

# ENERGÍA



Calidad del suministro eléctrico, 2019. Puesto entre 141 países.

Fuente: WEF (2019).

## DESTACADOS

### Energía en la recuperación económica y social

- El CONPES de reactivación económica priorizó 25 proyectos de generación y transmisión de energía que representan inversiones por COP 14 billones y que generarían 15.000 nuevos empleos.

### Confiabilidad y calidad

- La capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional aumentó en 1,3 % en 2020, alcanzando los 17.485 MW. La generación hidráulica es la más representativa, con una participación del 63,2 % del total, seguida por la térmica con el 29,3 %.
- La cobertura de energía eléctrica fue de 96,5 % en 2018. Más de 495 mil hogares no cuentan con acceso a este servicio en Colombia.
- En seis ciudades de la región Caribe (Barranquilla, Cartagena, Montería, Riohacha, Santa Marta y Sincelejo) se presentaron más de 53 horas de interrupciones del servicio de energía durante 2019. En contraste, la ciudad de Tunja presentó menos de 1,2 horas de interrupciones del servicio.

### Precio de la energía

- En Colombia el precio promedio de la energía eléctrica para el sector industrial fue USD 12,0 centavos por kWh en 2020, cercano al promedio de América Latina y superior en 73,9 % al promedio OCDE.
- En 2019, el costo de la energía eléctrica representó el 2,2 % del consumo intermedio de la industria. La tarifa de la energía eléctrica a nivel de subsector manufacturero osciló entre COP 253 y COP 405 por kWh.

### Eficiencia energética

- Las pérdidas de energía en el sector industrial representaron el 16,3 % de la energía consumida por el sector en 2019. La ineficiencia energética representó el 19,7 %.
- Para el caso del sector residencial las pérdidas de energía representaron el 45,1 % de la demanda, y la ineficiencia energética, el 34,5 % del total.

## PRINCIPALES RECOMENDACIONES

1. Asegurar la confiabilidad y el suministro de energía a través de la diversificación de la matriz de generación nacional, y evaluar ajustes al mecanismo de Cargo por Confiabilidad.
2. Continuar desarrollando una estrategia de abastecimiento de gas natural a precios competitivos, a través de la producción nacional y la importación.
3. Impulsar los sistemas de generación distribuida y la respuesta de la demanda.
4. Incrementar el monitoreo y el control sobre la prestación del servicio de energía.

Nota: Las fuentes de los datos seleccionados en esta sección se encuentran a lo largo del capítulo.

## PERFIL DE COLOMBIA EN MATERIA DE ENERGÍA

Tema	Indicador	Valor Colombia	Ranking en América Latina	Mejor país en América Latina (valor)	Promedio OCDE	Fuente	
<b>Panorama general</b>	Ranking en el Energy Trilemma Index (de DDDd a AAAa)	BCAc	6 de 17	Uruguay (BBAb)	CAAa	World Energy Council (2020)	
	Generación eléctrica de fuentes renovables, excluyendo hidroeléctrica [% del total]	2,0 %	11 de 11	Uruguay (48,1 %)	15 %	XM y Energy Information Administration (2020)	
	Producción eléctrica con fuentes fósiles [% del total]	26,0 %	4 de 11	Costa Rica (0,8 %)	54 %	XM y Energy Information Administration (2020)	
<b>Confiabilidad y calidad</b>	Dependencia de la principal fuente de generación	71,9 %	12 de 17	Guatemala (40,6 %)	54 %	XM y Energy Information Administration (2020)	
	Número de días requeridos para obtener una conexión a energía permanente	88	13 de 17	Panamá (35)	74,8	Banco Mundial (2019)	
	Población con acceso a energía eléctrica (%)	96,5 %	9 de 17	Argentina, Brasil, Chile, Costa Rica, México (99 %)	99,9 %	SIEL-Banco Mundial (2019)	
	Calidad del suministro eléctrico (posición entre 141 países)	51	2 de 17	Chile (9)	29	WEF (2019)	
	Índice de Confiabilidad de la Oferta de Energía y de Transparencia de las Tarifas (de 0 a 8)	6,0	5 de 17	Costa Rica (8,0)	7,4	Banco Mundial (2019)	
	<b>Precio</b>	Precios de la energía eléctrica para la industria (USD centavos/kWh)	12,0	10 de 15	Paraguay (4,1)	6,9	UPME-IEA-Eurostat (2020)
		<b>Eficiencia</b>	Intensidad energética de la economía (TJ/PIB USD)	2,8	3 de 17	Panamá (0,41)	4,5



**E**l sector de energía es un motor de equidad social y de gran aporte para el crecimiento económico, a través de su rol como insumo para los procesos productivos y como bien de servicio público que brinda mayor bienestar a la población (UPME, 2020b). Las acciones encaminadas a lograr un mayor acceso, confiabilidad y eficiencia en el uso del recurso son fundamentales para que el país avance en materia de productividad y competitividad.

En los últimos años Colombia ha dado avances significativos hacia la transición energética de su economía. Con las recientes subastas de energías renovables de 2019, el país aseguró una ampliación de la capacidad instalada en 2.250 MW, los cuales entrarían a representar cerca del 12 % de la capacidad efectiva de generación hacia 2022. Adicionalmente, el país ha hecho apuestas importantes en materia de almacenamiento de energía, movilidad sostenible y eficiencia energética, con las cuales se espera contribuir a la descarbonización, digitalización y descentralización de la matriz eléctrica nacional.

A pesar de los esfuerzos, persisten retos generalizados en cuanto al acceso y la calidad del servicio de energía a nivel regional. En Colombia cerca de 1,5 millones de personas no cuentan con conexión a la red eléctrica, de las cuales el 80 % se ubican en zonas del país geográficamente aisladas. En lo que respecta a la calidad del servicio, el país presenta amplias brechas territoriales en la duración y la frecuencia con la que se da la interrupción del servicio, limitando el desarrollo de las

economías locales y la mejora en la calidad de vida de la población más vulnerable.

En cuanto a la estructura del mercado, es necesario estimular una mayor competencia y establecer un rol más activo de la demanda. Esto permitirá la formación de precios más eficientes, incidiendo de manera directa sobre la estructura de costos de las empresas, especialmente de aquellas que utilizan la energía de forma intensiva en su proceso productivo.

Por último, entendiendo que la eficiencia energética contribuye al aseguramiento del abastecimiento de energía y asiste de manera costo-efectiva en el aprovechamiento del recurso, resulta fundamental promover la adopción de nuevas tecnologías (de uso, medición y análisis), buenas prácticas operacionales y hábitos de consumo para optimizar el uso de la energía disponible.

Este capítulo se divide en tres secciones: (1) confiabilidad y calidad, (2) precio, y (3) eficiencia en el uso del recurso, y ofrece recomendaciones al final de cada una. El capítulo finaliza con un análisis sobre el rol del sector de energía en la superación de la crisis económica y social derivada del COVID-19, con énfasis en el bienestar de las personas, la competitividad y la productividad. En la versión 2020 del capítulo se hicieron 14 recomendaciones, de las cuales tres han sido acogidas. La presente versión insiste en 11 recomendaciones cuya adopción sigue pendiente e introduce dos nuevas, para un total de 13 recomendaciones.

## CONFIABILIDAD Y CALIDAD

La confiabilidad de la matriz eléctrica y la calidad en la prestación del servicio están relacionadas con la capacidad que tiene el sistema de generación de suplir la demanda, cumpliendo los requerimientos técnicos de calidad, continuidad y suficiencia (UPME, 2020b). Las acciones orientadas a la ampliación de la cobertura y la capacidad de generación, así como el mejoramiento en la calidad del servicio, contribuyen al logro de este objetivo.

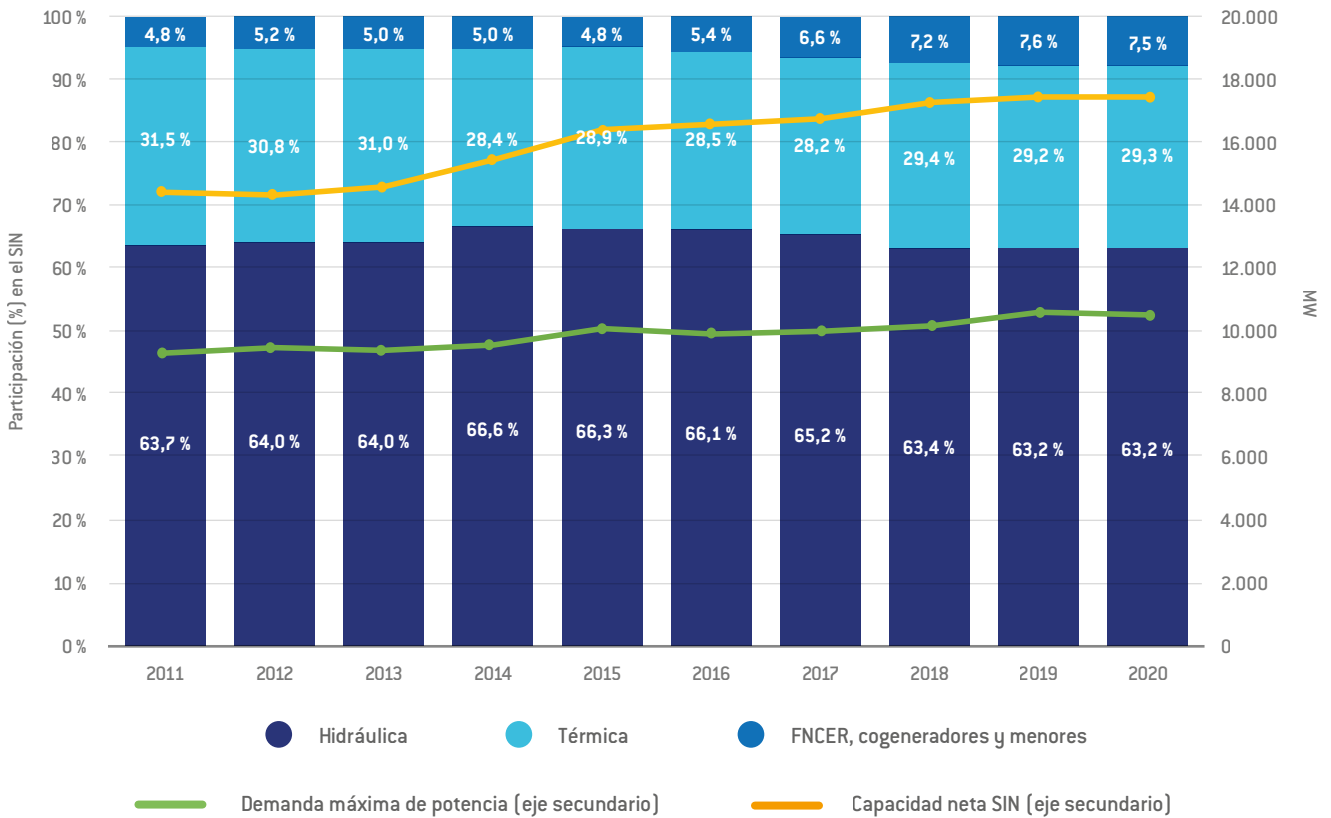
Entre 2011 y 2020 la capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN) aumentó a una tasa promedio de 2,2 % anual. En el último año presentó un incremento de

1,3 % y se ubicó en 17.485 MW. Este valor fue 1,7 veces mayor a la demanda máxima de potencia, la cual fue de 10.539 MW (XM, 2021).

