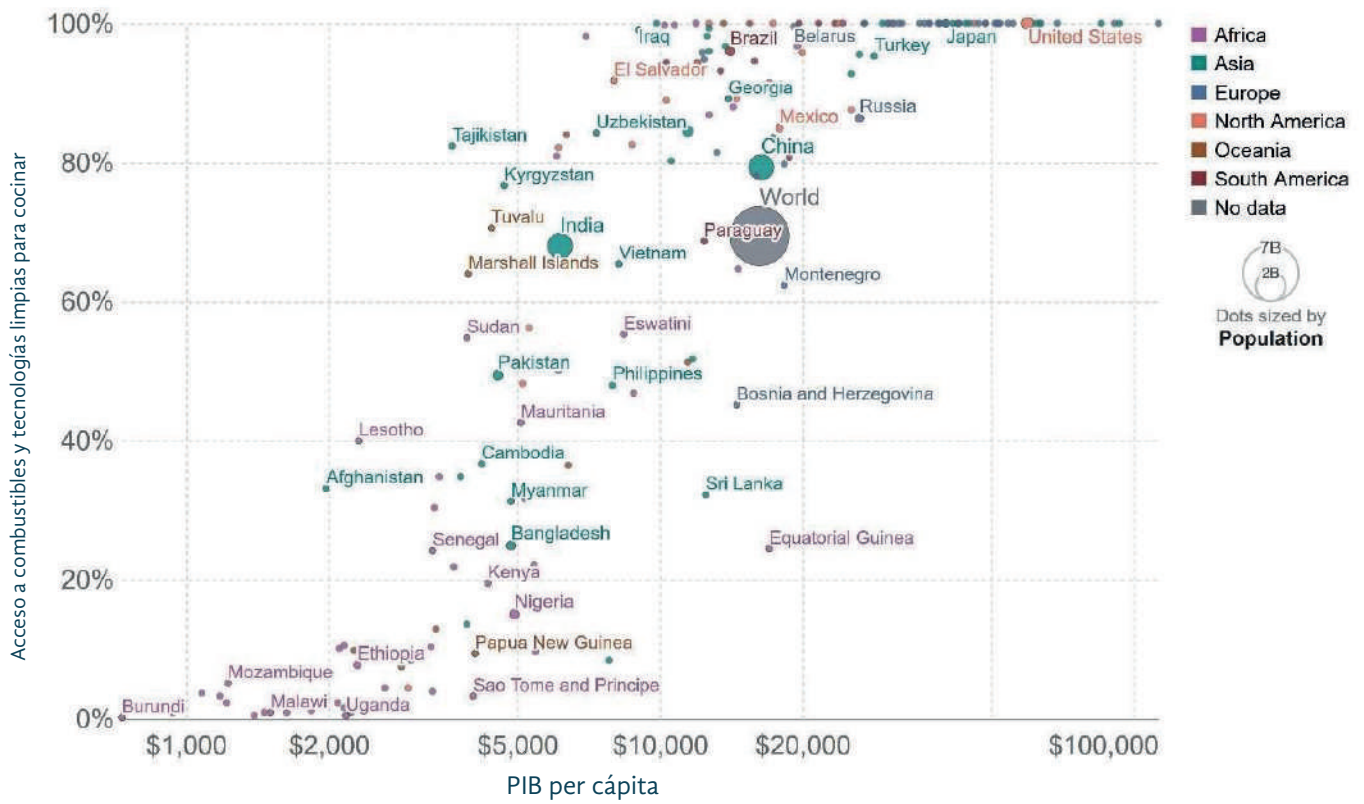


Figura 4. Población mundial por regiones, incluye proyecciones de la ONU  
Fuente: Our World in Data



Source: World Bank, WHO

OurWorldInData.org/indoor-air-pollution/ • CC BY

Figura 5. Acceso a combustibles de bajas emisiones para cocción vs PIB per cápita  
Fuente: Our World in Data

Por eso es necesario considerar hojas de ruta como la que se presenta, que planteen escenarios factibles, y que resuelvan de manera integral los retos de articulación de los distintos factores que están en juego al momento de emprender una transición energética que lleve a la neutralidad en términos de emisiones de carbono. ¿Cómo construimos las capacidades nacionales para aprovechar y contribuir con esta transición energética? ¿Cómo garantizamos la competitividad y el desarrollo de nuestro sector productivo a través de fuentes de energía eficientes y sostenibles? ¿Cómo alcanzamos la cobertura plena con tarifas eficientes y accesibles, así como un suministro confiable, suficiente y permanente de energía a costos accesibles para los más vulnerables? ¿Cómo aseguramos que los costos asociados a la transición —como el cambio de equipos, pérdidas de empleo, y posibles aumentos de precio de la energía final— puedan ser asumidos por hogares y empresas sin consecuencias negativas sociales y económicas? ¿Cómo ir sustituyendo los ingresos fiscales de los combustibles fósiles<sup>4</sup> en un país que tiene una de las 15 peores distribuciones del ingreso en el mundo, donde cuatro de cada diez personas

viven en condiciones de pobreza y en el que se requieren grandes inversiones en infraestructura e innovación para habilitar la transición y garantizar el bienestar real a la mayoría de su población? ¿Cómo puede contribuir el acceso a la energía confiable a remediar esa profunda inequidad social?

En la respuesta a muchas de estas preguntas está el gas natural. Este juega un rol central en el camino que debemos recorrer, sin pausa, pero con discernimiento, para lograr un futuro de carbono neutralidad. El gas natural es un combustible fósil, pero su factor de emisión de GEI por unidad de energía es menor que el de los demás energéticos fósiles (una tercera parte menos que el carbón y una quinta parte menos que la gasolina). De hecho, y sin olvidar las emisiones fugitivas de metano (CH<sub>4</sub>) a lo largo de la cadena<sup>5</sup>, que deben abordarse y mitigarse con inversiones en tecnología e innovación, en diversos sectores como la industria y el transporte pesado la sustitución a gas natural es la opción disponible más efectiva para reducir emisiones de GEI y mantener el ritmo de consumo de energía mientras se recorre la senda hacia la electrificación.

<sup>4</sup> El petróleo y el carbón representan cerca de la mitad de las exportaciones, generan la quinta parte de la inversión extranjera directa y producen ingresos fiscales significativos para las economías nacionales y regionales.

<sup>5</sup> En el marco de la COP26 Colombia suscribió voluntariamente el Compromiso Mundial sobre el Metano (Global Methane Pledge) y estableció recientemente requerimientos técnicos para la detección y reparación de fugas (LDAR), y el aprovechamiento, quema y venteo de gas.

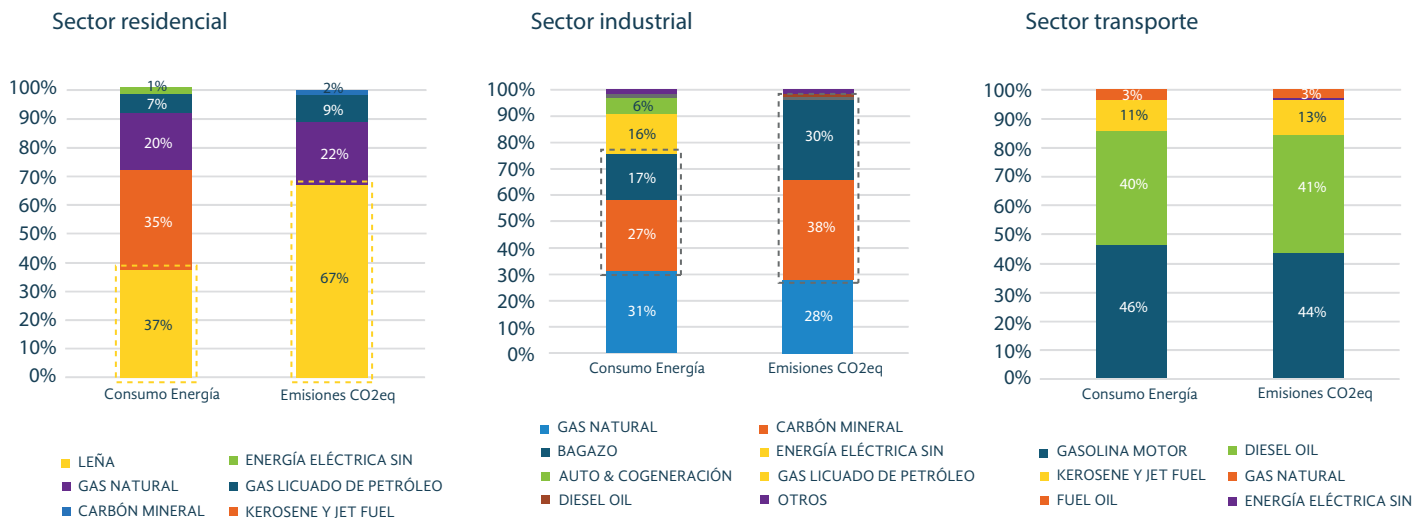


Figura 6. Consumo de energéticos por sector 2019  
Fuente: UPME, elaboración propia

Por otra parte, si bien el gas natural es un energético clave en el corto, mediano y largo plazo, se debe tener en cuenta que la sustitución de tecnologías para lograr cero emisiones netas es una meta común de la transición energética, pero también conlleva nuevos riesgos y costos, en muchos casos aún inciertos, en otros con fuertes implicaciones ambientales y sociales de otros nuevos desarrollos y fuentes de energía. El camino a la electrificación, por ejemplo, requiere vastas extensiones de tierra y el uso de minerales que se encuentran en lugares del mundo con inmensa biodiversidad y en muchos casos Estados frágiles.

#### Demanda de minerales por tecnologías limpias y escenario, 2010 - 2040

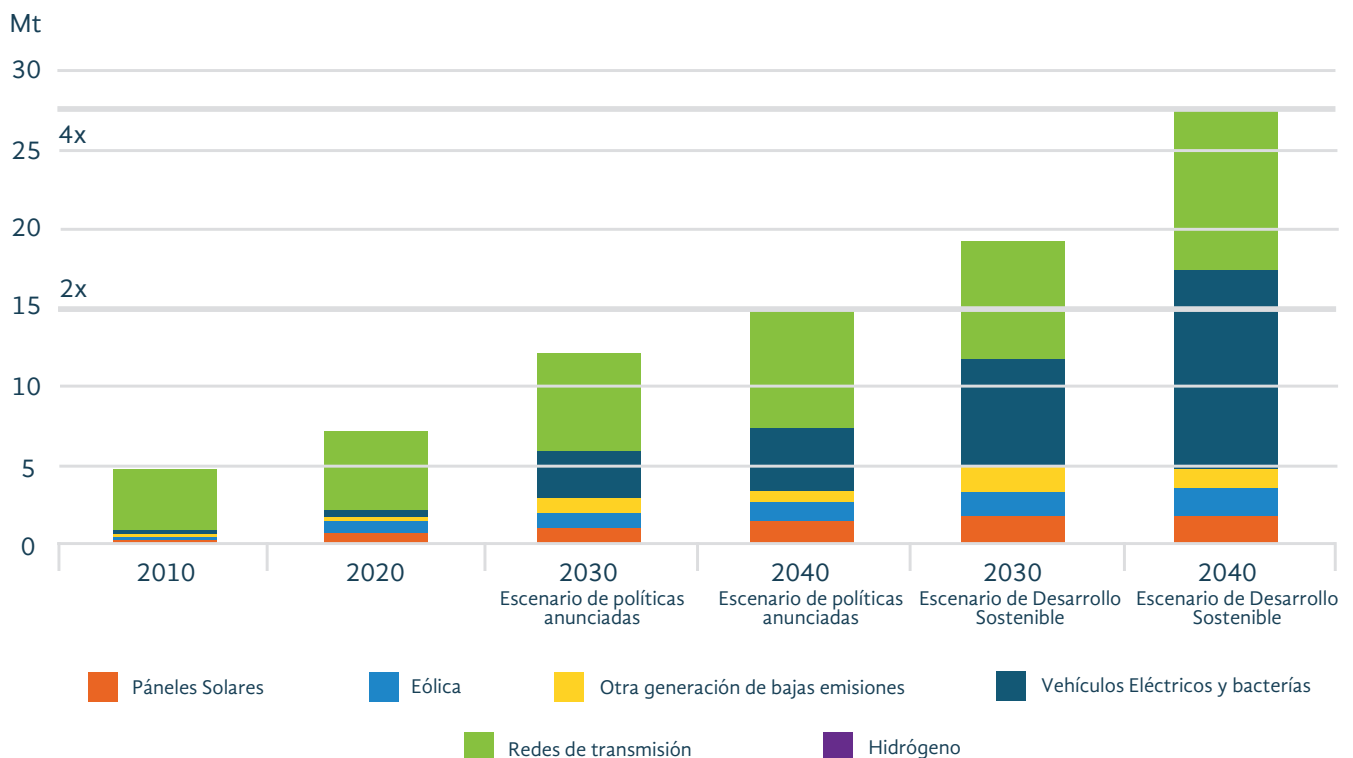


Figura 7. Demanda total de minerales para tecnologías de energía limpia  
Fuente: IEA

En la hoja de ruta de la transición energética establecida por la Agencia Internacional de Energía (AIE), se estima que para poder escalar de manera rápida la energía solar y eólica y alcanzar la carbono neutralidad en el corto tiempo propuesto para hacerlo se requieren adiciones anuales de hasta 630 GW de fuentes solares y 390 GW de fuentes eólicas, cuatro veces los niveles más altos alcanzados en 2020. En términos de energía solar, “esto es equivalente a la instalación diaria de un parque solar del tamaño del más grande que existe en la actualidad”<sup>6</sup>. Estudios recientes muestran que la demanda de minerales, como el cobre, níquel, litio, cobalto, molibdeno, entre otros, para la producción de tecnologías de energía limpia, en la senda de la electrificación, podría crecer hasta cuatro veces la demanda actual<sup>7</sup>.

<sup>6</sup> Agencia Internacional de Energía. (2021). *Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector*, p.15.

<sup>7</sup> Clare Church, Alec Crawford. (2020). *Minerals and the metals for the Energy Transition: Exploring the Conflict Implications for Mineral-Rich, Fragile States*.



