



Potencial

Potencial energético
subnacional y oportunidades
de descarbonización en
uso de energía final

Energía ⚡ del Cambio



Potencial energético subnacional y oportunidades de descarbonización

Presidente de la República

Gustavo Petro Urrego

Vicepresidenta de la República

Francia Márquez Mina

Ministro de Minas y Energía

Omar Andrés Camacho

Equipo Técnico

Simón García Orrego

Ana María Orozco Idrobo

Juan Camilo Zapata Mina

Nessim Assad Bissinger

Felipe Alberto Corral

Paula Andrea Hernández Cárdenas

Diana Carolina Murillo Martín

Juan Sebastián Roncancio Arévalo

Revisión y Corrección de estilo

Yecid Giovanni Muñoz Santamaría

Stephanie Ailen Brito

Daniel Felipe González Contreras

Martha Lucía Bernal Suárez

Luisa María Fernández Ospina

Diseño y diagramación

Adriana Reyes

Héctor Fabián Rodríguez

Olga Lucía Rojas Solórzano

Contenido

Introducción	5
1 Potencial de producción de energía a partir de FNCER	6
1.1 Bioenergía	12
1.2 Geotermia	19
1.3 Hidroelectricidad	20
1.4 Eólica costa adentro (<i>onshore</i>)	24
1.5 Eólica costa afuera (<i>offshore</i>)	26
1.6 Solar fotovoltaica	27
1.7 Generación solar distribuida (GSD)	29
1.8 Identificación de potenciales de hidrógeno verde y blanco	32
1.9 Actualización del <i>Atlas de biomasa</i>	33
2 Análisis de localizaciones con potencial para la generación de energía con FNCER	37
2.1 Amazonía	40
2.2 Orinoquía / Llanos Orientales	44
2.3 Pacífico	47
2.4 Región Central	51
2.5 Eje Cafetero y Antioquia	54
2.6 Caribe	56
2.7 Análisis de infraestructura disponible o faltante en las regiones	59
2.8 Energías Comunitarias y Comunidades energéticas	64
3 Estrategias de descarbonización, sustitución de energías fósiles y expansión de las energías renovables en los usos finales	72
3.1 Sector transporte	74
3.1.1. La electromovilidad y la reindustrialización automotriz	78
3.1.2. Movilidad sostenible e incluyente, hacia un entorno menos motorizado	80
3.1.3. Gestión de la demanda y cambio modal: la bicicleta y la movilidad no motorizada	81
3.1.4. Transporte multimodal y redistribución de la carga	81
3.1.5. Ciudades inteligentes y digitalización del transporte	82

3.1.6. Conducción eficiente.....	83
3.1.7. Sistemas inteligentes de transporte.....	84
3.1.8. Energéticos de transición	84
3.2 Sector residencial y terciario	85
3.2.1. Sector residencial	85
3.2.2. Sector terciario	96
3.2.3. Opciones de electrificación y descarbonización del sector comercial y de servicios.....	97
3.2.4. Buenas prácticas.....	99
3.3 Industria.....	100
3.3.1. Sectores más intensivos en energía (alimentos, bebidas, tabaco y minerales no metálicos)	
102	
3.3.2. Minería, petroquímicas y refinerías.....	107
3.3.3. Sectores restantes	109
3.4 Reconversión y buenas prácticas en la industria	118
3.4.1 Reconversión de centrales termoeléctricas.....	118
3.4.2. Procesos que involucran calor	120
3.4.3. Distritos energéticos en el sector industrial	123
3.4.4. Bioenergía.....	123
3.4.5. Concentración solar para procesos industriales	125
3.4.6. Otras tecnologías necesarias para la transición energética	126
3.4.7. Tecnologías de captura, uso, transporte y almacenamiento de carbono.....	127
3.4.8. Almacenamiento y otros vectores energéticos	133
3.4.9. Hidrógeno	135
3.4.10. Refrigerantes con bajo potencial de calentamiento global (PCG)	137
3.4.11. Distritos energéticos	137
3.4.12. Energía nuclear	139
3.4.13. Servicios complementarios	141
4 Recomendaciones para la TEJ	148
5 Bibliografía.....	151

Introducción

El presente documento hace parte de la Hoja de Ruta (HdR) de la Transición Energética Justa (TEJ) en Colombia. Su objetivo principal es identificar el potencial de producción de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), así como el de hidroelectricidad y vectores energéticos como hidrógeno verde, entendidos como elementos principales de generación del energético central de la transición energética: la electricidad. De igual forma, el presente documento pretende ofrecer una mirada crítica y propositiva de las posibles alternativas de descarbonización¹ disponibles para diferentes sectores de consumo final de energía en Colombia. Para estas reflexiones las respectivas secciones plantean metodologías que permiten entender la racionalidad detrás de los cálculos y análisis, que sirven a su vez de base para los escenarios de la TEJ (Minenergía, 2023c).

¹ Descarbonización: reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y del uso de combustibles fósiles.

1 Potencial de producción de energía a partir de FNCER

Las zonas que permiten un aprovechamiento de las distintas fuentes de energía renovable son determinadas principalmente por la disponibilidad del recurso y la infraestructura necesaria para el desarrollo del proyecto. Asimismo, hay otras condiciones sociales y ambientales que habilitan, restringen o determinan un aprovechamiento eficiente, sostenible y competitivo. El recurso debe ser suficiente para que sea posible su transformación a través de la tecnología existente y, a su vez, a unos costos competitivos con respecto a las otras tecnologías y alternativas de generación disponibles en el entorno que se esté analizando. Las particularidades que ofrece el ambiente pueden representar costos directos para la implementación de un proyecto, demandando mayor gestión ambiental, procesos constructivos complejos o rendimientos por debajo de lo esperado; igualmente, pueden representar costos indirectos para las áreas de influencia del proyecto, entendiendo que los impactos pueden afectar también las dinámicas económicas y sociales.

Determinar los potenciales de producción de energía a través de diferentes fuentes renovables, en el contexto de la TEJ, exige integrar todas las variables que puedan incidir en la viabilidad del proyecto o verse determinadas por la implementación de este. Algunas de las variables típicamente analizadas son la disponibilidad del recurso, la disponibilidad y el valor de la tierra, el acceso a vías y líneas de transmisión en los casos que requieran conectar el proyecto a la red, la topografía, las zonas protegidas, los ecosistemas priorizados para la conservación, los sitios turísticos, las tierras colectivas, las zonas de amenaza sísmica, volcánica o de inundación, entre otras. Adicionalmente, se requiere la incorporación de variables socioeconómicas que permitan evidenciar las particularidades territoriales e identificar riesgos y oportunidades a nivel socioambiental, a partir de un enfoque diferencial territorial, étnico y de género. De esta forma, se busca garantizar que los proyectos asociados con la transición energética se desarrollen reduciendo las brechas en la cadena energética (justicia energética), así como los conflictos socioambientales por las desproporcionadas reparticiones de cargas y beneficios de los proyectos (justicia ambiental)². En general, la

² En los capítulos 2 y 5 del diagnóstico se desarrollan más estos conceptos y se introducen las dimensiones de la justicia climática, energética y ambiental, incluyendo la justicia procedimental, distributiva, de reconocimiento y de reparación.

mayoría de las variables que se deben analizar corresponden a disposiciones regulatorias y, al igual que las variables socioeconómicas, requieren de una evaluación específica dentro del contexto local.

El análisis de potenciales de producción en zonas no interconectadas (ZNI) obedece a una dinámica diferente, tanto por la escala de los proyectos como por las condiciones de la prestación del servicio en estas áreas: se atiende población cuyos asentamientos se encuentran dispersos y la calidad y confiabilidad de todo el servicio recae sobre la solución implementada, sin contar con los beneficios que caracterizan a un sistema interconectado, el cual es menos vulnerable al incluir múltiples generadores. Asimismo, los costos de las alternativas de generación disponibles son superiores a los ofrecidos en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el servicio se presta en mayor medida con fuentes de energía convencionales que tienen un mayor impacto en el ambiente, pero son las mejores en términos de disponibilidad y facilidad de implementación. En estas zonas los aspectos socioeconómicos cobran más relevancia partiendo del hecho de que energizar con fuentes sostenibles permite reducir la pobreza energética y a su vez mejorar indicadores de calidad de vida.

En cuanto al desarrollo de la economía del hidrógeno, un tema de interés estratégico, es fundamental considerar diferentes variables como lo son el requerimiento estimado de energía eléctrica para la producción del hidrógeno verde, la disponibilidad de agua, la demanda del hidrógeno y sus derivados como el amoníaco. El análisis integrado de las variables permite evaluar la viabilidad del desarrollo de proyectos in situ, como aquellos que piensan ser desarrollados en la Zona No Interconectada (ZNI). Estas consideraciones también son relevantes para evaluar el potencial uso de energía eléctrica suministrada a través de proyectos conectados a la red, lo que permite utilizar excedentes de energía de origen renovable en la electrólisis. El análisis de las condiciones de la infraestructura logística disponible y requerida para almacenamiento, distribución y transporte de la energía y sus derivados es un factor decisivo para la ubicación de los centros de producción correspondientes. El criterio básico en este aspecto es buscar la cercanía entre los centros de producción y de consumo de la energía y los derivados. La infraestructura portuaria, de carreteras y de gasoductos es un componente que debe analizarse para las ubicaciones de producción óptimas en los casos del hidrógeno y las biorrefinerías y sus derivados.

La evaluación de los recursos considerados como FNCER ha sido responsabilidad de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). Los resultados correspondientes han sido resumidos y divulgados a través de los distintos atlas (tabla 1). Estos estudios deben actualizarse con cierta frecuencia, en especial para recursos como la biomasa —por su variabilidad en el tiempo al ser un residuo asociado con la producción de determinadas actividades— y la geotermia —debido a los avances en la obtención de la información, con los que se podría hacer una evaluación más exacta del potencial—. Adicionalmente, en relación con esta última deben tenerse en cuenta los avances tecnológicos que habiliten su aprovechamiento en condiciones de menores gradientes geotérmicos.

El principal enfoque de los atlas disponibles hasta la fecha, que se encuentran en la biblioteca de atlas y mapas de la UPME, ha sido evaluar el recurso. Este insumo permite hacer análisis más detallados, que integren restricciones ambientales y variables socioeconómicas o que pretendan evaluar el desempeño económico de proyectos basados en dichos recursos. Algunas publicaciones académicas, como el trabajo realizado por Ángel, García y Ortega (2023), utilizan análisis multicriterio combinando características tanto del recurso como de las condiciones ambientales, posibilitando la estimación de potenciales sostenibles económicamente viables. A continuación, se presenta un resumen de las estimaciones de potenciales de producción de energía a partir de FNCER registradas en la literatura, comparadas con la demanda actual de energía y energía eléctrica o gas, según corresponda, con el fin de estimar su cobertura potencial (tabla 1;**Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

Tabla 1. Potencial por tecnología reportado en la literatura

FNCER	Fuente documental	Categoría	Capacidad instalable (MW)	TJ/año	TWh/año	MMBTU/año	Atención demanda SIN (%)	Atención demanda energía (%)	Atención demanda gas (%)
Biomasa	UPME <i>et al.</i> , 2009	Agrícola		331.639	92.122		120,2	23,6	
		Pecuario		117.748	32.708		42,7	8,4	
		RSOU		92	25		0	0	
Biomasa (biogás-general)	Universidad Nacional de Colombia & TECSOL, 2018	Agrícola		39.130		37.085.105		2,8	19,6
		Pecuario		6152		5.830.503		0,4	3,1
		RSU		4963		4.703.638		0,4	2,5
		Industriales		3313		3.139.866		0,2	1,7
Biomasa (biogás-teórico priorizado)	Universidad Nacional de Colombia & TECSOL, 2018	Agrícola		3073		2.912.408		0,2	1,5
		Pecuario		5721		5.422.026		0,4	2,9
		RSU		2608		2.471.708		0,2	1,3
		Industriales		3268		3.097.218		0,2	1,6
Biomasa (biogás-experimental priorizado)	Universidad Nacional de Colombia &	Agrícola		443		419.849		0	0,2 %
		Pecuario		7851		7.440.714		0,6	3,9
		RSU		3276		3.104.799		0,2	1,6
		Industriales		134		126.997		0	0,1

	TECSOL, 2018						
Geotermia	Alfaro <i>et al.</i> , 2020	Hidrotermale s volcánicos	1170	29.523	8201	10,7	2,1
		SG no volcánicos	25	629	175	0,2	0
Hidroeléctrico	UPME <i>et al.</i> , 2015	Pico 5 kW	2	34	9	0	0
		Micro 50 kW	15	336	93	0,1	0
		Mini 500 kW	143	3160	878	1,1	0,2
		PCH 10-20 MW	4786	105.643	29.345	38,3	7,5
		Medianas 20- 100 MW	8113	179.101	49.750	64,9	12,8
		Grandes >100 MW	43.129	952.083	264.467	345	67,9
Eólico onshore	Ángel-Sanint <i>et al.</i> , 2023	Conectado a la red	35.000	39.600	11.000		
		100MW				14,4	2,8
Solar PV		Conectado a la red	8.000.000	40.366.080	11.212.800		
		100MW		0	0	14.627,9	2878,4
Solar GD		Técnico	20.000	101.160	28.100	36,7	7,2

Gradiente salino	PNUMA, 2021.	Técnico-económico	7.424	36.000	10.000	13	2,6
	Álvarez-Silva & Osorio, 2015) ³	Técnico	15.591	295.007	81.946.296	106,9	21,04
	Arias-Gaviria <i>et al.</i> , 2020 ⁴	Práctico	19	356	98.813	0,13	0,03

Fuente: elaboración propia.

³ <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.074>

⁴ <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.12.083>

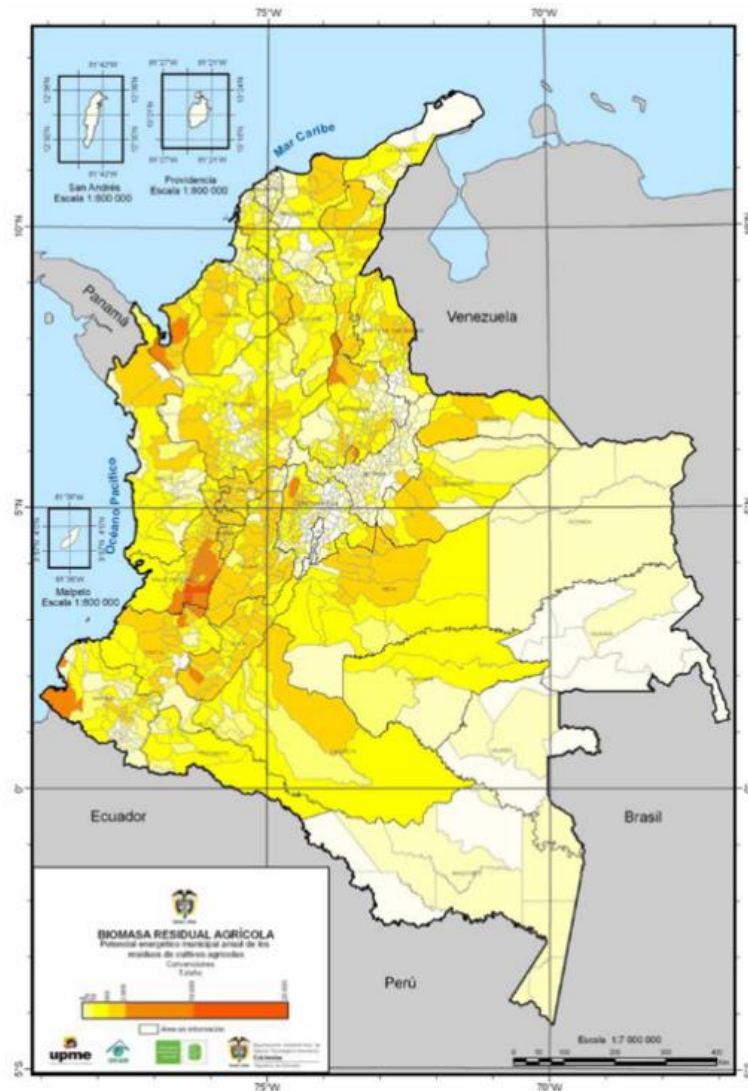
Este documento presenta un análisis de los potenciales de producción de energía a partir de FNCER, teniendo en cuenta variables ambientales. Se reconoce la importancia de incorporar la dimensión socioeconómica en análisis posteriores en relación con el análisis integral de escenarios y de los posibles impactos.

1.1 Bioenergía

El potencial de la biomasa ha sido estimado a través de dos enfoques: dimensionamiento de su potencial energético bruto (UPME *et al.*, 2009) y aprovechamiento para la producción de biogás destinado a generación de energía eléctrica o para su consumo final como gas (Universidad Nacional de Colombia & TECSOL, 2018). En el primero se incluyeron los residuos agrícolas, pecuarios y sólidos orgánicos urbanos para determinar el potencial energético a nivel municipal, dando como resultado 449.478 TJ/año; en el segundo se incluyeron adicionalmente los residuos de procesos industriales para determinar el potencial, pero en una escala departamental, estimando un potencial teórico nacional de 53.558 TJ/año. En este último estudio los autores definieron un criterio de priorización basado en las facilidades logísticas y la disponibilidad del recurso, entendiendo esto último como el hecho de que no cuente con un aprovechamiento vigente por parte de los sectores que lo producen. Bajo esta priorización el resultado del potencial estimado fue de 14.670 TJ/año. Posteriormente se evaluaron estos resultados a través de potenciales experimentales de las muestras tomadas de los sectores priorizados. En este caso el potencial fue de 11.704 TJ/año. En las ;Error! No se encuentra el origen de la referencia. y ;Error! No se encuentra el origen de la referencia. se puede observar el alcance de cada uno de los estudios, los resultados obtenidos para cada sector analizado y las unidades en que se evaluó el recurso energético. El trabajo realizado por la UPME en 2009 tiene un alcance municipal y resalta cómo el potencial agrícola se concentra en Valle del Cauca, Urabá antioqueño, extremo norte de Santander y Tumaco. En el caso del potencial pecuario destaca el municipio de San Vicente del Caguán, los municipios de los Llanos Orientales y en general el sur de la región Caribe. El alcance del trabajo realizado por la Universidad Nacional de Colombia y TECSOL en 2018 fue departamental y los criterios que se tuvieron en cuenta para priorizar las biomásas disponibles para la producción de biogás dificultan obtener conclusiones de distribución espacial del recurso en el contexto nacional. Ambos trabajos abordan el potencial de la

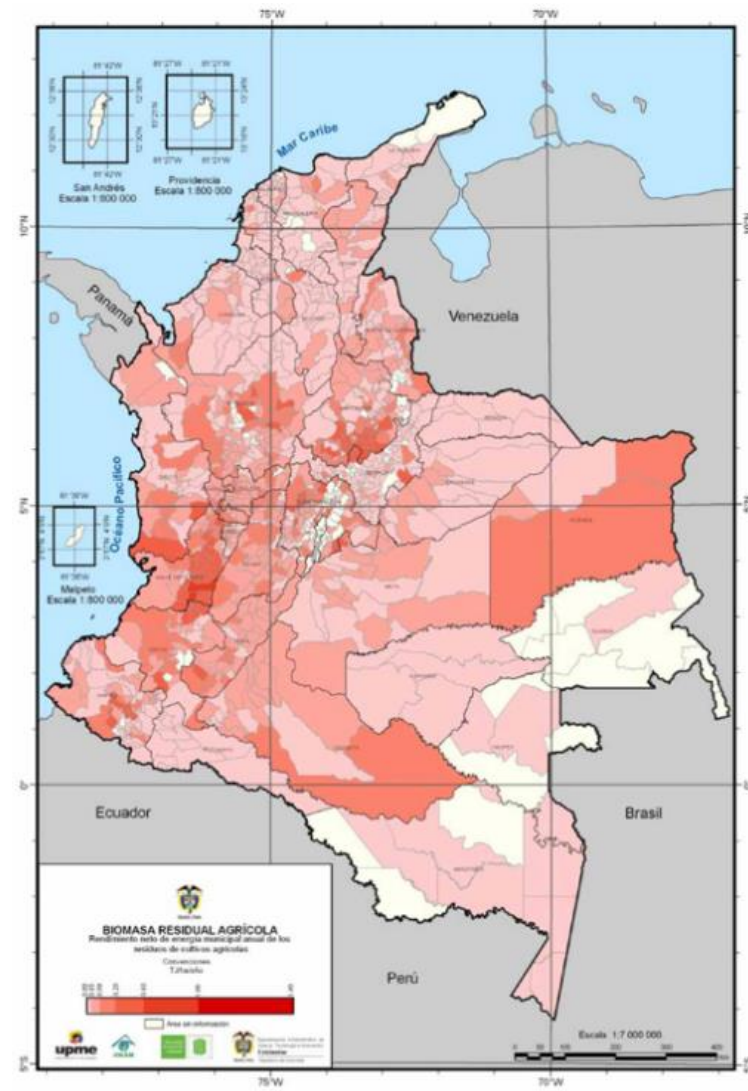


biomasa residual desde diferentes perspectivas, pero demuestran que se trata de un recurso energético integrable a la matriz para suplir la demanda, bien sea de gas o de energía eléctrica.



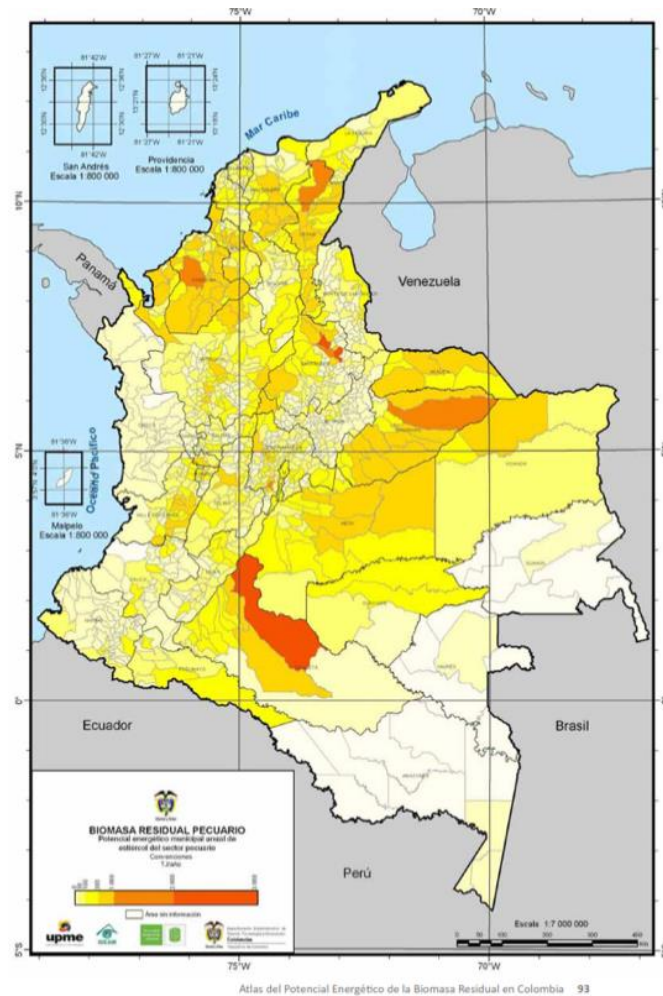
44 Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia

Potencial energético biomasa residual agrícola

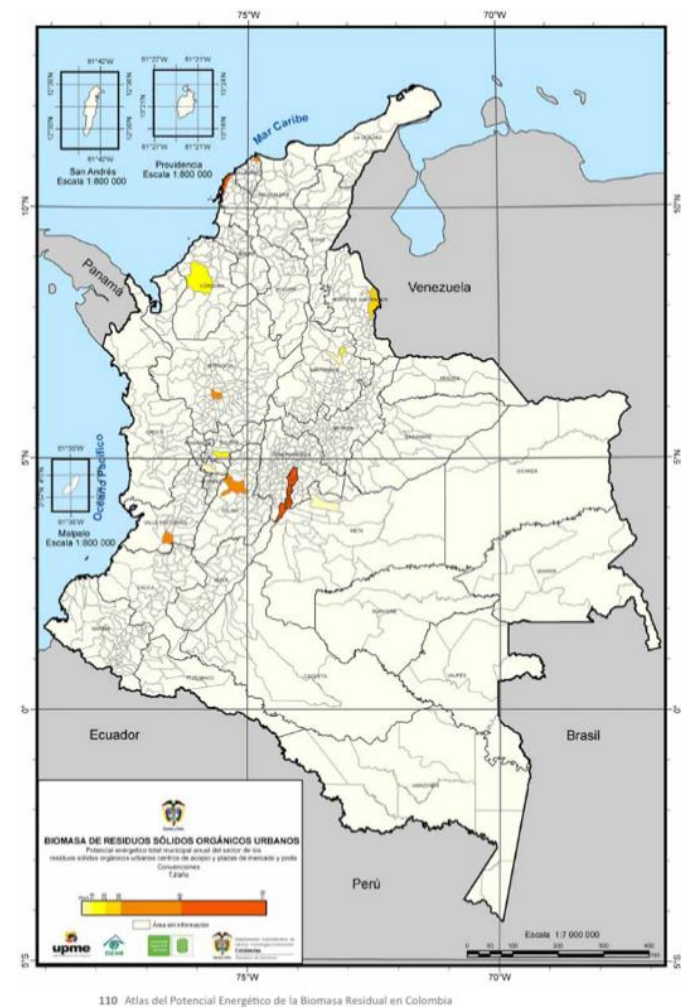


Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia 47

Rendimiento energético biomasa residual agrícola



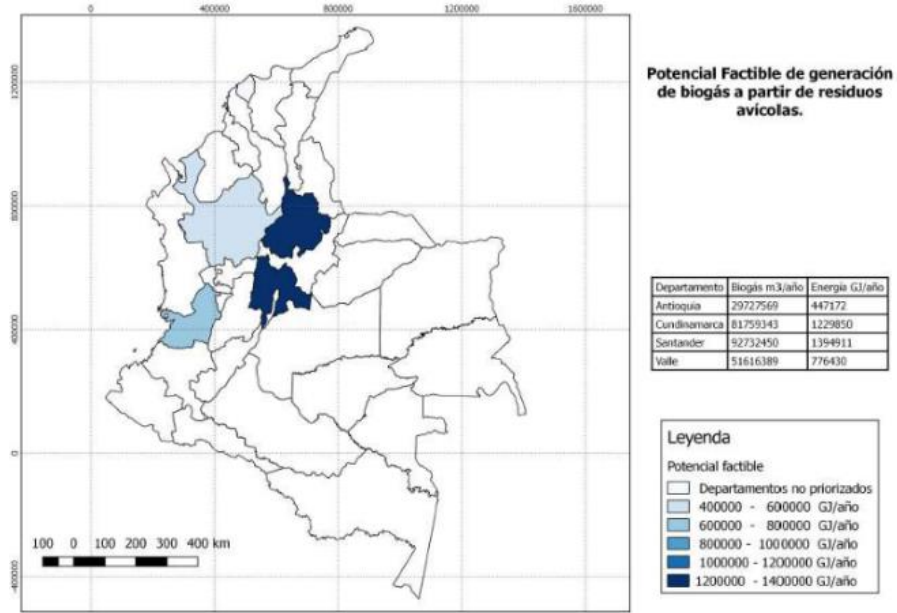
Potencial energético biomasa residual pecuaria



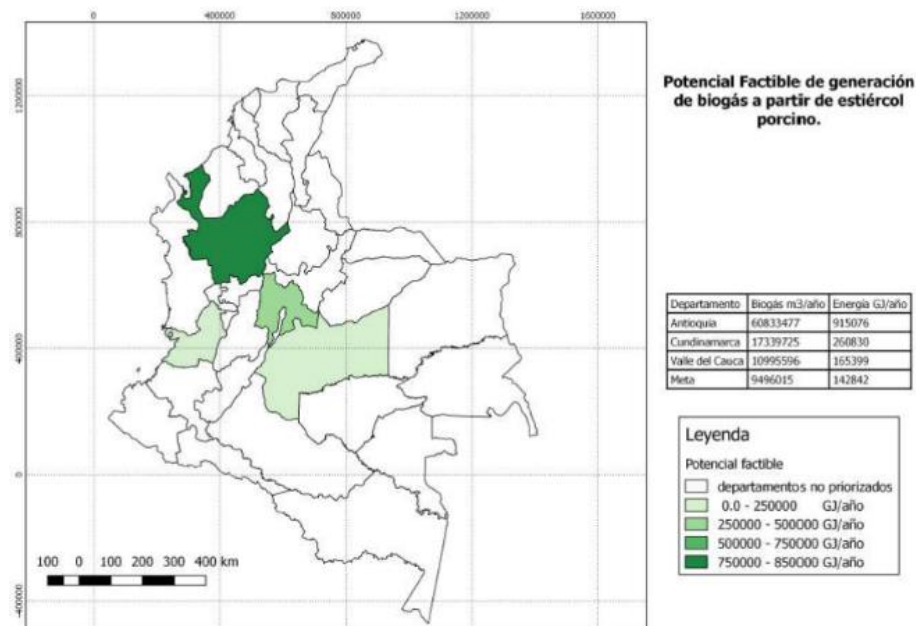
Potencial energético biomasa de residuos sólidos orgánicos urbanos

. Figura 1. Potenciales energéticos por año de distintas fuentes de biomasa residual a nivel municipal (2005)

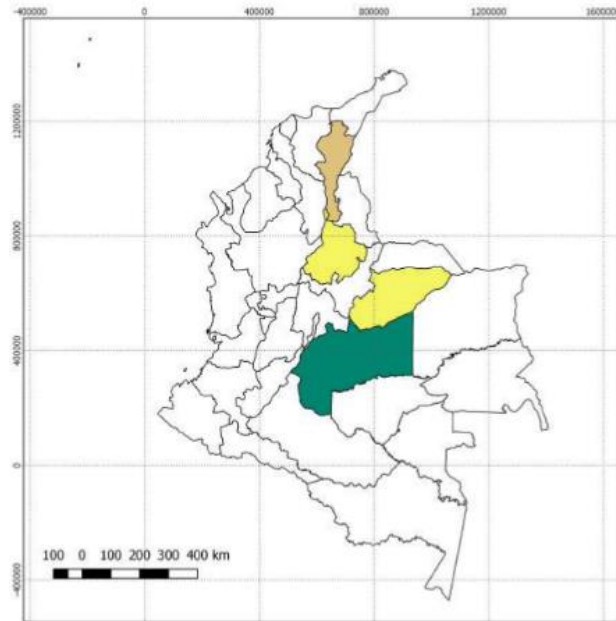
Fuente: UPME *et al.*, 2009.



Potencial factible de generación de biogás a partir de residuos avícolas



Potencial factible de generación de biogás a partir de estiércol porcino

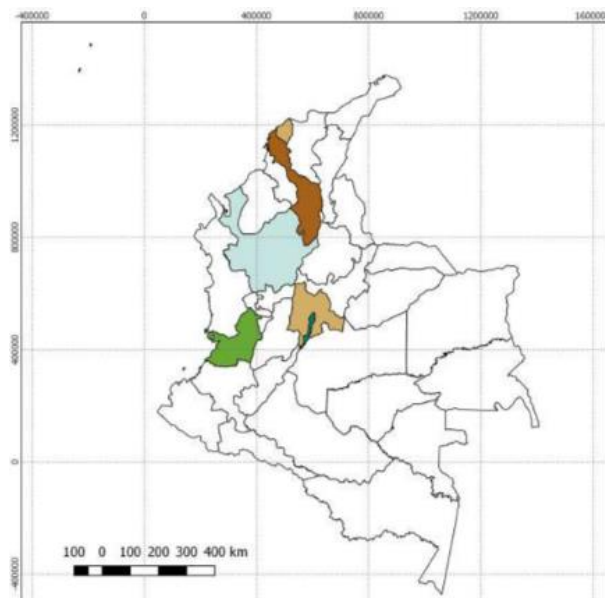


Potencial Factible de generación de biogás a partir de residuos líquidos de plantas extractoras de aceite.

Departamento	Biogás (m3/año)	Energía (GJ/año)
Meta	44396770	711680
Casanare	19395784	310914
Santander	18198204	291717
Cesar	17653084	282979

Leyenda	
Potencial Factible	
	142336 - 284672 GJ/año
	284672 - 427008 GJ/año
	427008 - 569344 GJ/año
	569344 - 711680 GJ/año

Potencial factible de generación de biogás a partir de residuos líquidos de plantas extractoras de aceite

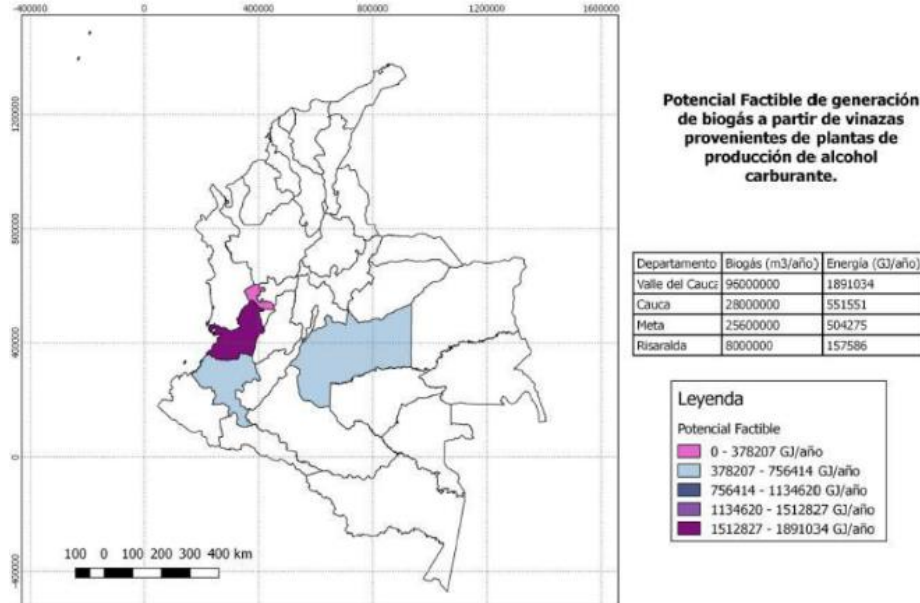


Potencial Factible de generación de biogás a partir de RSU en rellenos sanitarios.

Departamento	Energía (GJ/año)	Relleno Sanitario
Distrito Capital	981227	Dofia Juana
Antioquia	507746	La Pradera
Valle del Cauca	478465	El Guabal
Atlántico	297016	Los Positos
Cundinamarca	180203	Nuevo Mondoñedo

Leyenda	
Potencial factible	
	142336 - 284672 GJ/año
	284672 - 427008 GJ/año
	427008 - 569344 GJ/año
	569344 - 711680 GJ/año
	711680 - 817689
	817689 - 981227

Potencial factible de generación de biogás a partir de residuos sólidos urbanos en rellenos sanitarios



Potencial factible de generación de biogás a partir de vinazas provenientes de plantas de producción de alcohol carburante

Figura 2. Estimación del potencial anual de conversión a biogás de la biomasa residual en Colombia y su aprovechamiento (2015)

Fuente: Universidad Nacional de Colombia & TECSOL, 2018.

1.2 Geotermia

El Servicio Geológico Colombiano (SGC) presentó en 2020 el estudio preliminar del potencial geotérmico de Colombia, tomando como punto de partida la información geotermométrica de los manantiales termales registrados en el territorio nacional. En la Figura 1 se observa el mapa de gradientes geotérmicos con los puntos desde los cuales se extrajo la información. Para hidrotermales volcánicos el potencial (optimista) estimado fue de 1170 MW, capaces de producir 29.523 TJ/año, tomando un factor de capacidad de 0,8, mientras que para sistemas geotérmicos no volcánicos fue de 25 MW, capaces de producir 629 TJ/año (Alfaro *et al.*, 2020). El campo de la energía geotérmica demanda mayor estudio, conocimiento y desarrollo para determinar con mejor grado de certeza el potencial del país.

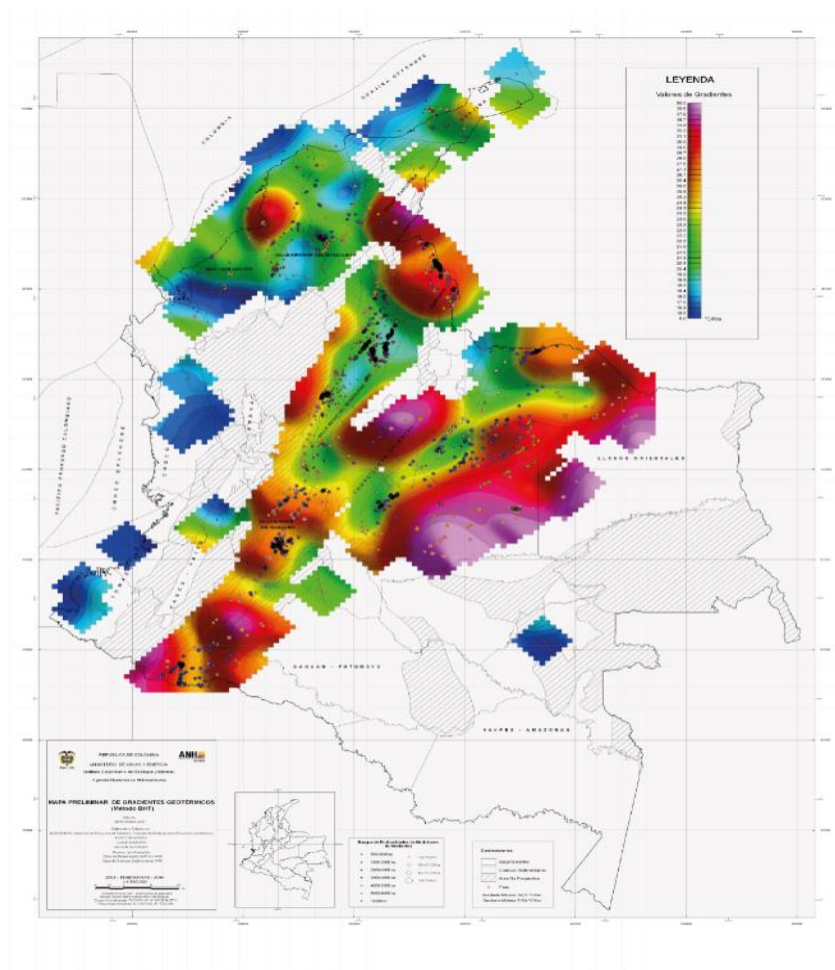
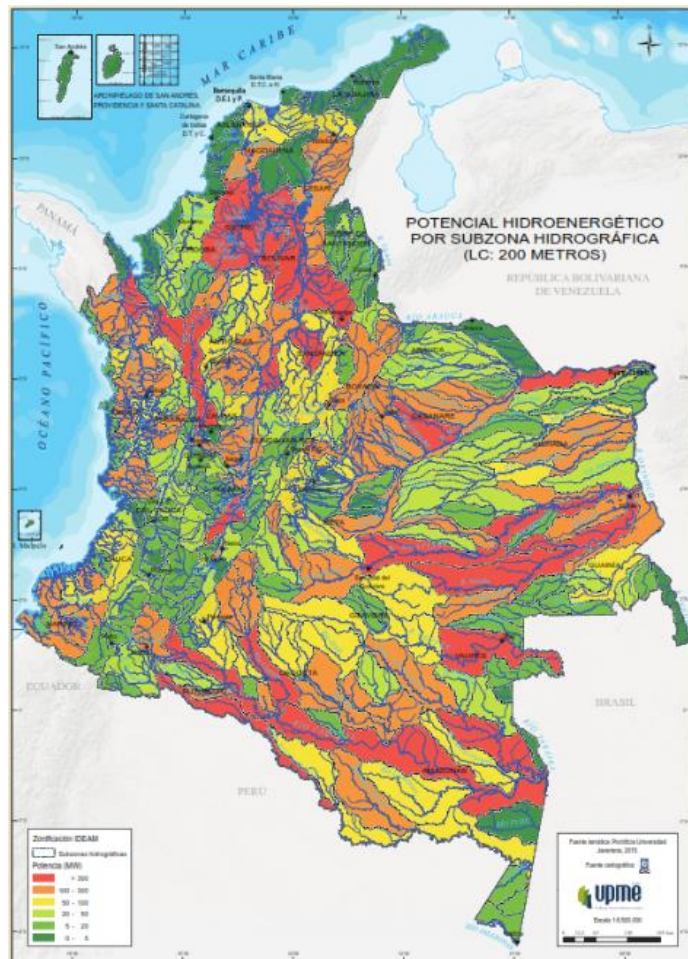


Figura 1. Gradientes térmicos: estimación preliminar del potencial geotérmico de Colombia

Fuente: Alfaro *et al.*, 2020.