La energía hidráulica es la fuente de generación más representativa del país, con una participación del 63,2 % del total y una capacidad efectiva de 11.043 MW. En segundo lugar se encuentra la generación térmica con el 29,3 %, contribuyendo con 5.122 MW. Por último, las fuentes no convencionales, cogeneradores y plantas menores participaron con el 7,5 % en 2020 y aportaron 1.320 MW a la capacidad efectiva de generación del SIN (Gráfica 1).

**Gráfica 1.** Capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional y demanda máxima de potencia (MW), 2011-2020.

La capacidad efectiva neta del SIN aumentó en 1,3 % en 2020, alcanzando los 17.485 MW.  
 La generación hidráulica es la más representativa, con una participación del 63,2 % del total, seguida por la térmica con el 29,3 %.



Si bien el país se caracteriza por contar con una matriz de generación de bajas emisiones de carbono, la alta dependencia de la economía de su principal fuente de generación la ha hecho vulnerable ante la variabilidad climática, con potenciales riesgos en la provisión de energía e impactos negativos en las tarifas del servicio para hogares y empresas. En este sentido, es necesario que el país continúe su avance hacia la diversificación de la matriz de generación eléctrica, de modo que se minimice el riesgo de interrupción en el suministro eléctrico. Para esto son fundamentales iniciativas como extender la capacidad instalada de las fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER) y asegurar la adecuada provisión de combustibles fósiles para la generación térmica (CPC, 2020).

En la actualidad, en el banco de proyectos de generación eléctrica con registro vigente ante la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2021d), los proyectos solares representan el mayor número de iniciativas y cuentan con la mayor capacidad de generación, con el 49,3 % del total, mientras que la suma de la capacidad de generación de los proyectos hidráulicos y térmicos registrados alcanza el 28,1 %. En total, los 314 proyectos vigentes, que se encuentran en etapas de estudio, prefactibilidad y factibilidad, cuentan con una capacidad efectiva de generación (18.286 MW), suficiente para abastecer el incremento de la demanda de energía en los próximos años (Tabla 1).

**Tabla 1.** Proyectos de generación con registro vigente en la UPME<sup>1</sup> por tipo de tecnología. Junio de 2021.

Tipo de proyecto	Número de proyectos	% de proyectos	Capacidad (MW)	% de capacidad
Hidráulico	71	22,6 %	2.423	13,3 %
Térmico	5	1,6 %	2.698	14,8 %
Solar	212	67,5 %	9.018	49,3 %
Eólico	25	8,0 %	4.146	22,7 %
Biomasa	1	0,3 %	1	0,0 %
Total	314	100,0 %	18.286	100,0 %

Fuente: UPME (2021d).

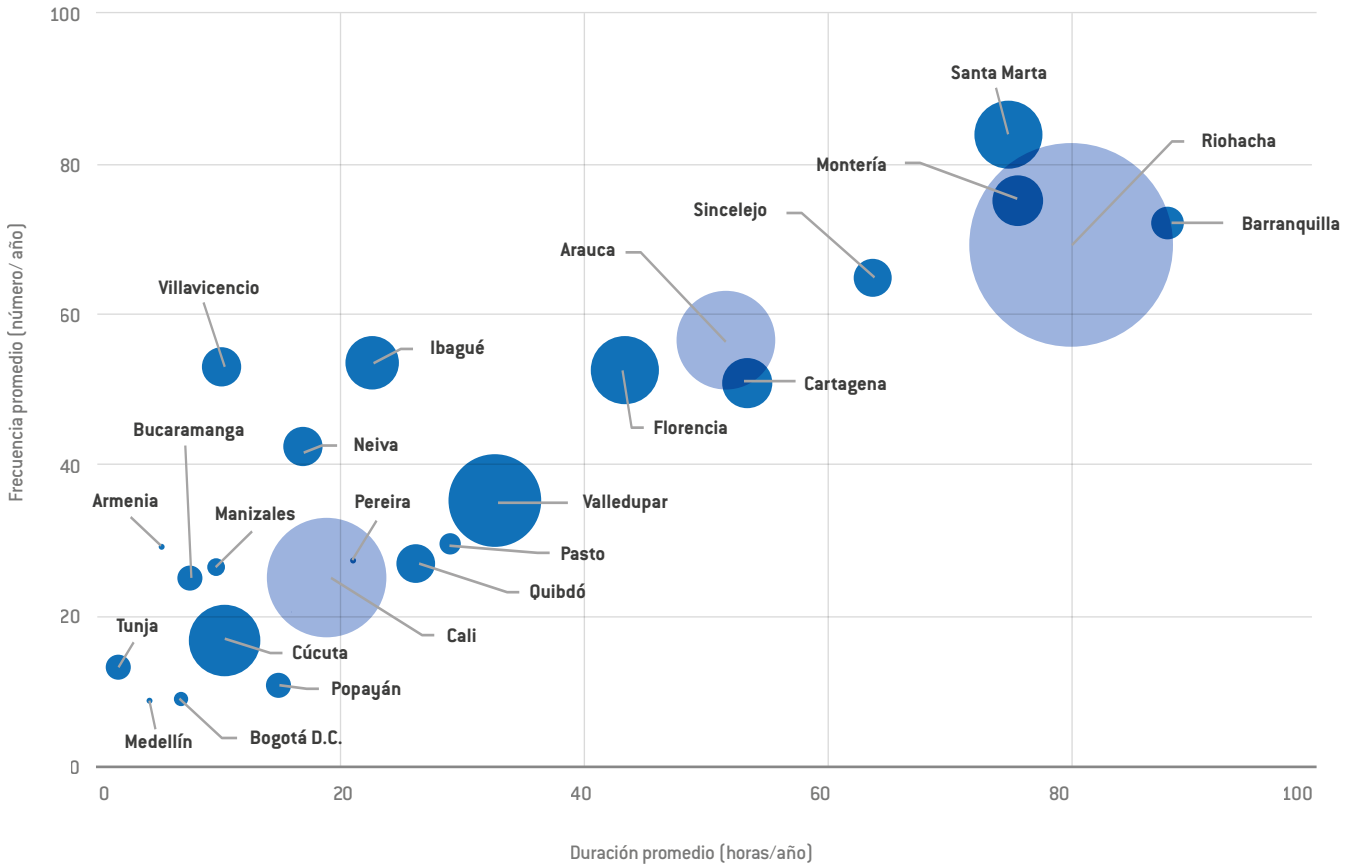
El acceso y la calidad en la prestación del servicio de energía son determinantes para la productividad de las empresas y las posibilidades de desarrollo productivo de los territorios (CUSP, 2020). En Colombia persisten marcadas brechas regionales en cobertura del servicio: mientras que ciudades como Armenia, Medellín y Bogotá D. C. se encuentran muy cerca de alcanzar una cobertura universal del servicio, en Riohacha, Arauca y Cali la proporción de la población sin acceso al servicio de energía fue superior al 5 % en 2019 (Gráfica 2).

Respecto a la calidad, en seis de las ciudades más importantes de la región Caribe (Barranquilla, Cartagena, Montería, Riohacha, Santa Marta y Sincelejo) las interrupciones del servicio de energía ascendieron a más de 53 horas en promedio por usuario en 2019, y se presentaron más de 51 interrupciones en promedio (Gráfica 2). En contraste, se destacan ciudades como Tunja con menos de 1,2 horas de interrupciones del servicio, y Medellín con menos de 8,6 interrupciones en promedio por usuario en igual periodo (Superservicios, 2020).

1. Incluye los proyectos en etapa de estudio y análisis (fase 1), etapa de prefactibilidad (fase 2) y etapa de factibilidad (fase 3).

**Gráfica 2.** Duración y frecuencia promedio de las interrupciones en el suministro eléctrico y proporción de la población sin acceso al servicio de energía. Capitales de departamento, 2019.

En Colombia persisten marcadas brechas a nivel regional en materia de cobertura y calidad del servicio eléctrico, lo cual afecta la competitividad de las economías locales.



Nota: El tamaño de la burbuja indica la proporción de la población sin acceso al servicio de energía. Valores entre 0,01 % y 19,2 %. Fuente: Superservicios (2020).

## Recomendaciones

**Coordinación público-privada. Asegurar la confiabilidad y el suministro de energía a través de la diversificación de la matriz de generación nacional, y evaluar ajustes al mecanismo de Cargo por Confiabilidad.**

De acuerdo con la UPME (2020e), la proyección de demanda de energía eléctrica del país a 2026 podría ser un 21,3 % superior a la de hoy. Para garantizar su abastecimiento, el *Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión 2020-2034*

(UPME, 2021b) plantea la necesidad de diversificar la matriz de generación con la inclusión de FNCER. Extender la capacidad instalada de estas tecnologías no solo representaría una oportunidad para ampliar la cobertura del servicio de energía a las zonas geográficas más remotas, sino que también aportaría un componente contracíclico en situaciones climáticas adversas.