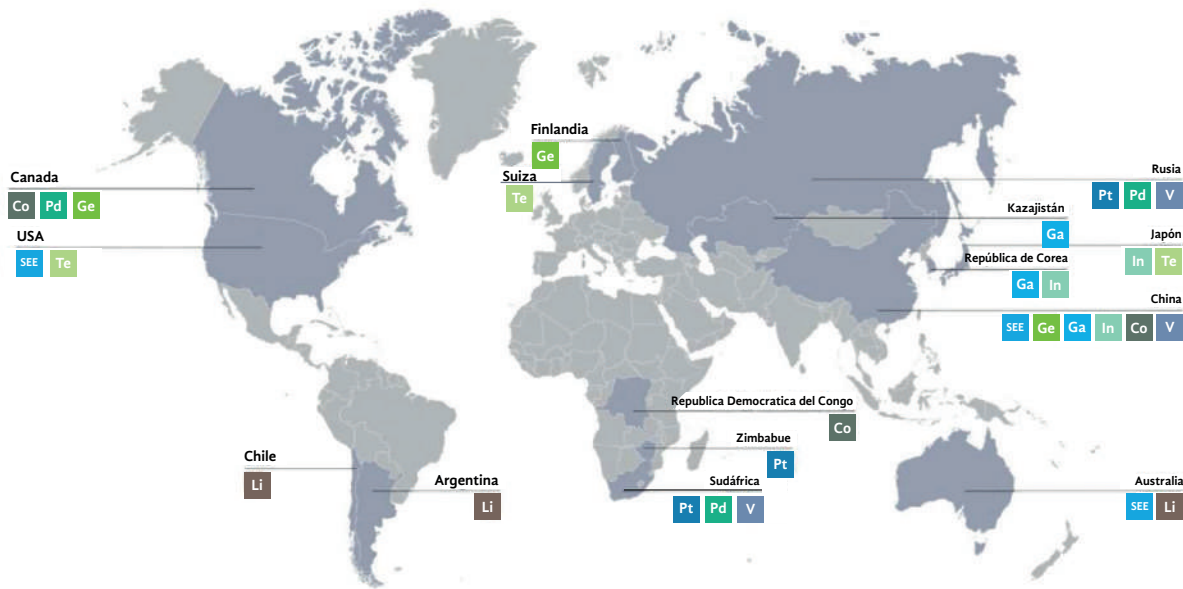


Figura 8. Principales productores de minerales para tecnologías de energía limpia  
Fuente: Clean Energy Wire CLEW

Los contextos diversos de regiones, comunidades y países en términos de cultura, capacidad productiva e institucional, solidez económica y situaciones de vulnerabilidad o bienestar implican un reto adicional para la transición, pues no hay una sola forma de alcanzar la carbono neutralidad, y una medida que resulta exitosa en un contexto puede resultar devastadora en otro diferente. Los impactos, tanto de la crisis climática como del proceso de sustitución de fuentes tradicionales de energía, son distintos y diferenciados y deben reconocerse como tales para la construcción de una senda de transición que no agrave situaciones actuales de exclusión, y vulnerabilidad o genere nuevos ciclos de pobreza. Por esta razón, el Acuerdo de París dio un lugar central al llamado por una transición justa<sup>8</sup>, que garantice que este proceso de cambio acelerado no ponga en riesgo la seguridad alimentaria, el acceso al agua, a la energía, a vivienda, al trabajo y al desarrollo sostenible y ponga de presente que, para cada caso, el camino a recorrer en la transición puede ser muy diferente.

En el caso de Colombia, resulta de particular importancia la creación de lazos más profundos de confianza entre los distintos actores que jugarán un papel en esta transición<sup>9</sup> —la ciudadanía, las comunidades, las empresas, la academia, el Estado—, pues la infraestructura necesaria para habilitar la transición debe en unos casos construirse, en otros casos adaptarse y en otros fortalecerse y desarrollarse, para ayudar a atender las apremiantes situaciones de vulnerabilidad y desprotección en la que se encuentra una parte importante de la población. Procesos de educación sobre la crisis climática y el uso racional y eficiente de la energía, sobre la necesidad de los cambios de comportamiento individuales y colectivos para reducir la huella de carbono, capacitación y entrenamiento en nuevas tecnologías y enormes inversiones en investigación serán necesarios para que la transición sea un proceso exitoso, que a su vez habilite el crecimiento incluyente y el desarrollo sostenible.

<sup>8</sup> “El concepto de transición justa se ha erigido como un pilar fundamental de la estrategia climática; es esencial para entender dónde se van a sentir los impactos de las políticas y qué políticas van a utilizarse. Esto refleja la conciencia creciente de que la transformación económica de enorme escala y rápida materialización que se busca necesita una dimensión social activa”. Traducción propia de: Nick Robins y James Rydge. (2019). *Why a just transition is crucial for effective climate action. Principles for Responsible Investment*. <https://www.unpri.org/inevitablepolicy-response/why-a-just-transition-is-crucial-for-effective-climate-action/4785.article>

<sup>9</sup> En Colombia, iniciativas como el *Mapa Mundial de Justicia Ambiental* registran al menos 132 casos reportados de conflictos ambientales de los cuales 49 están asociados a la extracción de minerales y 24 más a combustibles fósiles y justicia climática/energética (EJAtlas, 2022). Esto evidencia las crecientes tensiones para el desarrollo de proyectos y la magnitud del reto que tiene el sector energético por delante si se tiene en cuenta la magnitud de la inversión requerida para la transición. Para una visión más general de la licencia social y de cómo se ve Colombia frente a otros países de la región ver *La licencia no escrita: licencia social para operar en el sector extractivo de América Latina*, publicado por el BID en 2021).

La transición energética, en el contexto actual, es el camino acertado desde el punto de vista humano, económico y político. Si se maneja de forma integral y adecuada, puede no solo ayudar a mitigar y prevenir el inconmensurable costo humano y económico de las alteraciones climáticas, sino contribuir a generar nuevos puestos de trabajo y un desarrollo sostenible e incluyente en el futuro cercano. Sin embargo, estos beneficios no se dan sólo con tener la meta de llegar a una economía y una sociedad carbono neutral; es necesario tomar decisiones difíciles, diseñar políticas audaces y razonables, hacer uso de las tecnologías y recursos ya disponibles y así garantizar que, en esta transformación se mantengan o mejoren, cuando sea el caso, las condiciones de vida y de trabajo que se tienen actualmente, nunca se desmejoren. Otras experiencias históricas de desindustrialización o de cambios en el sistema de producción e interacción social nos han enseñado la importancia de analizar los impactos, no solo desde el punto de vista de posibles costos económicos o beneficios ambientales, sino como parte de un complejo ecosistema de prosperidad que, si no se tiene en cuenta de forma integral, puede contribuir a agravar los daños ambientales, generar estancamiento económico e inestabilidad política<sup>10</sup>.



Las decisiones de política pública que se tomen para combatir la crisis climática a través de la transición energética deben ser efectivas, eficientes y justas. Efectivas, en el sentido de que son conducentes a los resultados esperados; eficientes, en el sentido de que se implementan de manera que sean lo más costo eficiente posible, y justas, en el sentido de que sus costos y beneficios se distribuyen y comparten de manera equitativa por los distintos actores en la sociedad<sup>10</sup>. En la medida en que se van evaluando los impactos, desplegando las tecnologías y construyendo la infraestructura de generación y transmisión necesarias cumplir la meta de cero emisiones netas, que no son retos menores, es fundamental fortalecer nuestra capacidad de adaptación ante la variabilidad del cambio climático y las apremiantes necesidades de la población, utilizando todos los recursos que ya están disponibles, facilitando y allanando camino hacia esa meta común de enfrentar el cambio climático a través de una transición energética justa y sostenible. El gas puede apoyar de manera decidida en este proceso, y por eso resulta útil diseñar una hoja de ruta para dimensionar su capacidad para facilitar el cambio hacia una matriz aún más limpia, examinar su potencial para mejorar las condiciones de vida de las personas en Colombia e identificar formas de incentivar su participación en este proceso de la transición.

<sup>10</sup> Vivid Economics and the Energy Transition Advisers (ETA). (2019). Why a just transition is crucial for effective climate action, p. 9. Nick Robins y James Rydge. <https://www.unpri.org/download?ac=7092> 12 Vivid Economics and the Energy Transition Advisers (ETA). (2019).



# HOJA DE RUTA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

## Introducción

**Este documento presenta una propuesta de hoja de ruta para el gas natural que contribuya con una transición energética en la que Colombia satisfaga sus objetivos de prosperidad económica, social y ambiental.**

---

Se buscó garantizar la plena atención de la demanda con precios eficientes para que la energía sea factor de productividad, al tiempo que se cumplen las metas de descarbonización y de mejora de calidad del aire al menor costo posible. El trabajo parte de la caracterización del sistema energético colombiano y la evolución del gas en los últimos años; se nutre de las percepciones de expertos, del público en general y de estudios realizados, y se apoya en la construcción de escenarios de futuro que permiten cuantificar diferentes trayectorias de participación del gas natural en la canasta energética.

De esta manera, el documento comienza con una breve descripción de la situación actual del gas natural. Se exponen su participación en la canasta energética colombiana, la oferta presente y los escenarios de incorporación de reservas, así como las emisiones de GEI y material particulado. A continuación, se presentan los hallazgos de una encuesta de percepción de este energético y de las entrevistas realizadas a expertos del sector. Posteriormente, se muestran los escenarios contruidos para estudiar los aspectos

fundamentales de futuros energéticos que se pueden enfrentar y del rol del gas natural, y se discuten los resultados obtenidos. Más adelante se identifican las señales de oferta requeridas para garantizar el abastecimiento; la señales de demanda requeridas para posibilitar un consumo a precios eficientes y con las menores emisiones posibles, y las señales regulatorias requeridas para contar con un mercado flexible y competitivo que contribuya a facilitar el cubrimiento de la demanda a mínimo costo con menores emisiones y a mejorar las condiciones de vida de las personas más vulnerables y la calidad del aire que respiramos.

Para terminar, a manera de hoja de ruta, se proponen 22 acciones que deberían acometerse con una adecuada coordinación entre instituciones y agentes responsables de tomar las decisiones de producción y consumo con el fin de asegurar el rol del gas natural como energético para una transición justa.

# ¿CÓMO ESTÁ EL SECTOR DE GAS NATURAL HOY?

## Consumo

Después de décadas de desarrollo del gas natural con la participación de agentes del sector y el Gobierno nacional, se ha logrado con éxito impulsar su consumo en diferentes sectores. Al final de la década anterior este energético representó el 16% del consumo final de energía en Colombia detrás del diésel, la electricidad proveniente del sistema interconectado nacional (SIN) y la gasolina.

# 01

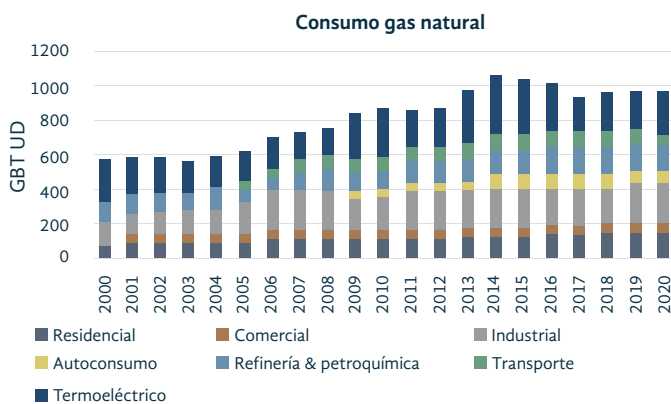
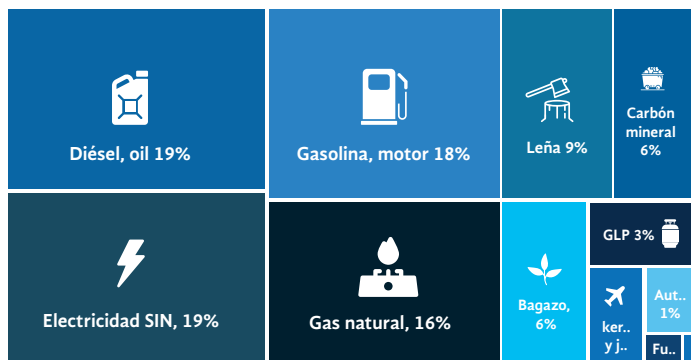


Figura 9. Izquierda: Consumo final de energía por energético en 2020. Derecha: Consumo de gas natural en cada sector por año entre 2000 y 2020  
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de 2021 tomados de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

Con relación a los sectores de consumo final, el sector industrial es el mayor usuario de gas, seguido de los sectores de edificaciones (residencial y comercial) y transporte.

En la industria, el gas tiene ventajas frente al carbón porque no necesita espacios de almacenamiento, facilita el cumplimiento de estándares de calidad del aire y produce menos emisiones de gases de efecto invernadero por unidad de energía. En las edificaciones, la costo-eficiencia del gas natural para el calentamiento de agua y cocción hacen de este el energético preferido. Hoy el gas natural llega a más de 10 millones de viviendas y tiene posibilidades de contribuir al aumento de la cobertura rural, generando impactos positivos en los hogares que hoy cocinan con leña.

Contario a de lo que ha ocurrido en la industria y las edificaciones, la participación del gas natural

en el consumo del sector transporte (movilidad) ha disminuido de manera sostenida a pesar de la incorporación de nuevas flotas en los sistemas de transporte público de ciudades como Medellín y Bogotá. Esto se debe a la chatarrización de los vehículos convertidos con anterioridad a gas natural.

Otros sectores donde el gas natural ha aumentado su participación en el consumo son los de generación eléctrica y refinación. Dada la intermitencia de las fuentes de generación de energías renovables —especialmente la eólica y la solar—, en el caso de la generación eléctrica el gas ha contribuido a la confiabilidad del sistema. Este tiene la capacidad de sostenerlo en tiempos de poco sol, viento o lluvia.

La dinámica de crecimiento del consumo total de gas se ha estancado en el último quinquenio en

alrededor de 1,000 MPCD, una vez el decrecimiento de sectores como el transporte y el comercial han sido compensados por el aumento en los sectores industrial y residencial, además de la generación eléctrica. Esto se explica, entre otros, por la dificultad de contar con una oferta de largo plazo confiable, la falta de contratos que se ajusten a las condiciones de consumo, el bajo dinamismo de algunos sectores de consumo final y la disponibilidad de sustitutos más baratos.

## Oferta

Respecto a las reservas de gas natural, en 2021 ascendieron a 4,5 Tterapiés cúbicos (TPC). De estas, 3,16 TPC son probadas. Como resultado, la relación Reservas/Producción —que ha caído 20% desde 2015— se ubica alrededor de 8 años con las reservas probadas y 11,4 años con las reservas 3P. Para transportar estos volúmenes de gas, el país cuenta con una red de transporte de más de 7.000 kilómetros que conecta a los centros urbanos más poblados y que se distribuye entre varias empresas transportadoras.

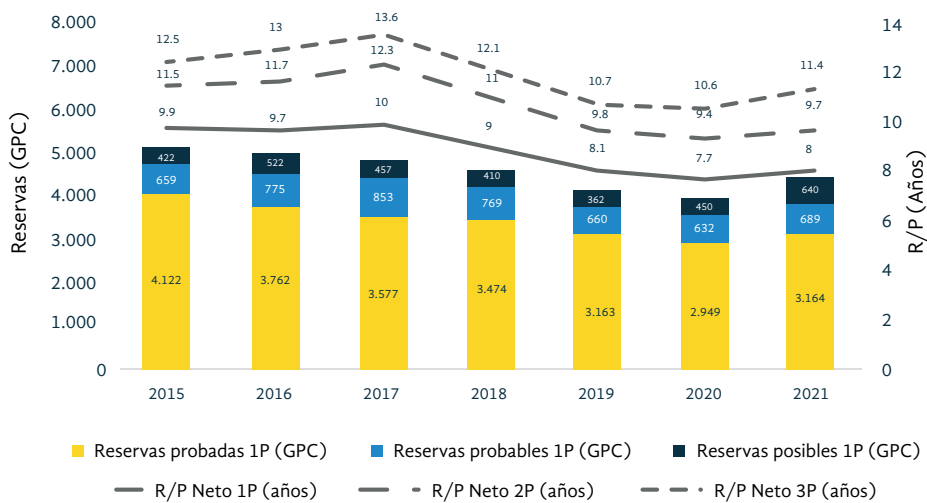


Figura 10. Evolución de las reservas de gas natural  
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), 2021



Infraestructura de transporte en Colombia  
Fuente: (BNamericas, 2020)

Es importante tener presente que hay cuatro elementos que podrían determinar el nivel de incorporación de nuevas reservas: (i) el entorno social que dificulta la aceptación y apoyo a los proyectos por parte de las comunidades; (ii) la cantidad de actividad exploratoria; (iii) aspectos ambientales, y (iv) el desarrollo de los yacimientos no convencionales y costa afuera. En el más reciente Plan de Abastecimiento de Gas Natural, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) considera un rango de incorporación de nuevas reservas que va desde 1,2 TPC hasta 18,8 TPC.