1.3 Hidroelectricidad

En 2015, la UPME publicó el *Atlas de potencial hidroenergético de Colombia* (UPME et al., 2015), enfocándose en aprovechamientos a través de centrales a filo de agua con diferentes longitudes de conducción (200 m, 1000 m y 5000 m). Los resultados fueron presentados por subzonas correspondientes a las diferentes áreas hidrográficas del territorio nacional. Los resultados se presentaron para diferentes tamaños de proyecto, teniendo como resultado 2 MW para picocentrales (de capacidad inferior a 5 kW), 15 MW para microcentrales (de capacidad inferior a 50 kW), 143 MW para minicentrales (de capacidad inferior a 500 kW), 4786 MW para pequeñas centrales (de capacidad entre 10 y 20 MW), 8113 MW para centrales medianas (de capacidad entre 20 y 100 MW) y 43.129 MW para grandes centrales (de capacidad mayor a 100 MW). En total, teniendo en cuenta que la estimación se hizo a partir del caudal de 95 % de probabilidad de excedencia, se tendría un potencial de generación de 952.083 TJ/año. En la Figura 2 se muestran algunos de los resultados presentados en dicho documento: el potencial por subzona hidrográfica y los puntos en los cuales se podrían adelantar aprovechamientos según el tamaño de la central. En general, el territorio colombiano goza de un potencial hidroenergético bien distribuido, pero abunda en las áreas montañosas ubicadas cerca de las cordilleras.



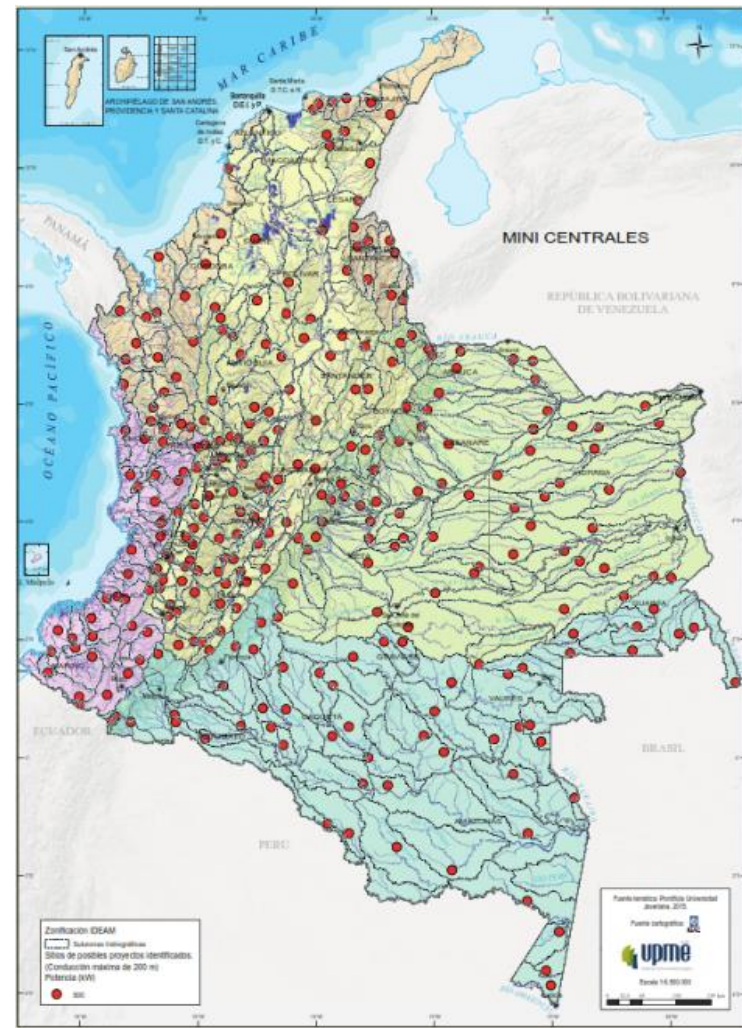
Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica, longitud de conducción 200 m



Grandes centrales hidroeléctricas



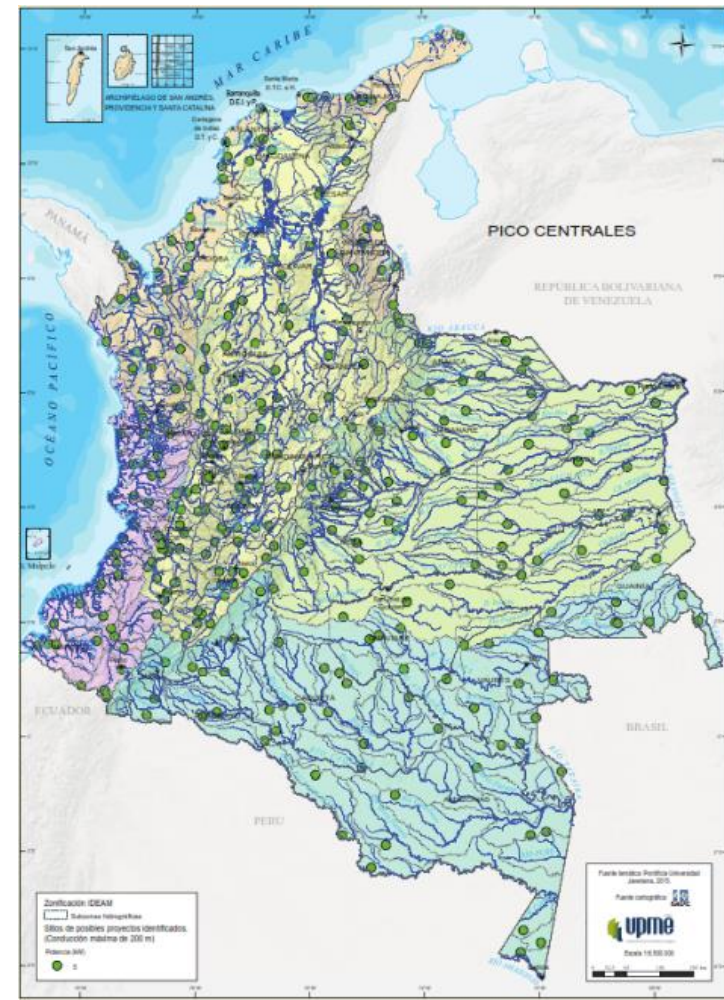
Pequeñas centrales hidroeléctricas



Minicentrales hidroeléctricas



Microcentrales hidroeléctricas



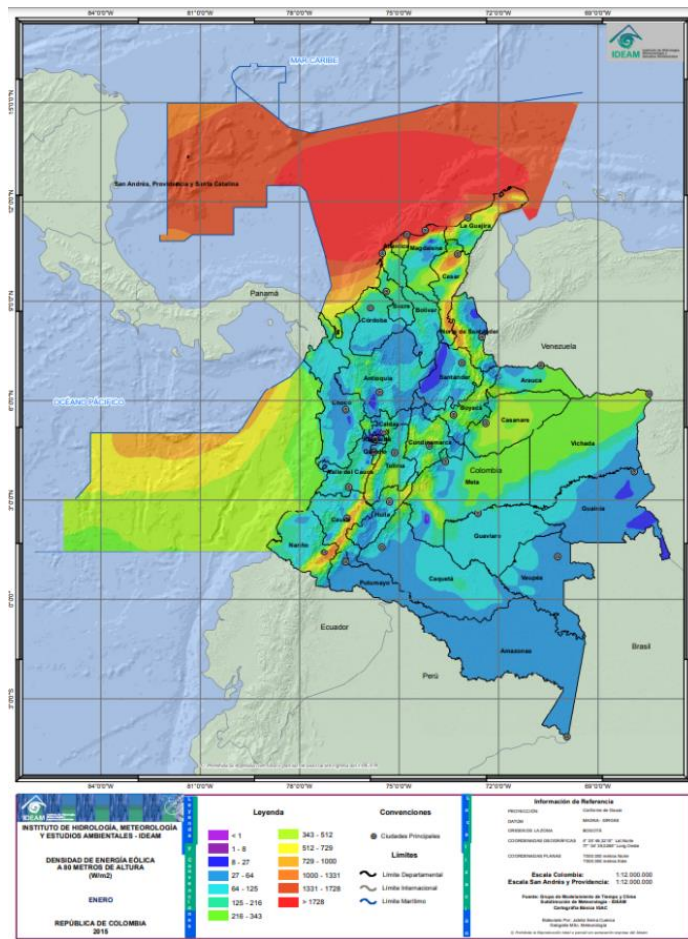
Picocentrales hidroeléctricas

Figura 2. Principales resultados del Atlas del potencial hidroenergético de Colombia

Fuente: UPME et al., 2015

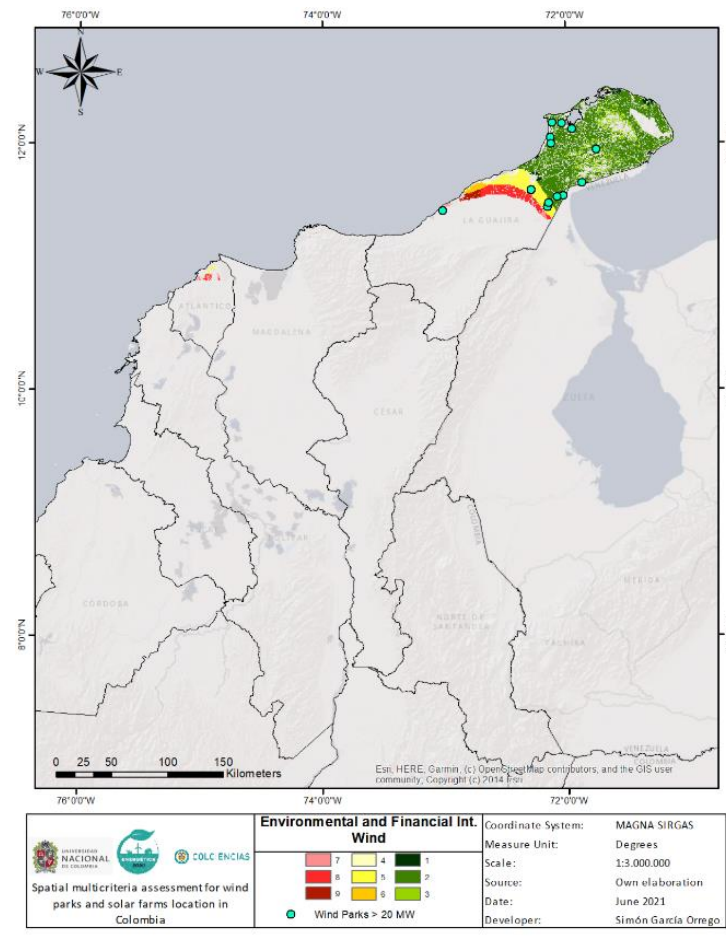
1.4 Eólica costa adentro (*onshore*)

El *Atlas de viento* publicado por el (IDEAM, 2016), que se presenta en la figura 5 (izquierda), muestra la distribución del recurso y las zonas que gozan de un mayor potencial según las velocidades registradas. Para la estimación de la potencia instalable y la energía generable por año con parques eólicos, existe una aproximación que integra restricciones ambientales y desempeño de estos parques, desarrollada por Ángel, García & Ortega (2023). Dicho análisis evaluó el recurso eólico en todo el territorio colombiano, planteó una serie de restricciones ambientales acordes con el marco regulatorio vigente y complementó el estudio con la estimación de los costos nivelados de energía (LCOE, por sus siglas en inglés) para determinar las zonas que supondrían un aprovechamiento económicamente competitivo dentro del contexto local. El LCOE puede ser entendido como el valor presente del costo de producción de energía eléctrica durante la vida útil del proyecto, incluyendo los costos de inversión, combustibles, operación y mantenimiento. Esta es una métrica usada con frecuencia en análisis económicos de FNCER, útil para la comparación entre tecnologías que no necesariamente tienen los mismos periodos de análisis ni idéntico uso de combustibles. Este análisis estimó que la potencia instalable sería de 35.000 MW, capaces de producir 39.600 TJ/año. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** (derecha) se observa que el potencial, después de aplicar las restricciones consideradas, se concentra en La Guajira y, en menor medida, Atlántico y Bolívar. Este estudio tuvo en cuenta parques eólicos de capacidad superior a 100 MW.



Densidad de energía eólica a 80 m de altura

Fuente: IDEAM, 2016.



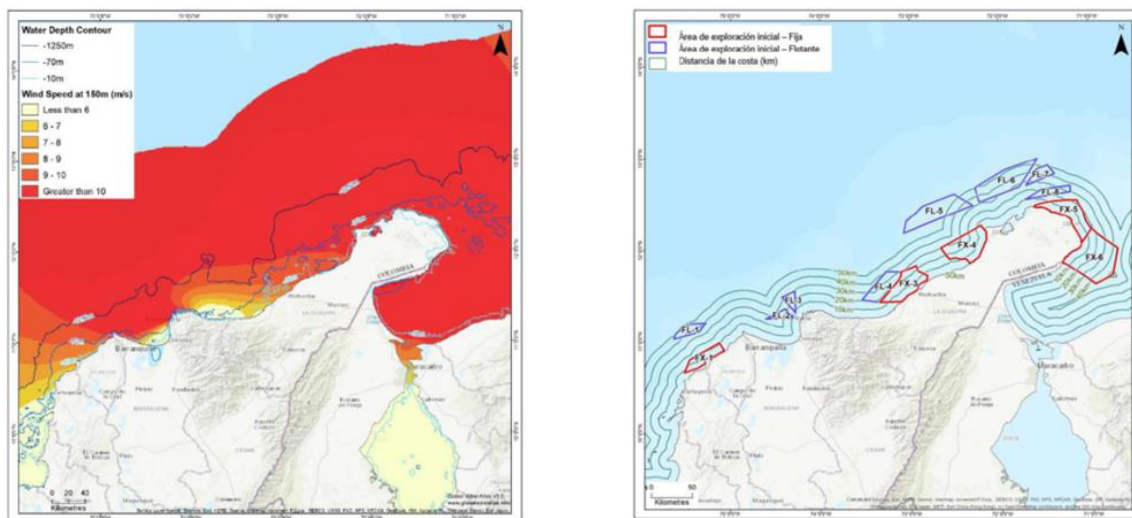
Potencial eólico onshore priorizado por rentabilidad y facilidad en la gestión ambiental

Fuente: Ángel-Sanint et al., 2023.

Figura 3. Mapas de potenciales eólicos en Colombia

1.5 Eólica costa afuera (*offshore*)

La ausencia de obstáculos y rugosidades de superficie bajas permiten alcanzar mayores velocidades de viento. Estas condiciones se logran de manera excepcional en las áreas marítimas. Las mismas condiciones que definen el potencial eólico costa adentro en la zona costera de la parte alta de la región Caribe colombiana prevalecen sobre casi la totalidad de su área marítima. A esto se suma el hecho de presentar profundidades bajas a distancias de no más de 50 km de la línea costera. En 2022, el Banco Mundial entregó la “Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia” (Minenergía, 2022). Dicho estudio integró variables técnicas, económicas y ambientales —procurando evitar impactos a las actividades económicas, ecosistémicas y culturales que se desarrollan en dicho espacio— para definir las áreas marítimas óptimas para el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera. En la figura 6 se observan los resultados del estudio, el cual identificó 14 sitios con condiciones adecuadas, 6 de estos aprovechables a través de la implementación de cimentaciones fijas, y 8 a través de sistemas flotantes, con 27,2 GW y 21,6 GW de capacidad potencial instalable respectivamente, para un total agregado de 48,8 GW. Tomando un factor de capacidad de 50 % (IRENA, 2019), el potencial de generación de energía eólica costa afuera sería de aproximadamente 213,7 TWh/año.



Velocidades del viento a 150 m con profundidades de referencia 10,7, 1250 m

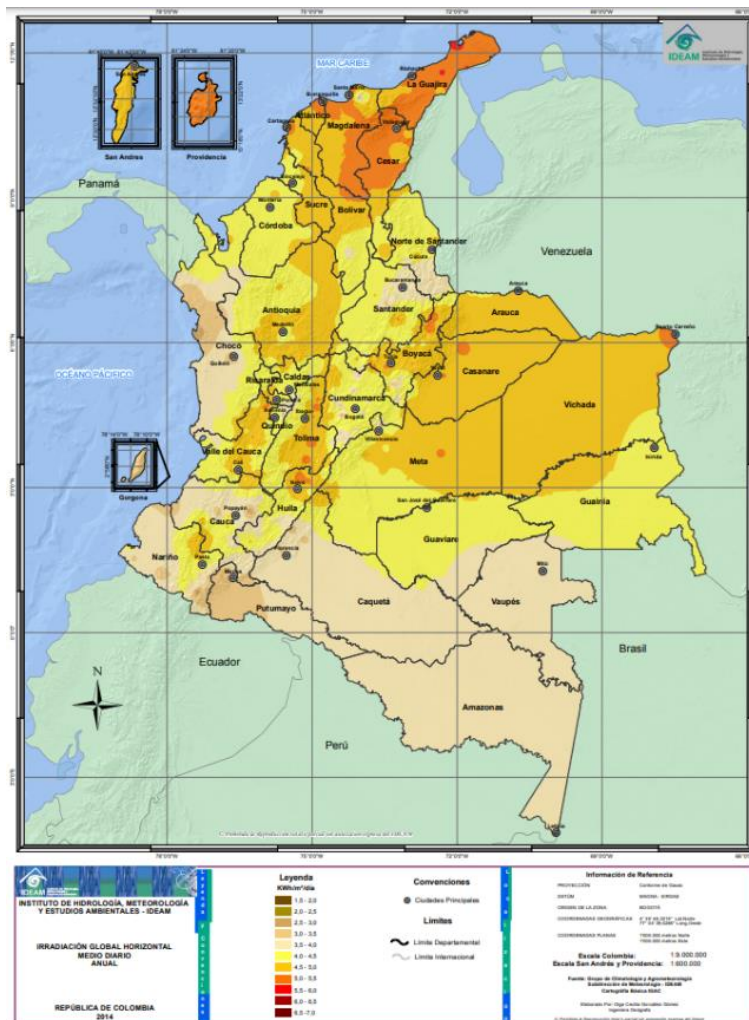
Áreas de exploración inicial para proyectos eólicos costa afuera

Figura 4. Potencial eólico *offshore*

Fuente: Minenergía, 2022.

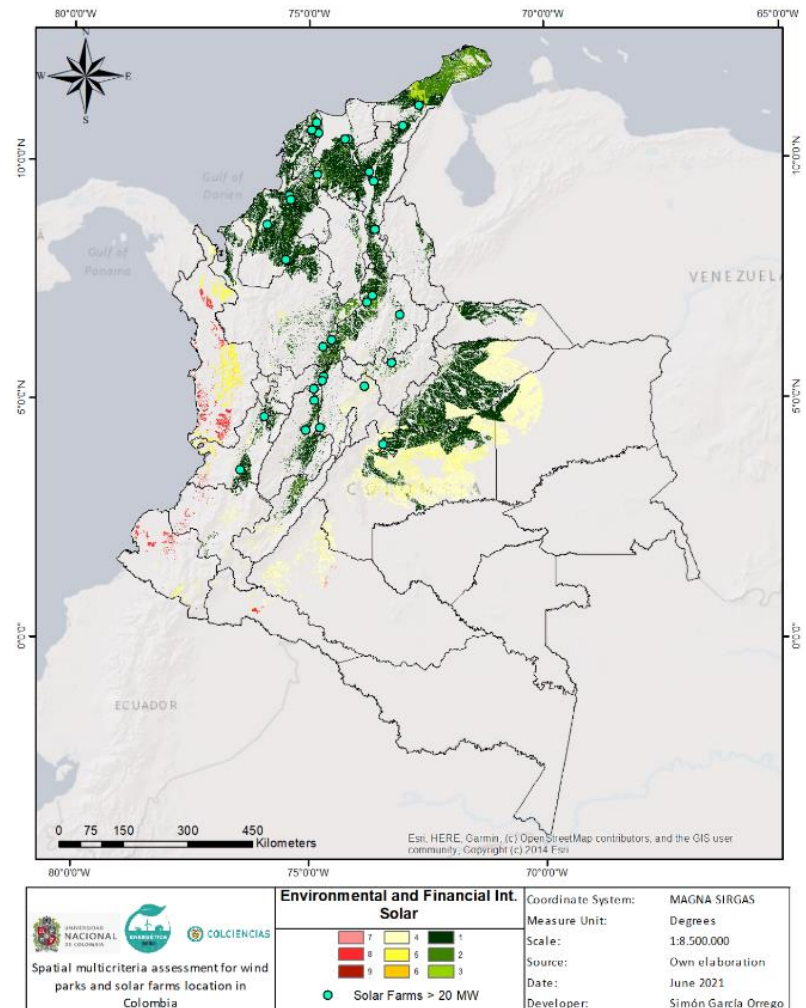
1.6 Solar fotovoltaica

El *Atlas de radiación solar* publicado por el IDEAM (2016), que se muestra en la figura 7 (izquierda), permite ver la distribución del recurso solar en el territorio colombiano. Destacan la región Caribe, los valles interandinos y los Llanos Orientales. Para la estimación de la potencia instalable y la cantidad de energía que se podría producir en un año, Ángel, García & Ortega (2023) evaluaron el recurso solar considerando las restricciones ambientales y el desempeño que podría tener una granja solar. Cabe resaltar que dicha metodología está orientada a la evaluación de proyectos de gran escala con capacidades instaladas superiores a los 50 MW para su aprovechamiento integrado al SIN. Las estimaciones muestran una potencia instalable de 8.000.000 MW capaces de producir 40.366.080 TJ/año. Materializar este potencial, a pesar de ser técnico y económico, implicaría disponer de aproximadamente el 10 % del territorio continental de Colombia, cerca de 120.000 km². A modo de referencia, el despliegue de 20 GW de energía solar fotovoltaica requeriría cerca de 300 km², área equivalente al 0,03% del territorio continental colombiano. En la figura 7 (derecha) se observa que el potencial está muy distribuido en el territorio y sobresalen las mismas regiones identificadas en el *Atlas de radiación solar* del IDEAM.



Irradiación global horizontal

Fuente: IDEAM, 2016.



Potencial solar fotovoltaico priorizado por rentabilidad y

facilidad en la gestión ambiental

Fuente: Ángel-Sanint *et al.*, 2023.

Figura 5. Mapas de irradiación solar (izquierda) y potencial solar (derecha) para Colombia

1.7 Generación solar distribuida (GSD)

Enfocándose en los pequeños sistemas de generación, orientados a suplir las necesidades propias de los usuarios ubicados cerca de los sitios de consumo —que en Colombia se recogen bajo las figuras de *autogenerador a pequeña escala* (AGPE) y *autogenerador a gran escala* (AGGE), según la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)—, el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) en 2021 hizo un análisis de los potenciales técnicos y técnico-económicos de este tipo de soluciones. Dicho estudio determina un potencial técnico de 20 GW logrado a través de la implementación de 8,5 millones de instalaciones capaces de producir cerca de 18,1 TWh/año. A su vez, el potencial técnico-económico disponible en 2021 sería de aproximadamente 7,4 GW capaces de producir cerca de 10 TWh con la implementación de 415.000 soluciones (PNUMA, 2021). El potencial técnico-económico es conformado por la potencia instalable en las categorías comercial, industrial y oficial. Para el potencial técnico se suma la categoría residencial 2, constituida por usuarios residenciales no subsidiados; la categoría residencial 1, constituida por usuarios residenciales subsidiados, no hace parte de los grupos de potenciales con definición, pero en el marco de las comunidades energéticas sí podrían constituir un potencial desarrollable (Tabla 1). Cambios regulatorios habilitarían más proyectos económicamente viables, acercando el potencial técnico-económico al técnico. Los usuarios que componen la categoría residencial 1 podrían ver habilitada su implementación siempre y cuando tengan cierre financiero, que puede acelerarse si se da una reducción significativa en los costos de la tecnología y si se promueven alternativas de financiación que garanticen el acceso a este tipo de soluciones a toda la población.

El potencial de la GSD no solo ofrece beneficios en términos de atención a una porción de la demanda, sino de la descongestión de la red a las horas en que esta generación se encuentre activa, reduciendo las pérdidas técnicas del sistema de distribución y transmisión, y mitigando las restricciones existentes en el servicio de energía eléctrica.

Tabla 1. Potencial técnico en instalaciones solares (en MW) para AGPE y AGGE por categoría y departamento

Departamento	Residencial 1	Residencial 2	Comercial	Industrial	Oficial	Total
Antioquia	1513	1588	255	781	38	4175
Atlántico	563	723	184	917	11	2398
Bogotá D. C.	1242	1347	376	538	102	3605
Bolívar	435	529	152	175	16	1307
Boyacá	469	469	56	291	9	1294
Caldas	281	281	48	217	5	832
Caquetá	78	78	10	5	14	185
Cauca	347	347	23	228	11	956
Cesar	301	325	80	55	16	777
Córdoba	352	374	37	57	3	823
Cundinamarca	968	987	103	388	13	2459
Chocó	66	66	7	3	2	144
Huila	333	338	39	110	8	828
La Guajira	137	139	43	3	5	327
Magdalena	326	392	81	99	10	908
Meta	291	305	61	156	30	843
Nariño	361	361	34	22	7	785
Norte de Santander	430	501	47	39	9	1026
Quindío	182	182	25	25	3	417
Risaralda	286	286	48	41	4	665

Santander	716	716	103	166	15	1716
Sucre	240	252	62	41	8	603
Tolima	465	465	62	162	6	1160
Valle del Cauca	1096	1141	416	876	54	3583
Arauca	60	60	8	-	3	131
Casanare	128	128	15	27	13	311
Putumayo	51	51	9	4	2	117
Guaviare	10	10	3	-	5	28
Total	11.727	12.441	2387	5426	422	32.403

Fuente: PNUMA, 2021.

1.8 Identificación de potenciales de hidrógeno verde y blanco

El hidrógeno verde constituye una fuente de energía y adicionalmente es considerado un vector energético, por lo que su potencial de implementación obedece a la coincidencia de factores asociados con la disponibilidad de recursos renovables que permitan generar energía eléctrica para el proceso de electrólisis, la disponibilidad y pertinencia de la infraestructura de transporte, la cercanía a consumidores potenciales y la disponibilidad del recurso hídrico. En este caso se presenta un mapa con las ubicaciones potenciales de lo que se denominó *hubs de hidrógeno*, reportados en el informe “Estudio técnico de identificación de *hubs* de hidrógeno verde en Colombia” realizado por la consultora GIZ Colombia en 2023.

La figura 8 muestra los potenciales *hubs* de hidrógeno verde. Estos se ubican en municipios que cuenten con la oferta de alguna FNCER, dispongan de agua y demanden hidrógeno tanto para consumo local como para exportar. En este último caso la cercanía a infraestructura de transporte, especialmente puertos, es fundamental.

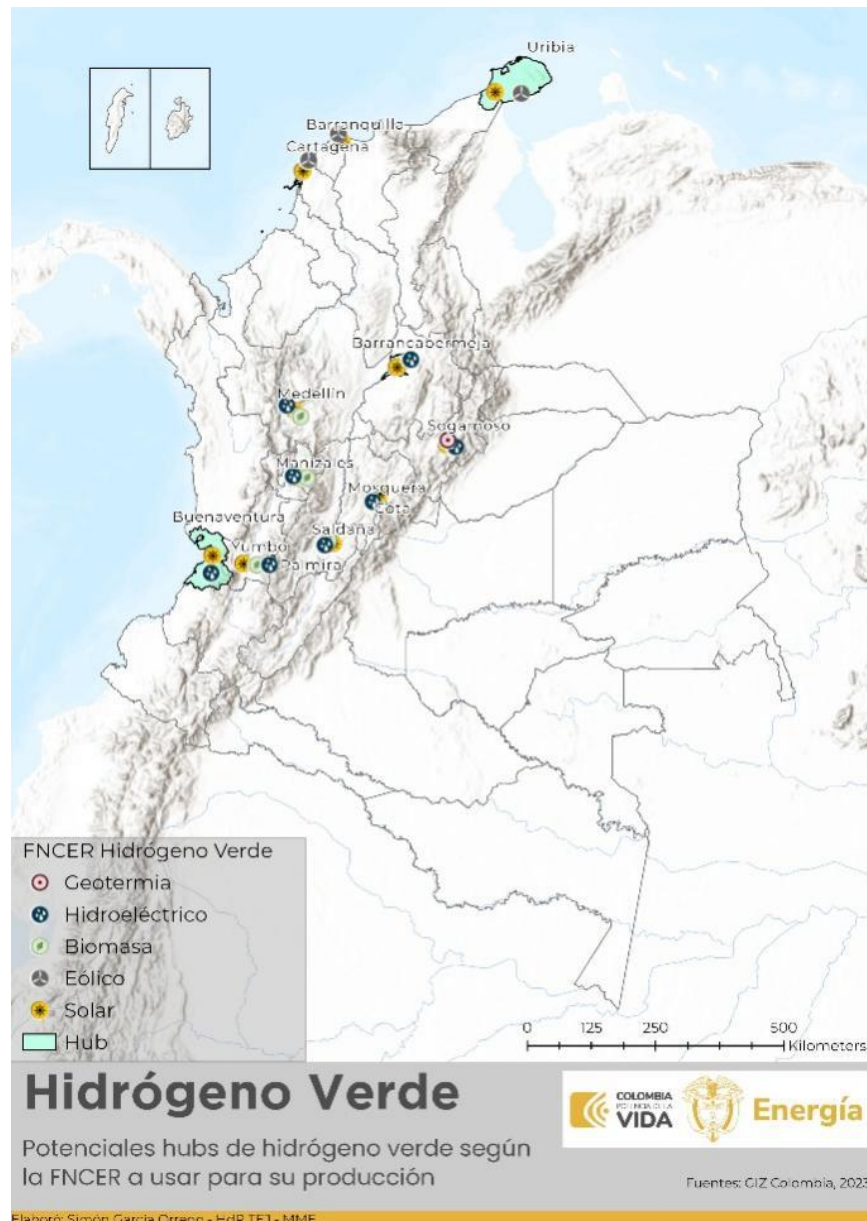


Figura 6. Potenciales *hubs* de hidrógeno verde

Fuente: elaboración propia con datos de GIZ, 2023.

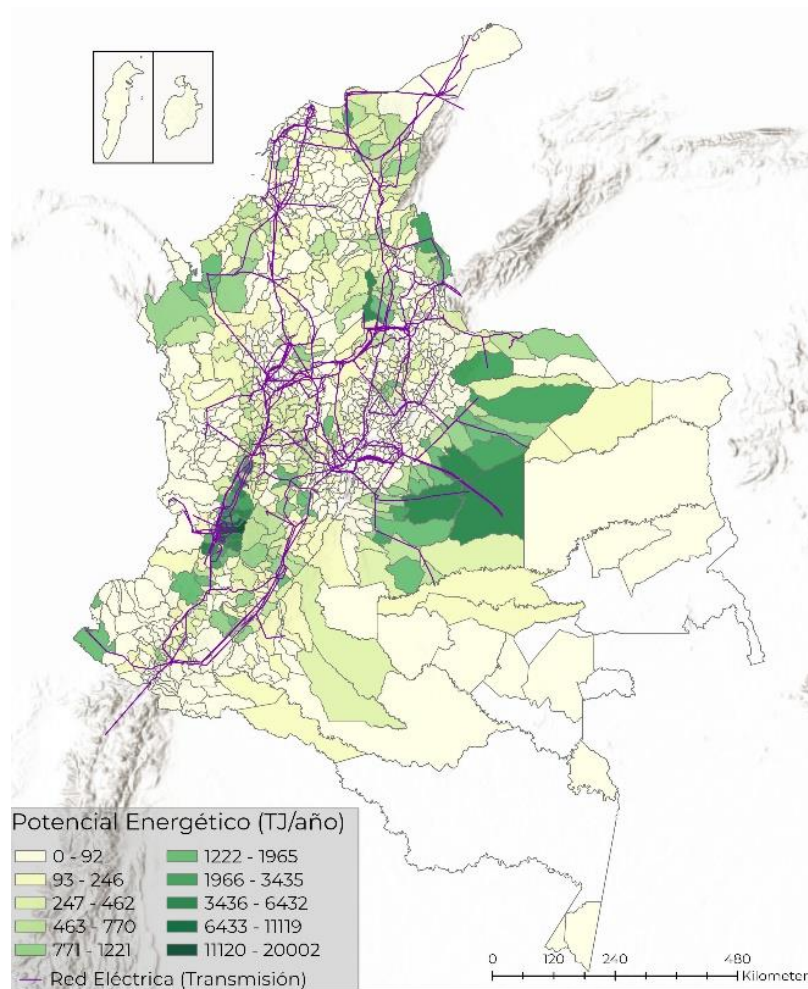
1.9 Actualización del *Atlas de biomasa*

La información en la que se basan los análisis de energéticos anteriormente mostrados proviene del año específico de su elaboración. Algunos potenciales no presentan variación significativa en el tiempo —como el hidroenergético, el solar y el eólico—, a pesar de que son sensibles a los cambios de tecnología que puedan facilitar un aprovechamiento más eficiente, demandando menos espacio para producir la misma cantidad de energía. Sin

embargo, el potencial de la biomasa es sumamente sensible a datos actualizados de la producción de los originadores de los residuos, así como a la información disponible con respecto a algunos residuos.

Avanzando en la actualización de los distintos atlas, y en la búsqueda de garantizar información vigente y disponible para el uso público, en la Figura 9 se muestra el *Atlas de biomasa* actualizado y corregido. Se abordaron residuos agrícolas provenientes de los cultivos de caña, café, banano, plátano, arroz, palma de aceite y maíz; pecuarios provenientes de bovinos, porcinos y aves, y residuos sólidos urbanos.

La información fue tomada del portal Agronet de la Unidad de Planificación Rural Agropecuaria (UPRA, 2022) para los dos primeros y del Sistema Único de Información (SUI) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Superservicios, 2022) para el último. Los factores de producción de residuos fueron tomados del Atlas de biomasa de la UPME et al. (2009) y validados o corregidos con representantes de distintas asociaciones de los sectores en cuestión. Los potenciales energéticos fueron tomados del mismo trabajo y validados tomando como referencia los valores reportados en el FECOC y en la literatura disponible.



Sector Agrícola

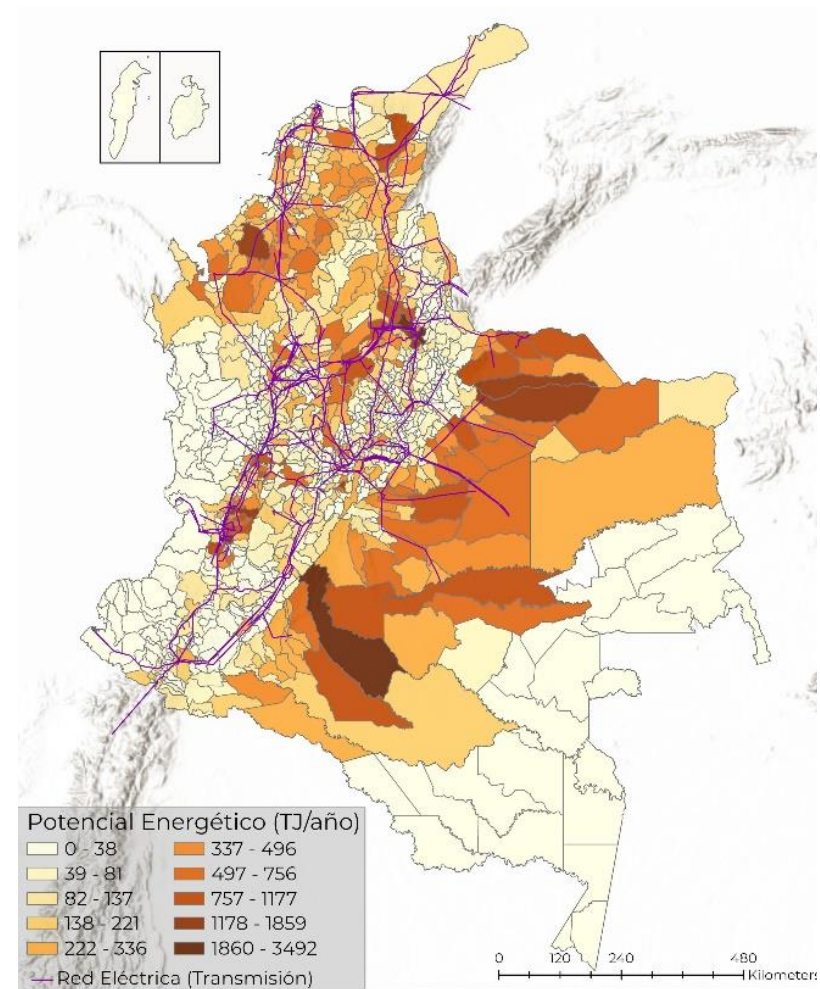
Potencial energético bruto del aprovechamiento de los residuos de la actividad agrícola.

Boquerón, café, caña, cítricos, maíz, palma de aceite



Fuentes: UPRA, MME
Elaboró: Simón García Orrego, ANIL 2023

ver: CIGIA, UNICOR, UNICOR



Sector Pecuario

Potencial energético bruto del aprovechamiento de los residuos de la actividad pecuaria.

Porcinos, bovinos y aves



Fuentes: UPRA, MME
Elaboró: Simón García Orrego, ANIL 2023

ver: CIGIA, UNICOR, UNICOR

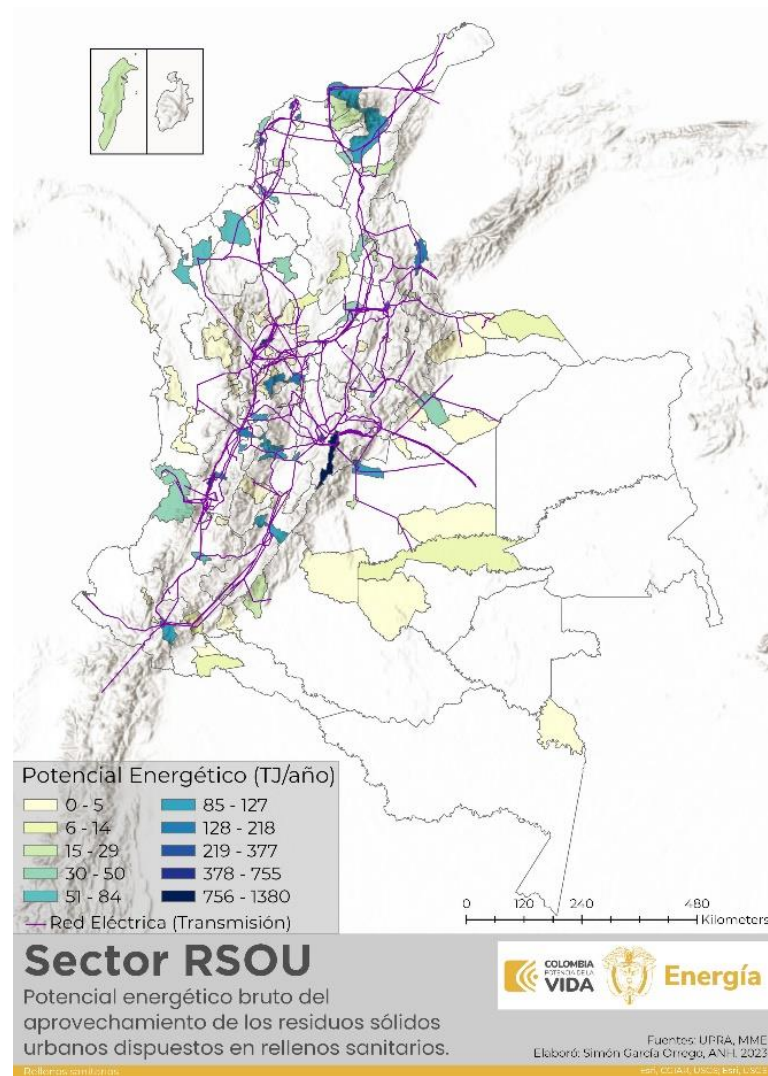


Figura 7. Potenciales energéticos anuales brutos de la biomasa residual por sector

Fuente: elaboración propia.

