

# Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia

**Iván Duque Márquez**

Presidente de la República

**Diego Mesa Puyo**

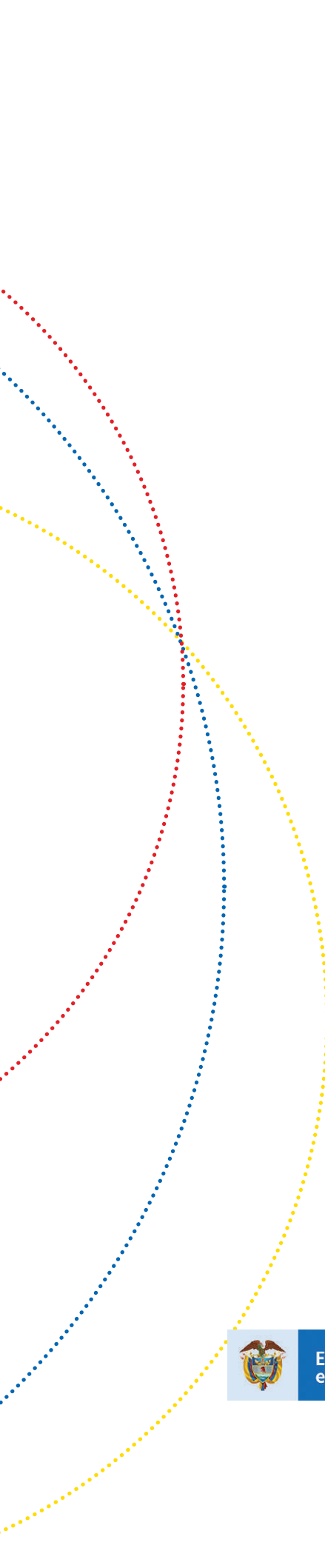
Ministro de Minas y Energía



El futuro  
es de todos

Gobierno  
de Colombia





# Transición energética:

un legado para el presente  
y el futuro de Colombia



El futuro  
es de todos

Gobierno  
de Colombia





## **Transición energética:** un legado para el presente y el futuro de Colombia

### Autores:

Presidente de la Republica de Colombia, Iván Duque Márquez  
Ministro de Minas y Energía de Colombia, Diego Mesa Puyo  
Viceministro de Energía de Colombia, Miguel Lotero Robledo  
Viceministra de Minas de Colombia, Sandra Sandoval Valderrama

Agradecemos a todas las personas que han integrado el equipo de la transición energética de Colombia, a la exministra de Minas y Energía, María Fernanda Suárez Londoño, y en general a todos los funcionarios que participaron en esta publicación, en especial a:

Mónica Gasca Rojas, Asesora del Ministro de Minas y Energía  
María Camila Muñoz Gomez, Secretaria Privada del Ministro de Minas y Energía  
Luis Julián Zuluaga López, Director de Energía Eléctrica  
José Manuel Moreno Casallas, Director de Hidrocarburos  
Julián Rojas Rojas, Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales  
María Andrea Camacho Arenas, Coordinadora de la Unidad de Resultados  
Lucas Arboleda Henao, Jefe de la Oficina Asesora Jurídica  
Greace Vanegas Camacho, Jefe de la Oficina de Comunicaciones  
Diego Grajales Campos, Coordinador del grupo de Cambio Climático

Igualmente, agradecemos el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo para hacer posible esta publicación, en particular a:

Tomás Bermúdez, Gerente del Departamento de Países del Grupo Andino  
Ignacio Corlazzoli, Representante del Banco Interamericano de Desarrollo en Colombia  
Ariel Yepez García, Jefe de la División de Energía  
Alexandra Planas Marti, Especialista Senior de Energía

### Edición:

Ricardo Ávila Pinto, Editor

### Fotografías:

Cesar Nigrinis Name, Fotógrafo  
Edward Barragán Ortíz, Realizador Audiovisual

### Diseño y Diagramación

William Cruz Corredor  
La Imprenta Editores S.A.

### Impresión

La Imprenta Editores S.A.  
[www.laimprentaeditores.com](http://www.laimprentaeditores.com)

### Cita de referencia:

Ministerio de Minas y Energía (2021). Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia.

Para más información o envío de comentarios: [menergia@minenergia.gov.co](mailto:menergia@minenergia.gov.co)

*Exención de responsabilidad: Las opiniones expresadas en esta publicación son propias de los autores y reflejan la postura del Gobierno de Colombia, pero no necesariamente reflejan la opinión del Banco Interamericano de Desarrollo, su Directorio o los demás países que representa.*

# Contenido

---

	<b>La transición energética en Colombia es una realidad</b>	5
	<i>Iván Duque Márquez</i>	
<b>PRÓLOGO</b>	<b>Transición energética en América Latina y el Caribe</b>	9
	<i>Mauricio Claver-Carone</i>	
	<b>La transición energética de Colombia</b>	11
	<i>Dr. Daniel Yergin</i>	
	<b>La política pública: el gran habilitador de la transición energética en Colombia</b>	15
	<i>Diego Mesa Puyo</i>	
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>La transición energética: una realidad global</b>	21
<b>CAPÍTULO 1</b>	<b>Política para la transición energética de la administración de Iván Duque</b>	29
<b>CAPÍTULO 2</b>	<b>Subastas: un mecanismo idóneo para la incorporación de las energías renovables</b>	37
<b>CAPÍTULO 3</b>	<b>La complementariedad de los energéticos para la transición a largo plazo</b>	49
<b>CAPÍTULO 4</b>	<b>Movilidad sostenible y eficiencia energética</b>	55
<b>CAPÍTULO 5</b>	<b>El usuario como centro de la transformación</b>	67
<b>CAPÍTULO 6</b>	<b>Compromiso con la equidad y el poder de transformar vidas con la energía</b>	77
<b>CAPÍTULO 7</b>	<b>Misión de transformación energética: hoja de ruta para la modernización e inclusión de nuevas tecnologías en el sector eléctrico</b>	87
<b>CAPÍTULO 8</b>	<b>Plan integral de cambio climático en el sector energía</b>	97
<b>CAPÍTULO 9</b>	<b>Perspectivas y nuevas tecnologías</b>	105
<b>EPÍLOGO</b>	<b>Acciones de política pública para consolidar la transición energética</b>	115
	<i>Miguel Lotero Robledo</i>	
<b>ANEXO</b>	<b>Prologue – Colombia’s energy transition</b>	119
	<i>Dr. Daniel Yergin</i>	
<b>REFERENCIAS</b>		123





# LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA ES UNA REALIDAD

**Iván Duque Márquez**

*Presidente de la República de Colombia*

Iniciar la revolución de las energías renovables no convencionales en Colombia. Esa era una de las grandes apuestas con las que soñaba emprender en el país desde que fui Senador de la República, entre los años 2014 y 2018. Manifesté mi visión a empresarios del sector en 2016, en medio de la crisis que desató el Fenómeno de El Niño por el bajo nivel de los embalses y nuestra dependencia de fuentes hídricas para la generación de energía.

Ratifiqué este compromiso tras mi elección como Presidente, con una meta que para muchos era imposible de lograr: superar el 10% de participación de este tipo de fuentes, como la solar y la eólica, en nuestra matriz de generación eléctrica. De esta manera, lograríamos complementar esa capacidad hídrica y térmica, para asegurar confiabilidad y una mayor protección del medio ambiente. En solo dos años de Gobierno, lo que parecía inalcanzable empezó a hacerse realidad.

En agosto de 2018, el país contaba con dos proyectos de energías renovables que sumaban cerca de 30 megavatios para la generación de energía solar y eólica. Hoy, Colombia tiene diez granjas solares que, junto a proyec-

tos de cogeneración y de autogeneración en departamentos como Córdoba, Bolívar, Chocó, Antioquia, Risaralda, Tolima, Meta y Cauca, representan más de 220 megavatios de capacidad instalada, siete veces más lo que había cuando iniciamos nuestra gestión.

En 2021, llegaremos a cerca de 1.000 megavatios y, de esta manera, seguiremos avanzando a paso firme hacia la meta de 2.400 megavatios al año 2022, es decir, un nivel superior al 12% en la participación de fuentes no convencionales de energías renovables en la matriz eléctrica.

Para comenzar a asegurar estos logros, pasamos de los anuncios a los hechos y en un trabajo conjunto con el Congreso de la República incorporamos mejoras regulatorias e incentivos económicos y comerciales en el Plan Nacional de Desarrollo, en el Decreto – Ley Antitrámites y en la Ley de Crecimiento. Por ejemplo, implementamos la sobre deducción del 50% del impuesto de renta durante 15 años por inversiones en fuentes alternativas. También, se incluyó la exclusión automática del impuesto al valor agregado (IVA) en la adquisición de insumos para la generación de energías renovables.

Asimismo, el tiempo para acceder a estos incentivos se redujo a 45 días, teniendo en cuenta que ahora no se exige trámite ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA). Igualmente, se implementó la exigencia para que entre el 8% y el 10% de la energía que adquieren los comercializadores para atender usuarios regulados provenga de proyectos de generación de fuentes renovables no convencionales.

Esto, sumado a la planeación y ejecución de un innovador modelo de subastas, hizo que nuestro país diera un salto histórico en la incorporación de energías renovables, al asegurar 14 proyectos eólicos y solares, y generar una atracción de las empresas en la masificación de la generación limpia.

Hoy Colombia se consolida como el país más atractivo para desarrollar proyectos de energías renovables en América Latina. Tenemos el mejor marco normativo, regulatorio y fiscal para la expansión de estas fuentes, una revolución que llegó para quedarse, generar oportunidades de empleo y ser dinamizador de la economía local con sostenibilidad.

Acorde con el propósito de transformar al país, además del uso de energía solar y eólica, avanzaremos en la incorporación de nuevas fuentes de generación como el hidrógeno, catalogado como el combustible del futuro por la Agencia Internacional de Energía. Este año presentaremos la hoja de ruta del hidrógeno para los próximos 30 años, con apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo.

Asimismo, con la puesta en marcha de los primeros dos pilotos para la generación de energía geotérmica en los Llanos Orientales, seguimos avanzando en la diversificación de

nuestra matriz eléctrica, haciéndola más resiliente para enfrentar los retos que impone la variabilidad climática.

Igualmente, seguimos promoviendo la movilidad sostenible y de eficiencia energética. Justamente, gracias a la Ley de Movilidad Eléctrica, sancionada en 2019, Colombia fue líder regional incrementando las ventas de vehículos eléctricos en más de un 90%, superando a países como Chile y República Dominicana.

Sumado a lo anterior, lanzaremos la hoja de ruta de la Misión de Transformación Energética. Con ella, consolidaremos la apuesta del sector eléctrico hacia la modernización. Esta hoja de ruta pone al usuario en el centro de una visión para lograr un servicio de energía cada vez más eficiente, confiable y sostenible. Así, Colombia aprovechará al máximo su potencial, se adaptará cada vez más a los riesgos y demostrará que el desarrollo sostenible de nuestro país sí es posible.

Finalmente, dentro de nuestra estrategia para la reactivación económica, posterior a la pandemia, llamada *Nuevo Compromiso por Colombia*, el sector minero-energético cuenta con 42 proyectos priorizados, los cuales generarán inversiones por 35,7 billones de pesos, 53.500 empleos y se beneficiarán 3,3 millones de colombianos en los próximos dos años.

El mundo reconoce la efectividad de esta agenda de política pública. Colombia escaló 14 posiciones en ranking de sostenibilidad energética del Consejo Mundial de Energía. En 2020 el país pasó del puesto 49 al 35, y ocupó el sexto lugar entre los países de América Latina y el Caribe. Además, según el Foro Económico Mundial, somos el país de América Latina con mayores avances hacia la transición



energética. Subimos 9 posiciones en el Índice de Transición Energética 2020, al pasar del puesto 34 al 25, en el último año.

Esta publicación, promovida por el Banco Interamericano de Desarrollo, es la consolidación de una apuesta sin precedentes en Colombia por la Transición Energética. A lo largo de nueve capítulos los lectores se adentrarán en un análisis riguroso sobre esta transformación que está viviendo el país con las mejores políticas públicas y marcos normativos, en beneficio de nuestra sociedad y de la protección

del medio ambiente para tener un desarrollo verde y sostenible.

Invito a los lectores a abrirle la puerta a la nueva era de la energía, como lo estamos haciendo en el Gobierno. Colombia y el mundo se enfrentan al reto de hacer que el desarrollo y bienestar sean compatibles con la indispensable protección de nuestro planeta. Los resultados demuestran que la ruta para lograrlo es seguirnos posicionando como líderes de las energías renovables en América Latina.



# Prólogo

# TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

**Mauricio Claver-Carone**

*Presidente Banco Interamericano de Desarrollo*

El impulso con el que América Latina y el Caribe ha comenzado a transformar su matriz energética es imparable y muestra la capacidad de nuestra región de adaptarnos a los cambios económicos y sociales. Este ímpetu no es nuevo. Históricamente, América Latina y el Caribe ha tenido la matriz energética más limpia del planeta, gracias a sus extraordinarios recursos hídricos.

En el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), estamos comprometidos a acompañar a los países de América Latina y el Caribe en la consolidación de una visión a largo plazo de los servicios de infraestructura consistente con los Acuerdos de París. Nuestra prioridad es apoyar una provisión de servicios sostenibles y de calidad, indispensables para construir sociedades modernas, productivas y saludables, particularmente en un contexto de recuperación económica pospandemia. Consideramos que la incorporación de nuevas fuentes de energía renovable es vital para la seguridad energética, la asequibilidad del servicio, la descarbonización de las economías y el apoyo a la agenda para hacer frente al cambio climático.

En 2018, las fuentes renovables representaron el 58% de la generación total de electricidad en América Latina y el Caribe. Sin embargo, el paradigma energético de la región está cambiando debido a la incertidumbre sobre la disponibilidad de agua frente al cambio climático. A eso se suman las preocupaciones ambientales y sociales generalmente asociadas con la construcción de plantas hidroeléctricas en ecosistemas vulnerables.

Estas limitaciones, junto con la disminución en el costo de las energías renovables como la solar y la eólica, explican el gran impulso a nivel global de estas alternativas renovables no convencionales. Los esfuerzos de la región en este sentido son notables. En el año 2000, la capacidad de generación eólica representaba únicamente el 0,03% del total, y prácticamente no existía capacidad de generación solar. En cambio, a 2020, las fuentes solares y eólicas representan en conjunto cerca del 10% de la capacidad de generación eléctrica instalada en la región (3,07% y 6,5%, respectivamente).

Colombia se ha destacado como un líder en esta transición energética, inclusive a nivel



global. Para el 2022, más de 12% de su capacidad instalada de generación eléctrica vendrá de fuentes renovables no convencionales, comparado con menos del 1% en 2018. Desde el BID, hemos podido apoyar al país en este esfuerzo con instrumentos de política pública para gestionar subastas de contratos de largo plazo, fortalecer los marcos regulatorios, y adoptar herramientas técnicas para integrar adecuadamente las fuentes no convencionales de energía renovable.

Sin embargo, en la región aún queda mucho por hacer para asegurar el acceso, la asequibilidad y la calidad del servicio de electricidad. En materia de infraestructura, en América Latina y el Caribe aún existen 4,5 millones de usuarios sin acceso a este servicio, según la publicación insignia BID del 2020. Con respecto a la calidad del servicio, el 60% de las empresas manifiestan que sufren interrupciones en el servicio.

Aún con estas tareas pendientes, los países no pueden perder de vista las transformaciones que se asoman para el sector. Por un lado, será necesario fomentar la transición hacia un servicio eléctrico digitalizado y descentralizado, que le dará más protagonismo al usuario. Con la eventual proliferación de paneles solares domiciliarios, los consumidores asumirán

también un papel de productores de su propia electricidad.

Igualmente, el rol de la energía eléctrica se expandirá inexorablemente si avanzamos hacia la descarbonización de nuestras economías y los países siguen diversificando sus matrices energéticas. En ese sentido, la electromovilidad se presenta como una extraordinaria oportunidad para reducir el uso de combustibles fósiles y descarbonizar el sector de transporte. Para ser eléctrico, el transporte público y privado necesitará energía confiable y de alta calidad proveniente de fuentes renovables.

Estos fenómenos disruptivos dependerán, a su vez, de las nuevas tecnologías de la información y comunicación. Para aprovechar las ventajas que ofrecen estas tecnologías, es urgente fortalecer la capacidad institucional de planificación, reconocer los retos del cambio climático y modernizar los marcos regulatorios. Las acciones de política pública que se tomen hoy permitirán que las redes del futuro sean más competitivas, que transmitan grandes cantidades de energía renovable, y que ofrezcan servicios de calidad, asequibles para todos. En el BID, seguiremos construyendo junto con América Latina y el Caribe, conocimientos y experiencias para que los países afiancen su posición como líderes de la transición energética global.

# Prólogo

# LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DE COLOMBIA

**Dr. Daniel Yergin<sup>1</sup>**

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. Cerca de dos tercios de las emisiones mundiales, y aproximadamente dos tercios del producto interno bruto mundial, ahora se originan en países con compromisos de carbono neutralidad en diversos grados. A medida que avanza, la transición energética transformará la forma en que el mundo produce y consume la energía y la naturaleza misma de partes importantes de la economía global.

Las dos economías más grandes del mundo ahora están comprometidas. En su primer día como presidente, Joe Biden reintegró a Estados Unidos en los Acuerdos de París que Donald Trump había abandonado. Y solo unos meses antes, China se había comprometido con la carbono neutralidad para 2060. En 2021, se han sentado las bases para una nueva carrera de superpotencias por liderar los mercados globales en términos de vehículos eléctricos, energía solar y eólica, hidrógeno y tecnologías que aún están por emerger. Este escenario se verá complicado por el cambio general en las relaciones entre Estados Unidos y China, que deja a muchos otros países preocupados en quedar atrapados entre las dos economías más grandes del mundo.

El proceso de transición energética creará dilemas sobre la naturaleza y el ritmo del cambio. El “Qué” – carbono neutralidad – es claro. El “Cómo” – cómo lograrlo – no está del todo claro. La mayoría de las naciones que se

<sup>1</sup> Daniel Yergin es el vicepresidente de IHS Markit, autor de *The New Map*, *The Quest* y *The Prize*, publicación por la que recibió el premio Pulitzer. Este prólogo fue escrito en inglés originalmente y fue traducido al español para esta publicación. La versión original está en el Anexo.

comprometieron a lograr la carbono neutralidad, aún tienen que adoptar las leyes y regulaciones para lograr este compromiso. Pero con el impulso en aumento, 2021 puede marcar el comienzo de un período de cambio acelerado en las políticas, leyes y regulaciones energéticas y climáticas. Sin embargo, el proceso de transformar un nuevo marco climático en inversión, y nuevas inversiones en nuevas realidades energéticas, probablemente llevará más tiempo, será más costoso, más complicado y polémico; y requerirá más innovación técnica de lo que muchos anticipan ahora. Una economía mundial de casi 90 billones de dólares depende en un 80% de los combustibles fósiles; por lo tanto, el petróleo y el

gas seguirán siendo parte de la matriz energética en las próximas décadas. Y durante esas décadas, para Colombia, los ingresos del petróleo y el gas natural serán importantes tanto para financiar las necesidades sociales como para ayudar a financiar la transición energética.

A menudo, el alcance del papel del petróleo y el gas en la economía mundial, más allá del transporte, no es bien comprendido. Para muchos países, reemplazar el carbón por gas natural es una iniciativa importante para reducir las emisiones. Eso aumentará la urgencia de desarrollar tecnologías de captura de carbono. Y podemos estar seguros de que los cambios





en la geopolítica global difícilmente serán lineales, ya que inevitablemente las disrupciones con cierta frecuencia redirigirán el camino. No se anticipó la revolución del *shale*, ni la crisis financiera de 2008, ni el renacimiento del vehículo eléctrico, ni la caída de los costos de la energía solar, ni un virus increíblemente transmisible de murciélago que conduciría a una pandemia y una era económica oscura.

Colombia y la comunidad mundial se encuentran en un punto de inflexión en la historia energética mundial. Muchos reflexionarán sobre la rapidez con la que pueden y deben reducir las emisiones, aumentar la eficiencia e invertir en capacidades libres de carbono. Los recursos nacionales serán un factor, especialmente a medida que los países se reconstruyan después de la pandemia. Pero el mismo desafío de la recuperación también suscita la pregunta, no solo de cómo los países invierten, sino (quizás lo más importante) qué incentivos crean para los flujos de capital privado que dominan la innovación y el crecimiento.

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 como resultado del COVID. La respuesta de Colombia bajo el Gobierno del Presidente Iván Duque no solo ha ayudado al país a sobrellevar la “edad oscura” del COVID-19, sino que

ha posicionado a Colombia para capitalizar la recuperación económica anticipada, más allá de la pandemia.

El panorama mundial será de competencia intensa. El compromiso de China de lograr carbono neutralidad para 2060 es una tarea colosal, debido a su consumo masivo de carbón y otros combustibles fósiles. China también es el mayor inversor del mundo en energía renovable, controla alrededor del 80% de las exportaciones mundiales de paneles solares, produce la mayoría de los materiales necesarios para la fabricación de vehículos y equipos de almacenamiento en redes, es líder en producción de vehículos eléctricos y cuenta con objetivos de producción más ambiciosos que cualquier otra nación. Todo esto encaja con la estrategia nacional de China para reducir la dependencia de las importaciones de combustibles fósiles – ahora 75% para el petróleo – y para frenar los impactos políticamente paralizantes de la contaminación.

Ningún continente está presionando más fuerte que Europa. A finales de 2019, Europa adoptó el Pacto Verde Europeo, que se propone lograr cero emisiones netas de GEI para 2050 y una reducción de las emisiones de GEI del 55% para 2030. El Pacto Verde Europeo, junto con la recesión económica agravada por la pandemia inflexible del COVID-19, requirió del desarrollo de un plan de recuperación por parte del Parlamento Europeo de 1.824 billones de euros, con un gran énfasis en la sostenibilidad y la digitalización. China, EE. UU. y la Unión Europea juntos representaron el 45% de las emisiones globales y el 60% del PIB mundial en 2019. El ritmo global del cambio en la política de cambio climático es incierto. La dirección es clara.

Para Colombia, este entorno global crea el contexto para los próximos pasos en la transición. Por ejemplo, la promoción de Colombia en eficiencia energética y sostenibilidad, a través de las obligaciones de compra de energías renovables, debería crear condiciones de mercado para impulsar mejoras y aumentar la confiabilidad en la red eléctrica del país. Los nuevos incentivos fiscales para financiar el desarrollo de capacidad adicional de almacenamiento, energía solar y eólica, así como eliminación de trámites innecesarios en los procesos de concesión de licencias ambientales, son señales positivas para estimular la inversión privada en todo el país. La integración de la energía renovable en la producción de petróleo y gas es otro paso. Para los mercados financieros centrados en criterios de inversión ASG (Ambientales, Sociales y de Gobierno corporativo), la integración de la energía renovable en los planes energéticos a largo plazo subraya aún más la estabilidad y el atractivo de las inversiones futuras en Colombia.

De hecho, las acciones de Colombia tienen como objetivo asegurar la competitividad en un mundo cambiante, crear seguridad laboral y acceso a la energía. Esto ayudará a sostener el crecimiento en las próximas décadas.

El acceso a la energía y la modernización también son puertas de entrada a la educación,

atención médica, empleo y prosperidad. En un periodo corto, el acceso de los hogares colombianos a la electricidad ha mejorado significativamente. Las fuentes de energía renovable en áreas remotas han llevado la tasa de electrificación nacional más cerca del 97%. El mayor uso de gas natural ha permitido a los hogares dejar de quemar carbón y leña para cocinar en casa, mejorando la salud y la esperanza de vida.

Alcanzar el objetivo de carbono neutralidad para 2050, o incluso la reducción a gran escala del carbono antropomórfico en la atmósfera, requerirá avances e innovaciones en química, física y ciencia de los materiales; así como avances en la captura de carbono, hidrógeno, digitalización, manufactura, inteligencia artificial, robótica, software, análisis de datos y otras tecnologías. Los avances no ocurren de la noche a la mañana, toman tiempo y a veces décadas. Requieren previsión en las políticas, nuevos incentivos para la inversión, perseverancia en la implementación y siempre la disciplina de comparar las acciones nacionales con las tendencias globales. La competencia global se intensificará a medida que las naciones busquen atraer capital global para hacer realidad sus ambiciones de transformar sus economías y sistemas energéticos. Colombia está asumiendo este desafío.

# LA POLÍTICA PÚBLICA: EL GRAN HABILITADOR DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA

**Diego Mesa Puyo**

*Ministro de Minas y Energía*

La principal política energética del Gobierno del Presidente Iván Duque, y sin duda uno de sus principales legados para las generaciones futuras de colombianos, es la transición energética. Esta transición, que hemos acelerado de manera decidida en este Gobierno, tiene tres grandes objetivos: (i) migrar hacia un sistema energético más competitivo, eficiente y resiliente, mediante la masificación de energías renovables no convencionales y la adopción de nuevas tecnologías; (ii) eliminar las brechas energéticas, introduciendo nuevos modelos de negocio y nuevas tecnologías para acelerar la universalización del servicio de energía eléctrica y gas combustible en todo el territorio; y (iii) liderar la lucha contra el cambio climático, priorizando la movilidad sostenible con la introducción masiva de combustibles de cero y bajas emisiones, el uso de vehículos híbridos y eléctricos, y políticas de eficiencia energética a nivel residencial, comercial e industrial.

Antes de discutir las políticas públicas que han hecho posible que hoy Colombia sea reconocida como un líder regional de la transición energética, es importante destacar dos condiciones necesarias, aunque no suficientes, para

que este proceso haya iniciado exitosamente en menos de cuatro años. En primer lugar, nuestra privilegiada ubicación geográfica nos permite convertirnos en una potencia mundial en energías renovables, tanto convencionales como no convencionales. Por ejemplo, Colombia es el sexto país del mundo con el mayor recurso hídrico renovable con 2.360 Km<sup>3</sup> de agua al año, solo superado por países de extensiones territoriales muy superiores a la nuestra, como es el caso de Brasil, Estados Unidos, Canadá, Rusia y China. Igualmente, en casi todo el territorio nacional, pero con una notoriedad significativa en el norte del país y en particular en el departamento de La Guajira, Colombia goza de un nivel de radiación solar que es un 60% más alto y una velocidad del viento que es dos veces más rápida que el promedio mundial. En segundo lugar, la estabilidad política y jurídica colombiana, y el respeto por la propiedad privada y la inversión extranjera son ampliamente reconocidos a nivel internacional, lo cual ha permitido que importantes empresas nacionales e internacionales tengan confianza en nuestras instituciones y marcos normativos para realizar inversiones cuantiosas y de largo plazo en el país.



Aunque estas últimas dos condiciones han estado presentes en nuestra historia moderna, y la reducción en el costo de las tecnologías para la generación de energía solar y eólica venían cayendo de manera vertiginosa desde el inicio de la segunda década de este siglo, cuando asumimos el Gobierno en agosto de 2018 nos encontramos con un país sumamente rezagado en incorporación de energías renovables no convencionales. Mientras la energía hidráulica, en un año promedio, generaba entre el 65% y el 70% de toda la energía eléctrica que consume el país, la solar y eólica representaban menos del 1% de la matriz eléctrica. Para el año 2018 sólo contábamos con un parque eólico en La Guajira y una granja solar en el Valle del Cauca que sumaban cerca de 30 megavatios de capacidad instalada, de un parque de generación total de más de 17 mil megavatios. Este impactante contraste entre la desproporcionada participación de la energía hidráulica y la insignificancia de las energías renovables no convencionales era aún más llamativo, si se tiene en cuenta que en 2014 el Congreso de la República había aprobado la Ley 1715, que ofrecía incentivos fiscales para promover el uso de estas fuentes alternativas.

En materia de cierre de brechas energéticas, también sorprendía la ausencia de políticas más ambiciosas para alcanzar la universalización en la cobertura eléctrica y de gas combustible, sobre todo en el marco de un proceso de paz que buscaba cerrar brechas sociales y económicas en los municipios más afectados por la violencia. Y aunque en el periodo 2010-2014 cerca de 67 mil familias recibieron la energía eléctrica por primera vez, el número de hogares que no contaban con este servicio esencial ascendía a más de 496 mil. En materia de gas, las cifras no eran más alentadoras y todavía el país no llegaba a los 10 millones

de hogares conectados a sistemas de gas por redes. Finalmente, el avance en movilidad eléctrica era casi nulo y había una gran oportunidad en materia de combustibles de cero y bajas emisiones que aún no estaban reglamentados.

En agosto de 2018, el diagnóstico era claro: resultaba urgente diseñar e implementar políticas públicas, medidas regulatorias y eliminación de trámites que nos permitieran explotar nuestro potencial en energías renovables no convencionales y acelerar los tres objetivos de la transición energética.

En Colombia, al inicio de su mandato todos los Gobiernos presentan ante el Congreso un Plan Nacional de Desarrollo (PND), el cual, después de ser discutido y aprobado, se promulga a través de una ley de la república. Por eso, nuestro primer paso fue introducir en el PND incentivos y medidas específicas para fomentar las energías renovables no convencionales y la eficiencia energética, incluyendo mejoras a la Ley 1715 de 2014. Aquí vale la pena destacar tres importantes medidas. La primera fue ampliar el plazo, de 5 a 15 años, para usar la sobre-deducción (*uplift*) del 50% de las inversiones en equipos de generación para energías renovables no convencionales y eficiencia energética, en el cálculo del impuesto de renta. Esta ampliación era importante porque los cinco años que preveía la Ley 1715 para utilizar la sobre-deducción, no eran suficientes para empresas nuevas o proyectos financiados bajo el esquema de *project finance*, pues en ese lapso era prácticamente imposible tener renta líquida gravable y por lo tanto el beneficio era inocuo.

En segundo lugar, y en pro de eliminar trámites innecesarios y democratizar el uso de sistemas



Imagen: Ministerio de Minas y Energía de Colombia / César Nigrinis Name

fotovoltaicos, introdujimos la exclusión automática del IVA en la adquisición de paneles solares, inversores y controladores de carga. Este cambio supuso una eficiencia importante, pues en la Ley 1715 solo se podía acceder a la exclusión después de surtir un trámite previo y no muy ágil, en el que se debía indicar anticipadamente a qué proyecto específico serían destinados dichos bienes. Finalmente, en el PND incluimos una obligación para que el 10% de la energía vendida a usuarios finales por las empresas comercializadoras, proviniera de fuentes renovables no convencionales, un esquema que se conoce en la literatura como *renewable purchase obligations* o *RPOs*.

Nuestra segunda herramienta de política pública fue la Ley de Crecimiento o Ley de Financiamiento que tramitó el Gobierno a finales

de 2018. Acá el enfoque era en incentivos de carácter general para industrias intensivas en el uso de capital, como es el caso del sector energético. En ese sentido, se destacan las siguientes tres medidas, que se complementan con las del PND. En primer lugar, la disminución gradual del impuesto sobre la renta que para el año 2019 era del 33% y para el 2022 cerrará en 30%. En segundo lugar, se determinó que la totalidad del IVA pagado en la adquisición o formación de activos fijos reales productivos sería descontable del impuesto sobre la renta. En otras palabras, se eliminaba el IVA sobre los bienes de capital, lo cual tiene un sentido lógico económico porque este impuesto debe gravar el consumo y no la inversión, y con este tratamiento se convertía en un adelanto del impuesto sobre la renta. Finalmente, el mismo tratamiento del IVA, ini-

cialmente en un 50% pero a partir del 2022 haciéndolo 100% descontable, se extendió a otro impuesto que también desincentiva la inversión, como es el caso del impuesto a la industria y comercio (ICA).

Estas dos leyes fueron complementadas con la expedición gradual de un número importante de iniciativas y actos administrativos de política pública y regulatoria, que terminaron de confeccionar el nuevo marco regulatorio, jurídico y tributario para la transición energética. Entre todas esas medidas, es importante destacar cuatro de ellas. La primera, la cual marcó un punto de quiebre para la entrada de proyectos de energías renovables no convencionales a gran escala, fue la subasta que realizamos en octubre de 2019, después de un intento fallido en febrero del mismo año. Esta subasta, en la que se adjudicaron 1.365 megavatios o un poco más de 45 veces la capacidad instalada de energía eólica y solar que habíamos encontrado en agosto de 2018, fue ampliamente reconocida nacional e internacionalmente por sus importantes innovaciones en materia de política pública. Por ejemplo, fue la primera subasta de energías renovables de dos puntas en el mundo (*double-sided auction*). Esto quiere decir que tanto los generadores como los compradores de energía, ofertaban tanto precio como cantidades. La subasta logró también introducir el inicio de una cultura de contratos de largo plazo, 15 años en el caso del producto subastado, que era prácticamente inexistente en Colombia. Y quizá lo más importante de todo, la subasta logró precios históricos a la baja, inferiores en cerca de un 35% con respecto a los precios de los contratos de energía que se tranzaban al momento de la subasta.

La segunda gran iniciativa fue la realización de una Misión de Transformación Energética,

que contó con la participación de más de 20 expertos nacionales e internacionales quienes emitieron recomendaciones puntuales para la modernización del sector eléctrico, pues a pesar de que el actual sistema ha operado exitosamente por un poco más de 25 años, los cambios tecnológicos, la aparición de oportunidades de negocios y las nuevas necesidades de los usuarios requerían de una revisión exhaustiva. Estas recomendaciones ya están siendo implementadas en diversas áreas del sector, desde la estructura y la competencia del mercado eléctrico, pasando por la descentralización y la digitalización, hasta una revisión del marco institucional. El tercer gran hito fue el lanzamiento de la primera subasta en Latinoamérica de almacenamiento de energía con baterías a gran escala, un hito que une las necesidades de expansión del parque de generación y de servicios complementarios a las redes de transmisión y distribución, así como el respaldo a las renovables no convencionales. Y, en cuarto lugar, pero no menos importante, está la construcción de la hoja de ruta y la estrategia nacional del hidrógeno, la cual nos permitirá posicionar a Colombia como una de las potencias en la producción de hidrógeno verde y azul para diferentes aplicaciones y con una vocación exportadora para los próximos 30 años.

Este recuento de las políticas públicas más emblemáticas que hemos introducido en este Gobierno da cuenta de cómo este conjunto de medidas se convirtió en el gran habilitador de la transición energética. Los resultados, los cuales resumo a continuación, hablan por sí solos. Colombia hoy cuenta con proyectos de energía renovable no convencional, incluyendo proyectos de biomasa, biogas y geotermia, en estado de operación, ejecución o contratación que alcanzarán en 2022 los 2.400 megavatios



de capacidad instalada, los cuales pasarán de representar menos del 1% de la matriz eléctrica en 2018 a cerca del 14% en 2022. De otro lado, y en parte gracias a la masificación de soluciones solares individuales, cerraremos el 2021 con más de 70.000 familias que habrán recibido la energía eléctrica por primera vez, y tenemos proyectos en ejecución para cerrar 2022 con cerca de 110.000 nuevos hogares. Además, la inclusión de nuevos modelos de negocios, como las redes logísticas, nos permitirá acelerar la universalización del servicio de energía eléctrica para antes del 2025. Asimismo, antes de finalizar el 2021, habremos cumplido la meta del cuatrienio de llegar a más de 10,3 millones de familias que reciben gas natural por redes. Para terminar, y gracias a la Ley de Movilidad Eléctrica, en 2019 Colombia se posicionó como el líder regional

en ventas de vehículos eléctricos, superando a países como Chile y República Dominicana, con un crecimiento que en 2020 fue superior al 90%. Adicionalmente, en 2020 también reglamentamos el uso de combustibles de cero y bajas emisiones, y autorizamos programas voluntarios de mezclas de biocombustibles superiores a las que están dispuestas en la regulación, contribuyendo así a mejorar la calidad del aire para todos los colombianos.

Todos estos resultados concretos hacen posible que hoy el mundo reconozca el protagonismo de Colombia en la Transición Energética en los distintos índices mundiales sobre esta temática. Según el Foro Económico Mundial, Colombia es el país de América Latina con mayores avances hacia la transición energética: subió 9 posiciones en el Índice de Transición



Imagen: Ministerio de Minas y Energía de Colombia / César Nigrinis Name

Energética 2020, al pasar del puesto 34 al puesto 25. Después de Uruguay (11), Colombia es el segundo país de América Latina y el Caribe que aparece en este ranking, superando a países como Chile y Costa Rica. Igualmente, el país escaló 14 posiciones en el ranking de sostenibilidad energética del Consejo Mundial de Energía 2020, al pasar del puesto 49 al 35 y ocupó el sexto lugar entre los países de América Latina y el Caribe.

Esta relevancia se reafirma con la decisión de la Organización de Naciones Unidas que nos seleccionó, junto con Dinamarca, Brasil, Alemania, España, India, y el Reino Unido, como uno de los siete países líderes del diálogo global sobre Transición Energética, en el marco del Diálogo de Alto Nivel sobre Energía, de la sesión número 76 de la Asamblea General de las Naciones Unidas en 2021. Adicionalmente, en la XI Asamblea General de la Agencia Internacional de Energías Renovables, (IRENA, por sus siglas en inglés), Colombia fue elegido miembro principal del Consejo de esta organización internacional para este mismo año.

Nuestra visión es seguirnos consolidando como líderes en la incorporación de energías renovables en América Latina. Es por eso que decidimos guiar el establecimiento de una nueva meta regional para la incorporación de este tipo de fuentes, con el apoyo de Honduras, Guatemala, Haití, República Dominicana, Chile, Ecuador, Costa Rica, Perú y Paraguay. Nuestra apuesta regional, la más ambiciosa en el mundo actualmente, es lograr que un 70% de la energía eléctrica que consumimos en América Latina y el Caribe se genere a partir de fuentes renovables al 2030. Seguiremos demostrando con hechos nuestro compromiso con la Transición Energética, un compromiso inquebrantable y sin precedentes con la equidad, el desarrollo y la protección del medio ambiente como el mejor legado que podemos dejarles a las generaciones actuales y futuras.

Para materializar esta visión será imprescindible contar con el apoyo de entidades como el Banco Interamericano de Desarrollo, el cual ha sido un aliado incondicional de Colombia a lo largo de esta transición energética, así como en la elaboración de este importante libro.

# LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: UNA REALIDAD GLOBAL

En octubre de 2020 la Agencia Internacional de Energía (AIE) dio a conocer su reporte anual respecto al sector en el mundo<sup>i</sup>. La expectativa en torno al informe era explicable, debido a una circunstancia extraordinaria: la irrupción de la pandemia que no solo ocasionó una inmensa crisis sanitaria, sino una profunda recesión con efectos sobre el bienestar de millones de personas.