En materia exploratoria, después de un periodo de relativa quietud, recientemente se adjudicaron 170 contratos de exploración. La exploración es fundamental en un negocio de riesgo para contar con nuevas reservas que garanticen una oferta confiable de largo plazo y a precios atractivos para la demanda.

En materia ambiental, los aspectos de salud son de gran importancia. Según el informe *Carga de enfermedad mental*, publicado en 2018 por el Observatorio Nacional de Salud, cada año ocurren en Colombia 17.549 muertes por exposición al aire y al agua de mala calidad, lo que equivale al 8% del total de la mortalidad anual. Y el Informe del *Estado de la Calidad del Aire en Colombia 2019* del IDEAM encontró que el material particulado (PM10 y PM2.5) es el contaminante que excede en mayor grado los niveles máximos permisibles para 24 horas por la norma nacional, con un total de 505 días. A este respecto hay evidencia que resalta a relevancia del gas natural en la reducción de las emisiones de contaminantes a la atmósfera.

En cuanto a las emisiones de GEI, la energía es responsable del 30% de las emisiones nacionales. Eso es la mitad de lo que emite el sector AFOLU (agrícola, forestal y uso del suelo). No obstante, el sector de la energía tiene un papel importante en la descarbonización de la economía, dentro del cual el gas natural tiene un potencial positivo gracias a que su factor de emisión por unidad de energía es menor que el de los demás energéticos fósiles (una tercera parte menos que el carbón y una quinta parte menos que la gasolina). De hecho, y sin olvidar las emisiones fugitivas de metano (CH<sub>4</sub>) a lo largo de la cadena que también deben reducirse, en sectores de consumo final como la industria y el transporte pesado la sustitución a gas natural es tal vez la única opción disponible y efectiva para reducir emisiones de GEI en el corto plazo.

El gas está organizado en cuatro segmentos a partir de su cadena de valor. El primero incluye a las empresas encargadas de la exploración, explotación y producción de gas natural (*upstream*). Las comercializadoras contratan el servicio de transporte para llevar el gas comprado a los productores hasta las redes de distribución para entregar a los usuarios finales. Los precios y cantidades de compra en el mercado mayorista se establecen mediante esquemas de negociación directa entre las partes o en subastas convocadas anualmente por el Gestor del Mercado de acuerdo según lo establecido por la CREG.

Además de la producción nacional, existe una planta de regasificación en Cartagena con capacidad de 400 MPCD para importar gas natural. El costo de este servicio es pagado por un grupo de generadores térmicos de la Costa cuando se presentan condiciones extremas en el sistema interconectado nacional y el gas nacional no es suficiente para atender la demanda de generación.

El segundo segmento cubre el servicio de transporte, que se remunera mediante tarifas reguladas por la CREG. La tarifa permite recuperar la inversión en activos de transporte, los costos por administración, operación y mantenimiento, y una tasa de retorno fija para cada período regulatorio. La metodología para el cálculo de la tarifa se fundamenta en la distancia del tramo de gasoducto utilizado. Por esta razón, se presentan grandes diferencias entre la tarifa que paga un usuario en función de su cercanía al campo del que se extrae el gas, lo que contribuye, por ejemplo, a explicar las diferencias tarifarias entre usuarios de las costas Pacífica y Caribe.



Las empresas transportadoras son pasivas en el mercado de gas y su función es prestar el servicio de transporte a los comercializadores remitentes. El comercializador o gran consumidor realiza entonces contratos con el transportador en los que se acuerdan el porcentaje de componente fijo de la tarifa y la cantidad que se comprometen a transportar por el período del contrato.

La actividad de distribución es el tercer segmento. Corresponde a un monopolio natural remunerado con una tarifa regulada por la CREG, que reconoce también un retorno al capital por los activos que son requeridos para prestar el servicio, más los costos de administración, operación y mantenimiento. Esta tarifa se establece como valor medio para un mercado relevante definido con criterios de eficiencia.

Los comercializadores son el último segmento y se encargan de la venta de gas a los usuarios finales, que son de dos tipos: i) el usuario no regulado, cuya tarifa puede ser acordada con el comercializador o con el productor directamente en el mercado primario de suministro; y ii) el usuario regulado, cuya tarifa es establecida por la regulación. Los usuarios con consumo mayor a 100.000 pcd son considerados no regulados, y corresponden al grupo de grandes consumidores entre los que se incluyen industrias y generadores térmicos. Estos usuarios pueden acceder al mercado de mediano y corto plazo en el cual se realizan los contratos de suministro del gas entre productores y comercializadores.

Finalmente, la información de las transacciones y la operación del mercado mayorista de gas la recopila y hace pública el llamado Gestor del Mercado. Este gestor también se encarga de gestionar las subastas de los mercados primarios y de la comercialización del mercado secundario, funciones que actualmente realiza la Bolsa Mercantil de Colombia. Existe además una plataforma privada que los agentes del mercado usan para hacer transacciones del mercado secundario de suministro y transporte de gas operada por Concentra Inteligencia en Energía SAS.




02

## ¿QUÉ PERCIBE LA GENTE?

La dimensión de los retos que supone la transición energética y el contexto en que se está dando la lucha contra el cambio climático implican la toma de decisiones difíciles que tendrán impactos significativos sobre la economía, la sociedad y la capacidad de adaptación al cambio. Que la ciudadanía comprenda las decisiones que se deben tomar, así como la racionalidad que las soporta, es indispensable para aumentar su probabilidad de éxito. Mientras mejor sean explicadas y apropiadas, y mientras más se atiendan las preocupaciones de la opinión pública, mayor legitimidad tendrán y más fácil será su adopción.

Con el fin de averiguar las actitudes y creencias de la ciudadanía en torno a los retos que supone la transición energética, se realizó una investigación cualitativa y cuantitativa en cinco ciudades representativas de los colombianos que tienen mayor incidencia en la formación de opinión pública: Bogotá, Cali, Medellín, Barranquilla y Riohacha<sup>11</sup>. En todas las ciudades se seleccionaron mayores de 18 años, de ambos sexos y todos los estratos para conocer en profundidad su opinión sobre temas relacionados con energía, transición y gas natural<sup>12</sup>.

Primero se indagó acerca del conocimiento, las percepciones y las creencias que han construido las personas a partir de su experiencia de consumo de energía e información que circula en los medios de comunicación y las redes sociales. Luego se brindó a los participantes nueva información y se investigaron las creencias y percepciones resultantes. Como era de esperarse, las creencias sobre temas inmediatos asociados a uso de la energía son más firmes que aquellas sobre aspectos técnicos o conceptuales.



Se pudo establecer que, aunque la mayoría de los energéticos son conocidos por casi toda la población, sobresalen la electricidad y el gas natural. Son los de más menciones espontáneas, los únicos reportados como de uso universal —seguidos de lejos por la gasolina— y, junto con la energía solar, los preferidos por el 85% de los encuestados.

El panel superior de la Figura 11 muestra el porcentaje de personas que le asignan a un energético un atributo particular menos el porcentaje de personas que no se lo asigna<sup>13</sup>. Para construir el panel inferior se agruparon los atributos en categorías y se promediaron los porcentajes de los atributos que pertenecen a una misma categoría de tal forma que se pudieran ver las diferencias entre cada energético de manera agregada.

El gas es percibido como el energético de más bajo costo. Sobre todo, en comparación con las distintas fuentes de electricidad. Sin embargo, a diferencia de las fuentes de energía solar y eólica, no es visto por la mayoría como amigable con el ambiente ni como un energético que tenga impactos positivos sobre la salud o menos nocivos que otros combustibles fósiles. Es considerado un combustible con consecuencias negativas sobre la potencia de los equipos —especialmente en movilidad, por el impacto percibido en los motores de combustión interna— pero se concibe como el más confiable junto con la leña y la gasolina.

<sup>11</sup> La selección de las ciudades se hizo buscando recoger la población de los mayores centros urbanos en las principales regiones del país. Se incluyó Riohacha con la intención de capturar la opinión de una región protagonista de la transición energética por la importancia histórica que ha tenido la producción de fósiles para su economía y por ser el epicentro del desarrollo actual de proyectos de energía renovable no convencional.

<sup>12</sup> En la fase cualitativa se realizaron 12 sesiones de grupo en las cinco ciudades durante los meses de abril y mayo de 2022. Para la fase cuantitativa se realizó una selección aleatoria de 1,000 personas en las mismas ciudades y, durante los meses de mayo y junio de 2022, se les aplicó un cuestionario hecho a partir de los resultados de la fase cualitativa. El margen de error es de 3.1% para porcentajes de 50% con un nivel de confianza del 95%. La muestra representa cerca de la tercera parte de la población del país.

<sup>13</sup> Cabe anotar que los energéticos evaluados son los que identificaron las personas en los grupos focales. Para ellos tienen relevancia como categorías separadas así estas no se ajusten estrictamente a categorías definidas técnicamente.



Vistos en conjunto, estos resultados muestran un *trade-off* entre costos y confiabilidad, e impacto ambiental y en salud en la medida en que combustibles que tienen valores positivos en una dimensión tienden a ser negativos en la otra. En el caso del gas y la electricidad, cabe destacar que se perciben de manera opuesta —uno neto positivo, el otro neto negativo— en materia de costos y confiabilidad (panel inferior).

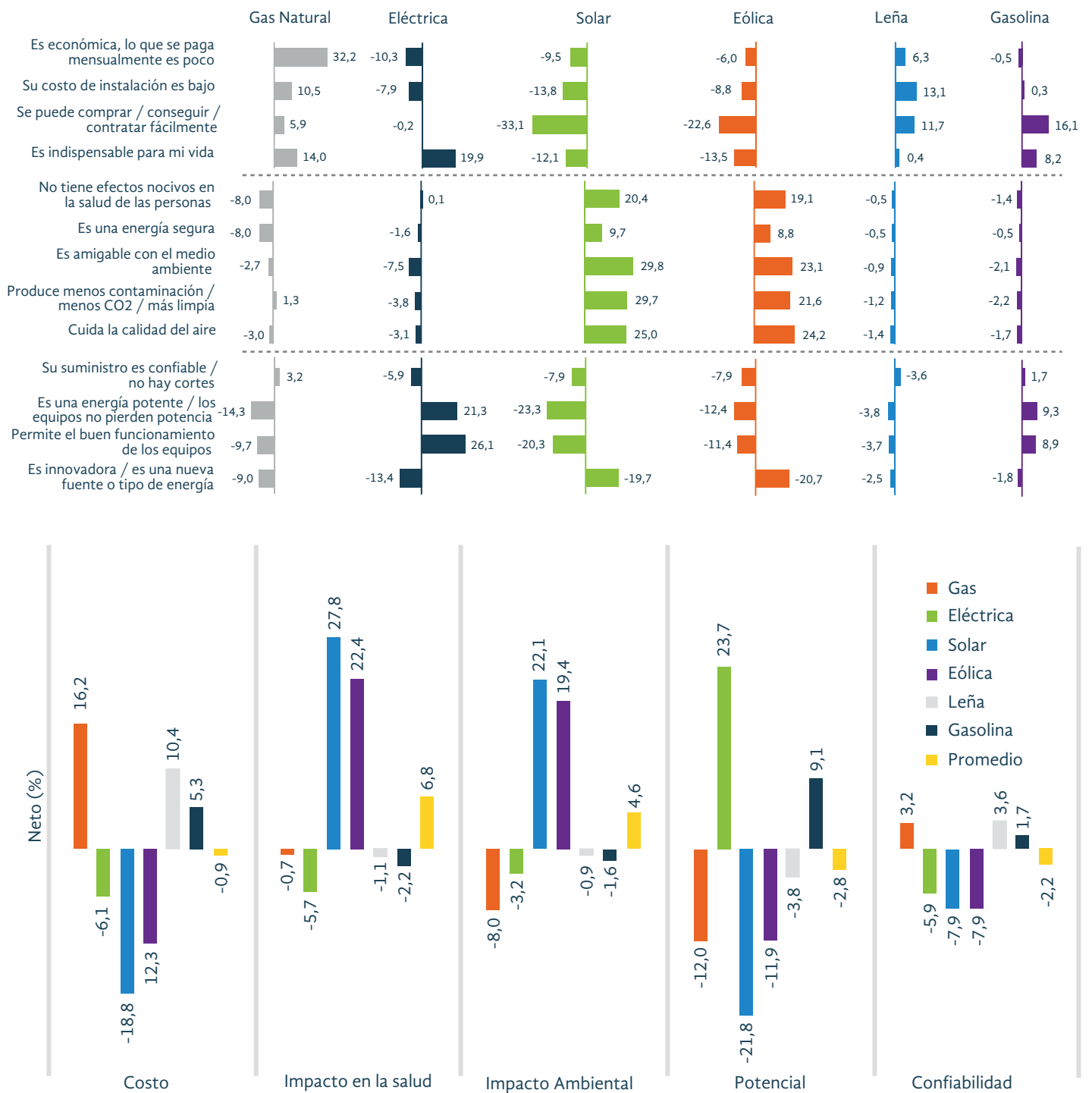


Figura 11. Valoración de los atributos de las fuentes de energía  
Fuente: Estudios de opinión pública CREE

Las percepciones sobre objetivos de política se basan más en la información que circula en medios y redes sociales que en la experiencia directa de consumo de energía. Casi nueve de cada diez personas no saben en qué consiste la transición energética ni la carbono neutralidad y, una vez les son expuestas, el 82% manifiesta que no tenía ningún conocimiento de las metas adoptadas por el gobierno para alcanzar la última (Figura 12). Tampoco tienen mayor conocimiento de herramientas para llevar a cabo la transición, pero sí tienen preferencias definidas en cuanto a sus objetivos: la mitad cree que el Gobierno debería priorizar el cambio a fuentes amigables con el medio ambiente, el acceso a la energía para quienes no lo tienen y que sus precios sean asequibles. Asegurar la confiabilidad, en cambio, es solo la mayor preocupación del 7% de la gente.

