



EFICIENCIA ENERGETICA Y ENERGIAS RENOVABLES



Jefatura de Inteligencia de Negocios - Coordinación de Inteligencia Externa
Fecha: febrero de 2023

Tabla de contenido

Introducción.....	1
Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático	2
Protocolo de Kyoto.....	3
Acuerdo de París.....	3
Agenda 2030 – Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	4
Documentos CONPES relacionados con la Eficiencia Energética	5
CONPES 3934 – Política de crecimiento verde	5
CONPES 3943 – Política para el mejoramiento de la calidad del aire.....	8
Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 – Componente Energético.....	11
Actualidad del Mercado Energético en Colombia.....	12
Proyecciones de demanda Energía Eléctrica, Gas Natural y combustibles líquidos.....	15
Gestión del Ministerio de Minas y Energía en materia de Eficiencia Energética	18
Medidas de eficiencia energética propuestas para cada sector.....	24
Sector residencial.....	25
Sector transporte	25
Sector industrial.....	29
Sector terciario.....	30
Sector termoeléctrico.....	31
Sector hidrocarburos.....	32
Sector minero.....	33
Construcción sostenible.....	34
Almacenamiento de energía eléctrica.....	35
Fuentes de financiación medidas de eficiencia energética	36
Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica	40
FNCER - Fuentes no Convencionales de Energía Renovable – Ley 1715 de 2014.....	43
Matriz de Transición Energética.....	46
Desembolsos de Findeter en el Sector Energético.....	53
Pipeline de proyectos potenciales de Findeter en el Sector Energético	55
Las Empresas de Energía en Colombia	56
Conclusiones.....	62
Fuentes.....	66

EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS RENOVABLES

Introducción

La eficiencia energética es una de las estrategias más costo efectivas para la mitigación del cambio climático, además de promover la productividad y competitividad de los sectores, y contribuir a la seguridad energética del país. Avanzar en este campo permitirá cumplir los compromisos ambientales que Colombia adquirió en el marco de la COP21. La implementación de buenas prácticas, la adopción de nuevas tecnologías y de sistemas de gestión integral de la energía, puede representar ahorros de consumo entre el 5% y el 50%.

La Ley 679 de 2001 declaró el uso racional y eficiente de la energía (URE) como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales.

Colombia cuenta con el Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PAI-PROURE) 2017 – 2022, el cual detallaremos más adelante, adoptado por el Ministerio en 2016, en el cual se definen las metas de eficiencia energética y líneas de acción sectoriales.

De la misma manera el Plan de Desarrollo da instrucción a las entidades públicas a realizar auditorías energéticas de sus instalaciones y establecer objetivos de ahorro de energía a ser alcanzados a través de medidas de eficiencia energética y de cambios y/o adecuaciones en su infraestructura. La meta de ahorro en el consumo para este sector es de mínimo 15%.

De igual forma, este documento hace énfasis en la generación de fuentes no convencionales de energía renovable y su importancia en la “transición energética” que se ha convertido en el tema central de los debates sobre el futuro de la energía, especialmente desde que 196 países se comprometieron en los acuerdos de París del 2015 a evitar que la temperatura global aumente 2 grados Celsius por encima de los niveles preindustriales y a hacer los mejores esfuerzos para limitar el aumento alrededor de 1,5 grados.

El instrumento para lograrlo se ha convertido en el concepto de “carbono neutralidad” para 2050 o un poco después, objetivo que ya ha sido adoptado por más de 100 países, incluidos Estados Unidos, China, la Unión Europea, Gran Bretaña y Japón, entre otros.

Colombia lanza la transformación de sus sistemas energéticos con unas políticas claras: aumentar la participación de las energías renovables no convencionales de menos del 1% a más de 12% en la matriz energética para el 2022; elevar su objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 20% al 51% para 2030; y hacer de la “reactivación sostenible” la fuerza que impulsa su estrategia de recuperación económica.

El sector eléctrico colombiano se rige fundamentalmente por las Leyes 142 y 143 de 1994, las cuales definen el régimen de prestación de servicios públicos desde las actividades de generación,

interconexión, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. A su vez, se definen las funciones de las principales entidades del sector y su estructura y gobernanza.

Desde el rol del estado se enfoca en la formulación de política, planeación de la expansión del sistema, regulación del sector, planeación de soluciones energéticas para las Zonas No Interconectadas – ZNI y vigilancia y control. Estos roles son cumplidos respectivamente por el Ministerio de Minas y Energía - Minenergía, Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME, Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas – IPSE y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. De manera complementaria, existen otras entidades Empresas de Servicios Públicos que pueden participar en la Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización, Operación, etc., del servicio de energía eléctrica.

De esta manera se pretende incursionar en el conocimiento del sector energético colombiano y específicamente en el tema de la eficiencia energética y las fuentes no convencionales de energía renovable, justificando la financiación con recursos de Findeter de la demanda creciente de proyectos de energía en el país. Junto con este estudio, la Jefatura de Inteligencia de Negocio proporcionará una base de datos para que el área comercial gestione el relacionamiento necesario en la búsqueda de negocios potenciales dentro del sector de la energía y de esta manera se complemente el trabajo de conocimiento realizado y a su vez se haga posible la ejecución de un seguimiento posterior que haga tangible los resultados.

Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

El sistema de las Naciones Unidas, en el año de 1992 en la Cumbre para la Tierra, dio lugar a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) como primer paso para afrontar este enorme problema. Actualmente, un total de 197 países han ratificado la Convención, cuyo objetivo es lograr, de conformidad con las disposiciones pertinentes de la Convención, la estabilización de las concentraciones de GEI en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático. Ese nivel debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible.

Principios

1. Proteger el sistema climático en beneficio de las generaciones presentes y futuras, sobre la base de la equidad y de conformidad con sus responsabilidades comunes pero diferenciadas y sus respectivas capacidades.
2. Tener plenamente en cuenta las necesidades específicas y las circunstancias especiales de los países en desarrollo, especialmente aquellos que son particularmente vulnerables a los efectos adversos del cambio climático.
3. Tomar medidas de precaución para prevenir, prevenir o reducir al mínimo las causas del cambio climático y mitigar sus efectos adversos. Las políticas deben tener en cuenta los distintos contextos socioeconómicos, incluir todas las fuentes, sumideros y depósitos pertinentes de gases de efecto invernadero y abarcar todos los sectores económicos.

4. Las políticas y medidas para proteger el sistema climático contra el cambio inducido por el ser humano deberían ser apropiadas para las condiciones específicas de cada país y estar integradas en los programas nacionales de desarrollo, teniendo en cuenta que el crecimiento económico es esencial para la adopción de medidas encaminadas a hacer frente al cambio climático.
5. Promocionar un sistema económico internacional abierto y propicio que condujera al crecimiento económico y desarrollo sostenible de todos los países, particularmente de los países en desarrollo, permitiéndoles de ese modo enfrentar mejor forma a los problemas del cambio climático.

Protocolo de Kyoto

En 1995, la comunidad internacional inició negociaciones para fortalecer la respuesta mundial al cambio climático. Dos años después, en 1997, 83 países firmaron y 46 ratificaron el Protocolo de Kyoto –hoy son 192 países miembros–. Este obliga jurídicamente a los países desarrollados que son miembros para cumplir unas metas de reducción de emisiones. El primer período de compromiso del Protocolo comenzó en 2008 y finalizó en 2012. El segundo período de compromiso empezó el 1 de enero de 2013 y terminará en 2020. Con el fin de promover el desarrollo sostenible, el Protocolo de Kyoto estableció los siguientes compromisos para cada uno de los países firmantes, sobre la limitación y reducción de las emisiones de GEI:

1. Fomento de la eficiencia energética en los sectores pertinentes de la economía nacional.
2. Protección y mejora de los sumideros y depósitos de los gases de efecto invernadero.
3. Promoción de prácticas sostenibles de gestión forestal, la forestación y la reforestación.
4. Promoción de modalidades agrícolas sostenibles a la luz de las consideraciones del cambio climático.
5. Investigación, promoción, desarrollo y aumento del uso de formas nuevas y renovables de energía, de tecnologías de secuestro del dióxido de carbono y de tecnologías avanzadas y novedosas que sean ecológicamente racionales.
6. Reducción progresiva o eliminación gradual de las deficiencias del mercado, los incentivos fiscales, las exenciones tributarias y arancelarias y las subvenciones que sean contrarios al objetivo de la Convención en todos los sectores emisores de gases de efecto invernadero y aplicación de instrumentos de mercado.
7. Fomento de reformas apropiadas en los sectores pertinentes con el fin de promover unas políticas y medidas que limiten o reduzcan las emisiones de GEI.
8. Medidas para limitar o reducir las emisiones de GEI en el sector del transporte.
9. Limitación o reducción de las emisiones de metano mediante su recuperación y utilización en la gestión de los desechos, así como en la producción, el transporte y la distribución de energía.

Acuerdo de París

En la 21ª Conferencia de las Partes (COP21) de la CMNUCC (o la Conferencia sobre el Cambio Climático de París) se logró un acuerdo histórico para combatir el cambio climático; acelerar e intensificar las acciones y las inversiones necesarias para un futuro sostenible con bajas emisiones de carbono. El Acuerdo de París agrupa a todas las naciones del mundo, para realizar ambiciosos esfuerzos con el objetivo de combatir el cambio climático y adaptarse a sus efectos. Para lograrlo, la

CMNUCC señala que los países en desarrollo tendrán que recibir un mayor apoyo para impulsar su lucha contra el cambio climático.

El principal objetivo del Acuerdo de París es reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático manteniendo el aumento de la temperatura mundial en este siglo por debajo de los 2 °C, con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir con los esfuerzos para limitar aún más el aumento de la temperatura a 1,5 °C.

Limitar el calentamiento global a 1,5 °C requiere cambios rápidos, de gran alcance y sin precedentes en todos los aspectos de la sociedad, tal y como establece el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) en una nueva evaluación. Gracias a las claras ventajas que presenta para las personas y los ecosistemas naturales, limitar el calentamiento global a 1,5 °C en lugar de 2 °C está ligado al compromiso de asegurar una sociedad más sostenible y equitativa (IPCC, 2018).

El IPCC sobre los impactos del calentamiento global de 1,5 °C, demuestra que debemos limitar el calentamiento a 1,5 °C para finales de este siglo con el fin de evitar impactos irreversibles y catastróficos. Esto significa que las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) deben disminuir en un 45 % para el 2030 y alcanzar el cero neto en 2050; para alcanzarlo, se necesitaría una transformación socioeconómica urgente. La CMNUCC propone los siguientes seis frentes de acción en un escenario postpandemia:

1. Se debe poner fin a los subsidios de los combustibles fósiles; quienes los utilicen deben empezar a pagar la contaminación que generan.
2. El gasto de cantidades ingentes de dinero en la recuperación tras el coronavirus debe ir acompañado de la creación de nuevos trabajos y empresas mediante una transición limpia y ecológica.
3. Si se utiliza el dinero de los contribuyentes para rescatar empresas, es necesario vincularlo a la consecución de empleos verdes y de crecimiento sostenible.
4. El marco fiscal debe impulsar el paso de la economía gris a la verde, asimismo, la resiliencia de las sociedades y las personas.
5. Los fondos públicos deben utilizarse para invertir en el futuro, no en el pasado, y fluir hacia sectores y proyectos sostenibles que beneficien al medioambiente y al clima.
6. Los riesgos y oportunidades climáticos tienen que incorporarse al sistema financiero, así como a todos los aspectos de la formulación de políticas públicas e infraestructuras.

Agenda 2030 – Objetivos de Desarrollo Sostenible

En septiembre del 2000, 147 países se dieron cita para establecer los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM), que marcarían las estrategias para conducir los principales problemas asociados a las economías, las industrias, la educación y la protección de sus recursos naturales en los próximos años (Naciones Unidas, 2019).

A pesar de los notables logros de los ODM, las desigualdades persisten, la pobreza continúa concentrada predominantemente en algunas partes del mundo y siguen acrecentándose las

problemáticas ambientales. Por ello, fue necesaria una iniciativa política que considerara un esfuerzo colectivo a largo plazo, de tal forma que se integraran las dimensiones sociales, económicas y ambientales, desde una nueva visión del desarrollo sostenible.

La respuesta a estos desafíos fue consignada en la Agenda 2030 de las Naciones Unidas, emitida en 2015, con 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y 169 metas refleja las lecciones aprendidas, construye sobre la base de los éxitos y encamina conjunta y firmemente a todos los países hacia un mundo más próspero, sostenible y equitativo para todos (MADS, 2018). La Agenda 2030 incluye una amplia gama de temas, centrados en seis elementos principales: dignidad, personas, planeta, prosperidad, justicia y asociación.



Fuente: Naciones Unidas, Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030

Documentos CONPES relacionados con la Eficiencia Energética

CONPES 3934 – Política de crecimiento verde

Este documento de política establece que para mantener e incrementar el ritmo de crecimiento económico que necesita el país, y así atender las problemáticas sociales, en materia de pobreza, desigualdad y construcción de paz, se requiere la búsqueda de nuevas fuentes de crecimiento que sean sostenibles a partir de la oferta de capital natural para la producción de bienes y servicios ambientales, representada en más de 62.829 especies registradas, 24,8 millones de hectáreas con aptitud forestal y un potencial eólico de 29.500 Megavatios (SiB, 2018; UPRA, 2018; UPME, 2015).

Igualmente, esta política reconoce que el desarrollo económico actual será insostenible a largo plazo, ya que degrada y agota la base de los recursos para la producción económica y genera altos costos para el ambiente y la sociedad, valorados en más de 16,6 billones de pesos, equivalente al 2,08 % del producto interno bruto (PIB) del 2015 (DNP, 2018). Lo anterior, hace necesario internalizar las externalidades negativas del desarrollo de manera que los sectores sean cada vez más competitivos, más sostenibles en el uso de los recursos y generen menos impactos ambientales.

Con el fin de llevar al país a una transición hacia un modelo económico más sostenible, competitivo e inclusivo, el presente documento CONPES contiene la Política de Crecimiento Verde para el país, la cual se compone de cinco ejes estratégicos. El primer eje está orientado a generar nuevas oportunidades económicas que permitan diversificar la economía a partir de la producción de bienes y servicios basados en el uso sostenible del capital natural. El segundo eje busca mejorar el uso de los recursos naturales en los sectores económicos de manera que sean más eficientes y productivos, y se reduzcan y minimicen los impactos ambientales y sociales generados por el desarrollo de las actividades productivas. El tercer eje promueve la generación y el fortalecimiento del capital humano para afrontar los nuevos retos de conocimiento y experiencia que genera el crecimiento verde. El cuarto eje establece acciones estratégicas en materia de ciencia, tecnología e innovación como herramienta necesaria para avanzar hacia cambios en los sectores productivos y encontrar nuevos procesos, insumos y tecnologías más eficientes que generen valor agregado a la economía nacional. El quinto eje expone las acciones para asegurar una coordinación y articulación interinstitucional requeridas para la implementación de la presente Política, al igual que el fortalecimiento de las capacidades para la generación de información necesaria para la toma de decisiones en crecimiento verde y mecanismos para la financiación de proyectos sostenibles.

Esta política se encuentra alineada con los compromisos internacionales relacionados con desarrollo sostenible como la Agenda 2030 y sus Objetivos de Desarrollo Sostenible, la implementación del Acuerdo de París sobre cambio climático y las recomendaciones e instrumentos de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. Igualmente, se articula con políticas y planes nacionales en materia sectorial y ambiental.

La política se implementará durante un horizonte de tiempo de 13 años (2018-2030) y comprende acciones específicas de carácter intersectorial lideradas por el Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio, Ministerio de Transporte, Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Ministerio de Educación Nacional, Ministerio del Trabajo, el Departamento Administrativo Nacional de Estadística, el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación, el Departamento Nacional de Planeación, entre otras entidades. La implementación de la política requiere inversiones indicativas estimadas de 2,3 billones de pesos.

Recomendaciones

El Departamento Nacional de Planeación, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, el Ministerio de Educación Nacional, el Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio, el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio del Trabajo, el Ministerio de Transporte, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación, el Departamento Administrativo Nacional de Estadística, recomiendan al Consejo Nacional de Política Económica y Social:

1. Aprobar la Política de Crecimiento Verde planteada en el presente documento CONPES, incluyendo su Plan de Acción y Seguimiento.

2. Solicitar a las entidades del Gobierno nacional involucradas en este documento CONPES priorizar los recursos para la puesta en marcha de las estrategias contenidas en el mismo, acorde con el Marco de Gasto de Mediano Plazo del respectivo sector.

3. Solicitar al Departamento Nacional de Planeación:

a. Coordinar la implementación de la Política de Crecimiento Verde.

b. Incorporar en las bases de los planes nacionales de desarrollo de los siguientes tres gobiernos, los lineamientos para impulsar la transición al crecimiento verde.

c. Consolidar y divulgar la información del avance de las acciones según lo planteado en el PAS. La información deberá ser proporcionada por las entidades involucradas en el documento según lo establecido en la sección 5.4.

d. Priorizar en 2024 una evaluación intermedia de resultados de la implementación de esta política.

4. Solicitar al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible:

a. Apoyar al Departamento Nacional de Planeación en la coordinación para la implementación de esta política.

b. Garantizar que sus entidades vinculadas y adscritas sigan los lineamientos de esta política e implementen las acciones que son de su responsabilidad y competencia.

c. Robustecer técnica y financieramente a los institutos de investigación del Sistema Nacional Ambiental para generar la información para el crecimiento verde.

d. Fortalecer el Sistema de Información Ambiental de Colombia para la toma de decisiones en crecimiento verde.

5. Solicitar al Ministerio de Comercio, Industria y Turismo:

a. Apalancar el desarrollo de proyectos de crecimiento verde a través de los mecanismos de financiación y emprendimiento del sector.

b. Implementar la estrategia nacional de economía circular con énfasis en la industria.

6. Solicitar al Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural

a. Garantizar que sus entidades vinculadas y adscritas sigan los lineamientos de esta política e implementen las acciones que son de su responsabilidad y competencia.

b. Implementar las acciones para impulsar la economía forestal y la productividad del sector agropecuario.

7. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía

a. Garantizar que sus entidades vinculadas y adscritas sigan los lineamientos de esta política e implementen las acciones que son de su responsabilidad y competencia

b. Dinamizar la agenda regulatoria para fortalecer la generación de energía a partir de fuentes no convencionales de energía renovable y la eficiencia energética.

c. Implementar el plan integral de cambio climático del sector minero energético.

8. Solicitar al Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio

- a. Implementar las acciones para mejorar la eficiencia en uso del agua y tratamiento de aguas residuales
- b. Implementar las acciones institucionales y técnicas para impulsar la economía circular.

9. Solicitar al Ministerio de Transporte formular el programa de movilidad eléctrica en Colombia y desarrollar las acciones requeridas para su implementación.

10. Solicitar al Ministerio del Trabajo adelantar las estrategias para el fortalecimiento del capital humano requerido para la transición del crecimiento verde.

11. Sugerir a las entidades territoriales incorporar lineamientos de crecimiento verde en los Planes de Ordenamiento Territorial y en los instrumentos de planificación territorial.

CONPES 3943 – Política para el mejoramiento de la calidad del aire

La contaminación del aire es generada por emisiones de fuentes naturales, como los volcanes, y humanas, como las emisiones de los vehículos e industrias que funcionan para satisfacer las demandas de una población urbana creciente que, para 2050, se estima superará en Colombia los 52 millones de habitantes (Departamento Nacional de Planeación [DNP], 2014). En el país, la contaminación del aire es mayor en las principales ciudades, como por ejemplo en Bogotá, donde el aporte de los vehículos a las emisiones es del 78 % (Secretaría Distrital de Ambiente [SDA], 2014). Por su parte, en Medellín, el 81 % de las emisiones de partículas proviene de los vehículos que, sumado a las características geográficas y del clima, ocasionan episodios críticos de contaminación del aire, principalmente en marzo y octubre, épocas de alta nubosidad y transición entre la temporada seca y de lluvias, limitando la dispersión de los contaminantes (Área Metropolitana del Valle de Aburrá [AMVA], 2015). La exposición de la población a la contaminación del aire tiene efectos negativos en la salud, generando costos sociales y económicos representados en enfermedades, restricción en el desarrollo de actividades, atenciones por el sistema de salud y muertes. En el país, estos costos se estiman en 12,3 billones de pesos, equivalentes al 1,5 % del PIB del año 2015 (DNP, 2018).

Para solucionar este problema, la presente política propone acciones para reducir las concentraciones de contaminantes en el aire a través de la renovación y modernización del parque automotor, la reducción del contenido de azufre en los combustibles, la implementación de mejores técnicas y prácticas en la industria, la optimización de la gestión de la información, el desarrollo de la investigación, el ordenamiento del territorio y la gestión del riesgo por contaminación del aire.

Para implementar estas soluciones se requiere de la articulación intersectorial en el desarrollo de las acciones para enfrentar el reto que supone el mejoramiento de la calidad del aire. Se estima que el desarrollo de las acciones propuestas alcanzará un valor indicativo cercano a los 16.637 millones de pesos para los próximos siete años, horizonte de tiempo en el que se planea la consecución de los objetivos de la presente política.

Entre los actores involucrados en esta política se encuentran el Ministerio de Transporte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, el Ministerio de Salud y Protección Social, el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Vivienda, Ciudad y

Territorio, el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación, la Unidad de Planeación Minero-Energética y el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.