Adicionalmente, es fundamental dar continuidad a los proyectos de generación a partir de fuentes hídricas y térmicas que aseguren el correcto abastecimiento de la demanda a precios competitivos, entre los que se encuentra Hidroituango. Al respecto, resulta positivo el anuncio relacionado con el inicio del

montaje de la primera unidad de generación, la cual se espera entre en operación en 2022<sup>2</sup>. Los avances en la recuperación técnica del proyecto brindan un mensaje de confiabilidad al mercado energético nacional (Asoenergía, 2021b).

Por otra parte, se requiere evaluar algunos ajustes al Cargo por Confiabilidad, en los que se reconozca la complementariedad de las diversas tecnologías de generación y se preserve la competitividad del mecanismo mediante el aseguramiento de la suficiencia de energía en el largo plazo y el abastecimiento de la demanda, ante todas las posibles condiciones futuras del sistema.

De acuerdo con lo señalado por la Misión de Transformación Energética (MTE), el mecanismo cuenta con algunas debilidades. En este sentido, resulta pertinente que la CREG puede evaluar la pertinencia de incluir mecanismos de asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) diferenciados para plantas nuevas o en construcción y para plantas existentes. Así mismo, analizar la conveniencia de la creación de productos estacionales, reconociendo el aporte diferenciado de cada recurso acorde a la temporada del año en que se realizaría la entrega de las OEF (Minenergía, 2020).

### **Acción pública. Continuar desarrollando una estrategia de abastecimiento de gas natural a precios competitivos a través de la producción nacional y la importación.**

De acuerdo con el *Plan de Abastecimiento de Gas Natural en Colombia* (UPME, 2020a), se estima que la demanda de gas natural en el país alcance un crecimiento promedio anual de 2,0 % entre 2019 y 2033, explicado principalmente por el crecimiento esperado de la economía, el aumento de la población y la sustitución de algunos energéticos menos eficientes. Adicionalmente, por cuarto año consecutivo las reservas de gas natural se redujeron en el país; según cifras de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH, 2020), las reservas probadas disminuyeron en 4,9 % en 2020, con un horizonte temporal de abastecimiento de 7,7 años.

Lo anterior resalta el grave riesgo de que el país pierda su suficiencia energética en materia de este recurso, por lo que es necesario que el país incentive decididamente la exploración y explotación de yacimientos de gas en el territorio nacional. En este aspecto, resulta positivo la apertura de la *Ronda Colombia 2021*, con la que se espera adjudicar 32 bloques de

exploración en Colombia, de los cuales 10 tienen altas posibilidades de explotación de gas (ANH, 2021).

Adicionalmente, se destaca la priorización de ocho proyectos de infraestructura para el transporte de gas<sup>3</sup>, los cuales representarán inversiones por más de USD 800 millones. Entre ellos se cuenta la Planta de Regasificación del Pacífico, cuya adjudicación se daría en el presente año, y su entrada en operación parcial, a partir de 2024. En cuanto a esta última, resulta pertinente evaluar los criterios de repartición de los costos entre los beneficiarios del proyecto. De acuerdo con cálculos preliminares de Asoenergía (2021a), cerca del 26 % de los costos del proyecto recaerían sobre el sector industrial.

Por último, en relación con los yacimientos no convencionales, a pesar de que el Gobierno Nacional emitió el Decreto 328 de 2020 y la Resolución 40185 de 2020 de Minenergía sobre proyectos piloto de investigación, a junio de 2021 solo dos proyectos —de cuatro planeados inicialmente— fueron adjudicados, de manera que es fundamental avanzar en su ejecución con el fin de evaluar los riesgos asociados a esta técnica y, posteriormente, definir su viabilidad en el país.

### **Coordinación público-privada. Implementar una hoja de ruta para la adopción del hidrógeno en la matriz energética nacional.**

Con el fin de contribuir a la descarbonización y diversificación de la matriz energética nacional, el país debe considerar la adopción y el desarrollo de nuevas fuentes de energía. Entre estas se destaca el hidrógeno, una fuente de energía no convencional con potenciales usos para la generación de electricidad y combustible para el sector transporte.

La producción y el uso de este energético representan una oportunidad para el país dados los recientes avances en la adjudicación y construcción de proyectos de generación solares y eólicos, cuya infraestructura podría ser utilizada para la generación de hidrógeno verde, el cual se obtiene a partir del proceso de electrólisis del agua. Cálculos preliminares realizados por Siemens (2021) estiman un potencial de generación de energía para Colombia de 50 GW con este combustible.

En este sentido, resulta pertinente la expedición de la Ley 2099 de 2021 de transición energética, con la que se extienden los beneficios tributarios introducidos con la Ley

2. De acuerdo con EPM, se prevé que las dos primeras unidades de generación de energía comiencen a operar en el primer semestre de 2022, dos más en 2023, tres en 2024, y la última unidad en 2025.

3. Se trata de las obras incluidas en el Plan de Abastecimiento de Gas de 2020: (1) Planta de Regasificación del pacífico, (2) Gasoducto Buenaventura-Yumbo, (3) Bidireccional Yumbo-Mariquita, (4) Bidireccional Barranquilla-Ballena, (5) Interconexión Barranquilla-Ballena y Ballena-Barrancabermeja, (6) Bidireccional Barranca-Ballena, (7) ampliación ramal Jamundí y (8) ampliación Mariquita-Gualanday.



1715 de 2014<sup>4</sup> a la producción de hidrógeno y la geotermia, al mismo tiempo que se incentiva el desarrollo de proyectos para captura, secuestro, almacenamiento y utilización de carbono. Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía (Minenergía) está preparando una hoja de ruta a 30 años para la adopción de hidrógeno en la matriz energética nacional, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Esta iniciativa incluye las posibles fuentes de hidrógeno verde y azul<sup>5</sup> en la economía, las oportunidades de mercado en diferentes segmentos y las posibilidades de exportación, considerando las perspectivas de crecimiento de la demanda global de este combustible hacia 2030 (Minenergía, 2021).

Por otra parte, el país podría avanzar en explorar acuerdos de cooperación para la transferencia de tecnología o la atracción de inversiones con economías líderes en el desarrollo de esta industria y que ya han demostrado interés, como Alemania y Chile.

### **Coordinación público-privada. Asegurar la cobertura del servicio de energía eléctrica en todo el territorio nacional.**

De acuerdo con el *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica* (PIEC) (UPME, 2020c), alcanzar una cobertura universal del servicio de energía en Colombia requerirá inversiones cercanas a los COP 7,4 billones. Entre las alternativas de expansión se consideran, por un lado, la interconexión al SIN, la generación aislada con solución individual solar fotovoltaica y soluciones aisladas híbridas para microrredes.

Aunque el PIEC no es indicativo en cuanto a la fuente de los recursos para financiar estos proyectos, se recomienda avanzar en dos frentes. Por un lado, a través de financiación privada por medio de la atracción de recursos hacia zonas aisladas del país. Para esto, tal y como lo propone la MTE, se requiere estructurar un modelo de negocio viable con una remuneración regulada suficiente y un marco jurídico y regulatorio estable en el tiempo (Minenergía, 2020).

Por otro lado se encuentran los fondos del sector eléctrico que son administrados por el Estado (FAZNI, FAER, FOES y PRONE) y que tienen como tarea expandir la cobertura eléc-

trica en el país. Si bien con la Ley 2099 de 2021 se logra una mayor coordinación y centralización de los recursos a través de la unificación de estos en Fonenergía<sup>6</sup>, resulta pertinente que no se introduzcan nuevos cargos sobre la demanda que puedan incrementar el precio de la energía. En su lugar, se propone ampliar la financiación con recursos provenientes del presupuesto público para la ejecución de los proyectos de expansión (Acolgen, 2021).

### **Acción pública. Incrementar el monitoreo y el control sobre la prestación del servicio de energía.**

A pesar de la expedición de la Resolución 015 de 2018 (con la que la CREG introdujo los indicadores *SAIDI* y *SAIFI* como instrumentos para dar cuenta de la calidad en la prestación del servicio de energía y se estableció una metodología para la remuneración de los operadores de red de acuerdo con su desempeño y la compensación de los usuarios afectados por el mal servicio), la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia empeoró durante 2019. A nivel nacional, de acuerdo con datos de Superservicios (2020), la duración promedio en las interrupciones del suministro de energía eléctrica en el país se ubicó alrededor de 39,5 horas por usuario durante 2019. Entretanto, la frecuencia con que este tipo de sucesos se repitieron en el año fue de 53,2 veces en promedio.

A partir de lo anterior, aunque los criterios de metas, estímulos y penalizaciones son adecuados, podría ser de utilidad revisar y evaluar la manera en que estos son calculados, con el fin de generar los incentivos necesarios para mejorar el servicio. Entre estos: el valor de referencia establecido para cada operador de red y las metas que los obligan a una mejora anual en el servicio, así como el porcentaje de incentivo o penalización cuando se alcance o incumpla la meta trazada. Por otra parte, podría acogerse la recomendación de la MTE en lo referente a instalar sistemas telemétricos a nivel de circuito y transformador en el SIN, de manera que haya supervisión y control por parte de Superservicios sobre la prestación del servicio, para así tomar las acciones correctivas en el menor tiempo posible (Minenergía, 2020).

4. Entre los beneficios tributarios a los que proyectos de energía no convencionales pueden acceder se encuentran la reducción del impuesto sobre la renta de 50 % sobre el valor de las inversiones en un plazo de hasta 15 años, la exclusión de IVA por la compra de bienes y servicios, la eliminación de aranceles para equipos importados, y la depreciación acelerada de activos de hasta 20 % anual.

5. A diferencia del hidrógeno verde, que puede ser obtenido a partir del agua, el hidrógeno azul es el resultado de un proceso de termólisis sobre el gas natural.

6. Con la creación de Fonenergía se eliminan y sustituyen el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales (FAER), el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI), el Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE) y el Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural (FCFFGN).