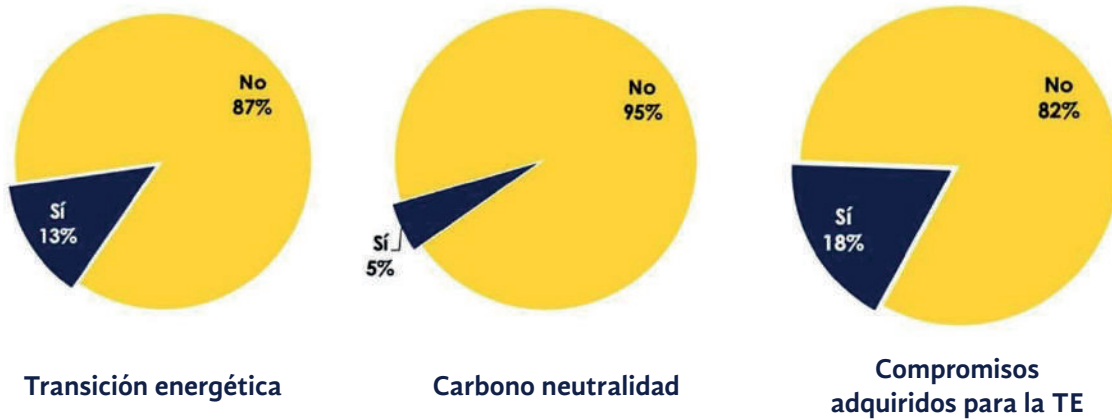


Figura 12. Conocimiento de los temas energéticos  
Fuente: Estudios de opinión pública CREE

## 2.1 Nueva información

Entre las respuestas que generó el acceso a información más precisa sobre lo que significa la transición energética y que la meta de carbono neutralidad se haya fijado para 2050, se destacan tres. Primero, escepticismo sobre la capacidad que tiene el país para cumplir la meta. Solo una de cada cinco personas ve muy probable o algo probable que así sea. Segundo, las personas hacen asociaciones positivas en materia ambiental y de salud. Para el 69% la principal ventaja es que mejorará la calidad del aire, se reducirán las enfermedades respiratorias y mejorará la salud. Por último, la mayoría cree que la transición tendrá consecuencias directas sobre el uso de la energía. El 80% supone que requerirá de mayor eficiencia en su consumo, aumentará su costo y habrá que cambiar equipos.

Al indagar acerca del rol del gas en la transición, las respuestas corroboran los

atributos que se le asignan como energético. Para la mayoría, su principal ventaja es el precio frente a otros energéticos, y un poco menos de la mitad destaca su bajo impacto ambiental. Pocos destacan su potencial para mejorar la calidad del aire frente a otros energéticos. Las desventajas, en cambio, tienen que ver con características físicas, como su toxicidad o explosividad cuando hay escapes.

Finalmente, al presentar la idea de que el gas natural puede jugar un rol importante en la transición porque genera menos emisiones de CO2 por unidad de energía que los demás combustibles fósiles, se ven distintas reacciones (Figura 13). Es casi unánime la preocupación por la calidad del aire, pero una tercera parte de las personas no está de acuerdo con que el gas natural sea el combustible fósil que menores emisiones produce y casi la mitad no cree que sea el combustible que mejor cuida la calidad del aire.

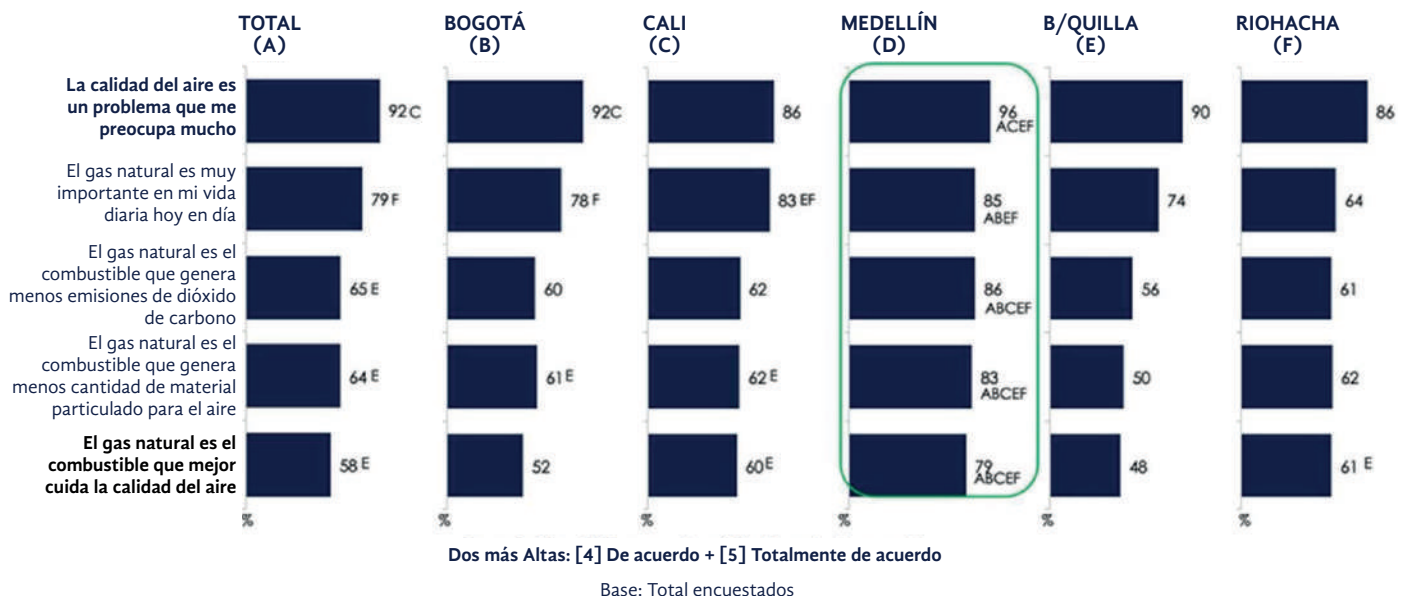


Figura 13. Percepciones sobre el gas en la transición energética  
Fuente: Estudios de opinión pública CREE

Tomados en su conjunto, estos resultados muestran que un mayor conocimiento sobre la transición energética hace que se construya como deseable y retadora en lo personal, pero también que se dude de que vaya a darse en los tiempos que se ha propuesto el país en el contexto internacional. El gas tiene los atributos para convertirse en un combustible fundamental para este proceso, especialmente por lo que tiene que ver con su costo relativo, pero sus credenciales en materia de menores emisiones están desdibujadas ante el desconocimiento de su capacidad para contribuir a mejorar la calidad del aire, una preocupación que es, en todo caso, prioritaria y universal.

## 2.2 Disyuntivas

Enfrentar disyuntivas es recurrente en el diseño de políticas públicas y acciones de gobierno. Es usual que las decisiones de política pública estén permeadas por *trade-offs* en los que avanzar en un objetivo se da a expensas de retroceder o avanzar más lentamente en conseguir el otro. Por ejemplo, cuando se le pregunta a la gente por la velocidad de la transición, dos terceras partes dicen que Colombia debe ir despacio para que el impacto en costos sea menor. Igualmente, cuando se le menciona que los expertos recomiendan un impuesto al carbono que le cobre más a quien más emisiones genere para desincentivar el uso de los combustibles fósiles y se explica que esto podría aumentar significativamente el precio de la gasolina, un poco más de la mitad dice que no se debería poner un impuesto al carbono tan alto así esto implique un mayor deterioro del ambiente.

De la misma manera, al decirles a los entrevistados que si se prohíbe la exploración de hidrocarburos el gas se encarecería y la factura que pagan los hogares podría multiplicar su valor varias veces, tres de cada cinco responden que Colombia debería seguir extrayendo gas por el mayor tiempo posible para tener un menor precio de gas y generar las regalías e impuestos para financiar la inversión social.

El impuesto al carbono, que es una de las principales herramientas para hacer posible la transición energética, es poco conocido, pero cuando se presenta, es percibido como positivo por “tocar el bolsillo” de quienes más contaminan (transporte e industrias). Sin embargo, la posibilidad de que “el ciudadano de a pie” lo pague genera rechazo porque se considera, no solo injusto, sino también

inconveniente: no solucionaría el problema de contaminación —por ejemplo, algunas personas se verían obligadas a continuar usando su vehículo y a pagar el impuesto— y sí se afectaría su economía personal agudizando los problemas de inequidad y pobreza.

En general, los resultados muestran una opinión pública que desconoce la transición energética y está mayoritariamente dispuesta a privilegiar lo económico sobre lo ambiental cuando se enfrenta a disyuntivas en materia de posibles impactos de la transición. La evidencia recopilada sugiere también que esto nace de la inmediatez y cercanía con que se experimentan los costos económicos frente a los ambientales.

## 2.3 Expertos del sector

Para complementar las percepciones de la opinión pública se realizaron entrevistas con cabezas del sector en segmentos de producción, transporte, distribución y comercialización de gas, gremios asociados, industriales consumidores y potencialmente consumidores, empresas encargadas de la información en los sectores gas y eléctrico, reguladores, funcionarios, consultores y exfuncionarios que han estado vinculados al sector de energía. Los temas tratados se centraron en demanda, oferta, tecnología, política y regulación, y asuntos ambientales y sociales relacionados con el gas natural y las expectativas de desarrollo. Se obtuvieron 315 opiniones como se explica a continuación.





Figura 14. Contenidos temáticos entrevistas a expertos en oferta, demanda y tecnología  
Fuente: Estudios de opinión pública CREE

En relación con la demanda, los temas de mayor coincidencia son la necesidad de asegurar el respaldo térmico para la generación eléctrica, el bajo crecimiento de la demanda por la saturación del sector residencial, la incertidumbre en el sector industrial por la disponibilidad del gas y la capacidad de los precios de largo plazo para incentivar la sustitución y uso del gas (Figura 14).

En materia de oferta aparecen la incertidumbre sobre la disponibilidad del gas y su precio como limitantes para hacer inversiones a largo plazo. El segundo aspecto más mencionado se refiere a la regasificadora para la importación del gas, que consideran un respaldo en caso de que no sean exitosas la búsqueda y el desarrollo de reservas. Les preocupa que las importaciones implicarán incremento en el precio y estarían sujetas a la volatilidad del mercado internacional y se menciona que los proyectos costa afuera tendrían los precios más altos del mercado internacional. Se anota que la banca multilateral prácticamente no tiene líneas para inversión en proyectos que utilicen combustibles fósiles, independientemente de su impacto relativo en las emisiones de GEI o calidad del aire.

En tecnología hay una apreciación generalizada de que tanto la captura y uso de carbono (CCUS por sus siglas en inglés) como el hidrógeno pueden entrar a largo plazo, pero que es necesario iniciar desde ya el proceso de investigación y desarrollo de conocimiento sobre esta tecnología, y la necesidad de convocar a la industria en este propósito. Varios consideran que, adicional a las renovables, se requerirá de otras tecnologías como la hidráulica con embalse y la térmica a gas. Si estas no están disponibles, se menciona que habría que recurrir al carbón como último recurso.

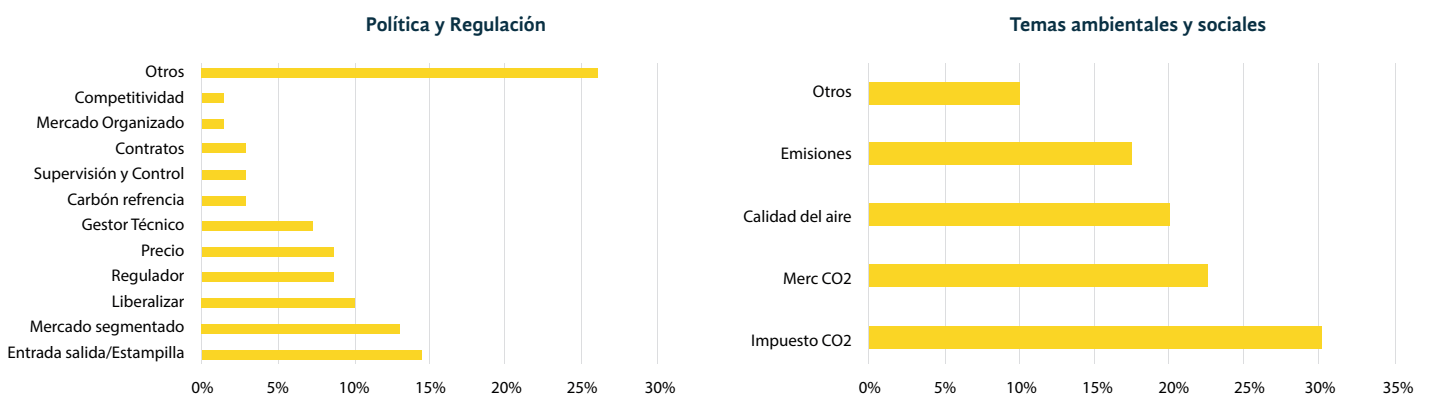


Figura 15. Contenidos temáticos entrevistas a expertos en política, regulación y temas ambientales y sociales  
Fuente: Estudios de opinión pública CREE

---

En el tema de política y regulación (Figura 15) se destaca cómo la falta de competencia y de tener un mercado segmentado incide en la formación de precios y la incertidumbre sobre su evolución. Adicionalmente coinciden mayoritariamente en la necesidad de pasar a un esquema de transporte común con un esquema tarifario que puede ser estampilla si es más viable, o idealmente, un esquema de entrada salida. Se considera que la demora en la regulación incrementa la incertidumbre y por lo tanto, los precios a largo plazo. Creen que la liberalización de tarifas a usuarios diferentes al residencial puede incrementar la competencia, aunque hay reserva por la disponibilidad del producto, y están de acuerdo en que el gestor técnico es necesario para darle herramientas modernas a la operación del sistema como un solo mercado transparente y confiable.

Finalmente, en los temas ambientales y sociales sobresale la percepción del impuesto al carbono como una medida efectiva, aunque algunos la consideran como de último recurso y advierten sobre su impacto en las tarifas de energía eléctrica. Los mercados de carbono también se consideran como una opción a ser utilizada en la transición, pero se manifiestan dudas sobre su liquidez por el déficit de proyectos certificados para compensar las emisiones. A la calidad del aire se le da la mayor importancia por sus efectos sobre la salud y se reconoce que el gas natural puede mejorar las condiciones sobre otros energéticos como el diésel; no obstante, la reducción de emisiones como objetivo sigue teniendo un papel relevante en los temas de sector.



# 03

## ¿QUÉ PAPEL DEBERÍA JUGAR EL GAS NATURAL?

---

Con base en lo expuesto hasta ahora, es indispensable mirar hacia adelante y precisar el papel que podría jugar el gas natural en el futuro energético de Colombia. La combinación de incertidumbre y complejidad a la que estamos abocados, los múltiples caminos posibles hacia la carbono neutralidad, y la necesidad de analizar de manera integral los impactos de las medidas tomadas en el bienestar social y económico de la población hacen ideal la construcción de escenarios como herramienta para explorar los aspectos fundamentales de futuros energéticos que podríamos enfrentar. Estos escenarios son una forma explícita de abordar esa incertidumbre inherente al futuro, pero sin caer en proyecciones ni predicciones de lo que va a pasar. No se trata de predecir el futuro, sino de explorar lo que podría traernos — “qué pasa si...” — para calibrar las estrategias, robustecerlas y contextualizarlas.

Bajo este marco se construyeron escenarios de futuro a partir de las fuerzas del cambio más significativas: el cambio técnico, el entorno regulatorio y el económico. Las fuerzas que definen el desarrollo tecnológico son principalmente la disponibilidad de tecnologías habilitadoras de la transición energética y la velocidad de reducción de los costos para la producción y consumo de energía de bajas emisiones. Las del entorno regulatorio se refieren a las decisiones gubernamentales que van a incidir en las posibilidades de desarrollo de los diferentes energéticos. Por último, las del entorno económico incluyen las principales fuerzas de mercado que determinarán las posibilidades comerciales de los energéticos.

A partir de materializaciones específicas de estas fuerzas de cambio se definieron tres escenarios (Figura 9). Sus nombres reflejan la senda de descarbonización que, en cada caso, seguiría la economía: (i) D-BAU o Business As Usual por sus siglas en inglés, que es como se les llama a los casos en que seguimos como vamos; (ii) D-2050, que sería alcanzar la carbono neutralidad en 2050 en línea con los compromisos internacionales que ha hecho el país, y (iii) D-2070, que sería alcanzar la carbono neutralidad en 2070.