Tal como era previsible, el organismo multilateral informó que la situación derivada del COVID-19 había ocasionado una contracción del 5% en la demanda global de energía, del 7% en las emisiones de dióxido de carbono y del 18% en las inversiones destinadas al segmento. No obstante, la entidad también llegó a la conclusión inesperada de que el impacto sobre las fuentes de energía renovables fue mínimo.

De hecho, la AIE proyecta que el ritmo de crecimiento de las tecnologías limpias para generar electricidad será muy elevado en el futuro previsible. El cálculo es que el 90 % del aumento en la demanda de las próximas dos décadas estará cubierto por alternativas como los paneles solares o las

turbinas de viento. Semejante proyección confirma que la transición energética mundial no es una promesa, sino una realidad<sup>ii</sup>. Aunque existen quienes desearían un proceso de evolución más veloz, es innegable que hay un proceso de transformación en marcha. De seguir las cosas como van, el peso de las fuentes renovables en la oferta de electricidad podría pasar del 5% hoy a la mitad en 2050.

Parte de la razón de que eso esté sucediendo se encuentra en los compromisos derivados del Acuerdo de París, suscrito por 196 naciones el 12 de septiembre de 2015, y ratificado hasta la fecha por 190 de sus signatarios<sup>iii</sup>. El texto exige a todas las partes que hagan contribuciones a nivel individual, orientadas a reducir significativamente sus emisiones de gases de efecto invernadero. Los compromisos asumidos obligan a cambios sustanciales en el modelo sobre el cual un gran número de países basaron su desarrollo durante el siglo XX. El consumo de combustibles fósiles, tanto para producir energía como para la movilidad se ve sujeto a modificaciones de fondo, en favor de métodos más limpios y con menor impacto ambiental.



El esfuerzo implicará un ritmo de inversiones significativo. La AIE calcula que serán necesarios 1,2 billones de dólares anuales – que equivalen a casi el 1,5 % del Producto Interno Bruto global – a lo largo de las próximas décadas, para el despliegue de plantas y nuevos procesos industriales o de servicios que se acoplen a las nuevas condiciones.

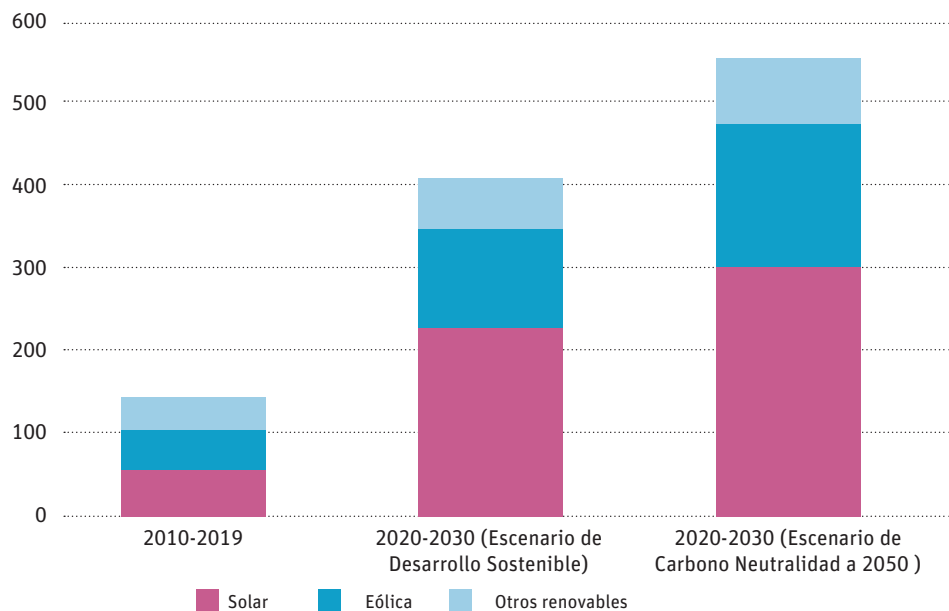
A pesar del tamaño del desafío, existen razones para confiar en que las metas se puedan lograr. Desde el punto de vista de los objetivos de política, son numerosos los países que se han comprometido a tener un neto de cero emisiones para mediados del siglo o para 2060. Por otra parte, hay recursos disponibles que han permitido respaldar incontables proyectos. Tanto los presupuestos públicos

vienen en franca alza, como las fuentes de financiación. De especial significancia es que el criterio de sostenibilidad ambiental viene consolidándose como un requisito para la aprobación de operaciones por parte de los grandes fondos de inversión y de los bancos comerciales de mayor tamaño.

También es indispensable subrayar los progresos alcanzados. Si bien hace unos años el costo de generación de un kilovatio proveniente de fuentes alternativas era superior al de los combustibles fósiles, ese ya no es el caso ahora. Las mejoras en eficiencia y las economías de escala por la masificación de energías renovables han llevado a que la nueva opción sea competitiva en precios e incluso más barata en ciertos casos.

Gráfico 1. Promedio anual de capacidad de energías renovables (MW) adicionada en el escenario de Desarrollo Sostenible y el escenario de Carbono Neutralidad a 2050

Fuente: World Energy Outlook, IEA, 2020



No menos importante es el avance de los vehículos híbridos o eléctricos. En la medida en que se consigue mejorar su autonomía y los sistemas de carga reducen sus precios, el apetito de los consumidores aumenta. Los estimativos señalan que para comienzos de la próxi-

ma década más de la mitad de las ventas de automóviles corresponderán a esta categoría. Aquí también las políticas públicas influyen. Varios países han establecido fechas a partir de las cuales estará prohibida la oferta de automotores movidos por combustibles fósiles,

mientras que la mayoría son más estrictos en lo referente a las emisiones de aquellos impulsados por derivados del petróleo.

Por su parte, los códigos de construcción han venido adaptándose para conseguir una mayor eficiencia energética, especialmente en aquellos inmuebles que requieren de calefacción o sistemas de refrigeración. Aunque eliminar la huella calórica es imposible, no son despreciables los logros respecto al uso de materiales o diseños que permiten un mayor aislamiento o ventilación, en periodos de bajas o altas temperaturas. Tampoco se pueden desconocer los eventuales avances que se logren en todo lo relacionado con el almacenamiento de electricidad o el uso de las herramientas asociadas a la cuarta revolución industrial – como la inteligencia artificial – para el diseño de sistemas energéticamente más eficientes. El desarrollo del hidrógeno, el camino recorrido en biocombustibles, o las técnicas de captura de carbono pueden dar origen a saltos cuantitativos que aceleren una transición energética que está en marcha.

### Los Objetivos de Desarrollo Sostenible – ODS

En su Asamblea General de 2015, la Organización de las Naciones Unidas aprobó la Agenda 2030 sobre el desarrollo sostenible, que comprende 17 objetivos centrales, los cuales van desde la eliminación de la pobreza extrema hasta la igualdad de la mujer, pasando por el combate al cambio climático<sup>iv</sup>. El séptimo objetivo es “energía asequible y no contaminante” que comprende, entre otros, “garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos”, al igual que aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.

El más reciente balance no es del todo alentador<sup>v</sup>. Los datos preparados antes de la irrupción de la pandemia entregan un panorama de luces y sombras. Existen progresos importantes, pero el ritmo de estos no es el ideal con miras a las ambiciosas metas establecidas.

Gráfico 2. Progreso indicadores Objetivos de Desarrollo Sostenible



Fuente: Adaptado de Naciones Unidas, ODS

Algunas de las dificultades están asociadas con las desigualdades entre regiones. Por ejemplo, si bien cerca del 90 % de la población mundial cuenta con acceso a energía eléctrica, en 2030, considerando las tasas de

crecimiento demográfico observadas, 620 millones de personas no tendrían acceso al servicio, y de ellas un 85% estarían localizadas en África Subsahariana. Más complejo aun es el acceso a combustibles y tecnologías limpias para cocinar, que todavía no llega a 2.800 millones de individuos.

A su vez, la participación de las energías renovables dentro del total consumido ha venido aumentando a mayor velocidad que la demanda de este servicio. En lo que atañe a la generación de electricidad la proporción ascendió a casi 25 %, gracias a la dinámica de las fuentes solares y eólicas.

Aquí también aparecen, sin embargo, diferencias importantes entre diferentes zonas del planeta. Parte de la explicación es que la evolución hacia sistemas más limpios dejará un grupo de ganadores y perdedores, siendo estos últimos los que más dependen de los hidrocarburos o aquellos que no comiencen a direccionar sus estrategias a tiempo.

Es claro, en todo caso, que este segmento muestra gran dinamismo. Para 2018 un total de 106 países habían realizado subastas orientadas a incrementar sus fuentes de energía renovable, con impactos sobre los mercados laborales. El número de empleos en el sector pasó de 7,3 a 11,5 millones entre 2012 y 2019. Además, podría triplicarse para 2030 de acuerdo con estimativos hechos por IRENA.

### **La respuesta de América Latina**

En comparación con otras regiones, América Latina ha tenido la matriz de generación más limpia del mundo en desarrollo<sup>vi</sup>. La razón no es otra que la presencia de plantas hidroeléctricas que en 2018 representaban el 58 %

de la oferta total, de acuerdo con cálculos de Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). No obstante, el desarrollo futuro de proyectos de este tipo está limitado por cuenta de las regulaciones ambientales y el impacto sobre las comunidades. Ese es un motivo fundamental para que la expansión dependa de la adopción de las fuentes renovables no convencionales que eran casi inexistentes al comenzar el siglo, pero que han aumentado su presencia en la década pasada y que en 2018 representaron el 6% de la canasta total.

Las condiciones geográficas y naturales juegan a favor de la región, sobre todo en lo relacionado con la generación de energía solar y eólica. El potencial es tan grande que podría cubrir plenamente sus necesidades actuales con estas alternativas. Esa ventaja ha sido aprovechada mediante el uso de mecanismos de mercado como las subastas, cuyos precios se ubican dentro de los más bajos del mundo. Aun así, y al igual que en otras latitudes, está pendiente de resolver el acertijo del almacenamiento, sin el cual no se puede asegurar el suministro constante.

Por otra parte, los países latinoamericanos tienen un largo camino por recorrer en lo que atañe a digitalización y descentralización, que serán de manera creciente, dos de las fuerzas más vigorosas del sector. La modernización de los marcos regulatorios y el desarrollo institucional son algunos de los desafíos más importantes, de los cuales dependerá la posibilidad de avanzar con las inversiones requeridas y la entrada de las nuevas tecnologías a tiempo. Además de recursos, resulta fundamental contar con un buen marco de supervisión que evite excesos, y al mismo tiempo, logre adaptarse con el paso del tiempo. Solo así esta parte del mundo mantendrá la posición de

liderazgo que todavía conserva, en beneficio de los consumidores cuya demanda debería aumentar, más allá de los efectos ocasionados por la pandemia.

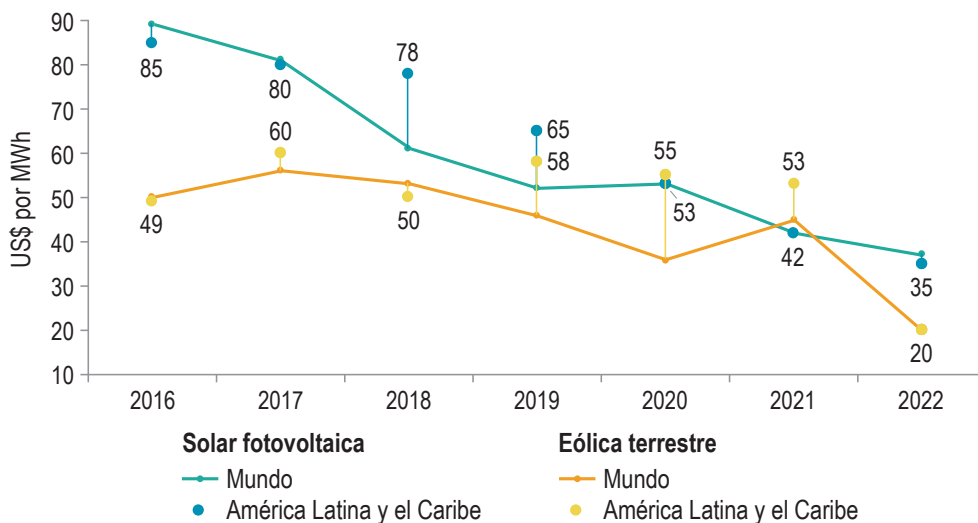


Gráfico 3. Evolución de los costos de la energía eólica y solar a nivel global y en América Latina y el Caribe

• El precio de cierre de la subasta de energías renovables de Colombia en 2019 fue 27,9 US\$/MWh

Fuente: De estructuras a servicios: El camino a una mejor infraestructura en América Latina y el Caribe, Banco Interamericano de Desarrollo

## Un futuro distinto

En medio del panorama de incertidumbres que ha venido dejando la pandemia por el COVID-19 es posible afirmar que viene una recomposición significativa en el modelo de generación y consumo de energía, que comenzó con la revolución industrial. Ese giro podría resumirse en el remplazo del carbono por los electrones, el cual tendrá profundo impacto en los cinco continentes, tanto desde el punto de vista de la economía, como del flujo de inversiones o la geopolítica.

Lo anterior plantea también un escenario de globalización en la venta de electricidad a raíz del desarrollo de líneas de transmisión que pueden extenderse a lo largo de miles de kilómetros para suplir las necesidades de un comprador determinado. Esa visión se complementa con la participación de empresas y personas, convirtiéndose en una relación de

doble vía: venta de excedentes y adquisición de faltantes de una red cada vez más interconectada.

Todo esto tendrá lugar en un planeta que consumirá la mayor cantidad de energía de su historia. No solo la población seguirá aumentando hasta llegar a cerca de once mil millones de personas a finales del siglo XXI<sup>vii</sup>, sino que el ingreso promedio continuará al alza – una vez superado el bache causado por la crisis sanitaria – y con este la propensión al uso de más electricidad.

Ya sea para cocinar, calentar o refrigerar una casa, trabajar remotamente o movilizarse, los ciudadanos de las más diversas latitudes, dependerán de manera creciente de la disponibilidad energética. Esta también será clave para hacer más o menos competitivas a las naciones, por lo cual resulta fundamental examinar las ventajas comparativas y la regulación que puede entor-

pecer o fomentar una transición que apunta a ser mucho más veloz en los años que vienen.

Entender el porvenir obliga a adoptar estrategias distintas, que comprenden el reemplazo paulatino de fuentes tradicionales y contaminantes, al igual que estar al tanto de los avances tecnológicos. Por ejemplo, el carbón tiene una gran oportunidad en el desarrollo de alternativas más limpias como el hidrógeno.

Son muchas las especulaciones sobre lo que sucederá en los años por venir y nadie puede asegurar con certeza que posee todas las respuestas. Aun así, no es aventurado señalar que el mundo de comienzos de la próxima década será muy diferente en materia energética y que tanto paneles solares como molinos de viento, entre otras opciones, podrían reemplazar a las termoeléctricas de antes.

Como todo proceso, aquí habrá ganadores y perdedores. La condición para estar en el grupo de los primeros comienza con mirar hacia el futuro con ojos y mente abiertos para identificar las nuevas oportunidades y entender que la evolución que ya comenzó no tiene marcha atrás.

### **El papel de Colombia**

Colombia, que jugó un destacado papel en las deliberaciones previas al pacto alcanzado en el marco de la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21), no solo es signataria del mismo, sino que ha incorporado en su legislación y políticas decisiones para reducir sus aportes de gases de efecto invernadero, más allá de tener una matriz de generación de electricidad mayoritariamente limpia.





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. Eso es precisamente lo que ha venido haciendo la administración del presidente Iván Duque Márquez a través de un conjunto de acciones que comprenden la adopción de políticas, nuevos esquemas y resultados concretos en lo que atañe al desarrollo de fuentes no convencionales y la transición paulatina de combustibles fósiles para generación y transporte a fuentes renovables, complementado con la modernización y digitalización del sector.

El propósito del presente documento es describir esos avances, que bien podrían denominarse como uno de los más importantes legados del actual Gobierno. Aparte de aprovechar las condiciones naturales óptimas en parte del territorio nacional respecto a radiación solar o el viento, lo más destacable es concretar sobre el terreno, los planes que hace un tiempo habrían sido descritos como irreales.

Gracias a un marco normativo moderno, a mecanismos de mercado innovadores y a una voluntad política firme, en 2022 los colombianos contarán con un parque de generación diverso de más de 1.650 megavatios de capacidad

instalada a partir de fuentes renovables no convencionales. Esa cantidad es más de ocho veces la capacidad instalada en 2020 y va en permanente aumento. Cuando se incluyen los proyectos que se encontrarán en construcción en 2022 la suma asciende a 2.400 megavatios, equivalentes a más del 14% de la matriz de generación del país.

Los esfuerzos adelantados en lo que corresponde a transición energética van más allá de la inclusión de energías renovables en la matriz eléctrica. Para esto se han adelantado varias estrategias que se explicarán a profundidad más adelante, las cuales incluyen la diversificación de combustibles en la matriz energética, la promoción de combustibles de cero o bajas emisiones, la movilidad sostenible, oportunidades para el hidrógeno, la digitalización y el esfuerzo de llegar a áreas remotas, con el objetivo de darle cobertura de electricidad a aquellos hogares que no tienen acceso al sistema interconectado.

Tales progresos permitirán no solo cumplir los compromisos asumidos en el marco de la COP21, sino los objetivos de desarrollo sostenible en 2030. Continuar por la senda trazada le permitirá a Colombia contar con una arquitectura más confiable, que no solo servirá para ubicar al usuario en el centro de las transformaciones, sino que servirá para cerrar brechas y abrir nuevas oportunidades de progreso.

Este esfuerzo forma parte fundamental de una estrategia de reactivación más sostenible, clave para mitigar los estragos dejados por la pandemia en materia de empleo y bienestar social. Avanzar por la senda de la transición energética servirá para cumplir el doble propósito de construir una matriz de generación más limpia e impulsar el crecimiento de manera responsable.





Imagen: Ministerio de Minas y Energía de Colombia / César Nigrinis Name



# CAPÍTULO 1

## *Política para la transición energética de la administración de Iván Duque*

Construir sobre lo construido y mejorar la calidad de las decisiones con el propósito de asegurar y volver realidad los emprendimientos que hacen cierta la transición energética. Así se podría definir en una frase la política adoptada por la actual administración, la cual comprende no solo ajustes normativos, sino, objetivos que se expresan en avances tangibles.

El convencimiento de que Colombia necesitaba acelerar el proceso hacia una matriz de generación más sostenible viene desde la campaña electoral que llevó a Iván Duque a la Presidencia de la República. Con ocasión de la expedición del Plan Nacional de Desarrollo, el tema recibió especial atención y quedó inscrito como uno de los principales propósitos del Gobierno. En este proceso, vale la pena liderar con el ejemplo. No solo el país considera que hay una responsabilidad compartida entre todas las naciones para evitar los peores escenarios que vendrían con el calentamiento global, sino que existe la convicción de que se puede demostrar con hechos que la evolución es posible y económicamente justificable.

Previo al inicio de la administración, en el 2014 se expidió la Ley 1715, la cual creó

un marco regulatorio que podría describirse como el primer gran paso hacia la transición energética del país. La norma dio lineamientos para eliminar las barreras económicas, técnicas y de mercado que las nuevas tecnologías enfrentan, además de crear los conceptos de Eficiencia Energética y Desarrollo Sostenible, que son principios rectores de la estrategia.

Es de resaltar que la Ley también definió la autogeneración, cogeneración y generación distribuida, abriendo la puerta para que los usuarios empleen fuentes no convencionales para generar parte de sus consumos, lo cual contribuye a reducir la huella de carbono del sector, las congestiones de la red eléctrica y promueve la eficiencia energética. De acuerdo con los lineamientos establecidos, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) emitió una serie de resoluciones en este sentido<sup>viii</sup>.

De manera complementaria, fue creado el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) con el objetivo de financiar estos proyectos y, al mismo tiempo, estableció incentivos económicos como la exención de gravámenes arancelarios y al IVA, una sobre deducción del 50% de las

inversiones contra el impuesto de renta durante cinco años y la depreciación acelerada de activos al comprar equipos, maquinaria o servicios para proyectos con fuentes no convencionales renovables o proyectos de gestión eficiente de la energía.

Posteriormente, 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<sup>ix</sup>:

- i. 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.
- ii. 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.
- iii. 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.
- iv. Fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética regional.
- v. Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la COP21.

### Ajustes adicionales

Una revisión al primer paquete de normas dejó en claro que era indispensable refinarlas

y complementarlas con el fin de conseguir un rápido despliegue de proyectos. Debido a ello, fue posible construir un marco regulatorio moderno que dio lugar a resultados tangibles en materia de emprendimientos.

Así ocurrió con la Ley 1955 de 2019 que adoptó el Plan Nacional de Desarrollo del presente cuatrienio “*Pacto por Colombia, pacto por la equidad*”. Ésta mejoró los incentivos tributarios establecidos por la Ley 1715, ampliando la sobre deducción contra el impuesto de renta durante 15 años, aparte de señalar que los paneles solares y sus controladores e inversores se encuentran excluidos automáticamente del IVA, sin que sea necesario ningún trámite adicional para recibir el beneficio. Además, se estableció que entre 8% y el 10% de las compras de los comercializadores del Mercado de Energía Mayorista deben provenir de contratos de largo plazo con plantas de fuentes no convencionales de energía renovable, con el objetivo de avanzar hacia una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono.

De forma complementaria, se desarrolló la política de subastas, que incluyó el primer proceso con “*dos puntas*” en el mundo, orientado a combinar oferta y demanda. Aquí es destacable haber aprendido las lecciones de un primer ensayo infructuoso.

Otro esfuerzo importante fue el empeño en reducir trámites. Por ejemplo, el Decreto 2462 de 2018 determinó que los proyectos de generación que empleen fuentes de energía solar, eólica, mareomotriz, geotérmica, o de biomasa inferiores a diez megavatios no requieren el Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA) como uno de los requisitos para su funciona-

miento, como sí lo necesitan los proyectos de generación con tecnologías convencionales. También el decreto antitrámites (Ley 2106 de 2019) incluyó dos artículos para agilizar la obtención de incentivos tributarios para fuentes renovables no convencionales.

Posteriormente, la Ley de Crecimiento Económico estableció una reducción gradual de la tarifa del impuesto de renta, al igual que el descuento del IVA pagado en la adquisición de bienes de capital contra el impuesto sobre la renta, que beneficia a los promotores de proyectos de generación y, en general, a las empresas del sector eléctrico.

Así mismo, con el objetivo de facilitar y modernizar el proceso de conexión de los generadores, se establecieron lineamientos para asignar la capacidad de transporte a los generadores que se conectan al Sistema Interconectado Nacional (SIN)<sup>x</sup>. Igualmente fueron eliminadas barreras en el acceso a la red al precisar la expiración del permiso de conexión de generadores que no cumplieron los requisitos en los plazos determinados, promoviendo la eficiencia en el uso de las redes disponibles y definiendo criterios de priorización de proyectos para el acceso a la conexión.

Como parte de la iniciativa de involucrar nuevas tecnologías se han dado los primeros avances en el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía a gran escala, y en 2021 Colombia realizará la primera subasta de Latinoamérica para implementar un sistema de baterías de más de 45 megavatios, como refuerzo a la red de transmisión nacional en el departamento de Atlántico. De igual manera, se expidió el Decreto 099 de 2021, con el cual se permite a los operadores de red realizar ampliación de cobertura dentro de sus

zonas de influencia a través de redes no físicas o logísticas, como soluciones solares individuales o micro redes, lo que permitirá cerrar brechas en las zonas rurales del servicio de energía eléctrica.

Y la labor no ha terminado. En 2020 el Ministerio de Minas y Energía publicó un proyecto de decreto *“Por la cual se establecen disposiciones para desarrollar actividades orientadas a la generación de energía eléctrica a través de geotermia”* que formula los requisitos para la exploración y explotación de este recurso para generación de energía eléctrica. Durante 2021 el Gobierno nacional seguirá trabajando con el fin de expedir la versión definitiva de este proyecto normativo. Por otra parte, la CREG expedirá normas cuyos borradores ya han sido publicados, que incluyen temas de medición avanzada, modernización del código de redes y oportunidades de participación para los usuarios<sup>xi</sup>. A lo anterior debe agregarse que se está desarrollando la hoja de ruta para el hidrógeno, tema que será desarrollado en detalle en el capítulo nueve.

En los años siguientes vendrán decisiones que complementarán lo hecho hasta ahora, con la convicción de que se cumplirán nuestros compromisos internacionales, promoviendo una mejor calidad de vida para los colombianos. Muchos de los cambios que lleguen estarán relacionados con los aportes a cargo de la Misión de Transformación Energética, que estudió con seriedad la normatividad y propuso correctivos trascendentales.

En último término, las mejoras hacen factibles metas como la de llegar a áreas remotas o impulsar la movilidad eléctrica, puntos que serán desarrollados con mayor profundidad a lo largo de este documento. Así, esta Nación

de 50 millones de habitantes hace una contribución significativa al propósito colectivo de contener el calentamiento global, mientras avanza en la búsqueda de la equidad y desata oportunidades de inversión y progreso.

### Avances tangibles

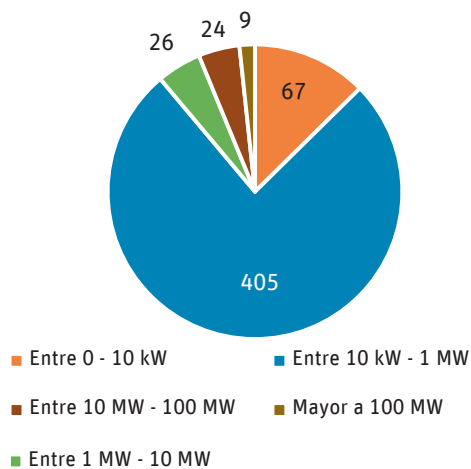
La feliz conjunción de un marco legal moderno y competitivo, junto a un abaratamiento en la tecnología disponible, le permitió a Colombia dar un rápido salto en el desarrollo de energías limpias. Así lo comprueba el inventario de iniciativas que será entregado antes de finalizar 2022, al cual se sumarán otros proyectos que ya se encuentran en fase de construcción. Si a lo anterior se agregan las grandes y pequeñas centrales hidroeléctricas tanto existentes como en etapa de construcción, es posible afirmar que el país contará con una matriz de generación sólida y sostenible. De ahí que las

clasificaciones internacionales nos muestran como un referente, al saber aprovechar nuestras condiciones naturales y expedir las regulaciones que propician tanto la inversión como la innovación.

Las reglas de juego señaladas incentivaron la inversión en el sector energético y en particular, la inversión en proyectos de eficiencia energética y fuentes no convencionales de energía renovable. Lo anterior, resultó fundamental para concretar la materialización de la transición energética en el país. De acuerdo con la base de datos de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), que es la entidad responsable de certificar los proyectos elegibles para los beneficios tributarios establecidos en la Ley 1715, desde 2018 han sido emitidos 531 certificados avalando proyectos que emplean fuentes no convencionales de energía (FNCE) y 267 certificados de proyectos de eficiencia energética (EE).

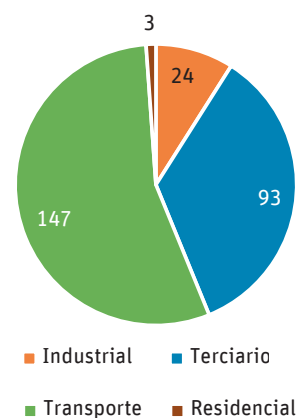
Gráfico 4. Cantidad de certificados emitidos por la UPME desde 2018 para los beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014

Certificados por rango de capacidad - FNCE



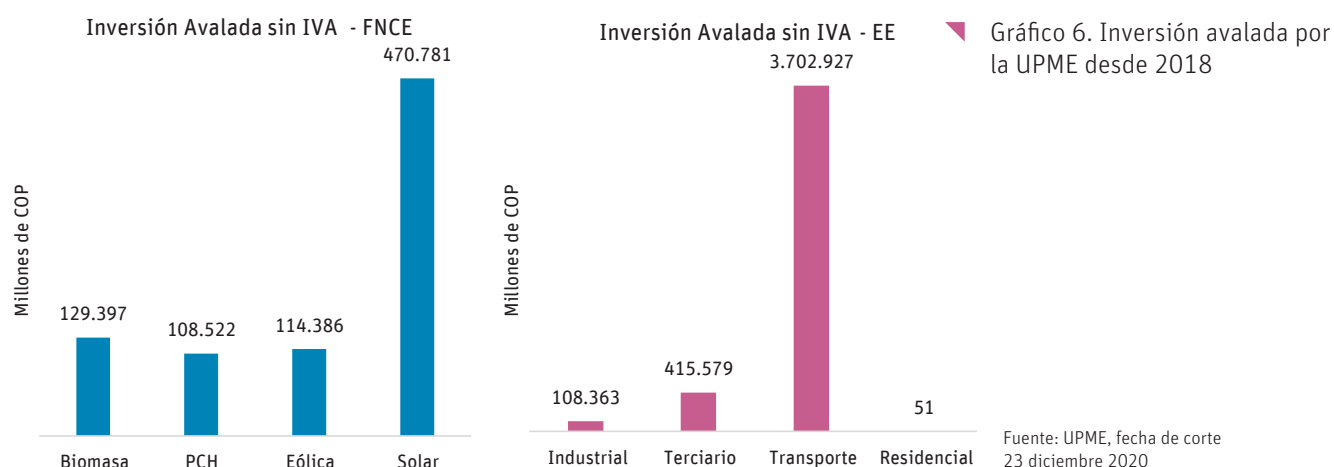
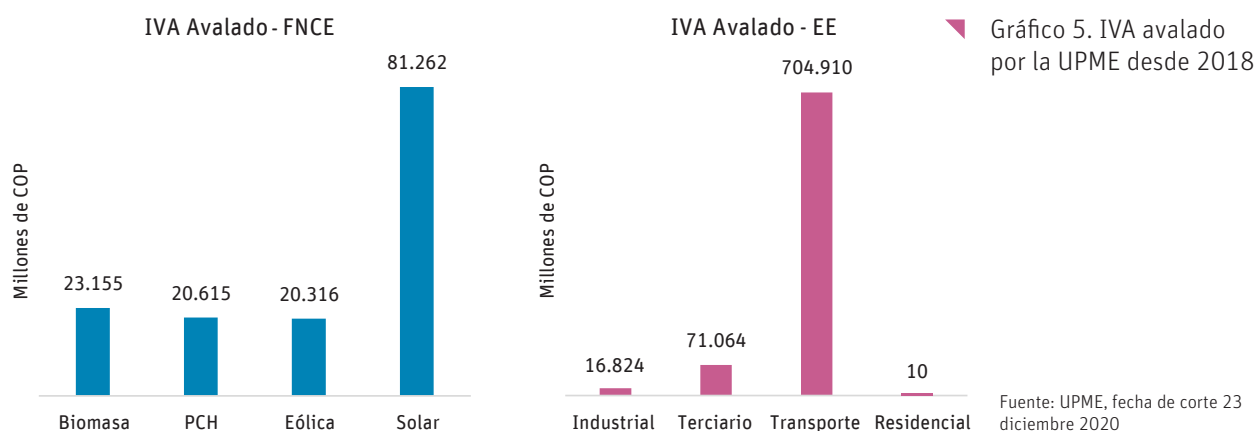
Fuente: UPME, fecha de corte 23 diciembre 2020

Certificados EE por sector



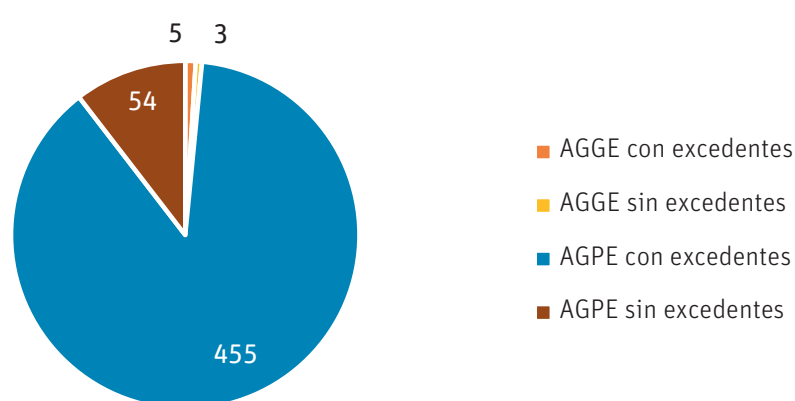
De otro lado, desde 2018 se ha avalado un descuento de IVA por cerca de 338 mil millones de pesos, de los cuales 145 mil millones corresponden a proyectos no convencionales y 793 mil millones a proyectos de eficiencia

energética. Lo anterior, se relaciona directamente con inversiones aproximadas de 823 mil millones en los primeros y 4,23 billones de pesos en los segundos.



Por otra parte, desde 2018 se han aprobado 517 proyectos de autogeneración a gran escala (AGGE) y a pequeña escala (AGPE), de los cuales el 98,6% son solares. La potencia

instalada de estas iniciativas es de 80,2 megavatios y la potencia disponible para entrega de excedentes a la red es de 53,5 megavatios.





## Un elemento fundamental de la política: la igualdad de género

El Global Gender Gap Report 2020, del Foro Económico Mundial, señala a Colombia dentro del índice global de brechas de género en el puesto 22 de 153 países. Si bien el país está en la parte alta de la tabla, aún tiene un largo camino por recorrer.

En marzo de 2019, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo, se presentó la hoja de ruta para la construcción de dichos lineamientos y en el transcurso del año se realizaron varios encuentros en diferentes regiones, con la participación de representantes de organizaciones de mujeres, gremios, empresas, academia, y autoridades locales. El objetivo fue recoger aportes y visiones acerca de las problemáticas en el sector referentes a la equidad de género, al igual que propuestas de acción.

Las principales conclusiones de este ejercicio arrojaron que el empleo femenino es distinto para cada subsector. En energía eléctrica se evidencia mayor presencia de mujeres, seguido por hidrocarburos y, por último, minería.

En marzo de 2020, se presentaron los lineamientos de género para el sector minero energético, con el fin de generar un *“marco de acción que permita al sector minero energético promover, fortalecer y articular iniciativas que apunten al enfoque de género desde las dimensiones laboral y comunitaria, así como impulsar su integración en la planeación sectorial y la implementación de proyectos”*. Este es el primer ejercicio en América Latina orientado a promover, fortalecer y articular iniciativas de equidad de género en el sector minero energético, con 29 indicadores y metas sugeridas. Los lineamientos en cuestión buscan:

- Aumentar la vinculación de mujeres en el sector (en empleo directo/indirecto, cargos de decisión, escenarios de participación comunitaria y en la cadena de valor) mediante acciones por la equidad de género. Esto no solo responde al legítimo derecho de igualdad, sino también, a la necesidad de ampliar la mano de obra calificada que requiere la

industria y al caso de negocio que conlleva mayor diversidad para la sostenibilidad del sector.

- Impulsar propuestas que apunten a la transformación cultural para la equidad de género del sector, promoviendo medidas para la conciliación de la vida laboral; estrategias comunicativas y pedagógicas que contribuyan con la modificación progresiva de una cultura libre de sexismo, promoviendo masculinidades responsables, entre otros.
- Articular y coordinar acciones diferenciadas para el sector de manera interinstitucional e intersectorial, como: crear alianzas con la academia, entidades del orden nacional y local y la industria minero-energética para que más mujeres estudien carreras afines al sector, así como, impulsar la integración del enfoque de género en la planeación sectorial y en el marco de los proyectos y actuaciones misionales del Ministerio y sus entidades adscritas.
- Prevención de los diferentes tipos de violencia contra las mujeres en la industria y su comunidad de influencia, difundiendo los mecanismos de prevención y atención disponibles para personas que reportan casos de abuso dentro del entorno laboral y comunitario.

En el marco de la implementación, a través de dos organizaciones: Insuco y CoreWoman, fue lanzado el esquema de colaboración multi actor (público-privado) denominado *“Energía que transforma. Alianza Minero-Energética para la Equidad de Género”*. De esta alianza forman parte 34 empresas de los tres subsectores y 11 gremios. El objetivo general es involucrar a gremios y empresas en la implementación de los lineamientos, a través de la definición de prioridades, del establecimiento de metas, y de la gestión de información sobre buenas prácticas y lecciones aprendidas. A lo anterior se suma la asistencia técnica focalizada prestada a tres empresas y dos gremios en la elaboración e implementación de sus Planes de Acción de Género.

## El ejemplo empieza por casa: transformación cultural del Ministerio de Minas y Energía

Una de las metas centrales planteadas por el Ministerio de Minas y Energía fue la transformación integral del sector. Esta contempla varios pilares, donde uno transversal es el cultural. Al comenzar el Gobierno, se definió realizar ajustes que estuvieran alineados con las metas estratégicas misionales y que permitieran apalancar y sobrellevar los retos de la transición energética y minera del país.

La transformación del Ministerio incluye los siguientes componentes: procesos, líderes, transparencia, estrategia y digital. Cada uno de estos comprende metas de corto y mediano plazo, orientadas un escenario donde, administrativamente, se refuercen las habilidades y capacidades de la institución. En particular, desde la cultura se realizó la definición del propósito superior que inicia con el cambio de mentalidad y guía el comportamiento de los funcionarios, a través del lema *“Somos una mina de energía que impulsa el progreso del país y transforma vidas”*.

Adicionalmente, se realiza un trabajo de apropiación de los valores, los cuales están dados por un acróstico de la palabra SIENTO: Servicio, Integridad y Transparencia, Excelencia y Compromiso, Nuestra Gente, Trabajo Colaborativo y Orientación al Resultado. Estos valores van atados a una cultura deseada, la cual está basada en puntos como Principios, Sostenibilidad, Ciudadanos, Innovación, Logro, Liderazgo, Talento, Relaciones y Comunicación. Tanto los valores como las dimensiones de la cultura deseada han sido los pilares de trabajo de diferentes iniciativas estratégicas del Ministerio.

El plan de transformación cultural ha sido una oportunidad para impulsar el progreso del país desde la capacidad de los miembros del sector público de liderar un esquema de trabajo basado en la confianza, el rendimiento, la humanización y los resultados. Ha sido también la oportunidad de fortalecer el compromiso y la excelencia, entregando un mejor servicio a los colombianos.