**Coordinación público-privada. Avanzar en el proceso de digitalización de la red eléctrica a través de la adopción de infraestructura de telecontrol y medición avanzada.**

De acuerdo con lo establecido por las resoluciones 40072 de 2018 y 40483 de 2019, emitidas por Minenergía, el 75 % de los usuarios del servicio de energía en Colombia deberán tener instalado en sus domicilios un sistema de medición avanzada para el consumo de energía eléctrica hacia el año 2030. Esta medida contribuirá a que el país avance hacia la modernización y digitalización del sector eléctrico, lo cual se verá reflejado en una mejora en la calidad del servicio al permitir el monitoreo y control de la red de manera remota, reduciendo las pérdidas de energía y facilitando la reconexión del servicio.

Adicionalmente, con la medida se permitirá que los usuarios dispongan de más información que les ayude a gestionar su consumo de energía eléctrica de forma eficiente. Es así como podrán tener acceso constante a la información sobre las variables del sistema y así tomar decisiones informadas sobre su consumo con base en el precio de la energía a lo largo del día. Con esto se abre la posibilidad de una tarificación horaria de la

energía, con la formación de precios más competitivos en horas valle de consumo.

Por otra parte, el uso de esta tecnología será un paso importante en la puesta en marcha de una red inteligente con flujo de energía bidireccional, en la que el consumidor podrá asumir el rol de productor de energía gracias a las facilidades que esta representa para la incorporación de tecnologías de autogeneración, almacenamiento de energía, generación distribuida y vehículos eléctricos, en reemplazo del modelo tradicional del sistema, basado en una red eléctrica unidireccional (UPME, 2017b).

El PND 2018-2022 estableció como meta llegar a cerca de cinco millones de usuarios con acceso a medidores inteligentes en todo el país al cierre del cuatrienio. Sin embargo, a 2020 hubo un avance en el cumplimiento de tan solo 4 %, contabilizando alrededor de 200 mil beneficiarios (Sinergia, 2021). Para avanzar en el cumplimiento de la meta se requiere evaluar la estructura de repartición de costos para la instalación de esta tecnología entre usuarios y empresas prestadoras del servicio, de modo que se garantice la sostenibilidad financiera en el despliegue de esta.

## PRECIO DE LA ENERGÍA

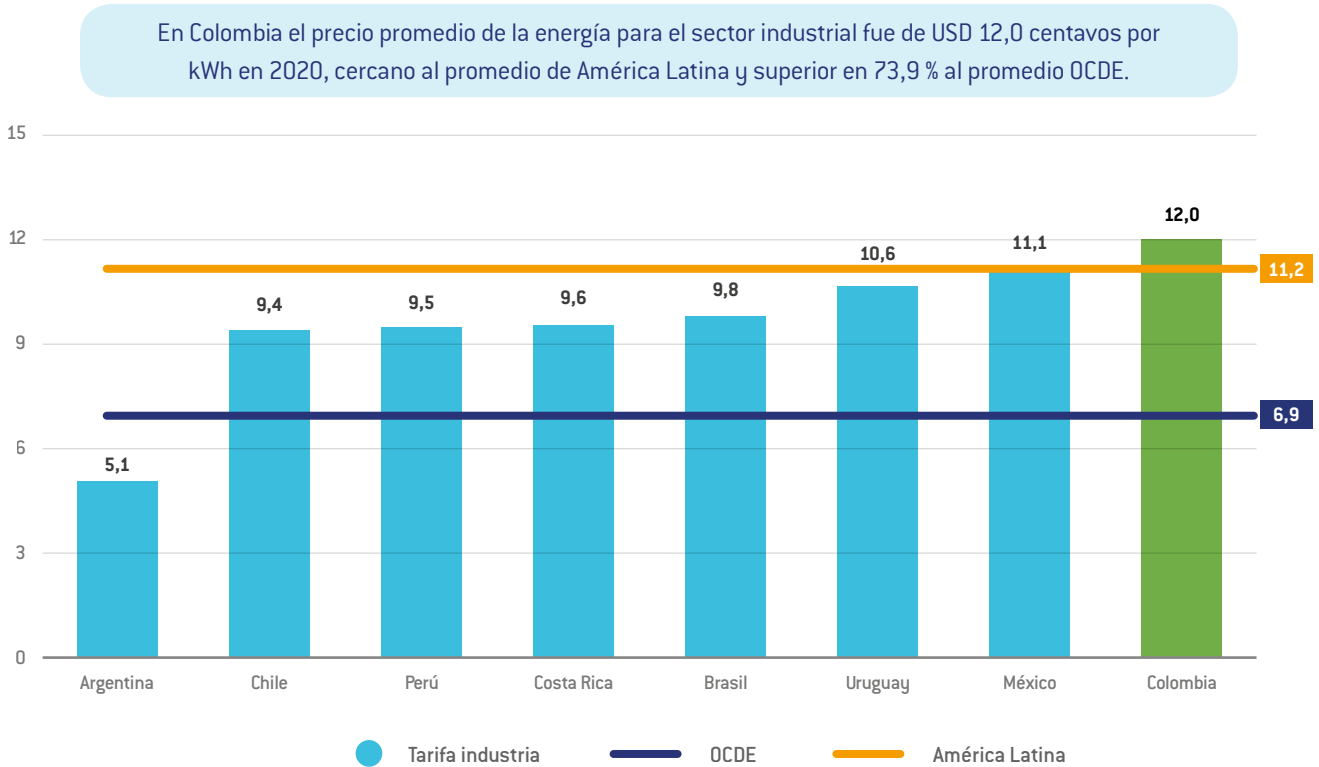
La energía es un insumo fundamental para el sector productivo: afecta de manera directa la estructura de costos de las empresas y también sus niveles de competitividad y productividad (Banco Mundial, 2019). En Colombia la estructura de precios de la energía para las empresas se negocia en el mercado no regulado a través de contratos bilaterales, en el cual influyen aspectos relacionados con el nivel de aportes hídricos al sistema, la interacción entre oferta y demanda, los precios de los insumos para la generación, la tasa de cambio, las expectativas de los agentes de la cadena de suministro, entre otros (Fedesarrollo, 2009).

En general, el país presenta un precio de la energía después de impuestos y transferencias cercano al promedio de América Latina, y se ubica en la décima posición entre 15 países de la región en cuanto a mayores costos de la energía para el sector industrial. Por otra parte, frente a los países miembros de la OCDE la brecha es mayor, con una diferencia promedio de USD 5 centavos por cada kilovatio hora consumido (Gráfica 3).

A nivel de sector económico, la participación del consumo de energía en la estructura de costos de las empresas tiende a variar de acuerdo con la intensidad en el uso del recurso en su proceso productivo. De acuerdo con cifras de la Encuesta Anual Manufacturera (DANE, 2020a), entre las actividades manufactureras en que la energía eléctrica representó una mayor proporción en su consumo intermedio se encuentra el subsector de metales básicos con 8,7 %, seguido por productos minerales no metálicos (8,3 %) y manufactura de caucho y plásticos (6,1 %) (Gráfica 4).

De otro lado, entre las actividades que más pagaron por kilovatio hora consumido (kWh) se destaca el subsector de actividades de impresión con COP 404,9, el cual presentó una diferencia promedio de COP 152,4 frente a las manufacturas de metales básicos, subsector que adquirió la energía más económica durante 2019. Otras actividades que también se destacan por los mayores costos de la energía son cuero y calzado (COP 402), coque y petróleo (COP 400,8), y otros tipos de maquinaria y equipo (COP 392,3) (Gráfica 4).

**Gráfica 3.** Tarifas de electricidad para el sector industrial (USD centavos por kWh). Colombia y países de referencia, 2020.



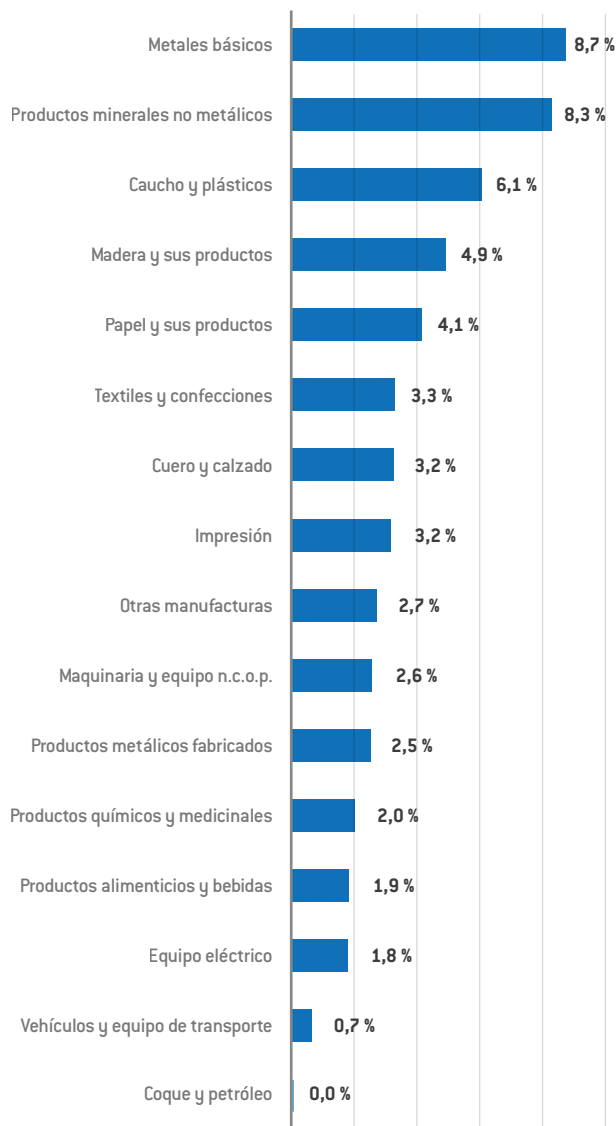
Nota: Tarifa final de la energía –después de impuestos y transferencias– para consumo industrial superior a 500.000 kWh.

Fuente: UPME-IEA-Eurostat, 2021. Cálculos: CPC.