Recomendaciones

El Ministerio de Transporte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, el Ministerio de Salud y Protección Social, el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio y el Departamento Nacional de Planeación recomiendan al Consejo Nacional de Política Económica y Social:

1. Aprobar los lineamientos de política y el Plan de Acción y Seguimiento para el mejoramiento de la calidad del aire en Colombia, así como solicitar a las entidades involucradas la adecuada y oportuna implementación de las acciones propuestas.
2. Solicitar a las entidades del Gobierno nacional mencionadas en este documento priorizar los recursos para la ejecución de esta política, en concordancia con sus competencias y con el Marco de Gasto de Mediano Plazo del respectivo sector.
3. Solicitar al Departamento Nacional de Planeación consolidar y divulgar la información del avance de las acciones según lo planteado en el Plan de Acción y Seguimiento (Anexo A). La información deberá ser proporcionada por las entidades involucradas en este documento de manera oportuna según lo establecido en la sección de seguimiento.
4. Solicitar al Ministerio de Transporte:
 - a. Fomentar los procesos de desintegración del parque automotor altamente contaminante y promover su reemplazo por tecnologías de cero y bajas emisiones en concordancia con el cronograma de mejora en la calidad de los combustibles.
 - b. Promover el desarrollo de mecanismos que desincentiven el uso de vehículos contaminantes.
 - c. Revisar los procedimientos actuales en los Centros de Diagnóstico Automotor e implementar estrategias para eliminar la evasión de la revisión técnico-mecánica y la de emisiones contaminantes.
5. Solicitar al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible:
 - a. Implementar una estrategia nacional para aumentar la introducción de tecnologías vehiculares de cero y bajas emisiones en el país, en especial vehículos eléctricos, dedicados a gas natural e híbridos.
 - b. Promover la implementación de portafolios de mejores técnicas disponibles y prácticas ambientales orientados a implementar procesos sostenibles en la industria.
 - c. Mejorar la generación de información sobre las emisiones de contaminantes y el estado de la calidad del aire del país, para verificar la efectividad de las medidas implementadas para reducir las emisiones. Así mismo, modernizar los sistemas de información.
 - d. Promover el desarrollo de planes de prevención, reducción y control de la contaminación del aire y gestión del riesgo ante episodios críticos de contaminación del aire, en los centros urbanos del país.
 - e. Adoptar la tasa retributiva por emisiones al aire, de acuerdo con lo establecido en la Ley 99 de 1993 y el Decreto 1076 de 2015.
 - f. Fomentar la participación ciudadana en el diseño e implementación de estrategias para la prevención, reducción y control de la contaminación del aire.

6. Solicitar al Ministerio de Comercio, Industria y Turismo:

- a. Apoyar el desarrollo de la implementación de portafolios de mejores técnicas disponibles y prácticas ambientales orientados a implementar procesos sostenibles en la industria.
- b. Apoyar el desarrollo de soluciones innovadoras en la prevención y el control de emisiones contaminantes del aire en los sectores productivos.
- c. Apoyar, a través del Programa de Transformación Productiva, la implementación de la estrategia nacional para aumentar la introducción de tecnologías vehiculares de cero y bajas emisiones en el país.

7. Solicitar al el Ministerio de Salud y Protección Social:

- a. Estimar los efectos en la salud por contaminación del aire.
- b. Orientar las investigaciones que se promuevan sobre los efectos en salud asociados a la contaminación del aire.
- c. Apoyar la formulación de lineamientos nacionales que faciliten la incorporación de las áreas de alta contaminación del aire en los modelos de ordenamiento y ocupación del territorio.
- d. Apoyar en la formulación de lineamientos nacionales para la gestión del riesgo ante la ocurrencia de episodios críticos de contaminación del aire, en el componente de salud.

8. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía:

- a. Determinar las señales económicas tarifarias necesarias para reconocer en forma progresiva los precios de mercado de los combustibles, cuyo menor contenido de azufre habilite el uso de motores de mejores estándares de emisiones, hasta alcanzar niveles Euro VI de diésel y Euro 6 de gasolina.
- b. Establecer un programa para el aseguramiento de la calidad de los combustibles por parte de los agentes a lo largo de toda la cadena de distribución.

9. Solicitar al Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio apoyar la formulación de lineamientos nacionales que faciliten la incorporación de las áreas de alta contaminación del aire en los planes de ordenamiento territorial.

10. Solicitar a Bancóldex facilitar el acceso de las industrias a recursos financieros de crédito, para que incorporen mejores técnicas disponibles y prácticas ambientales orientadas a la reducción de emisiones de contaminantes al aire.

11. Sugerir a las autoridades ambientales, para la adecuada implementación de esta política, formular e implementar planes de prevención, reducción y control de la contaminación del aire, así como los planes para la atención de episodios críticos de contaminación del aire; determinar áreas en función de los niveles de contaminación del aire e incorporarlas en los instrumentos para el ordenamiento y ocupación del territorio; y adoptar instrumentos económicos que incentiven la reducción y el control de las emisiones.

12. Sugerir a las entidades territoriales coordinar con las autoridades ambientales la formulación e implementación de planes de prevención, reducción y control de la contaminación del aire en los que se prioricen medidas como la renovación del parque automotor y su reemplazo por tecnologías de cero y bajas emisiones, apoyar el diseño e implementación de planes para la atención de episodios críticos de contaminación del aire, incorporar en los modelos de ordenamiento y ocupación del

territorio, la clasificación de las áreas en función de los niveles de contaminación del aire, y considerar la adopción de instrumentos económicos que incentiven la reducción y el control de las emisiones.

Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 – Componente Energético

Además, en la línea de gestión «Sectores comprometidos con la sostenibilidad y la mitigación del cambio climático» de las Bases del Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2018 — 2022, «Pacto por Colombia, pacto por la equidad» se identifican las intervenciones para impulsar el uso eficiente de recursos y la reconversión de actividades hacia procesos limpios y bajos en carbono, en articulación con las políticas nacionales de ODS, crecimiento verde, mejoramiento de la calidad del aire y cambio climático, entre otros.

En tal sentido, señala que es necesario aumentar el ingreso de vehículos limpios a través de la formulación e implementación de una estrategia que fomente el transporte sostenible en los modos de transporte terrestre, fluvial y férreo, así como el fomento a la movilidad urbana sostenible.

Bajo dicho alcance se articulan otras líneas de gestión entre las que se contempla el «Pacto por el transporte y la logística para la competitividad y la integración regional» y el «Pacto por los recursos minero-energéticos para el crecimiento sostenible y la expansión de oportunidades».

Según las metas del sector transporte, el número de vehículos eléctricos al final del cuatrienio es de seis mil seiscientos vehículos con una línea base 2016 de mil seiscientos noventa y cinco vehículos.

Asimismo, las bases del PND señalan que se deben impulsar las energías renovables no convencionales y la eficiencia energética en el sector transporte a través de la actualización de reglamentos y esquemas de etiqueta vehicular, la definición de estándares de eficiencia energética para vehículos y la inclusión de metas obligatorias de eficiencia energética en el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía (PROURE).

Lo anterior se visibiliza en la Ley 1955 de 2019 que expide el PND 2018 — 2022, la cual brinda un marco regulatorio amplio y una política integral para fomentar la transición hacia la movilidad de cero y bajas emisiones. La Ley incorpora aspectos como los planes de movilidad sostenible, fuentes de financiación para los Sistemas de Transporte Público, la definición de energéticos de cero o bajas emisiones, entre otros.

Las medidas definidas en desarrollo del PND se alinean con las definidas en los documentos CONPES 3934, (Política de crecimiento verde), y CONPES 3943, (Política para el mejoramiento de la calidad del aire).

Actualidad del Mercado Energético en Colombia



Fuente: Minenergia.gov.co

En su objetivo de realizar un constante seguimiento al sector energético, al comportamiento del mercado, y especialmente a los indicadores que interesan a la demanda energética No Regulada, **Asoenergía** publica un Informe Mensual Sectorial. Este documento presenta el informe correspondiente al mes de diciembre del año 2022, Con la entrada en operación a pleno de las dos unidades de Hidroituango se esperaba que el kW pasara de estar a \$400 a reducir entre \$100 y \$200.

Sin embargo, como ya lo había manifestado nuestra directora Sandra Fonseca en varios medios de comunicación, esto dependería de las ofertas y disponibilidades declaradas y su efecto en el precio de mercado, pero esta reducción no se pudo ver en este mes, de hecho, desde la entrada en operación de las dos unidades el precio de la energía en bolsa ha aumentado significativamente, preocupando a industriales y consumidores en general. Lo que es claro, es que la entrada en operación de estas unidades es un primer paso en el cumplimiento de la expansión que se encamina en aportar la confiabilidad necesaria para el sistema, esperando que se siga ampliando para cubrir la demanda incluso cuando el aporte de lluvias baje.

Finalmente, el Gobierno nacional entregó un balance de cómo está la situación en materia de hidrocarburos, esto a través del informe publicado por la ANH “Balance de contratos de hidrocarburos y recursos disponibles para la Transición Energética Justa” en donde se resalta que el país podrá autoabastecerse hasta el año 2037, esto con los recientes descubrimientos offshore de Uchua y el bloque integrado de evaluación COL-5, así como algunos descubrimientos onshore, que representan importantes recursos para el país.

Si bien el número de contratos en sí no es un buen indicador de la situación, según el análisis hecho por la ANH, se espera que con la técnica de recobro mejorado se puedan incrementar la producción nacional, factor que para el país está en 21,7%, mientras que el promedio internacional es de aproximadamente 35%, con esto y con la reactivación de los 35 contratos suspendidos de los cuales 32 tienen áreas con compromisos exploratorios para la búsqueda de nuevos recursos de hidrocarburos, se esperaría tener el autoabastecimiento e incrementar la producción.

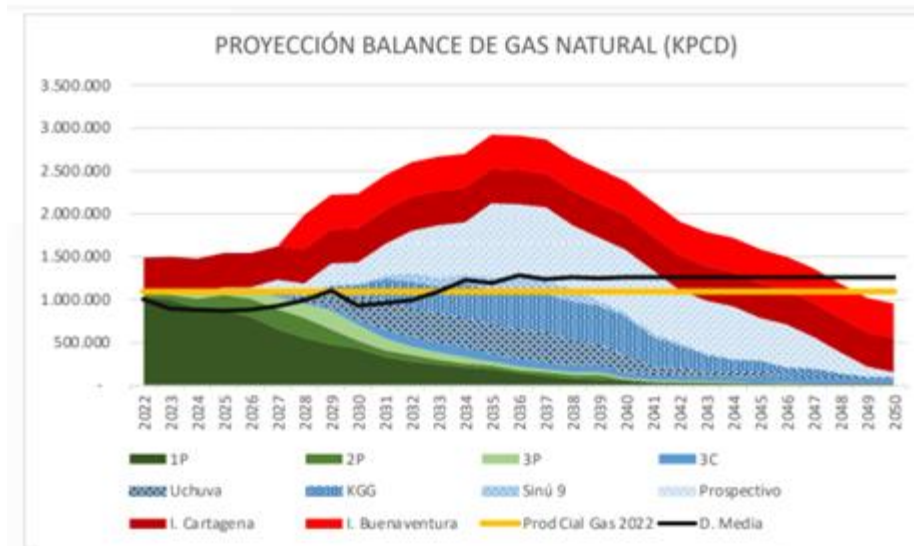


Figura 8. Proyecciones del balance de gas natural - incorporación de volúmenes de petróleo a las reservas probadas actuales

Fuente: ANH

Como se puede ver en la gráfica, se espera que con los proyectos ya confirmados se pueda abastecer la demanda proyectada hasta el año 2037, y con los descubrimientos posteriores se logre el autoabastecimiento hasta el año 2042. Sin embargo, esto es bajo varios escenarios con supuestos bastante favorables, entre los que destaca que todas estas proyecciones se hacen en un escenario alto, en el que se puedan incorporar un 50% de la oferta nacional, así como se asume que se tenga un 100% de cumplimiento en las etapas contractuales de los proyectos, sin mencionar que, se estima que a partir del año 2034 el crecimiento de la demanda sea mínimo, asunto que difiere de las proyecciones hechas por la UPME para años posteriores.

Energía eléctrica

Hidrología del SIN

Colombia cuenta con un sistema hidrotérmico donde el componente hidráulico predomina sobre el recurso térmico y las demás fuentes de energía; por esta razón, la planificación y operación del sistema depende en gran medida de la gestión óptima del recurso hidráulico. En función de lo anterior, la Ilustración 2 muestra el comportamiento de los aportes hídricos a los embalses del SIN en los últimos doce meses. Se anota que este análisis es sistémico.

Para el mes de diciembre de 2022 el nivel del embalse agregado del SIN cerró con un porcentaje de 79,0%, presentando una disminución de 8,1 p.p. con respecto al mes de noviembre donde el nivel se había situado en 87,1% finalizando el mes.

Generación de electricidad

La generación de electricidad promedio en el mes de diciembre de 2022 alcanzó un valor de 213,7 GWh-día, presentando una disminución de 0,3% con respecto al mes de noviembre de 2022, aumentando un 7,3% con respecto al mismo mes del año anterior. La participación hidráulica en la generación del mes se mantuvo en 76,7%, mientras que el aporte térmico aumento en 4,2 p.p. de manera mensual llegando a un valor de 14,0% para el mes de diciembre de 2022³. En cuanto a los combustibles utilizados para la generación térmica, el aporte del gas natural cambio de rumbo, y disminuyo 8,3% en el último mes, respecto al mes anterior, llegando a 16,3 GWh-día; por otro lado, el aporte del carbón, presento un aumento como no se veía desde los primeros meses del 2022, tuvo un aumento de 297,8% con respecto al mes de noviembre, alcanzando un valor de 13,3 GWh-día. En cuanto a las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), las importaciones de energía que para el mes de diciembre de 2022 tuvieron un decrecimiento de 0,2%, alcanzando 3,79 MWh-día.

Es importante considerar que, dado que el aporte de las importaciones a lo largo de 2022 ha sido relativamente bajo, su cambio se calcula sobre una base reducida, y cualquier variación representa un aumento o caída destacada. La energía eléctrica proveniente de Ecuador se ha mantenido en el año 2022 entre un valor mínimo mensual de 3,79 MWh-día (diciembre) y un máximo de 2.024,5 MWh-día en el mes de marzo de 2022; por otra parte, las exportaciones de energía para el mes de diciembre de 2022 tuvieron un crecimiento de 32,4% respecto al mes de noviembre, alcanzando 5,8 MWh-día.

Demanda de electricidad

Durante el mes de diciembre de 2022 la demanda eléctrica disminuyo en 1,0% con respecto al valor del mes de noviembre del mismo año. La gráfica presenta la demanda del SIN en el eje izquierdo, y la demanda No Regulada y la correspondiente a la industria manufacturera en el eje derecho.

La demanda del SIN en el mes de diciembre de 2022 fue de 207,9 GWh-día, creciendo un 0,3% de manera interanual. La demanda No Regulada disminuyo en 3,9% de manera mensual y aumento 3,0% de carácter interanual, llegando a 66,9 GWh-día. La demanda correspondiente a las industrias manufactureras disminuyo 9,0% con respecto al mes de noviembre, y disminuyo 4,1% con respecto al mismo mes del año anterior, ubicándose en 26,3 GWh-día.

La demanda del mes de diciembre se ubicó 4,4% por debajo de lo proyectado en el escenario medio de la UPME para dicho mes. En cuanto al escenario alto con un intervalo de confianza superior de 68% la proyección se ubicó 6,5% por debajo, y para el escenario bajo, con un intervalo de confianza inferior de 68% estuvo 2,2% por debajo de lo estimado por el planeador.

Gas Natural

Para el mes de diciembre de 2022 las nominaciones de gas natural disminuyeron mensualmente (26,1%) e interanual disminuyo (24,1%), ubicándose en 598,6 GBTUD, comportamiento que se refleja en la energía inyectada y tomada del Sistema Nacional de Transporte (SNT). En la Ilustración se observa cómo ha sido la inyección y la toma de gas natural del SNT en los meses de noviembre y diciembre de 2022. Debido a que el sector de transporte de gas natural en el país se divide principalmente en dos (2) grandes transportadores, que además separan la región de la costa con el interior, en la gráfica se realiza esta misma división.

La demanda total de gas natural en diciembre de 2022 fue de 1046,7 GBTUD, presentando un aumento de 5,5% interanual y una disminución de 2,9% con respecto al mes de noviembre. La demanda No Regulada de gas natural se ubicó en 671,5 GBTUD lo que representó una disminución mensual de 0,9% y una reducción de 1,2% con respecto al mismo mes en el 2021. Finalmente, la demanda industrial registrada disminuyó 1,5% comparado con el mes de noviembre y aumento en 1,7% de manera interanual, la demanda industrial de gas en diciembre fue de 335,3 GBTUD. En cuanto a los sectores específicos, quienes presentaron incrementos en su consumo fueron el sector de comercial (20,3%), el sector residencial (1,3%) e industrial sin incluir la petroquímica (1,9%); por otro lado, los sectores que tuvieron una caída, con respecto al mismo mes en 2021, el sector de refinación (3,1%), el sector térmico (31,1%) y el sector de GNVC (5,8%).

Finalmente, la demanda de gas natural de los sectores agregados decreció 52,0% de manera interanual, y se ubicó en 290,6 GBTUD; además, estos consumos se ubicaron 47,7% por debajo de lo proyectado en el escenario medio de la UPME para dicho mes. De la misma manera ocurrió con las proyecciones de la UPME en los escenarios alto y bajo (intervalos de confianza superior e inferior), que evidenciaron valores de 48,9% y 46,5% por debajo de los valores estimados por el planeador.

Proyecciones de demanda Energía Eléctrica, Gas Natural y combustibles líquidos

En 2021, Colombia fue el país con la tercera tasa de crecimiento más alta entre las economías de Latinoamérica, después de Perú (13,3%) y Chile (11,7%). Luego de la caída del 7% que tuvo el PIB en 2020, la cifra de crecimiento económico colombiano en 2021 fue 10,7%.

La aceleración de la inflación es un fenómeno mundial, incluso más fuerte en países desarrollados por sus niveles de consumo. La inflación anual promedio de precios al consumidor en Colombia durante el año 2021 fue 3,5% y finalizó el año en 5,6%. Entre enero y mayo de 2022, la inflación anual de precios al consumidor alcanzó un promedio de 8,4%, la más alta que se ha observado para los primeros cinco meses del año desde 2001.

El crecimiento del PIB minero – energético fue 11,1% en 2021, lo que es cuatro veces el promedio histórico del sector 2005 - 2019, pero inferior en magnitud, a la contracción de 13,9% que tuvo en 2020. Al interior del sector minero energético, los crecimientos en 2021 con relación a 2020 fueron: metalurgia (20,8%), transporte (17,4%), refinación y coquización (15,6%), metales (10,3%), extracción de carbón (10,2%), suministro de gas (6,2%), suministro de electricidad (5,8%). La extracción de hidrocarburos creció en -5,6%, siendo ésta la única actividad con crecimiento negativo, como consecuencia del retraso en la reactivación de las actividades de exploración y del efecto rezagado de la caída de precios internacionales en el primer semestre de 2020.

En cuanto a la composición del PIB minero - energético de Colombia en 2021, la mayor participación estuvo asociada a transporte con 27,2% (2020: 25,7%) seguida por la actividad de la refinación, la metalurgia y la coquización con 26,3% (2020: 25,2%), extracción de hidrocarburos 16,7% (2020:19,5%) y suministro de electricidad con 10,8% (2020: 11,3%).

La actividad Minero-Energética fue la segunda que más contribuyó con el crecimiento económico colombiano⁷ en 2021 (1,8%), después de comercio (2,4% excluyendo transporte) que aportó el 17,1% de la variación positiva que tuvo el PIB.

Por el lado de la demanda, el consumo de los hogares y el gasto público registraron niveles mayores a los observados antes de la pandemia. El consumo de hogares creció 14,8% y el gasto público 10,3%, lo que a su vez se correspondió con el crecimiento de las importaciones (28,7%).

La demanda de energía eléctrica en 2020 fue 70.422 GWh-año y para 2021 fue 74.117 GWh-año, lo que implica un crecimiento anual del 5,24%. El aumento de demanda en términos de promedio mensual fue de 307 GWh-mes, pues pasó de 5.869 GWh-mes en 2020 (i.e. 192,4 GWh-día) a 6.176 GWh-mes (i.e. 203,1 GWh-día) en 2021.

Durante 2021, la demanda de energía eléctrica se recuperó tras la reducción observada en 2020 como resultado de la pandemia. El crecimiento promedio mes pasó del -2,01% para 2020 a 5,4% en 2021, lo que representa un repunte de 7,41 pp en promedio mes para 2021.

Para el primer trimestre del 2022, la demanda sigue en la tendencia de recuperación, el promedio mensual fue 6.231 GWh-mes (i.e. 207,8 GWh-día), lo que corresponde a un crecimiento del 4,77% con respecto a 2021.

En 2021, con la apertura de las actividades productivas y el avance en el plan de vacunación, la demanda promedio día para el MR se ubicó entre 133,64 y 141,87 GWh-día y para MNR estuvo entre 55,80 y 67,75 GWh-día. Los crecimientos anuales de consumo para el MR y el MNR fueron del 3,43% y 9,52%, respectivamente.

En el primer trimestre de 2022, se sigue observando la recuperación de la demanda. Para el MR el promedio diario fue 139,6 GWh-día, lo que corresponde a un crecimiento promedio mes del 1,89% con respecto a 2021. De igual forma, la demanda promedio mensual para el MNR se ubicó en los 2.010 GWh-mes (i.e. 67 GWh-día), lo que implica un crecimiento promedio mensual del 10,98% con respecto al año anterior.

En cuanto al gas natural, en 2021, la demanda anual de gas natural fue 319.021 GBTU-año, lo cual representó una disminución en el consumo de 1,42%, con respecto al registrado en 2020 (323.610 GBTU)⁸. Esta situación ratifica la desaceleración del consumo de gas natural en el país, que en los últimos 5 años ha disminuido en promedio cada año 2,4%

A finales de 2021, el consumo nacional de gas natural alcanzó cerca del 90% del nivel registrado en enero y febrero de 2020

El consumo del mercado no regulado representa el 73% de la demanda total de gas natural en Colombia. Por tal razón, el consumo nacional tuvo sus mayores caídas en los meses de abril y mayo de 2021.