En el Ministerio de Minas y Energía se han comprendido los retos en materia de transformación cultural. Por eso continúa el trabajo de cerrar aquellas brechas entre la cultura real y la cultura requerida. Dentro de las victorias y avances de esta transformación, se evidencia un cambio en la mentalidad del servicio de los funcionarios públicos, un refuerzo en las buenas prácticas corporativas, excelencia y cuidado en los detalles, orientación al resultado, mejora en el trabajo colaborativo, apropiación de herramientas digitales para la toma de decisiones y, mejora y eficiencia en los procesos internos.

Estas victorias en cultura han permitido alcanzar mejores capacidades como institución y personas, con el fin de lograr una transformación energética y minera que impulse el progreso del país y transforme la vida de los ciudadanos. En este 2021, el Ministerio de Minas y Energía seguirá avanzando en el fortalecimiento de las competencias y habilidades de los líderes, profundizando en el modelo de gestión de desempeño y en el desarrollo de acciones para seguir incrementando el compromiso de todos los colaboradores.





Imagen: Ministerio de Minas y Energía de Colombia / César Nigrinis Name



## CAPÍTULO 2

### *Subastas: un mecanismo idóneo para la incorporación de las 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. Eso la ubica dentro de los sistemas más limpios del mundo, aunque con vulnerabilidades atadas a fenómenos de variabilidad climática como el fenómeno del Niño, que impacta el régimen de lluvias, el caudal de los ríos y la capacidad de los embalses.

Hasta 2018 la capacidad instalada de energías renovables no convencionales tuvo un porcentaje muy pequeño dentro del total. Las cifras son elocuentes, de los 17,3 gigavatios instalados en Colombia para el año señalado, menos de 30 megavatios entraban en esta categoría. Lo anterior ocurrió, a pesar del gran potencial en ciertas áreas del territorio nacional. Para citar un caso concreto, y de acuerdo con el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), en La Guajira la velocidad del viento es el doble del promedio mundial, alcanzando una velocidad 9 m/s a 80 metros de altura, mientras que la radiación solar en ese departamento es 60% más alta que el promedio mundial.

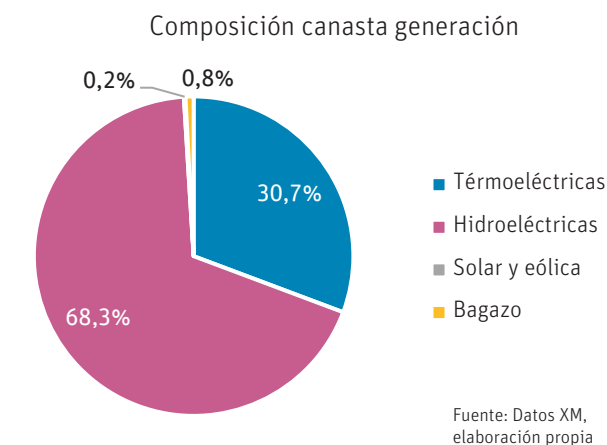


Gráfico 8. Proporción de capacidad instalada por recurso a corte de 2018

Aunque la producción de electricidad a partir de la fuerza del agua entra dentro de la categoría de renovable, el sistema de generación colombiano ha enfrentado situaciones críticas. La agudización en periodos de sequía, como resultado de la presencia del citado fenómeno climático del Niño (que se expresa por un alza de las temperaturas en una zona del Océano Pacífico), ha puesto en riesgo la continuidad del servicio en varias ocasiones a lo largo de los últimos 30 años. En estos casos,

se recurre a las plantas térmicas para asumir un mayor peso en la oferta de kilovatios-hora, a sabiendas de que es una opción de mayor costo y más contaminante.

El mecanismo fundamental de expansión de la capacidad del sistema es el Cargo por Confiabilidad (Cx), que, mediante una subasta, asigna Obligaciones de Energía Firme (OEF) a los proyectos nuevos y en marcha, con el fin de remunerar la disponibilidad de las plantas para generar en el momento más crítico de hidrología, garantizando así la confiabilidad del servicio. El modelo ha permitido que los oferentes cuenten con un ingreso estable, haciendo la operación financieramente viable, con lo cual se robustece el suministro, pues existe un respaldo suficiente para superar los períodos de escasez de agua.

Según la metodología para cálculo de OEF para cada tecnología, recursos como el solar y eólico no contribuyen de manera destacada a la confiabilidad, debido a su variabilidad e intermitencia. Sin embargo, es cada vez más aceptado que estas opciones tienen un gran potencial para aumentar la flexibilidad y resiliencia de la generación de energía debido a su complementariedad con el recurso hídrico, porque en épocas de sequía abundan el sol y el viento.

A pesar de lo anterior, hasta mediados de la década pasada no existían mecanismos que promovieran la penetración de las nuevas tecnologías. Una barrera casi infranqueable que encontraban los proyectos de fuentes renovables para su materialización consistía en que los contratos bilaterales de compra de energía no contaban con la duración necesaria para acudir al crédito y viabilizar financieramente los proyectos.

Con la Ley 1715 de 2014 se dio un gran primer paso para cambiar esa situación. Aun así, el desarrollo normativo tomó tiempo y resultó indispensable examinar las experiencias exitosas en otras latitudes, al igual que escuchar los comentarios de los conocedores del sector.

### Una estrategia en favor de las renovables

Tras el comienzo de la administración de Iván Duque -quien durante la campaña presidencial había incluido el tema dentro de sus compromisos y su plan de Gobierno- comenzó un análisis juicioso del esquema vigente, con la intención de convertir en acciones concretas los marcos jurídicos adoptados. El propósito no era otro que el de la diversificación de la matriz energética, mediante un impulso a los proyectos basados en fuentes renovables no convencionales.

Una vez hecha la comparación de OEF disponibles y el consumo eléctrico proyectado de acuerdo con el escenario de “*Demanda Alta*” de la UPME, el 28 de febrero de 2019 se llevó a cabo una subasta del Cargo por Confiabilidad con el objetivo de asignar OEF exigibles desde el primero de diciembre de 2022<sup>xiii</sup>. 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).

Por otra parte, buscando contrarrestar la vulnerabilidad generada por una matriz poco diversa y como herramienta de mitigación de los efectos del cambio climático en el sistema, se aunaron esfuerzos para el desarrollo de un mecanismo que permitiera la instalación de proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, dándoles un espacio propio en el que pudieran vender su energía mediante contratos de largo plazo que contemplaran la curva de generación de cada tecnología. Así, se diseñó una subasta de contratos de largo plazo que valorara los beneficios de las fuentes renovables para el sistema y les permitiera alcanzar la viabilidad financiera. Los objetivos que rigieron el proceso fueron:

- Diversificar la matriz de generación mediante el fomento de la incorporación de nuevas tecnologías y fuentes de energía, en particular de energía limpia y renovable.
- Aprovechar el potencial de recursos renovables con los que cuenta el país como biomasa, radiación solar y viento. De acuerdo con los atlas de la UPME para cada uno de los recursos, la Guajira tiene un alto potencial para desarrollo de energía eólica como resultado de la velocidad del viento. Así mismo, el norte y parte del oriente del país cuentan con alto potencial solar, y a lo largo del territorio en muchos departamentos se encuentra potencial para la generación a partir de biomasa.
- Aumentar la resiliencia del sistema eléctrico aprovechando la complementariedad de las fuentes renovables solar y eólica con la hidrología nacional.
- Incentivar la inversión en proyectos de generación renovable, lo cual genera empleos para los colombianos y permite que

las zonas en donde se instalarán los proyectos tengan un desarrollo económico alrededor del mismo.

- Lograr todo lo anterior con precios de energía competitivos e inferiores a los de los contratos bilaterales tradicionales.

A principios de 2019 se realizó una primera subasta de dos puntas que valoraba los aportes en complementariedad e impactos ambientales como parte de los requisitos para participar, permitiendo ofertas únicamente de las plantas con un puntaje mínimo en estos criterios definidos. La convocatoria resultó desierta debido a que no se cumplieron los criterios de competencia y dominancia establecidos por el regulador.

El principal impedimento para ello consistió en la baja participación de la demanda, lo cual no resultó ser sorprendente dada la falta de interés en este mecanismo por parte de las empresas incumbentes del sector, sobre todo aquellas que tenían presencia en el mercado tanto en el segmento de generación como de comercialización. Una crítica válida, es que el producto a subastar era físico, bajo la modalidad de pague lo generado, en un mercado donde primaban los contratos financieros bajo la modalidad de pague lo contratado. Otras de las dificultades que se presentaron incluyeron que algunos participantes no obtuvieron garantía de seriedad, hubo problemas con la logística de mensajería ya que los documentos eran requeridos en físico, se presentaron errores en las subsanaciones de requisitos por parte de los participantes y algunos no superaron el umbral mínimo de calificación. Además, fueron detectadas equivocaciones en algunas de las estrategias de oferta de los participantes debido a la complejidad de la metodología. Con base en estas lecciones aprendidas se



realizaron ajustes al mecanismo mediante un trabajo coordinado entre los agentes, el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y la CREG. Se propuso un producto financiero, que le daba mayor tranquilidad a la demanda, se identificaron necesidades de mejora en los criterios de calificación para participar en la subasta, en los criterios de competencia, los esquemas de garantías y la participación de la demanda. Además, se aplicaron técnicas de solución de problemas y mapas de valor con el fin de obtener un diseño de la subasta funcional.

Como resultado de esa labor, se diseñó un mecanismo de subasta con un producto más flexible, con requisitos de participación más simples para los agentes, criterios de compe-

tencia menos rígidos y, en general, con reglas equilibradas para garantizar la viabilidad financiera de los proyectos y condiciones adecuadas de contratación para la demanda. A esto se le agregó una comunicación constante con los agentes, que comprendió la realización de talleres y capacitaciones en varios departamentos para explicar el funcionamiento del mecanismo y sus requisitos, resolver dudas, escuchar los comentarios de los agentes y tener en cuenta su percepción. Así, se dieron a conocer los ajustes para la subasta de contratos de largo plazo, que se llevó a cabo en octubre de 2019<sup>xiii</sup>. Las diferencias entre uno y otro ensayo se resumen en el siguiente cuadro:

Subasta de Contratos de Largo Plazo de febrero 2019	Subasta Contratos de Largo Plazo de octubre 2019
Podía participar cualquier tecnología que cumpliera con el puntaje mínimo en los requisitos de calificación	Subasta exclusiva para FNCER. No se definieron criterios de calificación
Proyectos con capacidad mayor o igual a 10 megavatios	Proyectos con capacidad mayor o igual a 5 megavatios
Energía media anual	Energía por bloques horarios
Contrato físico – Pague lo generado	Contrato financiero – Pague lo contratado
El vendedor no podía cubrir su obligación con otros mecanismos de mercado	El vendedor puede cubrir su obligación con otros mecanismos de mercado
Precio en pesos colombianos actualizado con IPP	Precio en pesos colombianos actualizado con IPP
Obligación exigible a partir del 1 de diciembre de 2021	Obligación exigible a partir del 1 de enero de 2022
Plazo del contrato: 12 años	Plazo del contrato: 15 años

Fuente: Elaboración propia

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,

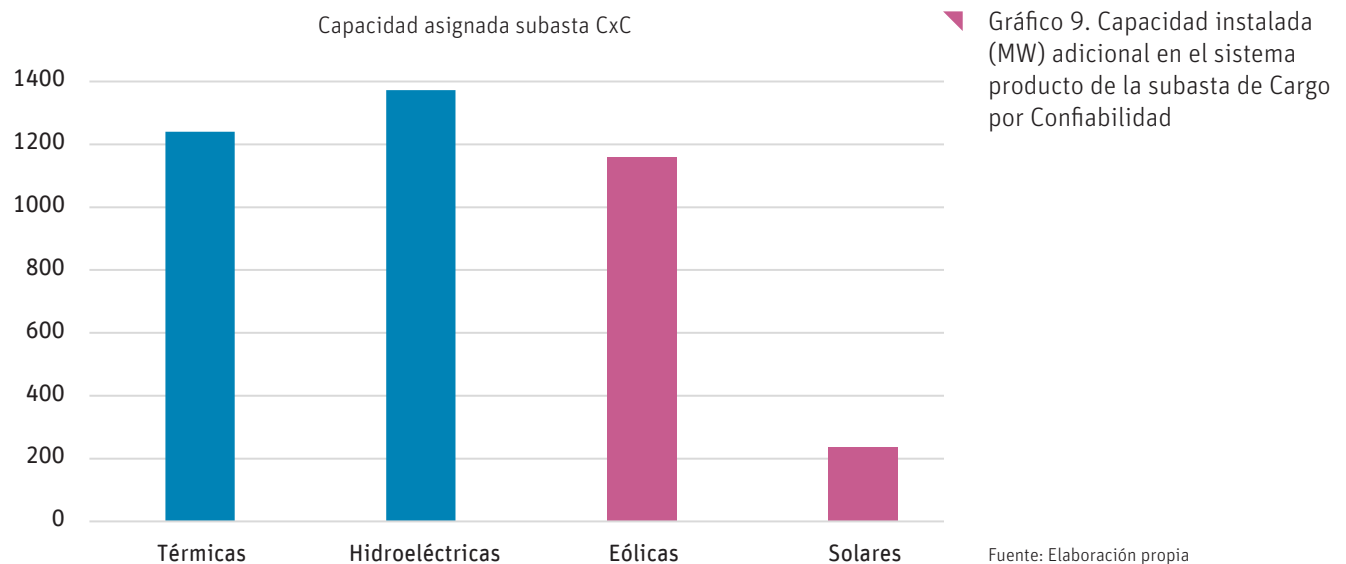
acoplándose a los espacios en los que hay más radiación solar o más viento, permitiendo que la demanda adquiera energía a diferentes precios para cada una. Dentro de los elementos generales más destacables que permitieron un resultado favorable, es necesario recordar los siguientes:

- 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 (Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022)

### Corte de cuentas

Como fue mencionado anteriormente, la subasta de Cargo por Confiabilidad marcó un hito histórico al adjudicar, por primera vez, obligaciones de confiabilidad a plantas renovables. Esta cerró a un precio de 15,1 US\$/megavatios-hora y asignó 2,51 gigavatios-hora/día de OEF a las plantas eólicas, y 0,76 gigavatios-hora/día a las solares. Se asignaron OEF para ocho proyectos renovables no convencionales, tres de los cuales también resultaron con obligaciones en la subasta de contratos de largo plazo.



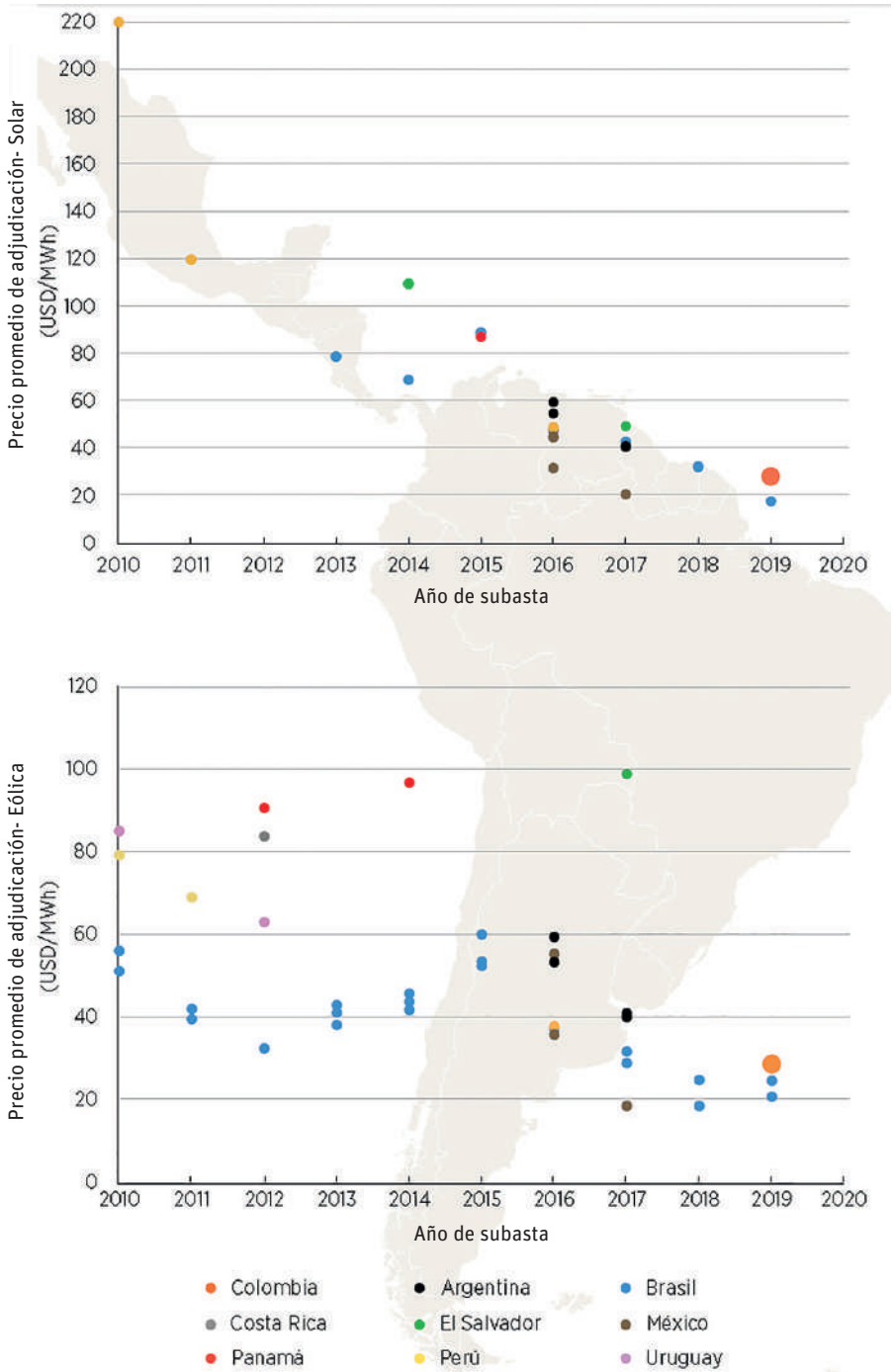
Así mismo, la subasta de contratos de largo plazo dio resultados exitosos que, como en el Cargo por Confiabilidad, fueron históricos. Adjudicó a 23 comercializadores representando demanda regulada y a nueve generadores renovables: seis eólicos que suman 1.084 megavatios y tres solares que alcanzan 289

megavatios. 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.

Es decir, se obtuvo un precio aproximadamente 50% inferior al valor histórico de los contratos bilaterales tradicionales. La energía asignada representa cerca del 9% de la demanda regulada proyectada en 2022. El precio obtenido

se encuentra dentro de los más competitivos de la región, por debajo de la mayoría de las subastas realizadas en la última década y con valores similares a los conseguidos en Brasil en 2018 y 2019.

Gráfico 10. Precio promedio adjudicado en subastas en Latinoamérica para tecnologías solar y eólica entre 2010 y 2019



Fuente: Adaptado de Renewable energy auctions in Colombia: Context, design and results, IRENA-USAID

Los resultados destacados implican la generación de más de 6.000 empleos e inversiones por más de 2.000 millones de dólares, a la vez que se beneficia a todos los usuarios regulados, que son cerca de 15 millones, quienes podrán percibir una reducción en la tarifa de energía una vez los contratos entren en vigencia. Los usuarios no regulados también ganan de forma indirecta ya que en el Mercado de Energía Mayorista podrán negociar a menores

precios tras el precedente del precio conseguido en la subasta.

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.

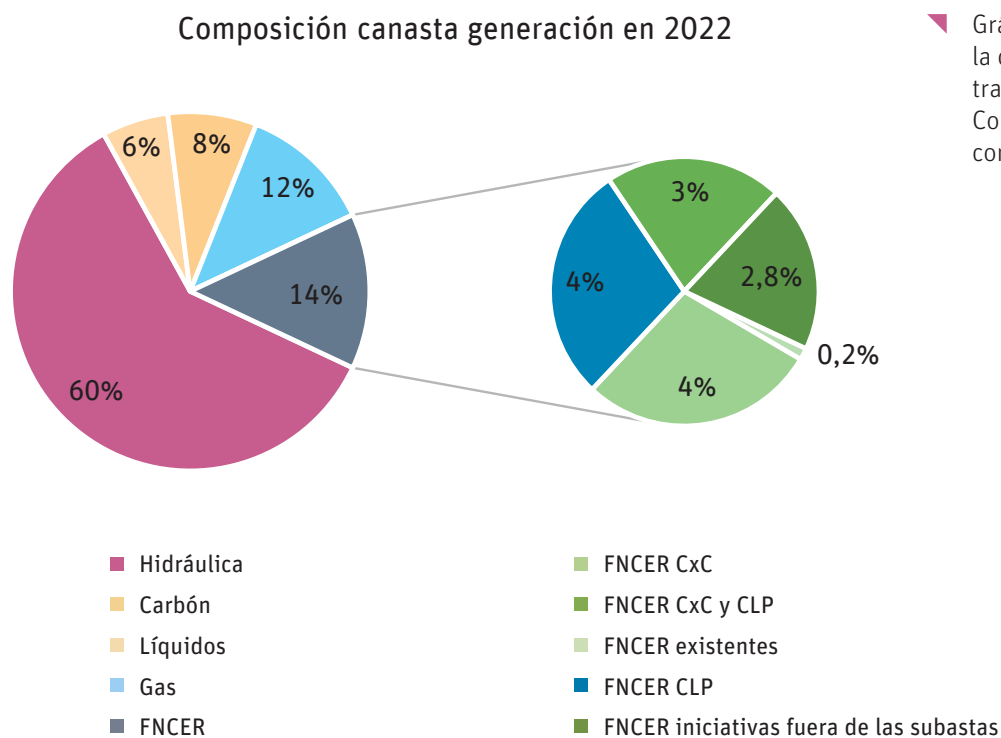


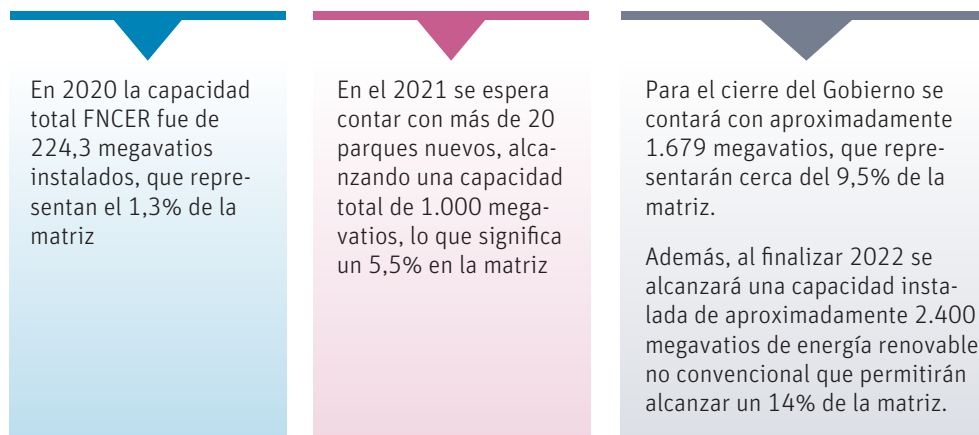
Gráfico 11. Composición de la canasta de generación tras la subasta del Cargo por Confiabilidad y la subasta de contratos de largo plazo

Fuente: Elaboración propia

Como queda claro la magnitud del avance ha sido muy significativa, algo que se destaca en el contexto regional tanto por la dimensión del programa, cómo por la rapidez en la eje-

cución. Gracias a lo sucedido Colombia tendrá una matriz mucho más resiliente y complementaria en un tiempo corto.

Gráfico 12.  
Proyección de  
participación de  
energía renovable  
no convencional en  
la matriz energética  
colombiana



Fuente: Elaboración propia

## Comprender el territorio

Más allá del éxito conseguido, es claro que realizar subastas exitosas no es el único desafío. Otro de los retos que enfrentan las energías renovables radica en las problemáticas sociales que viven las poblaciones en las áreas de influencia de los proyectos.

De vuelta a La Guajira, esta tiene un potencial muy valioso en recursos solares y eólicos, y a la vez cuenta con poblaciones que no tienen satisfechas sus necesidades básicas. Se requieren, por lo tanto, esfuerzos de parte del Gobierno y de los promotores de proyectos renovables en el departamento para generar un impacto positivo en las comunidades, respetando la cultura, creencias e idiosincrasia. Ese es el caso de los indígenas Wayúu que han habitado el territorio a lo largo de muchas generaciones.

La pobreza extrema, sumada a la falta de acceso al agua, educación, salud y electricidad dificultan los procesos de consulta previa y aceptación de los proyectos. Por este motivo, el Ministerio de Minas y Energía ha impulsado una estrategia denominada “*Mesas Guajira*” para la coordinación entre el Gobierno Nacio-

nal y los agentes desarrolladores de los emprendimientos eólicos en los municipios de Uribia, Maicao y Riohacha, junto a dos redes de transmisión necesarias para entregar la energía al SIN, orientada a proveer soluciones. Además, existe la obligación de hacer un aporte del 1% del valor de las inversiones, para proyectos en las comunidades étnicas y los municipios del área de influencia.

El esquema es un espacio de trabajo colaborativo que tiene como principios la formulación de propuestas por parte de quienes se sientan alrededor de la mesa y que prevé el establecimiento de compromisos, con responsables y fechas de cumplimiento, tanto para los actores públicos como para los privados. Así se ha encontrado una oportunidad para que la construcción y operación de los proyectos se conviertan en el aliciente para completar acciones que impacten positivamente a la población, facilitando soluciones sostenibles y de largo plazo a las problemáticas señaladas. Esto crea un sentido de pertenencia hacia el proyecto, beneficiando así la operación y preservación del mismo.

Lo anterior incluye iniciativas de capacitación y formación profesional de la población local



para que la construcción sea también una fuente de empleo y desarrollo económico en la zona, promoción para el desarrollo de vías y apoyo en los procesos de consulta previa para proteger los derechos, creencias y cultura de la comunidad. Los frentes abordados en la estrategia son:

Mesa de trabajo	Descripción y resultados
Transporte y Logística	<p><b>Problemática:</b> Deficiencias en la infraestructura de puertos y vías para recibir y transportar la carga sobredimensionada y pesada correspondiente a los aerogeneradores, hasta los puntos de construcción de los proyectos.</p> <p><b>Principales logros:</b> Se habilitó un canal de coordinación entre las entidades encargadas de las vías (Agencia Nacional de Infraestructura, Instituto Nacional de Vías y Ministerio de Transporte) y los agentes privados interesados en el transporte de estas cargas para elaborar un plan de acción para las intervenciones en las vías, pavimentos y puentes de una ruta común para todos los proyectos de generación de la media y la alta Guajira, beneficiando también a la comunidad con esta infraestructura. Además, el Ministerio de Transporte habilitó el uso de puertos privados para la importación de equipos necesarios.</p>
Socioambiental y Seguridad	<p><b>Problemática:</b> Dificultad en los procesos de consulta previa para llegar a acuerdos con la comunidad debido a diferencias en las expectativas para satisfacer las necesidades de los involucrados e incertidumbres asociadas a los límites del área de influencia de los proyectos.</p> <p><b>Principales logros:</b> Convenio entre el Ministerio del Interior y el Ministerio de Minas y Energía para que, a través del FENOGÉ, se provea personal para el desarrollo de los procesos relacionados con el derecho a la consulta previa de las comunidades cercanas a los proyectos de generación y transmisión en el departamento de La Guajira. Se desarrolló una estrategia de relacionamiento social con el pueblo indígena Wayúu, que permitirá que el Gobierno pueda tener presencia en territorio explicando los impactos positivos y negativos y las razones del desarrollo de los proyectos eólicos en La Guajira. Esto se trabaja de forma conjunta con los ministerios de Interior, Vivienda y Transporte, la UPME y el Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA).</p>

Mesa de trabajo	Descripción y resultados
<p>Agua, Aduanas y Fuerza Laboral</p>	<p><b>Problemática:</b> La comunidad de La Guajira tiene fuertes limitaciones de acceso a agua potable y programas de formación académica que impiden la incorporación de la población como fuerza laboral de los proyectos. Adicionalmente, los agentes manifestaron dudas sobre el proceso de nacionalización de maquinaria y equipos necesarios para los proyectos.</p> <p><b>Principales Logros:</b> Se logró alinear con el Ministerio de Vivienda y los agentes desarrolladores de los proyectos, un plan común de abastecimiento de agua cruda para uso industrial en los proyectos y solución para la prestación del servicio de agua potable para las comunidades en el largo plazo, enmarcado en el plan Guajira Azul del Viceministerio de Agua.</p> <p>Se ha trabajado en conjunto el SENA y los agentes para diseñar programas de formación académica para la población local de acuerdo con las necesidades identificadas.</p> <p>Se estableció un espacio colaborativo con la Presidencia de la República y específicamente con la consejería de la mujer. Ya se tiene una versión preliminar de una estrategia que incorpora el enfoque diferencial de género en el desarrollo de los proyectos eólicos.</p> <p>Se realizaron charlas con la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN) para aclarar dudas respecto a la nacionalización de equipos y se generaron sinergias entre los agentes y esta entidad.</p>
<p>Electrificación Rural</p>	<p><b>Problemática:</b> El índice de cobertura de energía eléctrica en el Departamento de La Guajira es de solo 58,8% teniendo cerca de 81.960 viviendas sin servicio de las cuales 77.154 son viviendas rurales.</p> <p><b>Principales Logros:</b> Resolución CREG para el uso de soluciones solares fotovoltaicas individuales para expandir la cobertura de energía eléctrica.</p> <p>Se están estructurando soluciones por parte del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas (IPSE) para 1.800 usuarios, empresa privada a través del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) para 5.000 usuarios y a través de OCAD PAZ para 1.710 usuarios.</p>

## Liderazgo regional

En el ámbito internacional, Colombia ha logrado posicionarse como uno de los líderes indiscutibles de la región en materia de transición energética. De acuerdo con el Foro Económico Mundial, este es el segundo país en Latinoamérica con mayores avances, subiendo del puesto 34 al 25 en el Índice de Transición Energética 2020 del Foro Económico Mundial. De forma similar, el país escaló 14 posiciones en el ranking de sostenibilidad energética del Consejo Mundial de Energía, lo cual se debió principalmente a los grandes progresos en la integración de renovables a la matriz energética.

Igualmente, entre 2019 y 2020 Colombia se destacó como abanderado de la meta de Renovables para América Latina y Caribe (RE-LAC), que le apuesta a encaminar los sistemas eléctricos de la región hacia la carbono-neutralidad, buscando mejorar la resiliencia y eficiencia del sector. Esta iniciativa consiste puntualmente en alcanzar al menos un 70% de penetración de energía en Latinoamérica y el Caribe para 2030 y cuenta con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo, OLADE e IRENA para su implementación. El desarrollo de RELAC, que actualmente es coliderado por Colombia, Chile y Costa Rica, significa un incremento de la ambición regional para responder a la crisis climática mediante la armonización del crecimiento económico y

la reducción de emisiones de GEI en el sector eléctrico.

Otro importante reconocimiento llegó en enero de 2021, cuando Colombia fue designado por las Naciones Unidas para ejercer el rol de “*Global Champion*”. El país, junto con Dinamarca, Brasil, Alemania, España, India, y el Reino Unido, liderará el diálogo temático de transición energética, el cual abarcará temas de energías renovables, eficiencia energética, electro movilidad y transiciones justas. El propósito de las consultas temáticas será el de formular recomendaciones que informen las discusiones del Diálogo de Alto Nivel sobre Energía. Colombia, como *Global Champion*, tendrá la responsabilidad de presidir a nivel ministerial este diálogo temático en los diferentes foros y actividades, además de los deberes de promocionar la transición energética a nivel global y promover la adopción de acciones concretas que permitan alcanzar las metas del ODS7 y contribuyan a la mitigación y adaptación al cambio climático.

Finalmente, se destaca que Colombia fue elegida miembro del Consejo de IRENA para el 2021. La escogencia se dio gracias a un importante trabajo de negociación del Gobierno Nacional dentro de las reuniones regionales consultivas del año 2020 y permitirá al país influir en la agenda programática de IRENA, así como visibilizar las propuestas y avances del país en materia de transición energética.

### **Minería sostenible, fundamental en el proceso de la transición energética**

En el marco de la visión de la transición Minero Energética de Colombia, el Ministerio de Minas y Energía ha planteado como eje de trabajo la diversificación la canasta minera de Colombia. Este eje de trabajo está motivado en las tendencias internacionales y nacionales de transición energética, los compromisos asociados a los planes de mitigación y adaptación al cambio climático y, consecuentemente, las oportunidades y retos que esta nueva coyuntura representa para el sector minero colombiano.

De acuerdo con Banco Mundial (2018), el sector minero juega un papel fundamental y tiene una relación intrínseca con la transición energética a nivel mundial, dado que muchos minerales serán insumos principales para la maquinaria como turbinas eólicas, paneles solares, baterías o vehículos eléctricos, por ejemplo:

- El cobre jugará un papel fundamental en la transición energética ya que es necesario en la mayoría de las tecnologías contempladas en la generación de energías limpias y su almacenamiento: turbinas eólicas, paneles solares, energía geotérmica y nuclear, entre otras.
- 90% de paneles solares contienen conductores de plata que activan la posibilidad para generar energía eléctrica.

- La próxima generación de vehículos verdes podrían usar oro para mejorar la resistencia a la corrosión y conductividad eléctrica.

La diversificación busca seguir trabajando por un sector minero moderno, socialmente responsable, con innovación tecnológica y competitivo. Para ello, contamos con 3 ejes de trabajo:

- Profundización del conocimiento geológico: a través del cual se trabaja para la identificación del potencial minero, buscando aumentar el conocimiento y la divulgación del conocimiento.
- Fortalecimiento de la exploración minera: etapa fundamental para generación de conocimiento y planeación del territorio.
- Dinamización de proyectos tanto en la etapa de exploración, construcción y montaje para que puedan avanzar a la siguiente etapa. Y en la etapa de explotación para que se desarrollen conforme a lo planeado.

Estos retos traen importantes oportunidades para el sector minero como lo es la Ronda Minera 2021 para que las empresas se postulen para acceder al manejo de áreas que cuentan con un alto potencial minero en diferentes zonas del país, especialmente en minerales metálicos claves para la transición, como oro, plata y cobre.

## CAPÍTULO 3

### *La complementariedad de los energéticos para la transición a largo plazo*

Tal como lo señala un informe de la AIE<sup>xiv</sup>, el consumo de gas en el mundo ha venido creciendo de manera sostenida: en 2018 éste representó el 22,8 % de la oferta total de energía mundial, mientras que en el 2010 se ubicó en 21,3 %, dos puntos y medio más que en 1990<sup>xv</sup>. Para Centro y Sudamérica, se observa la misma tendencia. En 2018, el gas natural representó el 21,5 % de la oferta total de energía, mientras que en 2010 fue el 20,3 % y en 1990, el 14%<sup>xvi</sup>. En el caso colombiano, se observa que la participación del gas natural en la oferta total de energía casi se duplicó en los últimos treinta años: mientras que en 1990 representó el 13,94%, en 2018 representó el 26,38%.

La dinámica observada tiene dos causas. Desde el lado de la oferta, el desarrollo de técnicas no convencionales, como la estimulación hidráulica y la perforación horizontal, ha servido para liberar depósitos importantes, especialmente en Norteamérica. Desde el lado de la demanda el uso del combustible viene al alza gracias a su menor costo relativo y a su reducida huella ambiental, más importante todavía cuando sustituye fuentes con elevadas emisiones de dióxido de carbono.

El gas natural es hoy un producto más transable y líquido desde el punto de vista de los mercados, en gran parte gracias a la proliferación de plantas de licuefacción y regasificación alrededor del mundo, y, después de las fuentes no convencionales de energías renovables, presenta la mayor tasa de crecimiento entre los energéticos destinados a la generación eléctrica. Sumado a esto, la flexibilidad que ofrece complementa la penetración de fuentes variables de generación eléctrica<sup>xvii</sup>.

En particular en Colombia, la producción de hidrocarburos tuvo un punto de quiebre importante en los años noventa, cuando se encontraron los yacimientos de Cusiana, Cupiagua y Floreña, lo que llevó al país a posicionarse como uno de los principales productores de la región. El aumento en la oferta de este energético tuvo una tasa de crecimiento anual promedio del 5 % entre 1999 y 2018<sup>xviii</sup>.

Aun así, en la actualidad las reservas disponibles son relativamente limitadas. Resulta indispensable seguir en la búsqueda de nuevas reservas que permitan extender el horizonte de autosuficiencia energética del país, mientras se avanza en el proceso de transición. Así



mismo, existe la necesidad de tener un plan de abastecimiento de gas natural sostenible y de largo plazo que asegure el suministro de la demanda y una generación térmica confiable, dada la complementariedad que la misma otorga en los períodos de baja hidrología<sup>xix</sup>.

En este sentido, el Gobierno del Presidente Iván Duque puso en marcha uno de los mecanismos más eficientes para la adjudicación de áreas con potencial de hidrocarburos, el Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA), el cual se lanzó durante el primer trimestre de 2019 para la adjudicación de áreas de exploración y producción. Hasta el momento, y después de cerca de 5 años sin firmar nuevos contratos, a través de este mecanismo se han adjudicado 35 con contratos de exploración y producción en áreas continentales y costa afuera, las cuales tienen compromisos contractuales con inversiones que superan los 2.000 millones de dólares.

El país aún cuenta con un importante potencial inexplorado, en bloques costa afuera y desarrollo de campos mediante el uso de técnicas no convencionales, los cuales muestran una interesante prospectividad gasífera. En este último caso, se podrían aumentar las reservas en materia de gas natural en más de 20 veces.

Los datos hablan por sí solos. De ser posible en el mundo la conversión de las plantas termoeléctricas de carbón a gas natural, se evitarían emisiones de hasta 1,2 gigatoneladas de CO<sub>2</sub>, especialmente en Estados Unidos y Europa, en donde hay yacimientos o gasoductos importantes. En ese sentido, el gas bien puede describirse como un combustible de transición que, en la medida en que sustituya a otros insumos más contaminantes, servirá

para que Colombia evolucione hacia una matriz de generación más limpia. Lo anterior se suma a su importancia desde el punto de vista social, al ser utilizado para cocinar por la gran mayoría de los hogares en el país.