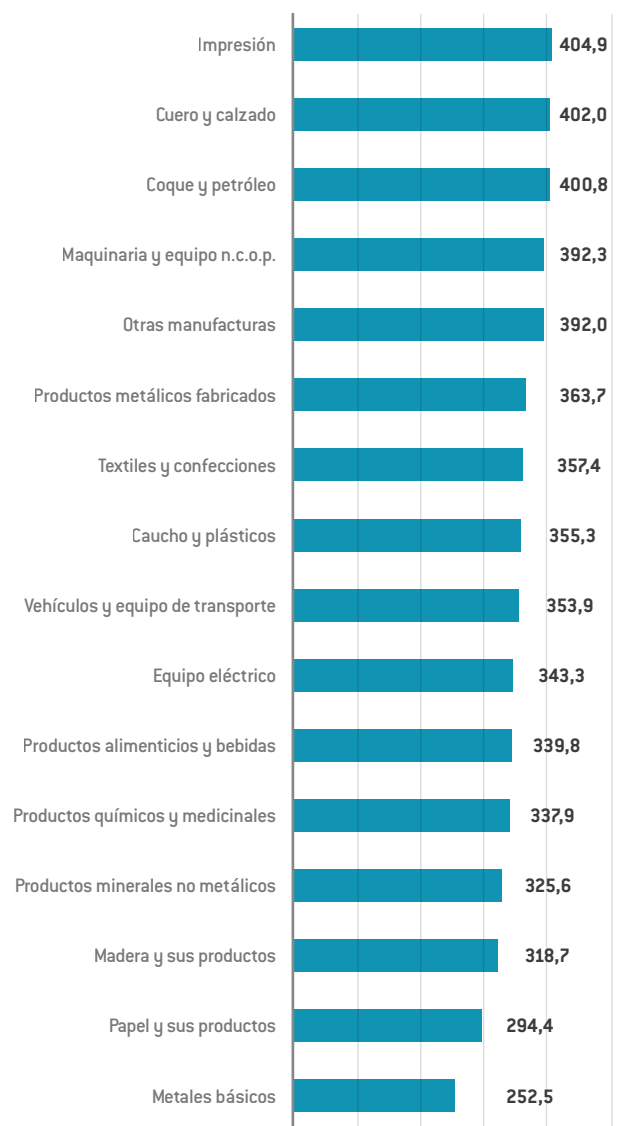
**Gráfica 4.** Costo de la energía eléctrica para la industria manufacturera. Colombia, 2019.

En 2019, el costo de la energía eléctrica representó el 2,2 % del consumo intermedio de la industria. Por otra parte, la tarifa de la energía eléctrica a nivel de subsector manufacturero osciló entre COP 252,5 y COP 404,9 por kWh.

#### 4a. Costo de la energía eléctrica como proporción del consumo intermedio por subsector industrial (%).



#### 4b. Tarifa implícita de la energía eléctrica por subsector industrial (COP por kWh).



Nota: La tarifa implícita de la energía eléctrica corresponde al cociente entre el valor monetario del consumo de energía eléctrica y la cantidad de kilovatios hora consumidos por subsector industrial. Este cálculo no discrimina entre fuentes de generación, ni mercado de abastecimiento entre sector regulado y no regulado.

Fuente: EAM-DANE, 2021. Cálculos: CPC.

## Recomendaciones

### **Acción pública. Impulsar los sistemas de autogeneración y generación distribuida al SIN y poner en marcha una plataforma de información para entrega de excedentes.**

El número de proyectos de autogeneración ha aumentado de manera importante en Colombia con la expedición de la Resolución CREG 030 de 2018, por la que se reglamentan los aspectos técnicos sobre autogeneración a pequeña escala, generación distribuida y venta de excedentes al SIN. A la fecha, según cifras del registro de proyectos de la UPME (2021c), cerca de 1.634 empresas cuentan con infraestructura de generación propia de energía. Así mismo, de acuerdo con la Encuesta Anual Manufacturera de 2019, el 14,2 % del consumo industrial de energía provino de la autogeneración (DANE, 2020a).

A pesar de los avances, es necesario progresar en algunos aspectos técnicos y regulatorios que podrían contribuir al impulso de esta tecnología. Por un lado, se recomienda modificar el Acuerdo 1258 de 2019 del Consejo Nacional de Operación (CNO) para elevar la exigencia de instalación de protecciones a los proyectos de generación de más de 250 kW a aquellos con más de 800 kW, de manera que se garantice la viabilidad financiera de los proyectos que se ubican por debajo de este umbral (Minenergía, 2020).

También es fundamental que la CREG pueda revisar y aclarar la forma en que se realiza el cálculo del *cargo por respaldo* que se cobra a los proyectos de autogeneración que se conectan al SIN. En la actualidad este cobro se ubica alrededor de COP 40 por cada kWh que se inyecta a la red y se convierte en un importante desincentivo para la figura del autogenerador (ANDI, 2018).

De forma complementaria, como lo señala la CREG, se debe avanzar en la puesta en marcha de una plataforma digital de información que permita a las autoridades regulatorias y a los usuarios interesados en la autogeneración realizar los trámites correspondientes para solicitar la conexión. Además, es necesario contar con un sistema de reporte de la capacidad de autogeneración y cogeneración, a fin de que el sistema eléctrico pueda considerarlo para decisiones de confiabilidad y servicio.

### **Acción pública. Emprender las acciones que faciliten la participación de la respuesta de la demanda en el mercado.**

La estructura actual del mercado eléctrico en Colombia no posibilita que la demanda desempeñe un rol más activo en la formación de precios de la energía. Con la introducción de la respuesta de la demanda, los usuarios comerciales pueden modificar sus

patrones de consumo al evaluar la presencia de incentivos o de señales en los precios, aumentando con este mecanismo la eficiencia del sistema eléctrico (Albadi y Ehab, 2008).

La Ley 1715 de 2014 ordenó a la CREG instituir los mecanismos regulatorios necesarios para incentivar la respuesta de la demanda en periodos críticos y procurar el aplanamiento de la demanda. A través de la Resolución 011 de 2015, la entidad adoptó las normas para regular este mecanismo en el mercado diario en condición crítica; esto es, cuando el precio de bolsa es superior al precio de escasez. Sin embargo, aún hace falta que la CREG avance en la definición de un esquema que permita la participación de la demanda en el mercado, como cualquier otro generador, a través de un agregador de demanda (Minenergía, 2020).

La introducción de este agente en el mercado haría posible mayores niveles de competencia, pues desincentivaría el potencial ejercicio de poder de mercado de los generadores al hacer las veces de un intermediario que representa los intereses de los pequeños usuarios comerciales (Minenergía, 2020), al tiempo que daría lugar a precios más bajos y menos volátiles, una mayor confiabilidad del sistema y un aplazamiento de la expansión del parque generador.

### **Acción pública. Replantear los subsidios a los estratos 1, 2 y 3.**

A través de la Ley 142 de 1994 se creó el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), un mecanismo de compensación en el que los usuarios con mayor capacidad de pago subsidian la factura de energía y gas de los hogares con menores ingresos, basado en los principios de solidaridad, redistribución y suficiencia financiera.

En la actualidad la distribución del FSSRI no cumple con los principios básicos que lo sustentan, y la sostenibilidad financiera del esquema está en entredicho por varios problemas, entre los que se destacan: (1) la débil focalización del subsidio a través del estrato económico —a la fecha cerca del 90 % de los hogares reciben subsidio a la energía—; (2) la desactualización del consumo básico de subsistencia, el cual ha permanecido invariable desde 2007, y (3) las restricciones al incremento de las tarifas de los estratos 1 y 2 establecidas por esta ley.

En 2020 el monto de subsidios destinados a los estratos 1, 2 y 3 fue de COP 2,4 billones, de los cuales los usuarios comerciales y los residenciales de los estratos 5 y 6 contribuyeron en COP 465,4 mil millones, mientras que el déficit de COP 1,9 billones debió ser financiado por el Estado. Es indispensable realizar un ajuste en el instrumento que posibilite una asignación

eficiente de los recursos. Al respecto, se requiere reglamentar lo dispuesto en la Ley 2099 de 2021, en la que se permite el uso de la información socioeconómica de los hogares como criterio de asignación, priorización y focalización de los subsidios de energía. La información contenida en el Sisbén IV<sup>7</sup> podría servir en este aspecto.

Adicionalmente, existen algunas alternativas que podrían mejorar el esquema actual de subsidios. Por un lado, se podría avanzar en la modernización catastral de los municipios, de modo que la estratificación refleje las condiciones socioeconómicas de los hogares. Por otro, es factible avanzar en la actualización del consumo básico de subsistencia a partir de las nuevas tecnologías de uso final disponibles y que incorporan un alto componente de eficiencia energética (Minenergía, 2020).

**Acción pública. Fortalecer la CREG como instancia regulatoria del sector de energía en Colombia, e incluir el análisis de impacto normativo para la regulación que expide.**

La Ley 2099 de 2021 redujo la instancia decisoria de la CREG de 11 miembros (tres del Gobierno y ocho de dedicación exclusi-

va) a nueve (tres del Gobierno y seis de dedicación exclusiva). Esta medida busca contribuir a una mayor independencia de la Comisión, así como a un adecuado balance entre regulación y política, a partir del equilibrio entre miembros del Gobierno Nacional, comisionados y miembros independientes.

A pesar de lo anterior, se requiere avanzar hacia un mayor fortalecimiento de la entidad, que impulse la celeridad en la expedición de regulaciones y afiance la modernización del sector energético. Para esto se requiere revisar y ajustar la normativa interna de la CREG, y fortalecer su capital humano, con el fin de que la regulación que expida se continúe caracterizando por un alto componente técnico e independencia.

Adicionalmente, tal como lo recomienda la OCDE (2014), es necesario avanzar en la implementación del análisis de impacto normativo (AIN) que permita cuantificar los efectos de la regulación sobre la economía, producto de las decisiones de entidades como la CREG. Para esto se requiere la creación de un equipo de trabajo dedicado a esta actividad, encargado de acompañar el proceso de construcción de las normativas con la evaluación de su pertinencia, a través de herramientas de análisis ex ante y ex post.