En comparación con los resultados presentados por la UPME en 2009, los municipios con los potenciales energéticos máximos de biomasa residual pecuaria y agrícola se mantienen, pero se desarrollan nuevas zonas con potencial representativo gracias a la expansión y aparición de determinados cultivos y actividades pecuarias. Con respecto a los residuos sólidos urbanos, se aprecia una mejor disponibilidad de información, permitiendo una interpretación más clara de los residuos como variables especiales.

2 Análisis de localizaciones con potencial para la generación de energía con FNCER

Para el análisis regional del potencial de FNCER y otras tecnologías importantes para la TEJ se tomó como base la división regional empleada por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) en sus análisis: Caribe, Llanos-Orinoquía, Amazonía, Pacífico, Central. y Eje Cafetero y Antioquia. Así, el documento constituye un aporte para la planificación territorial que, teniendo en cuenta las particularidades de cada caso, puede contribuir a las iniciativas productivas y de conservación ambiental, y a mejores condiciones de vida para las comunidades a nivel regional y local. Adicionalmente, se consideraron una serie de condiciones restrictivas para cualquier tipo de proyecto sustentado en el marco normativo de Colombia: el Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SINAP) y los ecosistemas estratégicos definidos por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible —a saber: páramos, humedales, manglares y zonas secas—. Igualmente, se complementó la información restrictiva con los cuerpos de agua naturales que suponen una restricción física para el desarrollo de proyectos. Esta capa se superpone a todas las de potenciales o recursos en evaluación para permitir una visión integral del posible aprovechamiento de estos recursos. En los mapas se muestra información proveniente de estudios previos realizados por terceros de los potenciales de alguna fuente no convencional o de alguna tecnología para Colombia. Las fuentes de información utilizadas se describen en la Tabla 2. A pesar de que existen otras FNCER que pueden ser aprovechadas en Colombia, en este documento solamente se incluyen aquellas que cuentan con un estudio para todo el país, para las que se hace un análisis descriptivo con base en los resultados obtenidos en cada uno de los estudios. Las metodologías empleadas en cada uno de estos pueden ser consultadas en los documentos originales. Algunos tipos de FNCER

que no se incluyen en este documento, pero a las cuales es recomendable hacer seguimiento para incorporarlas en próximos trabajos son: mareomotriz, undimotriz y de gradiente salino.

En trabajos posteriores de la HdR de la TEJ se abordarán a profundidad las implicaciones de esta en los territorios, analizando las medidas que deben implementarse para aprovechar los potenciales referidos y sus impactos.

Tabla 2. Fuentes de información para el análisis regional

Información extraída	Estudio	Referencia
Radiación global horizontal (GHI, por sus siglas en inglés)	Impacts on solar radiation during El Niño southern oscillation activity in Colombia	Universidad EIA, 2018
LCOE solar fotovoltaico (FV, por sus siglas en inglés) a gran escala	Refining wind and solar potential maps through spatial multicriteria assessment. Case study: Colombia	Ángel-Sanint <i>et al.</i> , 2023
Velocidad del viento a 100 m sobre el suelo	<i>Global Wind Atlas</i>	World Bank, 2023
LCOE eólico <i>onshore</i> a gran escala	Refining wind and solar potential maps through spatial multicriteria assessment. Case study: Colombia	Ángel-Sanint <i>et al.</i> , 2023
Potencial hidroenergético en pequeñas centrales hidroeléctricas a filo de agua	<i>Atlas potencial hidroenergético de Colombia</i>	UPME <i>et al.</i> , 2015
Metodología para la estimación del potencial de la biomasa residual en Colombia	<i>Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia</i>	UPME <i>et al.</i> , 2009
Estadístico del sector agropecuario	AgroNet	UPRA, 2022

Metodología para la estimación del potencial del biogás a partir de la biomasa residual en Colombia	Estimación del potencial de conversión a biogás de la biomasa en Colombia y su aprovechamiento	Universidad Nacional de Colombia & TECSOL, 2018
Gradientes y potencial geotérmicos de Colombia	Estimación preliminar del potencial geotérmico de Colombia	Alfaro <i>et al.</i> , 2020
<i>Hubs</i> de hidrógeno verde	Estudio técnico, económico e identificación de <i>hubs</i> de hidrógeno verde	GIZ, 2023
Áreas aprovechables para proyectos eólicos costa afuera y su potencial	HdR para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia	Minenergía, 2022
Restricciones ambientales para proyectos en Colombia	Refining wind and solar potential maps through spatial multicriteria assessment. Case study: Colombia	Ángel-Sanint <i>et al.</i> , 2023
Fuente: elaboración propia		

2.1 Amazonía

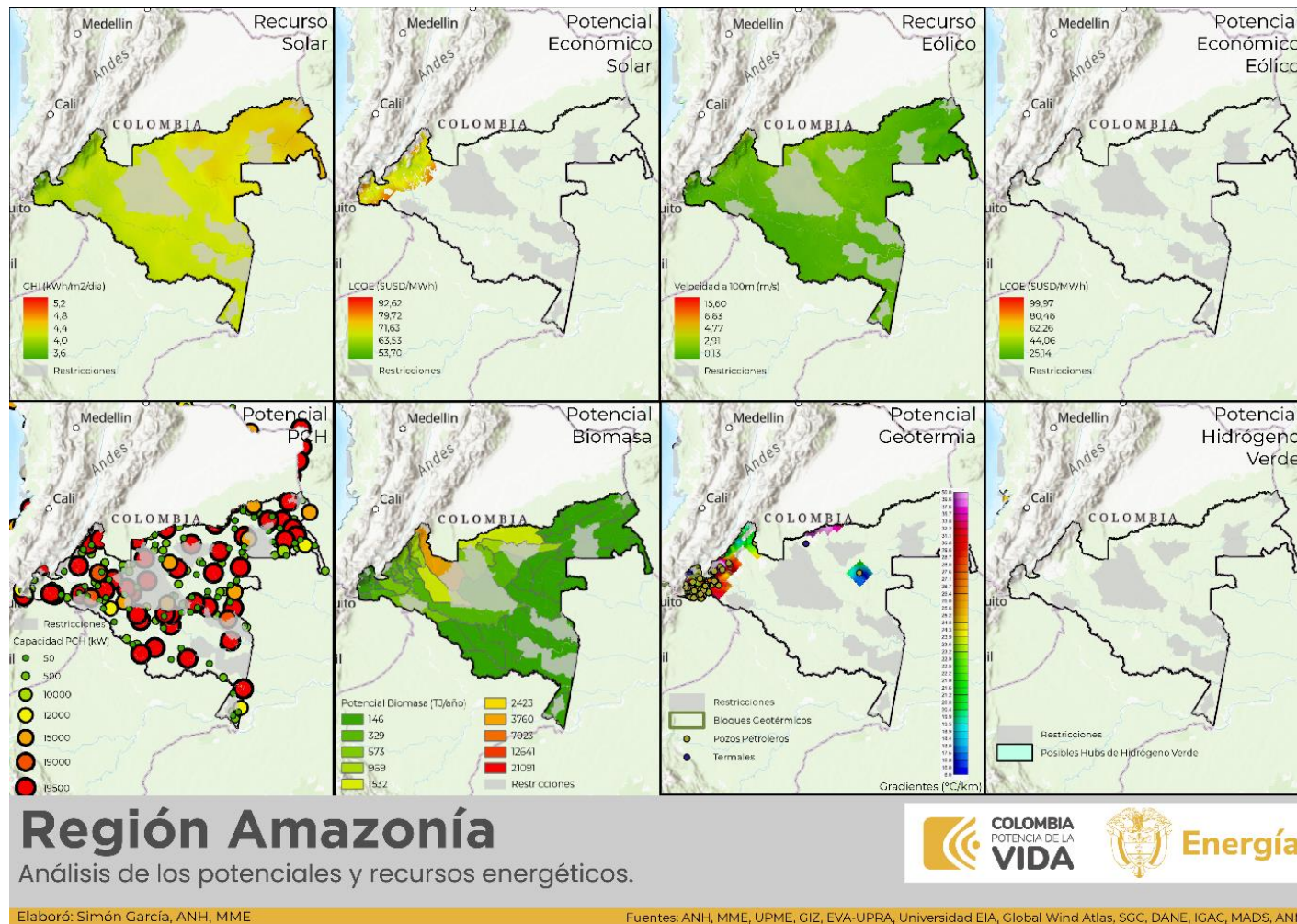


Figura 8. Análisis de los potenciales y recursos energéticos de la Amazonía

Fuente: elaboración propia.

La Amazonía colombiana está compuesta por seis departamentos (Guaviare, Caquetá, Amazonas, Putumayo, Vaupés y Guainía) con un sistema de asentamientos humanos dividido en centros poblados, áreas rurales y resguardos. La mayor parte de áreas transformadas se encuentra en la zona andino-amazónica, en los departamentos de Guaviare, Caquetá y Putumayo. Esto es acorde con el potencial de biomasa de la zona. La Amazonía se divide en cuatro subregiones (noroccidental, nororiental, occidental y sur) que se diferencian en sus formas de asentamiento, tipo de población, economía, oportunidades laborales, gobernanza, tipos de servicios ecosistémicos que brindan, relaciones culturales, formas de educación, transporte y accesibilidad, vivienda, alimentación, entre otros. Se ha evidenciado que la Amazonía está en un proceso de urbanización (Aponte Motta et al., 2023; Duarte, 2021) que requiere políticas energéticas que logren satisfacer la demanda y las necesidades crecientes, en concordancia con la oferta que el departamento tiene; asimismo, medidas para la protección y el manejo adecuado de los múltiples ecosistemas estratégicos del bioma amazónico. Dadas las características sociodemográficas de la región, el enfoque étnico, bajo un reconocimiento de la autonomía territorial y las prácticas de las poblaciones indígenas, es parte transversal del uso del potencial de FNCER (Instituto Sinchi & Minambiente, 2018).

La prestación del servicio de energía eléctrica en ZNI fue objeto de preocupaciones en los diálogos sociales para la construcción de la HdR de la TEJ, especialmente en el Diálogo de la Convención Nacional Campesina (3 de diciembre de 2022, Bogotá D. C.), en los cuales se expresó la necesidad de una mejor planeación orientada hacia las energías renovables y con un alto componente tecnológico en su implementación, previendo las necesidades de capacitación y formación para la transición energética y ofreciendo más y mejores oportunidades sostenibles en los territorios. El acceso a la energía mejora la calidad de vida de las poblaciones y garantiza derechos fundamentales: permite el acceso a refrigeración para el mantenimiento adecuado de los alimentos para consumo o venta, climatización de espacios para hacerlos confortables, bombeo de agua potable, cocción de alimentos, entre otras.

En la figura 10 se muestran los potenciales identificados en el capítulo 1 para la Amazonía, lo que permite hacer un análisis focalizado, identificando oportunidades y retos como se muestra a continuación.

A lo largo del territorio colombiano se presentan buenos niveles de radiación solar y la Amazonía no es la excepción, lo que posibilita la implementación de este tipo de solución energética en cualquier ubicación. Cuando se analiza la potencial implementación de proyectos de gran escala, su principal limitación es la distancia con respecto al SIN. En efecto, el 47 % (Superservicios, 2022) de los municipios de la Amazonía es atendido exclusivamente con soluciones no interconectadas, haciendo que los proyectos de gran escala resulten poco viables por el costo que representaría conectarlos a la red. Sin mencionar los posibles costos adicionales provenientes de las difíciles condiciones de acceso, la gran porción de la región que pertenece al SINAP y los costos ambientales que implicaría una eventual interconexión y el desarrollo de proyectos a gran escala. Sin embargo, el potencial de proyectos a pequeña y mediana escala es una oportunidad para diversificar e hibridar, de forma distribuida o centralizada, las fuentes de energía de esta región, cuyas localidades ZNI actualmente se abastecen en un 98 % con soluciones que emplean exclusivamente combustibles fósiles (IPSE, 2023). La idea es disminuir el uso de este tipo de combustibles, por las implicaciones que tiene su utilización y transporte hasta los puntos en los que se genera energía eléctrica, y a la vez aumentar la confiabilidad del servicio prestado.

En cuanto al recurso eólico, el régimen de velocidades de la región inviabiliza este tipo de proyectos, para los cuales se requieren velocidades promedio de por lo menos 5 m/s. La riqueza hídrica de Colombia, en cambio, es significativa en la Amazonía. Se podrían adelantar aprovechamientos desde los 50 kW hasta los 20 MW a lo largo de los distintos ríos que abundan en la región. En la parte media-superior de esta aumentan las posibilidades de este tipo de aprovechamientos.

Las actividades agropecuarias de los departamentos de Guaviare y Caquetá conllevan la existencia de biomasa aprovechable para el abastecimiento de necesidades energéticas. En ese sentido, se destaca especialmente el municipio de San Vicente del Caguán. En cuanto a geotermia, en la porción más occidental del Putumayo se ubica el volcán Sibundoy, el cual tiene un potencial estimado cercano a los 10 MW. Adicionalmente, se tienen gradientes geotérmicos sobresalientes tanto en Putumayo como en Caquetá, lo que podría indicar un potencial no estimado atractivo para el desarrollo de estos proyectos en condiciones de baja entalpía. La región no cuenta con potenciales hubs de hidrógeno verde referenciados, considerando que dentro de los tres principales factores para ser considerado un posible hub, no cumple con dos que son, 1) la infraestructura

portuaria o férrea necesaria para el transporte del hidrógeno y 2) tampoco hospeda industrias que demanden altas cantidades de hidrógeno o alguno de sus productos derivados como Amoníaco (NH_3) o Metano (CH_4)

2.2 Orinoquía / Llanos Orientales

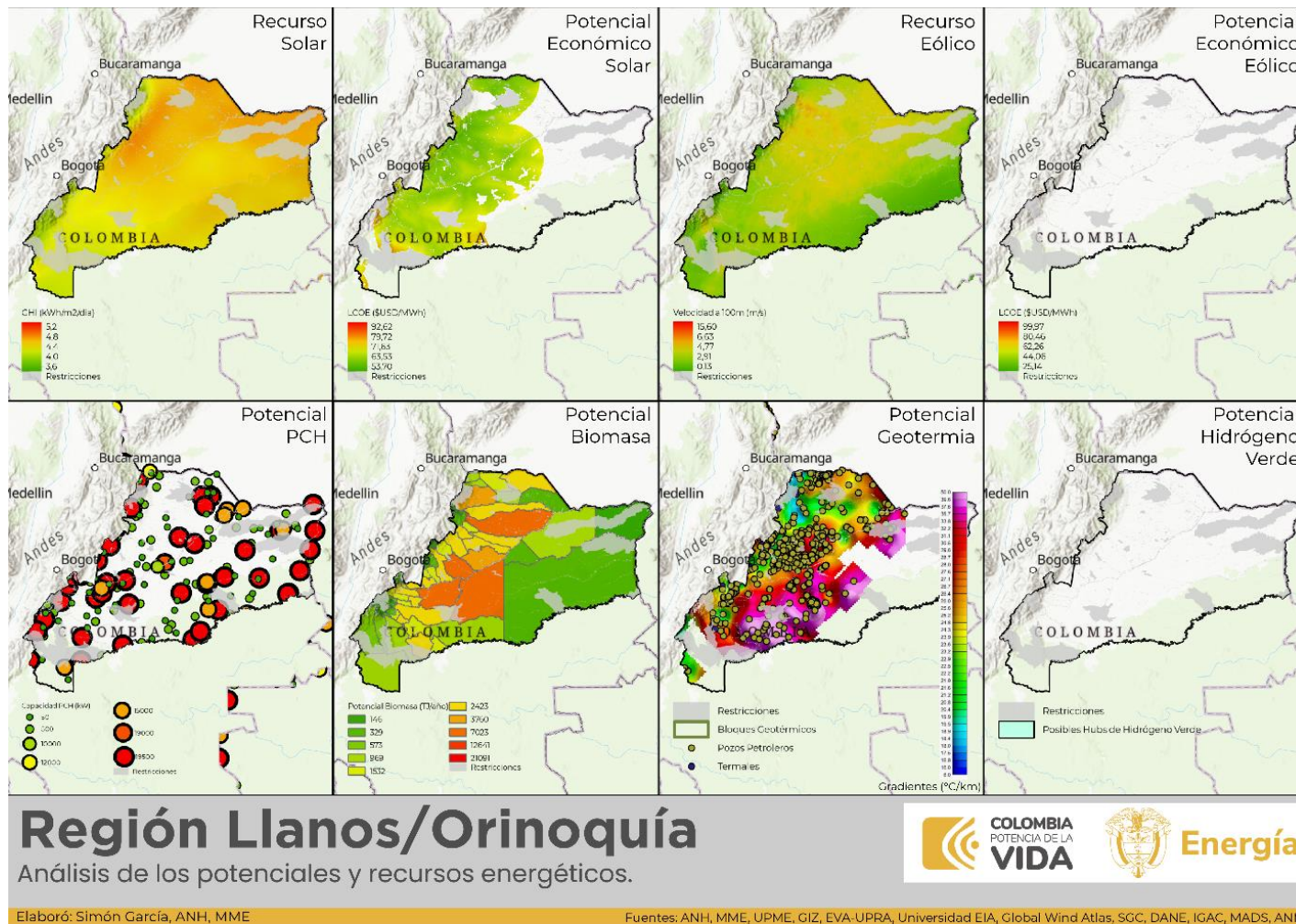


Figura 9. Análisis de los potenciales y recursos energéticos de la Orinoquía

Fuente: elaboración propia.

La Orinoquía alcanza el 30,4 % del territorio colombiano. Dadas sus características hídricas, suelos productivos, áreas protegidas y biodiversas tiene un potencial para temas agrícolas a partir de un enfoque de desarrollo sostenible productivo. La diversidad de esta región implica condiciones y realidades muy distintas entre la porción occidental y la oriental (Biocarbono, 2023). La zona más oriental es una ZNI, de modo que demanda esfuerzos para prestar un servicio de energía eléctrica digno, suficiente y sostenible que mejore las condiciones de pobreza energética de los usuarios. Mientras tanto, la zona occidental ofrece un panorama enfocado en territorios pertenecientes al SIN, con múltiples alternativas para transitar hacia una economía descarbonizada, plantear oportunidades de reconversión laboral y productiva en el sector de hidrocarburos, dinamizar el agro y aprovechar sus potenciales energéticos, además de fortalecer las otras fuentes analizadas.

En la figura 11 se exhiben los potenciales identificados en el capítulo 1 para la región Llanos/Orinoquía, lo que permite hacer un análisis focalizado, identificando oportunidades y retos como se muestra a continuación.

La ganadería, la agricultura y la extracción de hidrocarburos son las actividades económicas que destacan en la región. Variables comunes que propician este tipo de actividades —como la topografía, la altura sobre el nivel del mar, la hidrología y la geología— son las mismas que terminan configurando el ambiente ideal para el aprovechamiento de FNCER.

La radiación solar es predominantemente alta en comparación con el resto del país, haciendo viables aprovechamientos tanto a pequeña como a gran escala. Esto se evidencia en los proyectos actualmente planteados para la región, los cuales suman más de 1100 MW a la fecha (UPME, 2022a). Cuenta con un régimen de vientos medio para el promedio colombiano que, si bien no son atractivos para aprovechamientos a gran escala conectados al SIN, pueden ser aprovechables a escalas menores y con un enfoque diferente, orientado a la generación distribuida o dispersa.

La topografía es predominantemente plana, los ríos son caudalosos y las descargas provenientes de la cordillera Oriental posibilitan los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos de baja caída en un amplio rango de capacidades. En su ejecución estos proyectos deberán tener en cuenta la existencia de ecosistemas sensibles y estratégicos que se ubiquen en estas zonas, así como la consulta a comunidades étnicas. Por su parte, la fuerte actividad pecuaria y agrícola característica de la región genera una cantidad significativa de biomasa residual, la cual se concentra más hacia

el occidente. Cultivos como caña de azúcar, maíz, arroz y palma de aceite, así como la actividad pecuaria relacionada con bovinos, son la principal fuente de esa biomasa.

En los Llanos/Orinoquía no hay manantiales ni formaciones volcánicas bajo estudio en los análisis de energía geotérmica profunda desarrollados a la fecha. Sin embargo, la información obtenida a partir de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos permite inferir que la región cuenta con zonas de gradientes geotérmicos altos, los cuales permitirían el aprovechamiento de esta fuente de energía. No se ha determinado un potencial *hub* de hidrógeno verde, debido principalmente a las falencias en cuanto a infraestructura para su transporte o uso, pero en la medida en que se habilite tanto para su uso *in situ* como para su salida a través de infraestructura eficiente, se pueden comenzar a consolidar potenciales *hubs* en la región.

2.3 Pacífico

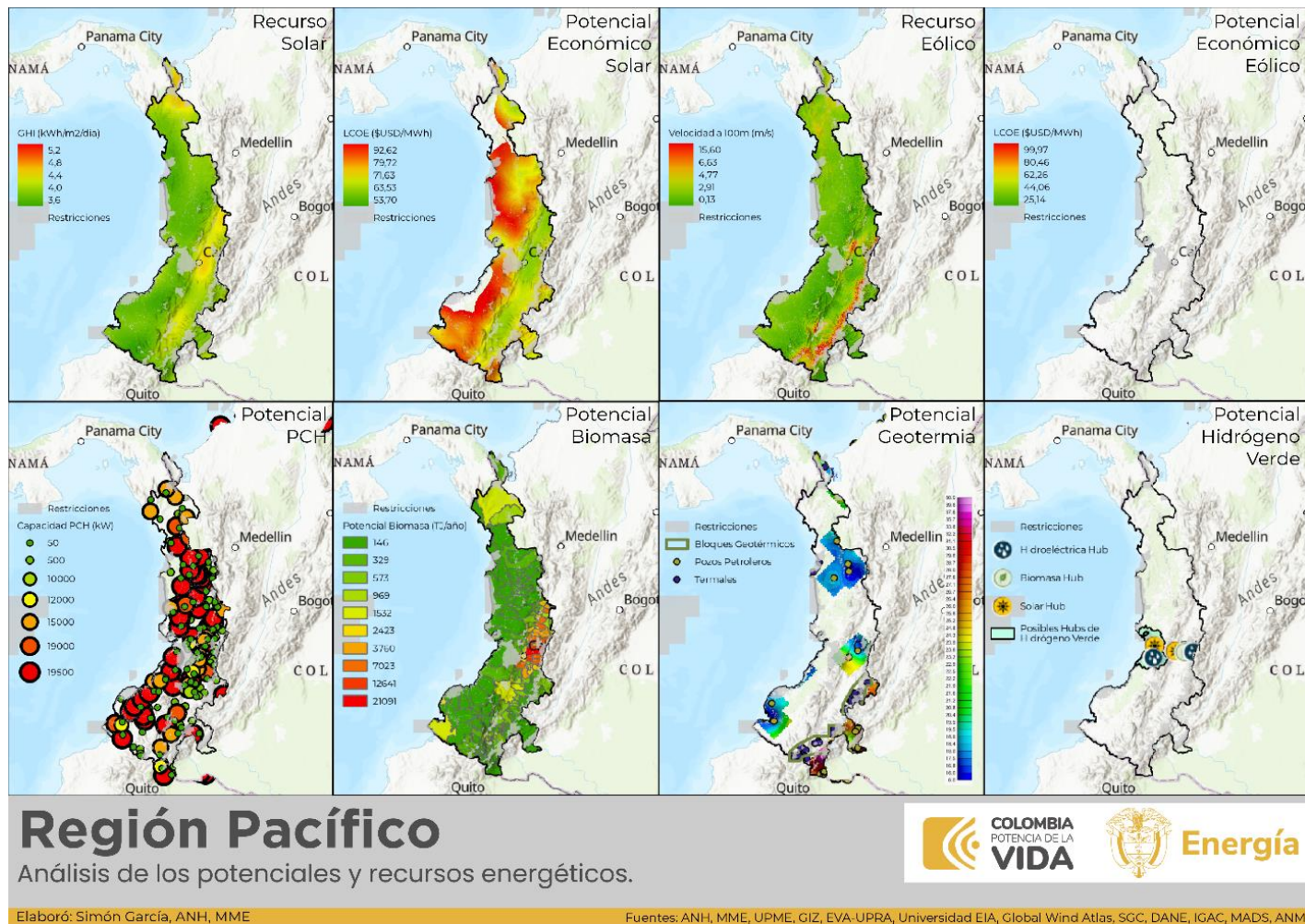


Figura 10. Análisis de los potenciales y recursos energéticos del Pacífico

Fuente: elaboración propia.

Para el Pacífico se deben considerar las formas de gobernanza locales, derivadas de la relación histórica de las poblaciones con su territorio, producto a su vez de las luchas de las comunidades negras, reconocidas y reglamentadas en la Ley 70 de 1993. De esta forma, se han reconocido el derecho a la propiedad colectiva y mecanismos para la protección de la diversidad y el fomento del desarrollo económico y social de las comunidades afro para garantizar condiciones de equidad frente al resto de la sociedad colombiana. Parte de las demandas de las poblaciones del Pacífico implican mejorar las condiciones de vida fortaleciendo el acceso a servicios básicos, oportunidades económicas, desarrollo regional, mejoramiento de conexiones y sistemas productivos, garantías de salud y educación, entre otras. A pesar de ser una zona estratégica para el desarrollo económico y sostenible del país, tiene altos niveles de pobreza y grandes brechas sociales y económicas con respecto al promedio nacional (DNP, 2023).

En el Diálogo del Litoral Pacífico (31 de marzo de 2023, San Andrés de Tumaco), como parte de los diálogos sociales para la construcción de la HdR de la TEJ, se expresó la oportunidad que representan las soluciones solares fotovoltaicas para atender comunidades dispersas como las de la región, mejorando la competitividad en sus actividades productivas asociadas con el sector agrícola y la pesca a través de la reducción de costos de producción. Asimismo, se ha reconocido la necesidad e importancia de involucrar a las comunidades y capacitar a las personas en las tecnologías limpias para garantizar disponibilidad de mano de obra y servicios de mantenimiento y reparación después de implementar las soluciones. La riqueza hídrica y la oportunidad que representan los desechos para producir energía también fueron identificadas, resaltando el valor que tienen para evitar los daños a la salud ocasionados por el uso de leña y carbón, especialmente entre las mujeres.

En la figura 12 se muestran los potenciales identificados en el capítulo 1 para la región Pacífica, lo que permite hacer un análisis focalizado, identificando oportunidades y retos como se muestra a continuación.

La radiación solar en la región es relativamente baja con respecto al resto del país, presentando incrementos hacia el Urabá chocoano y a lo largo del valle del río Cauca. Sin embargo, dentro de un contexto global, la radiación es lo suficientemente alta para que se pueda aprovechar la energía solar como solución energética dispersa o en sistemas híbridos con otras fuentes de energía, más si se tienen en cuenta las condiciones de accesibilidad y dispersión de la población.

A lo largo del río Cauca las condiciones son favorables para el aprovechamiento de energía solar a gran escala, que impulsaría precios lo suficientemente competitivos para participar en el SIN. Esta condición se evidencia en los proyectos que actualmente se desarrollan y algunos que ya están funcionando, como el parque solar de Yumbo.

El régimen de vientos es bajo, presentando incrementos hacia las partes altas de la cordillera Occidental. Sin embargo, las condiciones de accesibilidad, la variabilidad del recurso (al ser vientos de media ladera) y la distribución de los espacios disponibles determinan fuertemente su aprovechamiento en escalas comerciales. Proyectos de menor escala podrían ser viables pues las velocidades promedio del viento así lo permiten. Sin embargo, se requieren mediciones de campo para confirmar la viabilidad de este tipo de soluciones.

El régimen de lluvias y la topografía de la región garantizan un recurso hídrico abundante, caracterizado principalmente por las descargas provenientes de la cordillera Occidental hacia sus dos costados.

La actividad agrícola de la región, abanderada por el cultivo y procesamiento de caña de azúcar, genera residuos agrícolas con un potencial energético que representa cerca del 50 % de todo el país. Sin embargo, ya existe un desarrollo industrial asociado al aprovechamiento del potencial energético de estos residuos en procesos de combustión o producción de biocombustibles, haciendo que su disponibilidad para otros usos sea limitada y no termine significando un potencial nuevo o adicional. Estos residuos se concentran en los municipios de Yumbo, Palmira, Jamundí, Candelaria, El Cerrito, Guacarí, Buga, Bugalagrande, Zarzal, Obando y Cartago, por mencionar algunos.

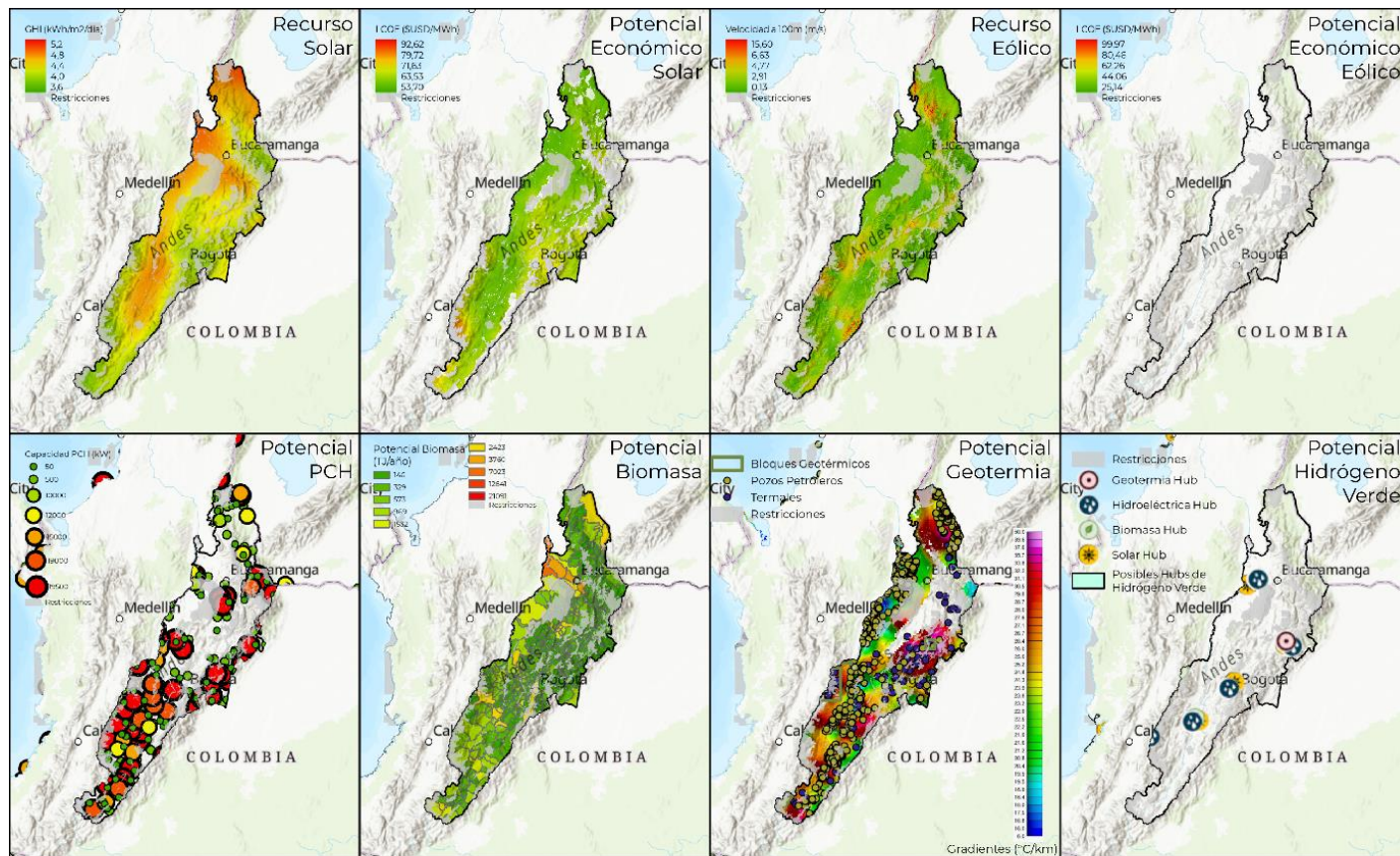
Los bloques geotérmicos Huila-Sucubún y Las Animas-Chiles se encuentran en esta región y el SGC estima que concentran cerca del 35 % del potencial nacional de 1,17 GW (Alfaro *et al.*, 2020).

Las condiciones anteriormente descritas, sumadas a la existencia de sectores industriales fuertes y de infraestructura portuaria y vial, determinan 3 *hubs* de hidrógeno verde promisorios: Buenaventura, Palmira y Yumbo, a través de aprovechamientos energéticos hidroeléctricos, de biomasa y solares FV, y en general de FNCER.

En la región las soluciones energéticas para las ZNI se basan principalmente en combustibles fósiles. Teniendo en cuenta el amplio potencial hidroenergético y de otras fuentes, es

recomendable promover sustituciones o soluciones híbridas basadas en agua, biomasa, energía solar, entre otras, incentivando la participación comunitaria para abastecer sus necesidades energéticas e incentivar proyectos productivos en la región. Las comunidades de la porción más occidental del Pacífico, incluyendo todo el departamento de Chocó, son dispersas y alejadas entre sí, por lo que los pequeños aprovechamientos de los energéticos anteriormente mencionados representan una alternativa implementable a corto plazo. Esto debe ser promovido y apoyado a través de la conformación de comunidades energéticas.

2.4 Región Central



Región Central

Análisis de los potenciales y recursos energéticos.

Figura 11. Análisis de los potenciales y recursos energéticos de la región Central

Fuente: elaboración propia.

En la región Central se encuentran grandes ciudades que albergan buena parte de la demanda energética de Colombia. En ese contexto, se debe enfatizar en la distribución de cargas y beneficios del sistema energético para la prevención de conflictos socioambientales dentro de un marco de justicia ambiental, lo que implica potencializar la oferta y la eficiencia energética de la zona. Se deben promover posibilidades de asociación entre los diferentes actores de la región e implementar planes de desarrollo basados en la sostenibilidad. La gestión ambiental articulada del ecosistema del macizo colombiano y la consolidación de corredores estratégicos para el desarrollo de actividades productivas se presentan como retos de dimensión nacional. Igualmente, la diversificación de fuentes implica desarrollar estrategias de seguimiento y control al desarrollo de actividades energéticas para poder identificar y mitigar oportunamente los eventuales impactos sobre la región.

Teniendo en cuenta lo expresado en los diálogos sociales para la construcción de la HdR de la TEJ, específicamente en el Diálogo del Sector Eléctrico (18 de enero de 2023, Bogotá D. C.), y entendiendo los potenciales que se concentran en esta región, es importante priorizar la contratación de mano de obra local, priorizando a las comunidades que se verán directamente afectadas por el desarrollo de los proyectos. Esto debe acompañarse con la capacitación del recurso humano para que efectivamente se pueda desempeñar en las actividades del sector, lo que implica modificar y mejorar la oferta por parte de la academia. Las preocupaciones se concentraron mucho en los riesgos a los que se ve expuesta la transición energética, como tasas de cambio variables, nula producción de la tecnología requerida en el país, insuficiente capacidad de transporte, entre otras.

En la figura 13 se muestran los potenciales identificados en el capítulo 1 para la región Central, lo que permite hacer un análisis focalizado, identificando oportunidades y retos como se muestra a continuación.

Conformada en torno al valle del río Magdalena en su curso alto y medio, la región Central goza de una radiación solar sobresaliente, lo que la ha posicionado como cuna de gran parte de los proyectos solares que se vienen desarrollando, apenas por detrás del Caribe, como foco de actividad de este tipo de proyectos. Parques a pequeña y gran escala se podrían desarrollar logrando desempeños excepcionales. El recurso disminuye hacia las cordilleras, en donde las condiciones de formación de nubes afectan su disponibilidad.

Similar a las condiciones del Pacífico, el régimen de vientos no es sobresaliente. Presenta incrementos hacia las cordilleras, dirigido por vientos de media ladera que pueden ser adecuados para pequeños aprovechamientos, pero no para proyectos a gran escala. El potencial de pequeñas centrales hidroeléctricas se concentra en la parte estrecha del valle y hacia las laderas, conjugando las condiciones de buen recurso hídrico y caídas representativas en conducciones de longitud corta.

Una combinación de actividades pecuarias y agrícolas, a la que suma la disponibilidad de residuos sólidos urbanos de las ciudades de la región, propicia el potencial energético de la biomasa residual. Dicho potencial se concentra en los municipios de Espinal, Guamo, Purificación, Bogotá, Caparrapí, Piedecuesta, Puerto Wilches, Lebrija, Sabana de Torres, Cúcuta y Tibú.

El bloque geotérmico Paipa-Iza, asociado con formaciones volcánicas de la región, alcanza cerca de 35 MW de potencial aprovechable (Alfaro *et al.*, 2020). La actividad de explotación de hidrocarburos ha permitido tener un entendimiento basto de los gradientes geotérmicos de la zona. Sin embargo, este potencial se limita solo a la región del bloque. Aprovechamientos de menor entalpía, escala y fin pueden ser desarrollados en la zona.

La infraestructura asociada al sector de hidrocarburos, la actividad industrial ampliamente desarrollada en la zona y los potenciales energéticos anteriormente mencionados, perfilan a las ciudades de Saldaña, Cota, Mosquera, Sogamoso y Barrancabermeja como potenciales *hubs* de hidrógeno verde en la región.

2.5 Eje Cafetero y Antioquia

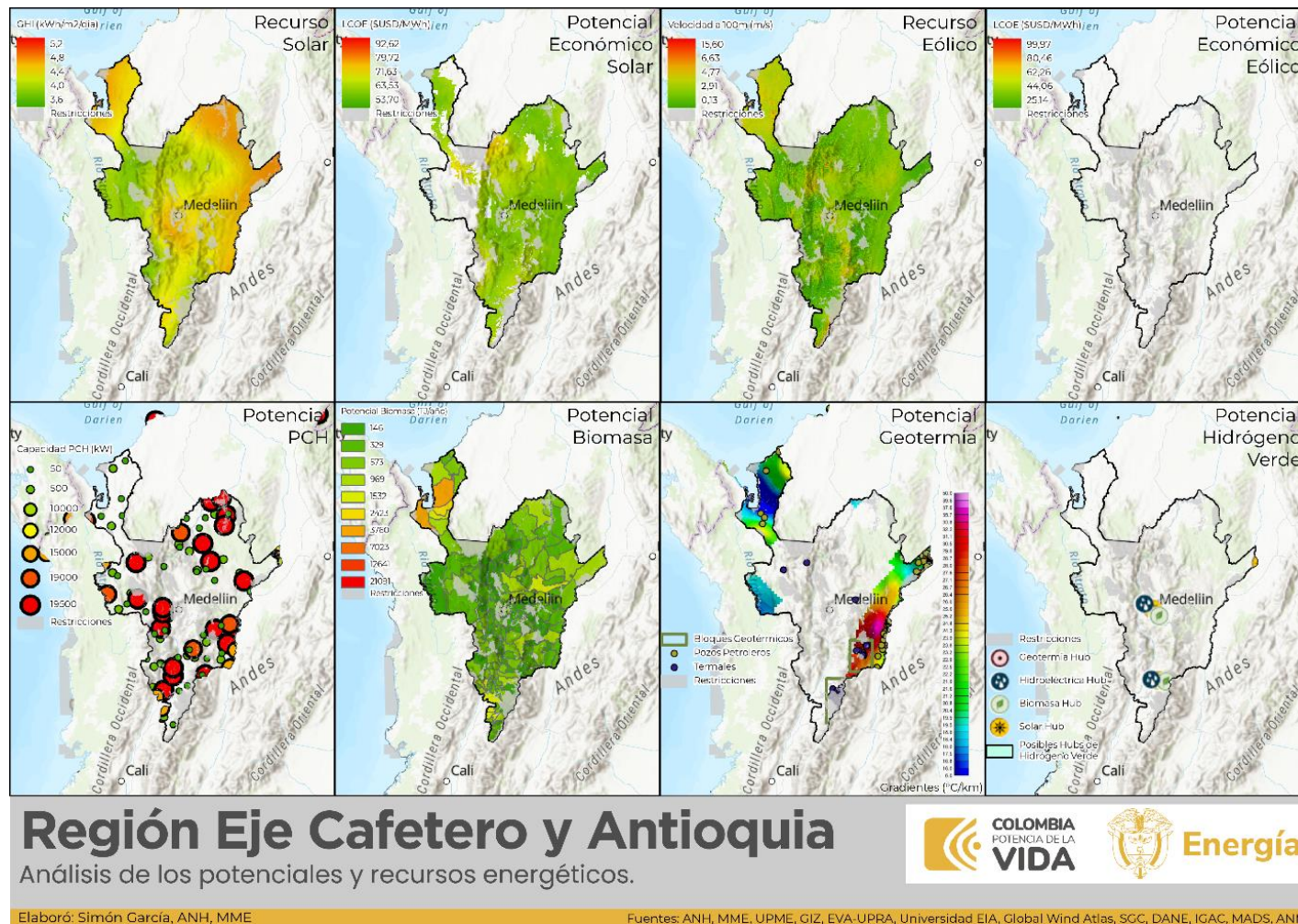


Figura 12. Análisis de los potenciales y recursos energéticos del Eje Cafetero y Antioquia

Fuente: elaboración propia.