En cuanto a la demanda de combustibles líquidos, el consumo total de combustibles líquidos a nivel nacional recuperó los volúmenes previos a la pandemia. En 2020 la demanda nacional fue de 3.748 millones de galones (Mgal) y para 2021 alcanzó un nivel de 4.894 Mgal, esto representa un aumento anual de 30%. En 2021, los crecimientos por tipo de combustible líquido fueron diferenciados. La demanda de ACPM creció en 22% frente al año de la pandemia, el consumo total pasó de 1.793 Mgal

en 2020 a 2.192 Mgal en 2021. Por su parte, el consumo de gasolina aumentó en 31% pues fue de 2.251 Mgal frente a los 1.718 Mgal de 2020. Por último, el consumo total de Jet Fuel fue el que mayor tasa de crecimiento registró en 2021 (90%), pues la demanda pasó de 237 Mgal en 2020 a 451 Mgal en 2021.

La demanda de diesel se redujo en 16% como efecto de la pandemia en 2020. El consumo de ese año fue 1.793 Mgal mientras que el año previo fue 2.143 Mgal. Gracias al retorno a las actividades económicas, en 2021, se evidenciaron niveles de consumo superiores a los reportados antes de la pandemia. El consumo de diesel fue 2.191 Mgal, lo que significa un crecimiento de 22% con respecto 2020 y de 2,23% frente a 2019.

A partir de marzo de 2021 se empieza a recuperar la demanda de gasolina con un crecimiento del 40%, esto considerando que las restricciones de movilidad se levantaron y adicionalmente las tasas de vacunación aumentaron. Durante el mes de abril de 2021 se obtiene un crecimiento relevante de 145%, esto considerando que abril y mayo de 2020 fueron los meses con mayor impacto en la pandemia.

Proyecciones de crecimiento económico

Durante el primer trimestre de 2022 (2022Q1), la economía colombiana tuvo un crecimiento de 8,5%. Este resultado fue impulsado por los crecimientos de la industria (11,1%), el comercio (15,3%), transporte (19,8%) y comunicaciones (20,6%). Según el índice de seguimiento a la economía (ISE) para abril de 2022, el crecimiento anual fue 12%, acelerándose con respecto a marzo (7,7%) y siendo el más alto desde diciembre de 2021 (11%)

Por el lado de la demanda, en el 2022 Q1, los crecimientos en el consumo de hogares (12,2%), gasto del gobierno (8,6%) e inversión (19,7%) son mayores a la media histórica. Estos resultados confirman las expectativas optimistas sobre la economía colombiana, más allá de un efecto rebote por la reactivación, luego de superada la pandemia de la Covid - 19.

En el cuarto trimestre de 2022 se espera que el PIB supere las previsiones realizadas antes de la pandemia 2019 Q4 (referente Pre - Covid). Cabe señalar que en las revisiones hechas por la UPME en los informes de 2020 y 2021, sólo se conseguía superar los niveles de PIB antes de la pandemia de forma sostenida a partir de 2023 Q4.

En materia de energía eléctrica, se presenta la demanda promedio mensual estimada diaria con sus respectivos intervalos de confianza para el periodo 2022-2023. Se estima que en el corto plazo (próximos 2 años) con un nivel de confianza al 95%, la demanda diaria del SIN se encuentre entre 191 a 232 GWh-día y entre 196 a 226 GWh-día con una confianza de 68%. El crecimiento promedio esperado de la demanda para los dos próximos años es de 3,1%.

Los resultados a mediano plazo indican que la demanda de energía eléctrica entre 2022 a 2036 podría tener un crecimiento promedio año entre el 2,22% y el 3,33%.

En este escenario, se consideró que a 2036 se espera que la flota eléctrica corresponda al 24% del total de vehículos. Con respecto a las ventas, se supone que a 2050, el 40% de los vehículos livianos vendidos sean eléctricos, así como el 30% de los vehículos del sistema de transporte masivo y el 40% de las motos. Con esta información, se estima que la participación de los VE se encuentre entre 0,21%

y 4,88% y con una contribución entre 0,14 y 0,75 puntos porcentuales al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica.

En materia de gas natural, se espera que la demanda mantenga un comportamiento estacional histórico caracterizado por una disminución del consumo los primeros meses del año y aumento de este hacia los últimos meses, en línea con el comportamiento general de la economía.

Entre marzo de 2022 y diciembre de 2036, el crecimiento de la demanda es de 9,5%. En promedio, cada mes la demanda crece 0,05%. Se estima que el consumo proyectado de gas natural presente una tendencia creciente moderada, con un crecimiento promedio anual esperado de 0,50%, el cual podría variar en un rango de entre 0,11% y 2,25%

Gestión del Ministerio de Minas y Energía en materia de Eficiencia Energética

Trabajamos constantemente para que en el consumo y la generación de energía se implementen prácticas de eficiencia energética y que contribuyan con las metas y objetivos pactados a nivel internacional en la COP21 y en el marco de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible.

El Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE) es un lineamiento de política pública para promover el mejor uso de los recursos energéticos. Esta sección presenta las metas de ahorro de energía sectoriales y las acciones y medidas de eficiencia energética para alcanzarlas.

El PAI-PROURE 2022-2030 tiene como visión a 2030 reducir la brecha tecnológica en el uso de la energía mediante la adopción de medidas, dispositivos y equipos costo eficientes. Su apuesta es que la reconversión tecnológica del sector energético sea parte fundamental de su transformación y, por ende, del desarrollo sostenible de Colombia.

Objetivos específicos.

Definir como objetivos específicos del PAI-PROURE 2022-2030, los siguientes:

- Actualizar el inventario de medidas de eficiencia energética en los diferentes sectores de consumo, teniendo en cuenta las innovaciones y avances tecnológicos.
- Integrar las acciones y medidas de eficiencia energética que pueden ser implementadas en los sectores de extracción y producción de hidrocarburos, sector minero y generación termoelectrónica.
- Determinar las metas indicativas de ahorro energético nacionales de acuerdo con una evaluación costo efectividad de las medidas y acciones en eficiencia energética analizadas.
- Identificar cuáles medidas de eficiencia energética deberían ser susceptibles de incentivos tributarios.
- Proponer acciones complementarias de política pública que coadyuven la consecución de las metas de eficiencia energética propuestas en el PAI – PROURE 2022 - 2030.

Potenciales de reducción del consumo de energía y emisiones por sectores.

Adoptar por sector, como indicativos, los siguientes potenciales de reducción del consumo de energía y emisiones evitadas de Gases de Efecto Invernadero – GEI, del PAI-PROURE 2022-2030:

Tabla 1. Potenciales de reducción del consumo de energía y emisiones por sectores

Sector	Ahorro potencial (PJ)	Meta de ahorro (%)	Emisiones evitadas (MTonCO2)
Residencial	523,07	3,11%	8,23
Transporte	673,33	4,00%	50,33
Terciario	131,71	0,78%	6,25
Industrial	256,36	1,52%	14,12
Termoelectrico	25,46	0,15%	1,89
Hidrocarburos	27,67	0,16%	1,66
Minería	11,46	0,07%	0,77
Edificaciones	38,08	0,23%	1,75
Almacenamiento	1,05	0,01%	0,003
Distritos térmicos	0,35	0,002%	0,008
Totales	1688	10%	85,02

La Tabla 1 muestra el potencial de reducción del consumo de energía equivalente a 1.688 PJ acumulados en el periodo 2022 – 2030, y que corresponden a una reducción del 10% frente al escenario tendencial¹. A su vez, el ahorro energético del 10% se distribuyen en los sectores analizados en el PAI-PROURE 2022 – 2030.

Las siguientes son las medidas y acciones sectoriales para el cumplimiento de las metas establecidas en el PAI-PROURE 2022- 2030:

A. En el sector residencial:

- Renovación de equipos de uso final o Adquisición de neveras etiqueta A, adquisición de estufas eficientes.
- Adquisición de iluminación eficiente o Adquisición de luminarias LED.
- Sustitución de combustibles o Sustitución de leña para cocción por GLP o energía eléctrica en el sector rural.
- Promoción de consumo inteligente o Instalación de medidores inteligentes.

B. En el sector transporte:

- Sustitución de combustibles líquidos o Adquisición de vehículos eléctricos. o Adquisición de vehículos nuevos dedicados a gas combustible para el transporte de pasajeros y carga.
- Renovación de flota o Adquisición de vehículos de tecnología híbrida (Hybrid Electric Vehicle - HEV / Plug-in Hybrid Electric Vehicle - PHEV).
- Conducción eficiente o Adquisición de dispositivos para la conducción eficiente.
- Transporte férreo eléctrico o Construcción de sistemas férreos eléctricos para el transporte de pasajeros o carga.

C. En el sector industrial:

- Fuerza motriz

o Buenas prácticas en la operación y mantenimiento de los sistemas de fuerza motriz, aire comprimido y control de fugas.

o Adquisición de motores y variadores de alta eficiencia.

- Calor directo

o Adquisición y mantenimiento de aislamientos térmicos.

o Adquisición de equipos de optimización de la combustión y recuperación de calor.

- Refrigeración

o Instalación de puertas en gabinetes para sistemas de refrigeración.

o Drop-in para un sistema de refrigeración a un refrigerante con un potencial de calentamiento global (GWP, por sus siglas en inglés) menor a 1400.

o Control y ajuste del subenfriamiento en el evaporador para sistemas de refrigeración y de control de fugas.

o Adquisición de equipos de refrigeración y compresores o Adquisición de equipos de control y automatización de refrigeradores.

o Adquisición de equipos para la recuperación de calor de la refrigeración.

- Calor indirecto

o Adquisición de equipos de optimización de la combustión y de recuperación de calor y vapor.

o Adquisición y mantenimiento de aislamientos térmicos.

o Adquisición de economizadores para calderas.

- Sistemas de gestión de la energía

o Servicios de diseño y acompañamiento en la implementación de la norma ISO 50001.

o Servicios de certificación de la norma ISO 50001.

o Adquisición de equipos que no se encuentren listados pero que hagan parte de la certificación de la norma ISO 50001.

o Adquisición de medidores para la submedición en los equipos de uso final.

D. En el sector terciario:

- Adopción de buenas prácticas en la operación de equipos de calor directo con energía eléctrica

o Adquisición y mantenimiento de aislamientos térmicos.

- Adopción de buenas prácticas en la operación de equipos de calor directo con otros energéticos

o Adquisición y mantenimiento de aislamientos térmicos.

o Adquisición de equipos de optimización de la combustión y de recuperación de calor.

- Adopción de buenas prácticas en la producción de calor indirecto.

o Adquisición de equipos de optimización de la combustión y de recuperación de calor y vapor.

o Adquisición y mantenimiento de aislamientos térmicos. o Adquisición de economizadores para calderas.

- Adopción de buenas prácticas para los equipos de refrigeración

o Puesta a punto del sistema, ajuste de la temperatura del evaporador y condensador, control de fugas y aislamiento de tuberías.

o Control de la presión de succión y automatización del proceso.

- Sistemas de gestión de la energía o Servicios de diseño y acompañamiento en la implementación de la norma ISO 50001.

o Servicios de certificación de la norma ISO 50001.

o Adquisición de equipos que no se encuentren listados pero que hagan parte de la certificación de la norma ISO 50001.

o Adquisición de medidores para la submedición en los equipos de uso final.

- Renovación de equipos de fuerza motriz

o Adquisición de motores y variadores de alta eficiencia.

- Renovación de equipos de uso final de refrigeración

o Adquisición de equipos de refrigeración y compresores.

o Adquisición de equipos de control y automatización de refrigeradores.

- Adquisición de iluminación eficiente o Adquisición de luminarias LED.

o Adquisición de equipos de control y telegestión para alumbrado público.

- Climatización o Adquisición de sistemas de aire acondicionado eficientes.

E. En el sector termoeléctrico:

- Sistemas de gestión de la energía

o Servicios de diseño y acompañamiento en la implementación de la norma ISO 50001.

o Servicios de certificación de la norma ISO 50001.

o Adquisición de medidores para la submedición en los equipos de uso final.

- Optimización de procesos o Implementación de sistemas de limpieza continua.

o Adquisición y mantenimiento de aislamientos térmicos.

o Adquisición de precalentadores eficientes. o Retrofit de los pulverizadores de carbón o de equipos centrífugos.

o Adquisición de equipos para la recuperación de calor residual o de purga.

F. En el sector hidrocarburos:

- Mejores prácticas en la producción o Pruebas de combustión y calibración de sistemas de control de relación aire combustible.

- o Instalar bancos de condensadores.
- o Optimización de flujo de glicol en la planta de procesamiento de gas
- o Implementar programas de detección y reparación de fugas.

- Mejores prácticas en el transporte

- o Realizar pruebas de combustión para identificar oportunidad de calibración.

- Sistemas de gestión de la energía

- o Servicios de diseño y acompañamiento en la implementación de la norma ISO 50001.
- o Servicios de certificación de la norma ISO 50001.
- o Adquisición de medidores para la submedición en los equipos de uso final.

- Actualización de procesos en la producción o Adquisición de bombas eléctricas.

- o Adquisición de equipos para la reducción de fugas o la recuperación de vapor.

- Actualización de procesos en el transporte

- o Adquisición de motores eléctricos de alta eficiencia para reemplazar motores a gas o motores sobredimensionados.
- o Implementación de sistemas de enfriamiento central en lugar de sistemas individuales.

- Generación de energía

- o Adquisición de motores para generación de energía eléctrica para aprovechamiento del gas recuperado
- o Implementación de ciclo rankine orgánico para recuperar calor residual en motores y turbinas.
- o Implementación de ciclo STIG para recuperar la energía de los gases de las turbinas de gas
- o Adquisición de equipos para la producción de energía eléctrica por caída de presión de crudo.

- Recuperación de gas o Adquisición de equipos para la recuperación de gas de tea y de hidrocarburos condensables.

- o Adquisición de equipos de sustitución del control de vapor.

G. En el sector minero:

- Mejores prácticas en carbón

- o Capacitación y pruebas para gestión y estandarización de procesos (perforación, tronadura, palas, sistemas de trituración, clasificación y despacho).

- Sistemas de gestión de la energía o Servicios de diseño y acompañamiento en la implementación de la norma ISO 50001.

- Servicios de certificación de la norma ISO 50001.

- Adquisición de medidores para la submedición en los equipos de uso final.

- Actualización de procesos en níquel

- Adquisición de equipos para la recuperación de calor o del gas residual.

- Adquisición de motores y variadores de alta eficiencia.

- Adquisición de maquinaria amarilla eléctrica.

- Adquisición de equipos de optimización de la combustión.

- Actualización de procesos en carbón

- Adquisición de equipos para la recuperación de calor o del gas residual.

- Adquisición de motores y variadores de alta eficiencia.

- Adquisición de maquinaria amarilla eléctrica.

- Adquisición de correas de transporte móviles o regenerativas.

- Actualización de procesos en agregados pétreos

- Adquisición de bombas eléctricas.

- Adquisición de maquinaria amarilla eléctrica.

- Adquisición de motores y variadores de alta eficiencia.

- Adquisición de correas de transporte móviles o regenerativas.

H. Construcción sostenible:

- Medidas pasivas

- Servicios de diseño bioclimático para el aprovechamiento de sol y viento.

- Adquisición de materiales y elementos para el aislamiento de cubierta y muros exteriores que permita regular la temperatura al interior del edificio.

- Adquisición de equipos y estructuras de control solar en vidrios.

- Adquisición de equipos para ventilación natural.

- Medidas activas

- Adquisición de equipos de control de iluminación en zonas comunes.

- Adquisición de sistemas de medición y control de aire acondicionado.

- Adquisición de ascensores, escaleras eléctricas y sistemas de bombeo.

I. Almacenamiento de energía eléctrica:

- Almacenamiento de energía eléctrica

- Adquisición de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica para reducir la necesidad de generación térmica fuera de mérito.

J. Distritos térmicos:

- Climatización o Desarrollo de distritos térmicos.

Medidas de eficiencia energética propuestas para cada sector

En esta parte del documento se presentan los resultados de la simulación energética y ambiental de las medidas propuestas en cada sector, así como su respectiva valoración económica a partir de un análisis beneficio costo. Las medidas de eficiencia energética estudiadas para cada sector se clasificaron en las siguientes categorías:

Buenas prácticas: Hace referencia al conjunto de acciones asociadas a la forma en cómo se usan, operan y mantienen los equipos de uso final, que han sido identificadas como efectivas y eficaces para reducir el consumo de energía, gracias a la información derivada de la experiencia conjunta de muchos usuarios y expertos especializados.

Cambio tecnológico: Considera la incorporación de equipos y maquinaria, que se caracterizan por tener mejores eficiencias en el uso de energía que las tecnologías que se usan actualmente. Aquí se contemplan medidas desde la compra de equipos complementarios para la optimización del uso de energía, como la sustitución de aquellos en los que efectivamente se usa la energía.

Aprovechamiento de energía: Corresponde a las técnicas o métodos que sirven para reducir al mínimo la pérdida de energía de un sistema. **Sustitución de combustible:** Comprende las acciones en las que hay un cambio de combustible para aumentar la energía útil de proceso y reducir emisiones de gases de efecto invernadero.

Digitalización: Hace referencia al uso de métodos y dispositivos digitales para optimizar el consumo final de energía.

La participación del tipo de medida en los ahorros potenciales agregados sobre el periodo 2022-2030 estimados en este ejercicio del PAIPROURE se presentan en el gráfico a continuación.

Participación del tipo de medida en el ahorro total del PROURE



Sector residencial

En 2019, el sector residencial representó el 19.2% del consumo final de energía en el país. Las actividades con usos más intensivos son la cocción con un 68% y la refrigeración con un 15%. Con respecto a la composición por tipo de combustible, el de mayor participación es la biomasa (leña) con 38%, seguido de la electricidad con 35%, el gas natural 20% y el gas licuado de petróleo con 7%.

Los potenciales de eficiencia energética en el sector residencial se concentran en la reducción de ineficiencias en la cocción, la iluminación y la refrigeración. En el estudio UPME (2019b) se identifica que las 3 opciones tecnológicas para la sustitución de leña son: la hornilla convencional de energía eléctrica (63% de eficiencia), la estufa de GLP (40% de eficiencia) y la estufa con biogás (37.2% de eficiencia).

El segundo uso que aporta a la ineficiencia del sector residencial es la refrigeración. Teniendo en cuenta que el consumo promedio por hogar de las neveras es de 71.9 kWh-mes y el consumo promedio de un electrodoméstico eficiente con una prestación igual o superior es de 33.5 kWhmes UPME (2019a), el recambio tecnológico de estos electrodomésticos empezando por los más antiguos, generaría potenciales ahorros de energía para el país.

De acuerdo con la ECV (2019), el 80.7% de los hogares tienen nevera, es decir, en el país hay cerca de 12.9 millones de neveras. Con respecto a la distribución de las edades de estos electrodomésticos, en UPME (2019a) se identifica que el 45% de los equipos tiene 5 o más años y el 55% restante tiene menos de 5 años.

Por último, la optimización de la demanda a través de la adquisición de herramientas digitales es otra medida con potencial para la eficiencia energética de este renglón de consumo. Dispositivos como los medidores inteligentes permiten obtener información de consumo y precios en tiempo real y con ello, diseñar respuestas de consumo automáticas y óptimas, tanto para el usuario final como para el sistema.

Recomendaciones: sustitución de neveras a refrigeradores con etiqueta A, la sustitución de leña para cocción en el sector rural, la instalación de luminarias LED, recambio de estufas ineficientes en el sector urbano, instalación de medición inteligente AMI, y, por último, la normalización de instalaciones eléctricas en las viviendas usadas de estratos 1 y 2 para cumplimiento de la norma RETIE.

Sector transporte

La participación del sector transporte en el consumo energético nacional fue del 41% (550 PJ) en 2019. El modo que representa el mayor consumo es el carretero (88%) seguido del aéreo (10%), el marítimo (1%) y el fluvial y ferroviario cada uno con el 0.1%.

En cuanto a consumo energético, los vehículos con mayor participación se encuentran en el transporte de carga (camiones y tractocamiones) con un 36%, el transporte público de pasajeros (buses, busetas, microbuses y taxis), con un 34%, seguidos de los automóviles y camionetas con un 16% y por último las motocicletas con un 14%.

Los energéticos predominantes en este sector son combustibles líquidos derivados del petróleo 96% (gasolina motor 46%, diésel Oil 40%, Jet fuel 10%), este porcentaje incluye 6% de las mezclas de etanol y biodiesel. El gas natural vehicular tiene una participación del 3%.

Los potenciales de eficiencia energética para el sector transporte están en la modernización de la flota y en la adopción de nuevas tecnologías que permitan la sustitución de combustibles.

En cuanto a la modernización de la flota, es preciso señalar que la edad promedio del parque automotor del país es de 12.5 años (UPME, 2020b). Sin embargo, hay clases vehiculares con mayores edades, tales como los camiones, cuya edad promedio es de 24 años, los tractocamiones 15 años y los buses y busetas que tienen edades promedio de 23 y 21 años, respectivamente.

El ascenso tecnológico de estas categorías es determinante en la eficiencia energética del sector, ya que son segmentos en los que el porcentaje de energía útil sobre la energía final son bajos como es el caso de los buses y busetas (7% y 10% respectivamente).

Para los automóviles, camionetas y camperos, los vehículos eléctricos y los híbridos representan una oportunidad de mejora en eficiencia energética, en el segundo caso, gracias a que el motor de combustión interna se acompaña de una batería o con lo que el puede reducirse aproximadamente en 30%.

Con respecto a las posibilidades de sustitución de combustibles líquidos por otras alternativas, la tecnología actual posibilita el cambio a motores de combustión interna que utilizan gases combustibles, vehículos eléctricos enchufables y vehículos con celda de combustible.

Objetivos específicos

- Diversificar la matriz en energética del transporte a través de la sustitución de combustibles fósiles en las categorías vehiculares en donde la tecnología permita el ascenso hacia combustibles de cero y bajas emisiones.
- Reducir las ineficiencias en el uso final de la energía a través de la renovación vehicular.