En D-BAU hay un lento desarrollo de las tecnologías que le compiten al gas, como las baterías o las renovables, pero también de tecnologías que le son favorables o complementarias, como el hidrógeno y el CCUS. Hay un entorno intermedio para el desarrollo del gas con una descarbonización que no va tan rápido, una reservas medias de gas y sin yacimientos no convencionales ni *off-shore*, con precios intermedios de los hidrocarburos. Lo tecnológico también es intermedio en este escenario.

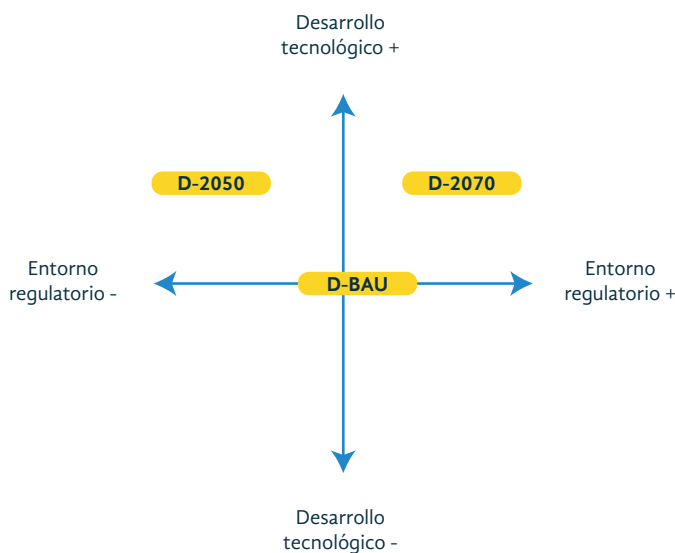


Figura 16. Caracterización de los escenarios de futuro energético  
Fuente: CREE

En contraste, en D-2050 hay un desarrollo rápido de las tecnologías que le compiten al gas frente a las otras, mientras que en D-2070 sucede lo contrario y las tecnologías favorables al gas avanzan mucho más rápidamente. Finalmente, el entorno es más favorable al desarrollo del gas en D-2070 por la disponibilidad de reservas, los precios y la menor velocidad de descarbonización. En D-2050 sucede lo contrario.

Para crear los escenarios se utilizó el modelo TIMES-COL desarrollado por el CREE, cuya estructura se muestra en la Figura 17. En el modelo, las demandas de servicios energéticos a ser atendidas se proyectan utilizando *drivers* macroeconómicos y demográficos exógenos. La selección de tecnologías y el consumo de energéticos para la atención de la demanda se

realiza utilizando un criterio de minimización de costos a partir de la caracterización de una base tecnológica existente y futura. En todos los casos se caracterizan las diferentes tecnologías para la producción, la transformación o conversión y el consumo de energía, incluyendo sus costos de inversión y de operación y mantenimiento, su eficiencia y su vida útil. Las tecnologías relevantes tienen asociados las emisiones de su operación.

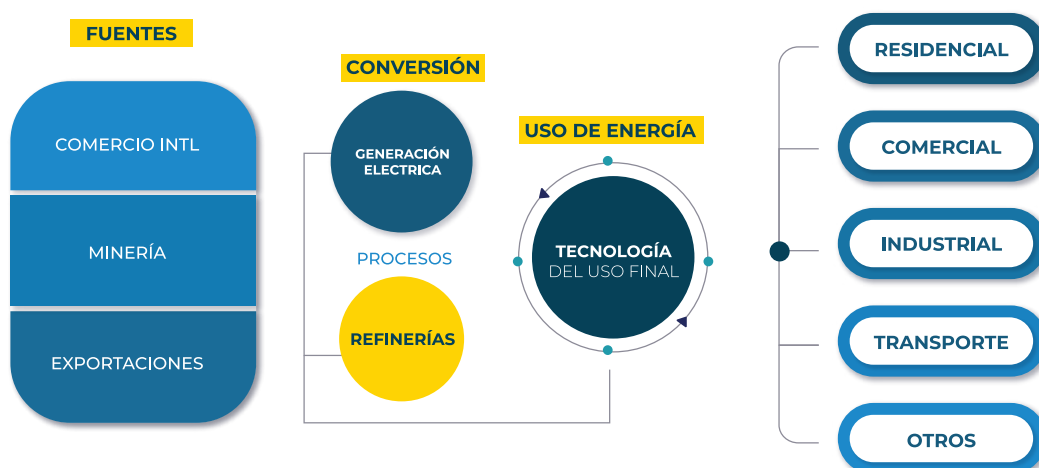


Figura 17. Modelo TIMES-COL desarrollado por el CREE y utilizado para este ejercicio  
Fuente: CREE



A partir de las características del sistema energético y de la demanda esperada para cada uno de los sectores, el TIMES-COL contesta una pregunta fundamental: ¿Cuál es la matriz energética que minimiza el costo de atención de la demanda por servicios de energía considerando los objetivos de reducción de emisiones y la disponibilidad de energéticos y tecnología bajo diferentes escenarios?

### 3.1 Implicaciones de los escenarios

La Figura 18 muestra las sendas de emisiones que se utilizan en cada escenario y presenta una idea de la velocidad de reducción y magnitud de las emisiones máximas que enfrentaría el sector energético en cada caso. Los resultados muestran que en D-2070 y D-2050 la restricción de emisiones es activa, lo que significa que en ambos casos la economía escogería un matriz energética diferente en ausencia de una meta.

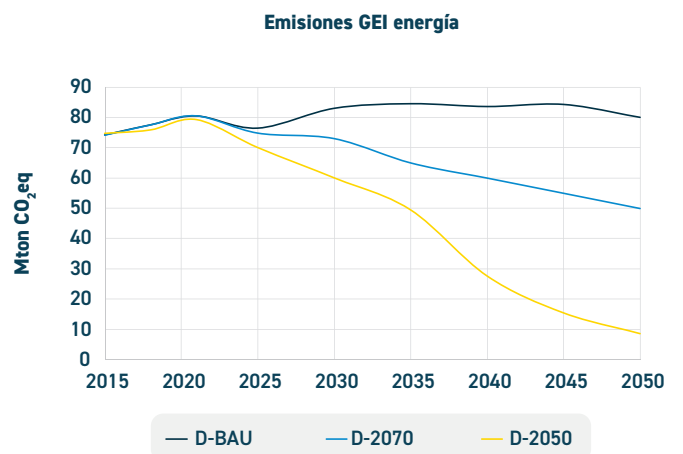


Figura 18. Emisiones de GEI de energía. Fuente: CREE.

La Figura 19 muestra la demanda final de energía en todos los sectores en cada década hasta 2050 para cada escenario. Dos hechos sobresalen en este resultado. El primero, que mientras el PIB crece entre vez y media y tres veces, la demanda final solo crece entre dos tercios y tres cuartos. Esto refleja que en todos los casos se requieren ganancias significativas en eficiencia y que estas son mayores cuando la restricción de emisiones es más fuerte.

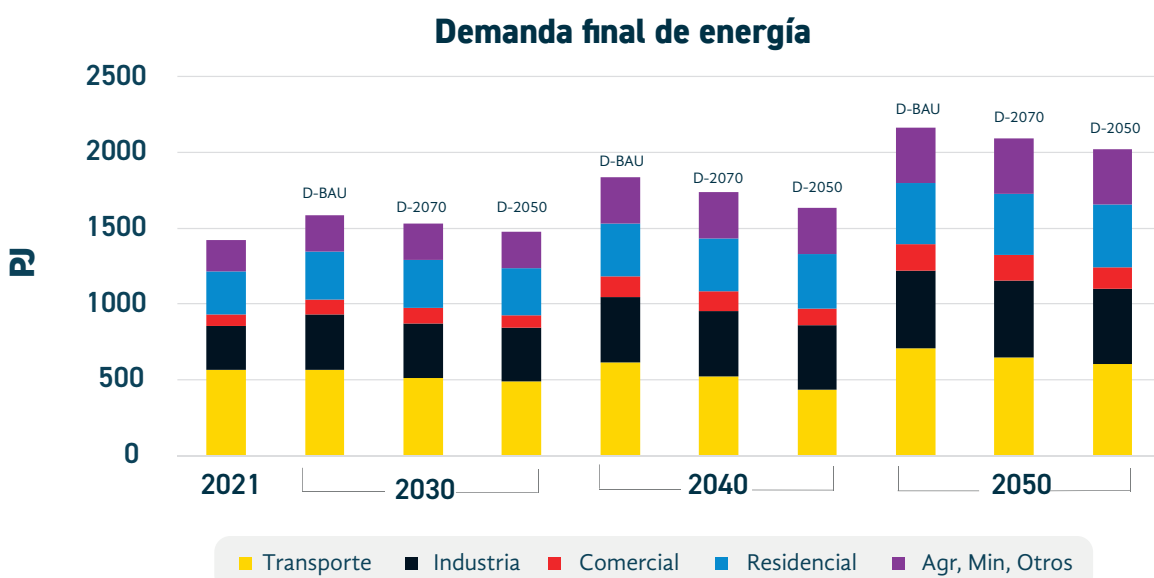


Figura 19. Demanda de energía final por sector. Fuente: CREE.

El segundo hecho tiene que ver con la composición de la demanda final. El sector que más rápido debe descarbonizarse es generación de electricidad para que provea la energía de bajas emisiones que necesitan los sectores que se electrifiquen. El mayor esfuerzo se debe hacer en el sector transporte, que hoy depende casi en su totalidad de fuentes fósiles. El sector más difícil de descarbonizar es la industria, por los costos y tipos de tecnología disponibles para sustituir la energía fósil en sus procesos productivos. En el sector edificaciones, la penetración de tecnologías eléctricas de uso final se acelera conforme la restricción de emisiones aumenta, siendo un sector que puede descarbonizarse dependiendo del ingreso de la población pues las tecnologías están disponibles comercialmente, pero tienen altos costos para personas de escasos recursos.

La demanda por combustibles puede verse en la Figura 20. La electricidad crece 3.2 veces en el escenario de menor descarbonización y 5.4 veces en el de mayor restricción de emisiones, demostrando su importancia en el futuro energético del país en todos los escenarios. El rol de los fósiles, en cambio, depende fundamentalmente de la restricción de emisiones y de la evolución de los costos de las nuevas tecnologías. El carbón, por ejemplo, crece en D-BAU y prácticamente desaparece en los escenarios de descarbonización. Los combustibles líquidos caen en todos los escenarios por el cambio técnico y las nuevas tecnologías en el sector transporte.

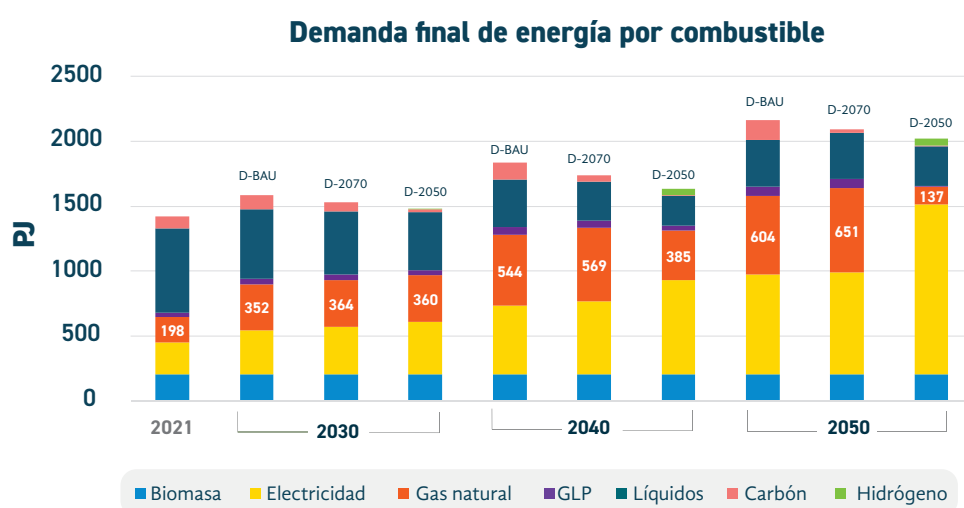


Figura 20. Demanda de energía final por combustible. Fuente: CREE.

El caso del gas es diferente, como se ilustra en la Figura 21<sup>14</sup>. Crece sostenidamente en los dos escenarios de menor restricción de emisiones durante todo el período de análisis y hasta el 2040 en el escenario más ambicioso. El mayor consumo se da siempre en el escenario D-2070. En D-BAU la restricción de emisiones es tan laxa que el carbón le quita espacio al gas en la industria, y los líquidos hacen lo mismo en el transporte. En D-2050 la restricción de emisiones es tan elevada que el gas debe ceder espacio a combustibles de menores emisiones.

En D-2070 y D-BAU se necesitan más de tres veces el gas que se consume hoy. En D-2050 prácticamente se duplica su consumo y alcanza su pico en 2035 (no se observa en gráfica) y a partir de allí empieza a caer aceleradamente hasta terminar en el 70% del consumo actual debido a la restricción de emisiones.

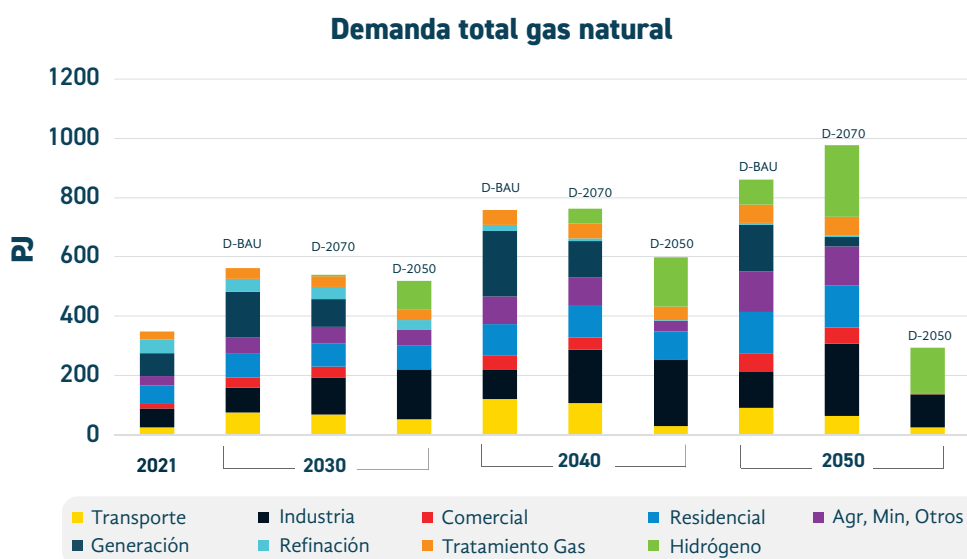


Figura 21. Demanda de gas natural. Fuente: CREE.

<sup>14</sup> La demanda de gas de la Figura 21 es mayor que la de la Figura 20 porque incluye el gas de generación, el de refinación, el de tratamiento y el utilizado para la producción de hidrógeno.



De cualquier manera, en los tres escenarios el consumo de gas natural es mayor al actual, lo cual confirma que el gas natural efectivamente es un combustible fundamental para la transición: minimizar los costos de atención de demanda requiere una participación creciente del gas aún en los escenarios de mayor descarbonización.