En la figura 14 se exhiben los potenciales identificados en el capítulo 1 para la región Eje Cafetero y Antioquia, lo que permite hacer un análisis focalizado, identificando oportunidades y retos como se muestra a continuación.

Ubicada sobre cordillera Central, delimitada por el río Magdalena y extendiéndose hasta el golfo de Urabá, la región Eje Cafetero y Antioquia presenta una amplia variabilidad de radiación solar, incrementada en los valles de los ríos Magdalena y Cauca y hacia el golfo de Urabá. Esta condición es validada por los proyectos de mediana escala que se vienen desarrollando para entregar energía al SIN. Proyectos de todas las escalas serían viables en la región.

El recurso eólico es bajo, contando con tímidos incrementos hacia la región costera y sobre la cordillera Central que no hacen factible su aprovechamiento en escalas comerciales. El potencial hidroeléctrico ha sido característico de esta región, en la cual funcionan proyectos de todas las escalas que hoy son uno de los pilares del sector eléctrico colombiano. Pensando en pequeñas centrales hidroeléctricas, el potencial se concentra hacia las cordilleras y en el bajo Cauca, predominantemente mediante proyectos de entre 15 y 20 MW. La sumatoria del potencial estaría cercana a 1 GW en aprovechamientos de esta escala.

La biomasa residual se concentra, hacia la parte baja, en los departamentos de Risaralda y Quindío, y hacia la parte alta, en la zona bananera, en donde se destacan los municipios de Turbo, Apartadó y Carepa. En todos estos predominan los residuos agrícolas provenientes de los distintos cultivos en producción.

Los bloques San Diego y Cerro Bravo-Cerro Machín se encuentran en la región, representando cerca de 600 MW de potencial geotérmico asociado con sistemas volcánicos. Esto representa el mayor potencial nacional geotérmico diagnosticado a la fecha para alguna de las regiones (Alfaro *et al.*, 2020).

En la región se destacan dos ciudades como potenciales *hubs* de hidrógeno verde: Manizales y Medellín, en las cuales este se podría producir con la energía limpia proveniente de la biomasa, el sol y el agua para suplir necesidades de las industrias cercanas.

2.6 Caribe

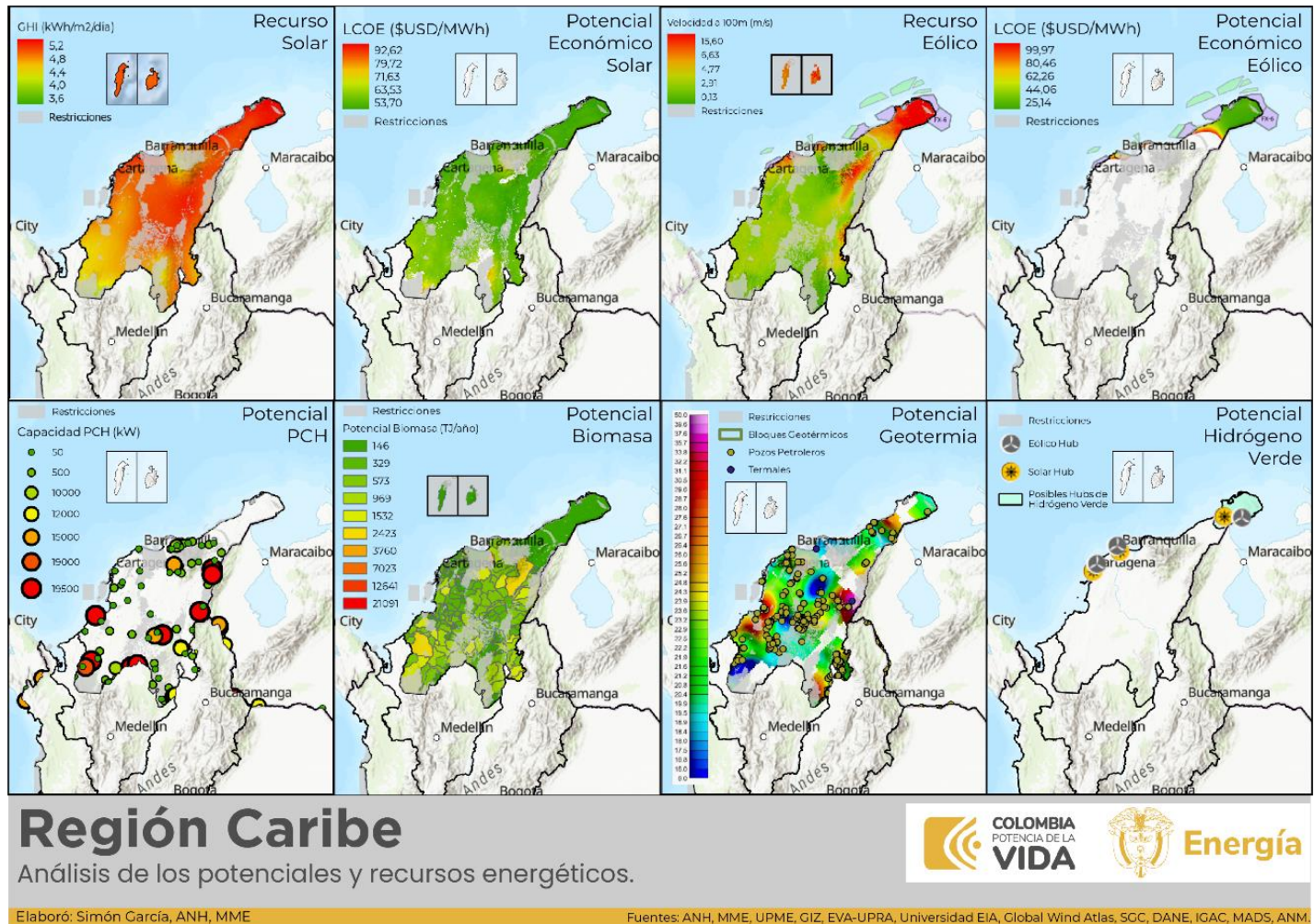


Figura 13. Análisis de los potenciales y recursos energéticos de la región Caribe

Fuente: elaboración propia.

El planteamiento previo de la transición energética ha evidenciado los impactos e implicaciones que conlleva pensarla únicamente como una sustitución tecnológica especialmente focalizada en esta región, en donde se concentra el recurso eólico y abunda el solar. En el Diálogo Territorial de La Guajira (10 de diciembre de 2022, Riohacha) y el Diálogo con Comunidades Wayuu (28 de diciembre de 2023, Uribia) se manifestó la contradicción entre el hecho de que los grandes proyectos se estén desarrollando en la región, pero muchas de sus comunidades no tengan energía —y donde hay, el costo es elevado—. Adicionalmente, el sentir de la gente es que las empresas no dialogan de forma responsable y transparente, lo que ha desencadenado la aversión hacia estos proyectos, demostrada en los bloqueos que han sufrido algunos en particular. Las comunidades no quieren una transición en la que las únicas beneficiadas sean las empresas y que termine perjudicando a las poblaciones que habitan las zonas donde se desarrollan esas iniciativas.

Estos mensajes hacen que la TEJ cobre valor y no se limite solo a identificar potenciales y lugares que garanticen una mejor rentabilidad para los proyectos: requiere conocer las necesidades de los territorios, dialogar con las comunidades, entender los impactos y garantizar mejores condiciones de vida para las poblaciones a nivel local.

En la figura 15 se muestran los potenciales identificados en el capítulo 1 para la región Caribe, lo que permite hacer un análisis focalizado, identificando oportunidades y retos como se muestra a continuación.

En el Caribe colombiano se ha concentrado la atención de la transición energética por sus abundantes recursos renovables. La radiación solar es la más alta dentro de las regiones del país y hace viable técnica y económicamente proyectos de cualquier escala. De hecho, es en esta región en donde tienen mejor desempeño, siendo capaces de producir más energía por unidad de potencia instalada que en ninguna otra parte del territorio nacional. Adicionalmente, las condiciones topográficas facilitan la implementación de este tipo de soluciones a gran escala. Sin embargo, el desarrollo de proyectos está supeditado a restricciones ambientales y relacionadas con la consulta previa, libre e informada de las distintas comunidades étnicas presentes en estas áreas. Si bien el recurso aumenta hacia el norte de la región, la infraestructura eléctrica existente hace que los proyectos solares a gran escala no alcancen el departamento de La Guajira por la falta de conectividad al SIN.

Costa adentro y costa afuera La Guajira goza del mejor régimen de vientos del país, en el que no solo las altas velocidades, sino su estabilidad en dirección y magnitud, hacen que los proyectos sean atractivos. En efecto, las mayores velocidades se presentan en la península, seguida por las áreas cercanas a Cartagena, Barranquilla y Santa Marta. En el departamento del Cesar, más precisamente en Valledupar y los municipios aledaños, se presenta un incremento de las velocidades del viento, el cual puede ser aprovechado en proyectos a escalas menores con desempeños sobresalientes. En San Andrés y Providencia se podrían adelantar proyectos tanto eólicos como solares para abastecer las necesidades energéticas de las islas. Sin embargo, la condición de ZNI, las áreas marítimas naturales protegidas y la disponibilidad de espacios limitan el despliegue de soluciones a gran escala. Costa afuera en todo el litoral Caribe se han determinado 13 zonas idóneas para el desarrollo de proyectos con cimentaciones fijas o flotantes que representarían un potencial cercano a los 50 GW (Minenergía, 2022).

El potencial hidroenergético es el menor entre las regiones de Colombia, pero las formaciones montañosas que terminan en la región, bordeándola por el occidente, y las condiciones aportadas por la Sierra Nevada de Santa Marta habilitan el aprovechamiento del recurso hídrico en algunas zonas. Sin embargo, estas se encuentran fuertemente condicionadas por restricciones ambientales y particularidades sociales que supondrían retos para desarrollar aquellos proyectos de mayor escala que requieran la expedición de licencia ambiental.

Cultivos agrícolas como arroz, banano, palma de aceite y maíz, junto con las actividades pecuarias que se desarrollan a lo largo de la región, son la principal fuente de biomasa residual, concentrando el potencial en los municipios de Montería, Valledupar y la zona bananera en Magdalena. En temas de geotermia, la región no cuenta con un potencial relevante asociado con termales volcánicos o no volcánicos. Sin embargo, la información proveniente de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos muestra que se pueden promover aprovechamientos energéticos a pequeña escala de los gradientes geotérmicos registrados en la región.

Por sus abundantes recursos renovables, su infraestructura portuaria y alto desarrollo industrial, en la región se perfilan 3 grandes *hubs* de hidrógeno verde: Uribia, Barranquilla y Cartagena, en las que la demanda *in situ* y las oportunidades de exportación habilitan su potencial producción.

Teniendo en cuenta las condiciones de accesibilidad de las islas de la región Caribe, los residuos constituyen un problema que hoy puede ser convertido en una oportunidad para la producción de energía, idea que ha sido materializada en el municipio de San Andrés y que puede ser replicada en las demás islas.

2.7 Análisis de infraestructura disponible o faltante en las regiones

Oleoductos, gasoductos, poliductos, líneas de transmisión, carreteras y ferrocarriles conforman la infraestructura a través de la cual puede ser transportada la energía, tanto en su estado primario como transformado. La distribución espacial de esta infraestructura está concentrada en las regiones del Eje Cafetero y Antioquia, Caribe, Central, la porción media y sur del Pacífico y el extremo occidental de Llanos-Orinoquía, como se observa en la Figura 14. Infraestructura de transmisión y vías nacionales y departamentales. Para el caso de las líneas de transmisión la UPME cuenta con muy precisos proyectos de expansión⁵.

⁵ <http://sig.simec.gov.co/GeoPortal/Mapas/Mapas>



Infraestructura

Transporte de hidrocarburos y derivados:
oleoductos, poliductos y gasoductos.



Fuentes: ANH, TGI, Ecopetrol, MME, UPM

Elaboró: Simón García Orrego, TEJ-MME



Infraestructura

Líneas de transmisión y subestaciones del
Sistema de Transmisión Nacional y Regional



Fuentes: UPME, MME

Elaboró: Simón García Orrego, TEJ-MME



Figura 14. Infraestructura de transmisión y vías nacionales y departamentales

Fuente: elaboración propia.

El desarrollo de infraestructura en el país ha obedecido a condiciones geográficas (Emiliani & Meisel Roca, 2014; Meisel, 2014) y dinámicas históricas que han excluido a las periferias (Galvis-Aponte & Meisel-Roca, 2010; Solano-Benavides & Alandete-Brochero, 2019). Así, al comparar algunas variables socioeconómicas —por ejemplo, las necesidades básicas insatisfechas (NBI)— se hace visible la correlación con la disponibilidad de infraestructura: las zonas con menor desarrollo de esta —por ejemplo, en términos de disponibilidad de vías independiente de su categoría— coinciden con aquellas donde hay mayores NBI, como se puede ver en la Figura 15.

Red nacional de vías confrontada con NBI y regiones de Colombia

. Esta condición se mantiene si se hace el análisis con cualquier otra infraestructura contemplada. Los servicios de transporte en sus distintos modos se concentran en las mismas regiones del territorio: Central, Caribe, centro y sur del Pacífico y Eje Cafetero y Antioquia. Dicha condición corresponde a la distribución de la población misma, facilitando cubrir las necesidades de la mayoría de los habitantes de Colombia. Sin embargo, esto hace que el país se divida en dos grandes grupos: el conectado o comunicado y el desconectado o incommunicado. Una mayor y mejor infraestructura permitirá plantear soluciones generales para el sector energético del país, garantizando que las decisiones tomadas impacten de una manera equitativa a toda la población. Los potenciales FNCER en las zonas con mayores NBI pueden ser oportunidades para desarrollar proyectos energéticos que contribuyan a mejorar la calidad de vida allí.

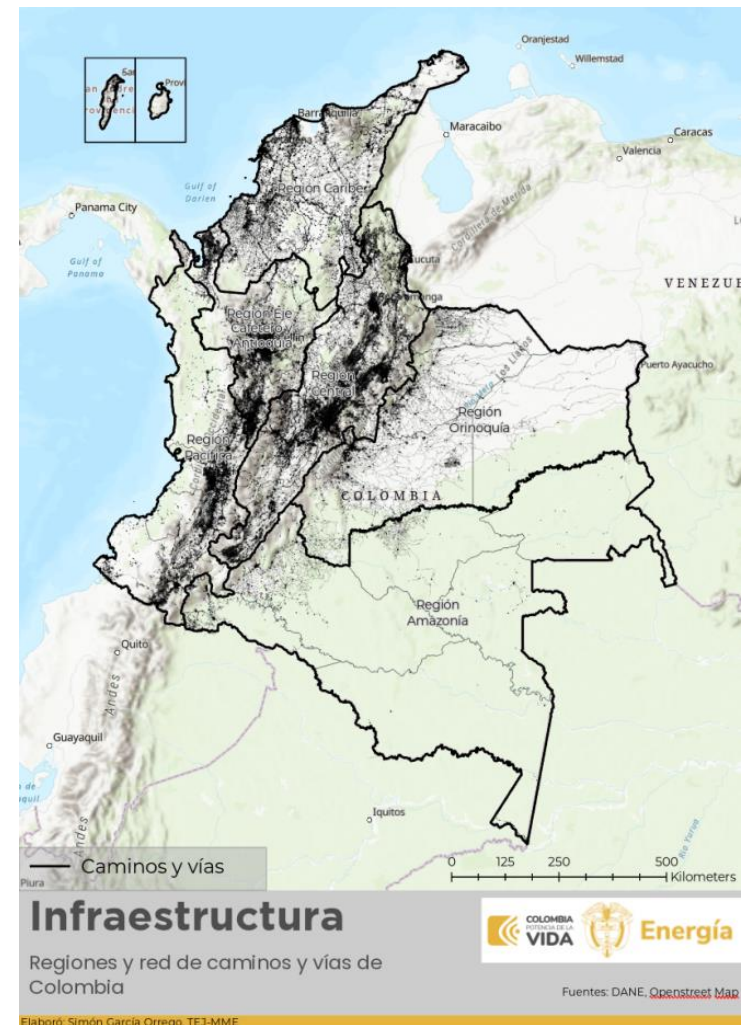
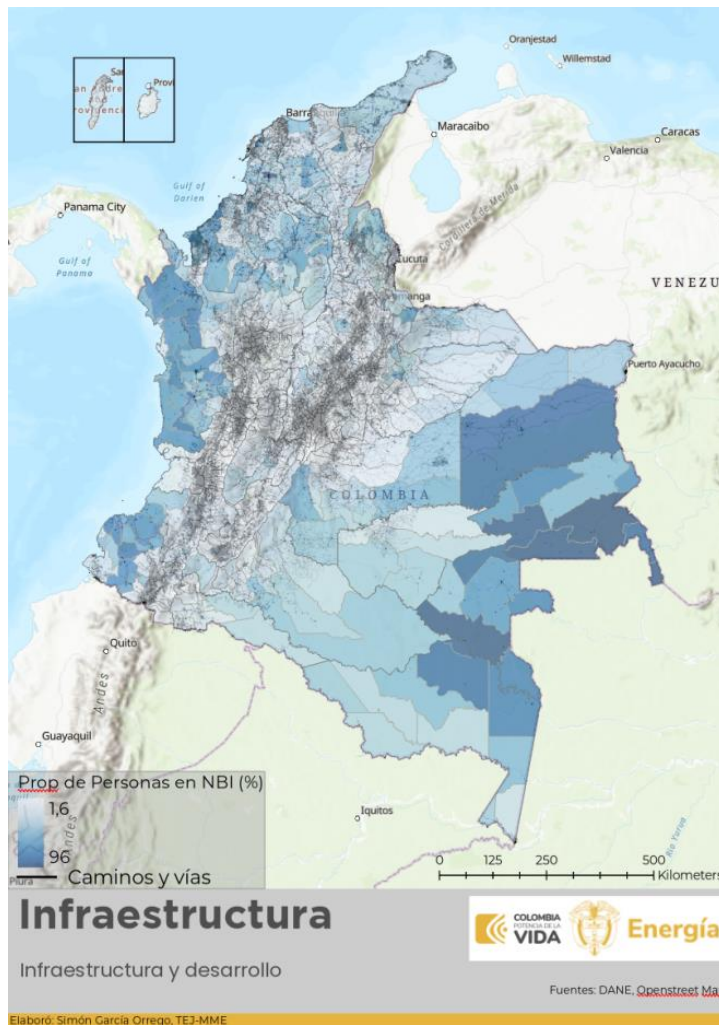


Figura 15. Red nacional de vías confrontada con NBI y regiones de Colombia

Fuente: elaboración propia.

El desarrollo de la infraestructura ha obedecido a un planteamiento de atención a la demanda, propiciando el aislamiento espacial de las poblaciones rurales y dispersas, lo que a su vez eleva los indicadores de pobreza rural, que guardan correlación negativa con la densidad vial terciaria (Villar *et al.*, 2014). El desarrollo de infraestructura ha obedecido a una mirada costo-eficiente para atender a la mayor cantidad de población posible. Materializar los potenciales de FNCER que abundan en Colombia requiere del desarrollo de infraestructura que permita el despliegue de este tipo de proyectos en las regiones que sea posible, responsable y sostenible garantizando, bajo el espíritu de la TEJ, que haya una distribución de cargas y beneficios.

2.8 Energías Comunitarias y Comunidades energéticas⁶

Las comunidades energéticas tienen como uno de sus objetivos avanzar hacia la democracia energética utilizando los diferentes potenciales FNCER que tiene el país. Se promueve el uso de energéticos FNCER para mejorar el bienestar y calidad de vida de los territorios y sus comunidades avanzando hacia el derecho por la energía asequible, segura, sostenible y moderna como marco dentro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), específicamente el objetivo No. 7. Además del potencial de producción de energía, también se reconoce el potencial de generación y uso comunitario de ésta a través de las energías comunitarias y comunidades energéticas. Las energías comunitarias son el conjunto de conocimientos, prácticas y procesos de transformación en la producción y consumo de energías y alimentos que favorecen las condiciones de la vida digna al permitirle a las mismas organizaciones diseñar, implementar y operar proyectos de energías renovables convencionales y no convencionales de diversas fuentes como solar, eólica, biomasa, humana, hídrica, entre otras.

Las energías comunitarias se caracterizan por contar con una participación activa y el consentimiento de las comunidades donde se desarrollan, siendo implementadas por organizaciones con arraigo al territorio con el objetivo de cubrir las necesidades de las familias y procesos territoriales, descentralizan la generación y la distribución de la energía con el objetivo de reducir costos y aseguran la cobertura (Censat Agua Viva *et al.*, 2023). De esta forma, estas

⁶ Este apartado fue construido con información de iniciativas de energías comunitaria que fue compartida al Ministerio de Minas y Energía.

iniciativas fomentan nuevas prácticas y usos de la energía a partir de procesos de educación y pedagogía.

Dentro de sus beneficios, las energías comunitarias promueven prácticas productivas y de cuidado comunitario y ambiental. Así, generan oportunidades de empleo, aseguran una alimentación sana y sostenible, mejoran la salud comunitaria, incentivan la autonomía energética y alimentaria, la conservación de semillas, la protección y recuperación del suelo, permiten acceder a mercados justos con mayor competitividad, contribuyen a la gestión de residuos, favorecen la adaptación y mitigación del cambio climático, entre otros. Asimismo, las energías comunitarias propenden por la reconstrucción del tejido social, la democratización del conocimiento técnico asociado a la energía vinculándose con procesos de capacitación teórico-práctica, la protección del ambiente mediante el aprovechamiento eficiente de los recursos del territorio.

No obstante, estas iniciativas también encuentran retos, entre ellos: la ampliación de cobertura, la implementación de la electromovilidad en áreas rurales, el mantenimiento de su autonomía, el fortalecimiento de proyectos educativos sobre energías comunitarias, los altos tiempos de trámite para la inscripción, montaje y certificación de los proyectos, transformaciones culturales asociadas al desperdicio y derroche, y visibilizar el rol de las mujeres en estos procesos y fomentar más su participación.

Por su parte, las comunidades energéticas buscan que los grupos de usuarios y usuarias (activos o potenciales) generen, comercialicen y utilicen la energía mediante FNCER, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos. Recogen las experiencias de las iniciativas de energía comunitaria del país y buscan hacer énfasis en ‘energía para qué’, produciendo energía para la satisfacción de necesidades colectivas, así como para el fortalecimiento de proyectos productivos a nivel local y regional.

Desde el Ministerio de Minas y Energía se ha realizado un registro de potenciales comunidades energéticas en el país donde existen procesos organizativos a partir del uso de los recursos de los potenciales de FNCER. A partir de esta información y del reconocimiento de múltiples procesos de energías comunitarias se construyó un mapa para visibilizar las posibilidades de las comunidades energéticas y energías comunitarias (Ver Figura 16). Dentro de lo registrado se percibe gran interés en implementar comunidades energéticas con energía fotovoltaica solar, y uno más reducido en energía eólica, hidráulica y de biomasa. Se reconoce la necesidad de generar incentivos para fortalecer los procesos asociados a energéticos eólicos, hidráulicos y de biomasa.

Parte fundamental de la apuesta de comunidades energéticas se deriva en la gestión comunitaria de la energía promoviendo el uso final de la energía para actividades asociadas al bienestar territorial y generando una mayor agencia desde los usuarios dentro de la matriz de energía eléctrica del país.

Esto hace parte de un primer ejercicio de reconocimiento de apuestas de comunidades energéticas que se viene realizando y su posibilidad dentro de integración a la matriz energética nacional. Se aborda la pregunta del uso de la energía para el bienestar local y procesos de eficiencia energética. Esto invita a comprender y profundizar sobre los usos locales de la energía y las problemáticas que en cada territorio se derivan. En esta apuesta en el marco de alianzas los actores comunitarios, centros educativos, entidades públicas a nivel nacional y territorial, organizaciones y empresas, pueden contribuir a desarrollar proyectos para que el uso final de la energía contribuya a las necesidades de bienestar territorial y fomente la eficiencia energética.

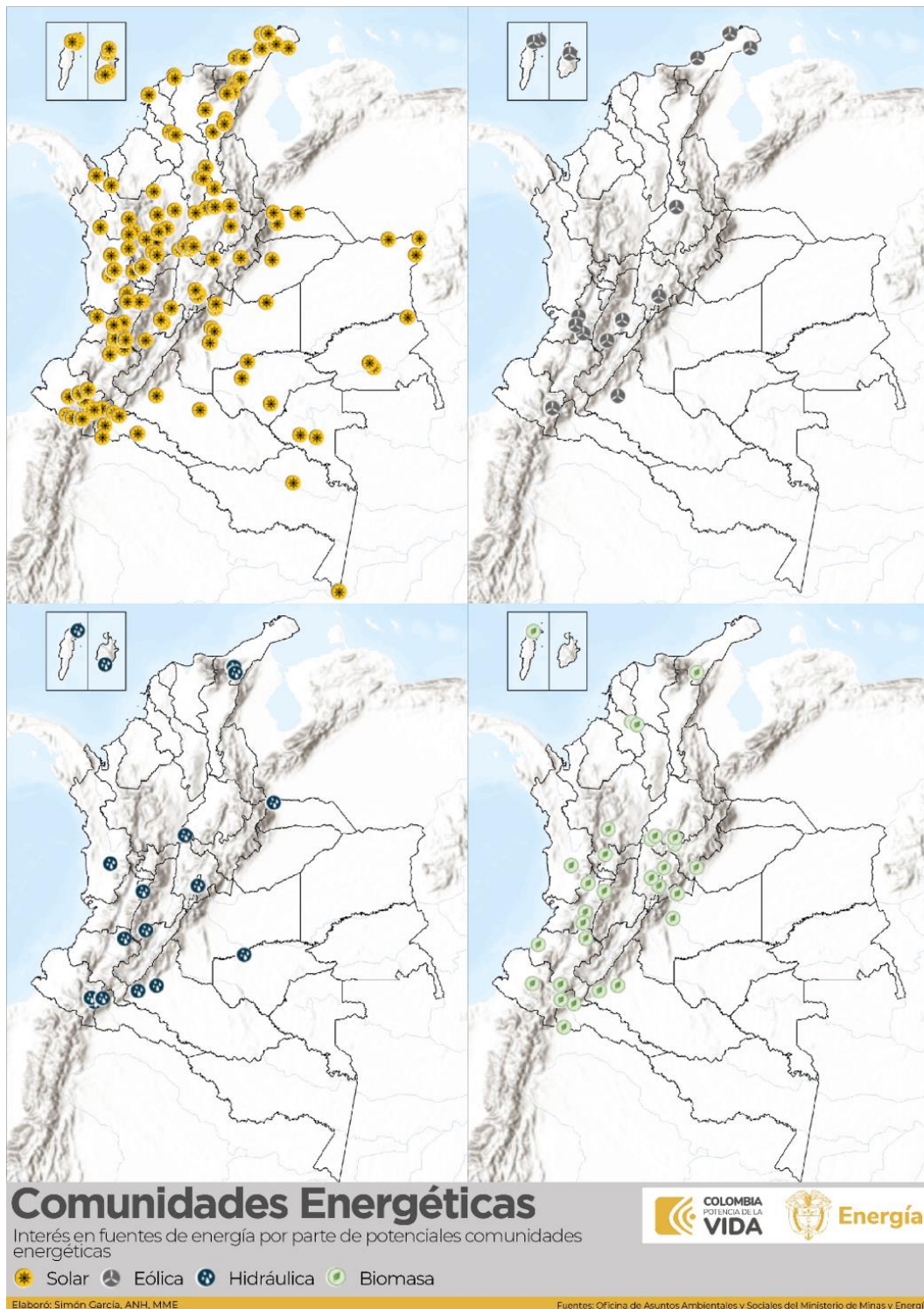


Figura 16. Mapa de interés en constituir comunidades energéticas a 2023

Fuente: elaboración propia

AMAZONÍA

En la Amazonía el Ministerio ha registrado pocos potenciales de comunidades energéticas hasta el momento. Casi un cuarto de las iniciativas es liderado por comunidades étnicas y la mayoría de ellas son de energía solar. Es importante indicar que más de la mitad de las propuestas se dan en territorios de uso colectivo que necesariamente genera unos espacios de concertación y diálogo para avanzar hacia la estructuración y consolidación de proyectos. El interés en desarrollar comunidades energéticas en esta región se asocia principalmente a solventar el acceso deficiente de energía y porque se espera reducir los costos de este servicio. Además, en algunos de los casos se contempla el uso de energía para fortalecer proyectos productivos, por ejemplo, en el sector alimentario (pana, conservación de alimentos, entre otras) y turístico. Se reconoce que las apuestas de comunidades energéticas desarrolladas en este territorio implican modelos que enfatizan en su característica de ser Zonas No Interconectadas, donde existe una generación de energía principalmente a partir de combustibles fósiles.

ORINOQUÍA/LLANOS

En Los Llanos/Orinoquía se ha identificado gran interés en el desarrollo de comunidades energéticas asociadas a Soluciones Energéticas Integrales en municipios que hacen parte de los Programas de Desarrollo con Enfoque Territorial (PDET) y de Las Zonas Más Afectadas por el Conflicto Armado (ZOMAC) con autogeneración colectiva en el marco del Plan Nacional de Electrificación Rural, que hace parte de la Reforma Rural Integral del Acuerdo de Paz. Las principales razones para implementar comunidades energéticas son reducir los altos costos del servicio e incrementar la cobertura. Así mismo, se han asociado las iniciativas con el desarrollo del sector alimentario: para cercado eléctrico de especies menores, conservación de carnes y otros alimentos. Se espera que las comunidades energéticas favorezcan la diversificación de productos en el mercado, dinamizar su comercialización y mejorar la competitividad. Por otra parte, se plantea el uso de energía para mejorar el funcionamiento de instituciones educativas, gestión de residuos plásticos, y para fortalecer acueductos comunitarios y otros sistemas de gestión comunitaria del agua mediante la energización de la potabilización del agua.

PACÍFICO

El Pacífico es la región en donde más se ha identificado interés en el desarrollo de comunidades energéticas por parte del Ministerio. La gran mayoría de las iniciativas sobre la parte del valle del cauca se perciben desde las tecnologías solar fotovoltaica y otro porcentaje pequeño de biomasa y, de forma más marginal, se menciona el uso de otras fuentes de energía, entre ellas la hidroeléctrica o eólica. Dada las características geográficas de esta región tiene un gran potencial en energía hidráulica que puede ser aprovechada de manera integral por medio de los procesos organizativos y comunitarios de esta región. Así como en la región de la Orinoquía/Llanos, se identificó interés en el desarrollo de proyectos que hacen parte de las Soluciones Energéticas Integrales en municipios PDET y ZOMAC con autogeneración colectiva con el interés de mejorar el funcionamiento de instituciones públicas.

Las principales razones de interés para implementar proyectos de comunidades energéticas en la región son la falta de acceso a la energía y los elevados costos del servicio. Según las comunidades interesadas, esto ha generado dificultades para implementar proyectos productivos que sean rentables. La energía generada se espera utilizar para generar valor agregado en proyectos productivos; el aprovechamiento de residuos; el tratamiento de agua potable y aguas residuales, así como con sistemas de riego, y la electrificación de instituciones educativas.

No obstante, en esta región ya se están implementando iniciativas de energía comunitaria. Entre ellos, hay procesos organizativos de comunidades étnicas que hacen uso de biodigestores, fogones eficientes, bosques de leña, cercas eléctricas solares y paneles solares para facilitar el acceso a la energía a nivel comunitario, fortalecer procesos productivos y fomentar el cuidado del territorio.

CARIBE

En la región Caribe se ha identificado particular interés en comunidades energéticas que, en su mayoría corresponden a propuestas de energía solar. Estas propuestas están motivadas por la intención de reducir costos de la energía y la falta de acceso a este bien básico. Es de mencionar que en esta región la prestación de servicio público de energía eléctrica ha sido un detonante de conflictos entre partes. Por ello, la implementación de soluciones energéticas distribuidas y de autogeneración, articuladas a los usos finales desde una perspectiva territorial, contribuye a mitigar la problemática de la prestación de servicio público de la energía eléctrica.

Además, en el caso de San Andrés y Providencia se desea cambiar de generación de energía con plantas diésel por tecnologías de FNCER para proteger los ecosistemas. En relación con los usos que se les desea dar a las energías comunitarias en el Caribe han prevalecido los proyectos turísticos, los de extracción y potabilización de aguas subterráneas, particularmente en La Guajira, así como la electrificación de las instituciones educativas, que pueden contribuir a la reducción de cargas de cuidado para las mujeres.

CENTRAL

Los proyectos de comunidades energéticas que se quieren implementar en esta región son, como en el resto del país, predominantemente de energía solar, pero también se hace mayor mención de la biomasa y proyectos hidroeléctricos que en otras regiones. El interés en estos proyectos se fundamenta, principalmente, en el acceso a la energía que permita tener las condiciones para vivir una vida digna y fomentar el cuidado del territorio. Se busca usar la energía para fortalecer bienes para la comunidad que incrementen la seguridad, robustezcan el sistema de cuidado comunitario y construyan tejido social a través, por ejemplo, de las emisoras comunitarias. Además, se han pensado proyectos de soberanía alimentaria buscando un fortalecimiento del sector agropecuario (piscicultura, sistemas silvopastoriles, deshidratación de semillas, plantas, procesos de agroecología, entre otras) y el fortalecimiento del turismo. Sobresale el interés de desarrollar comunidades energéticas con el objetivo de diversificación de la economía en torno al turismo, restauración de ecosistemas y la pesca en municipios dependientes de los hidrocarburos.

En esta región ya están en marcha iniciativas de energías comunitarias con décadas de experiencia que buscan mejorar las condiciones para la vida digna a la vez que aportan a la conservación comunitaria del ambiente. Entre ellas, hay múltiples energéticos: biogás, paneles solares, gasificación, deshidratadores solares, bici-máquinas. Estos procesos están tanto en zonas rurales como en áreas urbanas, se asocian a prácticas de agroecología urbana, de protección del agua, mejoramiento del suelo, gestión de residuos, fortalecimiento de la economía solidaria y procesos productivos y de valor agregado.

EJE CAFETERO Y ANTIOQUIA

El interés en comunidades energéticas identificado en esta región es principalmente en energía solar y se concentra en Antioquia, seguido por Risaralda. En este último hay propuestas vinculadas

a la estrategia Soluciones Energéticas Integrales en municipios PDET y ZOMAC con autogeneración colectiva. En general, las iniciativas de esta región se asocian al fortalecimiento de proyectos del sector agropecuario. Particularmente se ha propuesto generar productos de mayor valor agregado a través de procesos industriales, así como asegurar la calidad de los productos para el sector panelero, cafetero y de lácteos. Por otro lado, sobresalen las propuestas es la electrificación de centros educativos y de espacios de uso cuidado comunitario. Finalmente, algunos proyectos que buscan reducir las cargas en el hogar mediante la energización de las viviendas también hacen parte de los proyectos planteados.

En esta región también se encuentran iniciativas de energía comunitaria. Entre ellas, hay iniciativas lideradas por mujeres de eficiencia en el uso energético que parten del cambio de patrones de uso y consumo textil, reduciendo y mejorando la gestión de residuos. Igualmente, se desarrollan estufas eficientes, deshidratadores solares, biodigestores, paneles solares, entre otras iniciativas. Estas propuestas han contribuido a la recuperación de plantas nativas, la reducción de gastos familiares en energía, disminución del uso de leña y sus efectos nocivos en la salud de las mujeres, se ha mitigado la deforestación y se ha generado valor agregado en proyectos productivos.

3 Estrategias de descarbonización, sustitución de energías fósiles y expansión de las energías renovables en los usos finales

Como se estableció en la metodología de la HdR de la TEJ (Minenergía, 2023b), así como en el diagnóstico base (Minenergía, 2023a) y otros documentos guía —por ejemplo, la Estrategia 2050 (Colombia, 2021)—, parte de los procesos de la TEJ consiste en sustituir en distintos sectores y usos finales los energéticos de origen fósil —el petróleo, el carbón y el gas—.

Aunque la sustitución de energéticos juega un papel importante, cabe mencionar que esquemas de eficiencia y suficiencia energética, todos enmarcados en los pilares de la TEJ, también son fundamentales. Por consiguiente, promover programas de educación y concientización sobre el uso racional de la energía y otros recursos naturales, así como posibles cambios en el comportamiento para conseguir una sociedad más sustentable, son una piedra angular de los esfuerzos de la TEJ. Esta educación debe abarcar la educación primaria, secundaria, técnica, tecnológica y superior, así como los hogares, tocando todos los ámbitos de la cotidianidad y permitiendo, por ejemplo, esquemas de respuesta a la demanda o de promoción de la eficiencia energética. También se permite así abrir debates y reflexiones sobre usos innecesarios de la energía y reducción factible de consumo sin implicar empeoramientos en la calidad de vida.

La educación y cambios comportamentales de la población se consideran de relevancia para los procesos de descarbonización. Aunque en este documento no se desarrollan estas estrategias, se considera pertinente la sensibilización sobre TEJ en la niñez y la juventud. Del mismo modo, se reconoce la importancia de fortalecer la cualificación y recualificación técnica y tecnológica en estas temáticas para contribuir tanto a viabilizar las estrategias de descarbonización como a dar mayores oportunidades laborales asociadas a la sustitución de energías fósiles y la expansión de las renovables.

La conjunción de estos elementos es una condición base para la adopción y sustitución tecnológica en los diferentes usos finales en los sectores residencial, comercial y público, industrial y de transporte. De la velocidad con que se adelanten dichas sustituciones dependerá también la velocidad a la que puede descarbonizarse el sector energético. A continuación, se describe brevemente la composición de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de este sector. Luego se presentan algunas de las principales alternativas actuales para sustitución de energías fósiles en el consumo final.

Como lo muestra la Figura 17, el sector de energía representó 30,7 % de las emisiones de GEI en 2018. De esta cifra, 12,5 % correspondió al sector transporte; 8,1 %, a las industrias de la energía (incluyendo generación eléctrica, refinación de hidrocarburos y fabricación de combustibles sólidos); 4,3 %, a la quema de combustibles fósiles en las industrias manufactureras y de construcción; 3 %, a las emisiones fugitivas del sector extractivo (predominantemente extracción de petróleo), y 2,8 %, a otros sectores. Vale la pena mencionar que las emisiones incluidas en el rubro “IPPU” (procesos industriales y uso de productos), que representaron 3,5 % de las emisiones totales de Colombia en 2018, corresponden en gran medida al uso *material* de energéticos de origen fósil como el carbón o el gas natural⁷. Por otro lado, con referencia al potencial de biomasa residual, de residuos pecuarios, residuos sólidos urbanos y los de plantas de tratamiento de aguas residuales, es importante señalar que representan una porción considerable de los rubros “residuos” y “gestión de estiércol” mostrados en la Figura 17.