Medidas de eficiencia energética

A continuación, se presenta una tabla en la que relaciona las categorías vehiculares que fueron consideradas en cada una de las medidas y acciones propuestas, así como el energético incluido en el modelo de simulación con el que se calcularon los potenciales de eficiencia energética.

Medidas y acciones de eficiencia energética analizadas para el sector transporte

Tipo de Medida	Medida	Acción	Categoría vehicular contemplada
Cambio de combustible	1. Sustitución de combustibles líquidos	1.1. Adquisición de vehículos eléctricos	Particulares livianos: Automóviles, camperos, motos y camionetas Pasajeros livianos: Taxis Pasajeros masivo: Buses y microbuses Carga: Camiones y volquetas
		1.2. Adquisición de vehículos nuevos dedicados a gas combustible para el transporte de pasajeros y carga	Pasajeros masivo: Buses y microbuses Carga: Camiones, tractocamiones y volquetas
Cambio tecnológico	2. Renovación de la flota	2.1. Adquisición de vehículos híbridos de tecnología (HEV PHEV) ²⁸	Particulares livianos: Automóviles, camperos y camionetas Pasajeros livianos: Taxis
Digitalización	3. Conducción eficiente	3.1. Adquisición de dispositivos para la conducción eficiente	Pasajeros masivo: Buses y microbuses Carga: Camiones, tractocamiones y volquetas
Cambio de modo	4. Transporte férreo eléctrico	4.1 Construcción de sistemas férreos eléctricos para el transporte de pasajeros o carga.	

Fuente: BEU (2018), UPME (2020b)

Teniendo en cuenta estos resultados las recomendaciones para el sector transporte son las siguientes:

- **Los vehículos eléctricos e híbridos** para el transporte liviano, tanto particular como de pasajeros (taxis) resultan tener una relación B/C privada y sistémica menor que 1. Lo anterior indica que, el costo total de propiedad de estos vehículos es mayor frente a un vehículo de combustión interna y los costos asociados a la infraestructura de recarga puede suponer una barrera de entrada para el desarrollo de estas tecnologías.

En cuanto al B/C social, para la categoría particular el análisis arroja un valor inferior 1. Lo anterior, indica que otorgar otros beneficios además de los ya contemplados en el ejercicio no es eficiente desde el punto de vista social. Caso contrario ocurre en el recambio tecnológico de la flota de taxis, en el que por los altos factores de utilización se justifica el otorgamiento de incentivos tributarios que incentiven la compra de estos vehículos, así como la infraestructura de recarga pública o privada necesaria para su operación.

Teniendo en cuenta lo anterior, la recomendación es que la compra de taxis híbridos y eléctricos, así como la infraestructura de recarga pública o privada para vehículos eléctricos para cualquier categoría debe recibir incentivos tributarios. Esto se encuentra en sintonía de lo identificado en el estudio UPME (2020b) en donde los taxis resultan ser la categoría vehicular con mayor probabilidad de ascenso tecnológico.

Para el caso de los vehículos particulares, la política pública ha avanzado en su promoción. La Ley 1964 de 2019 establece beneficios económicos que permiten el desarrollo de vehículos eléctricos y de cero emisiones, como lo son: el impuesto vehicular no podrá superar el 1% del valor comercial del vehículo, descuentos en la revisión técnico-mecánica y en el seguro obligatorio de accidentes de

tránsito SOAT, además se fomenta el despliegue de infraestructura de carga y la incorporación de vehículos eléctricos en los sistemas de transporte masivo y en la flota oficial, entre otros.

Por otro lado, está el Decreto 191 de 2021 del Ministerio de Transporte, que establece la identificación de los parqueaderos preferenciales para vehículos eléctricos con un logotipo y color. La Resolución 40405 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía define las condiciones técnicas para que las estaciones de recarga de combustible fósil puedan ampliar la oferta a energía eléctrica. Asimismo, se expidió la Resolución 40223 de 2021 del Ministerio de Minas y Energía, por medio de la que se establecen condiciones mínimas de estandarización de la infraestructura de carga para vehículos eléctricos e híbridos enchufables.

- El análisis B/C de los **dispositivos digitales para conducción eficiente** indican que su adopción es económicamente eficiente desde un punto de vista privado, ya que los ahorros energéticos justifican la compra del dispositivo y sus costos de operación. En este sentido, se supone que este tipo de herramientas digitales no requiere incentivos tributarios para su despliegue.

Una de las fallas del mercado que puede limitar la adopción de esta medida es un problema de agencia, ya que quien asume los costos de la inversión, no es quien percibe los ahorros energéticos. En el transporte de carga y de pasajeros existen es que más en los que los dueños de los vehículos perciben un ingreso fijo independiente del recorrido que realiza el vehículo, por lo que, en caso de comprar un dispositivo para la conducción inteligente, quien percibe los ingresos es la contraparte (conductor) que asume los costos del combustible.

Otra posible falla de mercado para esta tecnología son las asimetrías de información. En este sentido, es pertinente divulgar mejor información acerca de los beneficios de estos dispositivos e incluso realizar proyectos demostrativos que permitan evidenciar los ahorros en el consumo energético focalizados en las flotas de transporte de pasajeros de las principales ciudades del país.

- Los resultados para el **transporte de carga y de pasajeros** permiten concluir lo mismo e para el sector de vehículos livianos. El costo incremental de la inversión en nuevas tecnologías aún es mayor que los ahorros energéticos y demás beneficios que se apropian privadamente, por lo que la sustitución de la flota hacia nuevas tecnologías puede verse limitado.

Sin embargo, esta medida resultó socialmente deseable, por lo que es pertinente otorgar incentivos tributarios tanto a la compra de nuevos buses y camiones eléctricos y a GNV, como a las inversiones asociadas con la infraestructura de recarga eléctrica pública o privada.

Sin embargo, las barreras para el ascenso tecnológico en el transporte de carga van más allá del costo de los vehículos. De acuerdo con (UPME 2020c), otros limitantes son: 1) la falta de infraestructura de suministro de energéticos de cero y bajas emisiones, 2) el restringido acceso a crédito por parte de los propietarios y conductores, 3) la variabilidad en los ingresos, 4) la propiedad atomizada, entre el 70% y el 80% del parque de carga son pequeños propietarios, lo que dificulta la renovación a gran escala y 5) la confianza en los vehículos de combustión interna, por lo que cuentan con respaldo técnico tanto para el vehículo como sus partes.

Finalmente, el análisis económico del **transporte ferroviario eléctrico** indica que de cara al usuario final esta es una medida costo eficiente, así como para la sociedad. Estos resultados indican que frente a la alternativa de comprar automóvil, buses o camiones, el transporte férreo trae consigo unas

economías de red y otras externalidades positivas que justifican el otorgamiento de incentivos tributarios a cualquier iniciativa de esta naturaleza.

Sector industrial

El sector industrial se caracteriza por tener una canasta energética diversa, pero concentrada en tres tipos de uso: calentamiento directo, calentamiento indirecto y fuerza motriz. Los dos primeros usos representan el 88% del consumo total de energía de este sector. Los subsectores que más contribuyen a este consumo son: alimentos (35 %); minerales no metálicos (19 %) y coquización y refinería (15 %).

Los energéticos más usados en la industria son los combustibles fósiles y el gas natural que tienen una participación del 29% y el carbón mineral del 28 %. El bagazo y la energía eléctrica tienen participaciones del 20%, respectivamente.

Las conclusiones y recomendaciones derivadas del análisis del sector industrial son las siguientes:

- El reto de eficiencia energética para el sector industrial se enfoca en los procesos asociados a la combustión con carbón. En aporte general del uso del carbón para calor directo e indirecto representa casi el 40% del potencial de ahorro en el sector industrial, sin embargo, como se ve en la tabla precedente son las dos medidas con mayores barreras de implementación a nivel privado. Dado el bajo costo de este energético, las inversiones para un mejor aprovechamiento del carbón resultan muy costosas frente a los ahorros económicos del energético.
- El mayor potencial de eficiencia energética en la industria está asociado con la adopción de buenas prácticas en la operación, en particular en los sectores de alimentos, bebidas y tabaco, y pulpa, papel e imprenta, para los usos asociados con la **producción de calor indirecto**.

Esta medida resultó beneficiosa para la sociedad y el sistema energético, sin embargo, a nivel de vista del usuario final resultó con un beneficio costo menor a 1. Lo anterior revela que hay barreras para su implementación a pesar de que las inversiones previstas con las buenas prácticas son relativamente bajas. Por lo anterior, se recomienda que este tipo de medidas reciban incentivos tributarios.

- Del potencial de calor indirecto, se identificaron acciones de cambio tecnológico, asociada más a las grandes industrias, de los sectores químicos, pulpa, papel e imprenta, alimentos, bebidas y tabaco y textiles y cueros; donde se propone la medida relacionada con el economizador para calderas de más de 1000 BHP, con un potencial de 6% dentro del total encontrado para calor indirecto. La recomendación es que este tipo de tecnología acceda a los beneficios tributarios, según los resultados del análisis beneficio costo para el privado, el sistema y la sociedad.
- El segundo potencial más alto de eficiencia energética está asociado con la generación de calor directo para los sectores minerales no metálicos y de hierro y acero. Los resultados del análisis costo beneficio para el calor directo resultan deseables desde el punto de vista social por lo que se recomienda sean objeto del beneficio tributario.
- **La gestión integral de la energía cuenta con el 21% del potencial del ahorro de eficiencia energética del sector industrial** y el mayor aporte está en la industria de minerales no metalúrgicos y de alimentos, bebidas y tabaco. Estos sectores presentan los consumos más altos en calor indirecto,

directo y motiviz y al aplicar las medidas de SGE se podrían alcanzar ahorros de entre el 6 al 8% sobre estos consumos.

Por lo anterior y teniendo en cuenta que esta medida es socialmente deseable, se recomienda abordar los proyectos de eficiencia energética con el desarrollo conceptual y metodológico de los SGE, bajo la norma NTC ISO 50001, que en principio buscan la aplicación de buenas prácticas de bajo costo y rápida implementación, para demostrar los beneficios energéticos y económicos y proponer el cambio de los equipos esenciales de los sistemas de vapor y calor (caldera y horno) si se requiere; dimensionando adecuadamente su capacidad e inversión.

Teniendo en cuenta los resultados del análisis beneficio costo de la implementación de los SGE se recomienda que esta medida sea objeto de beneficio tributario.

Vale la pena señalar que dentro de esta medida se contempla la submedición en usos significativos de energía (USE), ya que la información operativa asociada a los equipos de uso final permite definir los rangos operacionales esperados y detectar desviaciones con respecto a las especificaciones de fabricación y tomar medidas correctivas o preventivas.

- Por último, la UPME insiste en avanzar en la creación y consolidación de centros de evaluación industrial en el seno de las instituciones educativas, como las que se han conformado gracias al proyecto PEVI. A través de esta estrategia se busca: i) fortalecer capacidades técnicas de las universidades en distintas regiones en materia de eficiencia energética, con el fin de que exista oferta local a las que puedan acudir las industrias nacionales; ii) difundir el uso de herramientas de software para diagnóstico e identificación de oportunidades de eficiencia energética; y iii) mejorar la productividad y competitividad de las industrias a través de la implementación e inversión en proyectos de eficiencia energética.

Sector terciario

Teniendo en cuenta estos resultados las recomendaciones para el sector terciario son las siguientes:

- La instalación de luminarias LED resulta ser costo eficiente para el sistema y a nivel social y es la medida de mayor aporte para este sector. Sin embargo, el análisis beneficio costo identifica que a nivel privado pueden presentarse barreras para su implementación, por el costo de esta tecnología frente a los sustitutos cercanos. A diferencia del sector residencial, en el sector terciario el análisis beneficio costo resultó inferior a 1. En este sentido, se recomienda que la iluminación LED sea una de las medidas susceptibles de recibir incentivos tributarios.

Vale la pena señalar que aunque esta medida fue simulada para el sector terciario, se recomienda su adopción para los demás sectores productivos analizados en el PAIPROURE, incluyendo el alumbrado público. Por lo anterior, se entenderá que la instalación de luminarias LED así se realice en actividades industriales, la producción de hidrocarburos, la generación termoeléctrica y las actividades mineras se considera como susceptible de recibir incentivos tributarios.

- Al igual que en el sector residencial, la medición inteligente AMI se recomienda como medida susceptible de recibir beneficios tributarios, dado que su inclusión en la Ley 2099 de 2021 implica que de facto la Ley le otorga el mencionado privilegio. Sin embargo, es preciso destacar que, para el caso de este sector, la medida resulta costo eficiente desde la perspectiva privada, puesto que los

potenciales ahorros de energía derivados de la información que se obtiene de los medidores, compensan los costos del medidor para este tipo de clientes, dado el volumen de energía que actualmente consumen.

- Teniendo en cuenta los resultados y aportes de las medidas de refrigeración y calor indirectos. se recomienda que las inversiones asociadas a estas acciones reciban incentivos tributarios. Estas dos medidas resultan en un aporte superior al 14% y son costos eficientes desde la perspectiva social, pero podrían tener limitaciones en la implementación dado que, a nivel privado, los costos son superiores a los beneficios.

- Por último, los análisis B/C de las acciones de aire acondicionado, fuerza motriz y calor directo con energía eléctrica indican que son beneficiosas desde la perspectiva privada y por ende, se deberían ejecutar sin mayores barreras. Sin embargo, los costos de transacción involucrados en la implementación de medidas para los actores pueden llegar a ser elevados y limitar su aplicación.

Dado que la gestión de los equipos de consumo energético es un ámbito técnico, los agentes del sector terciario dueños de los equipos no necesariamente se encuentran informados de las posibilidades tecnológicas y las mejores prácticas operacionales. En este sentido, la ejecución de medidas de eficiencia energética se encuentra supeditada a la contratación de firmas consultoras que analicen y propongan medidas de esta naturaleza para que los usuarios finales las implementen.

Por lo anterior, se considera pertinente otorgar incentivos tributarios a estas acciones (aire acondicionado, fuerza motriz y calor directo), así como a los servicios asociados a las auditorías, diseño e implementación de los sistemas de gestión de energía bajo la norma NTC ISO 50001, así como la submedición en los usos significativos de energía.

Sector termoeléctrico

La capacidad instalada de generación termoeléctrica en el país es de 5,345 MW, es decir el 30.5% de las plantas despachadas centralmente. Dentro de este tipo de centrales se destacan dos grupos. El primero corresponde a las 6 plantas de ciclos combinados que suman 2,342 MW, con un promedio de 20 años y 334 MW de capacidad. El segundo grupo, lo componen 31 plantas de ciclos abiertos, con un promedio de 26 años, y 90 MW de capacidad, que operan en ciclos Brayton, Rankine y motores de combustión interna.

En cuanto a la composición por tipo de combustible, el 30% de las plantas utilizan el carbón, el 44% gas natural (dependiendo de la disponibilidad) y el 26% restante combustibles líquidos (diesel, combustóleo y Jet A1). En el año 2020, el consumo de combustibles para la generación del parque fue de 84,021 GBTU de carbón, 84,435 GBTU de gas natural y 380 GBTU de líquidos.

El parque térmico es el respaldo del sistema interconectado nacional SIN, en particular las plantas de gas natural y combustibles líquidos. Lo anterior significa que son llamadas a operar solamente bajo condiciones extraordinarias del sistema, dado que sus costos variables son mayores a los de los recursos hidráulicos. Normalmente, estas plantas son despachadas en situaciones de hidrología seca o para cubrir restricciones de red en lugares específicos del SIN.

Teniendo en cuenta 2.53 1.47 1.56 todos los resultados presentados en esta sección, las recomendaciones para el sector termoeléctrico son las siguientes:

- La adopción e implementación de buenas prácticas operacionales, aquellas asociadas con la gestión de energía bajo la norma 50001 resultan ser beneficiosas desde el punto de vista privado tanto para las plantas a carbón como para las que operan con gas natural.

Por lo anterior, esta medida no parece tener barreras económicas para su ejecución, por lo que la recomendación e s no incluirlas dentro de las actividades susceptibles de recibir incentivos tributarios.

Teniendo en cuenta que la generación de energía térmica tiene un número limitado de participantes y que es una actividad sujeta de regulación, se recomienda la implementación progresiva del sistema de gestión de la energía bajo la norma ISO 50001 como requisito mínimo para la operación en el mercado colombiano y establecer un periodo de transición para que las centrales logren la certificación.

Lo anterior, permite que un tercero independiente ratifique que la utilización de energéticos se monitorea y se optimiza de acuerdo con la tecnología y condiciones de operación de cada planta y por ende señala al regulador y en general al sistema que se adoptan las medidas para que la planta opere en condiciones óptimas.

- Con respecto a las medidas de cambio tecnológico para la optimización de procesos, el análisis costo beneficio indica que son deseables desde el punto de vista colectivo pero que tienen limitantes económicas desde la perspectiva privada. Por ello, se considera pertinente que las inversiones contempladas en esta medida puedan acceder a los incentivos tributarios de la gestión eficiente de energía.

Sector hidrocarburos

Entre 2013 y 2020 la producción nacional de crudo muestra una tendencia a la baja. Durante los años 2018 y 2019 se produjeron 865,191 BPDC 35 y 885,884 BPDC respectivamente, que comparado con los 944,119 BPDC producidos en 2012 corresponde a reducciones del orden del 8.35% y 6.57%.

Los productores más importantes de hidrocarburos son: Ecopetrol que representa el 54% de la producción total, con 466.556 BPDC, seguido por Frontera Energy Colombia con 8.9 % de la producción (78,056 BPDC) y Geopark Colombia con 7.5% (65,946 BPDC).

Al igual que el crudo, la tendencia de producción de gas natural muestra una tendencia a la baja. Durante los años 2018 y 2019 se produjeron 2.252 MPCD y 2.156 MPCD, respectivamente. En conjunto, la producción de crudo y gas alcanzó 1,260,373 BDC en el año 2018 y 1,266 ,069 BD en el año 2019.

En cuanto a los volúmenes de gas, Ecopetrol también es responsable de buena parte de la producción en el mercado. En los años 2018 y 2019, Ecopetrol participó en la producción de gas con cerca del 50%, seguido por Equion Energía Limited (27%) y Chevron Petroleum Company (10%).

De acuerdo con el Informe de Desempeño Ambiental publicado por la del Petróleo Asociación Colombiana ACP, la participación del consumo de energía en los procesos de sísmica y perforaciones

es muy pequeña en comparación con el resto de las actividades. El consumo de energía para la etapa de producción alcanzó en 2019 una participación de 94.3%, y el transporte 5.6%.

La distribución de los diferentes energéticos en el consumo de energía destinado a la producción de crudo y gas nacional muestra un alto porcentaje de participación en el consumo de gas natural a lo largo de la cadena de producción (51%), seguido de crudo (27%), energía eléctrica (19%) y diésel (2%).

Los objetivos específicos en este sector son promover la adopción, seguimiento y control de buenas prácticas en la operación y mantenimiento de las operadoras en línea con la norma ISO 50001, Así como propender por la optimización de procesos en el upstream y midstream del sector¹

Teniendo en cuenta todos los resultados presentados en esta sección, las recomendaciones para el sector de hidrocarburos son las siguientes:

- Se recomienda que las medidas de eficiencia energética de cambio tecnológico y generación de energía reciban incentivos tributarios, en la medida que se identificó que son deseables desde el punto de vista social, pero que son acciones que privadamente enfrentan barreras para su implementación.
- Para el caso de la recuperación de gas si bien tiene un beneficio costo privado mayor que 1, se considera pertinente los incentivos tributarios, en la medida que proyectos de esta naturaleza (a pesar de ser rentables) puede que resulten no ser tan atractivos con respecto a las potenciales inversiones que pueden hacer los productores de hidrocarburos.
- Finalmente, la adopción de buenas prácticas resulta ser beneficioso desde el punto de vista privado. Por lo anterior, al igual que en el sector termoeléctrico, se recomienda, la adopción de buenas prácticas operacionales en las actividades producción y transporte de hidrocarburos, en particular la implementación progresiva del sistema de gestión de la energía bajo la norma ISO 50001 se establezca como requisito mínimo para la operación en el mercado colombiano.

Esta medida al igual que para la generación termoeléctrica puede ser considerada como una victoria temprana, ya que en estas actividades hay pocos agentes participantes (lo que facilita la supervisión) y son negocios sujetos a regulación. La facultad para exigir esta certificación recae en los entes de regulación técnica, que para este caso es el Ministerio de Minas y Energía y de regulación económica, la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, en caso de que se identifique la posibilidad de atar la remuneración de los transportadores de gas a la certificación propuesta.

Sector minero

El sector minero está compuesto por diferentes subsectores, agrupados en las categorías metales, no metales y preciosos y otros. Por nivel de producción, dentro de los no metales destacan el carbón y

¹ **Upstream:** exploración, descubrimiento y producción del petróleo y el gas. **Midstream:** transporte de los combustibles. **Downstream:** distribución. Es el proceso mediante el cual se hace llegar el gas y el petróleo a los comercios, industrias y hogares.

los agregados pétreos, en minerales metálicos el níquel y mineral de hierro, y en metales preciosos plata y oro.

Teniendo en cuenta todos los resultados presentados en esta sección, las recomendaciones para el sector minero son las siguientes:

- Al igual que para los sectores de generación termoeléctrica e hidrocarburos, la **adopción de buenas prácticas**, en particular la implementación progresiva del sistema de gestión de la energía bajo la norma ISO 50001 con miras a la certificación debe ser un requisito mínimo para la operación en el mercado colombiano, en particular, para la producción minera de gran escala.

Dado que esta actividad es regulada por el estado y son pocos los participantes en este renglón productivo, es una victoria temprana establecer esto como un requisito a las futuras producciones mineras y establecer un periodo de transición para que las actuales logren implementar el sistema con miras a una futura certificación.

- Con la información recopilada para este ejercicio se identificaron potenciales barreras para la implementación de medidas de actualización de procesos como las propuestas en la Tabla 20, dados sus altos costos. Por lo anterior, la recomendación es otorgar incentivos tributarios a las actividades de cambio tecnológico para el sector de hidrocarburos.