### Un plan de largo plazo

Los elementos centrales de la estrategia del país para los próximos años son abastecimiento, mercado y comercialización, y expansión del sistema nacional de transporte. Estos criterios se basan en las deliberaciones y recomendaciones de la Misión de Transformación Energética, explicadas en el capítulo 7 de este documento.

En lo que atañe a la producción nacional, como se mencionó anteriormente, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Ministerio de Minas y Energía han venido estimulando mayores niveles de exploración en nuevos campos tanto continentales como costa afuera que deben dar resultados positivos en los próximos años y cuya prospectividad en materia de depósitos de gas es elevada. En las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 se establece que “la ANH establecerá las zonas para la exploración y producción de los yacimientos no convencionales y el MinEnergía y el MinAmbiente actualizarán, de ser necesario, la regulación técnica y ambiental específica para su exploración y producción”<sup>xx</sup>.

Adicionalmente, la legislación introdujo importantes incentivos tributarios para industrias intensivas, como la energética y de hidrocarburos, en el uso de capital: la reducción gradual de la tarifa del impuesto de renta de 33% a 30% entre 2019 y 2022, la acreditación del total del IVA pagado en bienes de capital contra el impuesto a la renta, y el 50%

del ICA por los próximos 2 años y el 100% a partir de 2021. Estos incentivos se vieron traducidos en un incremento de 68% en la inversión extranjera directa en el primer trimestre de 2019 comparado con el mismo periodo del año anterior.

Por otra parte, la misión que evaluó la viabilidad de explorar yacimientos no convencionales entregó un detallado informe donde sugiere una serie de condiciones técnicas, ambientales y sociales previas y concomitantes al desarrollo de Proyectos Piloto Integrales de Investigación (PPII) antes de determinar la viabilidad comercial de este tipo de yacimientos mediante fracturación hidráulica y perforación horizontal (Comisión Interdisciplinaria Independiente, 2019). Este proceso avanza y, de ser exitoso, debería desembocar en un aumento de las reservas recuperables.

Con base en una responsabilidad asignada en 2015, durante 2020 la UPME dio a conocer el “Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural”. Este fue adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40304 de 2020, en la cual se adoptan ocho nuevas obras que respaldarán la infraestructura para el suministro del combustible hasta 2028. El volumen de inversiones estimado asciende a unos 800 millones de dólares.

En el documento en cuestión se ratificó la necesidad de construir la planta de regasificación del Pacífico colombiano, orientada a la importación de este energético. La justificación es la progresiva pérdida de autosuficiencia de gas natural (en 2020 las reservas probadas pasaron de 9,8 a 8,1 años), combinada con el tiempo de entrada de nuevos proyectos de producción de gas nacional y la confiabilidad de este servicio.

Los análisis técnicos señalan que este nuevo punto de suministro de gas natural importado, con entrada en operación en diciembre de 2025, diversificará las fuentes de abastecimiento, además de flexibilizar el sistema nacional de transporte ante eventos de falla en el sistema, reduciendo así el riesgo de desatención de la demanda. La planta tendrá una capacidad de almacenamiento de 170.000 metros cúbicos de gas natural licuado, podrá regasificar 400 millones de pies cúbicos diarios de gas natural sobre la bahía de Buenaventura y estará conectada a un gasoducto hasta un punto de entrega al sistema nacional de transporte en el municipio de Yumbo, Valle del Cauca.

Los expertos de la Misión de Transformación Energética plantearon que el régimen aplicable a las plantas de regasificación debe ser de acceso abierto o de acceso abierto con exención. Este le permitirá a los Usuarios No Regulados de Gas (refinería, termoeléctrica, siderúrgica o en general grandes consumidores) participar en procesos de contratación de plantas de regasificación que adelante el Gobierno. De manera complementaria, se propuso que el criterio de selección de los desarrolladores de proyectos de estas plantas sea la minimización del ingreso anual y que cubrirá su gasto de capital, la rentabilidad sobre el mismo y el gasto operativo anual, durante un horizonte de 10 años. En las discusiones se examinó la opción de construcción a riesgo de estas plantas por parte de privados, pero los expertos consideran que la coordinación de la demanda es de gran dificultad para confiar en esta opción de suministro, al menos durante una etapa de transición.

Los desarrolladores y/u operadores de las plantas de regasificación estarían sometidos a una regulación de ingresos tipo “*revenue-cap*”

(Ingreso Anual de Adjudicación sujeto a una tasa interna de retorno) para la prestación del servicio estándar integrado de gas natural licuado (GNL), definido como: “Paquete de servicios ofrecido por el Operador de la Terminal compuesto, al menos, por el derecho a un atraque de buques metaneros durante un cierto período de tiempo, el derecho a la descarga del GNL, una capacidad temporal de almacenamiento de GNL, y un servicio de regasificación con la correspondiente capacidad de envío”.

Con la incorporación al mercado de plantas de regasificación existiría un número significativo de potenciales nuevos oferentes, con lo cual, los expertos proponen que este mercado sea liberalizado, permitiendo la libre negociación de las partes mediante contratos bilaterales tanto para el gas doméstico como para el GNL importado a través de la infraestructura

de regasificación. La totalidad del gas transportado debe contar con contratos escritos, cuyo clausulado debe ser estandarizado, o debe ser objeto de supervisión de tal manera que se evite la inclusión de disposiciones anticompetitivas, o que restrinjan la competencia.

Aparte de la planta de regasificación, el Plan de Abastecimiento de Gas Natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía, incluye otras obras de infraestructura de transporte que comenzarán a operar a partir de 2022 para permitir la conexión de los diferentes mercados del país.

Finalmente, respecto al transporte, la CREG viene trabajando en la modificación de la metodología para remunerar la actividad, la cual fue sometida en consulta pública mediante la Resolución CREG 160 de 2020. De acuerdo



con lo planteado, el objetivo principal es contribuir a la formación de precios más eficientes y a hacer más competitivo el mercado de gas natural.

Con los lineamientos explicados anteriormente, se logrará que el mercado de gas natural sea un mercado más líquido y competitivo que permita continuar con la masificación del uso de este energético bajo en emisiones, como un energético de transición hacia la carbono neutralidad.

### Un elemento clave de la movilidad

Tradicionalmente, en el país solo se contaba con una alternativa a los combustibles líquidos y esta era el Gas Natural Comprimido Vehicular. Según Naturgas, Colombia superó en 2019 los 600 mil vehículos convertidos o dedicados que pueden impulsarse con este combustible<sup>xxi</sup>.

Desde 2019 se ha venido examinando con detalle la demanda futura de gas natural para este sector a través del sostenimiento del consumo en la flota privada y la planeación del aumento en diez veces del número de vehículos transformados en flota de carga y en transporte público en un horizonte de diez años. Las proyecciones incluyen el supuesto de que a partir de 2023 entrarán vehículos de carga que sean dedicados a gas natural licuado, lo que aumentaría de manera sustancial el consumo del sector. De acuerdo con el Plan Energético Nacional, se estiman la entrada de 11 mil unidades de tractocamiones impulsadas con GNL para 2030 (14% de los vehículos). Gracias a estas metas, algunas ciudades han incorporado a su flota de transporte público, vehículos impulsado con este combustible,

como es el caso de TransMilenio (Bogotá), el MIO (Cali) y Transcaribe (Cartagena).

Con el fin de contar con una única fuente de información oficial para efectos de control de los vehículos propulsados con gas natural, de los equipos, y de los talleres de conversión, el Gobierno Nacional implementó un módulo de información de gas natural comprimido vehicular en el Sistema de Información de Combustibles (SICOM), con lo cual se garantiza trazabilidad y seguridad en el proceso de conversión e importación.

La sustitución de diésel por GNL para el transporte de carga se fundamenta en menores costos de inversión en infraestructura para producción, almacenamiento, mayor autonomía de los vehículos y menores capacidades de almacenamiento para distintos usos, fijándose características constructivas, operacionales y normativas de las tecnologías a implementar en el territorio nacional.

El gas propano, por su parte, no solo es un combustible más limpio y amigable con el medio ambiente, sino, además, es eficiente y efectivo por sus costos y nivel calorífico, lo que le da la misma fuerza a un vehículo como si utilizara combustibles líquidos. Además, está catalogado como un energético de bajas emisiones, como se explica en el siguiente capítulo: su uso reduce las emisiones de CO<sub>2</sub> en 21% y el número de partículas en un 81% frente a la gasolina. Por sus propiedades físicas, es muy fácil de transportar, lo que permite que sea usado en cualquier zona del país; razón por la cual durante 2020 el Ministerio expidió el reglamento técnico que deberán cumplir las estaciones de servicio interesadas en suministrar gas licuado de petróleo (GLP) para uso vehicular y transporte fluvial.

## La transición es de todos

La transición energética no es un proceso ajeno a las empresas colombianas de hidrocarburos. Un ejemplo a resaltar es la estrategia del Grupo Ecopetrol, que en línea con su propósito de liderar la transición energética y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en Colombia ha venido avanzando en la incorporación de energías renovables a su matriz energética. De igual manera, la oferta no vinculante que realizó el Grupo Ecopetrol por ISA, le permitirá profundizar su apuesta por la electrificación de la economía, complementando sus actividades en hidrocarburos y convirtiéndose en una de las empresas de energía más importantes del mundo.

Este grupo, estima contar con al menos ocho parques solares en funcionamiento antes de finalizar el 2021 para abastecer parte de la demanda de energía de sus operaciones en los departamentos del Meta, Bolívar, Antioquia y Huila. Su puesta en funcionamiento reducirá la emisión de aproximadamente 1,1 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, cifra que corresponde a la siembra y mantenimiento de más de 7,7 millones de árboles.

Para alcanzar los 400 megavatios instalados de energías renovables antes del 2023, Ecopetrol también evalúa proyectos de energía eólica, biomasa, geotermia, pequeñas centrales hidroeléctricas y uso de baterías de almacenamiento.

Otro gran ejemplo a resaltar es el de la empresa PAREX RESOURCES, que con el apoyo de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín, se encuentra trabajando en un proyecto piloto de coproducción de hidrocarburos y energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos en los campos Las Maracas y Rumba en el departamento de Casanare. Con una inversión de aproximadamente 1,3 millones de dólares, que producirá la energía equivalente al consumo de 600 hogares.

El proyecto busca aprovechar el calor del agua de producción asociada que se obtiene cuan-

do se extraen hidrocarburos del subsuelo. La alta temperatura de dicha agua se utiliza para generar energía eléctrica con la cual se reemplaza parcialmente el consumo de combustibles fósiles para la producción de energía de los campos petroleros. Una vez puesto en marcha, en marzo de 2021, este proyecto podrá ser considerado el primer sistema de generación de energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos en todo el país.

El aprovechamiento de energía geotérmica a partir de pozos petroleros productores se presenta como una solución que se ajusta a la nueva realidad de la industria petrolera, dado que no implica generación de grandes cantidades de residuos y busca reemplazar, en la medida de lo posible, el consumo de combustibles fósiles para la producción de energía de los campos petroleros, con lo cual se respalda la meta de descarbonización que se ha fijado el país.

Finalmente, la complementariedad de los energéticos contribuye a aumentar la cobertura eléctrica del país, así lo demuestra el caso del municipio de Puerto Carreño, que a partir de 2021 contará con un servicio confiable y de calidad, 100% local, gracias a la alianza entre Electroviachada y Refoenergy. A través de esta alianza se está desarrollando un proyecto de generación de electricidad híbrido entre Diésel y Biomasa de 8,98 megavatios de capacidad, que brindará energía a los 18 mil habitantes de Puerto Carreño.

En su fase inicial, el suministro eléctrico se generará con diésel y, una vez se logren asegurar todas las condiciones operativas, a partir de marzo de 2021 se empezará con una generación de energía a partir de biomasa, siendo pioneros con esta tecnología de producción limpia y renovable.

Las iniciativas resaltadas anteriormente, son un claro ejemplo de cómo la transición energética está moldeando las operaciones de las energías convencionales, promoviendo la sostenibilidad de las industrias.



# CAPÍTULO 4

## *Movilidad sostenible y eficiencia energética*

El sector transporte consume un 40% de la energía del país y el 96% de esa energía se concentra en el consumo de combustibles fósiles. El impacto negativo sobre el medio ambiente que tiene esa realidad es innegable. Sumado a esa situación, la actividad concentra el 54% del total de las pérdidas en energía por motivos de bajo rendimiento, con un costo aproximado de 3.000 millones de dólares anuales. El diagnóstico revela que es urgente la implementación de medidas de eficiencia energética y cambio tecnológico.

Al mismo tiempo, la contaminación golpea directamente la salud de los ciudadanos. De acuerdo con el Departamento Nacional de Planeación los costos asociados a la baja calidad del aire en el país ascendieron a 12 billones de pesos en 2018 y estuvieron relacionados con 8.000 muertes.

Como si lo anterior no fuera suficiente, y según lo indicado en el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero de Colombia a cargo del IDEAM, el sector transporte es el responsable del 12% de las emisiones del país, lo que corresponde al equivalente de 28 millones de toneladas de dióxido de carbono. Dado que,

tras la suscripción del acuerdo de París sobre el cambio climático, se asumió el compromiso de reducir en 51% estas emisiones para 2030, el cumplimiento de la meta nacional depende de lo que suceda en este segmento.

La respuesta pasa, entonces, por cambios tecnológicos y la incorporación de nuevos energéticos que permitan migrar hacia un transporte sostenible y bajo en carbono. Las acciones desarrolladas en los últimos años apuntan en esa dirección.

### **Lo que se ha hecho**

El Plan Nacional de Desarrollo para este cuatrienio está articulado con los objetivos señalados y establece lineamientos que apuntan en un mismo sentido. Por ejemplo, hay una meta definida de 6.600 vehículos eléctricos registrados en el Registro Único Nacional de Tránsito (RUNT) para 2022. Al menos cuatro documentos del Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) establecen políticas específicas sobre este tema<sup>xxii</sup>.

Como parte de ese propósito, opera la mesa interinstitucional de transporte sostenible

conformada por los ministerios de Transporte, Ambiente y Minas y Energía, además del Departamento Nacional de Planeación y la UPME. En 2020, se realizaron dos talleres dirigidos a la construcción de la Estrategia Nacional de Transporte Sostenible en modo carretero, férreo, fluvial, lacustre y marítimo de embarcaciones menores, con el fin de identificar las barreras hacia el uso de tecnologías de bajas o cero emisiones, y definir un plan de acción.

De manera complementaria, la Resolución 40177 del mismo año definió los energéticos de bajas o cero emisiones teniendo como criterio fundamental su contenido de componentes nocivos para la salud y el medio ambiente. Así, la energía eléctrica y el hidrógeno quedaron clasificados como energéticos de cero emisiones, mientras que se clasifican como energéticos de bajas emisiones, el gas natural, el gas licuado de petróleo, la gasolina, el alcohol carburante y sus mezclas, con contenido de azufre máximo de 50 ppm, y el diésel, biodiésel y sus mezclas, con contenido de azufre máximo de 50 ppm. No obstante, se considera que las cero y bajas emisiones de los energéticos para el sector transporte dependerán a su vez de la tecnología vehicular en la cual se utilicen.

Igualmente, la Ley 1964 de 2019, busca generar esquemas de promoción para el uso de vehículos eléctricos y de cero emisiones, de tal manera que las estrategias y acciones formuladas contribuyan al despliegue de una movilidad sostenible. La norma estableció beneficios tributarios en la importación y compra de automotores, aparte de descuentos comerciales en la revisión técnico-mecánica y

en el seguro obligatorio, así como la exención a medidas que restringen la movilidad como el pico y placa y día sin carro. También fomenta el despliegue de infraestructura de carga y la incorporación de vehículos eléctricos en el transporte público y oficial, entre otros.

La Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica forma parte de los esfuerzos realizados mediante un plan de acción dirigido a la formulación de un marco regulatorio y de política para la promoción de esta, la generación de mecanismos económicos que impulsen el mercado de estos vehículos, el establecimiento de lineamientos técnicos y la definición de acciones para el despliegue de la infraestructura de carga de este tipo.

### **Combustibles de alta calidad, un elemento clave**

Dado el alto consumo de energéticos en el sector transporte, es de gran importancia ofrecer al país gasolinas con mejor calidad. A lo largo de este siglo un conjunto de normas se ha concentrado en disminuir los materiales contaminantes y nocivos para la salud, al igual que a promover el uso de motores más limpios, especialmente en lo que corresponde al transporte de pasajeros.

La Ley 1972 de 2019 determina que el Ministerio de Minas y Energía desarrollará las acciones pertinentes para garantizar la producción, importación, almacenamiento, adición y calidad en la distribución de combustibles necesarios para el cumplimiento de los estándares de emisión<sup>2</sup>. De igual forma, la citada Resolución

2 A partir del primero de enero de 2023 el contenido de azufre para diésel estará entre 15 y 10 ppm, y para el primero de diciembre de 2025 será de 10 ppm.

40177 define plazos para diésel, biodiésel y sus mezclas bajo la consideración de clasificarlos como combustibles de bajas emisiones<sup>3</sup>.

Las partículas son el principal contaminante del aire urbano en Colombia, el cual es producido principalmente por la combustión de combustibles fósiles, en especial el diésel. Las emisiones de los vehículos que usan este combustible han sido identificadas como cancerígenas por la ciencia. El 3 de julio de 2020 se expidió la Resolución 40178, por la cual se estableció el procedimiento para la aprobación e implementación de programas de mezclas superiores de biodiésel con combustible fósil, para impulsar el estudio del impacto y viabilidad de estos niveles superiores de mezcla.

Esta resolución, abrió el camino para el primer piloto de mezcla superior al nivel regulatorio actual del 10%, probando una mezcla del 20% de biodiésel con combustible fósil tipo diésel. El experimento tendrá una duración de 36 meses y vincula a 699 vehículos de carga

pesada en el Valle de Aburrá. De igual forma, se espera en 2021 desarrollar el segundo proyecto con una mezcla del 20% en la flota de mensajería y paqueteo. El propósito de estos pilotos es evaluar el impacto en la reducción de emisiones de material particulado y en el desempeño en los vehículos de carga pesada.

Sin embargo, una mejora del combustible debe ir acompañada con la exigencia de vehículos que cuenten con tecnologías avanzadas. Las normas estrictas pueden forzar su introducción. Los camiones y autobuses pesados, la mayoría de los cuales funcionan con motores diésel, actualmente representan más del 80 % de las emisiones de PM<sub>2,5</sub> de los vehículos en carretera, por lo que estos son los objetivos principales de tales regulaciones.

De acuerdo con el RUNT, a 31 de diciembre de 2020 en Colombia se han registrado alrededor de 4.258 vehículos eléctricos, distribuidos en automóviles, motocicletas, camionetas, buses, camiones, entre otros.

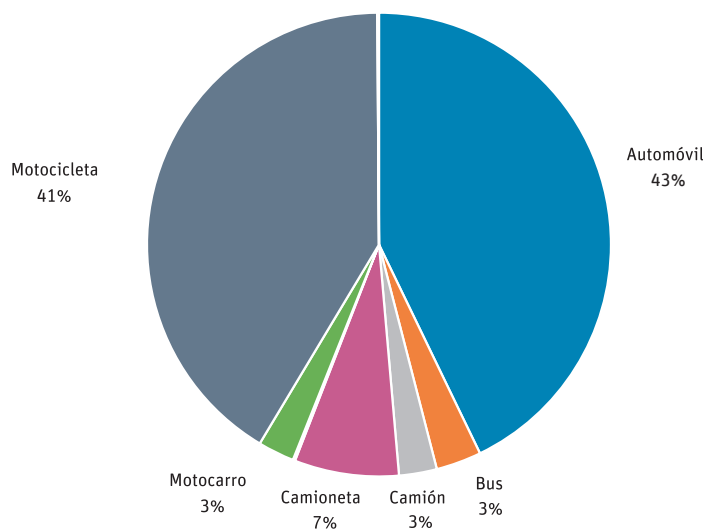


Gráfico 12. Registro de vehículos eléctricos en Colombia, corte diciembre 2020

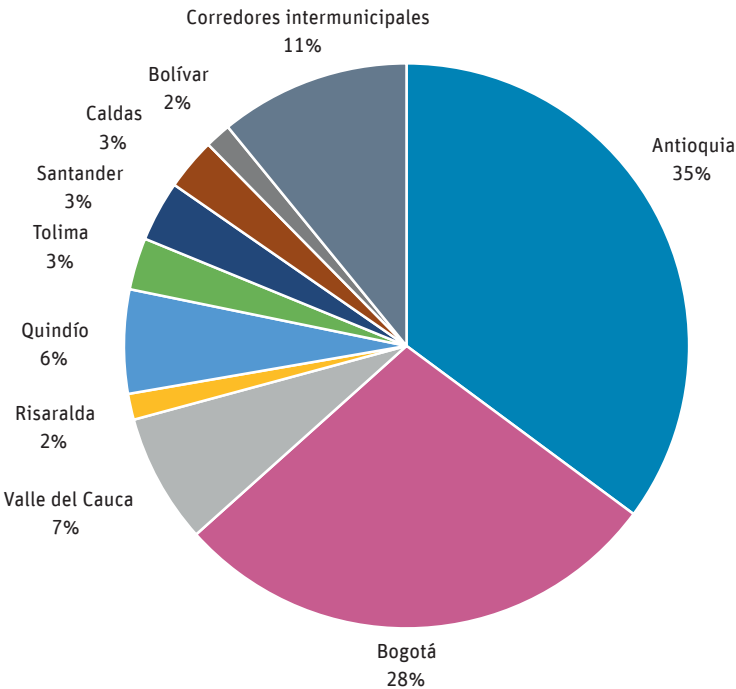
Fuente: Elaboración propia, datos RUNT 2020

<sup>3</sup> Hasta el 30 de diciembre de 2020, el contenido de azufre será de máximo 50 ppm. Desde el 31 de diciembre de 2020, y hasta el 31 de diciembre de 2022, el contenido de azufre será de máximo 20 ppm. Para el caso de gasolina, alcohol carburante y sus mezclas, se considerarán como energéticos de bajas emisiones y su contenido de azufre será de máximo 50 ppm hasta el 30 de diciembre del año 2030 y a partir de esta fecha de máximo 10 ppm.

En el año 2020, se realizó un levantamiento de información de infraestructura de carga pública en Colombia, estimado aproximadamente 202 puntos de carga en los niveles rápido y semi-rápido, distribuidos en aproximadamente 74 estaciones de carga. Antioquia y Bogotá

D.C. tienen la mayor distribución de puntos de carga, con un 63% del total nacional, seguido por Valle del Cauca, Quindío, Tolima, Santander, Caldas, Risaralda y Bolívar, como se evidencia en el Gráfico 13.

Gráfico 13. Distribución de puntos de carga para vehículos eléctricos en Colombia



Fuente: Elaboración propia, datos RUNT 2020

En este tema también se están presentando rápidos cambios. A comienzos de 2021 y tras un proceso licitatorio, la cantidad de buses eléctricos de Bogotá llegará a 1.485 unidades, lo cual convierte a la capital como la ciudad con la flota más grande de esta tecnología, fuera de China.

Al respecto, el Gobierno se encuentra trabajando en la adopción de las normas técnicas relacionadas con las especificaciones, requisitos de seguridad e interoperabilidad, al igual que la infraestructura de recarga y componentes empleados en los vehículos eléctricos. Así mismo, es necesario determinar el marco institucional y desarrollar una herramienta que les permita a los tomadores de decisión,

la identificación de los vehículos de cero y bajas emisiones que cumplen con las metas de la Ley 1964 de 2019, sustentada en un análisis costo beneficio que incorpore ganancias en eficiencia energética y beneficios ambientales.

Gracias a los esfuerzos adelantados, explicados en este capítulo, Colombia lideró el mercado regional en términos de venta de vehículos eléctricos, en 2019 y 2020, registrando cifras de venta superiores a países como Brasil, Chile, Costa Rica, México y República Dominicana. Así mismo, en términos de venta de vehículos híbridos enchufables, Colombia se encuentra entre los países líderes, junto a México y Brasil.

Gráfico 14. Matrículas de Vehículos Híbridos y Eléctricos Latinoamérica

PAIS	BEV			PHEV			HEV		
	2019	2020	VAR %	2019	2020	VAR %	2019	2020	VAR %
Argentina	45	39	-13,3%				1.505	2.344	55,7%
Brasil	167	182	9,0%	437	619	41,6%	11.924	18.921	58,7%
Chile**	521	967	85,6%	85	73	-14,1%	850	671	-21,1%
Colombia	923	1.314	42,4%	442	467	5,7%	1.769	4.230	139,1%
Costa Rica	346	593	71,4%	53	81	52,8%	728	761	4,5%
Ecuador	103	105	1,9%		42		1.367	1.088	-20,4%
México*	305	406	33,0%	1.339	1.770	32,2%	23.964	19.087	-20,4%
Perú	20	25	25,0%	7	9	28,6%	339	541	59,6%
Rep Dominicana	370	407	10,0%	40	48	20,0%	334	246	-26,3%
TOTAL	2.800	4.038	44,2%	2.403	3.109	29,4%	42.780	47.889	11,9%

Notas: Republica dominicana incluye vehículos usados.

\*México. Proyecciones ANDEMOS en base a cifras INEGI estimado

\*\* Chile: Información preliminar

BEV: Vehículo Eléctrico de Batería

PHEV: Vehículo Híbrido Eléctrico Enchufable

HEV: Vehículo Híbrido Eléctrico

Fuente: ANDEMOS, 2020

## Eficiencia energética

Esta 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%.

En Colombia se realizó una aproximación a un Balance de Energía Útil para identificar los posibles potenciales en eficiencia energética. Según los análisis, el país puede mejorar de 1,6 a 2,2 veces comparado con la mejor tecnología disponible a nivel nacional o internacional. El costo de la ineficiencia se ubica entre 6.600 y 11.000 millones de dólares.

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, adoptado por el Ministerio en 2016, en el cual se definen las metas de eficiencia energética y líneas de acción sectoriales.

Con la Resolución 40808 de 2018 “Por medio de la cual se adopta el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático para el Sector Minero Energético - PIGCC” a través de su línea estratégica de Eficiencia Energética, se estableció que este debe realizar actividades para el fortalecimiento del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE).



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%.

Al mismo tiempo se da un impulso a las energías renovables no convencionales y a la eficiencia energética, incluyendo acciones en: reglamentos y esquemas de etiquetado energético para vehículos; tarifas horarias; evaluación de potencial de distritos térmicos; fortalecimiento de la Comisión para el uso racional y eficiente de energía; metas obligatorias PROURE; reconversión tecnológica para la industria; gestión energética en el sector industrial; intercambio tecnológico en iluminación y electrodomésticos para usuarios de menores ingresos con el programa de EE en el Caribe; programa de sustitución de leña y carbón por GLP.

De otro lado, Colombia hace parte del Club del 3%, el cual promueve el ahorro del 3% de energía anual. Dicha iniciativa busca fortalecer las capacidades en eficiencia energética en el país, y apoyar su adopción temprana. Adicionalmente, esta va acorde con la meta que se estableció en el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 donde se busca reducir la intensidad energética de 3,7 (TJ)/ mil millones de pesos 2005) a 3,43 (TJ)/ mil millones de pesos 2005).

Los estímulos verdes son de gran importancia para poder financiar y alcanzar los potenciales

de ahorro en eficiencia. Colombia ha avanzado con incentivos tales como exclusión de IVA y descuento o deducción de la renta líquida, así como la creación de fondos específicos como el FENOGÉ y la disponibilidad de los recursos capturados por el impuesto nacional al carbono para impulsar proyectos de eficiencia energética. En este contexto, se expidió la Resolución 196 de 2020 por parte de la UPME, para conseguir la deducción del impuesto de renta. Quienes apliquen a este incentivo ya no deben realizar el trámite ante ANLA, lo cual reduce en más de tres meses la respectiva solicitud.

Dos estrategias adicionales merecen destacarse. La primera es el proyecto de eficiencia energética en San Andrés, Providencia y Santa Catalina, cuyo objetivo específico es mejorar la sostenibilidad energética mediante mejoras en la gestión de demanda de electricidad, tales como medidas de eficiencia energética y el uso de recursos energéticos locales, con la consecuente reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y el ahorro en subsidios gubernamentales (ver recuadro).

Igualmente, el Programa de Eficiencia Energética Caribe Energía Sostenible (PEECES) se concentra en la sustitución de refrigeración doméstica, iluminación y readecuaciones arquitectónicas para el sector residencial; al igual que en la generación con fuentes renovables, sustitución de aires acondicionados e iluminación, para el sector oficial. Disminución de consumo e y subsidios son dos de las metas propuestas, con efectos positivos para usuarios y para las finanzas públicas (ver recuadro).

### **Programa de Eficiencia Energética Caribe Energía Sostenible (PEECES), un programa integral**

PEECES es un programa integral de gran envergadura que opera en los siete departamentos de la región Caribe (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre), beneficiando a los usuarios residenciales más vulnerables de los estratos 1 y 2, mediante la reducción de sus costos en la factura de energía y el uso de tecnologías eficientes en sus hogares.

Las medidas incluyen la sustitución de equipos de refrigeración, iluminación, aire acondicionado, readecuación arquitectónica y generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable para los usuarios residenciales de los estratos 1 y 2, y de tipo oficial, con lo cual se tiene un gran potencial de beneficiarios:

- 1.930.803 usuarios residenciales estratos 1 y 2 de los siete departamentos pertenecientes a la Región Caribe, que representan el 83% del segmento.
- 3% de reducción en los costos de subsidios para los usuarios residenciales alcance del Programa, que para el 2017 eran del orden de los 741.600 millones de pesos, permitiendo orientar estos recursos a nuevos programas que contribuyan al mejoramiento de la calidad y condiciones de vida de la población del país.
- \$24.500 de ahorro mensual estimado por el beneficiario en su factura de energía, y de alrededor de 25.200 millones de pesos anuales en subsidios del Estado.
- 1.600 gigavatios-hora/año de ahorro energético, resultado del recambio de equipos de baja eficiencia por aquellos eficientes con etiquetado RETIQ, y readecuaciones arquitectónicas.
- 202.349 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes en los 10 años de la vida útil de una nevera, gracias a los ahorros de energía y a la sustitución de refrigerantes menos contaminantes.

El 5 de febrero de 2020 se inició la ejecución del Componente 1 de PEECES, denominado Caribe Eficiente, el cual es ejecutado y financiado por el FENOG, y busca sustituir 54.619 equipos de refrigeración en los estratos residenciales 1 y 2 de los departamentos de Atlántico, Bolívar y Córdoba, con lo cual se estiman alcanzar beneficios durante la vida útil de los equipos de refrigeración, tales como, reducción del consumo energético, ahorro en los subsidios, reducción de emisiones y ahorros en la facturación del servicio para los beneficiarios.

Durante este primer año, Caribe Eficiente desarrolló la Etapa Pre Operativa en la que se planearon las necesidades técnicas, financieras, legales, ambientales, sociales, administrativas, logísticas, y el control y seguimiento necesarios para la adecuada operación del Proyecto.

En la actualidad el proyecto cuenta con dos comercializadores, tres gestores ambientales, y ocho referencias de neveras que cumplen los requisitos de participación del programa. Durante los primeros cinco meses de operación ha alcanzado 2.525 inscritos, 685 beneficiarios, 651 neveras sustituidas, y más de 400 neveras antiguas entregadas a los gestores ambientales para su correcta disposición final; este número de sustituciones representa durante la vida útil de las neveras (10 años) un estimado total de 2.413 toneladas de CO<sub>2</sub> de reducción de emisiones, 50,27 millones de pesos de ahorro de subsidios promedio anual, y 39.747 kilovatios-hora/mes de reducción de consumo energía promedio anual.

### **Programa de gestión eficiente de la demanda de energía en zonas no interconectadas: piloto archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina**

Con una meta de reducción de 26.534 toneladas de CO<sub>2</sub>, como consecuencia de una reducción del consumo de energía calculado en 40 gigavatios-hora, el programa ha conseguido los siguientes logros:

- Instalación de sistemas solares fotovoltaicos, con una capacidad total de 51 kilovatios-pico, en siete entidades oficiales en el archipiélago. En 2021 se instalarán en tres entidades oficiales adicionales, logrando una capacidad instalada de 66,6 kilovatios-pico.
- Auditorías energéticas y recambios parciales de equipos, dentro de los que se entregaron aires acondicionados, bombillas ahorradoras, equipos de refrigeración y sensores de presencia para los espacios de oficina en 14 entidades oficiales en el archipiélago.
- Recambio de 76.654 bombillas para parte de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3. El total de beneficiarios es de 13.278 usuarios residenciales, incluyendo 7.127 usuarios raizales.
- Subsidio para sustitución de aires acondicionados, neveras y luminarias con destino a 2.300 usuarios.

Acciones para desarrollar en el marco de la reconstrucción de las islas:

- Instalación de soluciones solares fotovoltaicas, que aporten a la generación de energía de 1.000 viviendas construidas por el Ministerio de Vivienda.
- Entrega de equipos de refrigeración eficientes en Providencia, con un beneficio que cubra hasta el 100% del valor del equipo.
- Entrega gratuita de bombillas en los sectores residencial, comercial y oficial de Providencia y Santa Catalina. Se iniciará por el sector residencial y se cubrirá hasta la culminación de existencias en los otros dos sectores.

### **El avance de la Iniciativa Ciudades Energéticas**

En 2018, la Embajada de Suiza, Cooperación Económica y Desarrollo y la UPME unieron esfuerzos para desarrollar la iniciativa Ciudad Energética<sup>xxiii</sup>, orientada a introducir una herramienta implementada en otros países, con el fin de mejorar la calidad de la gestión energética en las ciudades colombianas elegidas como piloto. Con base en criterios principalmente de liderazgo institucional, territoriales (población, diversidad de pisos térmicos), ambientales y de sostenibilidad (potencial para

energías renovables), fueron elegidas Fusagasugá, Montería y Pasto.

Las urbes mencionadas desarrollaron un proceso participativo de construcción de una Estrategia Energética Local (EEL) basada en la metodología internacional empleada por las experiencias Energiestadt y EEA. Este proceso participativo involucró la participación del Gobierno municipal, el sector privado -incluyendo asociaciones de empresarios- y el académico.

La construcción participativa de la EEL, como diagnóstico energético participativo, permi-

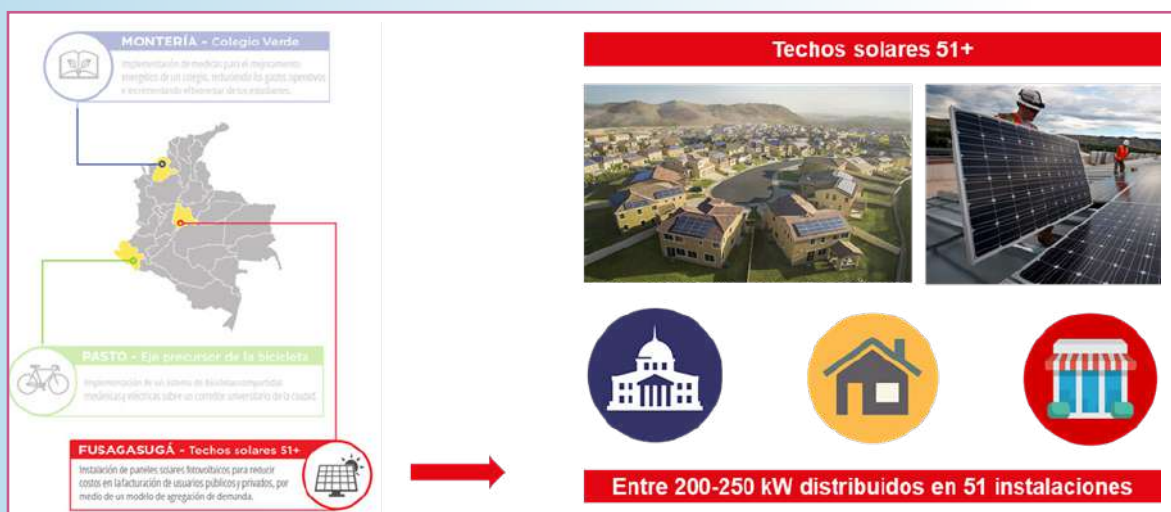
tió que se estructurara un plan de acción que identificaba proyectos prioritarios demostrativos y escalables, que respondieran a las necesidades energéticas particulares de cada municipio. Estos proyectos, han buscado fomentar el uso de energía renovable y eficiencia energética en las ciudades, y el monitoreo de resultados e impactos. Dentro de estos proyectos, la iniciativa identificó proyectos de victorias tempranas, que financió 100% en su ejecución para garantizar un efecto demostrativo en el mediano plazo que contribuyera a mantener el aumento del interés por parte del municipio en sacar a adelante otros proyectos

identificados en su EEL. Por tal motivo, la iniciativa también prestó asistencia a los municipios en fortalecer su conocimiento de gestión de proyectos y en la movilización de recursos adicionales para el desarrollo de otros proyectos.

El proceso llevado a cabo con estas ciudades piloto ha estado constantemente orientado a promover acciones concretas en materia energética y proporcionar a los Gobiernos locales y sus socios los medios para llevar a cabo una política energética integrada, participativa y sostenible.

### *Piloto Fusagasugá*

El proyecto de victoria temprana en Fusagasugá consiste en la instalación y la operación de paneles solares fotovoltaicos para reducir costos en la facturación de los usuarios públicos y privados, por medio de un modelo de agregación de demanda, que consiste en la realización de una compra asociativa. El desarrollo de la licitación en 2019 para la adquisición de estos sistemas logró una reducción en los costos de aproximadamente 20%, con un precio de 1200 US\$/kilovatios-pico. Este es un modelo de negocio replicable que se podría implementar en otros municipios de Colombia.




Fuente: Informe de avance ciudades energéticas UPME- SECO- AI

En este proyecto se instalarán entre 200 kilovatios y 250 kilovatios y al menos 51 instalaciones tanto en el sector residencial, como en edificios públicos, y en otros usuarios privados como el sector comercial. Además de la reducción de costos obtenida con la agregación de demanda, los usuarios recibirán una cofinanciación por parte del programa, que depende tanto del sector como del estrato socioeconómico para los hogares urbanos. Los resultados esperados de la implementación de este proyecto son: la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en 20,6 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente por año y la generación de energía por 125,6 megavatios-hora/año.