⁷ Esto se refiere por ejemplo al uso de carbón metalúrgico para agregar carbono al hierro en la fabricación de acero, o de carbón térmico para agregar carbón a la caliza en la fabricación de cemento.

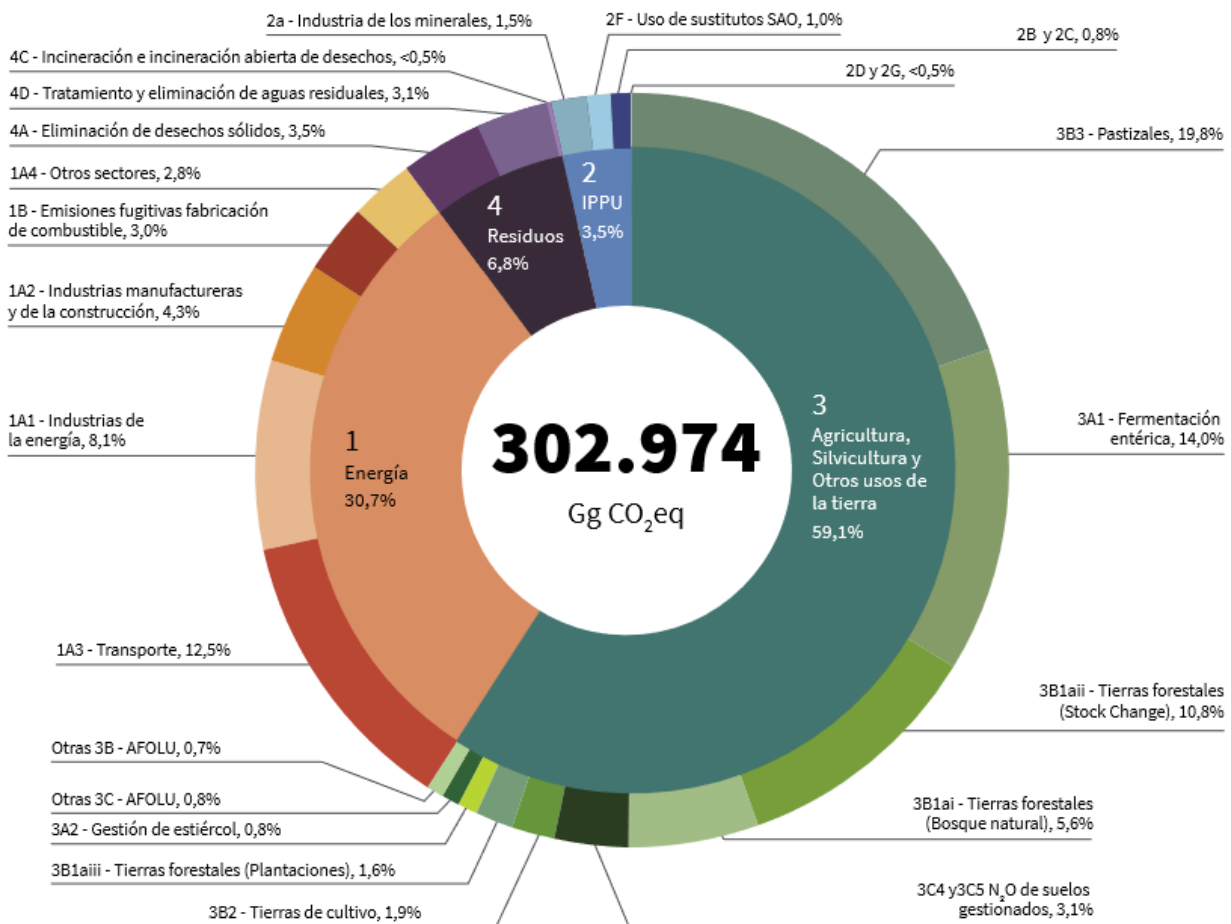


Figura 17. Participación por módulo y subcategoría en las emisiones de GEI, 2018

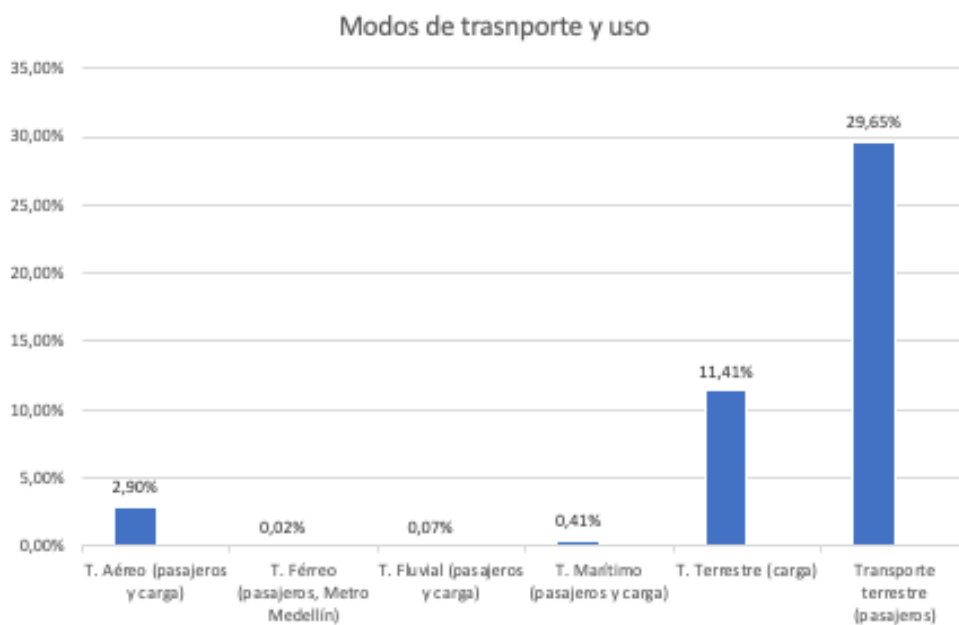
Fuente: IDEAM *et al.*, 2021, p. 105.

3.1 Sector transporte

Entre las emisiones de GEI del país el sector transporte representa el tercer rubro individual más importante luego de los pastizales y la fermentación entérica asociada con la ganadería (ver Figura 17). Según la Estrategia Nacional de Transporte Sostenible 2022, el 12,5 % de las emisiones nacionales de GEI son del sector transporte, y particularmente el modo carretero es el predominante, seguido por el modo aviación. Por otro lado, el 98,32 % de las emisiones contaminantes atmosféricas precursoras de GEI en el país correspondieron en 2018 al transporte carretero (Mintransporte, 2022). Esto tiene que ver con que dicho modo de transporte ha representado históricamente el mayor consumo energético de este subsector económico. Para 2006

representaba un 90,98 % (309.422 TJ) del consumo energético final del transporte y para 2021 representó un 92,35 % (543.846 TJ). El consumo energético del transporte terrestre de pasajeros —considerando transporte urbano e interurbano de servicio público, oficial y privado— fue de 392.670 TJ en 2021, es decir, un 29,65 % del consumo total nacional anual.

La alta demanda energética del transporte ubica a este sector con la mayor participación en el consumo final energético con relación a los demás sectores, equivalente a un 39,9 % de la demanda total nacional para 2020 y un 44,4 % para 2021 (UPME, 2021). Según lo indicado en la Figura 18, los energéticos utilizados en el sector transporte son gasolina de motor (47,9 %), diésel oil (42,3 %), *jet fuel*-kerosene (6,42 %), energía eléctrica del SIN (0,1 %) y *fuel oil* (0,03 %) son gas natural (3,2 %)y . Así pues, es importante categorizar los usos de este sector —enfocados tanto en el transporte de carga y mercancías como en el transporte de pasajeros en el ámbito urbano, interurbano, regional y nacional— con el fin de determinar los subsectores económicos y los medios de transporte que tienen un mayor impacto sobre el consumo de energéticos en el plano nacional, como se observa en la Figura 18.



Usos principales y participación de energéticos en sector automotriz

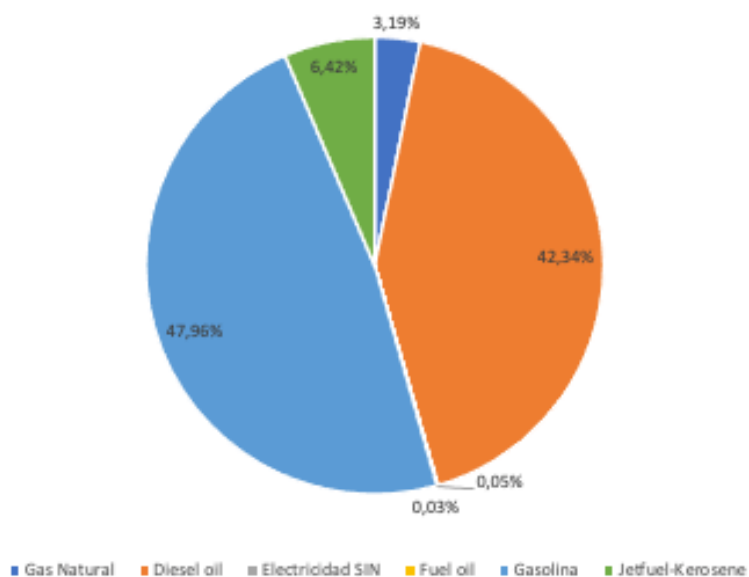


Figura 18 . Participación del sector transporte por modo y usos en el consumo final nacional, 2021

Fuente: elaboración propia con datos de UPME, 2021.

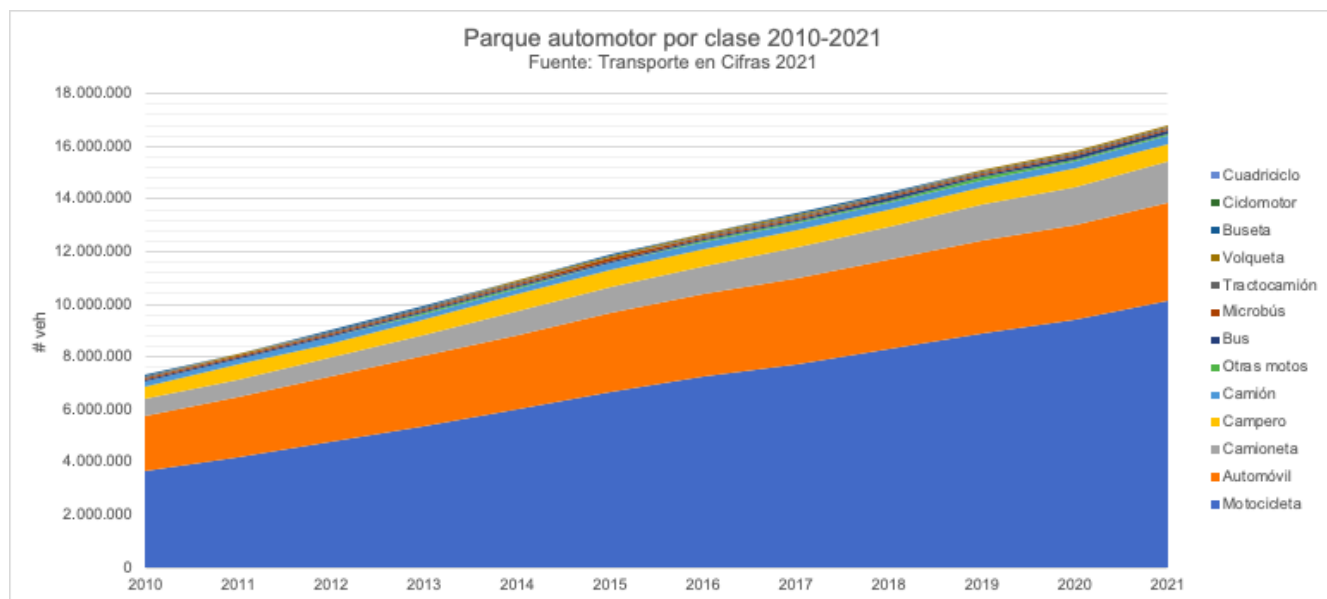


Figura 19. Parque automotor 2010-2021

Fuente: Mintransporte, 2021.

La Figura 19 muestra el aumento del parque automotor del país, siendo las motocicletas las de mayor crecimiento. Además, la Figura 20 permite constatar que el comportamiento de automóviles y camperos nuevos (público, particular, oficial y diplomático) es descendente desde 2011, pasando de 230.939 a 119.495 automóviles y camperos en 2021. Es importante indicar que en 2021 el comportamiento rompe su tendencia decreciente. Sin embargo, este cambio se atribuye a la época pospandemia de COVID-19.

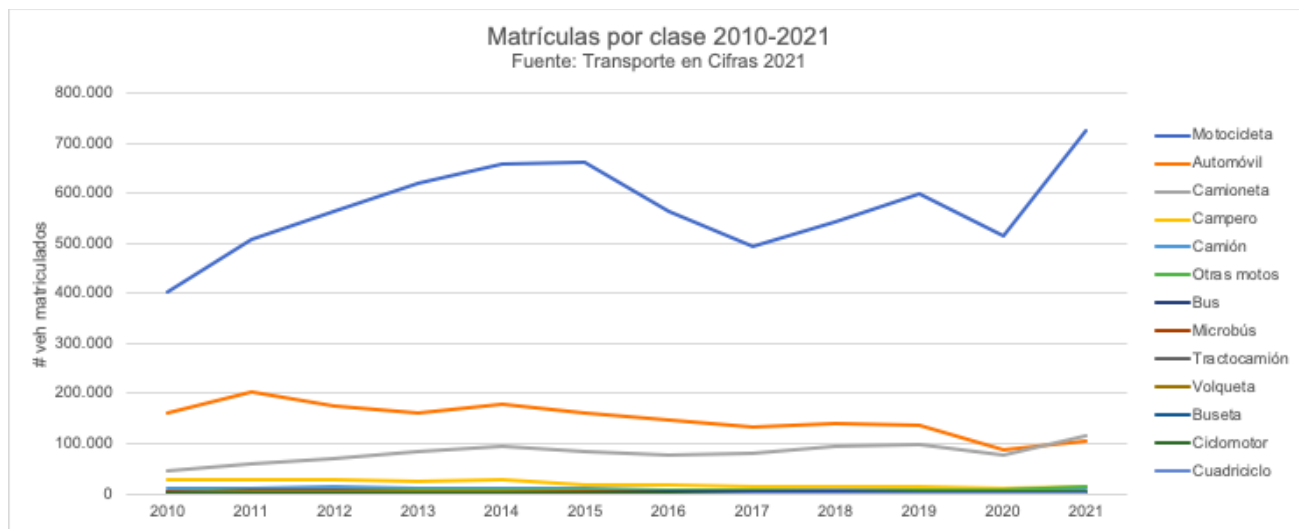


Figura 20. Matrículas (ventas) 2010-2021

Fuente: Mintransporte, 2021.

Para establecer caminos hacia la descarbonización del sector y sus modos la TEJ plantea pilares fundamentales como movilidad sostenible, transporte intermodal y ciudades inteligentes. Estas estrategias se adoptan teniendo en cuenta las políticas y medidas de movilidad y transporte a nivel mundial: movilidad sostenible, electromovilidad, gestión de la demanda del transporte, cambio modal, inter y multimodalidad (carga y pasajeros), sistemas de transporte inteligente y planeación urbana del transporte.

La movilidad sostenible se basa en el uso de diferentes modos de transporte limpios y eficientes, como vehículos eléctricos, transporte público, peatonalidad y bicicleta para reducir la dependencia de vehículos privados. Además de mejorar la calidad del aire, reducir la congestión del tráfico y mitigar el cambio climático, la movilidad sostenible también promueve sistemas de transporte más accesibles y saludables para la sociedad. Este enfoque también incluye la posibilidad de transporte multimodal durante un viaje, lo que generalmente tiene impactos positivos en la reducir la congestión del tráfico, disminuir la contaminación y mejorar la eficiencia

del transporte. Resulta importante indicar que el cambio modal no solo se refiere a pasajeros, sino que también incluye el transporte de carga. En ese sentido, se puede entender como el uso de diferentes medios de transporte para movilizar carga o pasajeros. Por ejemplo, en un viaje al trabajo se puede hacer uso de bicicleta, caminata y transporte público (bus o tren), o vehículo privado, caminata-bicicleta y transporte público o bicicleta-caminata para viajes cortos y optar por compartir vehículo con otros en lugar de conducir solo.

3.1.1. La electromovilidad y la reindustrialización automotriz

Las emisiones de GEI relacionadas con el tráfico vehicular han demostrado una tendencia creciente, ligada al aumento en el uso de vehículos particulares y la alta proporción de carga transportada por carretera. Más recientemente, se ha evidenciado una creciente penetración de motocicletas y vehículos de tres ruedas. En efecto, el Mintransporte (2021), en su informe anual Transporte en Cifras, reportó un total de ventas de 724.000 vehículos de estas clases en 2021, representando un aumento de 40,3 % con respecto a 2020. Este panorama es alarmante por el alto consumo de energéticos fósiles y las emisiones derivadas. De igual forma, se advierte un riesgo de mayores costos de los combustibles líquidos debido a la creciente exposición de Colombia a importaciones de gasolina y diésel (véase sección 3.4, Minenergía, 2023a).

En consecuencia, es clara la necesidad de plantear alternativas para solventar las demandas energéticas en el transporte, así como para encontrar soluciones menos dependientes de los combustibles fósiles en la movilidad. La electrificación del sector del transporte, es decir, la implementación acelerada de medidas de electromovilidad, es una de las opciones más viables. Iniciar por el transporte público que contribuyan a reducir la dependencia de los combustibles fósiles y las emisiones generadas, se presenta como una de las viables. Un aspecto clave en este sentido es la disminución del precio de las baterías de iones de litio y la tendencia decreciente en los costos de los vehículos eléctricos. Dado este panorama se espera que los costos de adquisición y mantenimiento de tales tecnologías disminuyan en los próximos años (Torres-Pamplona *et al.*, 2021; Adamson & Cipoletta Tomassian, 2022).

La Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica 2020 (ENME 2020) propone en sus cuatro líneas de acción impulsar aproximaciones específicas al mercado, acciones que incentiven y faciliten la transición hacia tecnologías de cero y bajas emisiones, crear y fortalecer el marco

regulatorio, político e institucional y desarrollar infraestructura de recarga hoy, previendo y anticipándose a la transformación de la movilidad, lo cual se alinea con la TEJ del sector transporte.

Para acelerar la tendencia de electrificación de vehículos de toda clase en Colombia es necesario, por un lado, impulsar políticas públicas que incentiven a la industria y al consumidor final a adquirir estos vehículos en el mercado y, por otro, acelerar la estrategia de electrificación de la infraestructura vial. Esto último incluye tanto vías primarias como secundarias y supone promover la electromovilidad no solo en ambientes urbanos, sino también con el transporte interurbano y de carga en zonas rurales (vías y estaciones de carga eléctrica). Desde una perspectiva económica, la TEJ considera que la electromovilidad es una oportunidad para la reindustrialización de los sectores automotriz y energético pues los procesos subsecuentes de electrificación de la movilidad se visualizan hoy como un foco de desarrollo económico e industrial para las próximas décadas bajo las siguientes consideraciones:

- 1) Producción nacional de vehículos eléctricos y suministros, que hoy en día se encuentra en fases de desarrollo por emprendedores y empresas locales, con la consecuente generación de empleos (como Eolo Motors, que ha desarrollado varios prototipos de vehículos particulares junto con la Universidad Minuto de Dios y bajo revisión de la Universidad de Purdue, o Tractec S. A. S., que desarrolló el primer carro eléctrico de carga en Latinoamérica).
- 2) Reconversión del parque automotor antiguo a eléctrico en las categorías que por su ficha técnica y requerimientos energéticos lo habiliten (ver documento “Estrategia para la reconversión de vehículos de combustión interna a eléctricos (*retrofit*) en el marco de la Transición Energética Justa, Ministerio de Minas y Energía”).
- 3) Impulso a la infraestructura vial y eléctrica pues la movilidad sostenible requiere sistemas de transporte y su infraestructura adecuada (calles, vías primarias, secundarias y terciarias, señalización, semaforización, etc.) para alcanzar velocidades medias que impacten la eficiencia energética. Por otro lado, es indispensable acelerar la infraestructura de carga eléctrica tanto rápida como lenta, que permita el suministro a los vehículos en ciudades, zonas rurales y vías nacionales.
- 4) Nuevos servicios de energía para los usuarios (estaciones de carga en casa y en la ciudad), entre otras innovaciones.

3.1.2. Movilidad sostenible e incluyente, hacia un entorno menos motorizado

Los sistemas de transporte buscan resolver el desplazamiento de pasajeros o carga entre su origen y su destino de una forma óptima tanto en zonas rurales como urbanas. Al contar con varios modos de transporte es posible tener una *distribución modal*, de acuerdo con el uso y la preferencia de los modos. En ese sentido, la movilidad sostenible busca promover las alternativas más eficientes y amigables con el medio ambiente a la hora de la elección del modo (Jeyaseelan *et al.*, 2022). Un ejemplo típico de movilidad sostenible en centros urbanos es el fomento del transporte público en combinación con medios no motorizados como las bicicletas y la peatonalidad, lo que resulta en una disminución de la tasa de viajes en vehículos motorizados, especialmente aquellos de uso individual, e implica un menor consumo de combustibles fósiles y una reducción de kilómetros recorridos en vehículos cuya ocupación es típicamente baja (Pelgrims *et al.*, 2020).

La Figura 21 muestra los resultados de la Encuesta 2021 de Calidad de Vida (DANE, 2021), apreciándose que la movilidad activa (caminatas de por lo menos 15 minutos), el vehículo particular, la moto y el transporte público en general son los medios más comunes para desplazamientos habituales por trabajo.

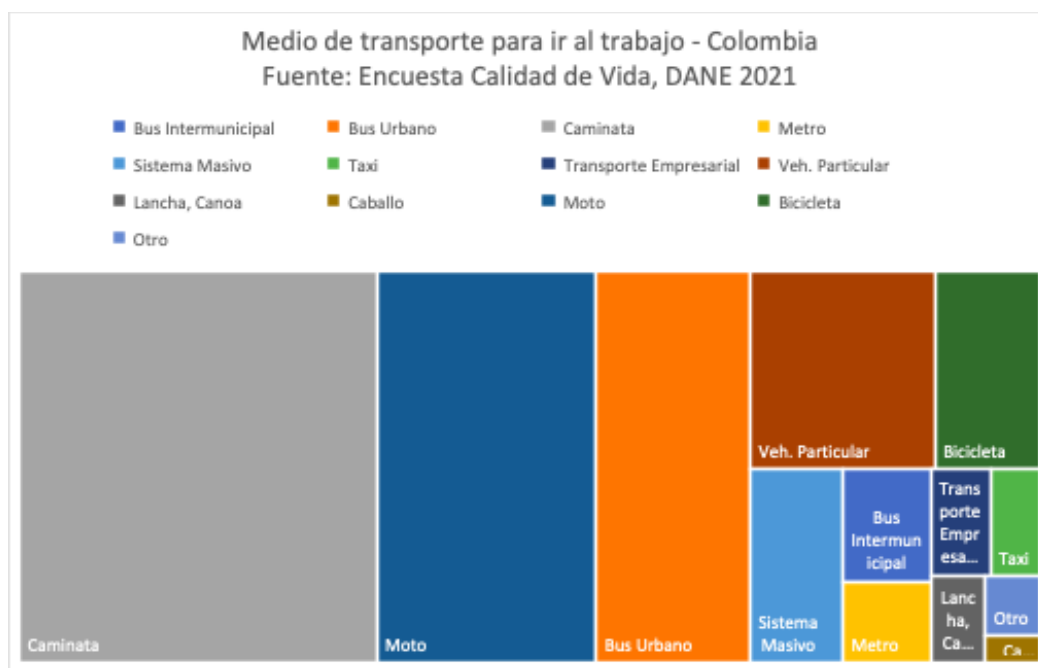


Figura 21. Medios de transporte para actividades de trabajo

Fuente: DANE, 2021.

3.1.3. Gestión de la demanda y cambio modal: la bicicleta y la movilidad no motorizada

El consumo de energía en el transporte puede reducirse mediante el aumento de la eficiencia energética de los distintos modos de transporte o el cambio a opciones más eficientes. Este enfoque, conocido como *cambio modal*, representa una de las herramientas más empleadas por los planificadores urbanos y de transporte en la búsqueda de una movilidad sostenible. De hecho, este concepto es ampliamente mencionado en la Estrategia Nacional de Transporte Sostenible (Mintransporte, 2022).

En ese sentido, uno de los modelos de transporte más representativo del cambio modal se denomina *Binomial Logit* (Ortúzar & Willumsen, 2011), el cual considera, mediante una función de utilidad (preferencia de modo), el porcentaje de usuarios que estaría dispuesto a cambiar de un modo de transporte a otro. La HdR de la TEJ ha empleado el modelo *Logit* para estimar el cambio modal en los diferentes escenarios entre transporte privado (vehículos particulares, como automóviles, camperos y motos) y sistemas de transporte público, bajo el supuesto de una mejor oferta de este último, o uso de la bicicleta como medio alternativo, suponiendo mejores condiciones viales y de seguridad. En ambos casos el cambio modal implica una mejora en el consumo energético al desplazar la demanda del vehículo privado al sistema de transporte público o al no motorizado. Por lo tanto, habría una reducción del consumo de combustible fósil, una optimización de eficiencia energética para transporte de pasajeros y carga, así como un incremento en el rendimiento del combustible representado en kilómetros recorridos por cada litro consumido (km/l).

3.1.4. Transporte multimodal y redistribución de la carga

En relación con el transporte de carga, se muestra a continuación la tendencia histórica de la distribución modal anual en miles de toneladas para el periodo 2000-2021 de acuerdo con el reporte anual Transporte en Cifras (Mintransporte, 2021). Se observa en la Figura 22 que la tendencia del volumen transportado de carga es creciente, específicamente en la participación del transporte carretero, mientras que el transporte férreo ha disminuido al menos en la última década. Para las autoridades de transporte, energía y logística esto exige un esfuerzo conjunto en pro de la descarbonización, la cual debe contemplar un fuerte impulso a la distribución *inter* y *multimodal* (Heinen & Mattioli, 2019), incorporando nuevos tramos e infraestructura de transporte férreo y mejorando continuamente la navegabilidad fluvial para aliviar la carga terrestre

y, por ende, mitigar el consumo de combustibles fósiles y las emisiones de GEI. Esto se asocia también a una mejora de la eficiencia y la implementación de soluciones orientadas a la optimización de puertos marítimos, *hubs* logísticos y corredores de carga, así como la incorporación de energéticos alternativos, como el hidrógeno (Minenergía, 2021). Como parte de esta estrategia se contempla también, de manera relevante, un impulso acelerado de la *electromovilidad* para el transporte de carga terrestre carretero y férreo, debidamente acompañado de políticas de renovación de la flota de camiones, tractocamiones y afines (como el Programa de Modernización de Vehículos de Carga estipulado en el Decreto 1070 de 2015); programas de financiamiento accesibles para los propietarios de dichas flotas; iniciativas de conducción eficiente y tecnologías de monitoreo y optimización de consumo energético, navegación y enrutamiento.

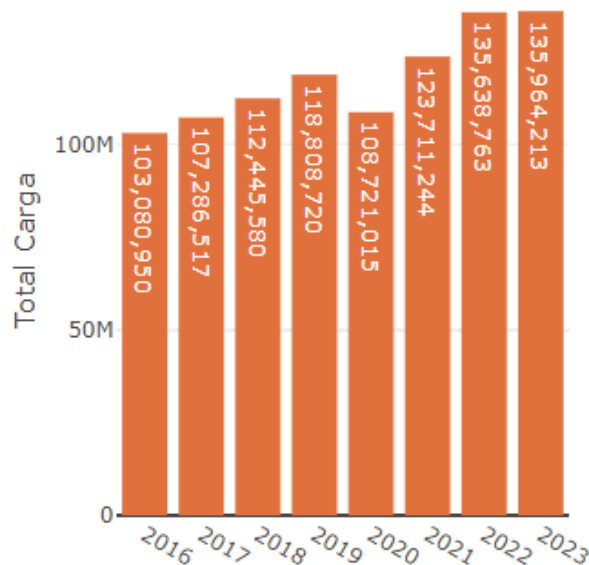


Figura 22. Cantidad de toneladas transportadas de acuerdo al modo, 2000-2021

Fuente: Mintransporte, 2021.

3.1.5. Ciudades inteligentes y digitalización del transporte

La tendencia urbanística mundial denominada *smart cities* o *ciudades inteligentes* considera el transporte como un componente esencial del desarrollo sostenible de los centros urbanos. Es por ello que se plantea la *digitalización del transporte* como un habilitador y acelerador del *transporte*

verde y la descarbonización. Las tecnologías de la industria 4.0, la conectividad, los desarrollos recientes en inteligencia artificial, el internet de las cosas (IoT, por sus siglas en inglés), el uso de sensores a bordo, los sistemas de navegación altamente asistida y la telemetría, entre otras innovaciones, ya se han implementado en sistemas de transporte masivo en ciudades como Bogotá y Medellín (Duque Franco, 2016). Estas tecnologías se visualizan en el horizonte cercano y muestran un gran potencial de adopción a largo plazo. En este contexto, entre los componentes más relevantes se cuentan la integración de servicios digitales y la democratización del acceso a la información. Por ejemplo, mediante la implementación de servicios de enrutamiento origen-destino, información en tiempo real del transporte público, facilidades a personas con alguna condición de discapacidad o vulnerabilidad en diferentes puntos de la infraestructura de transporte, etc.

En cuanto a la integración de servicios digitales resulta fundamental la estandarización de la infraestructura de carga eléctrica, abarcando todos los tipos de vehículos y medios de pago para la recarga. Este enfoque tiene como objetivo simplificar y mejorar la experiencia de recarga de los usuarios de vehículos eléctricos.

3.1.6. Conducción eficiente

El subsector de transporte de carga presenta un alto consumo energético debido a su volumen, las largas trayectorias entre puertos y nodos de distribución y la topografía montañosa de nuestro país, que demanda altos torques y, por ende, mayor energía. Por lo tanto, es necesario en primer lugar *mejorar la eficiencia energética*, implementar luego una estrategia de electromovilidad para las categorías electrificables y promover el uso de combustibles alternativos como biocombustibles, biocombustibles avanzados y combustibles sintéticos o *e-fuels* en un panorama futuro.

En esa dirección, y contemplando un panorama de ejecución a corto plazo (antes de 2030), los programas y capacitaciones sobre conducción eficiente son una herramienta valiosa para aumentar la eficiencia energética, reducir el consumo de combustible y dar un primer paso en la descarbonización del transporte terrestre de carga. Estos programas se orientan a conductores, operadores y mandos medios de las empresas de carga y propietarios de vehículos. Un programa de ese tipo consiste en transferir el conocimiento de expertos a los operadores de vehículos de carga pesada para que su estilo de conducción optimice el consumo de combustible. El resultado de su implementación se ve representado en el incremento en la eficiencia energética de las flotas, con

indicadores de rendimiento medibles, como la economía del combustible y la cantidad de emisiones por trayectoria (GIZ México, 2023). Además, un factor que facilita la medición del impacto de los programas de conducción eficiente es el uso de tecnologías a bordo para monitoreo de eficiencia energética, particularmente telemetría o sistemas de posicionamiento global (GPS, por sus siglas en inglés).

Experiencias internacionales han evidenciado que es posible obtener resultados favorables con esta estrategia pues existen casos que muestran un ahorro de combustible del 6 % al 30 % (en tractocamiones con carga se ha logrado un 11 %) en México (CNUEE, 2020). Esto a su vez es atractivo para los propietarios de vehículos y empresas pues dicho ahorro se refleja de manera directa en los costos de operación de la flota, dada la reducción del volumen de combustible requerido por trayecto. Por lo tanto, también se deriva como resultado una reducción *medible* de las emisiones, dadas las tecnologías y los sensores a bordo para monitorear el desempeño de las flotas en tiempo real.

3.1.7. *Sistemas inteligentes de transporte*

Un componente importante del transporte son los sistemas de navegación y enrutamiento, que permiten una planeación eficiente de la ruta óptima de los viajes, ya sean de carga o de pasajeros. En algunos de los sistemas de transporte —como el marítimo, el fluvial y el aéreo— es fundamental contar con sistemas de navegación que usan triangulación satelital o GPS y adicionalmente sistemas de navegación inercial que determinen la menor distancia al destino (problema del camino más corto, *shortest-path algorithm*). Mediante la optimización de la trayectoria es posible disminuir significativamente el volumen de combustible consumido ya que disminuyen los kilómetros recorridos, aumentando la eficiencia energética de los viajes, es decir, reduciendo el consumo de combustible por trayectoria.

3.1.8. *Energéticos de transición*

Aunque todos los cambios modales y las iniciativas de descarbonización consideran la electromovilidad como la mejor opción para reducir las emisiones de carbono en el sector, es importante reconocer que este proceso de transición presenta una alta complejidad y costos significativos. De acuerdo con el análisis plasmado en el documento “Producto 4: escenarios que nos preparan para el futuro”, en el contexto de las estrategias de descarbonización el gas natural, el gas licuado de petróleo (GLP) y los biocombustibles son considerados “energéticos para la

transición”. En el caso de los biocombustibles, las mezclas pueden reducir las emisiones de GEI considerando su ciclo de vida, y para el caso del gas, se considera de bajas emisiones. Es relevante mencionar que, en comparación con el diésel y la gasolina, el gas ofrece una reducción significativa de las emisiones de GEI, a la par que se presenta como una opción más económica. Además, su adopción permite utilizar una mayor cantidad de componentes de los vehículos que pueden ser adaptados para su funcionamiento con este combustible.

Sin embargo, es esencial tener en cuenta que, a pesar de estas ventajas, el gas todavía tiene un fuerte impacto ambiental y no es una solución definitiva para lograr una descarbonización completa del sector transporte. A largo plazo la electromovilidad sigue siendo el objetivo principal, pero durante la transición hacia un sistema más sostenible el gas puede desempeñar un papel importante en la reducción de las emisiones y la mejora de la eficiencia.

Es fundamental continuar investigando y desarrollando tecnologías y políticas que aceleren la adopción de vehículos eléctricos y otras alternativas limpias en el transporte. Asimismo, se deben fomentar las inversiones en infraestructura necesaria para impulsar la electromovilidad y hacerla más accesible para todos. Con un enfoque integral y estratégico podemos avanzar hacia una movilidad más sostenible y respetuosa con el medio ambiente, aprovechando las ventajas que el gas y otras opciones de transición pueden ofrecer mientras avanzamos hacia un futuro verdaderamente descarbonizado.

3.2 Sector residencial y terciario

3.2.1. Sector residencial

Para 2021 el sector residencial demandó 260 PJ, de los cuales el 66 % corresponde a energéticos para cocción (35 % leña, 22 % gas natural, 9 % GLP) (ver Figura 23). Sin embargo, estas proporciones cambian significativamente entre usuarios urbanos y rurales. Entre los usuarios urbanos la electricidad suple el 50 % de la demanda total de energía para usos de refrigeración, iluminación y alimentación de otros electrodomésticos, mientras que la cocción se hace principalmente con gas natural y GLP, equivalentes al 37 % y el 8 % del consumo respectivamente. Entre los usuarios rurales la leña para cocción corresponde al 67 % del consumo total de energía debido a que los fogones que se usan actualmente cuentan con eficiencias por debajo del 10 % (UPME, 2022c).

Finalmente, se caracterizaron los principales usos del sector residencial como se muestra en la Figura 24, identificando que la cocción representa aproximadamente el 67 % de los usos, seguida por la refrigeración con el 13 % y la alimentación de otros tipos de electrodomésticos con el 20 %. Esto permite destacar que —aunque a nivel nacional se han tomado medidas para mejorar la eficiencia energética de algunos electrodomésticos de refrigeración, iluminación, lavado de ropa, entretenimiento, entre otros, los cuales han tenido una penetración gradual en los hogares del país (UPME, 2022b)— en esta sección se centrará el análisis en las acciones y tecnologías requeridas para la cocción de alimentos, con el fin de descarbonizar y optimizar el proceso.

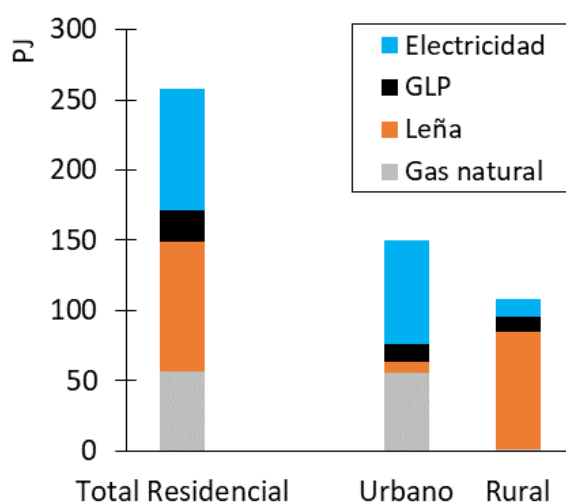


Figura 23. Consumo de energéticos en el sector residencial en 2021

Fuente: elaboración propia con datos de UPME, 2021.

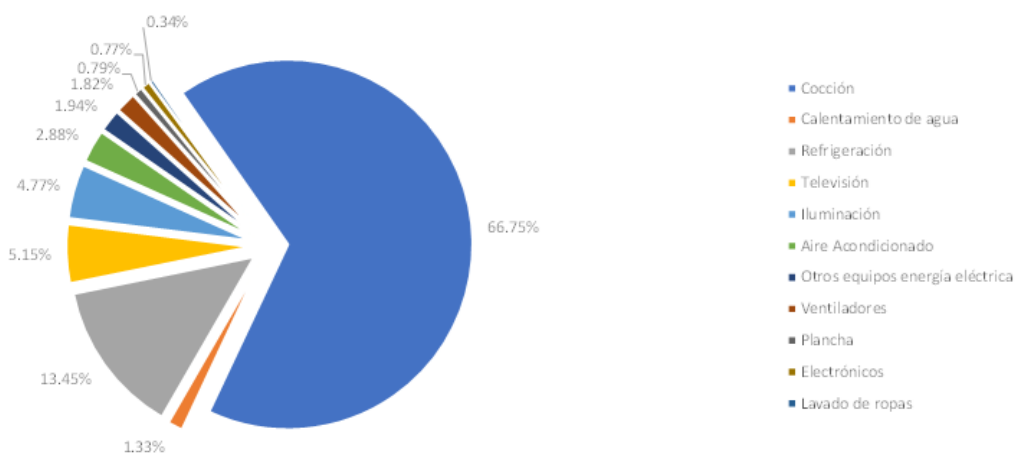


Figura 24. Usos finales de la energía en el sector residencial colombiano

Fuente: elaboración propia con datos de UPME *et al.*, 2019.

En relación con la TEJ en el sector residencial es importante considerar las posibilidades y necesidades de reemplazar los consumos de energía fósil por FNCER y sustituir los usos de la leña, ineficientes y perjudiciales para la salud, por alternativas más limpias y seguras. Este cambio deberá tener en cuenta las condiciones climáticas, culturales y de género de las distintas poblaciones. Así, beneficiar al usuario final puede darse a partir de las tecnologías que se describen en la tabla 4, considerando su implementación a corto, mediano y largo plazo. Adicional al suministro de energía, resulta fundamental proporcionar educación y formación en los temas relacionados con eficiencia energética, consumo racional de energía y cambios de comportamiento que ayuden a la disminución de la huella de carbono y la apropiación por parte de la población de la necesidad de estos cambios para que perduren de generación en generación.