## EFICIENCIA EN EL USO DEL RECURSO

La eficiencia energética es un mecanismo para asegurar el abastecimiento energético, el cual se sustenta en la adopción de nuevas tecnologías y buenos hábitos de consumo, con el fin de optimizar el manejo y uso de los recursos energéticos disponibles. Esta se constituye en un instrumento para aumentar la productividad y la competitividad de la economía, y es una de las principales estrategias de mitigación de los impactos ambientales de la cadena energética (UPME, 2017a).

En general, Colombia presenta un buen desempeño en materia de intensidad energética. De acuerdo con cifras de la Cuenta Satélite Ambiental y Económica, el aparato productivo nacional utilizó 2,8 terajulios (TJ) por cada mil millones de pesos del PIB en 2019 (DANE, 2021). Esto es el 73 % de la energía

que usó el promedio de América Latina (3,8 TJ) y el 62 % de la que utilizaban los países miembros de la OCDE (4,5 TJ).

A pesar de lo anterior, el país presenta un bajo aprovechamiento en el uso de los recursos energéticos. De acuerdo con cifras del *Balance Energético Nacional* (BECO) de la UPME (2021a), las pérdidas de energía en el sector industrial representaron el 16,3 % de la energía consumida por el sector en 2019, mientras que el 19,7 % de la energía se utilizó de forma ineficiente. Para el caso del sector residencial, las pérdidas de energía representaron el 45,1 % de la demanda, y la ineficiencia energética correspondió al 34,5 % del total (Gráfica 5).

En cuanto a las principales fuentes de energía, en el sector industrial se destaca el uso de gas natural, el cual representa el

7. El Sisbén IV ha sido utilizado para la focalización de programas de transferencias sociales del Gobierno Nacional, entre estos Ingreso Solidario, un apoyo económico dirigido a hogares en condición de pobreza y que tiene como objetivo mitigar los impactos económicos negativos derivados de la pandemia por el COVID-19.

28,7 % de la demanda, seguido por el carbón mineral (27,8 %) y la energía eléctrica (20,1 %). El 87,0 % de la energía utilizada por el sector industrial es destinada a calentamiento directo e indirecto.

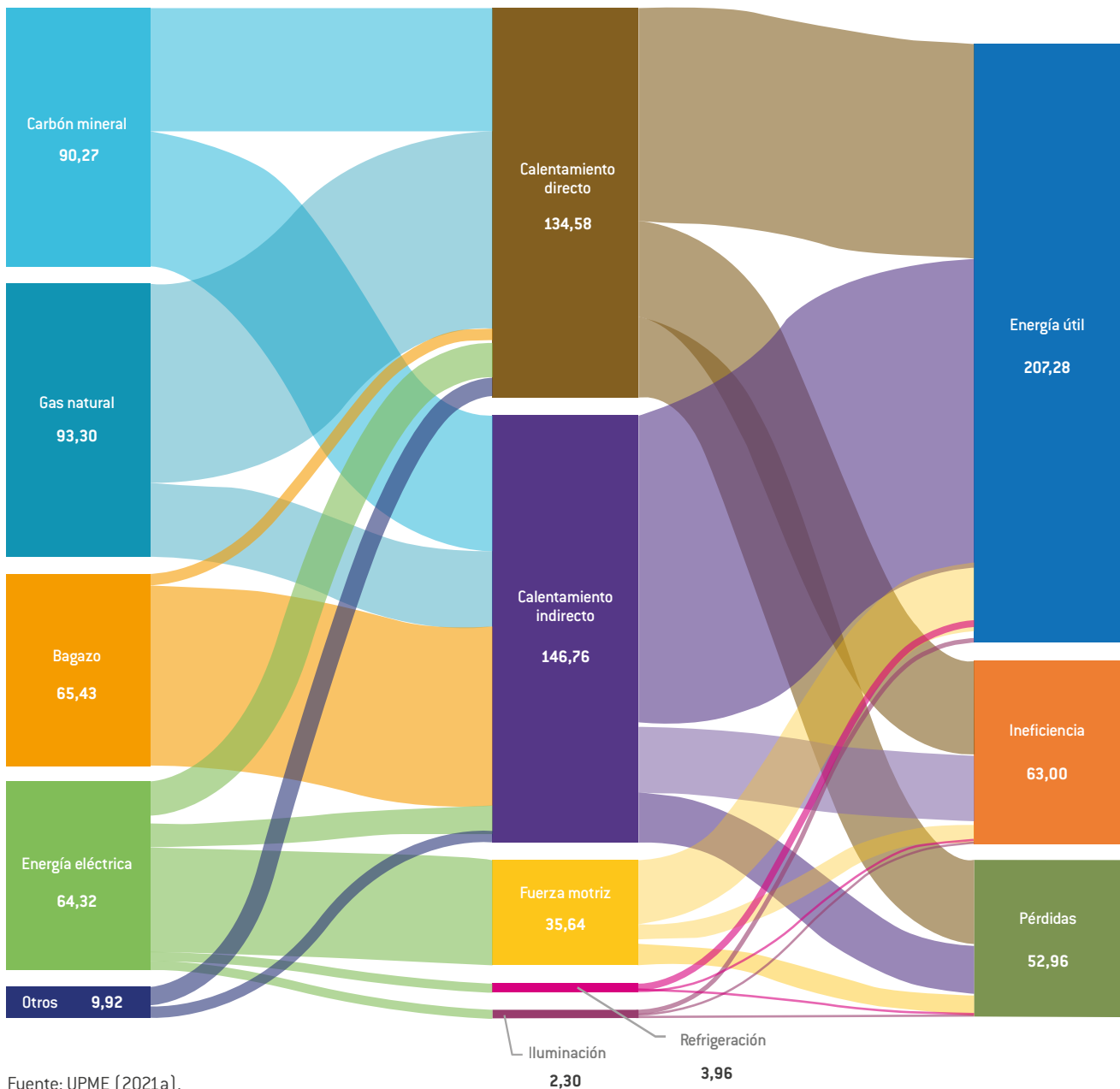
Por otra parte, en el sector residencial es característico el uso de energía eléctrica con el 35,0 % de la demanda, el

cual es superado únicamente por la leña, que representa el 37,8 % del total y es destinada en su totalidad a actividades de cocción. De hecho, el 65,2 % de la energía consumida por los hogares en Colombia se emplea en la preparación de alimentos (Gráfica 5).

**Gráfica 5.** Fuente, uso y aprovechamiento de la energía en Colombia (petajulios PJ), 2019.

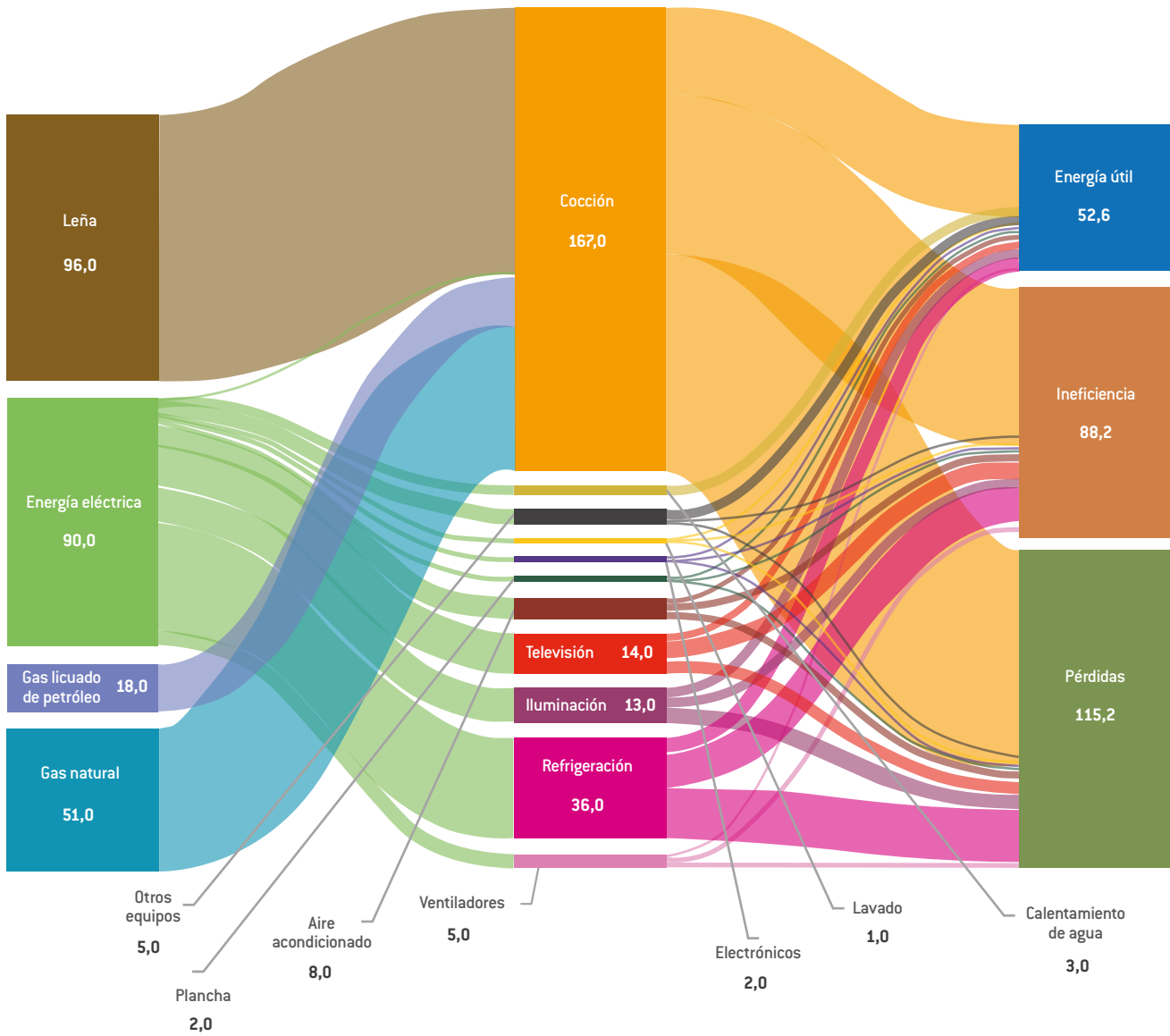
La ineficiencia energética del sector industrial representó el 19,7 % de la demanda de energía del sector en 2019, mientras que para el sector residencial esta proporción alcanzó el 34,5 % del total.