### *Piloto Montería*

El proyecto de victoria temprana que se implementó en la ciudad de Montería, consiste en la incorporación de medidas para el mejoramiento energético de un colegio con los objetivos de reducir los gastos operativos y las temperaturas dentro de los salones de clase a 27°C, utilizando la energía solar para la autogeneración de electricidad e incrementar el bienestar de estudiantes y funcionarios. En este proyecto se han tomado en cuenta las medidas pasivas y activas que se pueden implementar para mejorar el confort de quienes asisten a la institución educativa, sin incrementar los costos que se deben asumir en su operación


Los resultados esperados de la implementación de este proyecto son: la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en 5,8 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente por año, el ahorro de 35,5 megavatios-hora/año de energía a través de las medidas de eficiencia energética aplicadas y la generación de energía por 55,6 megavatios-hora/año.





**MONTERÍA - Colegio Verde**  
Implementación de medidas para el mejoramiento energético de un colegio, reduciendo los gastos operativos e incrementando el bienestar de los estudiantes.

**PASTO - Eje precursor de la bicicleta**  
Implementación de un sistema de bicicletas compartidas, mecánicas y eléctricas sobre un corredor universitario de la ciudad.

**FUSAGASUGÁ - Techos solares 51+**  
Instalación de paneles solares fotovoltaicos para reducir costos en la facturación de usuarios públicos y privados, por medio de un modelo de agregación de demanda.



**Institución educativa Juan XXIII**

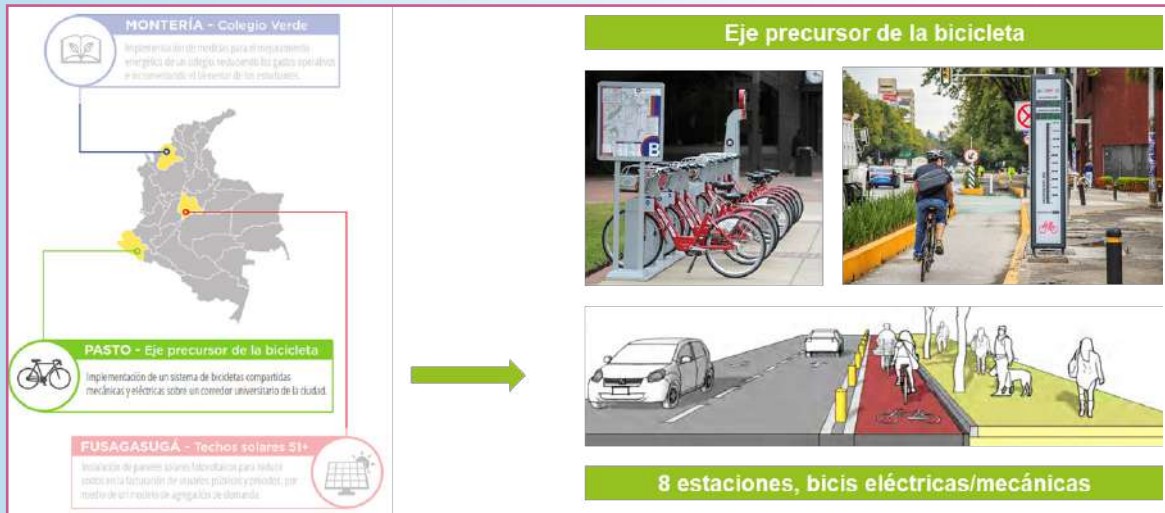
**Inversión estimada: 1,400 MM COP**

Fuente: Informe de avance ciudades energéticas UPME- SECO- AI



### Piloto Pasto

El proyecto de victoria temprana que se está implementando en la ciudad de Pasto, consiste en un eje precursor de la bicicleta conformado por ocho estaciones de recarga de bicicletas sobre un corredor universitario de la ciudad, y un parque de bicicletas eléctricas y mecánicas. Las estaciones de préstamo de bicicletas serán administradas por cada una de las Instituciones en las cuales se ubican, y estas se harán cargo de su operación en el futuro.



Fuente: Informe de avance ciudades energéticas UPME- SECO- AI

El proyecto sirve de modelo para ser replicado en otras ciudades del país de acuerdo con sus necesidades, y que cuenten con la apropiación y visibilización por parte de las comunidades en las cuales se implementan. Los resultados esperados de la implementación de este proyecto son: la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en 85,1 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente por año, el ahorro de 312 megavatios-hora/año de energía a través de las medidas de eficiencia energética aplicadas y la generación de energía por 28,6 megavatios-hora/año.

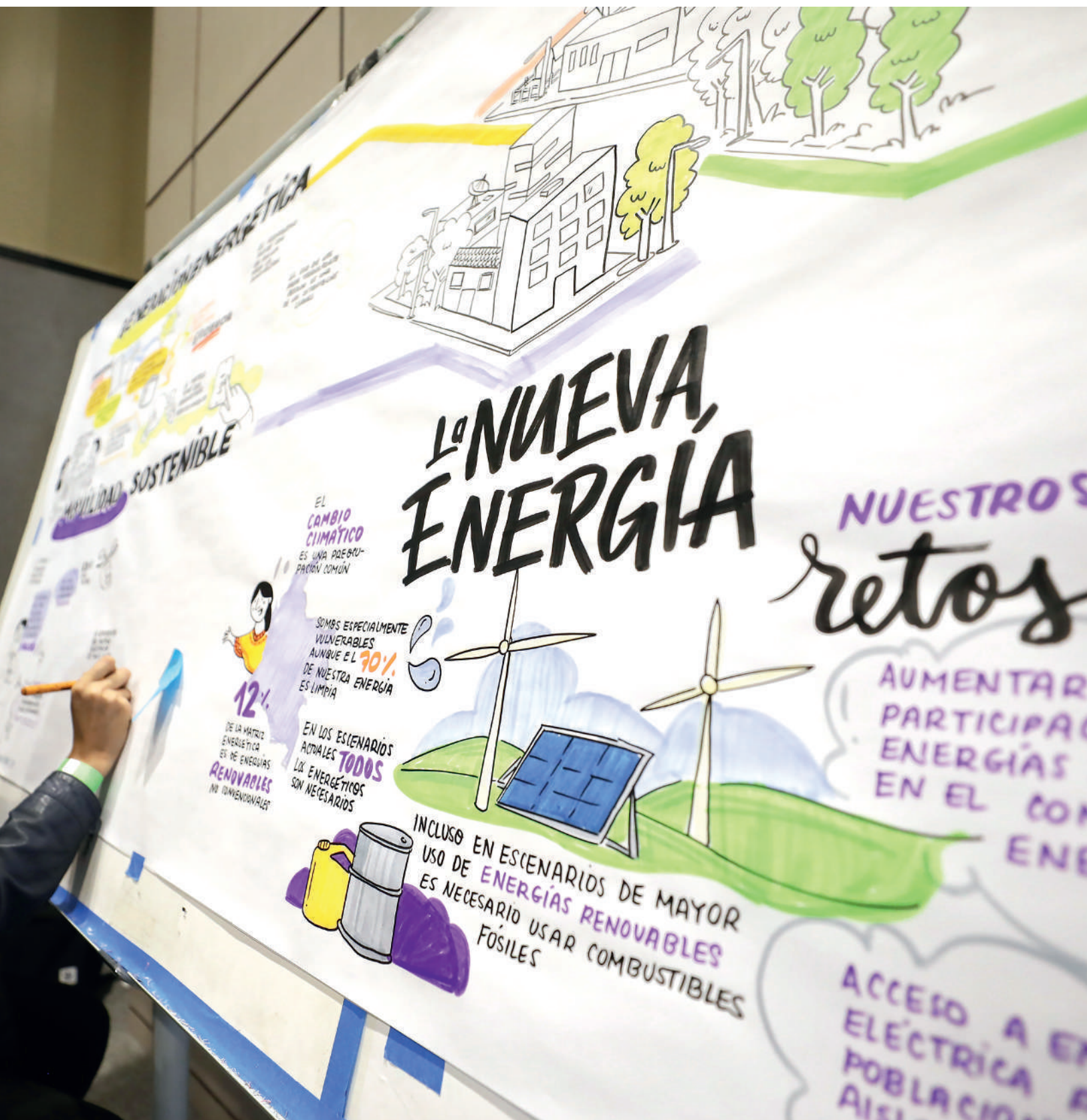


Imagen: Ministerio de Minas y Energía de Colombia / César Nigrinis Name

## CAPÍTULO 5

### *El usuario como centro de la transformación*

No resulta una exageración afirmar que la distribución y comercialización son eslabones clave de la cadena eléctrica, así sean los últimos, ya que estos permiten al usuario final desde operar su negocio hasta usar los electrodomésticos que posee en su casa. Convirtiéndose en el enlace entre el mercado eléctrico y el consumidor final.

Para que el sistema funcione de manera adecuada, estos eslabones tienen que cumplir con requisitos como confiabilidad, precios competitivos y una respuesta rápida a las necesidades y quejas de los usuarios. Los balances disponibles indican que Colombia ha hecho avances importantes en esta materia. No obstante, hay una gran dispersión entre los indicadores de las empresas que desarrollan esta labor en el territorio nacional<sup>xxiv</sup>.

Por ejemplo, en 2018 el promedio de horas acumuladas de interrupciones fue de 37,7, pero mientras en una decena de compañías el índice estuvo por debajo de 20 horas, en un par se superaron las 100 horas. Extremos del mismo tenor se encuentran en el indicador relacionado con el número de cortes de luz, el cual deja en claro que los habitantes de

la zona Caribe son los más afectados por esta realidad.

En el país los operadores de red tienen asignado un mercado incumbente que coincide con los departamentos en los que está dividido administrativamente. Cada firma maneja las redes de distribución y es prestadora del servicio de energía de uno o varios entes territoriales. Las empresas son remuneradas por la actividad de distribución de acuerdo con la metodología establecida por la CREG<sup>xxv</sup> según la base de activos existentes y nuevos, de acuerdo con el plan de inversiones. Es decir, los operadores de red deben realizar inversiones en redes y buscar la mejora en la calidad del servicio como parte esencial de su actividad.

Con la transición energética la distribución y comercialización pasan a jugar un papel fundamental, pues son los que promoverán y desarrollarán la modernización de la red y darán oportunidades para la participación de los usuarios en los mercados eléctricos. Lo anterior, es fundamental para crear el rol de prosumidores. La evolución de los operadores de red, transformándose en prestadores

de servicios, permitirá a los usuarios sacar el mejor provecho de su participación, lo cual repercutirá en la eficiencia misma del mercado.

Teniendo en mente la importancia de la distribución, las recomendaciones de la misión de transformación energética se centraron en analizar los caminos para modernizar la red de distribución, aumentar su visibilidad para acoger de manera más eficiente los recursos energéticos distribuidos, actualizar el papel del distribuidor y plantear oportunidades para una participación eficiente de la demanda en el país. Lo anterior se explica a profundidad en el capítulo 7.

### **Competencia en la comercialización y eficiencia en los precios para el usuario**

Un mecanismo mediante el que los generadores en Colombia venden energía en el corto y mediano plazo son los contratos bilaterales que establecen cierta cantidad de electricidad a un precio fijo e indexado durante la duración del contrato. Esto permite a los generadores obtener un ingreso estable que ayude a alcanzar la viabilidad financiera cuando la planta es nueva, y cuando la planta es existente permite reducir la exposición a los precios de bolsa, contrarrestando la volatilidad de sus ingresos por venta de energía. Los contratos complementan los ingresos obtenidos del mecanismo de cargo por confiabilidad y, recientemente, también de la subasta de contratos de largo plazo.

Como parte de su actividad, los comercializadores tienen la función de conformar un portafolio de compra de energía que balancee las compras en bolsa y las compras en contratos o mecanismos de subasta de largo plazo buscando optimizar los recursos y precios con los que abastecen su demanda.

En un mercado concentrado, como el colombiano, en el que muchos comercializadores se encuentran integrados con generadores, las negociaciones tienen como falencia que los precios pactados no están disponibles para conocimiento público, lo cual favorece la posición dominante de los agentes integrados, creando una barrera para otros interesados en la negociación. Como consecuencia de esto, los precios dependen de la contraparte con la que se negocia el contrato, por lo que se generan ineficiencias producto de la parcialidad, afectando a los usuarios finales.

Para corregir las ineficiencias en los contratos bilaterales se determinó que es necesario un mercado transparente, anónimo y estandarizado para que nuevos agentes puedan competir y se garantice un precio eficiente al usuario final. Por tanto, se emitió la Resolución CREG 114 de 2018 que invita a los agentes a diseñar, proponer y administrar el mecanismo de mercado para la negociación de contratos bilaterales a riesgo propio, con el incentivo de que los precios de las transacciones entre comercializadores y generadores realizadas se podrá trasladar de forma directa a la demanda.

El mecanismo diseñado debe cumplir con las características de pluralidad, estandarización, simplicidad, disponibilidad de información, acreditación, anonimato, entre otras, persiguiendo objetivos de pluralidad, transparencia, neutralidad y fiabilidad. Las propuestas deben incluir el diseño de indicadores para el seguimiento del mecanismo y evaluación de su efectividad, así como la formación de precios, el administrador y ejecutor del mecanismo, el gestor de riesgos, entre otros.

Hasta el momento, en cuanto a propuestas para el desarrollo de mercados anónimos estandari-



zados de contratos de energía, se han dado a conocer dos proponentes, uno de ellos es la Bolsa Mercantil de Colombia (BMC), que actualmente cumple el rol de gestor del mercado de gas, y el otro es Derivex, cuya propuesta fue evaluada por la CREG y publicada para comentarios durante 2020. De esta forma, se está trabajando para promover la competencia y eficiencia en los contratos de compraventa de energía.

Luego, en 2019 se establecieron reglas de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible <sup>xxvi</sup>, dando lineamientos para que las empresas garanticen la transparencia, buenas prácticas en el manejo de la información de los usuarios y que velen por los intereses de estos. Se detallan los comportamientos que propenden por el libre acceso a los bienes esenciales, la competencia, el tratamiento neutral e indiscriminado a usuarios y agentes y, en general, las acciones requeridas para la adecuada prestación del servicio.

Al mismo tiempo se definieron los principios, comportamientos y procedimientos que deben cumplir los comercializadores en la celebración de contratos de energía para el mercado regulado<sup>xxvii</sup>. Una de las disposiciones definidas determina que los comercializadores deberán diseñar términos de referencia neutrales y transparentes, que se publicarán en la plataforma web destinada para ello, especificando la cantidad de energía, periodo de tiempo objetivo y demás condiciones requeridas.

Así, el comercializador comprará la energía al oferente que dé menor precio y cumpla las condiciones establecidas en los pliegos. De esta manera, se promueve la neutralidad y competencia en estas negociaciones.

El segundo aspecto fundamental consiste en la creación de un sistema centralizado de información de convocatorias públicas (SICEP), con el propósito de hacer accesible los datos sobre los contratos de energía, dando transparencia a estos procesos, reduciendo los costos de transacción asociados, fomentando la competencia y protegiendo al usuario.

Es de destacar que, desde la creación del SICEP, se ha empleado la plataforma para 76 procesos de convocatoria pública de energía, de las cuales 38 se encuentran adjudicadas, 15 están abiertas, 7 fueron canceladas y 16 resultaron desiertas.

El tercer aspecto relevante es la limitación del porcentaje de compras que el comercializador puede realizar a agentes con los que se encuentra integrado o con quienes mantiene una relación de control. El porcentaje permitido disminuye gradualmente, iniciando en 50% en el año 2020 y finalizando en 20% en el año 2027.

Por último, se resalta que como parte del proceso de transición energética se considera fundamental que los usuarios finales estén informados y tengan acceso a la información que les permita tomar mejores decisiones, por lo que se ha adelantado el marco regulatorio para la masificación de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI, por sus siglas en inglés). El Gobierno estableció una meta a 2030, de tener el 75% de usuarios en el SIN con medición avanzada, por lo cual la CREG publicó en 2020 dos proyectos de resolución para determinar las responsabilidades de los operadores de red, comercializadores y usuarios frente a la masificación de AMI, así como los plazos, etapas y condiciones para el despliegue. Se espera que la regulación definitiva sobre el tema sea publicada en 2021.



## La importancia del buen comportamiento

En Colombia, el Gobierno y la CREG han establecido herramientas de comando y control, y reglas operativas bajo las cuales se rigen los agentes prestadores del servicio público de energía. Además, se cuenta con regulación a través de incentivos, como un ingreso regulado, que proporciona una señal explícita para disminuir costos y consecuentemente aumentar sus beneficios.

Sin embargo, la regulación enfrenta una dificultad natural al no poder prever todas las posibles situaciones que se presenten en los mercados. Esto sucede más allá de tener presente que la operación de las redes es un monopolio por naturaleza y que esto proporciona ventajas competitivas a los comercializadores integrados con el Operador de Red, quienes, a su vez, mantienen una relación de control con los principales agentes generadores en el país. A esto se le añade el dinamismo que se espera incorporar en los mercados, lo cual implica una participación de nuevos agentes con nuevos esquemas. Por ende, se requiere una regulación adaptativa y clara que promueva el bienestar social.

En respuesta a lo anterior, se publicaron las reglas de comportamiento para los agentes del mercado mediante la Resolución CREG 080 de 2019 con el fin de garantizar el libre acceso a las redes, la elección de prestadores de servicio y la posibilidad de migración de usuarios. Igualmente, la transparencia, la neutralidad, la eficiencia económica, la libre competencia y la no utilización abusiva de la posición dominante.

Esta resolución detalla que los comercializadores deben gestionar sus conflictos de inte-

rés de tal forma que prevalezca el compromiso adquirido de velar por el bienestar de los usuarios finales. De la misma manera, se describen los principios de neutralidad y transparencia que deben regir el acceso a las redes y a otros bienes necesarios para la correcta prestación del servicio, el manejo adecuado de la información y datos de los usuarios, y la veracidad y claridad que necesita caracterizar a la información entregada a los usuarios y otros agentes. En conclusión, se establecen los lineamientos que guían el actuar de los agentes para que éste sea transparente y las relaciones entre agentes no tengan distorsiones.

Un ámbito adicional de acción -en coherencia con lo anterior- consiste en la visibilidad de la red de distribución para los usuarios que requieren acceso a ella. Con el borrador de Resolución CREG 002 de 2021 se aclaran las normas establecidas previamente<sup>xxviii</sup> en lo referente a autogeneradores a pequeña escala y generadores distribuidos. Esta especifica las condiciones para que el sistema de visualización de la red sea de fácil acceso para cualquier usuario, y que las solicitudes de conexión y consulta de costos se puedan realizar en línea. De esta forma se pretende garantizar el acceso a la información y se eliminan barreras y restricciones.

Aparte de lo anterior, el borrador define los tiempos de respuesta por parte de los Operadores de Red a las solicitudes de información y conexión que realizan los autogeneradores y generadores distribuidos, y se estandariza el proceso de conexión según el tamaño del proyecto, con el fin de garantizar uniformidad de condiciones para los interesados. Como medio para asegurar el cumplimiento de estas condiciones, la CREG propone que se realice una auditoría dos veces al año, y que los re-

sultados de esta sean remitidos a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para que sean insumo en sus labores de vigilancia. Se espera que la resolución definitiva para autogeneración a pequeña escala y generación distribuida sea publicada en el primer semestre de 2021.

### **Perspectivas de recursos energéticos distribuidos**

Como parte de las iniciativas para la transformación del sector energético, en la agenda del Ministerio de Minas y Energía se encuentra emitir lineamientos de política para la incorporación de recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) en el sistema.

De acuerdo con las recomendaciones de la Misión de Transformación, vale la pena abrir la oportunidad para que la demanda, la generación distribuida y el almacenamiento participen en el mercado spot y en el mercado de confiabilidad. Cuando Colombia cuente con un mercado de servicios complementarios, se debe permitir también la participación de estos recursos y su remuneración en igualdad de condiciones con otros agentes.

Una de las modificaciones que se plantea necesaria para lograr la participación flexible y dinámica de los recursos energéticos distribuidos en los mercados de energía, es la constitución de un agente agregador de estos recursos. Esto tiene el reto de analizar si se requiere un nuevo agente o esta función puede hacer parte de los servicios que ofrecen los comercializadores.

En segundo lugar, uno de los componentes de la visión a futuro para el sector consiste en que la red de distribución sea de acceso abier-

to y que los Operadores de Red puedan hacer uso de los recursos distribuidos instalados en su mercado para optimizar la operación. La Misión de Transformación hace énfasis en la migración hacia un esquema de Operador del Sistema de Distribución – ODS por sus siglas en inglés. La remuneración de la actividad de distribución debe entonces actualizarse para que el distribuidor promueva la instalación de DER y que estos provean servicios a nivel de distribución.

Del mismo modo en que se quiere incentivar un nuevo rol para el distribuidor, se quiere fomentar la innovación y surgimiento de nuevos esquemas regulatorios que respondan al sistema moderno y cambiante que se está construyendo. Las areneras regulatorias o *sandboxes* son un mecanismo para lograrlo y se cuenta con referencias internacionales para implementarlo. Por ejemplo, países como Reino Unido, Canadá y Holanda ya han tenido experiencias con este esquema.

### **El servicio en la Costa Caribe**

Electricaribe era la empresa prestadora del servicio de energía eléctrica en la zona norte del territorio nacional, atendiendo siete departamentos: Atlántico, Magdalena, La Guajira, Córdoba, Cesar, Sucre y Bolívar. El número de usuarios era cercano a los 2,7 millones en 2018, que representan cerca del 25% de la demanda nacional.

La calidad del servicio era considerablemente inferior al resto del país, con un Índice Promedio de Frecuencia de Interrupciones del Sistema (SAIFI) de 58, indicando que los usuarios presentan en promedio 58 interrupciones en el servicio al año, y un Índice Promedio de Duración de Interrupciones del Sistema (SAIDI)

de 56, que indica que los usuarios en promedio duran 56 horas sin servicio. Tales valores superan en más de tres y dos y media veces, respectivamente, la media nacional.

Varios análisis han mostrado que la razón principal de lo sucedido es que no se realizaron las inversiones necesarias para reemplazar equipos obsoletos o realizar los mantenimientos adecuados debido a la baja rentabilidad y problemas de solvencia económica que enfrentó la empresa. Las redes de Electricaribe requerían entre 800 mil millones y un billón de pesos de inversiones anuales, muy lejos del promedio de 130 mil millones de pesos anuales realizado durante la década pasada.

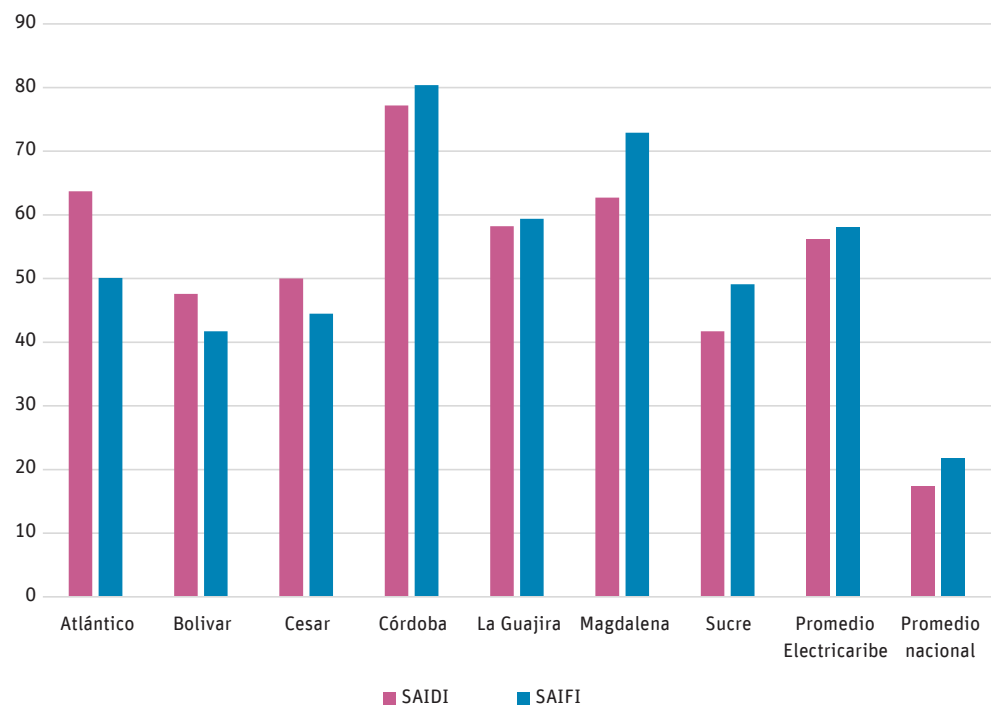
Adicionalmente, se estima que Electricaribe tenía una deuda que alcanzaba los 300 mil millones de pesos con agentes generadores debido a que, desde hacía varios años, había incumplido el pago de sus obligaciones co-

merciales en el Mercado de Energía Mayorista. Debido a las bajas inversiones se generaron pérdidas de energía que alcanzaron niveles de más de 30%, lo cual superaba ampliamente el valor de pérdidas eficientes remunerado a las empresas. De esta forma, la región Caribe sufrió un ciclo vicioso: la subinversión implicó una baja calidad del servicio, altas pérdidas y un bajo nivel de recaudo, lo cual ocasionaba que la tarifa cobrada por la empresa fuera insuficiente para apalancar inversiones adicionales, aumentando los inconvenientes en la prestación del servicio.

Por más de dos décadas se mantuvo en el Caribe un servicio sin la continuidad y calidad exigidas por la normatividad, y durante más de 10 años la empresa experimentó un valor presente neto negativo de sus flujos de caja, lo que le imposibilitó acceder a nuevas fuentes de financiamiento.

Gráfico 15.  
Indicadores SAIDI  
y SAIFI de la Costa  
Caribe en 2018

Fuente: Superintendencia  
de Servicios públicos  
Domiciliarios- Informe de  
diagnóstico de calidad del  
servicio 2018



En ejercicio de sus funciones de control, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) efectuó toma de posesión de los bienes, haberes y negocios de Electricaribe el 15 de noviembre de 2016, con el fin de asegurar la prestación del servicio de energía eléctrica en los departamentos abastecidos por esta empresa. El propósito principal de la intervención fue garantizar la prestación continua del servicio a los usuarios y buscar soluciones de fondo a los problemas del servicio de energía eléctrica en la región Caribe.

Tras un riguroso análisis realizado a partir de agosto de 2018, la Superservicios concluyó que la gravísima situación financiera de Electricaribe presentaba riesgo inminente de una cesación general del pago de sus obligaciones, entre ellas las de los agentes del mercado mayorista que proveen la energía que requieren los usuarios, con lo cual se generó el riesgo de que la empresa no pudiera prestar el servicio de energía eléctrica.

La solución a la problemática que experimentaron los usuarios de los departamentos del Caribe era una deuda que quedó pendiente durante 3 periodos de Gobierno, y, por tanto, una de las prioridades del Presidente Iván Duque fue proveer una solución estructural y definitiva a esta problemática.

El Plan de Desarrollo de la administración Duque autorizó una contribución económica por parte de las empresas prestadoras del servicio con el fin de recaudar cerca de 620 mil millones de pesos para la sostenibilidad financiera del Fondo Empresarial que garantiza la prestación del servicio de las empresas intervenidas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, entre las que se encuentra Electricaribe. Además, aumentó

el límite de integración vertical con el fin de que los agentes existentes tuvieran la posibilidad de participar en la subasta del mercado Caribe.

Mediante el Documento CONPES 3933 de 2018 se aprobó la garantía de la Nación para el Fondo Empresarial de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios con el fin de acceder a un crédito por 735 mil millones de pesos, empleados para asegurar el plan de inversiones y recuperación de pérdidas de Electricaribe en el año 2019. Con estos recursos se adelantaron obras para mejorar calidad, reducir las pérdidas, ampliar la capacidad de infraestructura y modernización tecnológica, mientras se estructuraba el proceso de subasta.

Con el apoyo del Gobierno, y como parte de sus funciones, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios definió que el esquema de solución empresarial para Electricaribe consistía en la búsqueda de uno o dos inversionistas-operadores para la prestación del servicio de energía eléctrica atendido por Electricaribe. Al iniciar el periodo de Gobierno del Presidente Iván Duque, se tenía avanzado un proceso con un solo proponente, el cual se canceló con el fin de estructurar una subasta que contara con más participantes y más competencia.

El diseño de la subasta para seleccionar los inversionistas, el cual fue liderado por el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Hacienda, el Departamento Nacional de Planeación y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, incluía la posibilidad de separar el mercado de Electricaribe en dos mercados más pequeños. Las ventajas identificadas bajo este esquema fueron:

1. Garantiza una solución definitiva a la prestación del servicio de energía a cerca de 10 millones de habitantes.
2. Asegura la ejecución de inversiones.
3. Adapta a la red al crecimiento de la demanda actual y futura.
4. Mejora sustancial de los indicadores de calidad y continuidad del servicio.
5. Segmentación del mercado implica menores necesidades de capital inicial por inversionista.
6. Distribuye los riesgos existentes en la compañía.
7. Permite tener empresas más pequeñas que son de más fácil gestión.

Fue así como finalmente se realizó el proceso de segmentación del mercado, creando Caribe Sol y Caribe Mar. En el primero están Atlántico, La Guajira y Magdalena, y en el segundo, Bolívar, Sucre, Córdoba y Cesar.

De forma complementaria a la creación de estos nuevos mercados, fue necesario el diseño de un régimen tarifario especial para la zona Caribe, con el fin de tener en cuenta las necesidades especiales de esta zona. La Resolución CREG 010 de 2020 establece el reconocimiento de pérdidas retrospectivas, con el fin de no perpetuar el déficit en reconocimiento de pérdidas entretanto que las nuevas empresas realizan las inversiones necesarias para la recuperación de la calidad del servicio. Asimismo, con esta resolución se fijó una senda de mejoramiento de calidad acorde a la realidad de los mercados del Caribe y una modificación para la correcta remuneración de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM). La motivación tras estos esfuerzos fue asegurar la viabilidad financiera de la prestación del servicio en Caribe para atraer inversionistas al proceso de selección.

De este modo, durante 2020, en el marco de un esquema de solución empresarial diseñado y liderado por el Gobierno del Presidente Duque, se realizó la subasta para seleccionar nuevos prestadores de servicio para cada mercado y como parte del proceso, el Gobierno se comprometió a asumir pasivos que suman 1,4 billones de pesos, con el fin de atraer inversionistas.

En la subasta en cuestión Aire y Afinia resultaron beneficiarias de la adjudicación para atender los mercados de Caribe Sol y Caribe Mar, respectivamente. Aire está conformado por un consorcio que lidera la Empresa de Energía de Pereira, y Afinia es filial de Empresas Públicas de Medellín, las cuales empezaron a operar en sus respectivos mercados en octubre 2020.

Estas nuevas sociedades garantizaron la sustitución patronal para los 1.410 empleados directos y la realización de las inversiones en las redes de forma oportuna y en la magnitud que se requiere, teniendo como finalidad la recuperación del deterioro de los activos de las redes y la mejora en la calidad del servicio de los usuarios. En el mercado de Caribe Mar la inversión a hacerse en los próximos cinco años es de 3,2 billones de pesos y en el caso de Caribe Sol, 2,6 billones de pesos, que beneficiarán a los casi tres millones de usuarios ubicados en los departamentos señalados.

Las acciones señaladas se complementan con la ejecución del 'Plan 5 Caribe' que involucra inversiones contratadas por 2,97 billones de pesos con el objetivo de mejorar la confiabilidad del sistema de energía eléctrica en esta zona del país. En lo corrido del Gobierno ha entrado operación 13 obras de 22 completadas hasta la fecha, las cuales comprenden subestaciones, nuevas líneas o transformadores.





Imagen: Ministerio de Minas y Energía de Colombia / César Nigrinis Name

Mención especial merece el refuerzo eléctrico de la Guajira, inaugurado en noviembre de 2020, el cual mejorará la confiabilidad del sistema de transmisión regional del departamento, agregando una línea adicional desde Cuestecitas hasta Riohacha, y cerrando el anillo eléctrico entre Riohacha y Maicao. La iniciativa beneficia a 50.000 familias de Riohacha, Maicao, Uribia y Manaure, y de manera indirecta a toda la región.

Aparte de lo anterior, hay otra quincena de proyectos en ejecución por un valor cercano a los 3,8 billones de pesos. Tales erogaciones,

complementadas con las que están a cargo de Afinia y Aire desembocarán en un aumento significativo en la calidad del servicio recibida por cerca de diez millones de personas que habitan en el norte del país.

La solución estructural de la problemática de la Costa Caribe y la promoción de acciones enfocadas en mejorar la confiabilidad de la red de transmisión, junto a la promoción de mayores posibilidades para la participación de los agentes en el mercado, abre paso al mercado eléctrico del futuro, el cual tiene como centro el beneficio de los usuarios.





Imagen: Ministerio de Minas y Energía de Colombia / César Nigrinis Name

## CAPÍTULO 6

### *Compromiso con la equidad y el poder de transformar vidas con la energía*

Si bien Colombia ha hecho un esfuerzo notable en materia de aumento de la cobertura de servicios públicos, todavía tiene un importante trecho por recorrer. Tanto los indicadores sectoriales como las mediciones de pobreza multidimensional revelan que existe un grupo importante de ciudadanos -localizados en forma mayoritaria en las zonas rurales aisladas- que no cuentan con los mismos niveles de acceso que sus congéneres.

Las consecuencias de esta realidad son claras: menores posibilidades de progreso para quien nace y habita un hogar el cual es difícil alumbrarse en la noche o beber un vaso de agua limpia. Semejante circunstancia en un país desigual como el nuestro, constituye un llamado a la acción del Estado para que haga lo que esté a su alcance con el fin de cerrar las brechas existentes.

Para 2018, la UPME, teniendo en cuenta la información de diferentes fuentes, determi-

nó que el total de viviendas en el territorio nacional era de 14.294.753, de las cuales 13.798.765 contaban con servicio de energía.

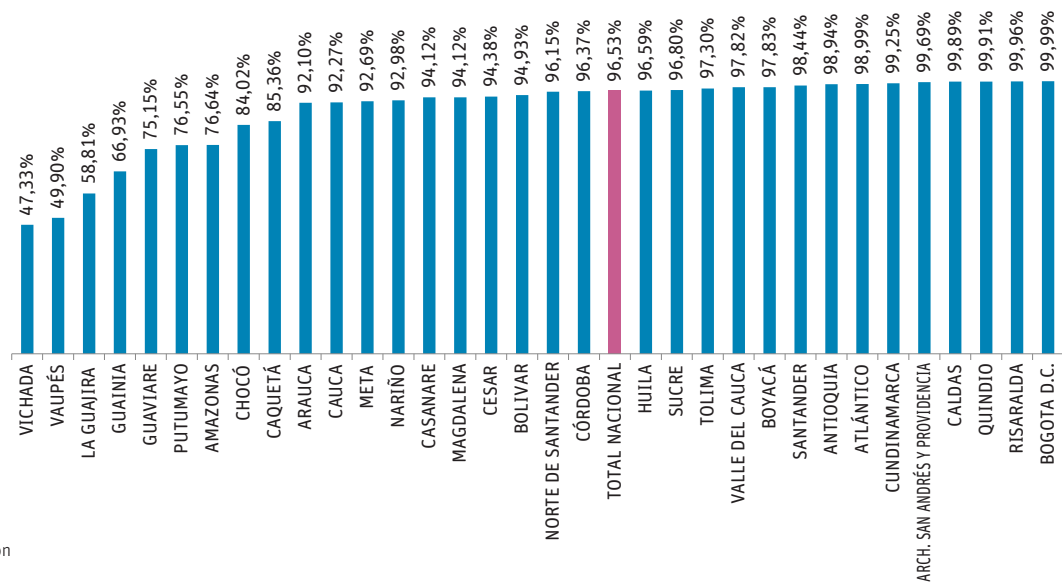
En otras palabras, el indicador de cobertura ascendía a 96,5% en ese año. Dotar de luz a ese medio millón de familias es un objetivo que también forma parte de la transición energética, de la estrategia sectorial y estatal.

Una de las razones es que la transición energética ha facilitado que las nuevas tecnologías sirvan para dar respuestas distintas a la de la conexión tradicional al SIN.

Una mirada al mapa muestra grandes desequilibrios a nivel regional. Se puede observar que los departamentos de Vichada y Vaupés cuentan con los menores valores de cobertura de todo el país (por debajo del 50%). En contraste, Cundinamarca, San Andrés y Providencia, el Eje Cafetero y Bogotá cuentan con niveles que superan el 99%.



Gráfico 16. Índice de Cobertura de Energía Eléctrica Departamental ICEE – 2018

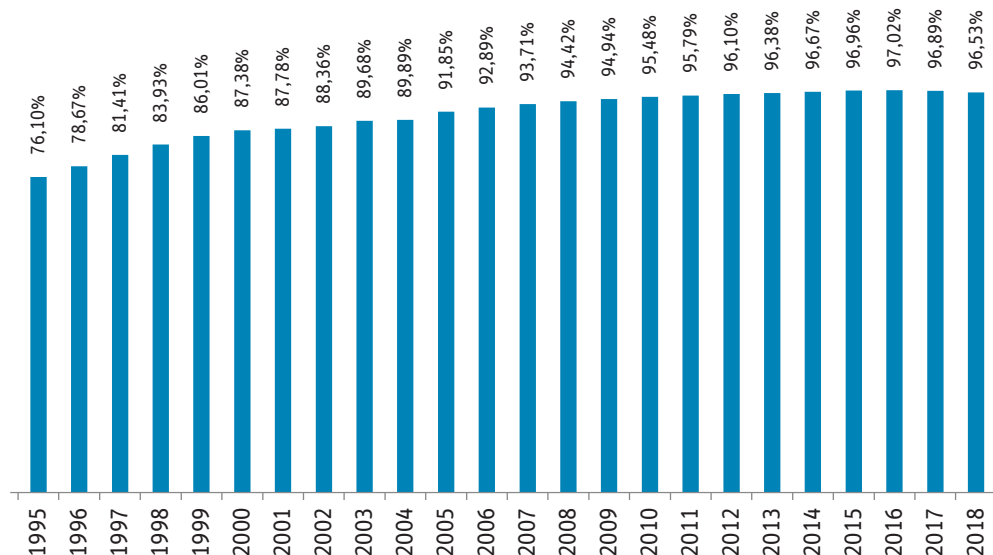


Fuente: Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME

Esa descripción no desconoce los avances, sobre todo cuando las cifras se comparan con el panorama de finales del siglo pasado. Sin embargo, salta a la vista que en años recientes

ha tenido lugar una especie de estancamiento, atribuible a la dificultad de llegar a lugares más remotos con una solución permanente y sostenible.