Vale la pena señalar que el ejercicio que se realizó en esta oportunidad se sustenta en información recopilada para la minería de gran escala de otros países y se contó con muy poca información de caracterización energética para la producción de carbón, razón por la que pueden existir medidas de eficiencia energética asociadas a las operaciones locales que no se encuentren incluidas en la lista.

Por lo anterior, se recomienda realizar la caracterización energética de las mineras más representativas del sector, actividades incluyendo actividades fuera del alcance de este análisis, de manera que se puedan definir medidas de eficiencia energética acordes al mineral, tipo de minería y escala de producción, considerando sus usos significativos y oportunidades de eficiencia.

Construcción sostenible

La construcción sostenible se centra en garantizar un mismo nivel de confort a los usuarios concibiendo que la forma, la orientación y los materiales utilizados en la construcción, reduzcan la carga térmica al interior de la edificación y optimicen el uso de energía, según el piso térmico y la tipología de los edificios.

Gracias a los análisis del proyecto de investigación de la UPME (2020c), se identificó que los edificios con mayor potencial para la aplicación de medidas de construcción sostenible son las viviendas y las edificaciones del sector terciario. Para el año 2019, la representatividad de las inversiones del sector de la construcción fueron 78.6% para viviendas, 8.1% para comercio, 2.8% educación, 2.7% bodegas, 1.8% oficinas, el 6% restante es representado por destinos como hospitales, administración pública, religioso, hoteles e industria.

Las conclusiones y recomendaciones derivadas del análisis de construcción sostenible son las siguientes:

- Es preciso mencionar que si bien el incremento en costos que supone (por ahora) la implementación de estas prácticas es una de las barreras identificadas, hay otros limitantes asociadas con el poco conocimiento y capacidad especializada en la materia, el nivel bajo de inversión en investigación, desarrollo e innovación, la baja oferta y disponibilidad de materiales por parte de los fabricantes y la ausencia de control y verificación de la normatividad existente, entre otras; las cuales representan un reto para generar los suficientes incentivos para el cumplimiento de los estándares de la construcción sostenible .

- Por lo anterior, una estrategia para subsanar estos obstáculos es el desarrollo e implementación de un Sistema de Etiquetado Energético de Edificaciones, SEEE, en Colombia. Esto implica la puesta en marcha de requerimientos técnicos, metodológicos y normativos, tanto para la construcción como para la evaluación y certificación de edificaciones.

Este mecanismo además de brindar información a los usuarios sobre el desempeño energético del edificio podría facilitar el monitoreo de las autoridades competentes e identificar aquellos edificios que requieren adecuaciones por su bajo desempeño energético.

La implementación de un esquema de SEEE es un camino que incluye varios pasos. En primera instancia, la valoración de las características de edificaciones según región climatológica, estrato socioeconómico y tipología y la definición de los requisitos para una escala de clasificación energética en la etiqueta.

Adicionalmente, contempla el desarrollo de un reglamento técnico para el etiquetado energético de edificaciones y el procedimiento para otorgar una certificación de la edificación.

- Teniendo en cuenta los resultados del análisis, la recomendación es otorgar incentivos tributarios a las actividades de la construcción sostenible para el sector terciario, que fueron las que se identificaron como las de mayor costo, entre ellas: valor U y SHGC en acristalamientos, aislamiento en cubierta y muros exteriores, sombreado horizontal de ventanas y control de iluminación.

Para el sector residencial, además de tener un aporte menor en eficiencia energética, se estima que la adopción de este tipo de prácticas no supone un costo sustancial desde la perspectiva privada, por lo que no pareciera tener una barrera económica en su implementación. Sin embargo, considerando que es un tema que aún requiere de la consolidación del mercado de bienes y servicios asociados, la recomendación es otorgar los incentivos tributarios a las mismas medidas que al sector terciario.

Por último, se recomienda otorgar incentivos tributarios a quienes realicen auditorías energéticas a las edificaciones existentes, lo anterior como un primer paso hacia la implementación de medidas de renovación.

Almacenamiento de energía eléctrica

Como se señaló en la sección de nuevos desarrollos tecnológicos, los sistemas de almacenamiento son activos que pueden proveer al sistema eléctrico una serie de servicios que permitirían aumentar la seguridad, flexibilizar la operación, facilitar la integración de renovables e incluso dar respuesta a problemas de la red.

En este contexto, en Colombia se avanza para poder incorporar estos activos al sistema eléctrico y energético del país.

Lo primero que hay que señalar es que la Ley 1715 de 2014 otorga incentivos tributarios a quienes inviertan en proyectos de fuentes no convencionales de energía FNCE.

La UPME en la reglamentación correspondiente, incluyó a las baterías que tengan un uso asociado al almacenamiento del exceso de generación proveniente de energía eólica, solar activos susceptibles de recibir estos beneficios tributarios.

Fuentes de financiación medidas de eficiencia energética

Las medidas propuestas en este documento son ambiciosas y requieren recursos para su ejecución.

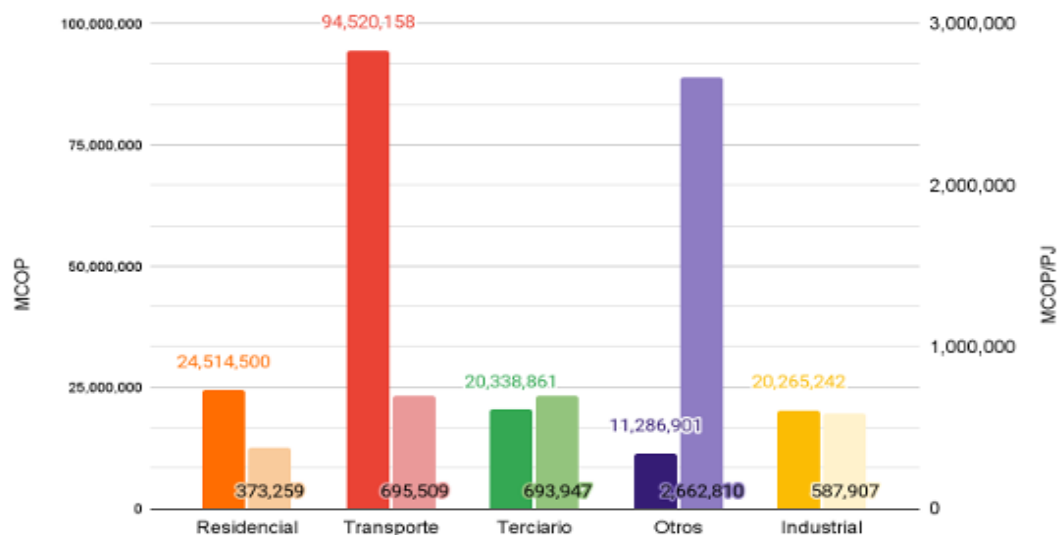
Gracias al ejercicio beneficio costo realizado se cuenta con una estimación de los potenciales costos incrementales de inversión que se requerirían para la implementación de las medidas propuestas en esta versión.

La estimación de las inversiones incrementales para la totalidad de las medidas propuestas en el PAI PROURE corresponde al valor presente neto de las medidas propuestas en un periodo de 10 años. La suma de estas inversiones da un total aproximado de 170 billones de COP, es decir un aproximado del 1.8% del PIB nacional agregado en el periodo 2022-2030.

Como se puede observar en el siguiente gráfico, el sector en el que se requiere el mayor volumen de inversiones es el sector transporte, al que le corresponde el 55% del total de inversiones estimadas, seguido del sector residencial, industrial y terciario, cuyas participaciones son del 14%, 11% y 11%, respectivamente.

Por su parte, el sector de otros si bien requiere un nivel de inversión menor que el de los demás sectores analizados, resulta en el de mayor costo de inversión por PJ ahorrado.

Inversiones incrementales estimadas para las medidas PROURE (Millones de COP)



El sector transporte es donde se requieren mayores inversiones, las estimaciones de los análisis beneficio costo arrojan un valor presente de 94 billones de COP de inversión incremental para el recambio de la flota en un periodo de 9 años.

Por medida, la de mayor volumen de inversión corresponde a la renovación de la flota de vehículos livianos particulares (automóviles, camionetas, motos y camperos) por eléctricos e híbridos con un estimado de inversión incremental del orden de 60 billones de COP. Sin embargo, si se revisa la inversión incremental por cada PJ ahorrado en energía, se puede ver que la medida de recambio de buses por eléctricos y a gas combustible es la que requiere un mayor esfuerzo de inversión por cada unidad de energía ahorrada.

En cuanto al sector residencial, el total de inversión incremental estimado en el periodo analizado es de 24 billones de COP. Las medidas con mayores inversiones incrementales son las referentes al recambio de electrodomésticos y gasodomésticos. El recambio de neveras exigiría un esfuerzo del orden de 14 billones de COP y el de estufas 6 billones. Vale la pena mencionar que la sustitución de leña no solo es la de mayor aporte en la reducción de consumo energético y al mismo tiempo es la que requeriría menor inversión.

En el sector terciario, la inversión estimada de las medidas propuestas asciende a 20 billones de COP. La medida más costosa por unidad de energía ahorrada resultó ser la iluminación LED por PJ ahorrado. Por el contrario, las medidas que son las de menor costo por unidad de energía ahorrada son AMI y air e acondicionado.

Por su parte, en el sector industrial las inversiones incrementales son del orden de 20 billones, de los cuales 10 billones de COP corresponden a las medidas relacionadas con fuerza motriz. Para este renglón de la economía, las medidas con menor relación de costo vs energía ahorrada son la refrigeración y la implementación de los sistemas de gestión de energía.

Las fuentes de financiación se encuentran en el mercado a través de diferentes fondos e instituciones tales como:

FENOGE

El FENOGE fue creado con la expedición de la Ley 1715 de 2014. El propósito de este fondo es financiar, gestionar y ejecutar planes, programas y proyectos de eficiencia energética y el uso de FNCE. Este fondo es uno de los principales instrumentos para movilizar proyectos que ejecuten líneas estratégicas para la reducción de gases efecto invernadero, para el sector minero energético, y para los sectores de transporte, industria, servicios y residencial.

Los recursos del FENOGE provienen del recaudo de cuarenta centavos (\$0,40) por cada \$1,90 por kilovatio hora que sea despachado en la Bolsa de Energía Mayorista. Estos recursos se utilizan para financiar total o parcialmente de forma reembolsable o no reembolsable proyectos de fuentes no convencionales y gestión eficiente de la energía.

La línea de gestión eficiente de energía define unas acciones marco en las que se desarrollará el proyecto, para que sea susceptible a la financiación por parte del fondo:

- Promoción de buenas prácticas para el uso eficiente de energía.

- Cambio de equipos de uso final de energía y la aplicación de tecnologías eficientes en sistemas y procesos de producción, iluminación, fuerza motriz, aire acondicionado, refrigeración, combustión, generación de calor y vapor, entre otros, incluyendo la disposición final de equipos sustituidos.
- Implementación de iniciativas para promover e incentivar la respuesta de la demanda.
- Renovaciones, adecuaciones y modificaciones de instalaciones internas y externas de energía eléctrica y térmica que generen ahorros en el consumo energético.
- Diseño e implementación de materiales, equipos y sistemas que fomentan la gestión eficiente de la energía eléctrica y térmica en edificaciones.
- Estudios técnicos, auditorías, interventorías y costos de administración para el desarrollo de proyectos financiados con el fondo.
- Sistemas de gestión de información energética, monitoreo, evaluación y seguimiento.
- Planes, programas o proyectos de respuesta de la demanda, almacenamiento de energía, sistemas de medición avanzada, automatización y redes inteligentes.
- Proyectos de investigación, desarrollo, innovación, transferencia de tecnología o capacitación.
- Centros de eficiencia energética y FNCE en entidades educativas.

Los requisitos para acceder a los recursos del FENOGE se encuentran en la Resolución del Ministerio de Minas y Energía No 41407 de 2017. Todos los proyectos que soliciten financiación de este fondo deben contar con una evaluación costo-beneficio en la que se compare el costo del proyecto con los ahorros económicos o ingresos producidos por la adopción de este.

Otras fuentes son Bancoldex, Findeter, Enterritorio, ASOBANCARIA (Protocolo verde),

El protocolo verde es una iniciativa creada en 2012 y renovada en 2017 que pretende alinear los esfuerzos del gobierno nacional con los del sector financiero, con el propósito que éste último incorpore e implemente las políticas y prácticas de responsabilidad ambiental en todas sus actividades en armonía con el desarrollo sostenible del país.

Las principales entidades financieras que operan en el país hacen parte de esta iniciativa, incluidas aquellas que ofrecen financiamiento a pequeños inversionistas (sector de microfinanzas). El protocolo consta de 4 ejes temáticos:

- Productos y servicios verdes: A través de ellos se pretende generar lineamientos e instrumentos que permitan promover el desarrollo del país con criterios de sostenibilidad.
- Ecoeficiencia: Prácticas que procuran promover un consumo sostenible de recursos naturales o de bienes y servicios.
- Sistema de Administración de Riesgos Ambientales y Sociales (SARAS): Con este sistema se busca tener en cuenta en los análisis de riesgo de crédito e inversión los impactos y costos ambientales y sociales que se generan en las actividades y proyectos a ser financiados, tanto de carácter público como privado.
- Reporte y divulgación: Mediante este eje se desarrollan actividades enfocadas en comunicar e informar a las partes interesadas las políticas y prácticas ambientales a fin de alcanzar una sensibilización en la materia.

En el marco de este proyecto, el sector financiero se ha comprometido con la medición de la huella de carbono de las emisiones directas y las de la cartera, con el propósito de definir el aporte del sector financiero a las metas nacionales de reducción de emisiones. Al respecto se pretende alcanzar cero emisiones directas del sector financiero a 2025 y contar con medición de huella de carbono del 100% de las emisiones financiadas para el mismo año.

El objetivo de esta iniciativa es coordinar las acciones del sector financiero para movilizar recursos de capital para la financiación de medidas de mitigación y adaptación al cambio climático. Lo anterior con el fin de financiar el cumplimiento del 40% de las contribuciones nacionalmente determinadas – NDC.

Por lo anterior, los sectores identificados como aportantes a las metas de reducción de emisiones como lo son: energías renovables no convencionales, movilidad eléctrica y proyectos de eficiencia energética, se enmarcan en lo que el sector financiero busca financiar en el futuro cercano para la descarbonización de la cartera.

En consonancia con el objetivo de descarbonizar la cartera, la Superintendencia Financiera ha desarrollado una propuesta denominada “Taxonomía Verde” que consiste en un sistema de clasificación de actividades económicas y de activos que contribuyen al logro de los objetivos y compromisos ambientales del país.

En ese sentido, la taxonomía permite apoyar a diversos actores públicos y privados tales como instituciones financieras, entidades públicas, inversionistas y emisores de bonos, entre otros, para la identificación y evaluación de inversiones que pueden cumplir con objetivos ambientales y contribuir a los compromisos nacionales o internacionales que tiene el país en esta materia de reducción de emisiones. En síntesis, con esta estrategia se pretende desarrollar los mercados de capitales verdes e impulsar la movilización efectiva de recursos privados y públicos hacia inversiones ambientales.

La Mesa de Taxonomía de la cual hacen parte el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), el Departamento Nacional de Planeación (DNP), el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), la Superintendencia Financiera (SFC) y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) consolidó la primera fase de la Taxonomía Verde, dentro de la cual se incluyen temas de energía y transporte.

En relación con los temas de energía, hasta el momento se consideraron como financiables proyectos de generación de electricidad con FNCE, almacenamiento de energía y la construcción de distritos térmicos siempre que cumplan con algunos requisitos técnicos.

De igual forma, se incluyen proyectos de construcción sostenible, la taxonomía incluye la construcción de nuevos edificios, renovación de edificios y adquisición y propiedad de edificios siempre que cumplan con los siguientes criterios:

- “La energía final consumida, en el edificio (kWh/año) debe ser al menos un 10% menos que la definida en la normatividad aplicable para el correspondiente tipo de edificación, según su clima y ubicación (Resolución de construcción sostenible 0549 de 2015).
- Para aquellos tipos de edificaciones que por exigencias de la Resolución de Construcción Sostenible deban cumplir con el 30% o más de ahorro de energía, es suficiente con cumplir dichos requerimientos.
- Los edificios que no corresponden a la definición de edificación según la Resolución (por su uso o escala) deben demostrar el ahorro obtenido con respecto al consumo de energía de una edificación, según las características constructivas del edificio de referencia definidas en el Anexo 1 de la Resolución.
- En Viviendas de Interés Social (VIS) y Viviendas de Interés Popular (VIP) el consumo anual de energía (kWh/m² año) debe tener un 20% de reducción en comparación con la línea base establecida por la Resolución. Si en esta se incluyen ahorros mandatorios, se debe cumplir con un umbral del 10% de reducción con respecto a lo exigido en la norma.”

Adicionalmente a los criterios se especifica una gran cantidad de medidas aplicables, como por ejemplo, el uso de aislamientos, ventanas energéticamente eficientes, pinturas reflectivas, sistemas HVAC eficientes, iluminación LED, sistemas de fuerza motriz eficientes, Sistemas de Gestión de Edificios (BMS), Sistemas de Gestión de Energía (EMS), medidores inteligentes y estaciones de carga para vehículos eléctricos, entre otros.

Con respecto a los temas de transporte, la taxonomía propone las siguientes actividades:

- Transporte público urbano
- Micromovilidad
- Infraestructura para el transporte
- Transporte interurbano (carga y pasajeros)
- Transporte particular

Los principales criterios propuestos son:

Por tipo de transporte: Terrestre:

- Flota nueva: las emisiones directas son inferiores a 20 gCO₂e/pkm hasta 2025 (a partir de ese año serán elegibles sólo flotas con cero emisiones directas).
- Renovación: si la nueva flota tiene factor de emisión menor a 30 gCO₂e/pkm.
- Renovación + Desintegración física: si la nueva flota tiene factor de emisión menor a 40 gCO₂e/pkm e incluye la desintegración física del vehículo renovado.

Férreo:

- Cuando el material rodante tiene cero emisiones directas.

Fluvial/marítimo:

- Embarcaciones con cero emisiones directas son elegibles.
- Embarcaciones que utilicen únicamente biocombustibles sostenibles, garantizadas ya sea por diseño tecnológico o monitoreo continuo y verificación de terceros.
- Embarcaciones que usen combustibles renovables líquidos y gaseosos de origen no biológico para el transporte.

En línea con lo anterior, la propuesta considera como financiables los vehículos de cero y bajas emisiones (incluidos los asociados a micro movilidad como patinetas, bicicletas y similares) y equipos de infraestructura como estaciones de recarga eléctrica y elementos para la construcción de redes inteligentes.

Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica

Actualmente, la penetración de Vehículos Eléctricos (ve) en la flota mundial es relativamente baja (aproximadamente cinco millones de vehículos eléctricos entre más de ochenta millones de vehículos). Sin embargo, se espera que para el año 2040 el 57% de las ventas globales sean de

vehículos eléctricos, representando el 30% de la flota total (Bloomberg, 2019). Esto debido principalmente a la paridad de precio y al despliegue de la infraestructura de carga, que son los principales puntos de inflexión para la adopción de los vehículos eléctricos.

Esta estrategia reconoce la tendencia mundial en movilidad eléctrica, y busca acelerar su penetración en Colombia para que permita, de manera proactiva, reducir emisiones en el sector transporte y usar de una forma eficiente y racional la energía, en beneficio de una mejor calidad de vida de los colombianos.

La declaración de crecimiento verde (OCDE 2011), Acuerdo de París, ODS, entre otros instan a tomar acciones en busca de la reducción de emisiones contaminantes.

No obstante, Colombia desde hace varios años ha venido desarrollando normas y acciones en busca de la reducción de emisiones contaminantes GEI, el consumo de combustibles fósiles y la diversificación de la canasta energética, así como en la generación de mecanismos que promuevan la incorporación de tecnologías vehiculares menos contaminantes, dentro de las cuales se destacan:

1. Ordenamiento territorial

La Ley 1083 de 2006 establece que los municipios que tengan que adoptar Planes de Ordenamiento Territorial (POT) en el marco de la Ley 388 de 1997, deberán formular y adoptar planes de movilidad según los parámetros allí determinados.

2. Mejoramiento de combustible

La Resolución 182087 de 2007 de Min energía y Minambiente estableció los plazos para la incorporación de combustible diésel con menos contenido de azufre. Las fechas allí definidas posteriormente fueron incorporadas en la Ley 1205 de 2008 y a partir del año 2013 se distribuye en todo el territorio nacional combustible diésel con menos de 50 ppm en contenido de azufre. El CONPES 3943 y las bases del PND, señalan la necesidad de continuar el mejoramiento de combustibles hasta llegar a un contenido de azufre de 10 ppm en diésel y 50 ppm en gasolina.

Es importante señalar que para efectos de lo previsto en la Ley 1083 de 2006, la Resolución 2604 de 2009 considera como combustibles limpios los siguientes: hidrógeno, gas natural (gn), gas licuado de petróleo (glp), diésel hasta de 50 ppm de azufre y sus mezclas con biodiésel, gasolina hasta de 50 ppm de azufre y sus mezclas de gasolina con alcohol carburante o etanol anhidro desnaturalizado.

3. Emisiones contaminantes y calidad del aire

En la Resolución 910 de 2008 de Minambiente se determinan los límites máximos de emisión por prueba dinámica exigiendo el cumplimiento del estándar equivalente a EURO 2/II y exceptúa de dicho cumplimiento a los vehículos eléctricos. Esta Resolución fue modificada por la Resolución 1111 de 2013 de Minambiente en la cual se determinan los límites máximos de emisión por prueba dinámica, exigiendo estándar EURO IV para los vehículos que empleen combustible diésel.