**5a. Sector industrial.**



Fuente: UPME (2021a).

5b. Sector residencial.



Fuente: UPME [2021a]. Elaborado con <http://sankeymatic.com/>



## Recomendaciones

### Acción pública. Potenciar la estrategia nacional de sustitución de leña con fines energéticos.

De acuerdo con cifras de la *Encuesta Nacional de Calidad de Vida* de 2019, 1,7 millones de hogares en Colombia aún utilizan la leña como fuente primaria de energía para su subsistencia (DANE, 2020b). De estos, cerca de 1,6 millones se ubican en zonas rurales, y 110 mil, en cabeceras urbanas. La transición de estos hogares a otras fuentes de energía, según cifras de la UPME (2020d), requerirá inversiones cercanas a COP 12,5 billones entre 2020 y 2050.

Considerando lo anterior, es necesario que Minenergía y Minambiente asuman el liderazgo de esta estrategia, definiendo los lineamientos generales para su aplicación y las partidas presupuestarias requeridas para los próximos 30 años. Una alternativa costo-eficiente para esto es ampliar la distribución de gas licuado de petróleo (GLP)<sup>8</sup>, que es un combustible de bajo precio y eficiente en la generación de energía, a través de cilindros. Según lo señalado por la UPME (2020d), cerca del 14,3 % de los recursos planeados deberán destinarse a la instalación de la opción tecnológica seleccionada, y 85,3 %, al programa de subsidios para su masificación.

El PND 2018-2022 estableció entre sus metas la transición de 100 mil hogares que utilizan estufas de leña a otras fuentes de cocción más eficientes. A 2020 se registró un avance en el cumplimiento de 50,3 % (Sinergia, 2021).

### Acción pública. Fortalecer los programas de etiquetado con información sobre consumo y eficiencia para los consumidores.

Lograr una mayor sensibilización de los usuarios finales acerca de los beneficios de la eficiencia energética es esencial para alcanzar los objetivos trazados en materia medioambiental y de ahorro económico. Para esto resulta fundamental propiciar un mayor conocimiento y concientización de los ciudadanos en cuanto a la interpretación del etiquetado energético y de los distintos sistemas de medición del consumo de la energía.

De otro lado, con la implementación del Reglamento Técnico de Etiquetado (RETIQ), el cual es obligatorio desde el año 2016 en Colombia, se espera que las emisiones de gases de efecto

invernadero disminuyan en cerca de 1,3 millones de toneladas en un horizonte temporal de cinco años (UPME, 2017a).

En línea con lo anterior, es primordial avanzar en la actualización periódica de este tipo de reglamentos y extender el uso de etiquetas informativas a aparatos industriales y vehículos, pues la información contenida en estas resulta fundamental para impulsar cambios en los patrones de consumo de los usuarios residenciales y del sector productivo.

### Coordinación público-privada. Avanzar en el desarrollo de la infraestructura complementaria para el funcionamiento de la movilidad eléctrica.

La venta de vehículos eléctricos ha crecido de manera importante en Colombia a raíz de las iniciativas del Gobierno Nacional, como la Ley 1964 de 2019, que tiene por objeto la promoción del uso de vehículos eléctricos en el país. Tan solo a mayo de 2021 se registraron en el país 4.734 vehículos híbridos y eléctricos, presentando un incremento de 239 % respecto a igual periodo del año anterior (Andemos, 2021).

La meta planteada por el Gobierno Nacional es llegar a 600.000 vehículos con esta tecnología para el año 2030. No obstante, para lograr este objetivo es necesario que el país avance rápidamente en otros aspectos técnicos complementarios, como el desarrollo y construcción de la infraestructura de carga que requerirá dicho modelo para atender la creciente demanda.

A partir de las proyecciones del número de vehículos eléctricos que se espera entren en circulación en los próximos años, se requerirán cerca de 310 mil puntos de carga privada y 1.700 puntos de carga públicos en todo el territorio nacional para el año 2030 (UPME, 2019). En este sentido resulta pertinente la expedición de la Resolución 40223 de Minenergía con la que se establecen las condiciones mínimas de estandarización y de mercado para la implementación de la infraestructura de carga para vehículos eléctricos e híbridos enchufables en el país.

Adicionalmente, es importante que los beneficios arancelarios que hoy son otorgados a los vehículos eléctricos importados también se extiendan a los repuestos, autopartes y demás piezas que estos necesitan. Esto facilitará la importación de este tipo de elementos y se convertirá en un importante impulso para la masificación de la electromovilidad en el país.

8. La Ley 2099 de 2021 sobre transición energética incorpora algunos incentivos para la adopción de este combustible en el sector transporte. Entre las medidas implementadas se encuentran el establecimiento de porcentajes mínimos en la conversión de vehículos que conforman los sistemas de transporte masivo de las ciudades, y la eliminación de restricciones en la movilidad para vehículos particulares que hagan su conversión a gas.

## Energía en la recuperación económica y social

El servicio de energía eléctrica, al ser esencial para garantizar el bienestar de los ciudadanos y el funcionamiento del aparato productivo, no detuvo sus operaciones durante los periodos de aislamiento preventivo (Decreto 457 de 2020). En 2020 la demanda de energía eléctrica experimentó una disminución de 2,6 %, lo que contrasta con la caída observada de la economía de 6,8 %.

Para la recuperación económica y social del país durante y después de la pandemia, la transición energética será uno de los ejes fundamentales gracias a la atracción de nuevas inversiones, el aseguramiento del abastecimiento energético, y el uso racional y eficiente del recurso. De hecho, el CONPES 4023 de reactivación económica incluyó entre sus compromisos el *crecimiento limpio y sostenible*, en el que el sector de la energía desempeñará un rol estratégico (DNP, 2021).

Entre las iniciativas que fueron identificadas y priorizadas se encuentran 25 proyectos de generación y transmisión de energía, que representan inversiones cercanas a los COP 14 billones y la creación de más de 15.000 nuevos empleos. Entre estos se cuentan ocho líneas de transmisión, nueve proyectos eólicos, cinco de generación solar y tres de energía térmica.

Así mismo, se destacan los proyectos de infraestructura de transporte de gas natural, entre los

que se encuentra la Planta de Regasificación del Pacífico, cuya adjudicación se espera sea realizada antes de que finalice el año. A esta se suman siete obras adicionales que representan inversiones por más de USD 800 millones en un horizonte temporal de cinco años.

Adicional a estas iniciativas, el Gobierno Nacional debe concentrar parte de sus esfuerzos en el cierre de brechas territoriales en la cobertura del servicio. En la actualidad, cerca de 495.000 hogares (aproximadamente 1,5 millones de personas) no tienen acceso a la energía eléctrica, de los cuales más del 40 % se ubican en los departamentos de La Guajira, Nariño, Cauca y Chocó. Garantizar la universalización del servicio requerirá inversiones por COP 7,4 billones (UPME, 2020c), las cuales no solo se traducirán en un mayor progreso económico de las regiones, sino también en una mayor equidad.

Por último, en relación con las acciones de eficiencia energética, es necesario desarrollar programas con estrategias específicas que incrementen la dinámica de recambio de equipos e implementación de buenas prácticas. De acuerdo con cifras de la UPME (2017a), los ahorros estimados para hogares y empresas podrían alcanzar los COP 22 billones, con impactos positivos sobre la productividad y la competitividad de la economía.

# SÍNTESIS DE RECOMENDACIONES

## Recomendaciones del CPC que ya han sido acogidas

Recomendación	Año en el cual fue acogida	Impacto esperado/observado	Observaciones
Eliminar la contribución del 20 % que paga la industria para subsidiar el consumo de energía de los estratos 1, 2 y 3	2012	Las contribuciones de los usuarios industriales pasaron de COP 526 mil millones en 2011 a cerca de COP 137 mil millones en 2018, lo cual representó un ahorro de COP 389 mil millones en este periodo.	Se hace necesario replantear los subsidios de energía a los estratos 1, 2 y 3.
Avanzar en la implementación de incentivos transitorios para el desarrollo de FNCER adicionales a los de la Ley 1715 de 2014	2019	El Gobierno Nacional, a través del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, ha establecido como meta aumentar la participación de estas tecnologías a cerca del 10 % de la generación.	Minenergía avanzó en la reglamentación de estos beneficios a través del Decreto 829 de 2020.
Determinar los referentes de calidad para los operadores de red de acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018	2019	La medida contempla un beneficio o penalización en los ingresos de los operadores de red de acuerdo con su desempeño, así como la compensación de los usuarios a quienes no se les entregue una calidad mínima en el servicio.	La CREG debe determinar los referentes para cada uno de los operadores de red que permitan verificar el cumplimiento o incumplimiento de las metas de calidad para los años siguientes.
Avanzar en la elaboración de los componentes técnicos complementarios para el desarrollo de FNCER	2020	La UPME anunció su decisión de avanzar en la estructuración de la primera subasta de almacenamiento de energía en Colombia, que se espera entre en operación en el año 2022.	El proyecto de almacenamiento de energía (con una potencia de 50 MW) en la ciudad de Barranquilla busca estabilizar deficiencias del sistema eléctrico de esa zona, donde con cierta frecuencia suelen darse apagones.
Avanzar en la implementación de una regulación de la calidad de potencia del Sistema Interconectado Nacional	2020	Se implementó la regulación de la calidad de potencia del SIN mediante los cuatro instrumentos regulatorios propuestos en el Resolución CREG 032 de 2012.	
Facilitar el uso de los beneficios tributarios para eficiencia energética	2020	El Decreto 829 de 2020 designó a la UPME como la entidad delegada para evaluar y certificar los proyectos de eficiencia energética en Colombia. Esto significa que los proyectos ya no tendrán que realizar el trámite que tenía una duración de tres meses ante la ANLA, por lo que los tiempos para que las compañías puedan acceder a los beneficios tributarios se reduce a 45 días.	A pesar de la centralización y simplificación de los procedimientos para acceder a los beneficios tributarios, la postulación a estos continúa siendo baja por parte de las empresas.