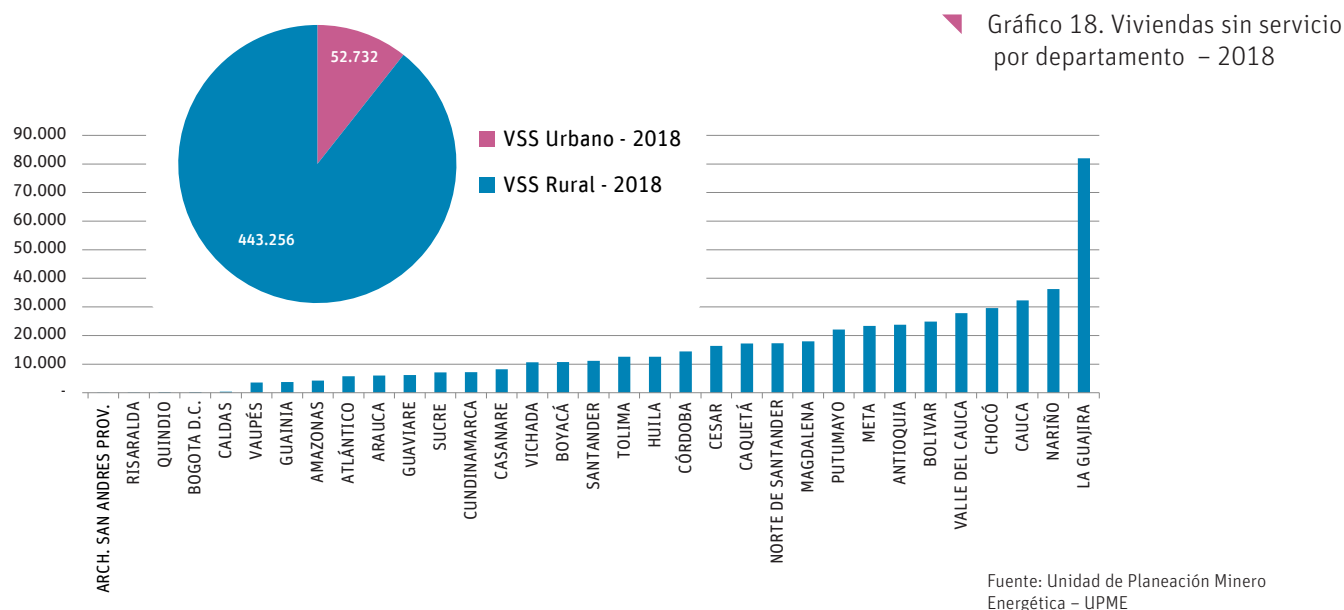
Gráfico 17. ICEE Nacional 1995 – 2018



Fuente: Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME

Para completar el diagnóstico, vale pena observar el número de viviendas sin servicio por departamento (Gráfico 18). Aquí también sal-

tan a la vista las diferencias y los atrasos, sin cuya superación será imposible garantizar las mismas oportunidades para todos.



## Los compromisos

A la luz de esa realidad, el Gobierno del Presidente Duque definió como una de las metas del Plan Nacional de Desarrollo, ampliar la cobertura del suministro de energía eléctrica con recursos públicos en 100 mil nuevos hogares (cerca de medio millón de personas). De ese total, 40.000 se encuentran ubicados en los municipios priorizados por los Programas de Desarrollo con Enfoque Territorial (PDET). Igualmente, se estima que alrededor de 45.200 nuevos usuarios recibirán por primera vez electricidad a través de soluciones solares fotovoltaicas individuales, garantizando así un suministro de energía a usuarios aislados o de difícil acceso, cuya operación no genera emisiones de gases de efecto invernadero en regiones de la geografía colombiana con difíciles condiciones para interconectar al sistema nacional.

La responsabilidad de alcanzar la meta recae en el Ministerio de Minas y Energía, junto con sus entidades adscritas. En materia regulatoria se han realizado avances significativos que

vale la pena resaltar. Estos se han traducido en redes virtuales o logísticas que permiten que los operadores incumbentes puedan adelantar proyectos con soluciones individuales o microrredes y estén remunerados con una tarifa, decretos de tarifas transitorias que autorizan la remuneración a sistemas solares individuales, asociaciones público-privadas para Zonas No Interconectadas (ZNI) o nuevos esquemas multidimensionales.

Para viabilizar estas iniciativas, se cuenta con el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER) y con el Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas (FAZNI). Así mismo, se han destinado recursos del Sistema General de Regalías (SGR) y del Plan Todos Somos Pazcífico (PTSP) para desarrollar los proyectos. Finalmente, las acciones de energización se complementan con soluciones financiadas con recursos del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas (IPSE).



Los esfuerzos realizados hasta la fecha se clasifican en tres estados de avance diferentes, con corte al 28 de febrero de 2021.

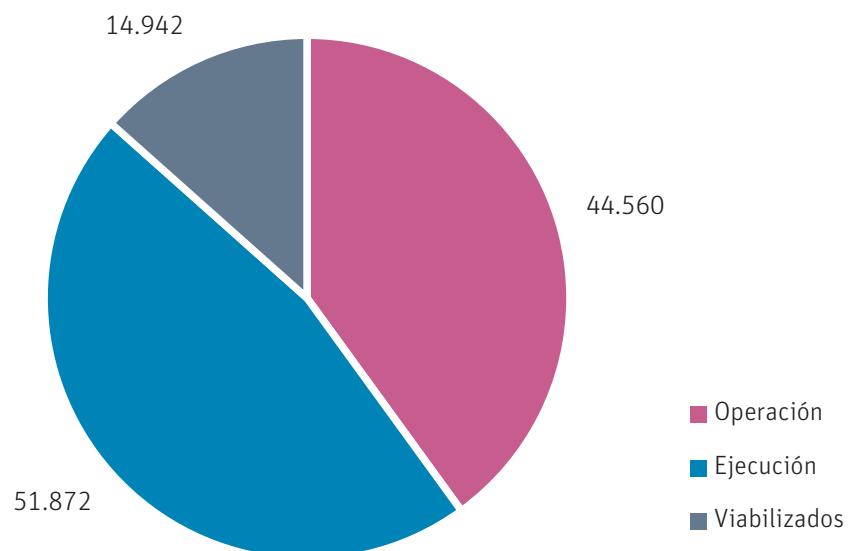
- Proyectos en operación. Se trata de obras finalizadas que han permitido el suministro de electricidad a nuevas familias desde el mes de agosto de 2018. En este caso se encuentran proyectos financiados con recursos del FAZNI, FAER, IPSE, el SGR y el PTSP. En lo que va corrido del periodo presidencial se ha suministrado electricidad por primera vez a 44.560 hogares mediante la entrada en operación de 129 proyectos en 23 departamentos.
- Proyectos en ejecución: Son emprendimientos que se encuentran en desarrollo, es decir que han surtido el proceso contractual de la firma del contrato de ejecución con el operador correspondiente. En la actualidad hay 139 proyectos de electrificación, lo cuales se están ejecutando

en 25 departamentos. Estos beneficiarán a 51.872 nuevos usuarios. En este caso los recursos provienen de los fondos FAER y FAZNI, al igual que del PTSP y el SGR.

- Proyectos viabilizados. Corresponde a iniciativas que ya cuentan con aval técnico, asignación de recursos de los fondos FAZNI o FAER y de los cuales la mayoría ya cuentan con contrato para iniciar su ejecución. Durante el año 2020 se aprobaron 33 proyectos, los cuales beneficiarán a 14.942 nuevos usuarios en 12 departamentos. El valor aprobado para financiar estas iniciativas se aproxima a 275 mil millones de pesos.

Cuando se combinan los reportes, es evidente que conseguir el objetivo fijado cuenta con un alto grado de certeza que se alcanzaría de manera efectiva en julio de 2022, lo cual debería servir como aliciente para continuar por el mismo camino.

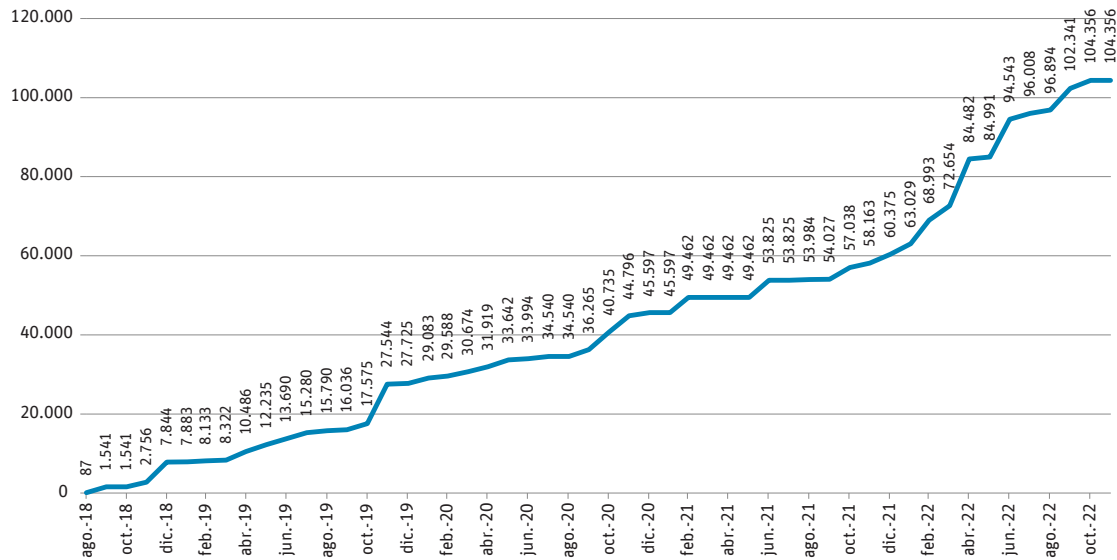
Gráfico 19. Usuarios beneficiados proyectos de electrificación – Meta 100.000



Fuente: Elaboración propia

## Proyecciones de electrificación de nuevos usuarios

Gráfico 20. Proyección de nuevos usuarios conectados durante el cuatrienio 2018-2022



Fuente: Elaboración propia

## Lecciones aprendidas

La labor adelantada ha dejado importantes enseñanzas. En el desarrollo de los proyectos de energización de nuevos usuarios se han evidenciado diversas dificultades en las diferentes etapas de su desarrollo. Al revisar la formulación de las soluciones, se encuentra que las mismas pueden ser afectadas por situaciones como tiempos de estructuración muy largos que hacen que los supuestos iniciales cambien o variaciones en los supuestos financieros, por cuenta de factores cambiarios o comerciales.

En la fase de construcción, algunos de los proyectos se han visto impactados por variables de difícil predicción, como es el caso de eventos climáticos, temas de orden público, particularidades de las comunidades y/o retrasos

en tiempos de importación de equipos (logística). Estos inconvenientes se ven reflejados en los cronogramas de ejecución de las obras, lo cual afecta la fecha de entrega.

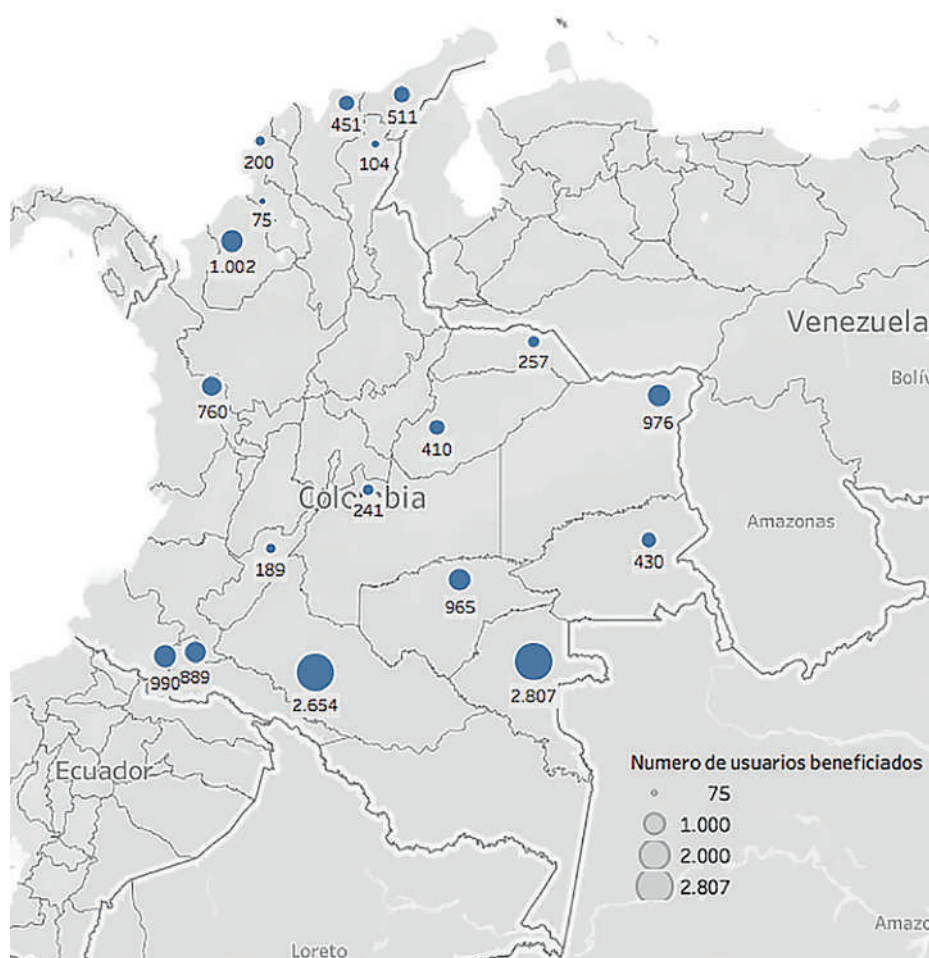
Finalmente, en la etapa de operación se han evidenciado obstáculos asociados al AOM y las garantías, capacitación de los usuarios y sostenibilidad financiera de las soluciones provistas. En general, se puede afirmar que ningún proyecto está exento de estos obstáculos u otro tipo de dificultades, aunque vale la pena rescatar la importancia de trabajar con la comunidad o incluir esquemas de sostenibilidad. Desde la experiencia de la Dirección de Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía se encuentra que los Operadores de Red pueden dar testimonio de estas situaciones, ya que de manera particular son ellos quienes están en contacto directo con

los constructores, y conocen las características específicas de las comunidades donde se desarrollan cada una de las nuevas instalaciones.

Las iniciativas de electrificación rural que se encuentran en las diferentes etapas de desarrollo se dividen en dos tipos de alternati-

vas de energización. La primera de ellas es el suministro a través de la interconexión a sistemas existentes y la segunda corresponde a soluciones aisladas a través de sistemas fotovoltaicos, estas últimas presentes en una tercera parte de los hogares que cuentan con luz por cuenta del esfuerzo realizado (41 proyectos en 18 departamentos).

Gráfico 21. Distribución nuevos usuarios electrificados con soluciones solares fotovoltaicas, 2018-2020



Fuente: Elaboración propia

Las implementaciones de estas soluciones a lo largo del territorio nacional han tenido valores de costo medio por usuario que oscila entre US\$5.500 y US\$8.000, mientras que la media nacional ronda alrededor de US\$6.800. Dada

la evolución de la tecnología, es previsible que esta opción tenderá a crecer, dependiendo su consolidación y eficiencia, al igual que del decrecimiento de los costos de la tecnología que irían de la mano del desarrollo tecnológico.

### Un cambio de vida: El poder transformador de las energías renovables

A Nevis Troncoso, vecina de Crucito, una vereda de Tierralta (Córdoba), los paneles solares le cambiaron la vida. En lugar de moverse en la oscuridad o depender del brillo de una linterna cuando caía el sol, ahora su rutina es muy distinta. “Tenemos luz toda la noche, ya no se escucha el ruido de las plantas y pusimos un ventilador en la habitación, ¡ahora sí podemos dormir cómodos y tranquilos!”, asegura su esposo Luis Carlos López.

Y esa mejoría se expresa en grandes y pequeños detalles. Antes, para cargar el celular, era necesario ir a la tienda y pagar mil pesos. Antes la pequeña Shaira, hija menor del matrimonio, tenía que hacer sus tareas a la luz de una vela. Antes pensar en un televisor era un sueño que parecía irrealizable. Ahora todo es diferente y no solo por el aparato instalado en la sala.

Una sensación similar pasa por la mente de Elías Ramos, varios cientos de kilómetros al norte, en el departamento de la Guajira. Después de laborar por 35 años en Cerrejón, a finales de 2019 decidió dedicarse de lleno a la finca Cundinamarca, que durante años estuvo abandonada en la vereda Las Dudas – Aguas arriba, en el municipio de Urumita.

“Como no teníamos luz, no podíamos vivir aquí. Entonces llegábamos muy temprano en la mañana, trabajábamos en el cultivo de tomate, con los pollos, con los animales, y a las cinco o seis de la tarde ya esto quedaba solo, todos nos íbamos de nuevo”, recuerda. En febrero de 2020 recibió el panel solar al que califica como una bendición.

Gracias a la energía se decidió a emprender un nuevo proyecto: cuatro estanques en los cuales desarrolla un proyecto piscícola. Hoy su primer lote de más de 1.500 tilapias rojas está muy cerca de culminar su proceso de crecimiento. “Para mí el sol es la vida, y la energía la bendición que nos permitió volver y enamorarnos más de nuestro campo”, dice.

Al sur del territorio nacional, en jurisdicción de San Vicente del Caguán, vive Alba Nelcy Pinzón, más conocida como “Doña Chela”, quien deriva su sustento de la venta de leche. A sus 57 años, es una reconocida lideresa de la comunidad en la vereda La Granada, donde habita con su esposo y su nieto de 16 años.

Por cuenta de la instalación de un panel solar en su hogar, la familia pudo iluminar el establo con bombillos LED, con lo cual oficios como el de levantarse a ordeñar las vacas en la madrugada se hicieron mucho más sencillos. Un millar de familias de la zona – que han visto mejorar su productividad debido a la misma tecnología – relatan hoy una historia de progreso similar.

### Sustitución necesaria

La imagen puede parecer anacrónica para los millones de colombianos que habitan en las grandes ciudades, pero en múltiples lugares del territorio nacional la cocción con leña es una realidad, como lo confirman las estadís-

ticas. De acuerdo con la Encuesta de Calidad de Vida para el año 2018, 1,77 millones de hogares siguen usando combustibles sólidos para cocinar.

Es por esto que el Plan Nacional de Desarrollo estableció que el Ministerio de Minas y

Energía pondría en marcha un programa de sustitución de leña y carbón por GLP con una meta de 100.000 hogares. En ese contexto, se ha realizado un seguimiento en varios departamentos, apoyado en los datos del sistema de subsidios. Un corte preliminar indica que, desde agosto de 2018, 57.398 hogares han pasado a comprar gas.

Semejante avance complementa una verdad evidente. El gas es un servicio esencial en la vida de los colombianos, no solo porque ocho de cada diez hogares lo usan a diario, sino porque contribuye a la protección del medio ambiente y al cierre de brechas. Además, es considerado un combustible propio de la transición energética: reduce en 40% las emisiones de carbono y en 96% el material particulado. En el quinquenio 2015-2019 se destacó el crecimiento sostenido del consumo. En este periodo, el sector residencial incrementó su demanda en 20 millones de pies cúbicos diarios, consecuencia del ingreso de 1,8 millones de usuarios al sistema.

La expansión no se detiene. Mientras que al finalizar el año 2018 existían 9.595.597 usuarios conectados al servicio de gas por redes, para el tercer trimestre de 2020 la suma ascendió a 10.305.681. De tal manera, la cobertura residencial efectiva llegó al 98%.

Dentro de los elementos que han agilizado la prestación del servicio del gas combustible (gas natural y GLP por redes), se encuentran una política clara de Estado que se expresa en una regulación adecuada, al igual que un esquema de subsidios que comprende la construcción de infraestructura y la población de bajos recursos. A lo anterior se suman medidas destinadas a favorecer la competitividad del gas natural, la unión de inversión privada y pública para la ejecución de proyectos y el desarrollo de una cultura gasífera que ayuda a entender las ventajas de este energético.

La oferta institucional por parte del Ministerio de Minas y Energía se resume así:

Proyecto de Inversión	Programa	Objetivo	Normatividad	Recursos 2021
Apoyo a la financiación de proyectos dirigidos al desarrollo de infraestructura y conexiones para el uso del gas natural a nivel Nacional	Cofinanciación de proyectos de infraestructura de transporte, distribución y conexiones a través del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural	Promover y cofinanciar proyectos dirigidos al desarrollo de infraestructura de transporte, distribución y conexión de usuarios de menores ingresos al servicio público de gas natural	– Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía No. 1073 de 2015 – Resolución UPME 0417 de 2010	\$17.178 millones para todo el país



Proyecto de Inversión	Programa	Objetivo	Normatividad	Recursos 2021
Distribución de recursos al consumo en cilindros y proyectos de infraestructura de GLP Nacional	Apoyo a la cofinanciación de proyectos dirigidos al desarrollo de infraestructura de distribución y conexiones par el uso del gas licuado de petróleo-GLP por redes a nivel Nacional	Promover y cofinanciar proyectos dirigidos a la prestación del servicio de GLP por redes	Resoluciones Minenergía 90032 y 90033 de 2014	\$101.591 millones para todo el país
Distribución de recursos a usuarios de gas combustible por red de estratos 1 y 2 Nacional	Distribución de recursos a usuarios de gas combustible por red de estratos 1 y 2 Nacional	Subsidiar el consumo básico de subsistencia (20 m <sup>3</sup> ) para los usuarios de estratos 1 y 2 por el consumo de gas combustible por red (gas natural y GLP por redes)	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Distribución del Ingreso (FSSRI), Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía No. 1073 de 2015	\$623.634 millones para todo el país

Fuente: Elaboración propia



Imagen: Ministerio de Minas y Energía de Colombia / César Nigrinis Name

## CAPÍTULO 7

### *Misión de Transformación Energética: hoja de ruta para la modernización e inclusión de nuevas tecnologías en el sector eléctrico*<sup>4</sup>

Consciente de los desafíos relacionados con la adopción de una matriz de generación y un consumo más limpios, en 2019 el Gobierno de Colombia – a través del Ministerio de Minas y Energía – convocó a una misión de expertos para que propusiera ajustes orientados a propiciar la transición energética. Lo que se buscaba era recibir una propuesta de modernización del marco institucional y regulatorio que facilitara la incorporación de nuevos agentes, tecnologías y esquemas transaccionales en el mercado eléctrico.

Los avances de las tecnologías de información, telecomunicaciones, control y supervisión y la tendencia hacia una mayor descentralización de las actividades de producción de energía y de las transacciones asociadas requieren un marco favorable a la innovación y cambio técnico<sup>xxix</sup>. Los mercados eléctricos se han ido ajustando para favorecer estas tendencias, explotando así los beneficios crecientes que estas acarrearán gracias en parte a la reducción de costos de las tecnologías asociadas.

En Colombia, las Leyes 142 y 143 de 1994 establecieron un nuevo marco de funcionamiento adecuado, que tras casi tres décadas ameritaba una revisión integral. La liberalización del mercado, la introducción de formación de precios competitiva en generación, la regulación por incentivos en transmisión y distribución y los avances institucionales han permitido contar con un suministro confiable, aún en épocas de reducción y variación de los aportes hídricos, y con un modelo de gestión referente a nivel internacional por algunos años.

Aun así, desde un principio era claro que aún quedan esfuerzos por realizar para garantizar un suministro con precios eficientes, lograr una mayor calidad y cobertura del servicio y aumentar la resiliencia ante fenómenos climáticos. Además, los cambios de la industria ofrecen oportunidades para aumentar la competencia, diversificar el portafolio de generación, aumentar la participación de la demanda, automatizar las redes de distribución, aprovechar los recursos locales embebidos en

4 Agradecemos especialmente a la Doctora Ángela Inés Cadena, coordinadora de la misión, y a los expertos que fueron partícipes en el desarrollo y análisis de las recomendaciones.

las redes de distribución y modernizar la arquitectura de mercado y la regulación.

Por su parte, el Ministerio concluyó que era necesario un análisis ya que “el alto nivel de concentración en algunos segmentos del mercado eléctrico, la vulnerabilidad del sector a eventos hidro-climáticos y la mayor intensidad y frecuencia de estos, la poca participación de la demanda, y la necesidad de que existan mejores condiciones de calidad en el suministro del servicio y una mejor formación de tarifas que beneficien al usuario final”. Gracias al apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo y del Banco Mundial fue posible conformar un grupo de 20 expertos nacionales e internacionales concentrados en cinco áreas.

En concreto, se buscaba resolver dos preguntas centrales: ¿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?

Como resultado de la primera fase de la misión se recibieron alrededor de un centenar de propuestas en los capítulos previamente definidos. De tal manera, el Ministerio se enfocó en adelantar un proceso de revisión y discusión de las iniciativas entregadas, junto con las entidades que conforman la Secretaría Técnica de la Misión<sup>5</sup>, con la intención de priorizar los diferentes puntos. En marzo del presente año, se

publicará la hoja de ruta de la misión, la cual contendrá las propuestas que serán implementadas en el corto, mediano y largo plazo.

La magnitud del trabajo realizado se entiende con mayor claridad cuando se miran las recomendaciones establecidas. En resumen, se generaron propuestas para la mejora del sector eléctrico y de gas natural, que para facilitar su presentación agruparemos en 5 grandes temas:

### **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. Se busca entregar a los consumidores y agentes señales de precio y localización que apoyen decisiones de consumo y localización eficientes. Adicionalmente, se sugiere continuar con las iniciativas que viene adelantando la CREG: mercados intradiarios, mecanismo de balance.
- *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. Otro aspecto clave es la alineación de incentivos entre el comercializador y el usuario final, buscando que se compartan riesgos de la mejor manera, y que el comercializador

5 Entidades que conformaron la secretaría técnica de la misión: 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, Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH, Superintendencia de servicios públicos domiciliarios- SSPD, Departamento de Planeación Nacional- DNP.

tome decisiones pensando en el mejor interés del usuario. De igual manera, se propone permitir a los usuarios no regulados la negociación directa con generadores.

- *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. En primer lugar, se proponen mejoras para subsanar las falencias en el mecanismo actual de cargo por confiabilidad y complementar este esquema con un sistema de contratos de largo plazo.

- *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. Para desempeñar un rol activo en la formación de precio y la flexibilidad del sistema, es necesario garantizar igualdad de condiciones con respecto a otros agentes, y fomentar la competencia. A medida que los equipos lo permitan, se debe permitir a la demanda proveer todos aquellos servicios que técnicamente sea capaz de suministrar (incluyendo resolución de congestiones, servicios de mantenimiento de frecuencia, etc.). Debe pensarse en la creación en firme de programas de respuesta activa de la demanda.

- *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),

incluyendo los Sistema de Transmisión Regional (STR), para mejorar la competencia en el desarrollo de los nuevos proyectos, reducir las barreras a los sistemas de almacenamiento y a nuevos recursos energéticos renovables y distribuidos.

- *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.

### **Recomendaciones para la modernización de 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. Igualmente sugieren reformular el cargo de respaldo para autogeneración para lo que proponen: (i) vincular la penalización al concepto de congestión y (ii) rediseñar el esquema a una señal de congestión en función de la capacidad usada de la red.



De igual manera se sugiere incentivar la penetración de movilidad eléctrica.

- *Diseño de tarifas reguladas flexibles para usuarios finales.* En el corto plazo, la estructura tarifaria debe sofisticarse gradualmente para permitir el envío de señales de consumo (y generación distribuida) eficiente, que motiven a los usuarios de la red a reducir su consumo energético en las horas de mayor precio de bolsa.
- *Aumento de la visibilidad y transparencia de los sistemas de distribución.* Es importante calcular los mapas de *hosting capacity*, incluyendo una lista de indicadores descriptivos y de desempeño (junto con una granularidad espacial y temporal) para fomentar la transparencia y la inversión eficiente en generación distribuida. La CREG debe establecer criterios sobre qué tipo de datos deben ser tratados de forma confidencial y cuál debe ser el formato y canal de disposición y el agente autorizado para tratar estos datos. Se ha revisado el rol de un agregador.
- *Planificación y remuneración de los sistemas de distribución.* Se propone realizar una reforma regulatoria en el largo plazo, que conduzca a una remuneración basada en el *total expenditure* (TOTEX) output-based (objetivos de calidad de suministro habituales, y otros alineados con la política energética del país, de eficiencia, satisfacción del cliente, penetración de recursos distribuidos, etc.), con un mayor periodo regulatorio (entre 5 y 10 años) y con una remuneración flexible que pueda ayudar a mitigar de forma adecuada el riesgo asociado a la actividad de distribución.
- *Creación de plataformas distribuidas para*

*compra de servicios de red.* Que la red de distribución se convierta en una plataforma eficiente con acceso abierto para diferentes servicios. Lo planteado por la CREG para la regulación de la instalación y operación de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías en el SIN es un buen primer paso. Debe quedar claro que la propiedad del activo (generación o almacenamiento) que da servicios de red nunca debe ser del distribuidor. El inversionista del activo debería por ejemplo poder vender simultáneamente energía en la bolsa, servicios complementarios a XM y servicios de red al distribuidor.

- *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. En su defecto, impedir que el comercializador compita por usuarios de sus redes de distribución. Si no se opta por estas alternativas se deben diseñarse estrictos mecanismos de supervisión por parte del regulador que impidan que el distribuidor pueda condicionar la competencia en sus redes de distribución, minimizando barreras de entrada.

## Recomendaciones 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. La oferta debe estar formada por las declaraciones de producción para el horizonte propuesto y la capacidad de las plantas de regasificación. La demanda deber estimarse teniendo en cuenta el total de demanda

potencial de las plantas térmicas. Complementariamente, se propone que el régimen aplicable a las plantas de regasificación sea de acceso abierto o de acceso abierto con exención. Se sugiere que el criterio de selección de los desarrolladores de estas plantas sea la minimización del Ingreso Anual ofrecido, el cual cubrirá su gasto de capital, la rentabilidad sobre este y el gasto operativo anual, durante un horizonte de 10 años.

- *Expansión del sistema de transporte de gas y de los proyectos de confiabilidad.* Se propone que la planeación de las expansiones del sistema tenga un horizonte de diez años. Los nuevos proyectos de infraestructura que se identifiquen se clasificarán como: estratégicos, indicativos, o de confiabilidad. Los estratégicos son proyectos de extensión de redes que el Gobierno considere necesarios y se desarrollarían a través de convocatorias públicas. Los indicativos serían proyectos que la sociedad haya identificado y que se considere que los agentes sectoriales existentes pueden desarrollar de manera rentable. En cuanto a los proyectos de confiabilidad, su definición se haría mediante un mecanismo híbrido, donde se facilite la coordinación de los agentes involucrados en la toma de decisiones.
- *Remuneración del servicio de transporte y metodología tarifaria.* Adoptar el modelo “Common Carrier” en el Sistema Nacional de Transporte (SNT) que reemplazaría el modelo “Contract Carrier” actualmente vigente. Este cambio consiste esencialmente en transformar el ámbito de acción de industrias integradas verticalmente, en industrias que desarrollen separadamen-

te actividades monopolísticas y actividades competitiva. Este modelo implicaría contrato por adhesión y una metodología de remuneración bajo el método “Revenue Cap” (ingreso regulado). Como metodología tarifaria sería adoptado el modelo *Entry-Exit* en el cual se establecen cargos de entrada (inyecciones) y cargos de salida (extracciones). Los ingresos regulados que remuneran a los transportadores se distribuirán 50%/50% entre los cargos de entrada y salida.

- *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). El Gestor Técnico debe garantizar el acceso abierto e indiscriminado al transporte de gas a todos los usuarios, imponer disciplina operativa entre los comercializadores y usuarios finales, facilitar el logro de un balance operativo diario que no ponga en riesgo el sistema y crear un mercado líquido de capacidad de gasoductos.
- *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; a través de la comunicación en tiem-

po real entre el Centro Nacional de Despacho (CND) y el gestor técnico; (iii) al permitir en forma ágil y oportuna que las termoeléctricas en el mercado intradiario adquieran gas en el mercado primario o en el secundario, mediante transacciones físicas o virtuales; (iv) información oportuna y transparente por parte del gestor técnico; (v) los cargos Entrada – Salida, reducirían la dispersión de las tarifas de transporte.

### 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. Un plan de electrificación de mínimo costo debe poder comparar la posibilidad de electrificación con red, microrredes y sistemas individuales para lograr ahorros de costo de servicio, garantizando niveles de calidad adecuados a cada situación. Se propone analizar el modelo de concesión territorial con responsabilidad de servicio universal en la zona asignada a través de una subasta, tanto como suministrador por defecto como de último recurso (en caso de que otro suministrador existente en la zona abandone), pero solamente en exclusividad para el suministro por extensión de la red interconectada. La propiedad y la responsabilidad del mantenimiento de los equipos reside en el suministrador del servicio, que se relaciona con sus clientes según un formato “*utility-like*”.

- *Marco institucional y de gobernanza eléctrica.* Que la UPME sea el planificador exclusivo del sector y realice la viabilización de los proyectos. De otro lado, se requiere fortalecer las capacidades institucionales para estructurar proyectos y adelantar los procesos de contratación y seguimiento a la ejecución, estas labores estarían a cargo del IPSE. Igualmente se propone mejorar la recolección y acceso a la información para apoyar procesos evaluativos de impacto y eficiencia en la asignación de fondos.

- *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. Además se propone seguir incentivando el mejoramiento tecnológico de las redes (instalación de sistemas telemétricos en el SIN y ZNI y actualizar el catálogo de unidades constructivas que maneja la CREG para incluir soluciones aisladas, definición estándares para que los sistemas de generación distribuida aseguren que la calidad de la onda que se inyecta en la red no va a causar perturbaciones en el sistema).

- *Cobertura de gas natural, GLP y disminución del consumo de leña.* Establecer condiciones de idoneidad de los distribuidores a cargo de los proyectos del Fondo Especial Cuota Fomento de Gas Natural (FECFGN), que garanticen la prestación del servicio

en el mediano y largo plazo. En segundo lugar, priorizar los recursos del FECFGN para cofinanciar las conexiones de usuarios de estratos 1 y 2. Finalmente, una vez se cumplan los objetivos de expansión darse por terminado el FECFGN. Además, que la UPME y el IPSE elaboren Planes de Energización Rural Sostenible (PERS) para cada Departamento. El IPSE debe estructurar soluciones energéticas integrales para los procesos de cocción y de energía eléctrica de la población en ZNI y otras áreas aisladas y rurales. La UPME debe habilitar un sistema información con los proyectos y programas de ampliación de cobertura de gas combustible y de cocción eléctrica eficiente.

- *Fondos.* Unificar los fondos FAER y FAZ-NI. En términos de focalización, los recursos de los fondos energéticos deben destinarse exclusivamente a aquellas soluciones que no resulten rentables para los particulares. IPSE debe estructurar o identificar proyectos estratégicos. Sobre el PRONE se plantea: (i) un desmonte gradual de los subsidios financiados con FOES como resultado de la ejecución estratégica del programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE) en zonas identificadas como subnormales. Una vez cumplida la finalidad, deberían desmontarse estos subsidios para contribuir a desincentivar las conexiones ilegales; (ii) incluir la fuente de recursos que nutre al PRONE en el Fondo que unificaría al FAZ-NI y al FAER.
- *Diseño y formulación de subsidios.* El actual sistema de estratos no es una herramienta efectiva de focalización. Los expertos proponen las siguientes alternativas: (1) Con-

dicionar la recepción del subsidio a la demostración de su necesidad mediante la información contenida en el SISBEN, además de que se cumpla el requisito de ubicarse en estratos 1, 2 o 3. La implementación de esta alternativa conlleva cambios logísticos en términos de los sistemas de verificación del distribuidor o una forma centralizada administrada por el Estado para asignar los subsidios. Por estas razones, éste debería ser un escenario meta de reforma para el mediano plazo. (2) La alternativa más efectiva e implementable en el corto plazo en el caso de energía eléctrica, es la de restringir la entrega de subsidios a hogares cuyo consumo no supera un nivel límite de consumo subsidiado (un promedio móvil de varios meses, para evitar que un mismo hogar vea fluctuaciones fuertes en su factura por estar en un mes en niveles de consumo que lo hace beneficiario del subsidio y en otro no). Para cualquier esquema alternativo de focalización se debe considerar un cronograma que implemente la reforma de manera progresiva.

### 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

deseable que estos sean definidos a través de documentos CONPES, revisables por lo menos cada 10 años. Los planes nacionales de desarrollo deben ser explícitos en los avances que pretenden lograr de cara a esas metas.

- *La planeación debe seguirse haciendo desde la UPME.* Esta entidad debe fortalecerse, comenzando por mejorar la remuneración de sus funcionarios. Además, merece un departamento ambiental y mayor recurso humano para la estructuración oportuna de las convocatorias. Finalmente, proponen que se retire de algunas actividades en el sector minero (que deberían identificarse) y asuma el rol del *Chief Information Officer* del mismo, en coordinación con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y XM. El IPSE, se concentraría en la promoción, estructuración y ejecución de proyectos en las ZNI. Se debe fortalecer el Centro

Nacional de Monitoreo y contar con un cuerpo idóneo de auditores de proyectos.

- *Regulación de los sectores de energía.* Que se asigne legalmente a la CREG (incluyendo gas y combustibles líquidos). En combustibles líquidos proponen igualmente que la regulación de toda la cadena quede en manos de la CREG, a pesar de las implicaciones fiscales, con excepción de la regulación del ingreso al productor. Se propone reestructurar la composición de la comisión, y se plantean dos opciones: (i) pasar de once miembros a, siete (uno del Gobierno y seis de dedicación exclusiva); (ii) que el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Departamento Nacional de Planeación dejen de formar parte permanente, aunque temas con implicaciones fiscales deben ser coordinados con estas entidades; (iii) que los miembros de dedicación exclusiva tengan no sólo expertos en temas eléctricos, de gas y de combustibles líquidos, sino también





en economía-regulación, finanzas y derecho. Adicionalmente, se recomienda que exista un director administrativo en la CREG, encargado de los temas administrativos exclusivamente. En cuanto a los periodos de los expertos, se sugiere que sean de máximo dos periodos sin opción a prórroga. Así como la agenda regulatoria es pública, deberían ser públicos de forma oportuna tanto el orden del día de las sesiones, como las actas de las mismas. La presencia del Ministro de Minas y Energía sería requisito para sesionar. Para promover la innovación, soportados en el cumplimiento de los plazos regulatorios, se pueden fomentar mecanismos como los denominados “*Sandboxes*”, empleados por los reguladores británicos y recomendados por la Misión de Sabios (2019).