Durante 2017, se expidió la Resolución 2254 de Minambiente, mediante la cual se adopta la norma de calidad del aire, incorporando un ajuste progresivo de los niveles máximos permisibles de contaminantes, que conlleva la incorporación de medidas a nivel regional y local para el seguimiento, control y reducción de emisiones generadas por fuentes fijas y móviles. Estas últimas fuentes, de

acuerdo con los inventarios de emisiones realizados en áreas urbanas, generan aproximadamente el 80% de las emisiones de material particulado menor a 2,5 micras (pm_{2,5}).

4. Cambio climático y gestión del riesgo

La Ley 1931 de 2018 «Por la cual se establecen directrices para la gestión del cambio climático», incorpora elementos sectoriales y territoriales para lograr las metas de mitigación de GEI y adaptación al cambio climático en el país. Adicionalmente, en 2016 se adoptó la PNCC (política nacional de cambio climático), que plantea cinco líneas estratégicas: desarrollo urbano, desarrollo de infraestructura, desarrollo minero energético, desarrollo rural, manejo y conservación de ecosistemas bajo en carbono y resiliente con el clima, así como cuatro líneas instrumentales para la implementación de la política: planificación de la gestión de cambio climático, información y ciencia, tecnología e investigación, y educación y financiación e instrumentos económicos.

5. Reducción arancelaria de vehículos de cero y bajas emisiones

Esta medida se ha gestionado por Min ambiente desde el año 2008. La reducción arancelaria acogida mediante Decreto 1116 de 2017 expedido por el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo (Min comercio), la cual permite la importación de vehículos eléctricos e híbridos con 0% y 5% de arancel respectivamente, para un total de cincuenta y dos mil ochocientas unidades vehiculares entre los años 2017 y 2027. Este contingente hasta 2019 fue el de mayor proyección en lo que respecta a tecnologías vehiculares de cero y bajas emisiones. Antes de finalizar 2018, Min ambiente realizó una nueva solicitud de reducción arancelaria permanente para vehículos eléctricos y dedicados a gas natural a 0% y 5% respectivamente, la cual fue aprobada mediante Decreto 2051 de 2019 de Min comercio. Con este hito el Gobierno Nacional apuesta a las tecnologías de cero y bajas emisiones.

6. Incentivos tributarios

La reforma tributaria realizada en el año 2016 trajo consigo incentivos para el transporte eléctrico, ya que incluyó dentro de los bienes gravados con tarifa del 5% del Impuesto al Valor Agregado (iva) a vehículos para el transporte de diez o más personas, taxis, transporte de mercancías, motocicletas y bicicletas, cargadores, entre otros. Así mismo, el Estatuto Tributario ha permitido generar otros mecanismos para el acceso a estos incentivos, en desarrollo de los artículos 424 numeral 7 y 428 literal f. Los incentivos tributarios de exclusión de IVA y descuento de renta se han desarrollado a través de los Decretos 1564 de 2017, 2205 de 2017 y 2143 de 2017 y las Resoluciones Min ambiente 1988 y 2000 de 2017 y la Resolución UPME 463 de 2018.

7. Plan de acción indicativo de eficiencia energética (PAI) y metas ambientales:

Mediante Resolución 41286 de 2016 de Min energía, se adopta el plan de acción indicativo de eficiencia Energética para el desarrollo del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía (PAI-PROURE) 2017 - 2022. En esta resolución definen las acciones estratégicas y sectoriales que permitan alcanzar las metas en materia de eficiencia energética. A través de este plan se propone una meta de ahorro total de 699 678 tJ equivalente al 9,05% de la energía proyectada entre el periodo 2017 — 2022 para Colombia, de los cuales el 6% corresponden al sector transporte, siendo este el principal consumidor de energía del país.

Las metas del PAI — PROURE fueron adoptadas como metas ambientales mediante Resolución 1988 de 2017 de Min ambiente. Para el sector transporte se establecen dos acciones o medidas: i) La

reconversión a Gas Natural Vehicular (GNV) en transporte público de pasajeros, ii) Uso de electricidad en las categorías: flota sector oficial, taxis en las principales ciudades del país, motos y automóviles y transporte público de pasajeros en las principales ciudades del país, sobre las cuales se deben enmarcar las solicitudes para optar por la exclusión del IVA y descuento del impuesto sobre la renta, de acuerdo con lo definido en el Estatuto Tributario.

De otro lado, el artículo 11 de la Ley 1715 modificado por la Ley 1955 de 2019 menciona que «[...] como Fomento a la Investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción de energía eléctrica con FNCE y la gestión eficiente de la energía, los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a deducir de su renta, en un período no mayor de quince años, contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión, el 50% del total de la inversión realizada».

8. Mapa de ruta

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) estructuró en el 2017 el mapa de ruta para la transición hacia los vehículos de bajas y cero emisiones en Colombia con el fin lograr la materialización de los Correspondientes objetivos del Plan Energético Nacional y la transición tecnológica.

FNCER - Fuentes no Convencionales de Energía Renovable – Ley 1715 de 2014

El objetivo de la Ley 1715 es el de promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía sistemas de almacenamiento de tales fuentes y uso eficiente de la energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nación, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas, en la prestación de servicios públicos domiciliarios, en la prestación del servicio de alumbrado público y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad de abastecimiento energético. Con los mismos propósitos se busca promover la gestión eficiente de la energía y sistemas de medición inteligente, que comprenden tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.

La Ley 1715 de 2014 definió las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) como aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente.

Incentivos

Incentivos a la generación de energía eléctrica con fuentes no convencionales (FNCE) y a la gestión eficiente de la energía. Como fomento a la investigación, el desarrollo y la inversión en el ámbito de la producción de energía con fuentes no convencionales de energía -FNCE y de la gestión eficiente de la energía, incluyendo la medición inteligente, los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a deducir de su renta, en un periodo no

mayor de 15 años, contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión, el 50% del total de la inversión realizada.

El valor para deducir por este concepto en ningún caso podrá ser superior al 50% de la renta líquida del contribuyente, determinada antes de restar el valor de la inversión.

Para los efectos de la obtención del presente beneficio tributario, la inversión deberá ser evaluada y certificada como proyecto de generación de energía a partir de fuentes no convencionales de energía -FNCE o como acción o medida de gestión eficiente de la energía por la Unidad de Planeación Minero-Energética -UPME.

Exclusión del impuesto a las ventas — IVA en la adquisición de bienes y servicios para el desarrollo de proyectos de generación con FNCE y gestión eficiente de la energía. Para fomentar el uso de la energía procedente de fuentes no convencionales de energía — FNCE y la gestión eficiente de energía, los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la reinversión e inversión, para la producción y utilización de energía a partir de las fuentes no convencionales, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos, y para adelantar las acciones y medidas de gestión eficiente de la energía, incluyendo los equipos de medición inteligente, que se encuentren en el Programa de Uso Racional y Eficiente de energía y Fuentes No Convencionales — PROURE estarán excluidos del IVA.

Este beneficio también será aplicable a todos los servicios prestados en Colombia o en el exterior que tengan la misma destinación prevista en el inciso anterior.

Para tal efecto, la inversión deberá ser evaluada y certificada como proyecto de generación de energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales de energía -FNCE o como acción o medida de gestión eficiente de la energía por la Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME.

Se consideran FNCE la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PCH), la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Además, la Ley de Transición Energética estableció como FNCE a otras fuentes como el hidrógeno verde y el hidrógeno azul.

Hidrógeno

El hidrógeno es el elemento más sencillo y ligero de la tabla periódica y su versatilidad como materia prima industrial, combustible y vector energético para el almacenamiento y transporte de energía, permite un gran número de aplicaciones. No genera emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) directas durante su uso final, por lo cual es considerado como un combustible de cero emisiones.

- Hidrógeno gris: Producido a partir de combustibles fósiles, principalmente gas natural y carbón, sin subsecuente captura y almacenamiento de carbono.
- Hidrógeno azul: La Ley 2099 de 2021 define como hidrógeno azul al que se produce a partir de combustibles fósiles, especialmente por la descomposición del metano y que cuenta con un sistema de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS), como parte de su proceso de producción.

- Hidrógeno verde o hidrógeno renovable. De acuerdo con la Ley 2099 de 2021, se define como hidrógeno verde al hidrógeno producido a partir de FNCER.

Energía geotérmica

Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste en el calor que yace del subsuelo terrestre.

Recurso Geotérmico con fines de generación de energía eléctrica

El recurso geotérmico es el calor contenido en el interior de la tierra, y el cual se almacena o está comprendido en las rocas del subsuelo y/o en los fluidos del subsuelo. Este recurso puede tener un potencial geotérmico definido como la cantidad de calor con probabilidad de ser aprovechable para la generación de energía eléctrica, delimitada en un área específica.

Trámite del Permiso de Exploración o Explotación del Recurso Geotérmico

El trámite de solicitud del Permiso de Exploración o Explotación del Recurso Geotérmico se encuentra reglamentado en la resolución 40302 del 5 de agosto de 2022, donde se encuentran todas las definiciones, requisitos y etapas del proceso.

El trámite se realiza de manera virtual, mediante radicación de la documentación completa al correo menenergia@minenergia.gov.co

Registro Geotérmico

Es el sistema de información físico y/o digital donde se inscribirán los permisos de Exploración y Explotación vigentes, así como las áreas reservadas por el régimen de transición del que hace referencia la resolución 40302.

Normatividad

Decreto 1813 de 2022

Resolución 40302 del 5 de agosto de 2022

Energía solar

Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste en la radiación electromagnética proveniente del sol.

Energía eólica

Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste en el movimiento de las masas de aire. También es FNCER la energía eólica costa afuera.

Pequeñas centrales hidroeléctricas - PCH

Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que se basa en los cuerpos de agua a pequeña escala.

Energía de los mares

Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que comprende fenómenos naturales marinos como lo son las mareas, el oleaje, las corrientes marinas, los gradientes térmicos oceánicos y los gradientes de salinidad, entre otros posibles.

Energía a partir de residuos

La Ley 1715 de 2014 establece como FNCER el contenido energético de los residuos sólidos que no sean susceptibles de reutilización y reciclaje. Es considerado como FNCER el contenido energético tanto de la fracción biodegradable, como de la fracción de combustible de los residuos de biomasa.

El parque de generación en Colombia está compuesto principalmente por proyectos de generación convencionales, tales como las plantas hidroeléctricas y térmicas, siendo las hidroeléctricas¹ las más abundantes dentro de este.

La participación de las FNCER típicamente ha sido minoritaria, no obstante, gracias a las políticas públicas del gobierno nacional se ha venido incrementando significativamente en los últimos años la participación de proyectos solares, pequeñas centrales hidroeléctricas, de biomasa, eólicos, entre otros.

Matriz de Transición Energética

La “transición energética” se ha convertido en el tema central de los debates sobre el futuro de la energía, especialmente desde que 196 países se comprometieron en los acuerdos de París del 2015 a evitar que la temperatura global aumente 2 grados Celsius por encima de los niveles preindustriales y a hacer los mejores esfuerzos para limitar el aumento alrededor de 1,5 grados.

El instrumento para lograrlo se ha convertido en el concepto de “carbono neutralidad” para 2050 o un poco después, objetivo que ya ha sido adoptado por más de 100 países, incluidos Estados Unidos, China, la Unión Europea, Gran Bretaña y Japón, entre otros.

Este es el contexto en el que Colombia lanza la transformación de sus sistemas energéticos. Las direcciones de la política son claras: aumentar la participación de las energías renovables no convencionales de menos del 1% a más de 12% en la matriz energética para el 2022; elevar su objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 20% al 51% para 2030; y hacer de la “reactivación sostenible” la fuerza que impulsa su estrategia de recuperación económica.

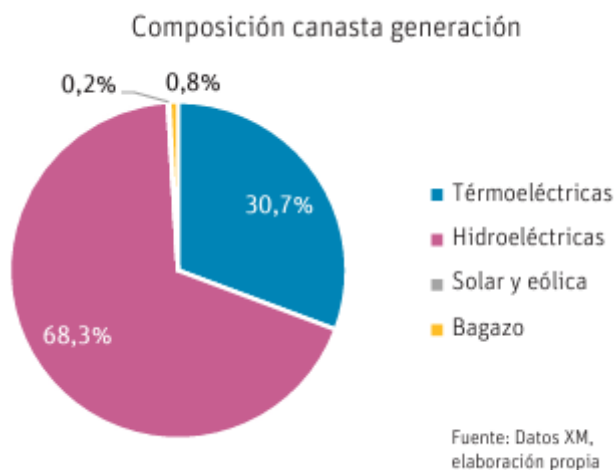
Para 2030 existe un compromiso de disminución de 51% de las emisiones de gases de efecto invernadero. En este sentido, por cierto, el sector minero energético es el primero en contar con un plan integral de gestión del cambio climático, con el cual plantea disminuir en el equivalente de 11,2 millones de toneladas de dióxido de carbono a la misma fecha.

Alcanzar los objetivos propuestos exige avanzar con decisión en una estrategia que implique diversificar la matriz energética, reduciendo la alta dependencia en combustibles fósiles, incrementando la participación de fuentes renovables y promoviendo el uso de tecnologías más limpias.

Se identificaron los lineamientos de política pública para definir e implementar un mecanismo que promoviera la contratación de largo plazo para los proyectos de generación de energía eléctrica, teniendo como objetivos: 1. Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo. 2. Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica nuevos y/o existentes. 3. Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica. 4. Fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética regional. 5. Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la COP21

Subastas, un mecanismo idóneo para la incorporación de energías renovables

Por cuenta de las circunstancias propias de su geografía y su riqueza fluvial, la matriz de generación colombiana ha dependido en su mayoría del recurso hídrico, y en menor proporción de combustibles fósiles para generación termoeléctrica.



Fuente: datos XM. Canasta de generación a 2018

El 28 de febrero de 2019 se llevó a cabo una subasta del Cargo por Confiabilidad con el objetivo de asignar OEF (Obligaciones de Energía Firme) exigibles desde el primero de diciembre de 2022. Esta subasta marcó un hito en la historia del Cargo por Confiabilidad pues fue la primera de este mecanismo que asignó OEF a plantas renovables no convencionales.

Como resultado se asignó energía firme por 164,33 gigavatios-hora/día, equivalente a capacidad efectiva neta adicional para el sistema de 4.010 megavatios, de los cuales 1.160 megavatios son

eólicos y 238 megavatios son solares, siendo la primera vez que las no convencionales participaron y resultaron adjudicadas en este tipo de mecanismos, compitiendo directamente con las fuentes de energía tradicional (hidráulica, gas, carbón y combustibles líquidos).

Vale la pena resaltar que la subasta fue innovadora por su diseño de dos puntas: es decir, que participaron tanto generadores como comercializadores con ofertas de cantidades y precios, siendo la primera con este esquema que operó en el mundo. Adicionalmente los contratos resultantes se conformaron por franjas horarias para la entrega de energía, acoplándose a los espacios en los que hay más radiación solar o más viento, permitiendo que la demanda adquiriera energía a diferentes precios para cada una.

Dentro de los elementos generales más destacables que permitieron un resultado favorable, es necesario recordar los siguientes:

- Se eliminó la necesidad del DAA para proyectos eólicos, solares, geotérmicos y mareomotrices y para los proyectos de biomasa inferiores a 10 megavatios (Decreto 2462 de 2018).
- Aplicación automática de la exclusión de IVA para paneles solares y sus inversores y controladores asociados (Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022).
- Obligatoriedad a que entre el 8% y el 10% de las compras de los comercializadores provengan de fuentes renovables (Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022).
- Ampliación hasta 15 años del beneficio de la sobre deducción de las inversiones en el impuesto de renta que establece la Ley 1715.

En total, se adjudicaron 1.373 megavatios de capacidad instalada en FNCER ubicados en los departamentos de La Guajira, Valle del Cauca, Córdoba y Tolima, obteniendo un total de energía asignada de 12.050 megavatios-hora/día, con un precio promedio ponderado de 95,65 COP\$/kilovatios-hora.

En resumen, la participación de las energías renovables no convencionales en la matriz de generación, teniendo en cuenta la subasta del Cargo por Confiabilidad y la subasta de contratos de largo plazo, junto con la construcción de plantas de iniciativa privada, alcanzarán una participación de 14 % a 2022.

En Colombia, la matriz energética se compone en 67% por fuentes hidráulicas, lo que genera una dependencia a los aportes hídricos que lleguen en las cuencas de los ríos. Es por esto por lo que se necesita diversificar la matriz energética para no depender de los ríos y adicionalmente cumplir con los tratados internacionales en materia de GEI y crecimiento verde, a través del uso eficiente de los recursos.

En 2018 el país tenía 28 MWp en capacidad instalada y hoy, entre proyectos terminados y otros en camino, llega a 2.800 MWp.

La meta es llegar a 4.500 MWp en los próximos dos años. Esto es pasar del 0.2% al 20% de la Matriz Energética de Colombia proveniente de fuentes renovables.

Colombia apunta a ser en 2030 el tercer país con el hidrógeno más barato, precio que rondará en US\$1 por cada kilogramo producido.

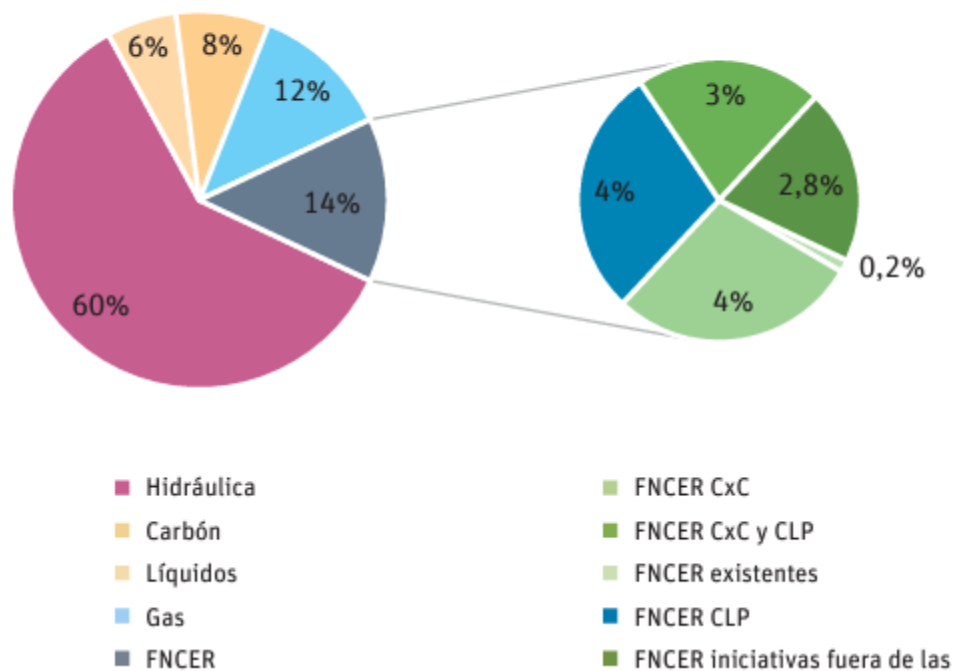
Actualmente hay más de 500.000 familias que no tienen acceso a la energía.

Algunos departamentos tienen alguna desventaja como Vichada y Vaupés, que solo alcanzan una cobertura del 48% y 53%.

En los últimos 5 meses, las tarifas de energía se han incrementado por el orden de 43% para un usuario de estrato 4 en Colombia.

Colombia se encuentra en el puesto 13 dentro de los países de la OCDE, con una matriz de energía renovable que llega al 25%. Lo anterior supera a naciones desarrolladas como Suiza, que registra un suministro de energía sostenible de 23,8%.

Composición canasta generación en 2022



Fuente: datos XM. Composición de la canasta de generación a 2022

¿Cómo asegurar que la regulación permita la innovación o introducción de nuevas tecnologías con suficiente agilidad sin poner en riesgo la confiabilidad? y ¿Cuál debe ser el marco institucional y regulatorio que asegure que el mercado propenda por beneficiar al usuario y generar precios eficientes para la demanda?

El Ministerio de minas responde a estas inquietudes con las siguientes recomendaciones:

Para el Mercado Mayorista

- Diseño de mercado de corto plazo. Se recomienda la implementación de un esquema de precios nodales que considere los pagos eficientes de la energía y cobros por congestión y pérdidas.
- Mejoras en el diseño de contratos y mercados bilaterales. Se recomienda continuar avanzando el desarrollo de mercados estandarizados considerando mejorar la seguridad crediticia de las transacciones.
- Suficiencia y recursos de largo plazo: contratos de energía y cargo por confiabilidad. Las propuestas buscan garantizar la confiabilidad del suministro en un sistema hidrotérmico, con incremento acelerado de renovables no convencionales, como el colombiano.
- Participación de Recursos Energéticos Distribuidos. Se recomienda promover que la demanda y otros recursos como la generación distribuida y el almacenamiento participen en el mercado spot y el mercado de confiabilidad, representados por agregadores o por los comercializadores.
- Mejoras en la planificación y expansión de la transmisión. Se recomienda incluir nuevos criterios en la planificación de la red, así como modificar la definición de Sistema de Transmisión Nacional (STN).
- Interconexiones internacionales. Para potenciar los beneficios de las interconexiones internacionales se requiere:
 - (i) definir como política energética la creación de un hub energético para transar energía,
 - (ii) contar con esquemas de armonización regulatoria,
 - (iii) crear la figura de Agente Internacional que pueda negociar libremente en los diferentes mercados
 - (iv) desarrollar un mercado de contratos que sea líquido y que garantice la formación de portafolios de bajo riesgo para las partes,
 - (v) permitir el libre acceso a las interconexiones,
 - (vi) incluir dentro de las obras de expansión de la red aquellas interconexiones que su beneficio social sea mayor a uno y
 - (vii) permitir desarrollar interconexiones a riesgo.