En las zonas urbanas es común encontrar estufas alimentadas por gas natural o GLP. Las zonas rurales también utilizan este tipo de gasodomésticos, pero tal uso se encuentra supeditado a una menor disponibilidad del combustible. Además, en las áreas rurales es común el uso de estufas de leña o carbón (en un porcentaje marginal) (UPME, 2022c), que presentan problemas asociados con la contaminación del aire dentro de los hogares. Las emisiones concentradas de GEI, material particulado y contaminantes de vida corta son causantes de enfermedades respiratorias en los habitantes de las viviendas (UPME, 2022c).

En la tabla 4 se describen las tecnologías actualmente disponibles y con potencial de desarrollo comercial en la industria colombiana. Es importante anotar que estufas eléctricas, de inducción, hornos eléctricos o freidoras de aire son tecnologías maduras comercialmente disponibles en el territorio nacional. No obstante, existen limitaciones asociadas a cada tecnología que es importante identificar y ajustar a mediano y largo plazo para garantizar la sustitución. Entre otras están los altos costos de inversión o instalación, así como el estado de las redes de electricidad, que pueden atenderse a través de la combinación de programas de apoyo estatal, mejores esquemas de financiación, cambios regulatorios, etc. Asimismo, el uso de hidrógeno como sustituto de gas natural para cocción presenta múltiples desafíos, entre los cuales se destacan el costo de producción —el cual debe ser cubierto por el usuario final— o la disminución en la densidad energética del gas transportado —que genera costos adicionales en la infraestructura de distribución—.

Tabla 4. Principales alternativas tecnológicas para sustitución de combustibles fósiles/leña y desarrollo de la eficiencia energética en otros usos

Tecnología sustituta	Transición de energéticos	Ventajas y desventajas	Plazo de implementación
Urbano			
Hornos eléctricos	Sustitución de GLP y gas natural por electricidad	Ventaja: proceso óptimo de cocción de múltiples alimentos a la vez. Desventaja: requieren un suministro eléctrico con buena calidad de energía.	Corto (2026)
Estufas de inducción para cocción, de dos a cuatro hornillas	Sustitución de GLP y gas natural por electricidad	Ventaja: alta eficiencia en la cocción, consumo de energía menor que las estufas eléctricas. Desventaja: requieren un suministro eléctrico con buena calidad de energía, se podría necesitar nueva batería de utensilios de cocina apropiados para estas estufas.	2023-2030: implementación de cobertura en gas natural que ya se encuentra planeada y a la vez se inicia la evaluación de los nuevos proyectos para evitar las inversiones innecesarias en infraestructura de combustibles fósiles. Adicionalmente, se debe habilitar la infraestructura de redes eléctricas en edificaciones nuevas para la inclusión de las estufas de inducción. 2030-2040: inicio de conversión y reemplazo en grandes ciudades.

			2040-2050: aceleración y reemplazo en ciudades intermedias y pequeñas regiones urbanas.
Freidoras eléctricas de aire caliente	Sustitución de GLP y gas natural por electricidad	Ventaja: mejora la cocción y se ahorra energía al mismo tiempo. Desventaja: cocción de un tipo de alimento a la vez, capacidad limitada.	Corto (2026)
Rural			
Estufas a gas de dos a cuatro hornillas	Sustitución de leña por gas natural y GLP	Ventaja: reducción de emisiones perjudiciales para la salud en comparación con la leña, mejor eficiencia energética que fogones de leña. Desventaja: uso de combustibles fósiles como combustibles de transición, menor eficiencia energética que estufas eléctricas de inducción. Los usos ancestrales y culturales de la leña deben contemplarse en las alternativas de sustitución. Desventaja: emisiones NO _x asociadas a la combustión de gas.	Corto-mediano (2030-2035): como energéticos de transición y según planes indicativos de expansión de cobertura (UPME & Marín, 2017) y Plan Nacional de Sustitución de Leña (UPME, 2022c), mientras se desarrolla infraestructura para migrar a otras alternativas. Esta sustitución solo se debe centrar en los planes de expansión de redes existentes y contratados para evitar las inversiones innecesarias en infraestructura de combustibles fósiles.

		Desventaja: dependencia de fósiles (potencial carbon <i>lock-in</i>).	
Estufas eléctricas de cocción, de dos a cuatro hornillas	Sustitución de leña por electricidad	Ventaja: alta eficiencia en la cocción, operan en condiciones de baja calidad de energía. Desventaja: altos consumos por las resistencias eléctricas. Los usos ancestrales y culturales de la leña deben contemplarse en las alternativas de sustitución	Corto (2026): poblaciones con baja calidad de energía eléctrica.
Estufas de inducción para cocción, de dos a cuatro hornillas	Sustitución de usos ineficientes de leña y GLP por electricidad	Ventaja: alta eficiencia en la cocción, consumo de energía menor que las estufas eléctricas. Desventaja: requieren un suministro eléctrico con buena calidad de energía, se podría necesitar nueva batería de utensilios de cocina apropiados para estas estufas, no aplica a comunidades aisladas con suministro diésel y SSFV dada las altas cargas que demandan.	Mediano (2030): en ciudades intermedias y zonas rurales interconectadas a la red, que garanticen suministro con buena calidad de energía. Largo plazo: inicio de sustitución de GLP en todas las regiones rurales, garantizando acceso a electricidad con buena calidad de la energía.

		Los usos ancestrales y culturales de la leña deben contemplarse en las alternativas de sustitución.	
Freidoras eléctricas de aire caliente	Sustitución de leña y GLP por electricidad	Ventaja: mejora la cocción y se ahorra energía al mismo tiempo. Desventaja: cocción de un tipo de alimento a la vez, capacidad limitada, se debe evaluar en comunidades aisladas con suministro diésel y SSFV, dado que demandan altos niveles de energía para este tipo de soluciones.	Mediano (2030): en ciudades intermedias y zonas rurales interconectadas a la red que garanticen suministro con buena calidad de energía.
Estufas ecoeficientes (p. ej., estufa justa, estufa antioqueña, estufa onil y otras)	Sustitución de usos ineficientes de leña por usos eficientes y seguros de leña, madera, <i>pellets</i> , entre otros	Ventaja: disminuye el consumo de leña, se controla la emisión de emisiones contaminantes que afectan la salud de los habitantes de las viviendas. Desventaja: mantenimiento especializado que garantice la sostenibilidad de las estufas.	Corto (2026) y mediano (2030): si se impulsan cultivos dendroenergéticos, modelos de desarrollo productivo de peletización y preparación del energético. Mediano-largo: en un pequeño porcentaje para garantizar usos culturales de la leña.

Estufas de cocción con biogás a partir de biomásas	Sustitución de usos ineficientes de leña y GLP por biogás	Ventaja: disminuye el consumo de leña, se controla la emisión de emisiones contaminantes que afectan la salud de los habitantes de las viviendas. Desventaja: mantenimiento especializado que garantice la sostenibilidad de las estufas, garantía del suministro del biogás.	Mediano (2030): es necesario adelantar los estudios previos pertinentes que garanticen el suministro confiable del biogás. Mediano-largo: se puede iniciar sustitución de GLP por biogás.
Estufas solares de concentración o de caja aislada	Sustitución de usos ineficientes de leña y GLP por radiación solar	Ventaja: cocción limpia, se puede utilizar en todo el territorio nacional, utiliza solo radiación solar. Desventaja: limitada capacidad, ineficiencia cuando hay nubosidad o baja radiación, cocción lenta. Requiere mayor espacio o edificaciones adaptadas para soportar sistemas pesados.	Mediano-largo (2040-2050): se necesita mayor madurez en la tecnología

Fuente: elaboración propia.

Sobre la sustitución de la cocción con gas por estufas de inducción es necesario considerar cómo ese tránsito puede afectar financieramente trayectorias actuales de ampliación de la cobertura de gas natural entre 2023 y 2030, toda vez que pueden requerirse tiempos de recuperación de la inversión. Asimismo, es importante tener mayor información sobre el consiguiente aumento de la demanda eléctrica, dado que puede constituir una carga importante para los sistemas eléctricos, requiriendo expansiones en todos los niveles de tensión. Para que dichas expansiones operen en los horizontes de migración de una tecnología a otra, esta debe empezar a planearse y ejecutarse lo antes posible.

Otro consumo con potencial de sustitución de combustibles fósiles es el calentamiento de agua sanitaria, que es frecuente entre poblaciones que se encuentran por encima de los 1000 m s. n. m., y en especial en las que se encuentran en clima frío o páramo (UPME, 2012). Actualmente, es frecuente el uso de duchas eléctricas en zonas rurales y viviendas de estratos bajos (UPME, 2012), mientras que en estratos altos en zonas urbanas las tecnologías más usadas utilizan gas natural, GLP y calentadores eléctricos de paso. Para calentamiento de agua sanitaria existen tecnologías maduras individuales y centralizadas que utilizan electricidad, energía solar o calor residual, disponibles comercialmente, como se muestra en la tabla 5.

Tabla 5. Principales alternativas tecnológicas para sustitución de combustibles fósiles en calentamiento de agua sanitaria y otros usos en sector residencial

Tecnología sustituta	Transición de energéticos	Ventajas y desventajas	Plazo de implementación
Calentadores solares térmicos individuales o centralizados	Sustitución de gas natural y GLP por energía solar térmica	Ventaja: tecnología madura desarrollada comercialmente, apropiada para usuarios rurales, estratos bajos y agrupaciones de usuarios de propiedad horizontal.	Corto (2026): involucrar a constructores para incluir la tecnología en los diseños de nuevas unidades habitacionales VIP y VIS.

		Desventaja: definir especificaciones técnicas que garanticen la calidad de los sistemas a instalar; incluirlos en proyectos de vivienda de interés social (VIS) y vivienda de interés prioritario (VIP). No se puede calentar agua de noche ni en la madrugada.	Mediano (2030): masificar la tecnología en unidades constructivas nuevas del sector residencial. Largo (2050): cubrir a todos los usuarios residenciales nuevos y existentes.
Calentadores de paso eléctricos individuales	Sustitución de gas natural y GLP por electricidad	Ventaja: tecnología madura incluida en el Reglamento Técnico de Etiquetado (RETIQ), apropiada para usuarios residenciales y rurales que cuenten con energía eléctrica de red del SIN. Desventaja: equipos de alto consumo energético, uso individual.	Se puede promover su implementación a corto plazo (2026).
Bombas de calor	Sustitución de gas natural y GLP por energía solar fotovoltaica	Ventaja: tecnologías eficientes, apropiadas para sistemas colectivos de calentamiento de agua. Desventaja: altos costos, tecnología en desarrollo.	Largo: según desarrollo de la tecnología.

Distritos energéticos	Energía eléctrica / energías renovables o reutilizables	Ventaja: tecnología madura, que permite una transición del uso de combustibles fósiles y puede dar lugar a una reducción del 30 %-50 % del consumo de la energía primaria. Ventaja: sistemas de alta eficiencia para la producción centralizada, lo cual se traduce en una mayor eficacia y un menor consumo eléctrico por unidad de energía térmica producida, en comparación con los sistemas convencionales. Ventaja: Establecimiento de nuevos modelos regulatorios para el comercio de servicios energéticos. Desventaja: se requiere actualización del entorno regulatorio para facilitar las inversiones a largo plazo y la comercialización de servicios energéticos.	Corto (2026): adopción del Reglamento Técnico de Sistemas e Instalaciones Térmicas (RETSIT); desarrollo de fuerza laboral competente para la instalación, operación y mantenimiento de las nuevas tecnologías; instrumentos de gestión del territorio actualizados, que permitan sectorizar y crear unidades zonales que compartan servicios y funcionalidades para habilitar el desarrollo de distritos energéticos. Mediano (2030): lineamientos de construcción sostenible que viabilicen la implementación del modelo de distrito energético con tecnologías de bajo impacto ambiental en nuevas construcciones; actualización del entorno regulatorio para facilitar
-----------------------	---	---	---

		Desventaja: proyectos a mediana y gran escala que requieren una estructuración y planeación costosa.	las inversiones a largo plazo y la comercialización de servicios energéticos. Largo (2050): modelos de distritos energéticos implementados en nuevas edificaciones.
--	--	--	---

Fuente: elaboración propia.

3.2.2. Sector terciario

En 2021 el sector terciario demandó 78 PJ, de los cuales 20 % correspondió a gas natural y 4 % a GLP (UPME, 2021), como se muestra en la Figura 25. Con respecto a estos consumos de gas, los usos finales están relacionados con equipos de calor directo (estufas de cocción, hornos, y calentamiento con gas natural y GLP) y calor indirecto (principalmente calderas a gas natural). Dichos usos se dan principalmente en edificaciones como clínicas y hospitales, hoteles y hospedajes, centros de recreación y restaurantes.

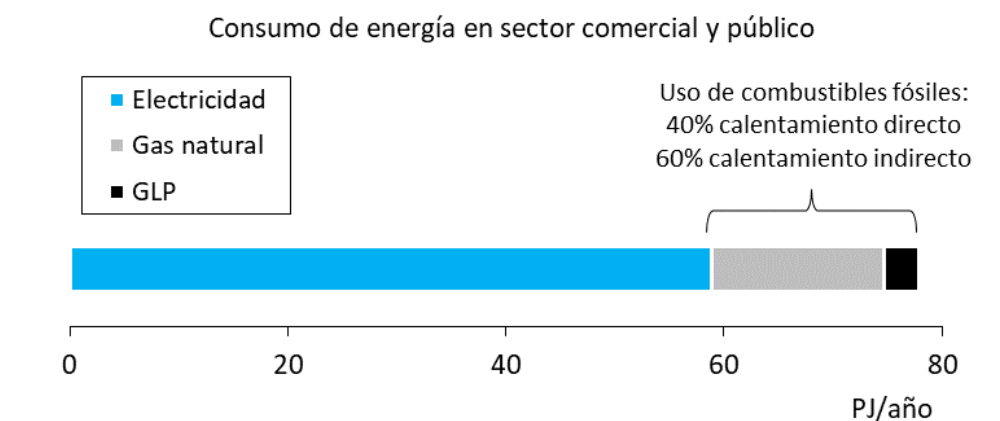


Figura 25. Consumo energético del sector terciario en 2021

Fuente: UPME, 2021; UPME *et al.*, 2019.

3.2.3. Opciones de electrificación y descarbonización del sector comercial y de servicios

Las alternativas tecnológicas que contribuyen a la electrificación y descarbonización del sector terciario se relacionan con la hibridación de los procesos. Esto implica incluir dentro de las fuentes de combustión opciones menos contaminantes como *pellets* o biomasa, además de mejorar en el proceso de implementación y uso de la caldera. Dentro de las tecnologías se encuentran hornos eléctricos, quemadores de bajos óxido nitroso (NO_x) y calderas eléctricas de vapor.

Los distritos energéticos⁸ abren paso a un reaprovechamiento de esfuerzos y energía. Son cruciales para un futuro sostenible de las ciudades ya que permiten el agrupamiento de múltiples servicios energéticos y usuarios bajo una misma red de distribución local, con un alto nivel tecnológico y gran calidad del servicio. Eso reduce costos de operación y mantenimiento, y representa la manera más eficiente de reemplazar viejos equipos de climatización altamente contaminantes, descongestionando los sistemas nacionales de distribución de energía.

Los distritos energéticos en Colombia tienen un gran potencial para aplicaciones de enfriamiento en centros comerciales y áreas comunes de zonas francas permanentes, así como en complejos universitarios, centros administrativos y, en menor escala, grandes zonas residenciales. Respecto a aplicaciones de calor, las zonas francas de procesos manufactureros y zonas industriales dentro de las ciudades presentan el mayor potencial. Según el estudio de situación de la demanda energética en Colombia realizado por el Departamento Nacional de Planeación (DNP), los escenarios energéticos proyectados de penetración de distritos energéticos se basan en una porción de las zonas francas permanentes o multiempresariales y los nuevos centros comerciales.

Para 2030 se proyectan al menos 40 zonas francas existentes y 140 nuevos centros comerciales. En un escenario medio se proyectaron 3 distritos térmicos de enfriamiento, para una reducción de 1 % de la demanda de electricidad no regulada de 2030. En el escenario alto se incorporó un distrito térmico de calor que incrementa considerablemente la reducción de demanda (1,5 %) y en el escenario bajo se consideró únicamente un distrito térmico de enfriamiento (Enersinc & DNP, 2017). Entendiendo que un sistema centralizado de energía térmica tiene diversos beneficios, muchas veces los principales consumidores que le dan viabilidad económica

⁸ Tratados específicamente en la sección 3.4.11., son tecnologías para producir/transformar energía de manera centralizada y distribuirla mediante redes, como un servicio energético, a múltiples usuarios en sectores residenciales, industriales y comerciales.

a este tipo de tecnologías corresponden a grandes edificios públicos, centros comerciales, hospitales y clínicas, que tienen altas demandas y requerimientos de energía térmica durante todo el año.

El hecho de que los distritos energéticos se conciban con equipos de alta eficiencia para la producción centralizada se traduce en una mayor eficacia y un menor consumo eléctrico por unidad de energía térmica producida, en comparación con los sistemas convencionales que pretenden reemplazar. El impacto en la reducción de emisiones de GEI asociado con la implementación de los distritos energéticos en Colombia está entre el 2,16 % y el 6,49 %, según los diferentes escenarios planteados de penetración de la tecnología (Ver Figura 28).

Las ventajas de los distritos energéticos comienzan con el modelo de negocio inherente de “energía como servicio”, en el cual los propietarios y usuarios de los edificios pagan por la energía térmica que utilicen en virtud de acuerdos de suministro a largo plazo. Bajo este modelo, los clientes del servicio buscan minimizar la demanda de energía térmica, que es en gran medida un costo variable para ellos, y los proveedores buscan el menor costo del ciclo de vida de la prestación de servicios. Lo hacen procurando la más alta eficiencia de la solución energética junto con una operación de alta calidad y las más óptimas prácticas de mantenimiento, lo que mejora su rentabilidad y competitividad.

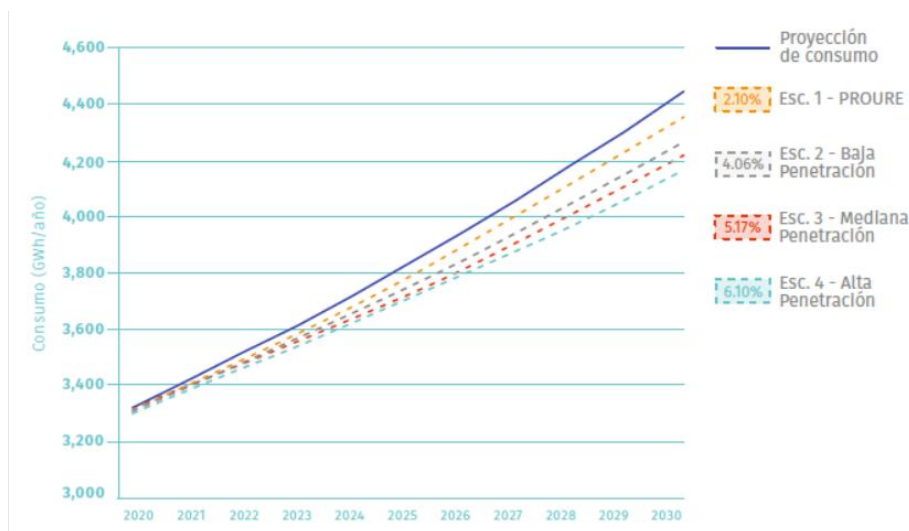


Figura 26. Impacto en el ahorro de energía eléctrica para aire acondicionado por la implementación de distritos energéticos en el sector comercial y de servicios

Fuente: Minambiente, 2019.

3.2.4. Buenas prácticas

Las buenas prácticas que buscan eficiencia energética no solo se relacionan con sustitución de tecnologías, sino que en muchos casos el uso correcto de los equipos y sistemas de producción puede significar oportunidades de mejora con poca o ninguna inversión. En Colombia más del 90 % de las empresas usan calderas que se alimentan de la combustión de material orgánico cuya eficiencia promedio está en 75 %. Sin embargo, aún existen muchas que se podrían considerar obsoletas porque apenas alcanzan el 45 %. Es importante tener en cuenta que en el contexto internacional ese promedio de eficiencia es del 95 % (UPME, 2022b). Además, también es importante mencionar que la ineficiencia se da incluso por malos diseños. Aunque hay buenos sistemas de combustión y aislamiento térmico, algunas instalaciones acusan exceso de consumo de combustible por sobredimensionamiento; es decir, tienen hornos más grandes de lo que realmente necesitan. En general, es vital lograr la implementación de sistemas y equipos ajustados a la capacidad nominal y real que se necesita para aumentar la eficiencia de las calderas obsoletas.

La climatización y la refrigeración son otros usos finales del sector terciario que, si bien no consumen combustibles fósiles, deben tenerse en cuenta para mejorar prácticas en cuanto al uso eficiente de la energía. En este sentido, los gobiernos pueden establecer especificaciones de adquisición y prácticas de contratación que promuevan la climatización sostenible mediante la integración de diferentes medidas, tales como:

- Establecer especificaciones de diseño y evaluar materiales que contribuyan a mejorar el desempeño energético de todas las nuevas edificaciones.
- Desincentivar el uso de sistemas de climatización con refrigerantes que tengan un alto potencial de agotamiento de la capa de ozono y calentamiento atmosférico, sujetos a la eliminación o eliminación gradual en virtud del Protocolo de Montreal y su Enmienda de Kigali. Estas estrategias de adquisición también serían una forma de incentivar a los diseñadores y constructores para que consideren sistemas de menor impacto ambiental, como los servicios centralizados de frío/calor que estén en línea con las estrategias de mitigación del cambio climático.
- Promover el aprovechamiento integral de la capacidad instalada de los equipos/sistemas de conversión de energía.

- Incentivar la selección de tecnologías basada en un análisis de costos de ciclo de vida, en lugar de seleccionar la opción de más bajo costo, que generalmente es la menos eficiente energéticamente (UNEP, 2021).

3.3 Industria

La TEJ, con el fin de impulsar la transición de la industria hacia productos más sustentables, se propone utilizar la clasificación sugerida por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) para crear grupos que enlacen las actividades económicas, la demanda de energía de sectores afines y los balances de emisiones de GEI (IPCC, 2006). Además, como una aproximación de tipo *bottom up*, para cada nivel de clasificación propuesto por el IPCC se incluyen los resultados del *balance de energía útil del país*, relacionando el consumo energético con los usos de la energía. A partir de esta sección todas las industrias se denominarán según la clasificación IPCC.

El sector industrial (sin incluir coquización y refinería) demanda aproximadamente el 22 % del consumo final de energía del país, unos 306 PJ (UPME, 2021). De este consumo, aproximadamente 54 % corresponde a energéticos de origen fósil (petróleo y sus derivados, gas natural y carbón). En cuanto a los usos en de la industria colombiana para los que se destina el consumo final de la energía, se puede constatar que el calor directo y el indirecto corresponden aproximadamente al 64 % de los usos finales. Los energéticos más usados en la industria son el bagazo (22,45 %), el carbón térmico (22,4 %), y la energía eléctrica (22,2 %) y el gas natural (17,81 %) como lo muestra la Figura 27.

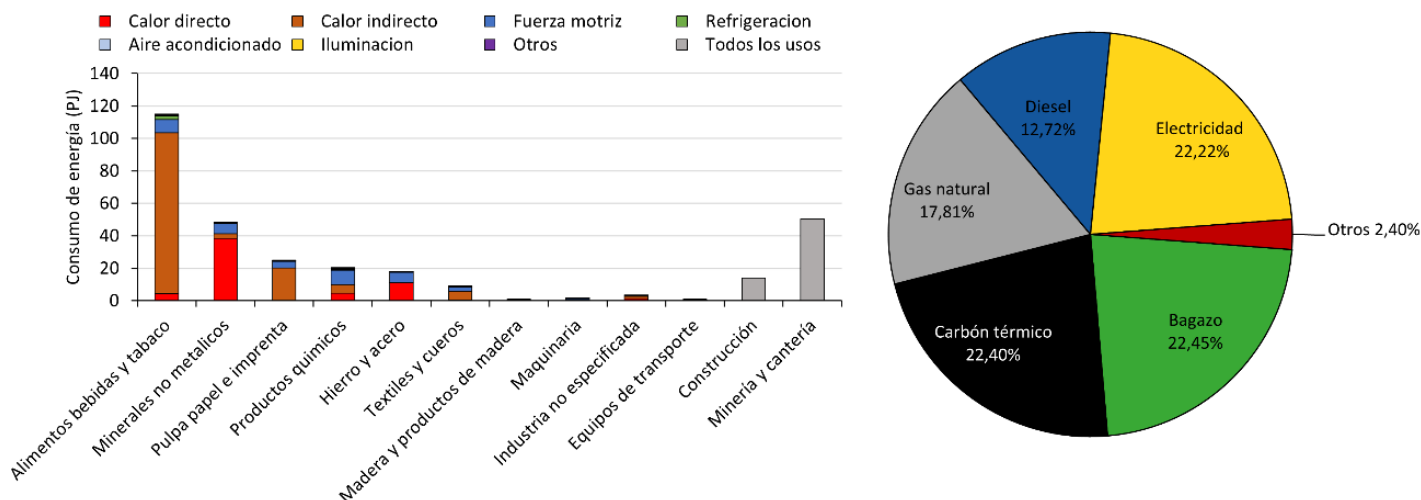


Figura 27. Usos principales y participación de energéticos en la industria a 2021

Fuente: UPME, 2021.

La TEJ, para lograr los objetivos de neutralidad en términos climáticos, propone tres ejes fundamentales: eficiencia energética, electrificación industrial y uso de fuentes de energía con bajas emisiones de carbono (LCFFES, por sus siglas en inglés).

Ya se han llevado a cabo estudios (UPME, 2016) que proyectan escenarios de alta penetración de FNCER en el sector industrial para su electrificación. A pesar de los esfuerzos actuales en transición energética para mitigar el impacto ambiental de la industria, se precisan acciones de mayor impacto alineadas con la carbono-neutralidad y los objetivos internacionales fijados en el Acuerdo de París. La transición hacia procesos industriales menos contaminantes es fundamental para lograr el cumplimiento de las metas establecidas. En este sentido, la electrificación directa de procesos y maquinaria pesada en la industria nacional puede reducir considerablemente las emisiones de GEI, mejorar la competitividad del sector, disminuir costos de producción y aumentar la eficiencia energética.

Las oportunidades de descarbonización se exploran y cuantifican mediante el estudio de tecnologías, procesos y prácticas transversales específicas de los subsectores industriales más intensivos en el uso de combustibles fósiles (ver Figura 27). Esto significa que se debe estudiar detenidamente cada subsector y encontrar soluciones específicas para reducir su huella de carbono.

En términos de eficiencia energética, se busca que los avances tecnológicos cumplan con dos tareas fundamentales: minimizar la demanda de energía, o aumentar la producción con la misma demanda, y garantizar la sustitución de cualquier tipo de combustible fósil por una fuente menos contaminante. Además, es fundamental actualizar los programas de gestión y eficiencia energética con el fin de integrar diferentes procesos que requieran calor para optimizar su uso. Asimismo, se propone la actualización tecnológica de equipos antiguos poco eficientes y mejorar los procesos metrológicos a partir de la automatización de los procesos.

3.3.1. Sectores más intensivos en energía (alimentos, bebidas, tabaco y minerales no metálicos)

En comparación con otros países, en el sector industrial colombiano se destacan grupos de industrias especialmente intensivas en el consumo de energía y la generación de emisiones de GEI. La industria de alimentos, bebidas y tabaco, así como las de minerales no metálicos, representan el 56 % del consumo total de energía y el 51 % de las emisiones de GEI del sector (ver Figura 28 y Figura 29). Alimentos, bebidas y tabaco representa el 41 % del consumo de energía y el 26 % de las emisiones de GEI. Esta diferencia entre consumo energía y emisiones se debe al uso de residuos agroindustriales, siendo el bagazo de caña de azúcar el principal energético de las industrias. Asimismo, minerales no metálicos representa el 14 % del consumo de energía y el 25 % de las emisiones de GEI debido al uso intensivo de carbón térmico y gas natural en sus procesos. Por otro lado, los procesos de calentamiento por calor directo (hornos) e indirecto (calderas) representan aproximadamente el 87 % del consumo industrial, siendo los energéticos con mayor participación el bagazo, el carbón mineral y el gas natural (UPME, 2021).

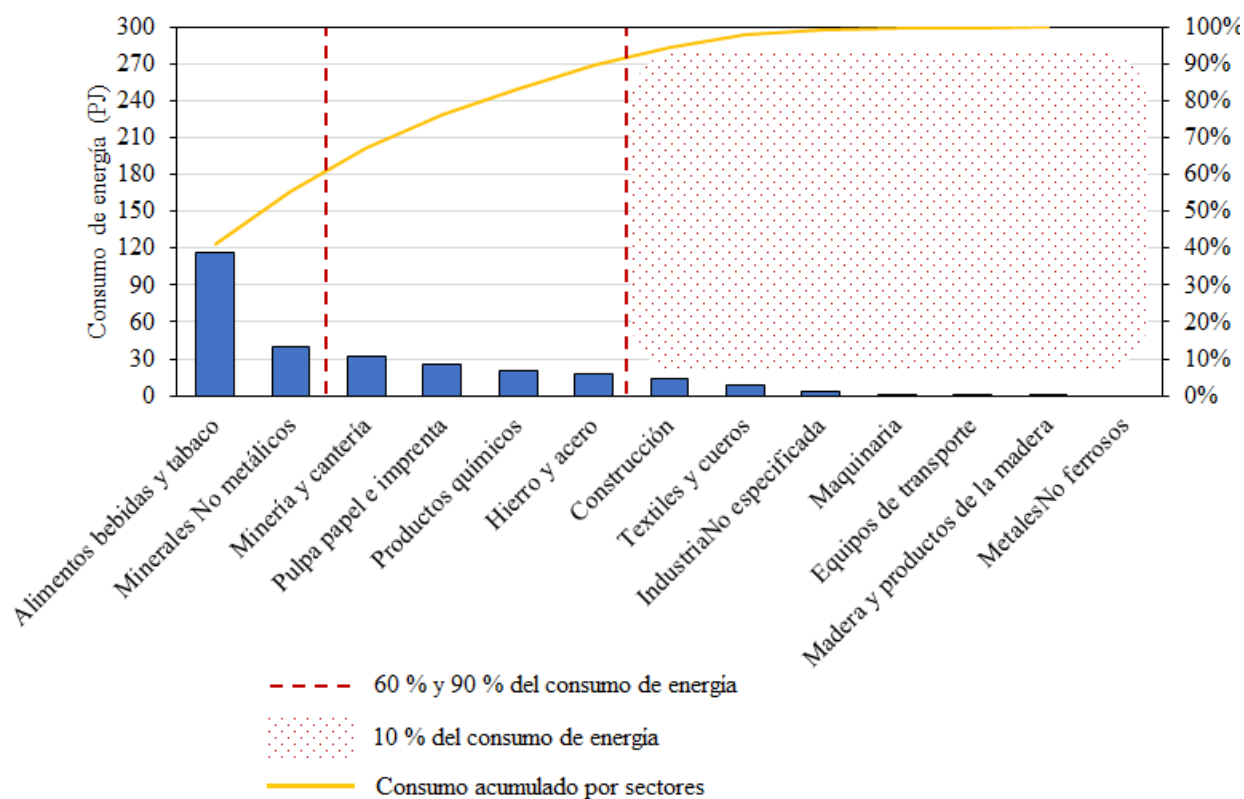


Figura 28. Subsectores primarios con mayor consumo de energéticos como fuente de energía para procesos industriales

Fuente: elaboración propia con datos de UPME, 2021.

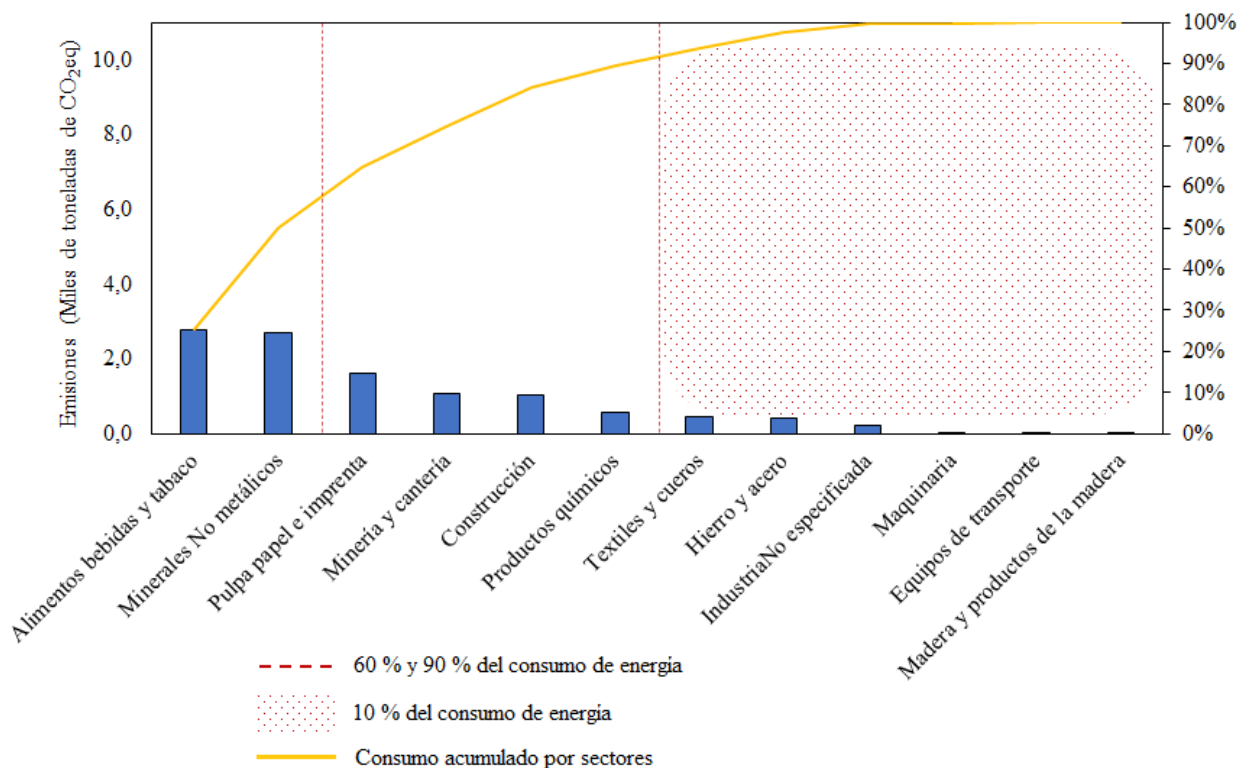


Figura 29. Emisiones de GEI del sector industrial (excepto coquización y refinerías)

Fuente: elaboración propia con datos de UPME, 2021.

El sector de alimentos bebidas y tabaco se caracteriza por presentar una amplia variabilidad debido a diferentes procesos y tecnologías empleadas en los subsectores de lácteos, azúcares, elaboración de aceites y grasas, bebidas alcohólicas, producción de cervezas y maltas, elaboración de bebidas no alcohólicas, entre otros. No obstante, con relación al consumo de energía predomina el subsector de producción de azúcares ya que sus procesos requieren un alto consumo de vapor, en cuya generación se utilizan principalmente bagazo y carbón como fuentes de energía (ver Figura 30), los cuales se asocian a 12 ingenios azucareros del país que usan trapiches de gran escala.

Sin embargo, aunque en la mayor parte de los procesos se utiliza calor para la generación de vapor —mediante calderas de diferentes capacidades con diferentes combustibles (gas natural, diésel, *fuel oil*, carbón, bagazo y residuos)— y para calentamiento directo —mediante diferentes

tecnologías de cocción (electricidad y gas natural)—, hay subsectores que utilizan en mayor medida la electricidad para sus procesos de refrigeración —como el de carnes, que usa fuerza motriz y aire comprimido—.

Por otra parte, el sector presenta dificultades en el uso eficiente de los energéticos por cuenta de equipos sobredimensionados que consumen demasiada energía en relación con su producción, equipos longevos que deben ser sustituidos y falta de sistemas de control y monitoreo, con la consecuente desventaja competitiva a nivel internacional. Estos ejemplos permiten identificar que el sector de alimentos, bebidas y tabaco representa una gran oportunidad para la implementación de medidas de eficiencia energética y la adopción de tecnologías más sostenibles, enfocadas en la economía circular y la ampliación de capacidades productivas.

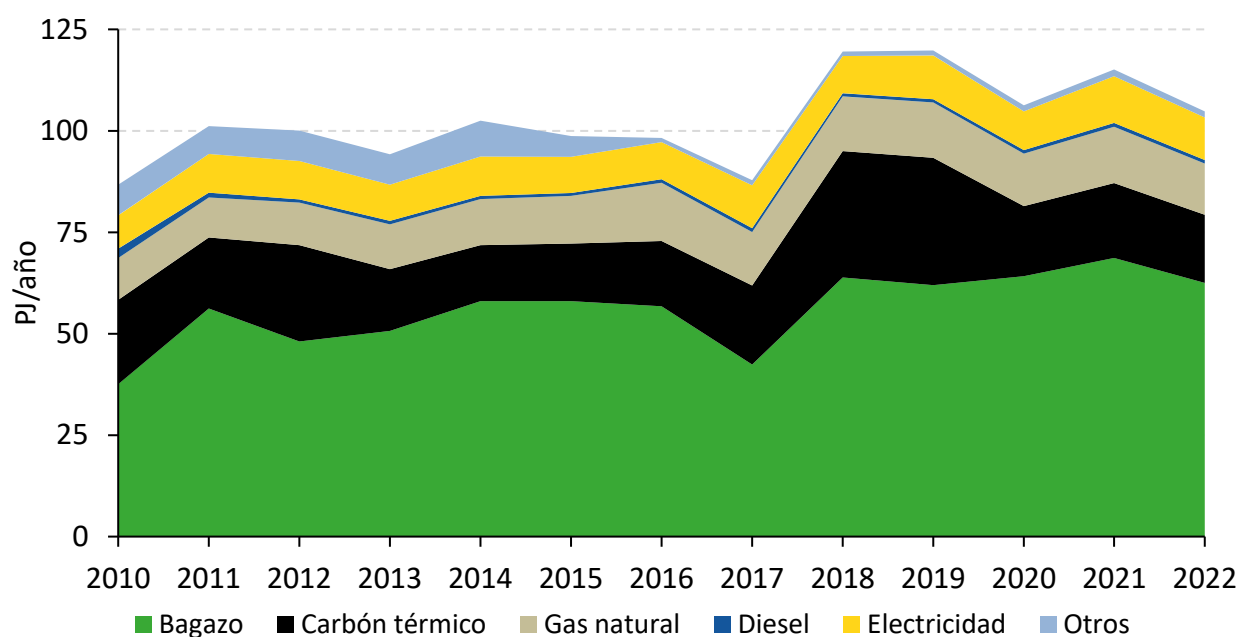


Figura 30. Consumo energía histórico del sector alimentos, bebidas y tabaco

Fuente: elaboración propia con datos de UPME, 2021.

El sector de minerales no metálicos es un componente esencial de la industria manufacturera y agrupa una serie de subsectores que desempeñan un papel crucial en la producción de diversos materiales fundamentales para la construcción, el embalaje y otros campos. Entre estos subsectores

se encuentran las industrias de vidrio, cerámica, cemento, materiales de arcilla (como ladrillos), entre otras. Una característica distintiva de estos subsectores es su dependencia del proceso de horneado de los productos, una etapa crítica en sus procesos de producción ya que permite dar forma, estabilidad y resistencia a los materiales elaborados. Sin embargo, dicho procedimiento requiere altas temperaturas y, en consecuencia, un consumo significativo de calor, el cual tradicionalmente ha dependido del uso de combustibles fósiles, principalmente carbón y gas natural, como se muestra en la Figura 31.

En el país este consumo de energía está asociado principalmente a la industria cementera, cerámica y ladrillera. No obstante, a nivel mundial se están haciendo esfuerzos de transición hacia tecnologías más limpias y eficientes desde el punto de vista energético, las cuales incorporan hornos eléctricos y el uso de fuentes de energía renovable, como la solar o la eólica, así como bioenergía, residuos e hidrógeno para abastecer las necesidades de calor en algunos casos. Asimismo, estas tecnologías pueden presentar un potencial de mejora en la eficiencia energética de los procesos, obteniendo un menor costo operativo gracias a la independencia de los combustibles fósiles, mayor seguridad energética y ventaja competitiva en un mercado cada vez más orientado hacia la sostenibilidad. Por otro lado, a corto y mediano plazo se puede adelantar una transición hacia la bioenergía, utilizando biomasa y biogás como alternativas de sustitución de los fósiles.