## Recomendaciones que aún no han sido acogidas, en las cuales el CPC insiste

Recomendación	Impacto/costo de oportunidad	¿Quién puede hacer la diferencia?	Tipo de recomendación
Asegurar la confiabilidad y el suministro de energía a través de la diversificación de la matriz de generación nacional y evaluar ajustes al mecanismo de Cargo por Confiabilidad	La confiabilidad del sistema pasa por diversificar la matriz de generación, que es predominantemente hídrica y térmica. El país requiere avanzar en la materialización de los esfuerzos implementados para asegurar la efectiva provisión del servicio de energía frente a la ocurrencia de situaciones adversas que afecten la disponibilidad del recurso hídrico, o la provisión de combustibles fósiles.	Minenergía y CREG	Coordinación público-privada
Continuar desarrollando una estrategia de abastecimiento de gas natural a precios competitivos a través de la producción nacional y la importación	Las reservas probadas de gas natural en Colombia son inferiores a los 10 años, lo cual pone en riesgo la autosuficiencia nacional en materia energética. Asegurar la disponibilidad de este recurso resulta fundamental ante eventuales periodos de baja hidrología en el país, en los que la generación térmica entraría a satisfacer en mayor proporción a la demanda.	Minenergía, CREG y UPME	Acción pública
Asegurar la cobertura del servicio de energía eléctrica en todo el territorio nacional	Cerca de 495.000 hogares no cuentan con acceso al servicio de energía eléctrica en Colombia. Garantizar la prestación del servicio promoverá el progreso económico a nivel territorial y contribuirá a una mayor equidad.	Minenergía, UPME y empresas del sector	Coordinación público-privada
Incrementar el monitoreo y el control sobre la prestación del servicio de energía	En el contexto regional, la heterogeneidad en materia de calidad del servicio es apremiante. Las interrupciones en el servicio generan pérdidas de materias primas y bienes finales, alteraciones en los ciclos de producción, así como daños en la maquinaria e incertidumbre para concretar negocios, lo cual puede llevar a la deslocalización de las empresas en los territorios.	CREG y Superservicios	Acción pública
Avanzar en el proceso de digitalización de la red eléctrica a través de la adopción de infraestructura de telecontrol y medición avanzada	El proceso de digitalización de la red eléctrica es fundamental para lograr una mayor calidad del servicio. Esta infraestructura permitirá el monitoreo de las redes en tiempo real para conocer de forma inmediata si hay una avería en la red, las causas y su ubicación, así como para actuar de manera oportuna y eficiente evitando la presencia física de personal.	Minenergía, CREG, Superservicios, academia, centros de investigación, y empresas del sector	Coordinación público-privada
Impulsar los sistemas de autogeneración y generación distribuida al SIN, poner en marcha una plataforma de información para entrega de excedentes y promover los sistemas de medición inteligente	Minenergía y otras entidades regulatorias deben avanzar en la determinación de los requisitos técnicos para instalar sistemas de autogeneración y generación distribuida en viviendas y demás edificaciones conectadas al SIN. Además, es fundamental impulsar el uso de sistemas de medición inteligente que permitan a los usuarios entregar sus excedentes de autogeneración al SIN y obtener su liquidación económica.	Minenergía, CREG y UPME	Acción pública
Definir un esquema que facilite la participación de la respuesta de la demanda en el mercado	Según Acolgen, las estrategias de autogeneración y respuesta a la demanda podrían generar ahorros cercanos a los COP 1,5 billones anuales, gracias al incremento de la competencia en el mercado.	Minenergía y CREG	Acción pública
Replantear los subsidios a los estratos 1, 2 y 3	En 2020 el monto de subsidios destinados a los estratos 1, 2 y 3 fue de COP 2,4 billones, de los cuales los usuarios comerciales y los residenciales de los estratos 5 y 6 contribuyeron en COP 465,4 mil millones, mientras que el déficit de COP 1,9 billones debió ser financiado por el Estado.	Congreso de la República, Minhacienda y Minenergía	Acción pública
Fortalecer la CREG como instancia regulatoria del sector de energía en Colombia, e incluir el análisis de impacto normativo para la regulación que expide	Es necesario avanzar en la implementación del análisis de impacto normativo (AIN) que permita cuantificar los efectos de la regulación sobre la economía, producto de las decisiones de entidades como la CREG	Minenergía y Congreso de la República	Acción pública
Fortalecer los programas de etiquetado con información sobre consumo y eficiencia para los consumidores	Se estima que la aplicación del RETIQ ayudaría a disminuir en 1,3 millones de toneladas las emisiones de gases de efecto invernadero (2 % del total de emisiones del sector de energía).	Minenergía, UPME y CREG	Acción pública
Avanzar en el desarrollo de la infraestructura complementaria para el funcionamiento de la movilidad eléctrica	La meta planteada por el Gobierno Nacional es llegar a 600.000 vehículos eléctricos para el año 2030. No obstante, para lograr este objetivo es necesario que el país avance en los aspectos técnicos complementarios para su funcionamiento, así como en la estructuración del modelo de negocio para el desarrollo y construcción de la infraestructura de carga que requerirá dicho modelo.	Minenergía y empresas del sector	Coordinación público-privada

## Nuevas recomendaciones

Recomendación	Impacto esperado	¿Quién puede hacer la diferencia?	Tipo de recomendación
<p>Implementar una hoja de ruta para la adopción del hidrógeno en la matriz energética nacional</p>	<p>La producción y el uso de este energético representan una oportunidad para el país dados los recientes avances en la adjudicación y construcción de proyectos FNCER, cuya infraestructura podría ser utilizada para la generación de hidrógeno verde. Cálculos preliminares estiman un potencial de generación de energía para Colombia de 50 GW a partir de este combustible.</p>	<p>Minenergía, UPME y empresas del sector</p>	<p>Coordinación público-privada</p>
<p>Potenciar la iniciativa de sustitución de leña para usos energéticos</p>	<p>En Colombia 1,7 millones de hogares aún utilizan la leña como fuente primaria de energía para su subsistencia. La transición de estos hogares a otras fuentes de energía requerirá inversiones cercanas a COP 12,5 billones entre 2020 y 2050.</p>	<p>Minenergía y Minambiente</p>	<p>Acción pública</p>

## REFERENCIAS

- 1 Acolgen. (11 de marzo de 2021). Con nuevo fondo aumentaría tarifa del servicio de energía. *Portafolio*. <https://www.portafolio.co/economia/aumentaria-tarifa-del-servicio-de-energia-con-nuevo-fondo-549968>
- 2 Albadi, M. y Ehab, F. (2008). A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 78(11), 1989-1996.
- 3 Andemos. (2021). *Informe del sector automotor, mayo 2021*. Andemos.
- 4 ANDI. (2018). *Energía para la competitividad. 7 acciones prioritarias*. Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas.
- 5 ANH. (2020). *Informe de recursos y reservas*. Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- 6 ANH. (2021). *Ronda minera 2021*. Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- 7 Asoenergía. (2021a). *Estructuración del proyecto de Regasificadora del Pacífico*. Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía.
- 8 Asoenergía. (2021b). *Inicio de montaje de la primera unidad de generación de Hidroituango*. Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía.
- 9 Banco Mundial. (2019). *Doing business 2019, training for reform*. Banco Mundial.
- 10 CPC. (2020). *Informe Nacional de Competitividad, 2020-2021*. Consejo Privado de Competitividad.
- 11 CUSP. (2020). *Energy and productivity. A review of the literature*. Centre for the Understanding of Sustainable Prosperity.
- 12 DANE. (2020a). *Encuesta Anual Manufacturera*. DANE.
- 13 DANE. (2020b). *Encuesta Nacional de Calidad de Vida*. DANE.
- 14 DANE. (2021). *Cuenta satélite ambiental y económica, 2019*. DANE.
- 15 DNP. (2019). *Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022*. Departamento Nacional de Planeación.
- 16 DNP. (2021). *CONPES 4023. Política para la reactivación, repotenciación, y el crecimiento sostenible e incluyente: nuevo compromiso para el futuro de Colombia*. Departamento Nacional de Planeación.
- 17 Fedesarrollo. (2009). *Mercado de la energía eléctrica en Colombia. Características, evolución e impacto sobre otros sectores*. Fedesarrollo.
- 18 Minenergía. (2020). *Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro*. Ministerio de Minas y Energía.
- 19 Minenergía. (2021). *Transición energética: una realidad en Colombia*. Ministerio de Minas y Energía.
- 20 OCDE. (2014). *Estudio de la OCDE sobre la política regulatoria en Colombia. Más allá de la simplificación administrativa*. OCDE publishing.
- 21 Siemens. (29 de enero de 2021). El hidrógeno verde impulsa a industrias como la minera a ser más sustentables. *Revista Semana*. <https://www.semana.com/empresas/articulo/que-es-el-hidrogeno-verde-y-como-se-produce/301036/>
- 22 Sinergia. (16 de junio de 2021). *Seguimiento al cumplimiento del plan nacional de desarrollo 2018-2022*. <https://sinergiapp.dnp.gov.co/#IndicadorProgEntSI/33/1456/5739>
- 23 Superservicios. (2020). *Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2019*. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- 24 UPME. (2017a). *Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2017-2022*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 25 UPME. (2017b). *Smart grids Colombia: Visión 2030*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 26 UPME. (2019). *Recomendaciones en materia de infraestructura de recarga para la movilidad eléctrica en Colombia*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 27 UPME. (2020a). *Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2019*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 28 UPME. (2020b). *Plan Energético Nacional 2020-2050*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 29 UPME. (2020c). *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 30 UPME. (2020d). *Programa de sustitución progresiva de leña como energético en el sector residencial en Colombia*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 31 UPME. (2020e). *Proyecciones de demanda de energéticos ante el COVID-19, 2020-2026*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 32 UPME. (2021a). *Balance Energético Nacional*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 33 UPME. (2021b). *Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión 2020-2034*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 34 UPME. (2021c). *Registro de proyectos de autogeneración y generación distribuida en 2020*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 35 UPME. (2021d). *Registro de proyectos de generación de energía eléctrica*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 36 XM. (2021). *Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado, 2020*. XM.