Para la red de distribución

- Incorporación de recursos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés). Los expertos nacionales encuentran que, con el fin de eliminar la discrecionalidad de los requisitos, es necesario facilitar las conexiones con seriedad, seguridad y confiabilidad, y acelerar la incorporación de DER.
- Diseño de tarifas reguladas flexibles para usuarios finales.
- Aumento de la visibilidad y transparencia de los sistemas de distribución.
- Planificación y remuneración de los sistemas de distribución.
- Creación de plataformas distribuidas para compra de servicios de red

- El nuevo papel del distribuidor. Se propone que el distribuidor se convierta en un operador de la red y se dé la separación estructural de los negocios de distribución y comercialización.

Para el mercado de Gas Natural

- Confiabilidad del suministro y seguridad del abastecimiento: Se plantea un nuevo esquema de planeamiento que garantice una oferta de gas natural plena con horizontes móviles de 10 años
- Expansión del sistema de transporte de gas y de los proyectos de confiabilidad.
- Remuneración del servicio de transporte y metodología tarifaria.
- Operación del mercado. Crear un nuevo agente institucional en el sector denominado Gestor Técnico Independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento y un Centro de Transacciones Virtual (HUB).
- Coordinación gas-electricidad. La coordinación y participación de las termoeléctricas de gas se logra: (i) con el cambio de enfoque en el planeamiento de suministro y transporte propuesto, que evita acudir al estatuto de racionamiento de gas y limitar la oferta de gas y/o transporte; (ii) con la eliminación de los tiempos de nominación del suministro de gas (6 horas), permitiendo que las termoeléctricas puedan tomar el gas de la red de transporte en el momento en que el CND las requiera.

Recomendaciones en términos de cobertura y subsidios

- Cobertura de energía eléctrica. Continuar con la realización de una planificación integrada para identificar las inversiones y proyectos para el logro de las metas al menor costo posible y establecer prioridades y costos de referencia.
- Marco institucional y de gobernanza eléctrica. Que la UPME sea el planificador exclusivo del sector y realice la viabilización de los proyectos
- Mejoramiento de la calidad del servicio. Definir y fijar metas de calidad diferenciadas entre zonas rurales y urbanas y metas de calidad para diferentes niveles de desarrollo, por ejemplo, establece niveles de calidad aceptable en las ZNI, aceptando metas de mejoramiento gradual y contando con un esquema de revisión y evaluar del cumplimiento de las metas.
- Cobertura de gas natural, GLP y disminución del consumo de leña.
- Fondos. Unificar los fondos FAER y FAZNI. En términos de focalización, los recursos de los fondos energéticos deben destinarse exclusivamente a aquellas soluciones que no resulten rentables para los particulares.
- Diseño y formulación de subsidios. El actual sistema de estratos no es una herramienta efectiva de focalización.

Recomendaciones al marco institucional y regulatorio

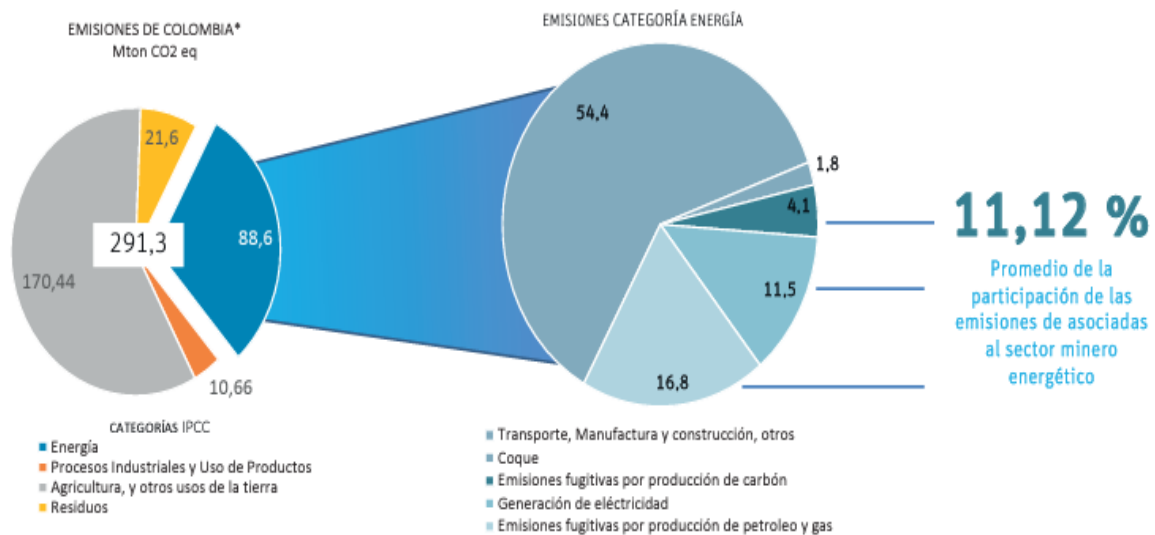
- Límites a la integración horizontal y vertical. Se recomienda revisar si empresas en un sector competitivo deben estar integradas con actividades reguladas, dado que en un sector maduro

no deberían existir mayores ventajas a integrarse porque el mercado brinda ventajas similares a la integración.

- Gobernanza del sector. El Ministerio debe fijar los objetivos de política energética a través del Plan Energético Nacional y es 93 Misión de Transformación Energética: hoja de ruta para la modernización e inclusión de nuevas tecnologías en el sector eléctrico deseable que estos sean definidos a través de documentos CONPES.
- La planeación debe seguirse haciendo desde la UPME.
- Regulación de los sectores de energía. Que se asigne legalmente a la CREG (incluyendo gas y combustibles líquidos).

Colombia presenta una condición asimétrica fundamental, ya que, si bien sus emisiones de gases de efecto invernadero solo representan el 0,46% del total global, es uno de los países que tienen mayor condición de vulnerabilidad al cambio climático, debido a su geografía y localización. la participación de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) del sector minero energético, es de alrededor del 11% de las emisiones totales del país. A nivel nacional, el sector minero energético tiene una meta de reducción de emisiones de 11,2 millones de toneladas de CO₂, que corresponden al 18% del objetivo de Colombia, una cifra ambiciosa cuando se considera que el peso actual de esas emisiones es cercano al 10%.

Participación de las emisiones del sector minero energético en el país en el año 2019



Fuente: documento transición energética de Colombia, adaptado del NDC, 2020

En 2019, las emisiones contabilizadas por el sistema de monitoreo del Ministerio de Minas y Energía visibilizaron valores entre las 32 y 34 millones de toneladas de CO₂ equivalente, de los cuales el 12% están asociadas a la extracción de carbón, el 5% al proceso de producción de coque, 32% a la

generación de energía en el SIN, 1% a la generación de energía en las ZNI, y el 49% a los procesos de extracción, almacenamiento, transporte y tratamiento de hidrocarburos.

Desembolsos de Findeter en el Sector Energético

Desembolsos de Findeter en el Sector de Energía - Enero de 2022 a Febrero 10 de 2023						
Departamento	Municipio	Beneficiario	Tipo de entidad	Uso	Monto	
Antioquia	Itagüí	C.I. J Y J Distribuciones S.A.S.	Privado	Capital Trabajo	500	
		Medellín	Isagen S.A. E.S.P.	Privado	Capital Trabajo	100.000
		Pequeña Central Hidroeléctrica	Privado	Inversion	4.500	
		Hz Energy S.A.S. E.S.P.	Privado	Capital Trabajo	100	
Arauca	Arauca	Tecnioriente Energy And Well S	Privado	Capital Trabajo	420	
		Tame	Estacion De Servicio Nuevo Sant	Privado	Capital Trabajo	2.500
Atlántico	Barranquilla	Servicios Integrales De Ingenier	Privado	Capital Trabajo	100	
		Salzedo & Muñoz Inversiones Sa	Privado	Capital Trabajo	350	
Bogotá, D. C.	Galapa	Almayore S.A.S.	Privado	Capital Trabajo	300	
		Bogotá, D.C.	Green Home Sas	Privado	Sustitucion Deuda	150
		Genersa S.A.S. E.S.P.	Privado	Capital Trabajo	5.300	
		Wattle Petroleum Company S.A	Privado	Capital Trabajo	1.250	
		Inversiones Velasquez L&L S A S	Privado	Capital Trabajo	150	
		Industrias Proton Limitada	Privado	Capital Trabajo	1.000	
		Enersolar S.A.S.	Privado	Capital Trabajo	500	
		Servicios Especializados De Turb	Privado	Capital Trabajo	280	
		Provetecmar Sociedad Anonima	Privado	Capital Trabajo	276	
		Inversegg Sas	Privado	Capital Trabajo	270	
		Emisa Trading Sas	Privado	Capital Trabajo	248	
		Industria Electro Mecanica Inel	Privado	Capital Trabajo	200	
		Proyectos De Energia Electrica Y	Privado	Capital Trabajo	195	
		Calidad De Energia Sas	Privado	Capital Trabajo	180	
		Total Services De Colombia Sas	Privado	Capital Trabajo	170	
		Medelectric Ingenieria Sas	Privado	Capital Trabajo	150	
Cevca Ingenieria Ltda	Privado	Capital Trabajo	84			
Colvibra Sas	Privado	Capital Trabajo	70			
Bolívar	Cantagallo	Union Temporal Generacion Col	Privado	Sustitucion Deuda	50	
		Cartagena De In	Caribemar De La Costa S.A.S Esp	Publico	Capital Trabajo	2.550
		Termocandelaria S. E. C. E.S.P.	Privado	Sustitucion Deuda	60.000	
		Inversion	91			
Caldas	Manizales	Municipio De Magangue	Entidad Territori	Inversion	155	
		Global A S T S.A.S	Privado	Inversion	25.200	
Caquetá	Florencia	Gases Del Caguan S.A.Esp.	Privado	Inversion	77	
Chocó	Istmina	Comercializadora De Combustib	Privado	Capital Trabajo	200	
Huila	Neiva	Opdc Inversiones S.A.S	Privado	Capital Trabajo	562	
Magdalena	Santa Marta	Districom J.M. S.A.S.	Privado	Inversion	464	
Norte De Santander	Cúcuta	Centrales Electricas Del Norte D	Publico	Capital Trabajo	150	
		Carbomaz S.A.S	Privado	Inversion	30.000	
		Combusnort Sas	Privado	Capital Trabajo	7.000	
		Empresa De Energia De Pereira S	Publico	Capital Trabajo	300	
Risaralda	Pereira	Sociedad Productora De Energia	Privado	Sustitucion Deuda	30.000	
San Andrés	San Andrés	Ingenieria Y Servicios Sociedad	Privado	Capital Trabajo	8.000	
Santander	Bucaramanga	Inversion		Capital Trabajo	500	
		Ortega	Estacion De Servicio El Prado Se	Privado	Inversion	1.364
Tolima	Ortega	Estacion De Servicio El Prado Se	Privado	Capital Trabajo	50	
Valle Del Cauca	Cali	Enertotal S.A. Esp	Privado	Sustitucion Deuda	9.000	
		Fuentes De Energias Renovables	Privado	Capital Trabajo	4.500	
		Deltec Sa	Privado	Capital Trabajo	999	
		914				
		2.200				
		Distriaceites Ag S.A.S.	Privado	Capital Trabajo	150	
		Saranto S.A.S.	Privado	Capital Trabajo	150	
		Robenheim Y Cia S.A.S.	Privado	Capital Trabajo	50	
		Energias Renovables Del Valle S	Privado	Inversion	24.500	
		Yumbo	Celsia Colombia Sa Esp	Privado	Capital Trabajo	180.000
Total					549.563	

Fuente: Jefatura de Inteligencia de Negocios - Cifras en millones de pesos

Los desembolsos de Findeter en el sector de la Energía durante el periodo enero de 2022 a febrero 10 de 2023, ascienden a \$549.563 millones de pesos. De este total se desembolsaron en crédito directo \$25.200 millones y \$524.363 millones en crédito de redescuento

Sector	Credito Directo	Redescuento	Total
Energia	25.200	524.363	549.563
Total	25.200	524.363	549.563

Cifras en millones de pesos

Los beneficiarios de estos desembolsos fueron en su mayoría privados, con \$364.363 millones, mientras que los públicos sumaron \$160.000 millones, y entidades territoriales en crédito directo sumaron \$25.200 millones:

Tipo Beneficario	Credito Directo	Redescuento	Total
Entidad Territorial	25.200		25.200
Privado		364.363	364.363
Publico		160.000	160.000
Total	25.200	524.363	549.563

Cifras en millones de pesos

Los desembolsos, en su mayoría fueron para capital de trabajo, con \$376.361 millones, seguido de sustitución de deuda con \$86.850 millones, y para inversión la suma de \$86.351 millones:

Uso	Credito Directo	Redescuento	Total
Capital Trabajo		376.361	376.361
Sustitucion Deuda		86.850	86.850
Inversion	25.200	61.151	86.351
Total	25.200	524.363	549.563

Cifras en millones de pesos

Estos desembolsos se hicieron por las líneas especiales en un monto de \$492.676 millones, seguido de tasas de cartelera por \$31.687 millones y finalmente por tasa compensada en \$25.200 millones.

Línea	2022	2023	Total
Especial	392.676	100.000	492.676
Cartelera	31.537	150	31.687
Compensada	25.200		25.200
Total	449.413	100.150	549.563

Cifras en millones de pesos

Pipeline de proyectos potenciales de Findeter en el Sector Energético

Pipeline de negocios potenciales de Findeter en el Sector de Energia a Febrero 10 de 2023			
Beneficiario	3. Tramite	4. Desembolso	Total
Carton De Colombia S.A.	290.000		290.000
Empresas Publicas De Medellin E.S.P.	200.000		200.000
Isagen S.A. E.S.P.	200.000		200.000
Vatia S.A. E.S.P.	145.000		145.000
Papeles Nacionales S.A		120.000	120.000
C. Y.P. Del R. S.A	72.000		72.000
Pequeña Central Hidroeléctrica Ovejas S.A.S. E.S.P	56.000		56.000
Centrales Electricas Del Norte De Santander S.A. Esp	35.000		35.000
Fideicomiso Fafpg Proyecto Solaris	30.900		30.900
Empresa De Energia Del Quindio E S P	10.800		10.800
Energias Renovables Del Valle S.A.S.E.S.P	35.000		35.000
Desarrollo Electrico Del Rio Guatapuri Sas Esp	26.000		26.000
Impetu Energia Sas Esp	22.300		22.300
Gases Del Oriente S.A. Empresa De Servicios Publicos Domiciliarios	22.000		22.000
Instituto De Valorizacion De Manizales	20.000		20.000
Centrales Electricas De Narino S.A.E.S.P	18.000		18.000
Electrificadora Del Caqueta S.A. Esp	15.000		15.000
Pch Inmaq Sas Esp		12.600	12.600
Sociedad Comercializadora De Carbones Carbonara Sas	7.000		7.000
Arauca Iluminada Sas Esp	7.000		7.000
Inversiones Foncarbon Sas	1.000		1.000
Gmc Group Sas	450		450
Total	1.213.450	132.600	1.346.050

Fuente: Jefatura de Inteligencia de Negocios - Vicepresidencia Comercial

Los negocios potenciales en poder de la fuerza comercial, en sus etapas finales de trámite y desembolso suman 1.3 billones, de los cuales la regional noroccidental tiene \$516.900 millones, seguido de pacífico con \$488.000 millones y eje cafetero con \$222.800 millones.

Pipeline de negocios potenciales por regional

Regional Final	3. Tramite	4. Desembolso	Total
1. Centro	16.000		16.000
2. Caribe	30.900		30.900
3. Pacífico	488.000		488.000
4. Noroccidental	504.300	12.600	516.900
5. Nororiental	71.450		71.450
6. Eje Cafetero	102.800	120.000	222.800
Total	1.213.450	132.600	1.346.050

Cifras en millones de pesos

Del total de oportunidades, 1.01 billones son para sector privado, mientras que \$333.800 son para sector público:

Pipeline de negocios potenciales por tipo

Tipo	3. Tramite	4. Desembolso	Total
Privada	879.650	132.600	1.012.250
Pública	333.800		333.800
Total	1.213.450	132.600	1.346.050

Cifras en millones de pesos

Por tipo de uso, los negocios potenciales para inversión suman \$903.600 millones, mientras que para capital de trabajo se registran \$442.450 millones:

Pipeline de negocios potenciales por uso

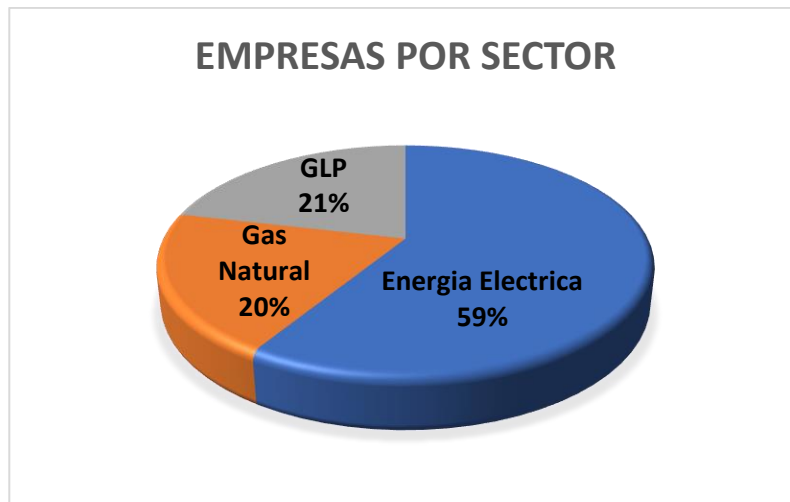
* Uso de los Recursos	3. Tramite	4. Desembolso	Total
Inversión	771.000	132.600	903.600
Capital de Trabajo	442.450		442.450
Sustitución de Deuda			0
Total	1.213.450	132.600	1.346.050

Cifras en millones de pesos

Las Empresas de Energía en Colombia

Tomando como fuente la base de datos de empresas del sector de energía en Colombia que regula la CREG, las empresas que operan el mercado de Energía se clasifican en Energía Eléctrica, Gas Natural, GLP y Combustibles Líquidos, y son un total de 1.025. De energía eléctrica hay 603 empresas, con una participación del 59% del mercado, de Gas Natural existen 203 empresas, con una participación del 20%, y finalmente un total de 219 empresas de GLP, con una participación del 21% sobre el total.

Sector	# Empresas	%
Energía Eléctrica	603	59%
Gas Natural	203	20%
GLP	219	21%
Total	1025	100%



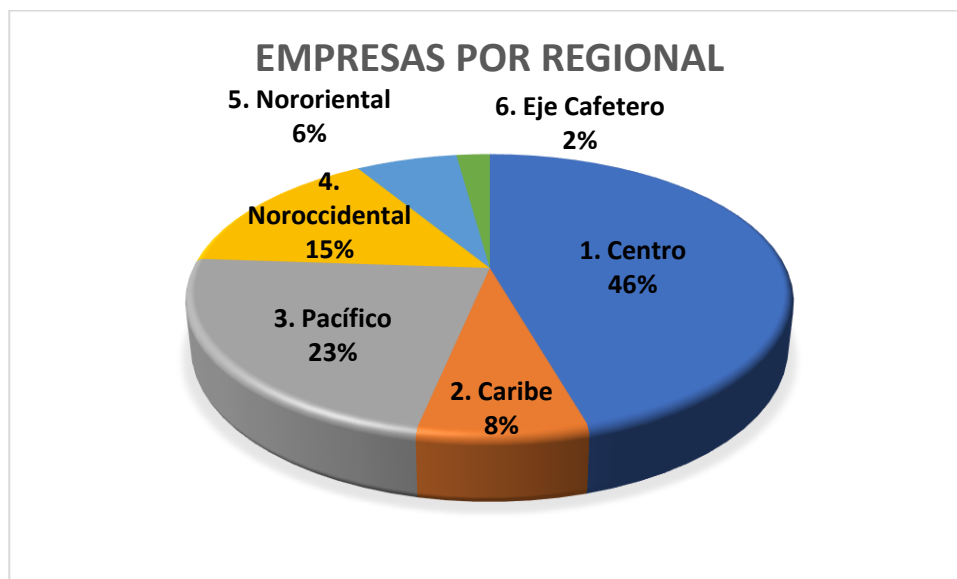
De acuerdo con el Ministerio de Energía y la CREG, las empresas oficialmente autorizadas para operar en el mercado de Energía Eléctrica son un total de **603**, de las cuales 246 son comercializadoras, 203 se dedican a la generación y la comercialización, 135 empresas son distribuidoras, 18 son transmisoras y 1 se desempeña como operador del mercado.

Sector/Servicio	# Empresas
Energia Electrica	603
Comercialización	246
Distribución - Comercialización	135
Generación Comercialización	203
Operador de Mercado	1
transmisión	18
Gas Natural	203
Comercializacion	123
Distribucion	51
Transporte	9
Produccion	20
GLP	219
Distribucion	68
Comercializacion Minorista	59
Ductos	35
Transporte	2
Comercializacion Mayorista	55
Total	1025

Las empresas oficialmente autorizadas para operar en el mercado de Gas Natural son un total de **203**, de las cuales 123 son comercializadoras, 51 son empresas distribuidoras, 9 de transporte y 20 de producción.

En cuanto a GLP, coexisten un total de 219 empresas, de las cuales 68 son de distribución, 59 son comercializadoras minoristas, 35 se dedican a ductos, 2 a transporte y 55 a comercialización mayorista.

Por regionales de Findeter, del total de las 1025 empresas, 467 pertenecen a la regional centro, 79 pertenecen a la regional caribe, 234 pertenecen a la regional pacifico, 156 a la regional noroccidental, 67 a la regional nororiental y 22 a la regional eje cafetero.



Con fines comerciales, se presenta el total de las 384 empresas distribuidas por regionales, **que no han tenido desembolsos** y que están ubicadas en ciudades principales y áreas metropolitanas.

Regional	# Empresas
1. Centro	219
2. Caribe	36
3. Pacífico	73
4. Noroccidental	28
5. Nororiental	20
6. Eje Cafetero	8
Total general	384

A continuación, se presenta la distribución por tipo de servicio de las 1025 empresas por regionales de Findeter.