- *Debe crearse una doble instancia para atender apelaciones sobre resoluciones tarifarias.* Esta sería conformada por una terna nombrada a partir de una lista de expertos de reconocida trayectoria conformada por la CREG para estos propósitos, que podría servir también para fallar sobre casos similares que salgan de resoluciones expedidas por otras comisiones de regulación.
- *Supervisión.* La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios debe mejorar la supervisión preventiva, llevando a cabo periódicamente pruebas de estrés de sus vigilados y haciendo públicos sus resultados; El Fondo Empresarial merece fortalecerse para que se garantice la disponibilidad de recursos que asegure la continuidad de la prestación del servicio de una empresa intervenida; La Superintendencia de Servicios Públicos

Domiciliarios necesita contar con un Centro Nacional de Monitoreo del Mercado Mayorista; Las labores de la Superintendencia de Industria y Comercio deben alimentarse, idealmente, de información que provenga de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. De igual manera, es deseable que el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios cuente con un cuerpo colegiado asesor para ciertos temas. Entre ellos, podría estar la imposición de multas que excedan cierta cuantía o las tomas de posesión de prestadores en dificultades, que requieren el uso de recursos del fondo empresarial. Con relación a XM, este debe escindirse del grupo ISA y continuar siendo una empresa con ánimo de lucro. El nuevo XM tendría a la Nación como un accionista mayoritario y podría contar con otros accionistas. Las tareas principales de la junta directiva del nuevo XM serían: (i) hacer propuestas no vinculantes al Ministerio en materia de política, (ii) a la CREG en materia de regulación y (iii) a la UPME en materia de planeación.

- *Mecanismo de coordinación sectorial.* La participación cruzada de directores de las entidades del sector en las juntas directivas de las demás entidades debe continuar. Es deseable una instancia similar al Comité de Coordinación para el Seguimiento del Sistema Financiero (creado en la Ley 795 de 2003), el cual debe sesionar por lo menos una vez al trimestre y debe tener como Secretario Técnico al Viceministerio de Energía. Sus integrantes deben ser el Ministerio de Minas y Energía, la CREG, la UPME, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y el nuevo XM.



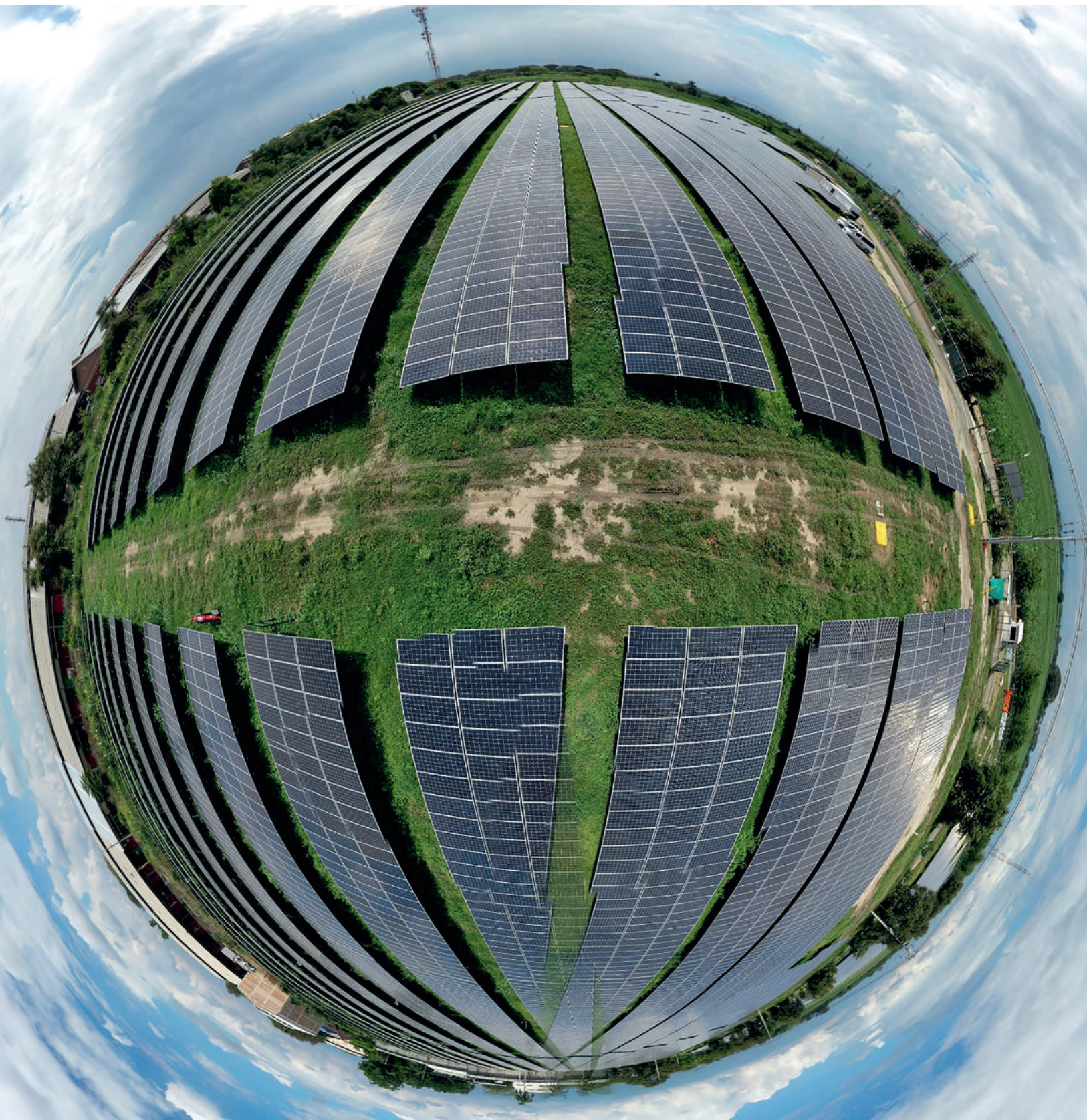


Imagen: Ministerio de Minas y Energía de Colombia / Edward Barragán Ortíz



# CAPÍTULO 8

## *Plan integral de cambio climático en el sector energía*

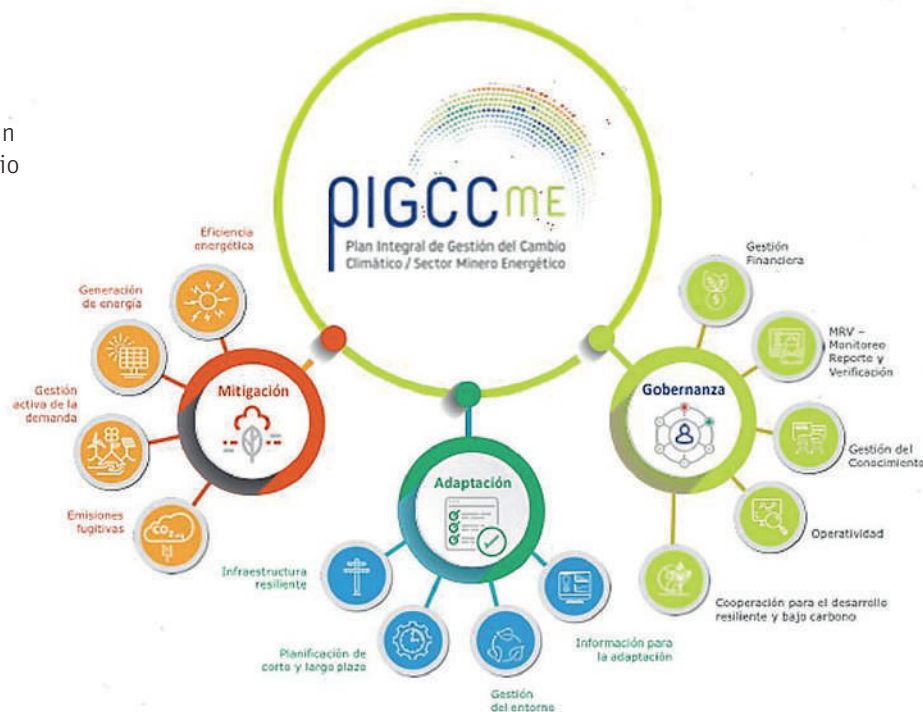
El Ministerio de Minas y Energía es la primera cartera ministerial en Colombia que adoptó un plan integral de gestión de cambio climático sectorial<sup>xxx</sup>, el cual incluye reducir en 11,2 millones de toneladas las emisiones de dióxido de carbono para 2030. Este no solo responde a los lineamientos de la política nacional y la Ley de cambio climático<sup>xxxi</sup>, sino a una intención tangible del sector minero energético de abordar los retos y amenazas generadas por el calentamiento global.

El documento en cuestión (cuyo acrónimo es PIGCCme) se constituye en un instrumento que tiene como principal objetivo reducir la

vulnerabilidad ante el cambio climático y promover un desarrollo bajo en carbono, fortaleciendo y protegiendo la sostenibilidad y competitividad de la industria extractiva. A través de este instrumento el Ministerio identifica, evalúa y orienta la incorporación de estrategias con el fin anotado.

El plan fue formulado para alcanzar las metas nacionales de cambio climático al año 2030, a través de tres componentes: mitigación, adaptación y gobernanza. La estructura general y las líneas estratégicas definidas son las siguientes:

Gráfico 22. Estructura del Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del Ministerio de Minas y Energía



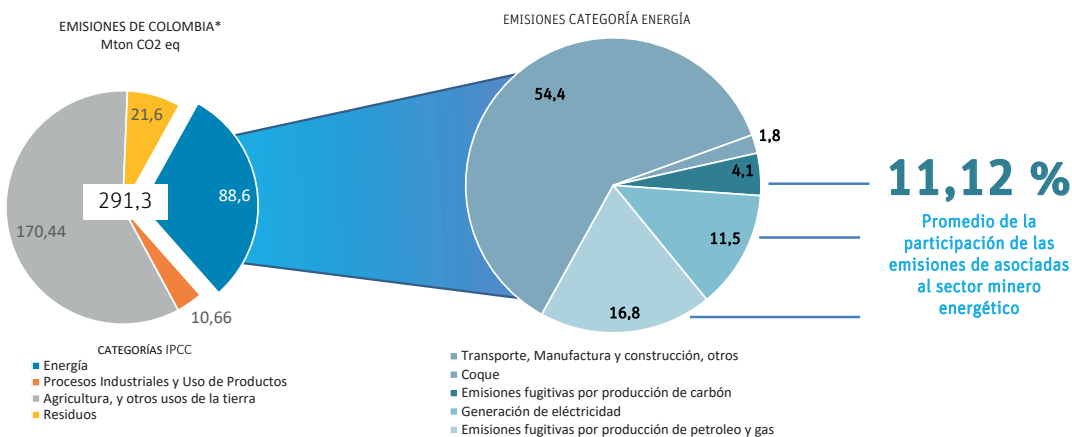
Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2019

### Avances en la reducción de Emisiones de gases de efecto invernadero

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 (Gráfico 23). A nivel nacional, el sector minero energético tiene una meta de reducción de emisiones de 11,2 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, 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%.

Gráfico 23. Participación de las emisiones del sector minero energético en el país año 2019



Fuente: Elaboración propia, adaptado 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 CO<sub>2</sub> 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.

El sistema de Monitoreo Reporte y Verificación interno del Ministerio es un instrumento único de este tipo a nivel nacional, que permite obtener información de emisiones a nivel departamental y nacional (Gráficos 24 y 25).

Gráfico 24. Mapa del total de emisiones de GEI del sector minero energético por departamento

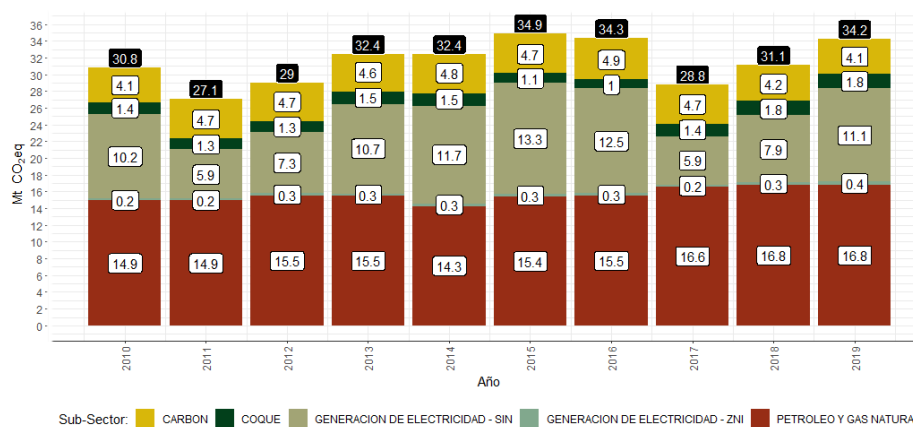
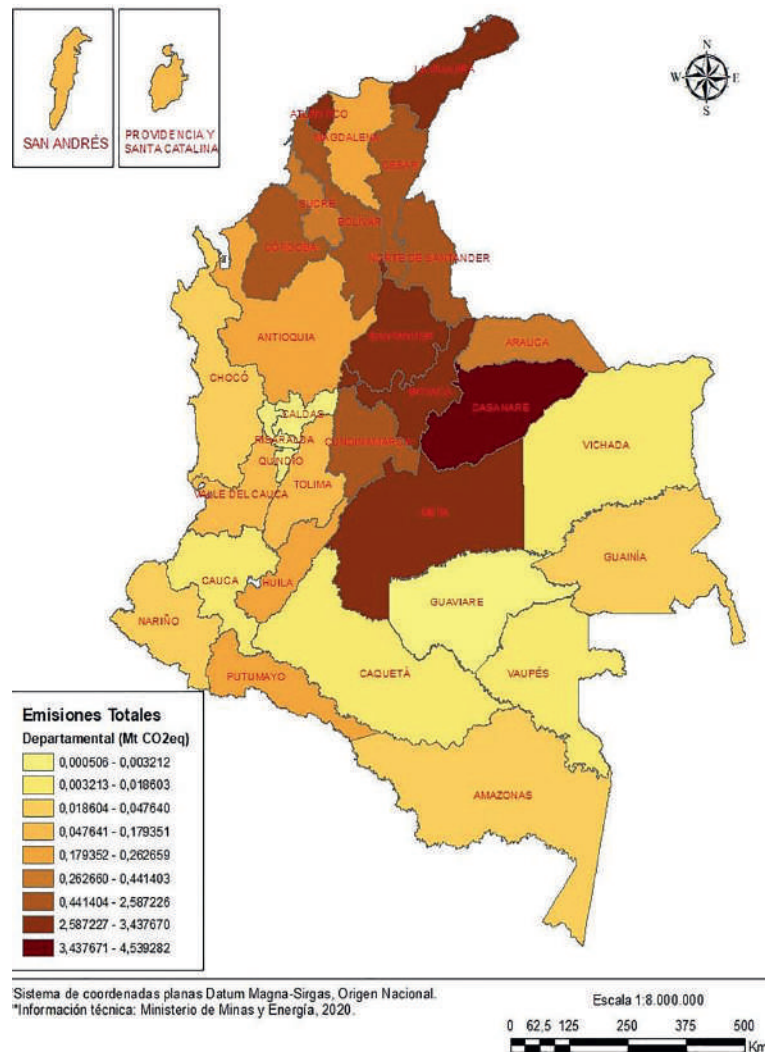


Gráfico 25. Emisiones históricas del sector de minero-energético del país a nivel nacional

- Las etiquetas blancas muestran los valores de las emisiones para cada uno de los subsectores en Mt CO<sub>2</sub>e, mientras que las etiquetas negras en la cima de cada barra muestran el valor de emisión total para el sector en Mt CO<sub>2</sub>e

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2020



Los indicadores han sido fuertemente influenciados por la generación térmica y por el subsector de petróleo y gas, siendo este último el de mayor participación en las emisiones desde 2010. La serie histórica muestra un incremento de emisiones de ~27 millones de toneladas CO<sub>2</sub> equivalente en 2011 a ~35 millones de toneladas CO<sub>2</sub> equivalente en 2015 con un aumento promedio de ~2 millones de toneladas CO<sub>2</sub> equivalente por año. Sin embargo, entre el 2016 y 2017 las emisiones bajaron drásticamente hasta ~29 millones de toneladas CO<sub>2</sub> equivalente debido principalmente a la generación hidroeléctrica; a partir de 2017, las emisiones de GEI se han incrementado a una tasa de ~2.5 millones de toneladas CO<sub>2</sub> equivalente por año hasta llegar a emisiones de ~34 en 2019, siendo este crecimiento de emisiones modulado principalmente por la generación eléctrica.

### Avances en la gestión del cambio climático

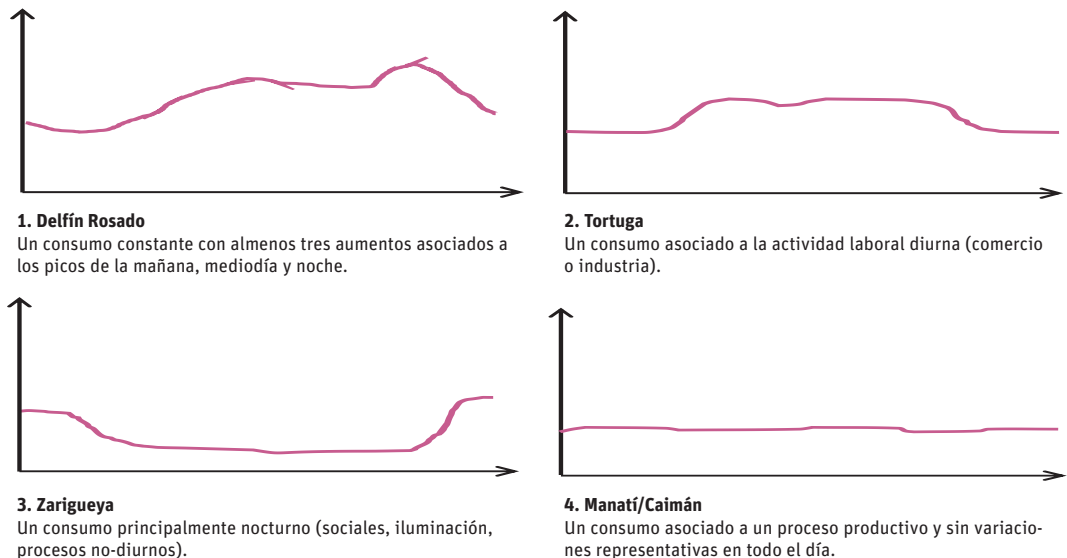
La implementación del PIGCCme, ha aportado y/o permitido lograr avances en diferentes áreas estratégicas, así:

- **Componente de mitigación:** estrategias y acciones que generen condiciones adecuadas para promover de forma eficiente la reducción de emisiones de GEI.

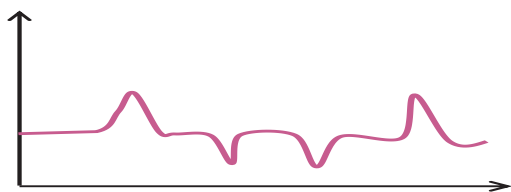
- *Eficiencia energética:* Se determinó la línea base de consumo energético y los potenciales de mejora de eficiencia energética del sector termoeléctrico. Se analizaron los consumos energéticos requeridos para la operación de ocho (8) centrales térmicas y se estima que los potenciales promedio de ahorro producto de la gestión de operación y mantenimiento son de 3,6% para las centrales analizadas de tipo Rankine regenerativo y 2,7% para las de Ciclo Combinado. Tomando estos valores como referencia, se estima un ahorro al año de 2.604.648 MBTU y una posible disminución de emisiones de 209.742 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes al año.

- *Gestión activa de la demanda:* se realizó una caracterización de la demanda eléctrica de las regiones del país (Gráfi-

Gráfico 26. Curvas de consumo eléctrico

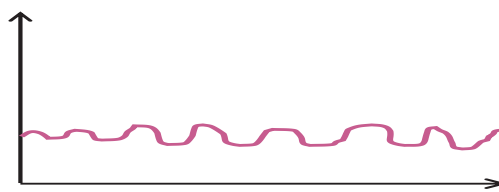


Fuente: Elaboración propia



#### 5. Oso perezoso

Un consumo con 1 o 2 cambios al día (2 o 3 horas, residencial en casa o cierre temporal establecimiento).



#### 6. Rana

Un consumo sin un patrón definido, semi-aleatorio y sin relación a las horas del día.

co 26) que permitió establecer seis tipos de curvas de consumo que muestran la clasificación de los usuarios de acuerdo con el comportamiento de la electricidad diaria y su potencial para mitigar emisiones de gases por subsectores. A partir de estos comportamientos, se tipificaron los consumos para focalizar los programas de respuesta de la demanda. En total se estima una reducción de 2.087.303 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes para 2030. El Ministerio cuenta con una propuesta en este sentido para incentivar el empoderamiento de los usuarios.

- *Generación de Energía:* desde 2019, el Ministerio ha medido el Alcance 1, relacionado con emisiones directas (consumo de combustibles, refrigerante, entre otros) y el Alcance 2, asociado a emisiones indirectas (consumo de energía eléctrica) para identificar la huella de carbono de sus operaciones administrativas. Así se identificaron 191 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente, las cuales fueron compensadas con la adquisición de certificados de carbono nacionales provenientes del proyecto forestal “El Viento”, ubicado en el departamento de Vichada, que conserva la biodiversidad y apoya el desarrollo de pequeños reforestadores en el país. Para 2020 el conteo llegó a 250 toneladas, las cuales fueron compensadas con la adquisición de certificados de carbono nacionales provenientes del Proyecto

Cárvida Duratex, ubicado en el suroeste del departamento de Antioquia ubicado en veredas de los municipios de Jericó y Andes. Además, se podrían lograr reducciones de hasta 9 millones de toneladas en 2030, con la incorporación de los nuevos proyectos.

- Componente de adaptación: busca incorporar la gestión del riesgo climático en los niveles de decisión del sector minero energético, con el fin de asegurar el abastecimiento.
  - *Infraestructura resiliente:* desde 2019, el Ministerio ha desarrollado análisis técnicos relacionados con el aseguramiento del transporte de energéticos, enfocando esfuerzos en dos sistemas de transporte principalmente: (i) Por vía terrestre y (ii) Por ductos. Entendiendo la diversidad de actores que participan en las actividades señaladas, se ha definido un portafolio de medidas de adaptación para las vías de mayor frecuencia de uso por parte del sector minero energético, el cual se puede convertir en punto de partida para el fortalecimiento de las condiciones de resiliencia de la infraestructura vial del país. De otro lado, se identificaron elementos con el potencial de ser mejorados desde el licenciamiento ambiental para la construcción y operación de ductos, bajo una visión de un clima cambiante.

- *Planificación de corto y largo plazo:* desde la implementación del PIGCCme, se busca que los hallazgos y visiones de resiliencia ante el clima cambiante, sean plasmados en los documentos de planificación sectorial. Así, se contribuyó de manera activa en la estructuración y formulación del Plan Energético Nacional (PEN), donde se logró que éste contara con una base más sólida para asegurar la sostenibilidad de los escenarios plasmados, independiente de la ocurrencia o no de eventos climáticos.

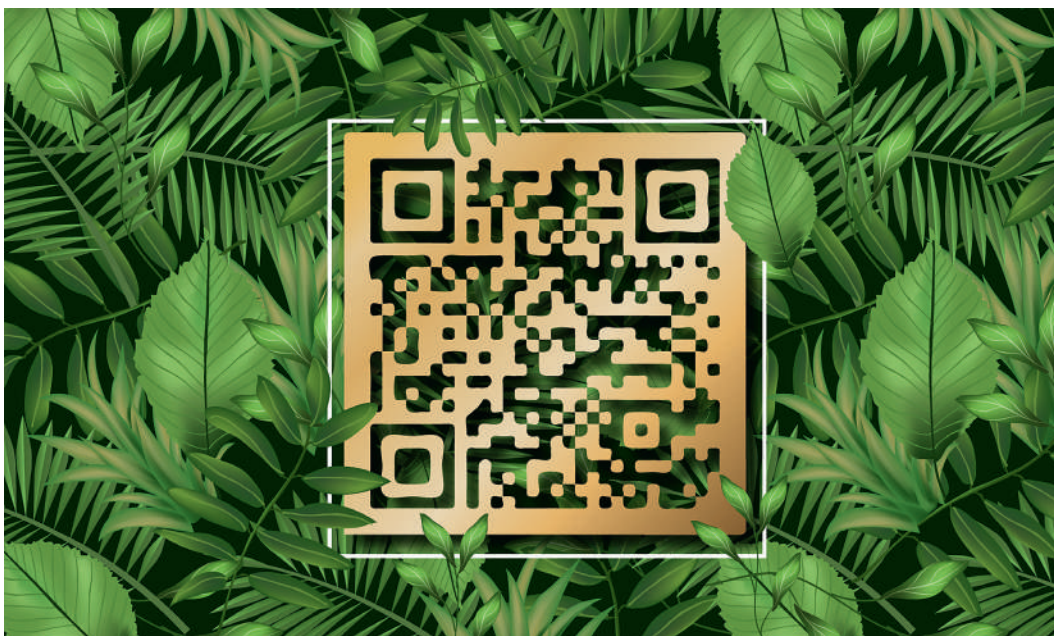
- *Gestión de entorno:* se ha informado a las empresas del sector sobre los beneficios que la adaptación basada en ecosistemas le puede brindar al relacionamiento social y a la competitividad. Con base en análisis territoriales desarrollados en 2018 y 2019, se definió un portafolio para el municipio de Paz de Ariporo (Casanare). Las medidas que resultaron priorizadas fueron: establecimiento de áreas de conservación bajo la figura de Reserva Natural de la Sociedad Civil, gestión productiva para el paisaje sostenible y gestión integral del recurso hídrico; adicionalmente, se cuenta con un modelo de respuesta del territorio, donde se identificaron las zonas con mayor potencial biótico, hídrico y climático para la sostenibilidad de cada una de las medidas priorizadas.

- *Información para la adaptación:* desde 2016 se desarrolló una metodología de análisis de riesgos climáticos, la cual ha sido fortalecida con más información y mejor entendimiento de las condiciones de las zonas en donde hay presencia de la actividad. Gracias a esa labor se ha logrado la incorporación de estos ejercicios,

como una variable clave para la toma de decisiones de planificación y operación empresarial. Lo anterior se ve representado en el análisis de riesgos climáticos del sector hidrocarburos, el sector de energía eléctrica (SIN), minería a gran escala de carbón y ZNI. Los resultados se transformaron en medidas de adaptación específicas. De igual manera, se cuenta con un piloto de un sistema de alertas tempranas para el subsector de generación de energía eléctrica con fuentes hídricas, el cual tiene el potencial de estimar con un alto grado de certidumbre escenarios de exceso o déficit hídrico en una cuenca, en un período de tiempo de hasta seis meses. Así mismo, se ha establecido el posicionamiento de la gestión de riesgos climáticos desde el sector para los acuerdos internacionales a los cuales Colombia se comprometió. Esto incluye ampliar la ambición del sector plasmada en la Contribución Nacionalmente Determinada, con tres metas de adaptación a 2025 y 2030.

- Componente de gobernanza: pretende fortalecer la coordinación y gestión del sector minero energético a través de mecanismos y estrategias de articulación institucional o financieras, entre otras, que permitan la implementación del PIGCCme.

- *Página Web del PIGCC-me:* busca entregar información técnica y oportuna a la ciudadanía sobre la gestión del cambio climático. Permite fortalecer la comunicación entre el Ministerio de Minas y Energía y los actores del sector minero energético, por lo que se ha desarrollado y puesto en funcionamiento: <https://pigccme.mine-nergia.gov.co/public/web/>



\* Escanea este código QR con la cámara de tu celular y accede a la página web del Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del Ministerio de Minas y Energía

- *Desarrollo de mesas de cambio climático:* se han adelantado siete reuniones con el propósito de intercambiar experiencias entre el Ministerio y las empresas, en relación con estrategias de mitigación y adaptación al cambio climático. Además de conocer la apropiación que tiene el sector del PIGCCme.

- *Participación ciudadana en la implementación del PIGCCme:* se diseñó e implementó el Reto Cultura Energética Colombia 2020, el primer proceso de innovación abierta de cambio climático con participación ciudadana. El objetivo fue encontrar una idea que incentivara la cultura energética en los colombianos con el propósito de generar hábitos de consumo conscientes y eficientes de la energía en los hogares y pequeñas industrias y comercio. Los resultados del proceso se pueden encontrar en el siguiente link <https://www.retoculturaenergetica.com/>

Los avances anteriormente descritos, han permitido entregar insumos para apoyar diversos procesos. Entre ellos están las bases que permitieron la construcción de las subastas de contratación de largo plazo, así como el aporte a la política de crecimiento verde del país.

Finalmente, el Plan Integral de Gestión de Cambio Climático se complementará con una visión de largo plazo a 2050 con el objetivo de que el sector alcance la carbono neutralidad, soportando a la vez la transición energética.

### **Una activa presencia en lo relacionado con la sostenibilidad**

Las organizaciones internacionales, como la Agencia de Cooperación Alemana, han reconocido el avance del sector. Este cuenta con el apoyo para impulsar la gestión del cambio climático en nuevos subsectores, como la minería de materiales de construcción.



Imagen: Ministerio de Minas y Energía de Colombia / César Nigrinis Name

Y en lo que atañe al público en general, se diseñó e implementó el Reto Cultura Energética Colombia 2020, el primer proceso de innovación abierta de cambio climático con participación ciudadana. El objetivo fue encontrar una idea que incentivara la cultura energética en los colombianos con el propósito de generar hábitos de consumo conscientes y eficientes de la energía en los hogares y pequeñas industrias y comercio. Participaron 160 personas de 11 ciudades con 44 iniciativas. La ganadora fue la propuesta SIMI, programa que busca: la transición de los medidores convencionales a los medidores avanzados; una plataforma virtual que les permitirá a los usuarios conocer los consumos diarios de energía y la huella de carbono; y hace recomendaciones

para generar planes de ahorro y estrategias de gamificación<sup>6</sup>, generación de alarmas, entre otras (más información en: <https://www.reto-culturaenergetica.com>).

Por otra parte, a través de una estrategia denominada acuerdos voluntarios, el Ministerio trabaja en conjunto con XM y las empresas del sector minero energético para definir metas voluntarias de mitigación y adaptación. En 2021 varias compañías (AES Colombia, ISA, EPM, URRÁ y ENEL) iniciaron la Alianza Carbono Neutral, la cual tiene como objetivo promover de manera voluntaria la carbono neutralidad de las actividades del SIN a mediano (2030) y a largo plazo (2050).

6 La Gamificación es una técnica de aprendizaje que traslada la mecánica de los juegos al ámbito educativo-profesional con el fin de conseguir mejores resultados, ya sea para absorber mejor algunos conocimientos, mejorar alguna habilidad, o bien recompensar acciones concretas, entre otros muchos objetivos.



# CAPÍTULO 9

## *Perspectivas y nuevas tecnologías*

A lo largo de este documento ha quedado claro que Colombia avanza rápidamente por la senda de la transición energética. El salto en la incorporación de las energías renovables no convencionales, los avances en la estrategia de movilidad sostenible y el fortalecimiento de la política pública orientada a habilitar nuevas tecnologías, han posicionado al país como referente en la región.

Adicionalmente, las ventajas comparativas resultantes de la ubicación geográfica y del recurso hídrico, han permitido que el país cuente con una de las matrices energéticas más limpias del mundo, siendo responsable de una proporción menor de emisiones de carbono frente a otros. No obstante, muestra una alta dependencia de la variabilidad climática.

En consecuencia, los desafíos futuros están enmarcados en dos ejes: en primer lugar, lograr que el sistema sea flexible para que la energía esté disponible cuando se requiere su consumo. A este respecto, la innovación en nuevos modelos de almacenamiento y la inclusión de nuevas tecnologías juegan un papel fundamental en la consecución del objetivo.

En segundo término, la eficiencia energética y sustitución de combustibles facilitará integrar a otros sectores en la transición energética y lograr la paulatina descarbonización de la economía. Por ejemplo, el hidrógeno verde, obtenido de fuentes renovables mediante electrólisis, y el hidrógeno bajo en carbono o azul, generado a partir de combustibles fósiles (principalmente carbón y gas natural con captura de carbono), están llamados a desempeñar un papel significativo en este proceso.

### **Hidrógeno: una opción muy atractiva**

El hidrógeno es un vector energético que permite integrar la energía renovable no utilizada, favoreciendo la penetración de las energías renovables no convencionales en el sistema eléctrico. Además, facilita la sustitución de materias primas y combustibles usados en la industria, abriendo una nueva ruta tecnológica para sectores históricamente difíciles de descarbonizar.

Una veintena de naciones que representan el 70% del PIB mundial ya cuentan con una estrategia para integrar la alternativa mencio-

nada en su matriz energética. De tal manera, se proyecta un despliegue acelerado de tecnología basada en hidrógeno bajo en carbono, lo cual permitiría alcanzar la competitividad del hidrógeno azul y verde en menos de una década.

Actualmente, el hidrógeno juega un papel importante en la refinación del petróleo, al pasar de los crudos pesados a los derivados, lo cual lo convierte en elemento clave de los sistemas auxiliares que se deben dar en todo el proceso. También se utiliza para mejorar las operaciones de soldaduras y cortes por plasma, al igual que en la industria química, en especial la del amoníaco y los fertilizantes. No obstante, el hidrógeno utilizado en Colombia proviene de combustibles fósiles, por lo cual existe una oportunidad clara para la integración de hidrógeno verde y azul en la manufactura.

Los cálculos sobre la producción de este combustible indican que llegará a ser rentable puesto que se evidencia una disminución considerable en los costos asociados a la tecnología de generación y almacenamiento, sobre todo si procede de fuentes renovables. La esperanza es que el abaratamiento de las energías renovables acabará convirtiendo al hidrógeno verde en la opción energética más sostenible del mercado.

A nivel mundial, los compromisos de los países frente al cambio climático y el desarrollo de nuevas tecnologías han impulsado la demanda de hidrógeno. Alemania y Japón han anunciado el interés de ser importadores, mientras que en Europa en general este se ha incluido como parte de los planes de recuperación económica, al considerarse una de las tecnologías más promisorias para lograr los objetivos de neutralidad de emisiones de carbono. Debido

a ello, la Unión Europea prevé que la participación del hidrógeno en la demanda energética crecerá del 2% al 14% en el 2050.

En el caso del Viejo Continente la disponibilidad de recursos renovables es limitada en comparación con Latinoamérica. Gracias a la pluralidad de recursos renovables no convencionales con las que cuenta el país, especialmente en la zona norte. Colombia presenta perspectivas positivas para el desarrollo de hidrógeno verde.

El hidrógeno y sus combustibles derivados permiten ser transportados a largas distancias, tal como actualmente se hace con el gas natural. Ese es un motivo para evaluar el potencial de producción de Colombia y las condiciones para alcanzar la competitividad. Un diagnóstico favorable permitiría suscribir acuerdos comerciales para satisfacer la demanda de otros mercados, favoreciendo no solo la transición energética del país sino también la balanza comercial mediante el aumento de exportaciones.

De otro lado, como es sabido, el territorio nacional cuenta con grandes yacimientos de carbón. Ante esta realidad, el Gobierno ha apostado por la complementariedad. La estrategia incluye la producción de hidrógeno azul a partir de carbón, planteado con doble propósito: en primer lugar, como mecanismo de transición hacia el hidrógeno renovable acelerando la curva de aprendizaje a lo largo de toda la cadena de valor, que comprende aspectos tecnológicos, regulatorios y de infraestructura. En segundo lugar, el propósito es hacer uso del abundante recurso carbonífero de forma más limpia, planteando una alternativa de transición para los departamentos del país cuya economía depende de este recurso.

El hidrógeno azul también se puede obtener del gas natural. Mediante combustión incompleta, el carbono que se libera de este proceso es capturado y almacenado, reduciendo sustancialmente las emisiones. Además de ser una alternativa más sostenible que el hidrógeno de combustibles fósiles se prevé que esta tecnología puede alcanzar precios competitivos antes que otras opciones.

La integración de hidrógeno bajo en carbono para usos industriales también favorecerá la competitividad, ayudando a mantener la producción con baja huella ambiental. Este es uno de los principales objetivos del país en medio de una nueva realidad de reducción de emisiones y ajustes en los costos de CO<sub>2</sub>.

Aparte de los anterior, se evalúan las posibilidades del uso del elemento para apoyar la estrategia de movilidad sostenible promovida por el Gobierno. En pruebas realizadas se ha comprobado su eficiencia en transporte de largos trayectos con tiempos de recarga más cortos, a lo cual se suma una densidad de energía tres veces mayor que la gasolina.

Una aplicación más que se evalúa para el caso colombiano es el almacenamiento, dado que es una forma de proporcionar equilibrio y flexibilidad a la red. La explicación es que el hidrógeno guardado se puede utilizar para generar electricidad renovable o con bajas emisiones de carbono. A diferencia de las baterías, el impacto del tiempo de conservación en el costo general es limitado, ideal para periodos de almacenamiento de días y semanas.

Con el fin de enfocar los esfuerzos para impulsar la producción y uso del hidrógeno bajo en carbono, se han adelantado varias iniciativas

lideradas tanto por las entidades públicas como por el sector privado. Así, el Ministerio de Minas y Energía se encuentra desarrollando la hoja de ruta para el desarrollo de este combustible, con el objetivo de evaluar la competitividad del hidrógeno azul y verde en el país, identificando y priorizando las aplicaciones en las cuales encuentra mayor potencial, así como identificando los habilitadores regulatorios necesarios para impulsar el desarrollo de este nuevo mercado.

Adicionalmente se busca evaluar la demanda interna, incluyendo aplicaciones en la industria y movilidad. Esa es la justificación de la convocatoria del Ministerio de las Ciencias y la UPME *“Energía sostenible y su aporte a la planeación minero energético – 2020”*.

La intención de la misma es desarrollar un sistema de planeación de la matriz energética colombiana, que permita evaluar escenarios que incluyan el hidrógeno verde y azul, analizando los impactos de la inclusión de este nuevo combustible sobre las variables económicas y ambientales. Para el cuarto trimestre de 2021 debería estar disponible un trabajo que entregará respuestas a inquietudes fundamentales en esta materia.