Sectorialmente el gas juega un papel diferente en cada caso. En generación de electricidad —que debe descarbonizarse primero— alcanza su pico en 2040 en los dos escenarios de menor restricción, pero desaparece desde 2030 cuando la presión a descarbonizarse es más fuerte. En transporte, la demanda de gas se comporta similar a la de generación, con el pico en 2040 para los dos escenarios de menor restricción, pero tiene un peso mucho mayor en D-2050 donde la demanda de gas al final del período es similar a la actual, dada la necesidad de atender el consumo de vehículos de carga pesada.

Los usos industriales son los más difíciles de descarbonizar y el gas natural aporta en la sustitución de energéticos con mayor intensidad de carbono. En los sectores residencial y comercial hay comportamientos similares: el consumo desaparece en D-2050, pero requiere de un consumo creciente en los otros escenarios durante el período de análisis. Cabe anotar que en el sector residencial el consumo tarda más en caer en D-2050 por los costos de sustitución de estufas y calentadores.

Finalmente, el hidrógeno está presente en todos los escenarios, pero de manera diferente. La restricción de emisiones marca qué tan temprano se requiere el hidrógeno azul —en una década diferente en cada uno— y su permanencia depende de la disponibilidad y costos del hidrógeno verde. El hidrógeno se utiliza solo para generación, salvo en D-2050 donde también atiende el transporte. La demanda de gas para hidrógeno azul es significativa si se tiene en cuenta que el pico de cada escenario es similar a la demanda de gas actual.

Dado que el gas es indispensable para la transición, cabe preguntarse sobre la oferta requerida para atender la demanda en los diferentes escenarios. A partir de la información contenida en los informes de reservas de la UPME y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) es posible construir tres escenarios de reservas que evidencian grandes diferencias en cuanto a magnitud y composición (Figura 22).

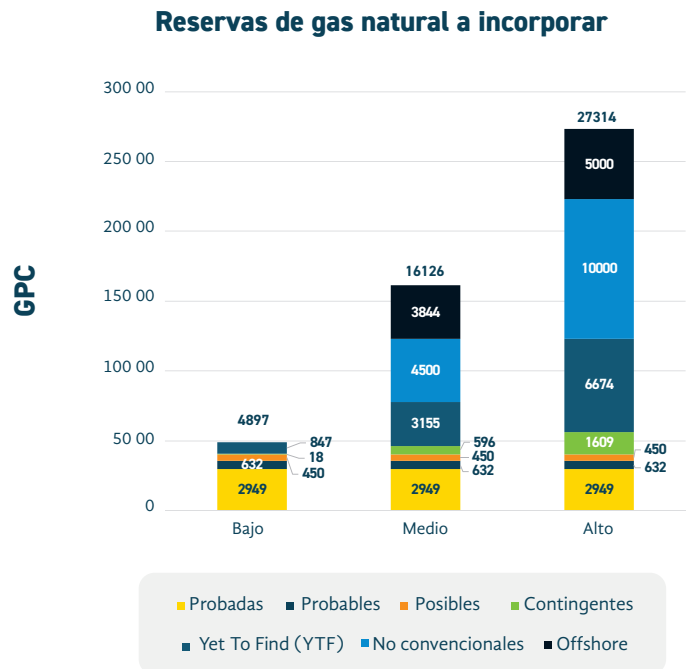


Figura 22. Reservas de gas natural a incorporar. Fuente: CREE

Con estas reservas, así como con los costos de producción y precios de hidrocarburos de cada escenario, es posible ver cuáles son las fuentes de gas óptimas para atender la demanda (Figura 23). Como es de esperarse, la oferta sigue a la demanda en todos los escenarios, pero su composición varía significativamente. Dos hechos sobresalen: desde 2030 dependemos de reservas que aún no hemos desarrollado y la disponibilidad de reservas condiciona las necesidades de importaciones.

En cuanto al primer hecho, para atender la demanda desde 2030 en los escenarios en que está disponible el gas de los yacimientos no convencionales, se necesita además el que está aún por encontrar (YTF por sus siglas en inglés). El gas *offshore* se requiere también desde 2030, pero en menor medida, volviéndose indispensable a partir de este momento hasta convertirse en la mayor fuente de abastecimiento para la demanda en 2040.

En materia de importaciones, la falta de disponibilidad de reservas propias en D-2050 hace necesarias las importaciones desde 2030. En 2040 ya se han agotado las reservas nacionales y la demanda se debe satisfacer totalmente con gas importado de ahí en adelante. La dependencia del gas importado es mayor en los otros dos escenarios en 2050 porque se requiere el triple del gas para atender la demanda.

Cabe resaltar el impacto de modificar algunos de los supuestos que definen los escenarios. El primero tiene que ver con la disponibilidad de reservas. Cambiarla repercute principalmente en las importaciones: una mayor holgura retrasa la cantidad requerida y su fecha de entrada,



mientras que restringirlas tiene el efecto contrario. El gas importado es un sustituto del gas nacional, pero de mayor costo y, aunque por fuera del modelo, menor recaudo fiscal y mayores emisiones ante las necesidades de transportarlo al país.

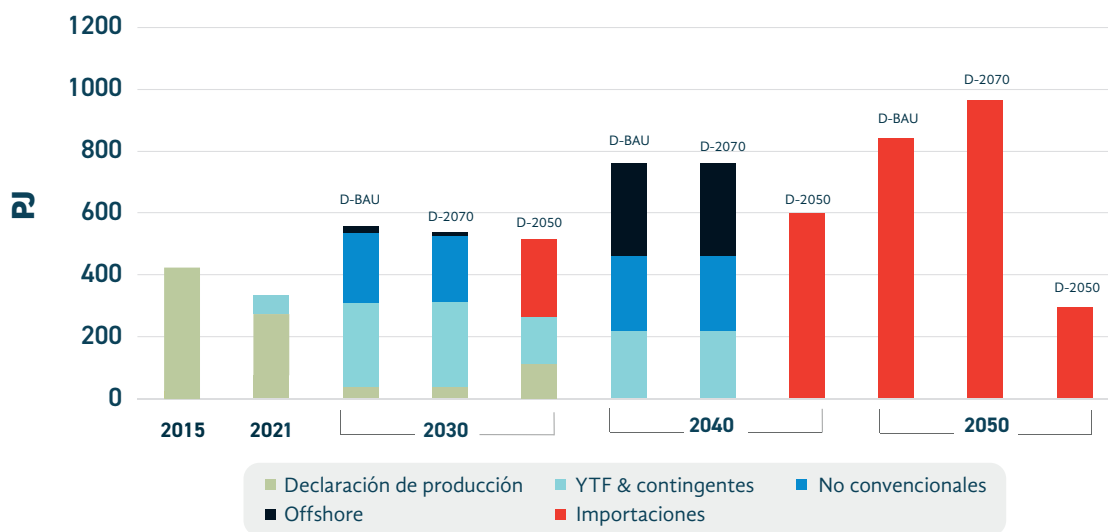


Figura 23. Fuentes para atender la demanda de gas. Fuente: CREE.

Variar las sendas de emisiones tiene incidencia principalmente en los picos de demanda de gas. Sendas más restrictivas aceleran la fecha de ocurrencia del pico y sendas menos restrictivas lo posponen. Finalmente, los costos de la tecnología inciden en la estabilidad del consumo y en la fecha de ocurrencia de la demanda máxima. En D-BAU y D-2050 caídas más rápidas estabilizan el consumo de gas y aceleran la ocurrencia del pico por cuanto hacen más económica la sustitución del gas por energéticos de menores emisiones.

### 3.2 Elementos sobre el futuro

Ante un panorama como el que enfrentamos actualmente, el gas natural es fundamental para minimizar los costos de la transición. Se trata de un combustible de logística conocida y costos manejables cuyas menores emisiones por unidad de energía frente a otros fósiles lo hacen ideal para mitigar los efectos del cambio climático mientras se recorre la senda de la transición. Bajo diferentes escenarios que capturan un rango amplio de posibilidades de futuro, el gas tiene una participación creciente y significativa al menos hasta 2040 si lo que se busca es asegurar la atención de la demanda a mínimo costo.

Salvo en generación, que es el sector que más rápidamente debe descarbonizarse, el gas enfrentaría una importante demanda en la industria, el comercio, la movilidad y el sector residencial. Qué tan fuerte sea dependerá principalmente de la velocidad a la que quiera descarbonizarse la economía, pero también de qué tan rápido evolucionen los costos de las tecnologías que favorecen el consumo de energías de menores emisiones y de cómo se comporten las reservas y los precios externos de los hidrocarburos. Ciertamente el gas es la puerta de entrada al hidrógeno, y su disponibilidad es fundamental para respaldar la generación, asegurar el movimiento de carga pesada, apalancar la producción de combustibles sintéticos y, potencialmente, descarbonizar procesos industriales.

Sin embargo, el gas no cuenta con un panorama despejado. En los escenarios considerados, la disponibilidad de reservas es crítica para garantizar la atención de la demanda desde finales de esta década, así como el desarrollo de la infraestructura de importaciones. Y, aunque tiene hoy una penetración superior al 70%, el mercado de gas requiere todavía mayor flexibilidad y eficiencia.

# 04

## ¿QUÉ SE NECESITA PARA QUE EL GAS CUMPLA SU PAPEL EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA?

A continuación se presentan algunas recomendaciones para asegurar el rol del gas natural como energético para una transición justa. Estas se centran en la seguridad del abastecimiento, el fomento a la competencia en los mercados, la eficiencia en toda la cadena y la disponibilidad de opciones para que la demanda acceda a este energético a precios competitivos.

### 4.1 Oferta

#### a. Seguridad del suministro

Uno de los principales retos que gravita sobre el sector es la incertidumbre en la oferta de gas natural, lo que impide que potenciales consumidores realicen las inversiones necesarias para sustituir energéticos con mayor contenido de carbono, como el carbón o derivados del petróleo, pues no tienen certeza sobre la disponibilidad real de gas o de sus precios para los próximos años. La necesidad de contar con fuentes de energía confiables, estables y permanentes; las inversiones, y la construcción de infraestructura que requiere la garantía de su oferta no son incompatibles con la prosperidad social y la mitigación y adaptación al cambio climático; por el contrario, son sus habilitadores.

Es importante que la política energética en Colombia sea efectiva en el desarrollo de las reservas locales de gas natural. Debe alistar la infraestructura de importaciones de manera oportuna, y dar las señales correctas sobre el rol de este energético para la transición por medio

del fortalecimiento de las capacidades institucionales del Estado para avanzar de manera eficaz e integral en el licenciamiento, la reglamentación, socialización y estructuración de actividades de producción, construcción y adecuación de infraestructura, garantizando la oportunidad de los proyectos y respetando los derechos de las comunidades donde se desarrollen estas actividades.

Las acciones encaminadas a aumentar la viabilidad financiera y técnica de las reservas convencionales pueden despejar el camino para convertir estas en reservas comerciales y posibilitar su producción. Tienen especial relevancia las acciones que disminuyan sus costos operativos y/o sus costos de transacción (por ejemplo, eficacia en licencias ambientales y consultas previas y demás trámites, reglamentación de los mecanismos de coordinación y concurrencia entre autoridades nacionales y territoriales y de participación

ciudadana). Para las reservas de gas costa afuera y demás fuentes es importante que se desarrollen la normatividad y los lineamientos en sus fases de exploración y producción con el fin de definir reglas claras y exhaustivas que garanticen un correcto ejercicio de estas actividades.

El fortalecimiento y la profundización de las capacidades de las instituciones a cargo de los trámites de licencias ambientales y sociales que permita desarrollar mejores instrumentos de seguimiento y control es fundamental, y junto a una amplia participación de la ciudadanía, pueden influir positivamente en la efectividad de estas gestiones, necesarias para materializar la infraestructura y lograr un mejor relacionamiento con todos los actores involucrados.

En el mismo sentido, y con el fin de incentivar la formación de precios eficientes, es indispensable aumentar la transparencia y oportunidad de la información para todos los participantes del mercado. Esto requiere de la declaración de la oferta de todas las fuentes de suministro, así como de los contratos y consumos propios de los productores. Es también necesario conocer las nominaciones y renominaciones diarias de suministro para disponer del balance en tiempo real del mercado. Estas funciones estarían a cargo del gestor técnico.

## b. Confiabilidad y eficiencia en el transporte

El país requiere de una planeación de largo plazo que permita contar con la infraestructura necesaria, centrada en asegurar el abastecimiento y la confiabilidad, y guiada por la evolución de la demanda y el cumplimiento de las metas climáticas que se han establecido. En términos generales el Plan de Abastecimiento de Gas Natural cumple con este propósito. Requiere, sin embargo, regularizar su frecuencia de publicación para que sea anual, fortalecer el proceso de identificación de proyectos con un comité independiente y contar con los mecanismos que garanticen la obligatoriedad de ejecución de los proyectos mediante procesos de convocatoria para aquellos categorizados como estratégicos o de confiabilidad.

Un segundo elemento tiene que ver con la remuneración y la metodología tarifaria. Acorde con el esquema de planeación y operación propuestos, y en línea con la Misión de

Transformación Energética (MTE), se propone adoptar un modelo de Common Carrier en el Sistema Nacional de Transporte para reemplazar el modelo Contract Carrier vigente. El modelo propuesto lleva a esquemas contractuales por adhesión con una remuneración de ingreso regulado. En este esquema el regulador debe garantizar que los transportadores obtengan un ingreso que cubra los gastos en capital (CAPEX), su rentabilidad y los gastos eficientes de administración, operación y mantenimiento conforme a los principios de suficiencia financiera y eficiencia económica.

Para el cálculo de las tarifas a pagar se recomienda migrar a un sistema de entrada-salida (Entry-Exit) en el que la reserva de capacidad se divide en una parte que va del punto de entrada a un punto de balance virtual y del punto de balance virtual al punto de salida, y en el que debe permitirse la formación independiente de precios y la reserva de capacidad de la entrada y la salida<sup>15</sup>. Esto tiene importantes ventajas para un sistema como el colombiano. Primero, porque promueve la competencia en la medida en que al separar la entrada y la salida le permite a incumbentes y entrantes en el mercado de moléculas reservar capacidad de transporte sin la necesidad de especificar el camino seguido por el gas. Segundo, porque facilita el desarrollo de *hubs* de transacción eficientes. Los sistemas de distancia no permiten el desarrollo de transacciones en torno a un punto de balance, mientras que este es un elemento central de los sistemas de entrada-salida que estimula la competencia gas-gas con independencia de su origen. El gas se compra en el punto de balance y puede ser entregado en cualquier punto de salida convirtiéndose así en un *hub* de transacciones que sirve de punto de balance para los portafolios de contratos y para el operador del sistema. También porque pueden reflejar mejor los costos del sistema, sobre todo en presencia de redes integradas y flujos bidireccionales, en la medida en que resuelven el problema de la



<sup>15</sup> Ver por ejemplo: A. Alonso et al, Energy Policy 38. (2010). Application of an entry–exit tariff model to the gas transport system in Spain.

separación de los flujos físicos y contractuales. Los sistemas entrada-salida no son efectivos para sistemas de longitud significativa con flujos unidireccionales o para redes de distribución que siguen patrones de rejilla, por lo que el desarrollo de la infraestructura es un factor fundamental para la adopción del modelo. Finalmente, porque facilita la adaptabilidad a las características específicas de la red. A diferencia de los enfoques de estampilla o distancia, el sistema entrada-salida tiene la capacidad para ser aplicado de forma que dé señales de congestión en puntos específicos de la red así como de basarse tanto en enfoques de costos incrementales como medios, dando señales efectivas de inversión para la expansión.