Regional/Servicio	Sector			Total
	Energía Eléctrica	Gas Natural	GLP	
1. Centro	185	126	156	467
Comercialización	83			83
Distribución - Comercialización	33			33
Generación Comercialización	62			62
transmisión	7			7
Comercialización		76		76
Distribución		27	51	78
Comercialización Minorista			38	38
Ductos			20	20
Transporte		3	1	4
Comercialización Mayorista			46	46
Producción		20		20
2. Caribe	44	29	6	79
Comercialización	18			18
Distribución - Comercialización	9			9
Generación Comercialización	16			16
transmisión	1			1
Comercialización		21		21
Distribución		6	1	7
Comercialización Minorista			2	2
Ductos			1	1
Transporte		2	1	3
Comercialización Mayorista			1	1
3. Pacífico	211	4	19	234
Comercialización	83			83
Distribución - Comercialización	60			60
Generación Comercialización	66			66
transmisión	2			2
Comercialización		2		2
Distribución		1	6	7
Comercialización Minorista			7	7
Ductos			3	3
Transporte		1		1
Comercialización Mayorista			3	3
4. Noroccidental	128	11	17	156
Comercialización	47			47
Distribución - Comercialización	26			26
Generación Comercialización	49			49
Operador de Mercado	1			1
transmisión	5			5
Comercialización		8		8
Distribución		2	6	8
Comercialización Minorista			7	7
Ductos			2	2
Transporte		1		1
Comercialización Mayorista			2	2
5. Nororiental	19	31	17	67
Comercialización	10			10
Distribución - Comercialización	4			4
Generación Comercialización	3			3
transmisión	2			2
Comercialización		15		15
Distribución		14	3	17
Comercialización Minorista			4	4
Ductos			8	8
Transporte		2		2
Comercialización Mayorista			2	2
6. Eje Cafetero	16	2	4	22
Comercialización	5			5
Distribución - Comercialización	3			3
Generación Comercialización	7			7
transmisión	1			1
Comercialización		1		1
Distribución		1	1	2
Comercialización Minorista			1	1
Ductos			1	1
Comercialización Mayorista			1	1
Total	603	203	219	1025

Findeter ha desembolsado recursos, desde el año 2000 hasta el 14 de febrero de 2023, por un total de 8,2 billones de pesos para el sector, en donde los mayores desembolsos fueron para la Regional Pacifico con \$2.01 billones, seguido de la Regional Noroccidental con \$1.7 billones, la Regional Caribe con \$1.6 billones, Nororiental con \$1.5 billones, la Regional Centro con \$cerca de 900.000 millones y Eje Cafetero con \$500.000 millones:

Desembolsos de Findeter Sector Energía por regionales Año 2000 a la fecha

Regional	
Pacifico	2.091.379.648.947
	25,28%
Noroccidental	1.689.941.681.743
	20,43%
Caribe	1.579.972.066.551
	19,10%
Nororiental	1.499.556.933.250
	18,13%
Centro	897.109.727.167
	10,84%
Eje	514.348.150.342
	6,22%
Total Suma de Monto Desembolso 2000 a 14feb2023	8.272.308.208.000

El siguiente cuadro muestra la distribución de los desembolsos por regional, por tipo de subsector de energía y por tipo de servicio, en donde se puede apreciar que los mayores desembolsos fueron para el sector de energía eléctrica, seguido de gas natural y por último GLP:

Regional	Sector	Servicio	Suma de Monto Desembolso 2000 a 14feb2023	
Pacífico	1. Energía Eléctrica	1.1. Generación	383.745.257.856	
		1.2. Comercialización	408.125.303.620	
		1.3. Distribución	391.821.366.453	
		1.4. Trasmisión	359.913.905.670	
	2. Gas Natural	2.2. Comercialización	446.237.763.883	
		2.3. Distribución	86.323.858.213	
		2.4. Transporte	-	
		3.1. Comercializador Mayorista	3.909.566.354	
	3. Glp	3.2. Comercializador Minorista	3.891.840.320	
		3.3. Distribución	3.705.393.289	
		3.4. Ductos	3.705.393.289	
Noroccidental	1. Energía Eléctrica	1.1. Generación	795.030.928.680	
		1.2. Comercialización	270.234.392.518	
		1.3. Distribución	115.074.843.356	
		1.4. Trasmisión	147.326.913.700	
		1.5. Operador Del Mercado	-	
	2. Gas Natural	2.2. Comercialización	236.000.000.000	
		2.3. Distribución	111.000.000.000	
		2.4. Transporte	15.274.603.489	
	3. Glp	3.1. Comercializador Mayorista	-	
		3.2. Comercializador Minorista	-	
		3.3. Distribución	-	
		3.4. Ductos	-	
Caribe	1. Energía Eléctrica	1.1. Generación	54.106.443.246	
		1.2. Comercialización	252.925.559.406	
		1.3. Distribución	249.822.054.207	
		1.4. Trasmisión	54.250.000.000	
	2. Gas Natural	2.2. Comercialización	330.055.558.140	
		2.3. Distribución	416.989.494.798	
		2.4. Transporte	221.449.971.857	
	3. Glp	3.2. Comercializador Minorista	124.328.299	
		3.3. Distribución	124.328.299	
		3.4. Ductos	-	
		3.5. Transporte	124.328.299	
	Nororiental	1. Energía Eléctrica	1.1. Generación	140.736.919.992
1.2. Comercialización			441.651.091.999	
1.3. Distribución			417.687.992.526	
1.4. Trasmisión			400.874.592.442	
2. Gas Natural		2.2. Comercialización	29.807.548.463	
		2.3. Distribución	29.807.548.463	
		2.4. Transporte	36.336.999.995	
3. Glp		3.1. Comercializador Mayorista	-	
		3.2. Comercializador Minorista	-	
		3.3. Distribución	-	
		3.4. Ductos	2.654.239.370	
Centro		1. Energía Eléctrica	1.1. Generación	160.475.830.035
	1.2. Comercialización		227.669.148.521	
	1.3. Distribución		100.529.408.641	
	1.4. Trasmisión		46.913.526.615	
	2. Gas Natural	2.1. Producción	17.149.791.169	
		2.2. Comercialización	166.649.250.999	
		2.3. Distribución	116.058.677.197	
		2.4. Transporte	1.885.608.781	
	3. Glp	3.1. Comercializador Mayorista	14.977.600.782	
		3.2. Comercializador Minorista	14.887.694.756	
		3.3. Distribución	17.640.841.494	
		3.4. Ductos	12.272.348.177	
3.5. Transporte		-		
Eje	1. Energía Eléctrica	1.1. Generación	119.979.025.628	
		1.2. Comercialización	124.714.537.559	
		1.3. Distribución	124.714.537.559	
		1.4. Trasmisión	63.568.390.138	
	2. Gas Natural	2.2. Comercialización	39.837.829.729	
		2.3. Distribución	39.837.829.729	
	3. Glp	3.1. Comercializador Mayorista	-	
		3.2. Comercializador Minorista	-	
		3.3. Distribución	-	
		3.4. Ductos	1.696.000.000	
	Total			8.272.308.208.000

Una empresa comercializadora se dedica, principalmente, a la compra de la electricidad al por mayor y su venta a los clientes con los que ha firmado un contrato de suministro. No posee activos físicos de generación, transporte o distribución de electricidad, es decir, solo realiza una actividad comercial. Esto significa que no dispone de infraestructuras propias de transporte de energía eléctrica, y que la electricidad que sus clientes contratan circulará a través de las redes eléctricas de las empresas de distribución existentes, a cambio del pago de un peaje por el uso de dichas redes.

Las distribuidoras de luz o gas son las empresas que se encargan de llevar la energía hasta el punto de suministro a través de la red de distribución. También se encargan del mantenimiento y gestión de la red, ocupándose de solucionar las posibles averías que puedan surgir en la misma

Actualmente el negocio es prestado por más de un centenar de empresas, entre pequeñas, medianas y grandes. Sin embargo, la mayor parte de la torta en esta actividad que representa ingresos anuales por cerca de \$12 billones (más de \$9 billones en distribución y \$2,5 billones en comercialización), está en manos de tres compañías que tienen a su cargo el 50% de la operación.

Así, Empresas Públicas de Medellín (EPM), Empresa de Energía de Pereira (EEP) y el Grupo Energía Bogotá (GEB) dominan el negocio en la prestación del servicio de energía eléctrica, mientras que el 50% restante en distribución está en compañías públicas y privadas con alcance departamental o municipal.

De acuerdo con ANDESCO, el cubrimiento en el servicio de energía es cercano al 97,5%, y el consumo de corriente eléctrica al cierre del 2021, con respecto al 2020 creció un 5,2%. El gremio reitera además que, para diciembre del año pasado, este sector de servicios públicos y comunicaciones representaba entre el 6,7% y el 7% del PIB, en donde la distribución de energía eléctrica podría significar la mitad, lo que muestra una importante participación. **(Ver Anexo 1 de bases de datos de las Empresas de Energía en Colombia).**

Conclusiones

- La Ley 679 de 2001 declaró el uso racional y eficiente de la energía (URE) como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales.
- Mediante el Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PAI-PROURE) 2017 – 2022, adoptado por el Ministerio en 2016, se definieron las metas de eficiencia energética y líneas de acción sectoriales.
- En cumplimiento de los acuerdos internacionales, Colombia lanza la transformación de sus sistemas energéticos con unas políticas claras: aumentar la participación de las energías renovables no convencionales de menos del 1% a más de 12% en la matriz energética para el 2022; elevar su objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 20% al 51% para 2030; y hacer de la “reactivación sostenible” la fuerza que impulsa su estrategia de recuperación económica.
- En el año de 1992 en la Cumbre para la Tierra, dio lugar a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), en donde un total de 197 países ratificaron la Convención, cuyo objetivo es lograr la estabilización de las concentraciones de

GEI en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático.

- Mediante el protocolo de Kyoto en 1995, la comunidad internacional inició negociaciones para fortalecer la respuesta mundial al cambio climático. Dos años después, en 1997, 83 países firmaron y 46 ratificaron su obligación de cumplir unas metas de reducción de emisiones.
- En la 21ª Conferencia de las Partes (COP21) de la CMNUCC (o la Conferencia sobre el Cambio Climático de París) se logró un acuerdo histórico para combatir el cambio climático; acelerar e intensificar las acciones y las inversiones necesarias para un futuro sostenible con bajas emisiones de carbono, limitar el calentamiento global a 1,5 °C, limitar el calentamiento global a 1,5 °C en lugar de 2 °C.
- En septiembre del 2000, 147 países se dieron cita para establecer los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM), que marcarían las estrategias para conducir los principales problemas asociados a las economías, las industrias, la educación y la protección de sus recursos naturales en los próximos años.
- Los documentos CONPES de política pública relacionados con la política de crecimiento verde (3934) y política para el mejoramiento de la calidad del aire (3943) se constituyen en la base para la generación de bajas emisiones y calidad del aire en el país.
- El Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE) es un lineamiento de política pública para promover el mejor uso de los recursos energéticos.
- El PAI-PROURE 2022-2030 tiene como visión a 2030 reducir la brecha tecnológica en el uso de la energía mediante la adopción de medidas, dispositivos y equipos costo eficientes.
- En el sector transporte los objetivos del PAI-PROURE son la sustitución de combustibles líquidos o Adquisición de vehículos eléctricos, la adquisición de vehículos nuevos dedicados a gas combustible para el transporte de pasajeros y carga, la renovación de flota o Adquisición de vehículos de tecnología híbrida (Hybrid Electric Vehicle - HEV / Plug-in Hybrid Electric Vehicle - PHEV), la conducción eficiente, la adquisición de dispositivos para la conducción eficiente, y la construcción de sistemas férreos eléctricos para el transporte de pasajeros o carga.
- La participación del tipo de medida en los ahorros potenciales agregados sobre el periodo 2022-2030 estimados en el PROURE son los siguientes: cambio de combustible 56%, cambio tecnológico 27%, digitalización 12%, buenas prácticas 4% y aprovechamiento de energía 1%.
- La participación del sector transporte en el consumo energético nacional fue del 41% en 2019. El modo que representa el mayor consumo es el carretero (88%) seguido del aéreo (10%), el marítimo (1%) y el fluvial y ferroviario cada uno con el 0.1%.
- El sector transporte es donde se requieren mayores inversiones, las estimaciones de los análisis beneficio costo arrojan un valor presente de 94 billones de COP de inversión incremental para el recambio de la flota en un periodo de 9 años.
- El FENOGE fue creado con la expedición de la Ley 1715 de 2014. El propósito de este fondo es financiar, gestionar y ejecutar planes, programas y proyectos de eficiencia energética y el uso de FNCE. Este fondo es uno de los principales instrumentos para movilizar proyectos que ejecuten líneas estratégicas para la reducción de gases efecto invernadero, para el sector minero energético, y para los sectores de transporte, industria, servicios y residencial.

- Los recursos del FENOGÉ provienen del recaudo de cuarenta centavos (\$0,40) por cada \$1,90 por kilovatio hora que sea despachado en la Bolsa de Energía Mayorista.
- El protocolo verde es una iniciativa creada en 2012 y renovada en 2017 que pretende alinear los esfuerzos del gobierno nacional con los del sector financiero, con el propósito que éste último incorpore e implemente las políticas y prácticas de responsabilidad ambiental en todas sus actividades en armonía con el desarrollo sostenible del país.
- Los sectores identificados como aportantes a las metas de reducción de emisiones como lo son: energías renovables no convencionales, movilidad eléctrica y proyectos de eficiencia energética, se enmarcan en lo que el sector financiero busca financiar en el futuro cercano para la descarbonización de la cartera.
- Descarbonizar la cartera, la Superintendencia Financiera ha desarrollado una propuesta denominada “Taxonomía Verde” que consiste en un sistema de clasificación de actividades económicas y de activos que contribuyen al logro de los objetivos y compromisos ambientales del país.
- En síntesis, con esta estrategia se pretende desarrollar los mercados de capitales verdes e impulsar la movilización efectiva de recursos privados y públicos hacia inversiones ambientales.
- De acuerdo con la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica, la penetración de Vehículos Eléctricos (ve) en la flota mundial es relativamente baja (aproximadamente cinco millones de vehículos eléctricos entre más de ochenta millones de vehículos). Sin embargo, se espera que para el año 2040 el 57% de las ventas globales sean de vehículos eléctricos, representando el 30% de la flota total.
- Esta estrategia contiene varios puntos como son el ordenamiento territorial, en donde la Ley 1083 de 2006 establece que los municipios que tengan que adoptar Planes de Ordenamiento Territorial (POT) en el marco de la Ley 388 de 1997, deberán formular y adoptar planes de movilidad según los parámetros allí determinados.
- Adicionalmente, la política de la estrategia contiene las medidas para lograr el mejoramiento de combustible, la política de emisiones contaminantes y calidad del aire, cambio climático y gestión del riesgo, reducción arancelaria de vehículos de cero y bajas emisiones, reducción arancelaria de vehículos de cero y bajas emisiones e incentivos tributarios.
- Bajo dicho alcance se articulan otras líneas de gestión entre las que se contempla el «Pacto por el transporte y la logística para la competitividad y la integración regional» y el «Pacto por los recursos minero-energéticos para el crecimiento sostenible y la expansión de oportunidades». Según las metas del sector transporte, el número de vehículos eléctricos al final del cuatrienio es de seis mil seiscientos vehículos con una línea base 2016 de mil seiscientos noventa y cinco vehículos.
- El Plan nacional de Desarrollo 2022-2026 en sus bases señalan que se deben impulsar las energías renovables no convencionales y la eficiencia energética en el sector transporte a través de la actualización de reglamentos y esquemas de etiqueta vehicular, la definición de estándares de eficiencia energética para vehículos y la inclusión de metas obligatorias de eficiencia energética en el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía (PROURE).
- Mediante la ley 1715 de 2014 se promueve el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía sistemas de almacenamiento de tales fuentes y uso eficiente de la energía, principalmente aquellas de carácter renovable, incentivos a la generación de energía eléctrica con fuentes no convencionales y a la gestión eficiente de la energía.

- Se consideran FNCE la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PCH), la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Además, la Ley de Transición Energética estableció como FNCE a otras fuentes como el hidrogeno verde y el hidrogeno azul.
- Colombia cuenta con un sistema hidrotérmico donde el componente hidráulico (68%) predomina sobre el recurso térmico y las demás fuentes de energía; por esta razón, la planificación y operación del sistema depende en gran medida de la gestión óptima del recurso hidráulico.
- En cuanto a la Matriz de Transición Energética, las direcciones de la política son claras: aumentar la participación de las energías renovables no convencionales de menos del 1% a más de 12% en la matriz energética para el 2022; elevar su objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 20% al 51% para 2030; y hacer de la “reactivación sostenible” la fuerza que impulsa su estrategia de recuperación económica.
- Para 2030 existe un compromiso de disminución de 51% de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Las subastas son un mecanismo idóneo para la incorporación de energías renovables a la canasta de energía del país.
- El crecimiento del PIB minero – energético fue 11,1% en 2021, lo que es cuatro veces el promedio histórico del sector 2005 - 2019, pero inferior en magnitud, a la contracción de 13,9% que tuvo en 2020.
- El PIB minero - energético de Colombia en 2021, la mayor participación estuvo asociada a transporte con 27,2% (2020: 25,7%) seguida por la actividad de la refinación, la metalurgia y la coquización con 26,3% (2020: 25,2%), extracción de hidrocarburos 16,7% (2020:19,5%) y suministro de electricidad con 10,8% (2020: 11,3%).
- Para el primer trimestre del 2022, la demanda sigue en la tendencia de recuperación, el promedio mensual fue 6.231 GWh-mes (i.e. 207,8 GWh-día), lo que corresponde a un crecimiento del 4,77% con respecto a 2021.
- En cuanto al gas natural, en 2021, la demanda anual de gas natural fue 319.021 GBTU-año, lo cual representó una disminución en el consumo de 1,42%, con respecto al registrado en 2020 (323.610 GBTU). Esta situación ratifica la desaceleración del consumo de gas natural en el país, que en los últimos 5 años ha disminuido en promedio cada año 2,4%
- En materia de energía eléctrica, se presenta la demanda promedio mensual estimada diaria con sus respectivos intervalos de confianza para el periodo 2022-2023. Se estima que en el corto plazo (próximos 2 años) con un nivel de confianza al 95%, la demanda diaria del SIN se encuentre entre 191 a 232 GWh-día y entre 196 a 226 GWh-día con una confianza de 68%. El crecimiento promedio esperado de la demanda para los dos próximos años es de 3,1%.
- Entre marzo de 2022 y diciembre de 2036, el crecimiento de la demanda es de 9,5%. En promedio, cada mes la demanda crece 0,05%. Se estima que el consumo proyectado de gas natural presente una tendencia creciente moderada, con un crecimiento promedio anual esperado de 0,50%, el cual podría variar en un rango de entre 0,11% y 2,25%
- Con estas expectativas de demanda de energía en el país, es completamente viable continuar con la financiación por parte de Findeter de este importante sector de la economía, como aporte a la transición de la matriz energética hacia fuentes no convencionales de energías renovables o energías limpias, más si tenemos en cuenta que las expectativas de los negocios potenciales en poder de la fuerza comercial suman \$1,346 billones.

- Por regionales de Findeter, del total de las 1025 empresas, 467 pertenecen a la regional centro, 79 pertenecen a la regional caribe, 234 pertenecen a la regional pacifico, 156 a la regional noroccidental, 67 a la regional nororiental y 22 a la regional eje cafetero.
- De acuerdo con el Ministerio de Energía y la CREG, las empresas oficialmente autorizadas para operar en el mercado de Energía Eléctrica son un total de 603, de las cuales 246 son comercializadoras, 203 se dedican a la generación y la comercialización, 135 empresas son distribuidoras, 18 son transmisoras y 1 se desempeña como operador del mercado.
- En Gas Natural y GLP, en el país existen 422 empresas de las cuales 203 se dedican a la explotación de Gas Natural y 219 a GLP. De este total, en la Regional Centro de Findeter, se concentra un total de 282 empresas, en la Regional Caribe 35, en Pacifico 23, Noroccidental ubica a 28, Nororiental un total de 48 y Eje Cafetero 6.
- Findeter ha desembolsado recursos, desde el año 2000 hasta el 14 de febrero de 2023, por un total de 8,2 billones de pesos para el sector, en donde los mayores desembolsos fueron para la Regional Pacifico con \$2.01 billones.
- En este periodo, Findeter ha concentrado sus mayores desembolsos en el sector de energía eléctrica, seguido de gas natural y por último GLP.

Fuentes

<https://www.minenergia.gov.co/>
<https://www1.upme.gov.co/Paginas/default.aspx>
<https://www.dnp.gov.co/DNPN/Plan-Nacional-de-Desarrollo/Paginas/Pactos-Transversales/Pacto-por-los-recursos-minero-energeticos/recursos-mineroenergeticos-para-el-crecimiento-sostenible.aspx>
<https://www.usaid.gov/es/news-information/fact-sheets/env-scaling-renewable-energy-activity-sure>
<https://www.bnamerica.com/es/reportajes/los-11-principales-proyectos-solares-de-colombia>
https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/PEN_2020_2050/Resumen_Ejecutivo_PEN_2020_2050.pdf
<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
[Ley 697 de 2001 – Uso racional y eficiente de la energía URE.](#)
[Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015.](#)
[Ley 1715 de 2014](#)
[Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica](#)
[CONPES 3934](#)
[CIONPES 3943](#)
[UPME. \(2021\). Proyección Demanda Energía Eléctrica y Gas Natural 2021 - 2035. Bogotá D.C.](#)
www.asoenergia.com/sites/default/files/2023-01/Vf_Informe%20sectorial%20Asoenergía%20No.%2033%20-%20Diciembre%202022.pdf
www.minenergia.gov.co/documents/5856/TRANSICION_ENERGETICA_COLOMBIA_BID-MINENERGIA-2403.pdf
www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_proyeccion_demanda_energeticos.pdf
<https://www.creg.gov.co/sectores-que-regulamos-1>