En el sector privado se han desarrollado mesas de trabajo que han permitido discutir las nuevas tecnologías, examinar modelos de negocio, mirar oportunidades e identificar posibles barreras. De manera preliminar se ha establecido que el papel de la regulación es fundamental para enviar señales correctas al mercado, que incentiven la inversión y permitan el desarrollo de un nuevo motor económico asociado a la transición energética.

### Geotermia: otra alternativa interesante

Energía desde el corazón de la tierra. La posición geográfica privilegiada y la geología favorable con la que cuenta Colombia sugiere que en el subsuelo existe un potencial significativo para el desarrollo de la energía calorífica que el planeta transmite desde sus capas internas hacia la parte más externa de la corteza terrestre. Dicha fuente presenta ventajas frente a otras de carácter intermitente, como la hídrica, solar o eólica, por lo cual merece atención detallada.

Dado que parte del territorio se encuentra ubicado sobre el cinturón de Fuego del Pacífico, zona donde el gradiente de temperatura natural del subsuelo es elevado y se manifiesta con la actividad volcánica, el potencial geotérmico del país es evidente en áreas adyacentes a volcanes y cuencas sedimentarias. En ese sentido, el Servicio Geológico Colombiano, entidad adscrita al Ministerio, ha estudiado e identificado sistemas geotérmicos con agua caliente en las cordilleras colombianas. La entidad definió una metodología para la exploración de la riqueza hidrotermal, avanzando en la investigación de áreas como Paipa, Azufral, San Diego, Nevado del Ruiz, Santa Rosa y Cerro Machín.

Desde 2015 el Ministerio lideró mesas de trabajo interinstitucionales para definir un marco regulatorio específico para la energía geotérmica, pero fue en el 2019, con la *“Iniciativa para el Desarrollo de la Energía Geotérmica”*, que se definieron principios básicos incluyendo: (i) análisis de experiencias internacionales en cuanto a licenciamiento y seguimiento ambiental a proyectos geotérmicos; (ii) desarrollo de un marco legal, institucional, ambiental y regulatorio que permita el uso adecuado del recurso geotérmico; (iii) determinar de mane-

ra preliminar la viabilidad económica de la generación geotérmica y su competitividad frente a otras fuentes de generación de energía; (iv) apoyo a la estructuración de mecanismos de financiamiento apropiados para desarrolladores de proyectos geotérmicos; (v) apoyo a estudios para la caracterización y potencial geotérmico de las áreas geotérmicas del territorio nacional; (v) desarrollo de capacidades técnicas en las instituciones involucradas en el desarrollo de la geotermia.

La meta general del esfuerzo es que identifique los retos técnicos, financieros, económicos, ambientales y sociales de la actividad. Para tales efectos se contó con la participación de entidades que de forma colaborativa contribuyeron en su construcción, como el Servicio Geológico Colombiano, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la ANLA, la CREG, la UPME, el Departamento Nacional de Planeación, las Corporaciones Autónomas Regionales y Parques Nacionales Naturales de Colombia.

El apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo ha sido fundamental para apoyar el desarrollo de las evaluaciones, con la premisa de que el país pueda diversificar su canasta y desarrollar fuentes alternas de generación de energía más limpia, contribuyendo de esta manera a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, así como a su adaptación al cambio climático. La institución multilateral apoyó el proceso de contratación de consultorías enfocadas en el estudio de un marco legal, ambiental, regulatorio e institucional, y la viabilidad financiera y económica de la tecnología.

Gracias a lo hecho, actualmente el Ministerio cuenta con un modelo de simulación de la factibilidad económica y financiera de proyectos

de generación eléctrica con recursos geotérmicos para Colombia, una herramienta en ArcGis con resultados visuales de la sensibilidad ambiental y social en áreas geotérmicas de interés, y un documento con la revisión del marco legislativo socioambiental y regulatorio para geotermia que sirvió de base en la elaboración del instrumento legal que se publicó para comentarios el primero de diciembre de 2020.

El proyecto de decreto *“Por medio del cual se establecen disposiciones para desarrollar actividades orientadas a la generación de energía eléctrica a través de geotermia”* responde a las barreras identificadas por el Gobierno, referentes al otorgamiento de seguridad jurídica para los inversionistas, teniendo en cuenta el alto nivel de inversión en este tipo de proyectos. A través de este instrumento de política, se crean los registros para exploración y explotación del recurso destinados para la generación de energía eléctrica, necesarios para la delimitación de las áreas y la prevención de la superposición para su aprovechamiento.

Por su parte, el Servicio Geológico Colombiano también presentó, en el marco de las mesas de trabajo mencionadas, los recursos geotérmicos estimados utilizando el método volumétrico de calor almacenado. Se estimó un calor almacenado de 138,60 EJ y una potencia eléctrica de 1170,20 megavatios. Sin embargo, existe la posibilidad de que esos niveles sean mayores, si se considera que, en esta estimación no se incluyeron posibles sistemas ciegos, sistemas de roca seca caliente, ni sistemas alojados en cuencas sedimentarias.

El siguiente paso a la adopción del decreto será elaborar un reglamento de condiciones técnicas que establezca los lineamientos a seguir en términos de la perforación, intervención, caracterización, y abandono de pozos geotérmicos, teniendo en cuenta requerimientos de información, estándares, caracterización y muestreo de fluidos obtenidos, al igual que la disposición de dichos fluidos, entre otros lineamientos para la ejecución de actividades, seguimiento y control.

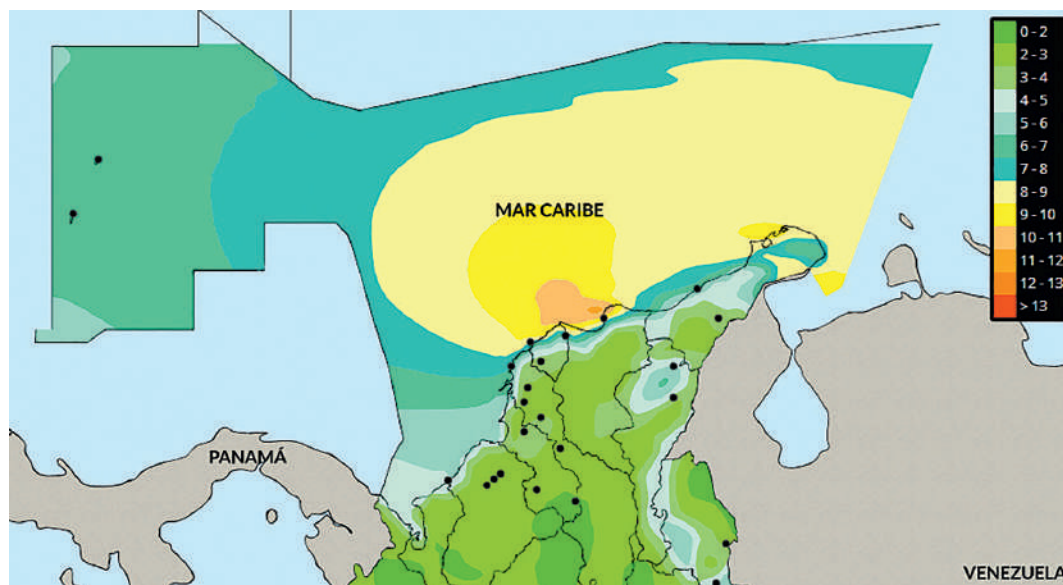
Finalmente, se ha identificado la oportunidad que tienen las empresas del sector hidrocarburos que, por su actividad, ya han superado el proceso de exploración geológica, geofísica y geoquímica que se requiere para conocer un potencial geotérmico. En ese sentido, el Ministerio continuará con su iniciativa de trabajo realizando mesas con la ANH y empresas del sector para definir disposiciones que permitan que los campos productores de crudo y gas diversifiquen su producción con recursos geotérmicos destinados a la generación eléctrica.

### **Eólico off-shore: una vía más**

Los molinos instalados costa afuera pueden jugar un rol importante, proveyendo energía limpia que se suma a los esfuerzos recientes del Gobierno por desarrollar la generación renovable en el país. La energía eólica off-shore tiene un gran potencial en la Costa Caribe, en donde se tiene una velocidad de viento de hasta 10 m/s a 10 m de altura.



Gráfico 27.  
Mapa de potencial  
eólico off-shore,  
mts/seg



Fuente: Atlas de  
viento, IDEAM

Adicional a la electricidad que sería provista por estos proyectos y el potencial de reducción del precio marginal de la misma, una de las ventajas de esta opción es que la afectación percibida por las comunidades puede ser menor, ya que los proyectos no se instalarían en el área que habita la población. A lo anterior, se suma una mayor eficiencia posible que la de las zonas continentales, debido a que aguas adentro el viento alcanza mayores velocidades y encuentra menos obstáculos que interrumpen su flujo.

Para materializar esta posibilidad, el país enfrenta retos de índole ambiental, regulatorio y técnico. Se requiere definir la forma en que se asignarán permisos ambientales sobre esas aguas, ya sea mediante una concesión otorgada por la Autoridad Ambiental, que establecería los límites y las zonas en donde se pueden desarrollar los proyectos, o mediante un licenciamiento ambiental como el empleado en proyectos en el territorio, en el cual los

promotores del proyecto realizan los estudios ambientales pertinentes para buscar la correspondiente aprobación.

Los desafíos técnicos son considerables. El reto de la construcción en suelo marino y su interconexión con el continente, se agrega a las restricciones de la red de transmisión, presentes ya en los proyectos continentales. Debido a ello, el Gobierno está profundizando su análisis para identificar las necesidades de política y regulación, cuantificar la relación costo-beneficio considerando los impactos ambientales y sociales, el costo de interconexión y un eventual efecto en la tarifa de energía de los usuarios. El balance que se obtenga deberá incluir múltiples elementos de análisis, sin desconocer que las posibilidades que hay a este respecto son amplias y merecen una evaluación detallada que irá de mano de los avances de la tecnología y de las experiencias en otras latitudes.

## Almacenamiento y resiliencia

En los últimos años se ha buscado reducir las restricciones de la red y los consecuentes costos que asumen los usuarios, mediante esfuerzos orientados a la expansión del STN y STR. Las restricciones de la red se traducen en la necesidad de despachar plantas más costosas en diferentes áreas del país, y estos cobros de generación por seguridad son trasladados a los usuarios en la tarifa del servicio, por tanto, la expansión de las redes es fundamental para reducir estos efectos.

En este punto particular se ha identificado que los sistemas de almacenamiento pueden proveer alivio de las restricciones de la red y reducir los costos asociados, principalmente cuando se presentan atrasos en las obras de expansión del STN y STR.

En 2019 se estableció la regulación para incluir Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías en el STN y STR con el fin de mitigar los efectos de la insuficiencia de redes. La resolución CREG 098 de 2019 indica que la UPME identificará la necesidad de implementar dichos sistemas para aliviar congestiones y restricciones de red, y llevará a cabo el proceso competitivo para ejecutar el proyecto.

De este modo, en 2020 se publicó el borrador de los términos de referencia para los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías y en enero de 2021 se abrió oficialmente la primera convocatoria en el país, con el propósito de instalar un sistema de baterías con capacidad de entrega de 45 megavatios-hora de energía para operar ante condiciones de contingencia del STR del departamento de Atlántico. Este proceso de selección será llevado a cabo por la UPME en

abril de 2021, marcando un hito importante en la transformación del sistema de cara a la transición energética.

## Interconexiones internacionales: un área que promete

Las interconexiones internacionales son una opción muy atractiva para aumentar el tamaño del mercado, facilitar la creación de un Hub Energético para exportar energía renovable, incrementar la competencia y aportar a la confiabilidad. Además, brindan mayor flexibilidad operativa necesaria para enfrentar la integración de fuentes renovables no convencionales a grande y pequeña escala y la generación distribuida.

El sistema eléctrico colombiano se complementa con intercambios a través de la interconexión eléctrica con Ecuador, y en menor medida con Venezuela. Con el primero existe una interconexión a 138 kilovoltios y otra a 230 kilovoltios, con una capacidad máxima de diseño para exportar 535 megavatios y para importar de 295 megavatios, pero que debido a restricciones operativas solo permiten una exportación máxima de 300 megavatios y una importación de 200 megavatios. Con el segundo existen tres interconexiones con una capacidad máxima para exportar 336 megavatios e importar 205 megavatios.

Por otra parte, Colombia y Panamá han evaluado en diversas oportunidades la posibilidad de desarrollar un esquema de interconexión que viene avanzando e incluye asuntos como armonización regulatoria, esquema de financiamiento de una eventual línea e impactos ambientales en una zona fronteriza de gran biodiversidad. El proyecto más reciente, que podría terminarse a mediados de la presente



Imagen: Ministerio de Minas y Energía de Colombia / César Nigrinis Name

década, comprende la construcción de más de 500 kilómetros de tendido eléctrico, divididos en tres tramos (dos terrestre y un cable submarino), con una capacidad de transporte de 400 megavatios.

Para que las interconexiones internacionales cumplan con los objetivos enunciados 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 de Colombia con energía producida en el país y/o en los países donde haya integración, (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 se acuerden con los mercados vecinos nacionales o regionales de tal manera que su costo esté a cargo de la demanda y (vii) permitir desarrollar interconexiones a riesgo.

Colombia, además, hace parte del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) al que pertenecen también Ecuador, Perú, Chile y Bolivia. SINEA busca la integración energética regional y promover los intercambios comer-

ciales de energía entre los mismos, por medio de la optimización en el uso de las fuentes y activos energéticos en la región Andina, promoviendo un mayor bienestar para la población de estos países a través de la reducción tanto en los costos de la energía, así como de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI).

Desde el punto de vista eléctrico, el hemisferio se divide en cuatro grandes sistemas: (i) Norteamérica, incluyendo México, (ii) Centroamérica representado por el sistema de integración SIEPAC, (iii) la región andina, representado por el SINEA, y (iv) el cono sur, presentado por el SIESUR. Teniendo en cuenta lo anterior, SINEA es considerado el centro del desarrollo de la gran interconexión eléctrica de las Américas, que permite la unión entre los Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de America Central (SIEPAC) y Sistema de Integración Energética del Sur (SIESUR).

La primera hoja de ruta del sistema de integración se definió en el año 2014, la cual ha sido recientemente actualizada para el próximo decenio 2020-2030.

Los avances se clasifican en dos aspectos:

- **Regulación.** Los progresos han estado fundamentados en los resultados de los Estudios de Interconexión Eléctrica Andina, apoyados por el Banco Interamericano de Desarrollo, centrados principalmente en la armonización regulatoria entre los países miembros, para lo cual se generó una propuesta conceptual de diseño de mercado regional de electricidad, minimizando los cambios o adecuaciones de las regulaciones nacionales. Dentro del nuevo marco normativo regio-

nal se establece la creación un Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo para el establecimiento de las Transacciones Internacionales de Electricidad definidas a través de un despacho económico coordinado de excedentes de energía a mínimo costo, realizado por un Coordinador Regional. El establecimiento del marco regulatorio para las transacciones eléctricas de los países del SINEA se realiza a través del Grupo Técnico del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad de la Comunidad Andina de Naciones (CAN).

- **Infraestructura:** en lo que corresponde a Colombia se han adelantado conversaciones con Ecuador en la definición de la infraestructura de refuerzo de la interconexión actual. Se han realizado estudios para la evaluación de los beneficios energéticos y económicos del refuerzo de la interconexión, así como la evaluación de los refuerzos de las redes locales, con el fin de maximizar los niveles de transferencia. Se consolidó la información de la infraestructura energética y eléctrica actual, así como de los proyectos previstos. Se está trabajando en la compatibilización de los esquemas de planeamiento de los sistemas.

Los principales objetivos para el decenio 2020-2030 están relacionados con la entrada en vigor de la Normativa Eléctrica Andina, la concreción de los proyectos de infraestructura de interconexión y la realización de estudios para avanzar en la confirmación del Mercado Andino Eléctrico Regional.





Imagen: Ministerio de Minas y Energía de Colombia / César Nigrinis Name



# Epílogo

## ACCIONES DE POLÍTICA PÚBLICA PARA CONSOLIDAR LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

**Miguel Lotero Robledo**  
*Viceministro de Energía*

### **Acciones de política pública para continuar consolidando la transición energética de Colombia**

En las páginas anteriores se ha detallado la que bien puede calificarse como una transformación fundamental en la vida económica y social de Colombia. La conformación de una matriz de generación de energía apoyada en fuentes no convencionales es una realidad con múltiples implicaciones, ya sea ambientales o de acceso a la electricidad en zonas apartadas, entre muchas otras.

El conjunto de políticas adoptadas por la presente administración ha venido acompañado de cambios tangibles que se expresan en decenas de proyectos instalados y en construcción, al igual que en la mejora en la calidad del servicio para millones de hogares y negocios. Tanto lo hecho como lo que se encuentra en marcha contribuirá a apoyar una reactivación sostenible que es ahora aún más necesaria tras los estragos dejados por la pandemia derivada del COVID-19.

No obstante, el proceso apenas comienza, así haya iniciado su camino con paso firme. En el transcurso de los años venideros serán nece-

sarios esfuerzos adicionales, no solo para que el país cumpla los compromisos internacionales suscritos, sino para que las siguientes generaciones de colombianos habiten en una sociedad que cuide sus recursos y puedan progresar sin impactar negativamente la rica herencia recibida de la naturaleza. Por tal razón, es importante tener en cuenta los siguientes elementos, que son elementos de reflexión para quienes tomen la posta en el futuro:

### ***El universo de las energías renovables no convencionales en expansión continua***

Mantener el camino para la expansión de las energías renovables no convencionales es fundamental para cumplir el objetivo de contar una matriz energética más limpia. Para este fin es necesario continuar con un programa de subastas centralizadas y combinarlas con mecanismos de mercado de iniciativa privada para la asignación de contratos que permitan la financiación de las nuevas plantas de generación. Estos mecanismos no solo permiten la financiación de los empresarios que desarrollan los nuevos proyectos, sino que garantizan que los contratos se asignen a precios eficientes para los consumidores finales.

Para viabilizar la instalación de los proyectos eólicos de la subasta realizada en 2019 existen retos importantes. Las condiciones logísticas del departamento de La Guajira, donde está el mayor potencial, deben mejorarse en un trabajo coordinado de todo el Estado: vías, puertos, infraestructura de agua y capacitación de la población local, son los principales factores en un proceso de mejora continua.

Los caminos regulatorios para que los privados desarrollen estos mecanismos están consolidados con la regulación que desarrolla los Mercados Anónimos Estandarizados y que en los años venideros deben ser el reemplazo natural de las subastas centralizadas para asignar los contratos que viabilicen la expansión de las energías renovables no convencionales.

Así mismo los incentivos fiscales y los trámites de conexión necesitan estar en permanente revisión de tal forma que, no solo se garantice que los proyectos de energías renovables no convencionales a gran escala puedan entrar en operación sean rentables para sus promotores y puedan inyectar energía a la red, sino, también, que los proyectos de autogeneración puedan masificarse aún más, permitiendo además, que los usuarios a todos los niveles puedan gestionar sus recursos energéticos y fortalecer su papel en el sistema no solo como consumidores sino como productores.

### ***Los sistemas de almacenamiento: la “navaja suiza” para la transición energética***

Los sistemas de almacenamiento con baterías jugarán un papel clave en la consolidación de la transición energética gracias a las múltiples funciones que pueden cumplir en un sistema eléctrico: facilitan la labor del operador del sistema en temas tan importantes como en la

regulación de frecuencia de la red, en la coordinación de servicios complementarios y en la reducción de restricciones que se reflejan en menor tarifa para los usuarios. Además, permiten la entrada y el despacho de recursos de generación variable como las plantas basadas en energías renovables no convencionales eólicas y solares y en las minirredes y ZNI reducen la dependencia de la generación en los combustibles líquidos.

A pesar de la importante reducción de los costos de las diferentes tecnologías para almacenamiento de energía, estos siguen siendo altos. Desde el Gobierno nacional se puede seguir estimulando la demanda para permitir su implementación masiva con un marco regulatorio, incentivos fiscales e implementación de más proyectos piloto.

### ***Energía para todos: la democratización de la transición energética***

Pocas cosas tienen el poder de transformar la vida de un ser humano como el acceso a la energía eléctrica. Llevar este servicio a las personas que no lo tienen rompe las barreras que impiden el desarrollo e impacta positivamente los indicadores de salud, educación, nutrición, conectividad y equidad de género, entre otros.

Por esta razón, desde que inició el Gobierno del Presidente Iván Duque se trazó la meta más ambiciosa que haya tenido cualquier Gobierno en materia de cobertura eléctrica: llegar a 100.000 hogares colombianos durante el período 2018-2022 con recursos públicos. El trabajo del Ministerio de Minas y Energía ya deja hechos concretos: 44.560 hogares, recibieron por primera vez el poder transformador de la energía eléctrica en estos dos años y de

este total cerca de 13.911 usuarios disfrutaban ahora del servicio de energía eléctrica a partir de energía renovable que proviene del sol.

En este mismo sentido se debe seguir en la ruta de conectar nuevos usuarios a las redes de gas natural y de combustibles más limpios como el GLP, pues su uso en los hogares colombianos contribuye a una mejora en la salud de sus habitantes y una reducción de la deforestación, al sustituir otros combustibles más contaminantes y dañinos para la salud como la leña, el carbón, o la gasolina.

Para esto los responsables de las políticas públicas tienen el reto de incentivar a la empresa privada para el desarrollo de estos proyectos, reduciendo los subsidios al CAPEX y garantizando la operación para que los mismos sean sostenibles en el tiempo, mediante subastas que asignen la operación en las áreas donde es difícil la gestión y mediante la inclusión de nuevas tecnologías que permitan la medición de consumos y el monitoreo en la prestación del servicio.

### ***Transporte sostenible: infraestructura de carga eléctrica y calidad del aire***

A la fecha se ha logrado un avance del 65% en la meta establecida en el Plan Nacional de Desarrollo de tener una flota de 6.600 vehículos eléctricos en Colombia. A pesar de la pandemia, en 2020 se registró la venta de más de 1.000 vehículos eléctricos superando las cifras del año precedente en 30%, y llegando a una flota de más de 4.300 vehículos eléctricos actualmente.

Este logro fue posible, en gran parte, por la Ley de Movilidad Eléctrica que se expidió en 2019 y la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica, que generaron acciones para acele-

rar esta transición, e incorporaron incentivos como: reducción en el IVA, cero aranceles y descuentos en las tarifas del seguro obligatorio y revisión técnico-mecánica.

Sin embargo, el gran desafío de política pública es cómo desplegar la infraestructura de carga eléctrica a una velocidad parecida a la que del parque automotor eléctrico. En Colombia se tienen instaladas alrededor de 70 estaciones de carga pública, rápida y semi-rápida, de las cuales, el 38% se encuentran ubicadas en el Área Metropolitana del Valle de Aburrá y el 30% en la ciudad de Bogotá.

Esto requiere un trabajo conjunto a nivel nacional y local, al igual que regulación efectiva que incentive su instalación. Desde el Ministerio de Minas y Energía, será expedida la regulación que permitirá estandarizar las estaciones de carga para vehículos eléctricos y definir condiciones de mercado más claras.

Migrar hacia una movilidad sostenible también implica el uso de combustibles más amigables con el medio ambiente. Por esta razón, con el fin de contribuir a la reducción de emisiones de gases efecto invernadero y material particulado, y a la mejora en la calidad del aire, en 2020 se determinó como energéticos de cero emisiones al hidrógeno y a la energía eléctrica para movilidad, mientras que el gas natural, el GLP, el etanol y biodiésel y sus mezclas, fueron catalogados como energéticos de bajas emisiones.

También fueron autorizadas las mezclas de biocombustibles superiores voluntarias. Es un compromiso del Gobierno del Presidente Iván Duque expedir la regulación que establecerá las mezclas obligatorias de etanol en un 10% y las de biodiésel en 12%, en todo el territorio nacional.

En diciembre de 2020 quedó en firme toda la regulación que da vía libre para que el GLP pueda ser usado en Colombia en medios de transportes terrestres y fluviales. Por lo tanto, a durante el primer semestre de 2021 deberían empezar a verse las primeras estaciones de servicio de Auto GLP en el país.

### ***Las bases para introducir nuevas tecnologías***

Igualmente, es importante dejar sentadas unas bases sólidas para el desarrollo de nuevas tecnologías que jugarán un papel importante en la transición. En esta medida es aconsejable priorizar la regulación para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica con energía geotérmica. De acuerdo con los análisis preliminares del Servicio Geológico Colombiano el país cuenta con un importante potencial en la materia. La experiencia de la explotación de hidrocarburos en el conocimiento del subsuelo será un insumo fundamental para su posterior desarrollo, pues ahorrará esfuerzos en la fase exploratoria.

Así mismo, es importante construir la hoja de ruta para la producción de hidrógeno. Este será un combustible muy importante para las diferentes modalidades de transporte en la transición, para la generación de energía y para la industria petroquímica. Los procesos para su obtención a partir del uso de energías renovables jugarán un rol importante en las metas de carbono neutro y el potencial de mercado que puede tener Colombia como exportador hacia las economías más industrializadas que lo pueden demandar, debe ser explorado en detalle.

Además, el potencial que existe en la Costa Atlántica para el desarrollo de FNCER, no es solo

en el área continental. Es sabido que las condiciones de viento también son excepcionales en el espacio marítimo colombiano, razón por la cual se vuelve necesario definir las reglas para el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera.

En conclusión, el horizonte es amplio y las posibilidades de Colombia en este campo son muy grandes. Si hace las cosas bien, el país se consolidará en un referente mundial y podrá atraer inversiones que incluyan, por ejemplo, la opción de convertirse en un gran exportador de electricidad, hidrógeno y combustibles sintéticos, neutros desde el punto de vista de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Que ese futuro es posible, es algo que ha quedado claro en este documento. La conjunción de políticas claras con señales de mercado, de preocupación por lo macro, pero también por el bienestar de las personas, es algo que se ha venido logrando en los últimos años. Debido a ello, lo conseguido permite mirar lo que viene con una dosis de optimismo, a sabiendas de que es necesario incrementar los esfuerzos realizados.

Los más diversos análisis concuerdan en que la demanda de energía en el mundo seguirá creciendo en forma acelerada, de la mano del aumento en la población, la mayor capacidad de consumo, la digitalización y electrificación de la economía, y la evolución de la movilidad. No se trata de oponerse a ese tránsito, sino de adaptarse y aprovechar ventajas comparativas únicas, como lo viene haciendo Colombia. El camino está trazado. Hay que seguir por él.

# PROLOGUE – COLOMBIA'S ENERGY TRANSITION

**Dr. Daniel Yergin**

“Energy transition” has become the shorthand for discussions about the future of energy, especially since 195 countries pledged in the 2015 Paris climate agreement to keep global temperatures from rising 2 degrees Celsius above preindustrial temperatures and to make best efforts to cap the rise at closer to 1.5 degrees. The target for getting there has evolved into the concept of “net zero carbon” by 2050 or shortly thereafter—a goal already adopted by over 100 countries, including the United States, China, the European Union, Britain and Japan, among others. As much as two thirds of global emissions – and roughly two thirds of global gross domestic product – now originate in countries with commitments to net zero of varying degrees. As it progresses, energy transition will transform the way the world produces and uses energy, and the very nature of important parts of the global economy.

The world’s two largest economies are now committed. On his first day as president, Joe Biden returned the United States to the Paris Climate Accord that Donald Trump had abandoned. And just a few months beforehand, China had also committed itself to net-zero emissions by 2060. In 2021, the foundations have

been set for a new superpower race for leading roles in the global markets that is coming with electric vehicles, solar and wind power, hydrogen and technologies still to emerge. It will be complicated by the overall change in relations between the United States and China, which leaves many other countries concerned about being caught in the middle between the two largest economies in the world.

The process of energy transition will create dilemmas about the nature and pace of change. The “What” – net zero carbon – may be clear. The “How” – how to achieve it – is not at all clear. Most nations pledged to net zero have yet to adopt the laws and regulations to get them there. But with the momentum building, 2021 may mark the beginning of a period of accelerated change in energy and climate policies, laws and regulations. And yet the process of transforming a new climate framework into investment, and new investments into changed energy realities will likely take longer, be more expensive, more complicated and contentious, and will require more technical innovation than many now anticipate. An almost \$90 trillion world economy depends on fossil fuels for 80 percent of its energy, and oil and



gas will be part of the energy mix for decades to come. And over those decades, for Colombia, revenues from oil and natural gas will be important both for funding social needs and helping to fund the energy transition.

Often, the extent of the role of oil and gas in the global economy beyond transportation is poorly understood. For many countries, replacing coal with natural gas is a major initiative for reducing emissions. That will add to the urgency to develop carbon capture technologies. And we can be sure that changes in global geopolitics will hardly be linear, for disruptions with some frequency inevitably will redirect the path. The shale revolution was not anticipated, nor the financial crisis of 2008, nor the rebirth of the electric car, nor the plummeting costs of solar, nor an incredibly transmissible bat virus that would lead to a pandemic and an economic dark age.

Colombia, and indeed the global community, find themselves at an inflection point in the world's energy history. Many will ponder how quickly they can and should reduce emissions, increase efficiency, invest in carbon-free capacities. National resources will be one factor, especially as countries rebuild after the pandemic. But the very challenge of recovery also provokes the question – not just of how countries invest – but (perhaps the more importantly) what incentives they create for private capital flows that dominate innovation and growth.

That is the context as Colombia launches the transformation of its energy systems. The directions in policy are clear: increasing the share of non-conventional renewable energy from under 2% to nearly 10% of the energy mix by 2022; raising its target to reduce greenhouse

gas emissions from 20% to 51% by 2030; and making “sustainable revitalization” the driving force of its economic recovery strategy coming out of COVID. Colombia's response under the government of President Ivan Duque has not only helped the country weather the COVID “dark age,” it has positioned Colombia to capitalize on the economic revitalization anticipated beyond the pandemic.

The global picture will be one of heightened competition. China's commitment to achieve net zero emissions by 2060 is a colossal task due to its massive consumption of coal and other fossil fuels. China is also the world's biggest investor in renewable energy, it controls about 80% of global solar panel exports, it controls the vast share of the materials needed for vehicle and grid storage, and it produces more electric vehicles with more ambitious production targets than any other nation. All of this fits into China's national strategy to reduce dependence on fossil fuel imports – now 75 percent for oil – and to curb the politically crippling impacts of pollution.

No continent is pushing harder than Europe. In late 2019, Europe adopted the European Green Deal which sets to achieve net zero GHG emissions by 2050 and a 55% GHG emissions reduction by 2030. The European Green Deal, together with the economic recession exacerbated by the unyielding COVID-19 pandemic, required the European Parliament to put forward a recovery plan of Euro 1.824 trillion with a big emphasis on sustainability and digitalization. China, the US and the European Union together accounted for 45% of global emissions and 60% of global GDP in 2019. The global pace of policy change on climate change is unknown. The direction is clear.

For Colombia, this global environment creates the context for the next steps on transition. For example, Colombia's promotion of energy efficiency and sustainability through renewable purchase obligations should create market conditions to drive improvements and boost reliability in the country's power grid. New fiscal incentives to finance the development of additional solar and wind and storage capacity, as well as streamlining environmental licensing processes, are positive signals to stimulate private investment across the country. Integrating renewable energy into production of oil and gas is another step. For financial markets focused on ESG investing criteria, integrating renewable energy into long term energy plans further underscores the stability and attractiveness of future investments in Colombia.

Indeed, Colombia's actions are about assuring competitiveness in a changing world and creating job security and energy access at home. This will help sustain growth in the coming decades.

Energy access and modernization are also gateways to education, health care, jobs,

and prosperity. In a short period, Colombian household access to electricity has improved significantly. Renewable energy sources in remote areas have pushed the national electrification rate closer to 97%. The increased use of natural gas has allowed households to shift away from burning coal and wood for home cooking, improving health and life expectancy.

Meeting the goal of net carbon zero by 2050 -- or even large-scale reduction in anthropomorphic carbon in the atmosphere -- will require breakthroughs and innovations in chemistry, physics and materials science, as well as advances in carbon capture, hydrogen fuel, digitization, manufacturing, artificial intelligence, robotics, software, data analytics and other technologies. Breakthroughs do not occur over night. They take time -- sometimes decades. They require foresight in policy, new incentives for investment, perseverance in implementation -- and always the discipline to benchmark national action against global trends. Global competition will intensify as nations seek to attract global capital to make real their ambitions to transform their economies and energy systems. Colombia is taking on this challenge.



## Referencias

---

- i. Agencia internacional de Energía (AIE), World Energy Outlook, 2020.
- ii. Financial Times, How the race for renewable energy is reshaping global politics, <https://www.ft.com/content/a37d0ddf-8fb1-4b47-9fba-7ebde29fc510>, 2021.
- iii. Naciones Unidas- Cambio climático, ¿Qué es el Acuerdo de París?, <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/que-es-el-acuerdo-de-paris>
- iv. Naciones Unidas, Objetivos de Desarrollo Sostenible, <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/>
- v. IEA, IRENA, UNSD, World Bank, WHO, Tracking SDG 7: The Energy Progress Report, 2020.
- vi. Banco Interamericano de Desarrollo, De estructuras a servicios: el camino a una mejor infraestructura en América Latina y el Caribe, 2020.
- vii. Naciones Unidas, Datos de Población, <https://www.un.org/es/sections/issues-depth/population/index.html#:~:text=El%20mundo%20en%202100,y%2011.200%20millones%20en%202100,2020>.
- viii. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Resolución 024 de 2015: Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN) y se dictan otras disposiciones; Resolución 030 de 2018: Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.
- ix. Ministerio de Minas y Energía, Decreto 570 de 2018: Por el cual se adiciona el Decreto único Reglamentario del sector administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones.
- x. Ministerio de Minas y Energía, Resolución 40311 de 2020: Por la cual se establecen los lineamientos de política pública para la asignación de capacidad de transporte a generadores en el Sistema Interconectado Nacional.
- xi. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Resolución 208 de 2020: Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se dictan normas para la conexión temporal de generadores al SIN”; Resolución 131 de 2020: Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”; Resolución 219 de 2020: Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”.
- xii. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Resolución 104 de 2018: Por la cual se fija la oportunidad para llevar a cabo la subasta para la asignación de las Obligaciones de Energía en Firme del Cargo por Confiabilidad para el periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2022 y el 30 de noviembre de 2023.
- xiii. Ministerio de Minas y Energía, Resolución 40590 de 2019: Por la cual se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018; Resolución 40591 de 2019: Por la cual se convoca a la subasta de contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica y se definen los parámetros de su aplicación; Resolución 40725 de 2019: Por la cual se define un mecanismo complementario de asignación de contratos de largo plazo de acuerdo con el artículo 6 de la Resolución MME 4 0591 de 2019.

- xiv. Agencia Internacional de Energía (AIE), The role of gas, 2019.
- xv. Agencia Internacional de Energía (AIE), <https://www.iea.org/data-and-statistics>, *Data and Statistics*, 2021.
- xvi. Agencia Internacional de Energía (AIE), <https://www.iea.org/data-and-statistics>, *Data and Statistics*, 2021.
- xvii. Agencia Internacional de Energía (AIE), <https://www.iea.org/data-and-statistics>, *Data and Statistics*, 2021.
- xviii. Promigas, Informe Financiero, <http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>, 2019.
- xix. Ministerio de Minas y Energía, [https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24126247/Informe+2\\_Mision+Transformacion+-+Espa%C3%B1ol.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24126247/Informe+2_Mision+Transformacion+-+Espa%C3%B1ol.pdf), Informe 2 Misión de Transformación Energética, 2019.
- xx. Departamento de Planeación Nacional (DNP), <https://www.dnp.gov.co/DNPN/Paginas/Plan-Nacional-de-Desarrollo.aspx>, Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, 2018.
- xxi. Naturgas, Informe Indicadores 2020, <http://www.naturgas.com.co/documentos/2020/Indicadores2020.pdf>, 2020.
- xxii. Departamento de Planeación Nacional (DNP), CONPES 3918 de 2018: Estrategia para la implementación de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS); CONPES 3934 de 2018: Política de crecimiento verde; CONPES 3943 de 2018: Política para el mejoramiento de la calidad del aire; CONPES 3963 de 2019: Política para la modernización del sector transporte automotor de carga.
- xxiii. Embajada de Suiza, Cooperación Económica, UPME, Iniciativa Ciudad Energética, <http://www.ciudadenergetica.co>, 2018.
- xxiv. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Diagnostico calidad del servicio, [https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2019/Nov/diagnostico\\_calidad\\_servicio\\_2018.pdf](https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2019/Nov/diagnostico_calidad_servicio_2018.pdf), 2018.
- xxv. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Resolución 015 de 2018: Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.
- xxvi. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Resolución 080 de 2019: Por la cual se establecen reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible.
- xxvii. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Resolución 130 de 2019: Por la cual se definen los principios, comportamientos y procedimientos que deben cumplir los comercializadores en la celebración de contratos de energía destinados al mercado regulado.
- xxviii. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Resolución 030 de 2018: Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.
- xxix. Ministerio de Minas y Energía, [https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24126247/Informe+2\\_Mision+Transformacion+-+Espa%C3%B1ol.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24126247/Informe+2_Mision+Transformacion+-+Espa%C3%B1ol.pdf), Informe 2 Misión de Transformación Energética, 2019.
- xxx. Ministerio de Minas y Energía, Resolución 40807 del año 2018: Por medio de la cual se adopta el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático para el Sector Minero Energético – PIGCC.
- xxxi. Congreso de la República de Colombia, Ley 1931 de 2018, Por la cual se establecen directrices para la gestión del cambio climático.



“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 del 12% en la matriz energética para el 2022, elevar su objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del 20% al 51% para 2030 y hacer de la reactivación sostenible la fuerza que impulsa su estrategia de recuperación económica como resultado del COVID”.

**Daniel Yergin**

Vicepresidente de IHS Markit, autor y experto internacional en energía. Ganador del premio Pulitzer

“Colombia se ha destacado como un líder en esta transición energética, inclusive a nivel global. Desde el BID, hemos podido apoyar al país en este esfuerzo con instrumentos de política pública para gestionar subastas de contratos de largo plazo, fortalecer los marcos regulatorios, y adoptar herramientas técnicas para integrar adecuadamente las fuentes no convencionales de energía renovable”.

**Mauricio Claver-Carone**

Presidente del Banco Interamericano de Desarrollo