Por estas razones, y en línea con las conclusiones de la MTE, se recomienda la migración del sistema de transporte a un modelo de entrada-salida una vez se cumplan los requisitos fundamentales para su implementación. Estos, además de la creación de un gestor técnico independiente que se encargue de la coordinación física y financiera del sistema, se centran en la expansión de la infraestructura actual para asegurar la construcción de la infraestructura prioritaria recomendada para asegurar el cierre del sistema y los flujos bidireccionales.

Un tercer elemento es facilitar la conexión de campos menores. Es necesario flexibilizar la conexión de estas fuentes para aumentar la oferta. Para el caso de campos nuevos o menores que requieren conexión al sistema de transporte se pueden considerar las alternativas de comercializar el transporte asociado con la conexión o de incluir en forma de estampilla el costo de la conexión al producto. En estos casos, la infraestructura de transporte es de conexión y su función principal es llevar el gas hasta el sistema de transporte. Sin embargo, debe mantenerse el principio según el cual el productor no se convierte en transportador. Como alternativa se puede planear, en la misma forma que para los ramales, una regulación específica en la que si la conexión supera el valor estampillado se considera como proyecto del sistema nacional de transporte. Es una propuesta que tiene la ventaja adicional de ampliar los participantes del mercado.

## **Eficiencia en distribución y competencia en comercialización**

La creación del Fondo FONENERGIA, que integra los fondos FAER, FAZNI, PRONE y FECFGN, permite tener una fuente de recursos para ampliar la cobertura a aquellas zonas donde sea económica, ambiental y socialmente viable y razonable hacerlo. Debe priorizar con estos criterios aquellas zonas donde el uso de leña es todavía el recurso energético predominante con los impactos negativos en salud y deterioro ambiental que se han mencionado. Dado que en estas zonas usualmente compiten gas natural, GLP, electricidad del SIN y fuentes renovables distribuidas, esta competencia debe dirimirse con parámetros técnicos claros que promuevan las inversiones más capaces de atender estas demandas en forma sostenible.

Un segundo elemento tiene que ver con la promoción de la competencia en comercialización. Distintos estudios han recomendado aumentar la eficiencia del mercado elevando el número de participantes de manera que se fortalezca la competencia. Desde el punto de vista de la demanda, en la actualidad solamente los usuarios con demanda mayor a 100.000pcd —usuarios no regulados (UNR)— pueden negociar su tarifa con el comercializador que le presta el servicio o participar en las subastas del mercado mayorista. Aunque este

nivel de consumo lo cumplen solamente la generación térmica e industrias de gran tamaño, recientemente la Ley ha incluido autogeneradores y cogeneradores en el grupo de demanda no regulada, así como a los distritos de riego. Se recomienda considerar otros sectores para hacer parte de los UNR y acoger propuestas recientes de la CREG para que usuarios diferentes al residencial puedan escoger su clasificación y aumentar por esta vía la competencia y la capacidad de los usuarios para acceder a mejores precios.

Otro elemento de promoción de la competencia en comercialización se asocia al hecho de que esta actividad ha estado tradicionalmente asociada a la distribución. El usuario queda sujeto al comercializador incumbente y la dinámica de la demanda a las acciones de este comercializador. La competencia en este segmento de la cadena estimula el crecimiento eficiente de la demanda. Se requiere facilitar la entrada de comercializadores independientes del distribuidor, como actualmente ocurre en el sector eléctrico. No obstante, hacer efectiva la competencia y la liberalización de la clasificación de UNR requiere preservar condiciones neutras para los comercializadores independientes e incumbentes de manera que se

asegure la disputa del mercado sea por mérito y no por razones diferentes a su capacidad de competir. Esta igualdad de condiciones debe ser controlada y vigilada, para lo cual se debe fortalecer técnicamente a la SSPD.

Acorde con el espíritu de la MTE, se propone también avanzar en forma decidida hacia un sistema de regulación y remuneración basado en incentivos y desempeño similar al RIIO (Revenue = Incentive + Innovations + Outputs; o en español, Ingreso = Incentivos + Innovación + Productos) del Reino Unido. En este sentido, el regulador debe buscar eficiencias mediante una remuneración de los gastos totales de la empresa regulada según su desempeño. Este esquema de remuneración de la estimación del gasto total (TOTEX) con acuerdos de salidas facilitaría que las empresas reguladas inviertan con objetivos de largo plazo que tomen en consideración los propósitos de descarbonización.

Es indispensable avanzar en el camino que ha identificado la CREG de flexibilizar los contratos que en la actualidad se transan en el mercado primario y secundario para ajustarse mejor a las condiciones de la demanda y la oferta. Específicamente en lo que tiene que ver con la duración de los contratos y los períodos de firmeza, así como sus niveles para ampliar el rango al 80% del 95% que se tiene hoy. Asimismo, es necesario tener más flexibilidad en el proceso de contratación, ofreciendo sesiones de subastas con mayor frecuencia en las cuales puedan ajustarse posiciones de mercado y desarrollar productos estándar. Debe evitarse que quede gas comprometido sin ser utilizado en contratos con interrupciones o en contratos úselo o véndalo, y asegurar que cuando se presenten déficits en el mercado se asegure el suministro de la demanda esencial a partir de —como lo propone la CREG— asignar primero los contratos para cubrir esta demanda antes de realizar la subasta para contratos con otros usuarios.

### **c. El gestor técnico de gas**

Para mejorar las posibilidades de contar con un mercado competitivo y dada la visión de un sistema integrado, la MTE propuso la creación de un Gestor Técnico Independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento de gas natural. Este nuevo agente, además de la operación del mercado, apoyaría la planeación y definición de proyectos estratégicos e indicativos del PAG. Esta recomendación es central para el logro de los objetivos aquí descritos.

Es necesario que el gestor apoye la identificación de proyectos estratégicos para la expansión del sistema y al regulador en la definición de tarifas mas no del modelo tarifario; reciba las nominaciones diarias de transporte y realice las confirmaciones a cada uno de los productores-comercializadores, comercializadores, o clientes que nominan directamente; coordine las inyecciones y extracciones del sistema integrado y los volúmenes a ser transportados por las diferentes troncales que hacen parte del SNT; contabilice y liquide los desbalances diarios; coordine los mantenimientos y actividades que limiten los flujos de gas; coordine los pagos de productores-comercializadores, importadores y demás remitentes por concepto de transporte y almacenamiento de gas natural, y publique un boletín electrónico diario con información de todas las transferencias físicas y transacciones comerciales del día en el mercado primario y secundario. Finalmente, y para garantizar los servicios de balance, debe crearse un Centro de Transacciones Virtual, como se mencionó en la parte correspondiente a transporte.

## **4.2. Demanda**

El gas natural tiene nichos en los que presenta ventajas frente a otros energéticos y segmentos en los cuales puede ser relativamente poco competitivo o estar en riesgo de ser reemplazado. Algunos ejemplos son la movilidad de carga pesada y de larga distancia o la generación de calor en la industria, que pueden ser un nicho para el gas natural dada la inexistencia o los altos costos de tecnologías bajas en emisiones en esos segmentos. La necesaria sustitución de combustión con leña también es un espacio de demanda que beneficia particularmente a mujeres, niñas y niños que sufren afecciones respiratorias por su exposición a esta combustión.

No obstante, la desventaja en precios frente al carbón y las dificultades percibidas por los consumidores para conseguir contratos de suministro de gas de mediano y largo plazo pueden amenazar la participación del gas natural en el segmento industrial. Avanzar en estos frentes requiere de un conjunto de medidas que faciliten la demanda de gas en los segmentos donde este puede cumplir mejor su papel como combustible de transición.

An aerial photograph showing a dense forest with trees in shades of green and yellow. In the foreground, several large, vertical industrial pipes or chimneys are visible, along with a complex network of smaller pipes and structures, suggesting an industrial facility or power plant. The image is partially obscured by a yellow text box on the left.

## a. Control de las emisiones y contaminación

El impuesto al carbono, junto a los mercados de emisiones, es uno de los principales instrumentos para internalizar los costos del cambio climático e incentivar las inversiones en alternativas menos carbono intensivas. Para que este impuesto sea efectivo es deseable que se aplique en actividades para las cuáles existen alternativas tecnológicas de menores emisiones a costos que no sean prohibitivos. Además, el impuesto debería tener un valor que permita reflejar los costos de la reducción de las emisiones de manera que contribuya con el cierre de las brechas entre las diferentes alternativas tecnológicas. Finalmente, es fundamental que el impuesto de una señal previsible de largo plazo y que sea claro que este se va a ajustar conforme el nivel de ambición climática.

En el caso colombiano, el nivel fijado para el impuesto al carbono no es lo suficientemente alto como para inducir las sustituciones de combustibles que permitan grandes reducciones de emisiones en el país, y dejan por fuera importantes fuentes de emisiones como el carbón y a varios departamentos y municipios. No es claro además que la destinación de su recaudo vaya a los usos que mayor impacto tienen en la descarbonización. Para que el impuesto al carbono sea efectivo es necesario entonces que se incluyan todos los combustibles en todos los sectores y territorios y que se dé una señal clara e inequívoca de la futura alineación de la tarifa con el nivel de ambición del país<sup>16</sup>. De lo contrario los agentes no tendrán la certeza de que las inversiones en alternativas de menores emisiones evitarán el pago de un impuesto que solo aumentará en el tiempo.

La implementación de un sistema de comercio de emisiones produciría resultados similares, solo que actuando sobre las cantidades y no sobre los precios. En ambos casos, el precio al carbono debería ir en aumento en la medida en que la ambición climática aumenta y las mitigaciones se van haciendo más costosas de lograr. En este sentido se debe acelerar el desarrollo del Programa Nacional de Cupos Transables de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (PNCTE).

Cabe anotar que el impuesto al carbono actual incluye un mecanismo de no causación si se demuestra que las emisiones generadas han sido compensadas directamente o indirectamente mediante la adquisición de mitigaciones en el mercado voluntario de emisiones. Es indispensable seguir fortaleciendo la regulación en este mercado y asegurar el desarrollo y la certificación de los proyectos que permitan un crecimiento de la oferta que potencie la reducción de emisiones y mantenga la lógica de que quienes ofrecen las mitigaciones sean agentes que no están obligados a pagar el impuesto al carbono, o que logran absorciones mediante proyectos de restauración, reforestación o protección de bosques.

<sup>16</sup> La tarifa se fijó inicialmente en USD 5 por tonelada de CO<sub>2</sub>, que dista de los USD 40-80 que recomienda el Banco Mundial para esta década con el fin de lograr los objetivos del acuerdo de París en el 2050.

Es de esperar que el país avance en el establecimiento de estándares vehiculares de emisiones hacia el Euro VI, cargos por congestión, zonas libres de contaminación; estímulos a cambios modales y subsidios al transporte público, y directrices para un desarrollo urbano compacto que minimice los desplazamientos y tiempos empleados en ello, y así genere un impacto positivo en la calidad del aire.

## b. Sectores difíciles de descarbonizar y nuevos consumos

En los análisis efectuados se identificó igualmente que el gas natural tiene un nicho que permanece en el tiempo en el sector industrial. El gas natural es necesario para sustituir el carbón en la industria y para soportar el crecimiento de la demanda de energía en este sector. La industria es el último sector en descarbonizarse por la ausencia de sustitos para usos térmicos en los que el gas natural resulta la opción de menores emisiones. Lo mismo ocurre con el transporte de carga pesada y de larga distancia, donde el gas natural comprimido y el gas natural licuado se convierten en opciones atractivas que permanecen en el mediano y largo plazo mientras se desarrollan tecnologías con base en hidrógeno. Para estos segmentos la aplicación del impuesto al carbono/mercado de emisiones contribuiría favorablemente a la penetración del gas natural.

Por otra parte, es de esperar que de la mano del mayor desarrollo aumente la demanda de gas en edificaciones para procesos de acondicionamiento de espacios y calentamiento de agua. Los distritos térmicos juegan un papel importante al suministrar agua fría/helada, caliente o en forma de vapor, para mantener el acondicionamiento de espacios a conjuntos de usuarios. Se requieren los desarrollos regulatorios e incentivos para el desarrollo de distritos térmicos que aumenten la eficiencia de los proyectos y aseguren su viabilidad como la posibilidad de constituirse como UNR o de acceder a los fondos energéticos cuando las condiciones de sostenibilidad económica y social así lo indiquen.

Igualmente, y en línea con lo descrito en las recomendaciones de oferta, si después de analizadas las inversiones para aumentar la cobertura del servicio de energía a través de los fondos públicos se encuentra que el gas natural ofrece las mejores condiciones económicas, ambientales y sociales en un horizonte de mediano y largo plazo, estas deben acometerse con celeridad. La falta de acceso a la energía es una condena a la pobreza.

## 4.3. Mecanismos regulatorios

En materia de demanda esencial debe tenerse en cuenta que, por definición, esta debe tener prioridad cuando el mercado presenta un déficit. El Ministerio de Minas y Energía debe por lo tanto asegurar que se asigne primero el gas disponible a los contratos con esta demanda. En la actualidad la asignación la realiza el productor con criterios que no garantizan la seguridad en el suministro para este tipo de usuarios. Por lo tanto, debe apoyarse la propuesta de la CREG de realizar balances que identifiquen la necesidad de realizar subastas adicionales para asegurar contratos para la demanda esencial.

Por otra parte, los sistemas distribuidos para el suministro de energía, tanto eléctrica como de gas natural, son una alternativa interesante al suministro centralizado para la atención de la demanda. Con ellos se requieren menores inversiones y gastos en infraestructura de transporte y se facilita la llegada y participación de nuevos agentes. Estas alternativas necesitan sistemas de medición en tiempo real, que se han denominado inteligentes.

Es fundamental contar con este tipo de sistemas en el camino hacia la sostenibilidad. Los nuevos proyectos urbanísticos, y cuando sea posible los existentes, deben incorporar todas las opciones tecnológicas y de gestión para avanzar en la reducción de emisiones y la adaptación a los cambios del clima. La integración de la prestación de servicios y su medición es un primer paso. Pero la CREG debe definir cómo se reconocen estas inversiones al distribuidor y las empresas deben entender que este esquema de medición posibilita nuevas formas de transacción que favorecen a los usuarios.

Un tercer elemento se relaciona con el hidrógeno. De acuerdo con la *Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia*, se deben dar los primeros pasos para utilizar el hidrógeno en mezcla con el gas natural para suministro al usuario final. Esto requiere de una reglamentación para hacer segura esta operación y de regulación que reconozca su valor de acuerdo con la mezcla que se utilice. Se recomienda iniciar pilotos para avanzar en el uso del hidrógeno como complemento del gas natural en el futuro cuando los precios de la tecnología así lo permitan.



En esta misma línea, los escenarios analizados muestran que en el corto y mediano plazo el uso de gas natural tendrá un nuevo consumo destinado a la producción de hidrógeno azul. El impuesto al carbono aplicado a los segmentos de generación y transporte es fundamental para hacer más atractivo el uso de hidrógeno con el consecuente aumento en la demanda de gas, al igual que avanzar en el desarrollo y la reglamentación de la captura y el secuestro de carbono, proceso necesario para la producción de hidrógeno azul.