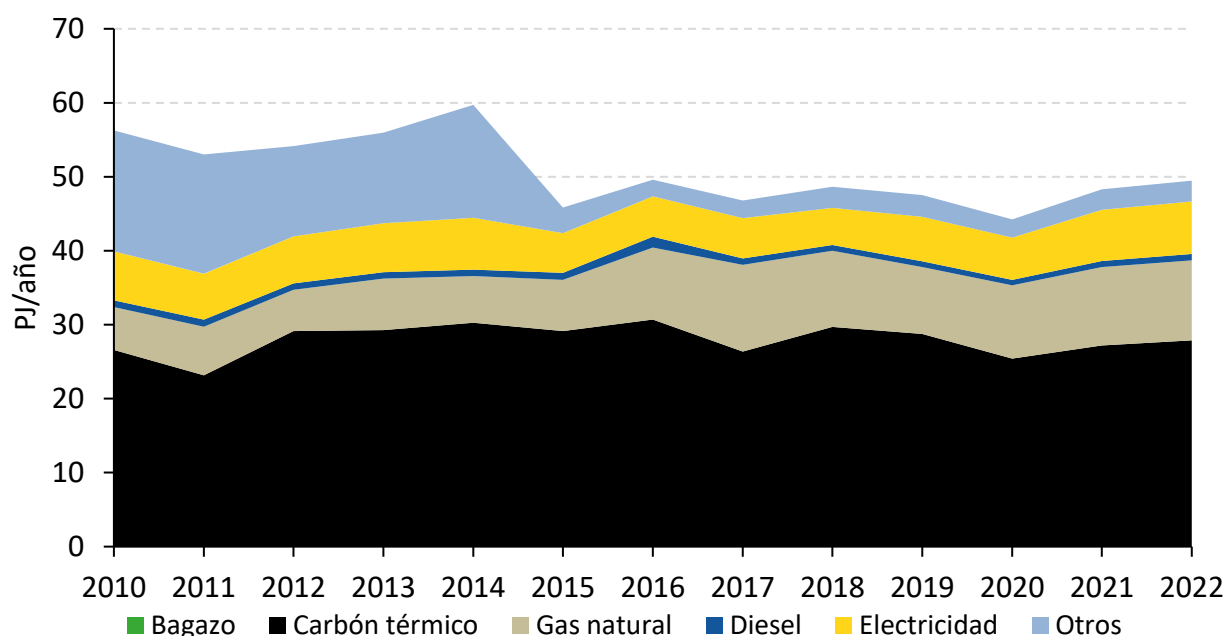


Figura 31. Consumo energía histórico del sector minerales no metálicos

Fuente: elaboración propia con datos de UPME, 2021.

3.3.2. Minería, petroquímicas y refinerías

El sector industrial de coquización y refinerías se describe bajo un carácter especial debido a que sus consumos energéticos se encuentran combinados dentro del “Balance energético colombiano” (BECO). Adicionalmente, la información disponible no permite hacer un análisis intensivo de los consumos del sector. Sin embargo, de acuerdo con la información reportada en el BECO (2021), el consumo de energía del sector minero tiene como fuentes el gas natural (83 %), la autocogeneración (8,7 %), el GLP (7,78 %) la energía del SIN (0,3 %) la leña (0,03 %), el diésel (0,08%) el *fuel oil* (0,06%) y la gasolina de motor (0,004 %). De acuerdo con los datos anteriores, el objetivo principal es considerar las oportunidades de integración de FNCER en el sector minero para sustituir a corto plazo el diésel, el *fuel oil* y la gasolina de motor, y a mediano plazo el GLP y el gas natural, siendo este último un energético de transición. Este proceso se puede llevar a cabo mediante diversos esquemas y acuerdos de compra o suministro que garanticen el origen de la fuente energética, con incentivos e impulsando la competitividad costo-eficiente de las tecnologías de las FNCER.

Ahora bien, la información sobre los distritos mineros identificados por la UPME desde 2005 indica que se debe tener en cuenta la distribución de los recursos energéticos renovables a lo largo del territorio nacional. El potencial energético abarca diversas fuentes como se menciona en capítulos anteriores. En general para las zonas se destaca la hidroenergía en las regiones Pacífica, Antioquia y Eje Cafetero. La geotermia de alta entalpía se concentra en el Distrito Minero de Atacopayendé, con un potencial de 212,6 MW, extendiéndose a Paipa, Iza y Sibundoy. La biomasa residual, enfocada en residuos agrícolas, prevalece en la región Pacífica. La energía eólica se centra en la región Caribe, especialmente en Barrancas-Atlántico y Calamari-Bolívar, con velocidades superiores a 6 m/s. La radiación solar destaca a nivel global, siendo rentable en zonas planas con más horas de sol al día, como en las regiones Caribe y Central. No obstante, limitaciones como la distancia a líneas de transmisión afectan la viabilidad comercial en todo el territorio, delineando un panorama diversificado con oportunidades específicas según la ubicación.

De acuerdo con lo anterior, se debe tener en cuenta que no existe una solución única o universal, sino que cada caso debe ser analizado y cada solución diseñada a medida de los requerimientos específicos y los energéticos o potenciales disponibles en la respectiva región. Sin embargo, en los anteriores párrafos y en el presente documento se proporciona información relevante que puede ser utilizada por cada uno de los sectores de interés como una guía de las posibilidades de inclusión de FNCER para el suministro de energía en las diferentes etapas de producción.

En cuanto a las refinerías, hay que tener en cuenta que la industria manufacturera presenta características diferentes a la industria energética, de la cual hacen parte aquellas. La manufacturera generalmente utiliza energía para alimentar sus procesos de producción para una amplia gama de artículos finales en diferentes sectores —automóviles, electrodomésticos, productos electrónicos, alimentos procesados, entre otros—, mientras que las refinerías están directamente involucradas en la producción y suministro de energía en forma de combustibles derivados del petróleo, así como productos petroquímicos comercializados en el mercado energético y químico. En ese sentido, esta industria presenta una alternativa, los hidrógenos verde y azul, acompañados o no por la captura de carbono.

Adicionalmente, la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés), en el contexto del hidrógeno, puede desempeñar un papel importante en la reducción de

las emisiones de GEI producidos por las refinerías y la producción de productos petroquímicos. La CCUS implica capturar las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) generadas durante la producción y utilización del hidrógeno para luego almacenarlas de forma segura o utilizarlas con fines beneficiosos.

En las refinerías el hidrógeno se utiliza principalmente para eliminar impurezas, desulfuración y procesos de hidrotreatmento, esenciales para la producción de combustibles más limpios y productos petroquímicos. La producción convencional de hidrógeno a partir de combustibles fósiles, como el gas natural o el gasóleo, puede generar emisiones significativas de CO₂, por lo que agregar la CCUS ofrece una alternativa para gestionarlas. Una vez se agrega la CCUS, el hidrógeno pasa a denominarse *hidrógeno azul*, según lo previsto por la Ley 2099 de 2021. Por lo tanto, la producción actual de hidrógeno en las refinerías podría considerar una transición paulatina a hidrógeno azul y, en nuevos procesos productivos, la producción de hidrógeno verde (Agora Energiewende & AFRY Management Consulting, 2021; Liebreich, 2021; Minenergía, 2021).

Es importante destacar que la CCUS puede ayudar a reducir las emisiones de CO₂ asociadas con el uso del hidrógeno en las refinerías y la producción de productos petroquímicos, pero no aborda completamente los desafíos ambientales y de sostenibilidad asociados con la dependencia de los combustibles fósiles. Es fundamental seguir avanzando hacia fuentes de energía más limpias y renovables, así como en la inversión en investigación y desarrollo de todas las tecnologías que son estratégicas para la transición.

3.3.3. Sectores restantes

En el contexto de la descarbonización del sector industrial en Colombia, además de las industrias intensivas en consumo y emisiones de GEI, existen otros sectores que también juegan un papel relevante en la transición hacia una economía más sostenible y resiliente. Algunas industrias — como las de pulpa, papel e imprenta; procesos químicos; hierro y acero; textiles y cueros; madera y productos de la madera; maquinaria y una categoría no especificada—utilizan calor directo e indirecto en sus procesos.

Aunque estos sectores no presentan grandes consumos de energía, su contribución a la reducción de emisiones de GEI puede ser significativa y se presenta como una oportunidad para

una transición más rápida hacia la carbono-neutralidad. Sin embargo, para el caso de subsectores como las siderúrgicas de producción de acero primario esta transición presenta diferentes desafíos, ya que el consumo de carbón es imprescindible para su proceso productivo y su sustitución requiere una acelerada innovación tecnológica. Por lo tanto, se deben buscar soluciones específicas para cada subsector, priorizando la producción de calor sostenible, con la electrificación o el uso de energías renovables, como energía solar, térmica, biomasa, geotérmica, calor residual de otros procesos industriales o hidrógeno. A continuación, describiremos algunas de estas industrias y los respectivos usos de calor directo e indirecto en sus procesos productivos.

Pulpa, papel e imprenta. Se concentra en la fabricación de papel a partir de pulpa de madera o materiales fibrosos, así como a la transformación de papel en productos como cajas, embalajes, sobres e impresiones comerciales y editoriales. Para sus procesos, se utiliza calor indirecto en gran medida, especialmente en la fabricación y producción de tintas y barnices, el procesamiento de sustratos y el termoformado de productos. Además, una parte importante del consumo histórico de calor indirecto ha estado dirigido a la generación de vapor, calefacción de secadores y procesos de prensado y tratamiento térmico de materiales.

Procesos químicos. Abarca la producción de químicos esenciales, petroquímicos, farmacéuticos, agroquímicos y especializados. Sus procesos utilizan calor directo en diversas etapas, como reacciones y transformaciones químicas, secado de productos, destilación y purificación. Por otro lado, el calor indirecto se emplea principalmente en la generación de vapor, calefacción de reactores y transferencia de calor en intercambiadores.

Hierro y acero. Lleva a cabo la fabricación de acero a partir de minerales como el hierro y otros elementos químicos, incluyendo el carbono, junto con actividades de fundición, laminación y producción de productos siderúrgicos. Los procesos relacionados con hierro y acero utilizan calor directo para la fusión de minerales de hierro, conformado y moldeo, así como para el tratamiento térmico. Asimismo, el calor indirecto se emplea en generación de vapor, calefacción de hornos y recuperación de calor.

Textiles y cueros. Se compone de actividades como hilandería, tejeduría, confección de prendas de vestir, fabricación de productos textiles técnicos y procesamiento de cuero. Emplea calor directo en operaciones de tintura y estampado, termofijación y termoconformado. Por otro

lado, el calor indirecto es utilizado en generación de vapor, secado, acabado, tratamiento térmico y termosellado.

Madera y productos de la madera. Incluye actividades de explotación forestal, aserrado, procesamiento primario, fabricación de productos de madera, producción de papel y tratamiento de la madera. Sus procesos utilizan calor directo para el secado y termoendurecimiento de los productos. Además, el calor indirecto se emplea en generación de vapor, tratamiento térmico y cogeneración de calor y electricidad.

Maquinaria. Comprende la fabricación de maquinaria agrícola, para la construcción, la industria alimentaria y la textil. En sus procesos el calor directo se utiliza para operaciones de soldadura, tratamiento térmico y fundición. Por otro lado, el calor indirecto se emplea en generación de vapor, tratamiento de superficies, calefacción de procesos y tratamiento térmico de materiales.

Industria no especificada. Incluye actividades industriales no clasificadas en categorías específicas o no detalladas. Entre ellas se encuentran la manufactura y ensamblaje de diversos productos y la fabricación de productos químicos no clasificados, productos de caucho y plástico no especificados, y productos de papel y cartón no clasificados. Sus procesos utilizan calor directo en diversas aplicaciones, como secado de productos, fusión y soldadura, y tratamientos térmicos. Asimismo, el calor indirecto se emplea para generación de vapor, procesos de calentamiento controlado, tratamientos de superficie y secado de productos sensibles al calor.

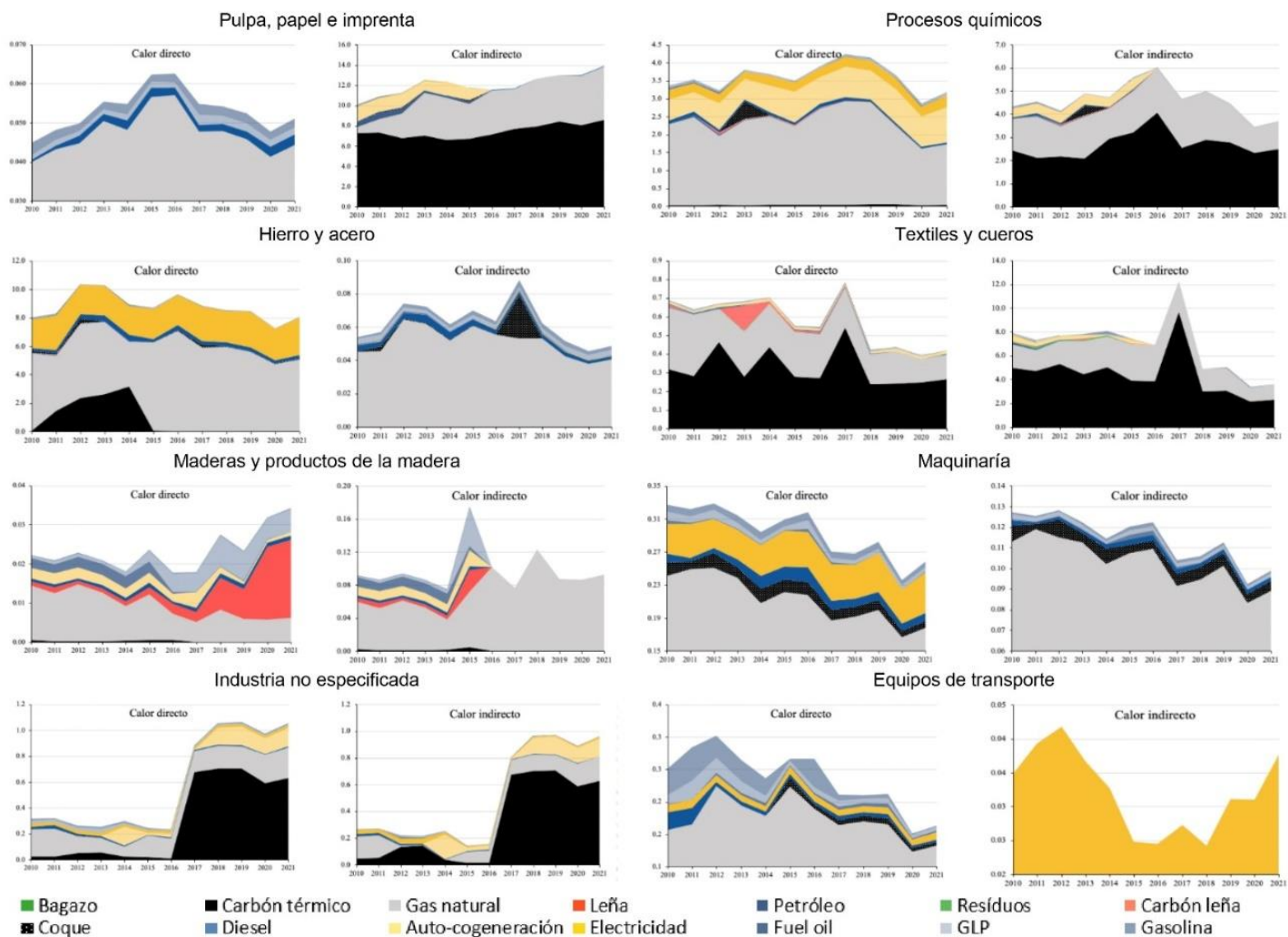


Figura 32. Histórico del consumo de energía de los sectores restantes

Fuente: elaboración propia con datos de UPME, 2021.

Para lograr una transición exitosa se requiere una inversión significativa en investigación y desarrollo (I+D) de tecnologías de calor limpio, eficientes y aplicables a diferentes procesos industriales. Cada industria debe abordar sus necesidades y desafíos específicos mediante análisis detallados de las opciones disponibles y evaluación de su viabilidad técnica y económica. Todo ello sin perder de vista el equilibrio entre la confiabilidad y sostenibilidad de sus procesos productivos, para reducir el impacto en el medio ambiente y avanzar hacia un futuro más resiliente y responsable.

Considerando los principales energéticos de transición necesarios para disminuir la dependencia de combustibles fósiles en la industria, se presentan algunas alternativas en la tabla 6. Allí se describen algunas de las tecnologías actualmente disponibles y con potencial de desarrollo comercial (con un nivel de madurez tecnológica de 8 o más).

Tabla 6. Principales alternativas tecnológicas para sustitución y mejora en los procesos industriales

Nivel de madurez tecnológica⁹	Tecnología sustituta	Importancia para Net Zero emission / plazo de implementación
9	Las bombas de calor grandes y de tamaño industrial pueden utilizar energía renovable del aire, el agua o el suelo, pero también energía residual de edificios y procesos para proporcionar calefacción y refrigeración. Las bombas de calor se consideran grandes si superan los 100 kW de potencia. La tecnología actual puede alcanzar fácilmente la gama de uno a varios megavatios, y las unidades más grandes proporcionan 35 MW en una sola máquina.	Muy alto/mediano
5	El calentamiento por microondas consiste en generar calor internamente en materiales no conductores. El objeto se coloca entre dos electrodos conectados a un generador de alta frecuencia (la frecuencia operativa está en el rango de 100 a 10.000 MHz). La excitación de las moléculas genera calor en el interior del propio material. Las ventajas son la rápida transferencia de calor, la ausencia de productos de combustión y la alta velocidad de conexión de los sistemas.	Muy alto/largo

⁹ https://www.nasa.gov/directorates/heo/scan/engineering/technology/technology_readiness_level/

9	Una red híbrida se constituye con un portafolio de equipos consumidores y generadores de energía y sistemas de almacenamiento (baterías) que se unen para proporcionar servicios de respuesta a la demanda a la red eléctrica. Utilizando los principios de las redes inteligentes, el sistema rota de forma inteligente los equipos consumidores de energía en función de su capacidad de consumo flexible y compensa la demanda con las baterías de la red. De este modo, el sistema garantiza la fiabilidad a las industrias consumidoras sin que tengan que instalar necesariamente baterías <i>in situ</i>.	Alto/mediano
3	Los hornos de arco eléctricos se utilizan habitualmente en la producción secundaria de acero, mientras que los hornos eléctricos de fusión se emplean en la producción de vidrio. Los hornos de arco de plasma son un tipo especial de horno de arco eléctrico que puede producir calor hasta 5000 grados Celsius, haciendo pasar una potente corriente eléctrica a través de gases particulares como el argón. Estos hornos se utilizan hoy en día en algunas aplicaciones, principalmente la incineración de residuos peligrosos y el tratamiento de algunos metales (p. ej., titanio, tungsteno). La tecnología ofrece la posibilidad de adaptarse a otros procesos térmicos de alta temperatura que actualmente son difíciles de electrificar, como la producción de cemento y alúmina.	Alto/largo
3	Los hornos de radiación infrarroja transmiten calor directamente a los objetos mediante ondas electromagnéticas infrarrojas, sin necesidad de calentar el aire previamente. Esto permite una transferencia de calor más rápida y eficiente, con cero emisiones. Dichos hornos ofrecen una alternativa rentable y eficaz a los hornos de convección, y su longitud de	Alto/largo

	onda se puede ajustar para adaptarse a diferentes aplicaciones. Si bien la tecnología ya está en etapa avanzada de desarrollo (9) para temperaturas bajas y medianas, aún falta un mayor desarrollo para altas temperaturas (actualmente cuenta con un nivel de madurez tecnológica (TRL, por sus siglas en inglés) de 3.	
10	Durante la inducción electromagnética un campo electromagnético se genera mediante corriente alterna a través de un inductor, lo que provoca la generación de calor en un material conductor cercano. Se utiliza principalmente para fundir metales al elevar el campo por encima del punto de fusión del material. En la actualidad se utiliza comercialmente en ciertas aplicaciones, pero la investigación y el desarrollo podrían ampliar su uso, mejorar la eficiencia y reducir los costos en diferentes campos de aplicación.	Alto/mediano
11	Las calderas de lecho fluidizado permiten la quema eficiente de combustibles de biomasa, como la madera y los residuos agrícolas, que son difíciles de quemar en hornos convencionales debido a su baja densidad energética y contenido de humedad. El combustible se quema en un lecho caliente de arena u otras partículas inertes que se fluidifican haciendo pasar un fluido a presión a través de ellas. Esto facilita que el oxígeno llegue más fácilmente al combustible, mejorando así la eficiencia de la combustión.	Moderado/corto
9	La combustión, torrefacción y pirolisis de biomasa es un proceso en el cual la biomasa se calienta a temperaturas comprendidas entre 200-800 °C (dependiendo del producto final que se busque) en ausencia de oxígeno (usualmente), lo que la convierte en un material similar al carbón llamado	Moderado/media no

	<i>biocarbón</i> . Este tiene características más similares al carbón que la biomasa original, lo que lo hace adecuado para su uso en diversos procesos industriales que requieren combustibles de mayor calidad.	
8 a 9	El biometano , también llamado <i>gas natural renovable</i> , puede proporcionar calor a diversos procesos industriales en lugar del gas natural.	Moderado/media no
6	La energía solar concentrada (CSP, por sus siglas en inglés) utiliza espejos que concentran la radiación solar en puntos específicos para luego convertirla en calor y aprovecharla. La CSP es versátil y se aplica en diversos procesos industriales que requieren tanto bajas como altas temperaturas, abarcando una amplia gama de industrias, desde la de alimentos hasta química. Incluso se puede utilizar para el tratamiento de partículas no metálicas, producción de clínker y refinación de combustibles. También se utiliza para producir y almacenar energía.	Moderado/media no
9	El curado ultravioleta (UV, por sus siglas en inglés) utiliza la radiación UV para curar o endurecer compuestos especiales de forma instantánea mediante un proceso fotoquímico. Se aplica en procesos industriales como fabricación de piezas de automóviles, impresión, envasado de alimentos y electrónica. Reemplaza los métodos de curado que requieren calor a temperatura media y ofrece una mayor velocidad de producción, menor consumo de energía y menores requerimientos de espacio en comparación con hornos de convección de gas. La tecnología aun no es lo suficientemente madura para procesos de altas temperaturas.	Moderado/media no-largo

9	El calentamiento por microondas consiste en generar calor internamente en materiales no conductores. El objeto se coloca entre dos electrodos conectados a un generador de alta frecuencia (la frecuencia operativa está en el rango de 100 a 10.000 MHz). La excitación de las moléculas genera calor en el interior del propio material. Las ventajas son una rápida transferencia de calor, la ausencia de productos de combustión y la alta velocidad de conexión de los sistemas.	Moderado/Media no
9	El uso de ondas de radio permite generar calor internamente en materiales no conductores. El objeto se coloca entre dos electrodos conectados a un generador de alta frecuencia (la frecuencia operativa está en el rango de 1 a 100 MHz). La excitación de las moléculas genera calor en el interior del propio material. Las ventajas son una rápida transferencia de calor, la ausencia de productos de combustión y la alta velocidad de conexión de los sistemas. Los sistemas de RF son menos caros que los de microondas, pero no son tan adecuados para productos con formas irregulares. Sus posibilidades de aplicación incluyen el secado, la sinterización, la calcinación, la cocción, el curado, el precalentamiento y la aceleración de reacciones químicas.	Moderado/media no
9	Técnicas avanzadas y sofisticadas de separación física para recuperar metales preciosos y valiosos en procesos de reciclaje. Permiten una clasificación más precisa de los materiales utilizando métodos como la trituración selectiva y mecanismos para aumentar la eficiencia. A diferencia de la separación de metales ferrosos y no ferrosos, que se basa en propiedades magnéticas, la recuperación de metales preciosos	Moderado/media no

	requiere equipos de reciclaje tecnológicamente más avanzados.	
3	Mientras que la separación de los metales ferrosos de los no ferrosos es relativamente fácil gracias a las propiedades magnéticas de los que contienen hierro, la recuperación de los metales preciosos y valiosos requiere equipos de reciclaje tecnológicamente más avanzados y sofisticados. Las tecnologías de transmisión de rayos X clasifican los materiales en función de las diferencias en su densidad, lo que permite detectar granos de metales con tamaños mucho más pequeños que antes.	Moderado/largo
9	Los aglutinantes activados por álcali se producen por la reacción de un aluminosilicato (el precursor) con un activador alcalino. Se basan en materiales similares a los utilizados en el cemento mezclado para reducir la proporción de clínker a cemento.	Moderado/media no

Fuente: elaboración propia.

3.4 Reconversión y buenas prácticas en la industria

3.4.1 Reconversión de centrales termoeléctricas

Cerca del 30 % de las emisiones mundiales de CO₂ relacionadas con la energía provienen de la quema de carbón para generación de electricidad (IEA, 2019). Por esta razón, se ha afirmado que “la eliminación progresiva del carbón en el sector eléctrico es el paso más importante para alcanzar el objetivo de 1,5 °C” (Yanguas Parra *et al.*, 2019). En consecuencia, en el ámbito internacional y regional algunos países han adoptado compromisos para avanzar hacia la eliminación gradual del carbón en la generación eléctrica.

Tanto en términos de capacidad como de generación el SIN colombiano históricamente ha funcionado combinando un base de generación predominantemente hidroeléctrica con un complemento térmico para atender los picos en la demanda, así como las necesidades energéticas (en especial de la región Caribe), y brindar servicios complementarios (Zapata *et al.*, 2018).

En términos de calidad del aire, tanto a nivel nacional como internacional es sabido que las áreas circundantes a las plantas de generación con carbón tienen menor calidad que otras (FRL & Sintracarbón, 2019). Ahora bien, así como se pueden mitigar las emisiones de GEI de dicha generación por medio de una TEJ hacia otros energéticos, también se pueden reducir otros impactos a la naturaleza y las comunidades que entre otros incluyen, material particulado, óxidos de nitrógeno NO_x, dióxido de azufre (SO_x) y vertimientos de agua usada en procesos de enfriamiento.

Un segundo grupo de argumentos tiene que ver con variables técnicas, económicas y operativas que ya están generando efectos en la generación con carbón en el país. En primer lugar, la vida útil de las plantas resulta primordial ya que más de la mitad del parque de generación carboeléctrico tiene 30 años, e incluso un tercio del parque cumple 40 años o más. Considerando que la vida útil del parque de generación global que se ha empezado a retirar está en promedio en 46 años, aunque en ocasiones pueda llegar a los 50 e incluso 60 años, se registra una primera llamada de alerta respecto a la vida útil de estos activos de generación, planteando una incertidumbre de inversión clave para el sector.

En la medida en que hay menor generación térmica, es claro que descienden los niveles de emisiones de GEI del sector. De hecho, como lo muestra un reciente documento de trabajo del Fondo Monetario Internacional (FMI), la transición de plantas de generación con carbón a otras alternativas constituye una de las medidas más fáciles, costo-eficientes y ágiles para reducir emisiones de GEI debido a los costos que puede evitar y sus importantes beneficios económicos, sociales y ambientales (Bolton *et al.*, s. f.).

Si bien las centrales térmicas se diseñan para generar energía, brindar confiabilidad y prestar servicios complementarios a la red, utilizando generalmente carbón o gas para su operación, es importante tener en cuenta las posibilidades existentes actualmente para que dichas funciones sean cumplidas por nuevas tecnologías de mayor eficiencia, como la energía solar con almacenamiento Gómez *et al.*, 2023. Adicionalmente, es importante reconocer el potencial de las tecnologías emergentes para ofrecer soluciones energéticas más sostenibles y avanzadas, lo que permitirá una transición hacia un sistema energético más eficiente y respetuoso con el medio ambiente. De hecho, hay ejemplos operativos en el país, como el caso de Termozipa, que utiliza sistemas de almacenamiento de energía para ofrecer los servicios de respuesta primaria en frecuencia al SIN, lo cual evidencia que el uso de estas nuevas tecnologías es aceptado y usado en el sector. Estos

cambios requieren planes de reconversión laboral y productiva en las áreas de influencia de las termoeléctricas, contruidos a partir del diálogo para respetar el derecho al trabajo decente.

3.4.2. Procesos que involucran calor

Existe un amplio portafolio de opciones para sustituir los quemadores tradicionales y electrificar la industria. Estas tecnologías se clasifican en tres etapas que se definen de acuerdo con su madurez tecnológica y las temperaturas que pueden alcanzar. La etapa 1 incluye procesos térmicos comunes a todas las industrias. Este caso es un punto de entrada fundamental de electrificación ya que la implementación se beneficiará de la transferencia de experiencia y conocimientos entre los sectores. La etapa 2 corresponde a la fase tecnológicamente más avanzada de la electrificación, en la que interviene una diversa gama de procesos y tecnologías específicas de cada sector. En esta etapa se espera que la electrificación sea más lenta y requiera una actualización tecnológica más sustancial que en la primera etapa. Finalmente, la etapa 3 explora el máximo potencial de electrificación alcanzable si también se incluyen tecnologías que tienen mayores incertidumbres y menor madurez tecnológica. De acuerdo con lo anterior, la tabla 7 presenta un portafolio de tecnologías que pueden sustituir a los sistemas de combustión tradicionales para electrificar la demanda de calor y enfriamiento industrial. De este análisis surge una recomendación fundamental: los procesos que impliquen calor directo o indirecto menor a 200 °C ya pueden ser sustituidos por procesos 100 % eléctricos. En la misma tabla 7 se evidencian las diferentes opciones a considerar según los diferentes procesos industriales que involucran calor.

Tabla 7. Usos electrificables en aplicaciones de calor

Rango de temperatura en grados centígrados (°C)				Madurez tecnológica	Aplicaciones	Eficiencia / COP	Etapas de electrificación
menor a 100	100 a 400	400 a 1000	mayor a 1000				
Bombas de calor y enfriadores de compresión			Establecido en la industria	Calefacción de espacios, agua, vapor de baja presión, refrigeración y congelamiento.	2 a 5	1	
Vapor mecánico y recompresión (MVR)			Establecido en la industria	Recuperación de energía (destilación, evaporación) en procesos de calentamiento y vapor.	3 a 10	1	
Calderas eléctricas			Establecido en la industria	Calentamiento de espacios, agua caliente, aceite térmico y vapor.	0.95 a 0.99	1	
Calentadores infrarojos			Establecido en la industria	Secado de cerámicas, sinterizado, tratamiento de cemento y procesamiento de comidas.	0.60 a 0.99	1	
Calentadores de microondas y radiofrecuencia			Establecido en la industria*	Secado de cerámicas, sinterizado, tratamiento de cemento y procesamiento de comidas.	0.50 a 0.85	1	
Hornos de inducción			Establecido en la industria	Fundición de metales, calentamiento y recocido.	0.50 a 0.90	2 , 3	
Hornos de resistencia			Establecido en la industria	Fundición de metales, calentamiento de la industria química, cocción de cerámica, vidrio y calcinación.	0.50 a 0.95	2 , 3	
Hornos de arco eléctrico			Establecido en la industria	Fundición de metales y refinamiento parcial.	0.60 a 0.90	2 , 3	
Tecnología de plasma			Establecido en la industria**	Tratamiento de desperdicios y metales (ejemplo: fundición, sinterizado y producción de cemento)	0.50 a 0.90	2 , 3	
* Excepto en industria de cemento y ceramica							
** solo para el tratamiento de metales y residuos							

Fuente: adaptada de Agora Energiewende *et al.*, 2023.

Hay grupos de industrias especialmente intensivas en el consumo de energía y la generación de emisiones de GEI. Las industrias de alimentos, bebidas y tabaco junto con las de minerales no

metálicos representan el 56 % del consumo total de energía y el 51 % de las emisiones de GEI del sector, como se mostró en la Figura 28.

Específicamente, el sector de alimentos, bebidas y tabaco representa el 41 % del consumo de energía y el 26 % de las emisiones de GEI. La diferencia entre el consumo de energía y las emisiones se debe al uso de residuos agroindustriales pues el bagazo de caña de azúcar destaca como el principal recurso energético utilizado en estas industrias. Por otro lado, el sector de minerales no metálicos representa el 14 % del consumo de energía y el 25 % de las emisiones de GEI debido al uso intensivo del carbón térmico y el gas natural en sus procesos. Además, los procesos de calentamiento por calor directo (hornos) e indirecto (calderas) representan aproximadamente el 87 % del consumo industrial, siendo los energéticos con mayor participación el bagazo, el carbón térmico y el gas natural.

Los principales usos de energía en la industria se distribuyen de la siguiente manera: aproximadamente el 53 % corresponde al calor indirecto; alrededor del 43 %, al calor directo, y aproximadamente el 2,7 % para fuerza motriz, que incluye refrigeración y aire acondicionado. Es importante tener en cuenta no solo la cantidad de consumo, sino también las estrategias para mejorar la eficiencia en estos procesos.

Considerando las eficiencias asociadas, existen varias opciones para descarbonizar la industria. Una de ellas es la sustitución de combustibles fósiles por materias primas con bajo contenido de carbono o sin carbono, como es el caso de los Low Carbon Fuel Standard (LCFS). Para esto se pueden implementar procesos de combustibles y materias primas flexibles o a base de hidrógeno, biocombustibles, alimentos, energía solar, energía nuclear y energía geotérmica.

Además, en los sistemas térmicos es fundamental la recuperación de calor residual y su empleo para el precalentamiento del aire de combustión. Usar calderas de condensación para recuperar el calor del vapor de agua presente en los gases de combustión, por ejemplo, permite alcanzar eficiencias mayores a 90 % en términos de combustión. En cuanto a generación de vapor, es fundamental mezclar el carbón con biomasa en calderas con potencias mayores a 1000 BHP ya que se puede lograr un incremento de la eficiencia aproximadamente hasta un 82 %.

3.4.3. Distritos energéticos en el sector industrial

Los distritos energéticos se caracterizan por una o más plantas centralizadas productoras de agua caliente, vapor o agua fría, que luego fluyen a través de una red de tuberías para proporcionar agua caliente, calefacción de espacios o acondicionamiento de aire en edificios cercanos. Los distritos energéticos sirven a una variedad de usuarios finales, incluidos grandes centros urbanos, campus universitarios, hospitales e instalaciones de atención médica, aeropuertos, bases militares y complejos industriales. Al combinar cargas para múltiples edificios, los distritos energéticos crean economías de escala que ayudan a reducir los costos de la energía y permiten el uso de tecnologías de alta eficiencia. Dentro de estas últimas se incluye la combinación de calor y electricidad, haciendo uso eficiente de energía térmica producida a partir de energías renovables y bajas en carbono como biomasa, geotermia, calor residual, energía solar o agua de mares y ríos (U.S. Department of Energy, 2020). Un ejemplo de planta industrial de generación múltiple en Colombia es el distrito energético de Air Liquide en Tocancipá (Cundinamarca), ubicado en el parque industrial de Coca-Cola Femsa, el cual genera y suministra agua fría, vapor, energía eléctrica, aire comprimido, nitrógeno y gas carbónico a las empresas del parque industrial.

3.4.4. Bioenergía

La sustitución de combustibles fósiles por energéticos de origen renovable es uno de los principales objetivos de la TEJ para disminuir las emisiones de GEI. En ese sentido, los energéticos que se proyectan como sustitutos principales son la biomasa proveniente de los cultivos de caña de azúcar, café, palma (cultivos de ciclo permanente) y arroz (cultivo de ciclo transitorio), que representan aproximadamente el 50 % de las hectáreas sembradas del país y se encuentran en los departamentos con mayor generación de valor agregado del sector industrial (Minagricultura, 2022).

En la actualidad se aprovecha principalmente el bagazo, residuo agrícola industrial (RAI) del proceso de molienda de la caña de azúcar para la obtención de azúcar, panela, bioetanol, energía, entre otros productos, debido a que se procesan 42.768,4 kton al año (2021), que representan el 58,4 % de la producción total de cultivos agrícolas del país, lo cual permite una disponibilidad directa del bagazo en los procesos industriales. Por otro lado, los residuos agrícolas por cosecha (RAC) han incrementado su participación en la producción de calor directo e indirecto,

especialmente en industrias cercanas a los cultivos, como sustitutos del carbón (Minagricultura, 2022).

Por otro lado, para sustituir el carbón mineral es importante considerar el poder calorífico de los RAI o RAC que se desee utilizar, con el fin de disminuir pérdidas energéticas en los procesos de producción. Hay que considerar que el poder calorífico de los RAI o RAC suele ser menor al del carbón mineral, lo que implica que se debe consumir una mayor cantidad de biomasa para obtener la misma cantidad de energía disponible. Asimismo, una diferencia clave en comparación con la incineración de combustibles fósiles es que los minerales del combustible alternativo se convierten en parte integral del producto final. Por ejemplo, los residuos inorgánicos de la biomasa (“cenizas”) se descomponen y se incorporan al clínker como minerales, sustituyendo así a las materias primas de uso principal en la fabricación del clínker. Esto hace de la biomasa un proceso de economía circular, reduciendo la cantidad de residuos generados y evitando la necesidad de utilizar materias primas adicionales.

Además de las consideraciones energéticas, la sustitución de carbón por RAI y RAC debe evaluar la ubicación de los cultivos y su procesamiento pues, debido a su baja densidad, los costos logísticos pueden convertir estas sustituciones en estrategias inviables económicamente. Por eso los análisis de esta sección incluirán una georreferenciación de la biomasa comparada con la ubicación de las diferentes industrias del país.

Por otra parte, los excedentes de RAC y RAI y la disposición de efluentes pueden ser aprovechados para la producción de biogás mediante la digestión anaerobia, lo que evita la acumulación de residuos y reduce la emisión de GEI. El biogás puede ser utilizado como fuente de energía para procesos industriales, ya sea como reemplazo o mezclado con gas natural (Mishra *et al.*, 2021). No obstante, el biogás puede contener una variedad de contaminantes, como sulfuro de hidrógeno (H_2S), NH_3 y vapor de agua, que pueden afectar su calidad y su capacidad de combustión. Además, su composición puede variar según el residuo utilizado para su producción, lo que genera altos costos de inversión en su tratamiento mediante la instalación de equipos y tecnologías adecuadas (Feng *et al.*, 2023). No obstante, es importante centrar esfuerzos en incentivar su producción y utilización, ya que la inclusión de biogás en el sector industrial ofrece una oportunidad única para reducir la huella de carbono de la industria y mejorar la sostenibilidad de las operaciones industriales (Patinvoh & Taherzadeh, 2019).

Finalmente, es importante destacar que la utilización de residuos agrícolas disminuye las emisiones de CO₂, pero debe ir acompañada de procesos de tratamiento de material particulado, ceniza y otros contaminantes, con el fin de garantizar una generación de emisiones que sea neutral. En la actualidad algunas industrias de alimentos y bebidas han implementado estos procesos para mitigar su efecto en el ambiente (Grupo Nutresa, 2023; Postobon, 2022; ASOCAÑA, 2023), por lo que divulgar el *know-how* de estas industrias podría acelerar la transición desde combustibles fósiles hacia residuos agrícolas.

3.4.5. Concentración solar para procesos industriales

Las tecnologías de Concentración Solar de Potencia (CSP) se utilizan para focalizar la luz solar en un punto o línea. En las centrales CSP los espejos desempeñan un papel clave al reflejar y concentrar la luz en ese punto o línea donde se recoge y convierte en calor. Este calor puede almacenarse y utilizarse posteriormente para producir electricidad o suministrarlo a procesos industriales cuando sea necesario. Los sistemas CSP son conjuntos integrados que abarcan numerosos procesos y componentes necesarios para captar, convertir, almacenar y suministrar calor térmico solar (EERE, s. f.-b).