Finalmente, es indispensable asegurar la contratación con respaldo físico para termoeléctricas. Los escenarios muestran que la generación térmica debe cumplir dos funciones: respaldo a la generación para condiciones de sequía extrema y respaldo a la generación intermitente para responder en el tiempo que asegure una operación segura y confiable.

Para que el gas natural pueda cumplir estos roles es necesario que los generadores tengan contratos para respaldar la energía firme que les permitan participar en las subastas del cargo por confiabilidad. En la actualidad, para dar respaldo con energía firme, se deben tener contratos de combustible o un combustible que se pueda adquirir en un mercado líquido que dé seguridad de su disponibilidad. Algunas plantas de generación térmica con opción de generación dual gas natural o fuel oil se respaldan con este último combustible al existir la posibilidad de hacerlo en el mercado internacional, pero en el momento de la operación utilizan gas nacional si hay disponibilidad a menor precio. Esto produce una distorsión tanto en el mercado eléctrico como en el de gas.

Con un mercado líquido de gas nacional, el gas natural sería el combustible para respaldar la Energía Firme del Cargo por Confiabilidad (ENFICC) de generación térmica que lo pueda usar. Las acciones encaminadas a ampliar la competencia y a dar mayor seguridad al abastecimiento van en la dirección de un mercado de gas transparente y líquido. Estas acciones, complementadas con la de tener una red de transporte común, hacen más eficiente la formación de precios del gas y le permitirían a las plantas térmicas contratar el gas natural nacional para participar en la asignación de energía firme que requiere el sistema eléctrico nacional.

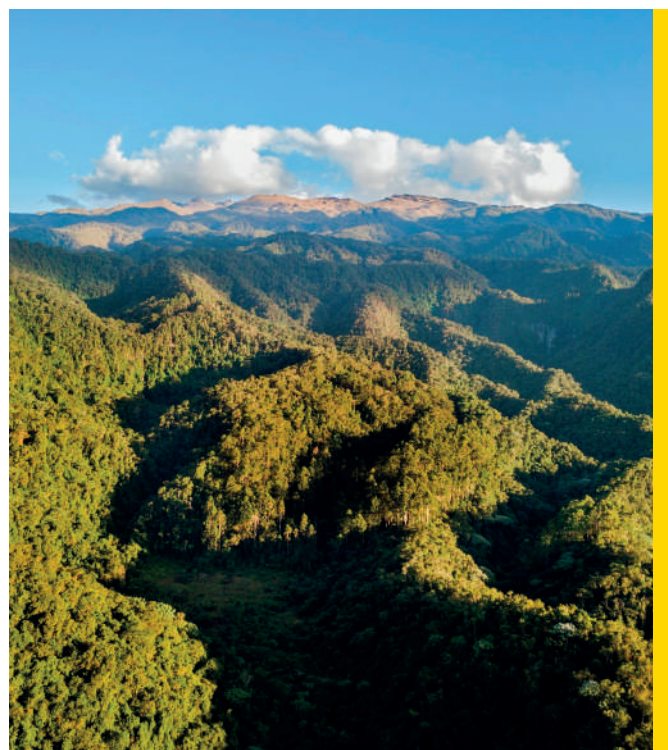
En el mismo sentido es necesario optimizar los tiempos de respuesta de las plantas de generación térmica a gas para que puedan ser utilizadas para respaldar el sistema ante eventos

no programados, asimilar la intermitencia de las plantas renovables y lograr una operación económica, segura y confiable. El servicio de parqueo y la utilización de almacenamientos permite lograr este objetivo, pero requiere reglamentar la remuneración de los costos asociados a este servicio. Si bien la regulación ya establece la forma de cálculo, es necesario determinar la condición en la cual los generadores a gas lo deben adquirir y cómo este se remunera en el mercado, posiblemente como un servicio complementario que asegure las condiciones de operación del sistema interconectado.

La coordinación de la operación con un gestor técnico como el propuesto, que utilice herramientas en tiempo real, permitiría reducir los tiempos de respuesta para atender necesidades de generación ocasionadas por las fuentes intermitentes y coordinando la nominación de ese gas de parqueo.

#### 4.4. Legitimidad y comunicación efectiva para la transición

Como se anotó anteriormente, todas las medidas de política y recomendaciones frente al mercado de gas tienen una afectación directa o indirecta en el usuario. Es este quien, balanceando los costos que puede llegar a enfrentar y la necesidad colectiva de mitigar el cambio climático, decide si apoya o no las acciones de política y regulación que se adopten. Las acciones de gobierno en temas de transición deben incorporarse explícitamente para hacer más fácil su implementación.





Esto supone actuar en tres frentes. Primero, pedagogía energética. Es muy difícil dar las discusiones públicas requeridas para tomar decisiones necesarias si el público no cuenta con un mínimo de información. El énfasis debe ser explicar los fundamentos de la transición energética y los caminos para llevarla a cabo; sus costos y beneficios; el cambio climático, sus implicaciones en materia ambiental y de salud y los compromisos adquiridos por el país para enfrentarla, así como el papel del gas como energético de transición. Debe ser información básica, concreta, objetiva y fácil de entender, validada por expertos con credenciales científicas.

En segundo lugar, se debe asegurar la integralidad Y claridad de políticas y mensajes. Independientemente de las decisiones que se tomen, estas tendrán consecuencias económicas y ambientales. Dado a que segmentos de la población les dan a los dos asuntos un peso distinto, es indispensable explicar las consecuencias de las decisiones sobre ambos y enmarcar los mensajes en los aspectos de mayor preocupación para cada uno.

Los beneficios comparativos del gas natural para efectos de la calidad del aire así como su disponibilidad frente a combustibles con mayor impacto en el medio ambiente y la salud humana son factores que determinan su relevancia en el marco de la transición energética. La opinión pública tiene grandes preocupaciones en estos temas, pero desconoce el potencial del gas para avanzar en ambos propósitos. El gas es un energético conocido y apreciado, cuya representación mental está asociada principalmente en la competitividad de su precio. Asegurar la legitimidad que debe tener como combustible de transición se facilitaría si se explica la capacidad que tiene de mejorar la calidad del aire en el marco de una senda hacia la carbono neutralidad.

En todos los casos es indispensable que los esfuerzos de comunicación tengan en cuenta la heterogeneidad en las percepciones de los distintos grupos de ciudadanos y que los mensajes se segmenten para que cada uno pueda recibir un mensaje que responda a sus preocupaciones e intereses.

## 4.5. Transición justa, sinergias y trade-offs

Abordar los desafíos del cambio climático y la transición energética implica asegurar una transición justa que maximice las oportunidades sociales y económicas y minimice los impactos sobre el empleo, los grupos de población vulnerables y los territorios afectados. Las políticas asociadas a la transición energética deben tener en cuenta las oportunidades de producir y exportar los bienes y servicios sofisticados y los minerales requeridos mediante proyectos bien estructurados y gestionados, así como incrementar la participación del conocimiento y el contenido local en la fabricación, instalación de nueva infraestructura y el diseño de una estrategia para minimizar el impacto en aquellas actividades que pierdan su dinámica industrial.

En este estudio se proponen las siguientes acciones compatibles con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) para atender este reto: (i) cerrar las brechas de cobertura (ODS7); (ii) monitorear el comportamiento de los precios y garantizar que los cambios en eficiencia se compensen a los consumidores (ODS7); (iii) identificar nuevas actividades para la fuerza laboral de la pequeña y mediana minería del carbón y empleos para el resto de las industrias extractivas (ODS8); (iv) desarrollar industrias de bienes y servicios sofisticados que aporten a

la transición energética, ojalá con potencial de exportación (ODS9); (v) velar por que los proyectos mineros que aporten los insumos requeridos para la transición permitan generar otras formas de capital y se adelanten con altos estándares de calidad y cuando los beneficios sean mayores que los costos (ODS12); (vi) lograr que los nuevos proyectos de infraestructura maximicen su aporte y la incorporación de contenido local (ODS8); (vii) desarrollar estrategias de política económica de largo plazo que tengan en cuenta la pérdida potencial de ingresos fiscales por regalías, impuestos de renta y predial, etc. al igual que el posible aumento en el déficit de la balanza de pagos; (viii) corregir la desconexión institucional entre los niveles nacional, departamental y local para enfrentar las dificultades del desarrollo y priorizar la construcción de confianza de las comunidades en territorio a partir del trabajo (ODS16); (ix) mantener, y ojalá aumentar, el nivel de empleo formal en las nuevas industrias y actividades que se adelanten y permitan compensar la reducción de empleo (ODS8); (x) desarrollar las capacidades técnicas, científicas y tecnológicas con la debida anticipación para acompañar y potenciar la participación y contribución nacional en la transición energética (ODS9).

# SÍNTESIS

**Colombia debe profundizar los esfuerzos para asegurar un desarrollo sostenible que sea el camino hacia un país más próspero, capaz de corregir sus problemas estructurales de crecimiento, pobreza y desigualdad, pero incorporando la dimensión ambiental que ha mostrado ser un fuerte determinante de las posibilidades reales de progreso.**



05



Parte fundamental del camino hacia el desarrollo sostenible es la transición energética. Ella conjuga la necesidad de reducir de manera acelerada las emisiones de GEI que están calentando el planeta, con la necesidad de hacerlo a mínimo costo y asegurando acceso a energía confiable para toda la población. La transición es una oportunidad para desarrollar nuestra capacidad de innovación, adaptación y resiliencia, y generar nuevas oportunidades de bienestar para personas que hoy viven en condiciones inaceptables.

Los elementos presentados en este documento dan cuenta del rol prioritario que podría tener el gas natural para facilitar la transición. El gas es un combustible con cadenas logísticas conocidas, un marco regulatorio funcional y una infraestructura de producción y consumo operativa. Es también el combustible fósil de menores emisiones de CO<sub>2</sub> por unidad de energía, lo que le permite sustituir combustibles de mayores emisiones en los sectores en los que recae el mayor peso de la descarbonización. Y tiene importantes beneficios complementarios por su capacidad para mejorar la calidad del aire y generar progreso a nivel local con mejoras en cobertura y compras de bienes y servicios en el desarrollo de los proyectos.

Los escenarios presentados —que se modelaron en un marco de minimización de costos de atención de la demanda— muestran que aún bajo la meta de carbono neutralidad en 2050, el gas debe crecer su participación en la matriz energética hasta 2040 para asegurar una transición energética a mínimo costo. Una mayor participación del gas no es incompatible con las metas de descarbonización y sí es indispensable para reducir los costos de la transición. Esto es lo que lo define como combustible de transición. Es el puente para facilitar la reducción de emisiones mientras se hacen económicamente viables tecnologías de menores emisiones.

Sin embargo, su panorama no está despejado. Para que el gas pueda cumplir este papel, el país debe tomar acciones —y de manera rápida— en tres grandes áreas. Debe asegurar la oferta de gas en el mediano y largo plazo, debe dar señales a la demanda para asegurar condiciones que permitan su consumo y debe asegurar que su mercado sea más flexible y competitivo.

Esto, a su vez, supone tomar una cantidad importante de acciones de gobierno con oportunidad y asegurando la adecuada coordinación entre instituciones y agentes responsables de tomar las decisiones de producción y consumo. Tal esfuerzo amerita contar con una hoja de ruta que se estructure a partir del Plan de Desarrollo e incorpore los avances de otros esfuerzos de identificación de acciones prioritarias, como la Misión de Transformación Energética de 2020.

Es en este sentido que se ha abordado el presente documento y que se propone sean adoptadas sus recomendaciones.

## a. Listado de recomendaciones

Recomendaciones	Principal responsable	Plazo		
		Corto	Mediano	Largo
1. Dar seguridad de largo plazo en el abastecimiento desarrollando todas nuestras fuentes de reservas, alistando la infraestructura de importaciones de manera oportuna y promoviendo contratos de largo plazo en el suministro y el transporte.	MME	X	X	
2. Dar transparencia al mercado sobre la información de reservas probadas y reducir los tiempos para pasar a este estado las reservas probables.	ANH	X		
3. Disponer de una red confiable y adaptada asegurando la ejecución cierta y oportuna del <i>Plan de Abastecimiento de Gas natural</i> .	UPME	X	X	
4. Ampliar la competencia en el mercado por eliminación de los límites a los usuarios no regulados.	CREG	X		
5. Flexibilizar y estandarizar contratos transados en el mercado.	CREG	X		
6. Cambiar el esquema de transporte por contratos a transportador común y evolucionar hacia una metodología tipo entrada-salida.	CREG		X	
7. Incentivar la comercialización independiente.	CREG, SSPD, SIC	X		
8. Establecer el gestor técnico para coordinar la operación de la red en tiempo real y mejorar la coordinación gas – electricidad.	CREG		X	
9. Impulsar el consumo de gas natural en el transporte de carga pesada y pasajeros de larga distancia acorde con metas integrales de movilidad sostenible.	Ministerios	X		
10. Identificar incentivos y programas de apoyo técnico para las sustituciones de los consumos industriales.	MME, UPME, Gremios	X		
11. Digitalizar el mercado y facilitar la integración con otras tecnologías y sistemas de medida en el marco de las ciudades inteligentes estimulando nuevos usos del gas en este marco.	CREG, Ministerios Y Gremios	X		
12. Atención de demanda en zonas aisladas y conexión de productores menores.	MME	X		
13. Evolucionar hacia el hidrógeno iniciando con mezcla gas-H <sub>2</sub> .	MME	X	X	X
14. Avanzar en la investigación y desarrollo de tecnologías de producción de combustibles sintéticos a partir de H <sub>2</sub> , incluyendo el gas natural sintético.	MME, Minciencias, Centros Investigación, Universidades, Empresas	X	X	X
15. Extender el impuesto al carbono a todos los energéticos e implementar un sistema de cupos de emisiones.	Minambiente Minhacienda	X	X	
16. Preparar a la sociedad sobre los retos de la transición energética y las decisiones adoptadas con pedagogía y transparencia sobre sus disyuntivas, costos y beneficios.	Ministerios	X		
17. Revisar la coherencia de los diferentes incentivos y garantizar que su uso no está llevando a un encallamiento de inversiones innecesario.	Ministerios	X		
18. Planificar las inversiones y acompañar a la demanda en su proceso de sustitución de energéticos en su trayectoria de reducción de emisiones.	MME, UPME, empresas		X	X
19. Enfocar los esfuerzos de penetración del gas natural en los segmentos de demanda en los que el gas, en el marco de una trayectoria de carbono neutralidad, tiene mayores tiempos de permanencia.	MME, UPME, empresas	X	X	
20. Identificar y desarrollar las alternativas que permitan que el gas natural sirva como respaldo firme en un sistema eléctrico cero emisiones (incluyendo remuneración de almacenamiento y disponibilidad para plantas térmicas que solo generarían si se presenta una condición de emergencia o extrema).	MME, CREG, UPME		X	X
21. Incluir en el Plan Nacional de Desarrollo acciones que potencien la contribución de la transición energética a los logros de los ODS.	DNP, Ministerios	X		
22. Acompasar la transición energética y la política macroeconómica para evitar efectos adversos en materia fiscal y de balanza de pagos.	MHCP, DNP		X	X



Centro Regional de Estudios de Energía  
Carrera 7 # 73-47 Piso 13, 110221, Bogotá Colombia  
[creenergia.org](http://creenergia.org)