Su versatilidad y eficiencia hacen que esta tecnología sea una solución valiosa y prometedora para satisfacer las necesidades energéticas y térmicas de la industria, promoviendo un enfoque sostenible y amigable con el medio ambiente. Además de generar electricidad mediante la conversión de la energía solar para impulsar una turbina, las tecnologías CSP también se aplican en diversas industrias para suministrar calor en procesos como la desalinización del agua, la recuperación mejorada de petróleo, el procesamiento de alimentos, la producción química y el procesamiento de minerales. Esta solución ha demostrado ser una opción altamente atractiva para empresas con procesos intensivos en calor (EERE, s. f.-a), veremos estos ejemplos

En el campo de la desalinización del agua la CSP permite aprovechar el calor solar para evaporar agua y luego condensarla, proporcionando una forma sostenible de obtener agua dulce a partir de fuentes saladas.

El incremento en la producción de petróleo es otro campo en el que la tecnología CSP muestra su potencial. Al aplicar el calor solar se puede aumentar la movilidad del petróleo en los yacimientos, facilitando su extracción y contribuyendo a la optimización de los recursos

petrolíferos. En la industria alimentaria, la CSP puede proporcionar calor para procesos como secado, esterilización y pasteurización, mejorando la eficiencia y reduciendo el consumo energético. En cuanto a la producción química, la CSP puede ser utilizada para activar ciertas reacciones o proporcionar calor en procesos específicos, ofreciendo una alternativa limpia y sostenible. Por último, en el procesamiento de minerales la CSP puede ser empleada para calentar y fundir minerales, permitiendo una mayor eficiencia en la extracción y producción de metales.

En resumen, la tecnología CSP se ha convertido en una solución versátil y prometedora para diversas aplicaciones industriales, ofreciendo beneficios significativos en términos de sostenibilidad, eficiencia energética y reducción de emisiones.

3.4.6. Otras tecnologías necesarias para la transición energética

Además de la adopción de fuentes de energía renovables, la descarbonización y la eficiencia energética, son también componentes importantes de la transición energética la digitalización y la descentralización. Esto incluye la mejora de la eficiencia de los edificios, los vehículos y los procesos industriales, así como la promoción de una cultura de consumo medido y responsable de la energía, la tecnología de redes inteligentes y otras soluciones innovadoras.

La digitalización y las redes inteligentes están modernizando la red eléctrica mediante la incorporación de la tecnología digital y automatización para mejorar el proceso de medición de variables y parámetros que permiten determinar acciones en pro de aumentar la eficiencia y la fiabilidad en los procesos. Esto incluye el uso de sensores y análisis de datos para optimizar el uso y la distribución de la energía (Gers, 2017). La inteligencia en la red permite la entrada de nuevos actores al mercado energético, tales como los almacenadores y prosumidores.

La generación distribuida o descentralización se basa en un nuevo paradigma, en el cual se espera que pequeñas fuentes de generación se instalen cerca de los puntos de consumo en lugar de recurrir exclusivamente a las grandes plantas de generación. Las soluciones más recurrentes en este sentido son los sistemas fotovoltaicos y eólicos.

En general, la TEJ requiere un planteamiento polifacético que integre todas estas tecnologías de vanguardia, así como cambios políticos y de comportamiento para lograr una transición energética exitosa.

3.4.7. Tecnologías de captura, uso, transporte y almacenamiento de carbono

Además de las tecnologías para el aprovechamiento de FNCER y de fuentes no convencionales de energía (FNCE), es importante destacar el estado de tecnologías que requieren procesos adicionales, como la captura, el uso, el transporte y el almacenamiento de carbono, que se incluye de manera explícita en la Ley 2099 de 2021, así como en diversos análisis del sector minero-energético y sus metas climáticas.

La captura de carbono puede entenderse como el proceso a través del cual se hace captura del CO₂ producido en procesos industriales (fábricas y centrales eléctricas, p. ej.), evitando así su liberación a la atmósfera. Para esta tarea existen varios métodos, entre los que se cuentan la combustión de oxígeno y combustible, la precombustión y la poscombustión.

La captura previa a la combustión consiste en convertir los combustibles fósiles en gas y separar el CO₂ antes de quemarlo. La captura posterior a la combustión implica en eliminar el CO₂ de los gases de escape de los procesos de combustión. En cuanto a la combustión de oxicomcombustible consiste en quemar combustible en una mezcla de oxígeno y gases de escape reciclados, lo que produce una corriente concentrada de CO₂ que puede capturarse fácilmente. Algunas de las tecnologías actuales de captura de carbono incluyen procesos basados en solventes, que emplean químicos para capturar CO₂, y adsorbentes sólidos, que utilizan materiales para adsorber CO₂. También existen procesos que utilizan membranas para separar el CO₂ de otros gases. Además, hay varias tecnologías emergentes, como la captura de CO₂ directamente del aire (DAC, por sus siglas en inglés).

La Figura 33 presenta una escalera de la viabilidad económica de las aplicaciones CCUS. Las letras de la A a la F representan de manera descendente tal viabilidad, siendo A la más viable y F la menos viable¹⁰.

¹⁰ Vale la pena aclarar que se toma esta fuente de manera indicativa, considerando que el análisis realizado se basa en el contexto de la Unión Europea.

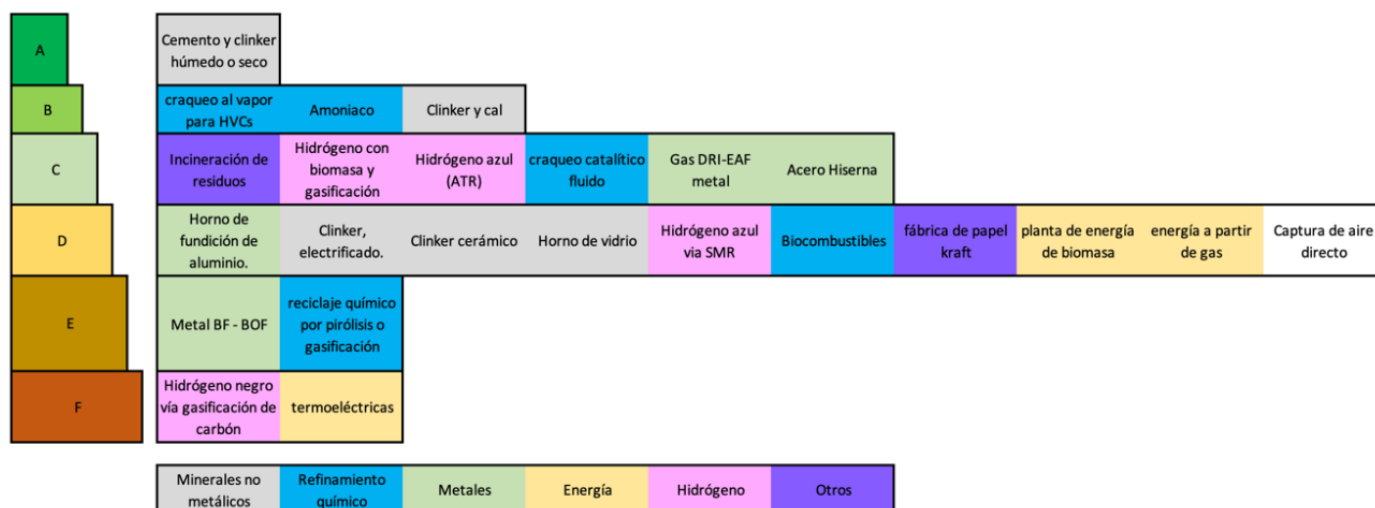


Figura 33. Escalera de la CCUS

Fuente: E3G, 2023.

El estado actual de la tecnología de CCUS es uno de los aspectos clave para cumplir los objetivos climáticos globales. Aunque las soluciones basadas en la naturaleza (NbS, por sus siglas en inglés) tienen un gran potencial para eliminar el carbono de la atmósfera, tecnologías como la CCUS, la bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS, por sus siglas en inglés) y la tecnología DAC son buenas opciones para mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de los 2 °C respecto a los niveles preindustriales. Para lograrlo, es necesario que todos los procesos a lo largo de la cadena de valor de la CCUS estén tecnológicamente preparados para su máximo despliegue y potencial. No obstante, actualmente a nivel global existen proyectos en operación que, en su conjunto, capturan y almacenan tan solo 40 millones de toneladas anuales de CO₂, en su mayoría destinadas al recobro mejorado de hidrocarburos (IEA, 2022b).

La reducción del costo de captura de CO₂ ha sido el centro de atención de numerosas inversiones en I+D llevadas a cabo por centros de investigación de todo el mundo. Las principales áreas potenciales para reducir costos de capital y operativos incluyen el desarrollo de solventes innovadores, estandarización y modularización de unidades de captura y almacenamiento de carbono *offshore*, y la optimización y aumento de la capacidad de instalaciones CCUS existentes. Actualmente el costo de captura de CO₂ puede variar significativamente debido a su concentración en la corriente de gas capturado, así como a la ubicación y las condiciones de la instalación CCUS.

La captura de carbono a través de tecnologías DAC es actualmente la opción más costosa (IEA, 2023a).

Debido a los altos costos de inversión, las incertidumbres en la eficacia de la CCUS y el limitado potencial de almacenamiento que hay, distintas fuentes, como el IPCC o la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), recomiendan priorizar los sectores donde esta tecnología puede ser más efectiva. Según estas fuentes, esta alternativa debería enfocarse en sectores de “difícil reducción” de emisiones (*hard to abate sectors*), concentrados en áreas lo suficientemente cercanas a los lugares de almacenamiento como para que el transporte del CO₂ no se vuelva prohibitivamente costoso. No obstante, la CCUS no es la única opción ni la solución exclusiva en sectores como la producción de cemento, acero y termoeléctricas. Por lo tanto, es importante considerar un enfoque integral que incluya una combinación de medidas tales como la eficiencia en el uso de materiales, la utilización de sustitutos de clínker, las NbS y la reducción de emisiones de CH₄ mediante la gestión de residuos sólidos, entre otras. Sin embargo, la CCUS se presenta como una opción complementaria a otras medidas de mitigación. El éxito de la CCUS tiene que ver con la concentración de CO₂ en el punto de captura de grandes emisiones, como por ejemplo grandes siderúrgicas (IEA, 2020). Sin embargo, para fuentes descentralizadas de emisiones, como estufas de gas o pequeñas calderas con carbón, la CCUS difícilmente será una opción (Huxham & Anwar, 2023, p. 175).

Teniendo en cuenta la Estrategia Climática de Largo Plazo de Colombia (E2050) (Gobierno de Colombia, 2021), la capacidad de almacenamiento geológico anual de carbono será de 5.900.000 tCO₂/año en 2050. Para dimensionar dicha cifra, un punto de referencia es la fabricación de hidrógeno gris, que para volverse azul requeriría de CCUS. Ahora bien, producir 1 kg de hidrógeno gris implica generar entre 11,1 y 13,7 kg de CO₂ (IEA, 2023b). De este modo, resulta preciso indicar que si se aprovecha el potencial de captura de carbono planteado en la E2050 (Gobierno de Colombia, 2021), teniendo en cuenta la proyección de producción de hidrógeno azul planteada en la HdR para el hidrógeno (50 kt de hidrógeno gris, según Minenergía, 2021), para 2030 se comprometería el 10 % de la capacidad total de almacenamiento de CO₂.

Otra referencia sobre la capacidad de almacenamiento de CO₂ en Colombia, considerando los usos priorizados en la Figura 33, se puede determinar tomando las cifras del Biennial Update Reporting (BUR) 2018 para el rubro “procesos industriales y uso de productos” (IDEAM *et al.*,

2021). Como se mostró en la Figura 17, se estima una emisión de 6550 ktCO₂ en ese año (2018). Por lo tanto, si se pudiese adelantar la entrada en operación de toda la capacidad de almacenamiento mencionada prevista en la E2050 para 2030, resultaría insuficiente para almacenar el rubro de procesos industriales del país. Teniendo en cuenta lo anterior, se hace necesario la investigación y exploración de alternativas de CCUS en Colombia, adicionales a los potenciales identificados hasta el momento. De lo contrario sería necesario impulsar apuestas tecnológicas más disruptivas que aún no tienen la madurez suficiente, como la producción de cemento o acero verde reemplazando el carbón por hidrógeno verde y uso de CO₂.

En cuanto al uso del CO₂, existen numerosas aplicaciones potenciales que incluyen su uso directo, en las que el CO₂ no se altera químicamente y el resultado de su transformación es un producto útil. Actualmente se utilizan alrededor de 230 millones de toneladas de CO₂ al año en todo el mundo, principalmente en la industria de fertilizantes y la optimización de métodos de recuperación mejorada del petróleo (IEA, 2020).

Una tecnología emergente que apunta a ir más allá de la carbono-neutralidad, proponiéndose lograr “emisiones negativas” en sus procesos de generación de energía, es la BECCS. Esta tecnología combina distintas formas de aprovechamiento energético de la biomasa con el almacenamiento geológico permanente del CO₂ emitido durante el proceso de transformación. Sin embargo, aunque las tecnologías necesarias para el aprovechamiento de la biomasa ya están disponibles, las tecnologías de captura, transporte y almacenamiento de carbono se encuentran en una etapa de desarrollo (IEA, 2020). Adicionalmente, aún hay muchas incertidumbres sobre el grado de efectividad de las tecnologías CCUS. Uno de los primeros proyectos a gran escala con tecnología BECCS se encuentra en Illinois (EE. UU.), donde comenzó a operar en 2017. Este proyecto captura y almacena 1 MtCO₂/año de la destilación de bioetanol a partir de maíz en una formación geológica de aproximadamente 2,1 km de profundidad.

En lo que respecta al potencial de CCUS en Colombia, la información disponible es insuficiente e imprecisa, toda vez que solo se tienen potenciales teóricos de almacenamiento, sin saber qué porcentaje de reafloramiento de CO₂ puede haber ni cuáles son los costos ciertos de la captura, el transporte y el almacenamiento (indefinido). Las informaciones disponibles más recientes provienen de consultorías y estudios realizados para el DNP, el Minenergía y la E2050 (Caia Ing., 2021; Castañeda *et al.*, s. f.; Colombia, 2021; CQM Consultoría S. A. S, 2022). Hay

dos denominadores comunes de los análisis disponibles. Primero, que la viabilidad económica de la CCUS en Colombia, como en el resto del mundo, tiene que ver con el precio asignado a las emisiones de GEI (actualmente definido por el impuesto al carbono en aprox. 5 USD/tCO₂). El rango de precio mínimo para que los proyectos tengan cierre económico está entre los 34 y los 80 USD/tCO₂. Es decir, habría que aumentar el impuesto al carbono hasta 16 veces su valor actual. En segundo lugar, la viabilidad económica de los proyectos de CCUS pareciera estar sumamente ligada a la aplicación de esquemas de recobro mejorado de crudo (EOR, por sus siglas en inglés), que a su vez depende de ciertos umbrales de precio de referencia del petróleo. Como lo muestra el estudio de CQM Consultoría S. A. S. (2022) sobre explotación del potencial de hidrógeno azul, la viabilidad de este caso concreto de CCUS depende de precios del carbono superiores a 34 USD/tonCO₂, de precios del crudo superiores a 60 USD/bbl y de niveles de recobro de más de 10 millones de barriles al año. Como lo muestra la Figura 34, el potencial de almacenamiento de CO₂ actualmente conocido se concentra en áreas de explotación petrolera, donde se ve como una alternativa atractiva para desplegar el EOR. Sin embargo, no existen aún estudios que consoliden la balanza de carbono de proyectos como los anteriormente descritos, que capturen GEI para reinyectarlos y extraer nuevas cantidades de energéticos que luego serán quemados, generando más emisiones de GEI.

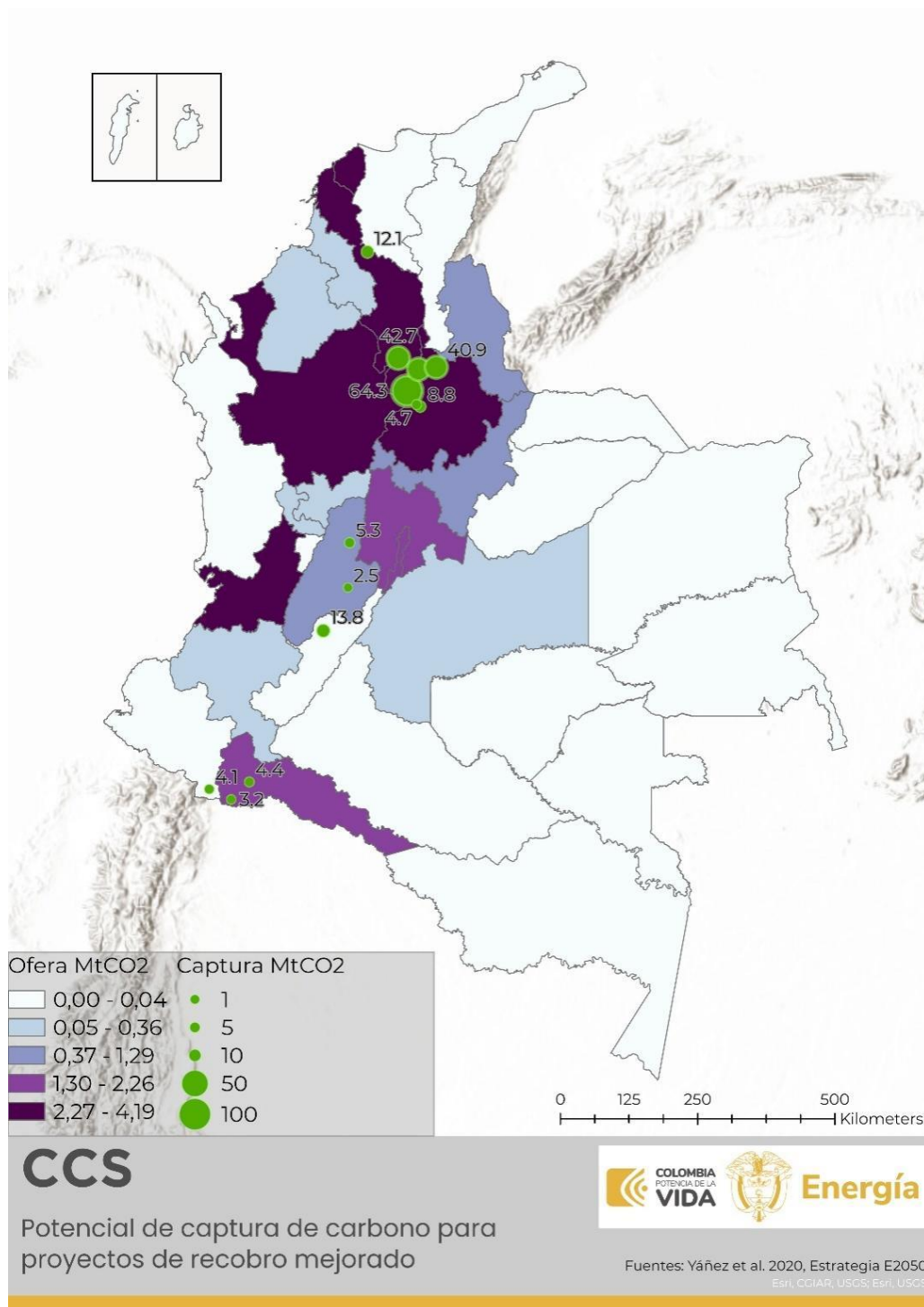


Figura 34. El rol de CCUS y EOR en la descarbonización

Fuente: elaboración propia.

3.4.8. Almacenamiento y otros vectores energéticos

El almacenamiento de energía es un componente esencial de la transición energética ya que permite integrar en la red fuentes de energía renovables intermitentes. En la mayoría de los casos el almacenamiento de energía eléctrica se hace mediante medios químicos, como baterías de plomo-ácido o de iones de litio (usualmente LiFePO_4). Sin embargo, también existe la posibilidad de almacenar energía eléctrica mediante métodos mecánicos, como el almacenamiento hidráulico por bombeo. Por otro lado, el almacenamiento de energía térmica puede ser tan simple como un depósito de agua caliente o bien, más avanzado, utilizando tecnologías como las sales fundidas — p. ej., las empleadas en la concentración de energía solar—.

Estos avances en la tecnología de las baterías, incluidas las de iones de litio y las no convencionales con almacenamiento energético a través de la energía potencial, están haciendo que el almacenamiento de energía sea más eficiente y rentable, compensando muchos de los problemas causados por la intermitencia de las energías renovables (Malagón, 2021; véase también Figura 35).

Se presenta el siguiente estado de las tecnologías y sus capacidades instaladas para el almacenamiento energético (ver Figura 35). Aunque las baterías son la tecnología más popular y su valor ha disminuido desde los 502 USD/kWh en 2013 hasta un mínimo de 108 USD/kWh en 2021, no son la única alternativa de almacenamiento atractiva para la transición energética. El mercado mundial de almacenamiento térmico (TES) podría triplicar su tamaño, pasando de 234 gigavatios-hora (GWh) de capacidad instalada en 2019 a más de 800 GWh en 2030 (IRENA, 2020).

Entre las aplicaciones y los servicios que pueden prestar las tecnologías de almacenamiento de energía figuran la respuesta de frecuencia, el arbitraje energético (comprar energía durante los periodos de alta producción a bajo precio para luego venderla en los periodos de alta necesidad energética), la seguridad energética y la confiabilidad del sistema. Cada tecnología de almacenamiento se adapta de forma única a estas aplicaciones en función de sus parámetros únicos de coste y rendimiento. Las diversas aplicaciones tienen diferentes requisitos operativos (como la duración del suministro de energía y el número de activaciones al año).

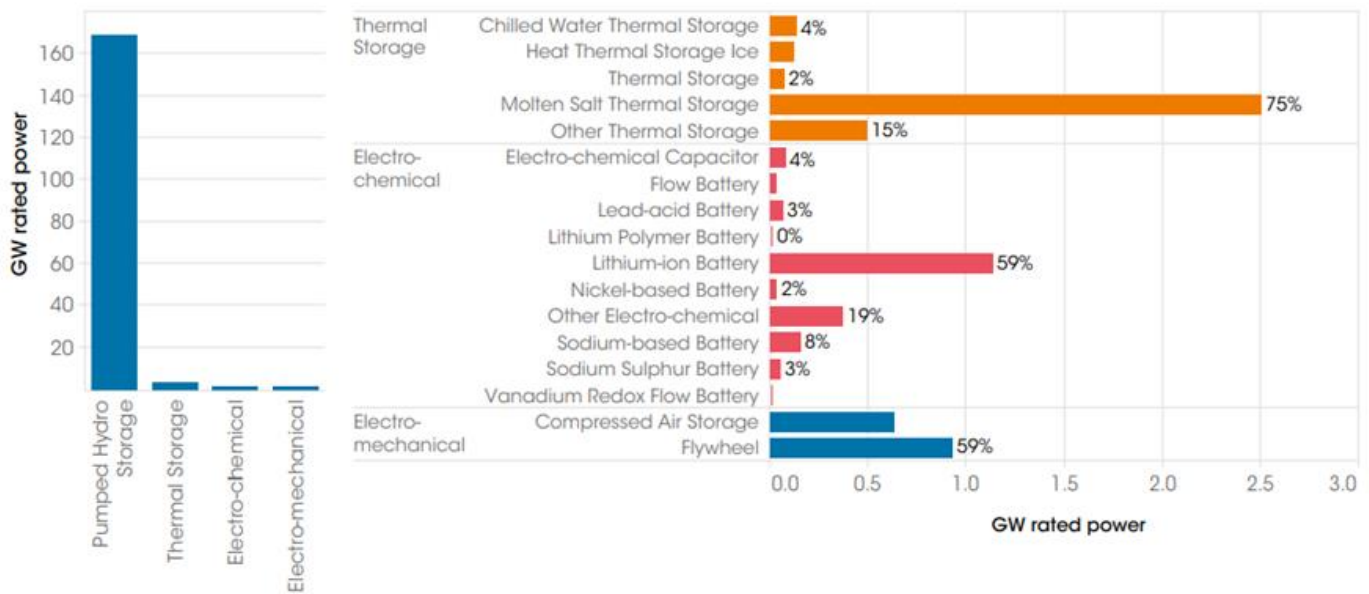


Figura 35. Tecnologías de almacenamiento y capacidad instalada a nivel mundial

Fuente: IEA, 2017.

El panorama revela que las tecnologías tradicionales que solían dominar el campo del almacenamiento de electricidad —como la hidráulica de bombeo para gestionar picos de capacidad, el aire comprimido para el almacenamiento estacional y el plomo-ácido para garantizar la fiabilidad energética— perderán competitividad a mediano y largo plazo.

Por el contrario, para 2030 las baterías de iones de litio serán la opción más rentable en términos de costos para diversas aplicaciones. Es importante destacar que estas aplicaciones están limitadas a descargas de menos de 4 horas y menos de 300 ciclos anuales. Para aplicaciones específicas que requieran características fuera de estos rangos se prevé que otras tecnologías de almacenamiento tomen el control (Storage Lab, s. f.).

Hoy en día Colombia cuenta con un sistema de almacenamiento de energía de baterías de gran capacidad (BESS, por sus siglas en inglés) en la central térmica Termozipa (225 MW) desarrollado por Enel-Emgesa. Este sistema, que utiliza baterías de iones de litio, tiene una potencia instalada de 7 MW que produce una energía equivalente a 3,9 MWh. Su implementación no solo fomenta el uso de esta tecnología innovadora en el sector de servicios complementarios del país, sino que contribuye a mantener la estabilidad y la flexibilidad del sistema eléctrico colombiano.

Con una inversión de alrededor de seis millones de dólares el proyecto proporciona a la central eléctrica una capacidad de reserva adicional.

El proyecto BESS es parte de las iniciativas del Grupo Enel en el sector de almacenamiento de energía con baterías a gran escala. Actualmente tienen un sistema BESS autónomo de 25 MW/12,5 MWh en el Reino Unido y otro de 20 MW/11,7 MWh en colaboración con una central térmica en España. Además, Enel está desarrollando proyectos BESS en los países donde opera, incluyendo uno de 14 MW/8 MWh en colaboración con una central térmica en Perú y otro de 10 MW/11 MWh junto con una central térmica en Italia (Enel, 2019).

3.4.9. Hidrógeno

El Plan Energético Nacional (PEN) establece una serie de metas para adoptar las mejores tecnologías disponibles internacionalmente hacia 2030, con un uso parcial del hidrógeno en procesos industriales y transporte terrestre. Se espera que el costo nivelado del hidrógeno (LCOH, por sus siglas en inglés), según proyecciones del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), alcance los 1,7 USD/kg en 2030, un valor comparable con los objetivos de otros países líderes en el desarrollo del hidrógeno a nivel internacional (BID, 2021).

En Colombia ya se están dando avances hacia la adopción del hidrógeno como fuente de energía. Por ejemplo, en 2023 llegó el primer bus de Transmilenio impulsado por hidrógeno. Asimismo, Ecopetrol ha impulsado uno de los primeros vehículos de hidrógeno en el país (Toyota Mirai) y adicionalmente proyecta el desarrollo de dos plantas de 60 MW para la producción de hidrógeno verde con una capacidad de 9 ktonH₂/año, de las cuales el 60 % se utilizará en las refinerías y el 40 % se destinará a la producción de derivados de hidrógeno (Ecopetrol, 2022).

Según la HdR del hidrógeno en Colombia, los vectores energéticos de interés son el hidrógeno verde y el hidrógeno azul debido a su madurez tecnológica y viabilidad comercial. El país cuenta con abundantes recursos naturales que permiten alcanzar costos competitivos, estableciendo metas hacia 2030 de 1-3 GW de capacidad de electrólisis para producir hidrógeno verde y 50 kt de producción de hidrógeno azul enfocada principalmente en el sector de producción de hidrocarburos (refinerías). Por otra parte, Ecopetrol proyecta la diversificación de su portafolio de productos, incluido el hidrógeno, esperando una producción de 1000 kt hacia 2040, dividida en 40 % verde, 30 % azul y 30 % blanco.

El hidrógeno se clasifica según su método de producción y su impacto ambiental. Por ejemplo: el hidrógeno gris se extrae del gas natural, liberando CO₂ al aire. Cuando el hidrógeno gris tiene un encadenamiento para la captura del carbono, se conoce como hidrógeno azul. En el caso del hidrógeno azul, se han desarrollado métodos para capturar el CO₂ durante la producción de hidrocarburos, almacenándolo en campos de gas vacíos bajo tierra o el mar. Por otro lado, el hidrógeno verde se obtiene a través de energías renovables, no emitiendo CO₂. Estos son algunos de los tipos de hidrógeno que se discuten actualmente.

A nivel mundial, en el escenario *Net Zero* se prevé que para el 2030 exista una capacidad instalada de electrólisis de más de 700 GW, casi dos tercios de la cual serían para la producción de electrolizadores alcalinos y un quinto para electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM, por sus siglas en inglés) (IEA, 2022a).

Los esfuerzos a nivel nacional se deben enfocar en el hidrógeno como vector energético en diferentes procesos industriales, considerando su implementación como insumo y fuente de calor. Industrias como la cementera, la química, la siderúrgica y la de hidrocarburos, entre otras, podrían ser altamente beneficiadas por el uso del hidrógeno en sus procesos.

Esta transición no solo reduce las emisiones de GEI, sino que fomenta el desarrollo de energías limpias, genera empleo y fortalece la seguridad energética. Además, al disminuir la dependencia de los combustibles fósiles, se promueve una economía más sostenible y se avanza hacia un futuro con bajas emisiones de carbono.

El hidrógeno tiene múltiples aplicaciones en la industria y se utiliza como materia prima en la producción de diversos productos finales. Algunos ejemplos de su uso incluyen la producción de amoníaco, esencial en la fabricación de fertilizantes y beneficia a la agricultura al proporcionar nutrientes necesarios para los cultivos. También se emplea en la refinación de petróleo, donde ayuda a eliminar impurezas y mejorar la calidad de derivados como la gasolina, el diésel y los productos petroquímicos. Otro ejemplo es su papel esencial en la producción de metanol, un componente utilizado en la fabricación de productos químicos, disolventes y combustibles. Además, se está explorando el uso del hidrógeno como alternativa en la industria siderúrgica, donde puede sustituir al carbón en los procesos de reducción directa y contribuir así a la producción de acero verde, reduciendo las emisiones de carbono. En la industria química el hidrógeno es utilizado como elemento básico en la fabricación de una amplia gama de artículos, como plásticos, productos

farmacéuticos y productos de limpieza. Por último, en el ámbito de la movilidad el hidrógeno se emplea como fuente de energía para vehículos: una pila de combustible convierte el hidrógeno en electricidad, generando energía limpia y emitiendo solo agua como subproducto. Estos son solo algunos ejemplos que demuestran la versatilidad y el potencial del hidrógeno en la industria.

3.4.10. Refrigerantes con bajo potencial de calentamiento global (PCG)

En relación con los hidrofluorocarbonos (HFC), los perfluorocarbonos (PFC) y el hexafluoruro de azufre (SF₆), utilizados en diversas industrias, existen alternativas menos contaminantes, como las hidrofluoroolefinas (HFO), que tienen un PCG mucho más bajo, son consideradas más amigables con el ambiente y su aplicación abarca sistemas de refrigeración, aires acondicionados, aerosoles y equipos de extinción de incendios. El NH₃ también juega un papel importante ya que es un refrigerante natural que no agota la capa de ozono y tiene un PCG igual a cero. Esta es una alternativa sostenible para reemplazar los HFC en sistemas de refrigeración y aire acondicionado, especialmente en aplicaciones industriales. Los hidrocarburos (HC), como el propano y el butano, son alternativas naturales y de bajo impacto ambiental utilizadas en sistemas de refrigeración y aire acondicionado. Sin embargo, debido a su inflamabilidad, requieren medidas adicionales de seguridad en manejo y diseño de equipos. Los fluidos sintéticos de poliéster (POE) son una alternativa a los PFC en aplicaciones como aislantes eléctricos y refrigerantes. Tienen una menor capacidad de calentamiento global y se consideran menos dañinos para el medio ambiente. Como se ha mencionado anteriormente, se debe tener en cuenta que la elección de la alternativa adecuada dependerá de las necesidades específicas de la aplicación, el sector industrial y los requisitos de seguridad. Además, es esencial seguir las regulaciones y los estándares pertinentes al utilizar estas alternativas para garantizar su uso seguro y eficaz (Sovacool, 2021).

3.4.11. Distritos energéticos

Los distritos energéticos son tecnologías que producen o transforman energía de manera centralizada y distribuirla mediante redes, como un servicio energético, a múltiples usuarios en sectores residenciales, industriales y comerciales. En el ámbito mundial los distritos energéticos operan con eficiencias que pueden alcanzar hasta un 93 %, según informes de las Naciones Unidas,

dependiendo de las tecnologías y configuraciones usadas, y permiten ahorros energéticos hasta del 50 %, comparados con sistemas convencionales.

El desarrollo de distritos energéticos es una respuesta a la necesidad de proporcionar energía para el futuro de una manera consistente con la necesidad de proteger el ambiente. La producción de energía desde una instalación centralizada permite mejoras en su conservación al tiempo que contribuye a reducir las emisiones atmosféricas, el calentamiento global y la liberación de gases que agotan el ozono. De esta forma, se puede mantener la calidad de vida sin un aumento significativo en el costo de la energía (UNEP, 2021).

Se ha identificado que Colombia es un país con condiciones altamente favorables para la implementación de distritos energéticos, principalmente en aplicaciones de enfriamiento para confort asociado con dos factores fundamentales:

- Los planes de ordenamiento territorial: las ciudades colombianas propenden por la densificación, los altos índices de construcción y la diversificación de usos en las mismas localidades de desarrollo.
- Localización de los centros urbanos: el 70 % de los centros urbanos se encuentra en zonas climáticas que requieren la instalación de sistemas de aire acondicionado. Adicionalmente, dada la ausencia de variación estacional pronunciada por la posición ecuatorial del país, la demanda de los distritos energéticos es casi constante durante todo el año.

Las ciudades de Medellín, Barranquilla, Cartagena y Cali tienen alta demanda de climatización urbana, tal como se aprecia en la Figura 36. Hay oportunidades para desarrollar distritos energéticos que conecten industrias, hoteles y centros educativos. La guía metodológica de distritos térmicos indica una demanda potencial de 209 kTR en centros administrativos de 13 áreas metropolitanas. Dicha estimación inicial sirve como base para futuros estudios de campo y para proyectar el potencial nacional. Los distritos energéticos, además de enfriamiento, pueden suministrar calor, agua caliente y electricidad (Minambiente, 2019).

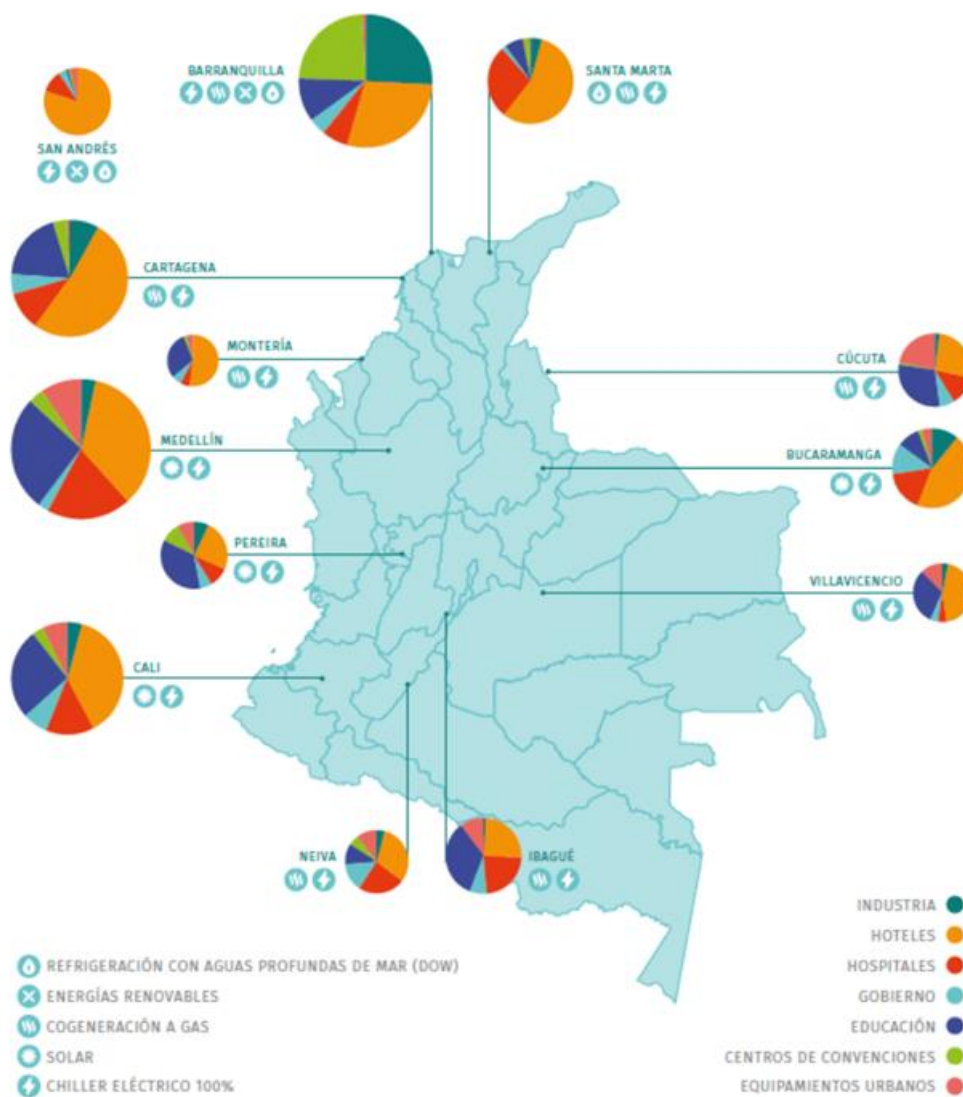


Figura 36. Potencial de climatización, por sector, en las principales ciudades y posibles configuraciones de distritos energéticos

Fuente: Minambiente, 2019.

3.4.12. Energía nuclear

La posibilidad de establecer una central nuclear en Colombia ha sido objeto de debate constante a lo largo de los años. Es más, la Misión de Sabios que entregó sus resultados en 2020 exhortó al país a explorar el potencial de la energía nuclear (Misión de Sabios, 2020). Desde algunas orillas se identifican dos factores como clave para tal desarrollo: el liderazgo político y el desarrollo de

una ley de seguridad nuclear como necesidad primordial para asegurar que esta tecnología se implemente de manera segura y responsable en el país (*El Tiempo*, 2022).

Históricamente Colombia ha estado involucrada en la investigación y aplicación de la energía nuclear. En 1965 se inauguró el primer reactor nuclear colombiano, sentando las bases para la exploración futura de esta tecnología. El SGC es el responsable actual de dicho reactor (*Reactor nuclear en Colombia*, 2023), el cual es utilizado en aplicaciones investigativas de geociencias, energía y otras aplicaciones nucleares y radiactivas.

El país ha venido demostrado un interés particular por la medicina nuclear y su aplicación en la industria. La generación de isótopos radiactivos ha sido de gran importancia en el diagnóstico y tratamiento de enfermedades como el cáncer. Sin embargo, Colombia carece actualmente de la capacidad de producción local, motivo por el cual es altamente dependiente de las importaciones. Tal ha sido el caso que, durante la guerra en Ucrania, se presentó una escasez en el 85 % de las unidades de medicina nuclear del país, dejando más de 3000 pacientes de cáncer no atendidos (*Semana*, 2023).

La capacidad de producir isótopos en pequeños reactores modulares (*small modular reactors*, SMR) de 300 megas, o incluso en microrreactores, abre la puerta a avances significativos en el campo de la energía y la medicina (IAEA, 2021). Además del beneficio en la medicina, las centrales nucleares también pueden desempeñar un papel crucial en la generación de energía eléctrica. Sin embargo, a la fecha la gran mayoría de reactores a escala tanto grande como pequeña han evidenciado demoras sustanciales en sus entradas en operación (Portugal-Pereira *et al.*, 2018), así como importantes sobrecostos de hasta 117 % en promedio, según Sovacool *et al.* (2014). Como lo comentan Haywood *et al.* (2023), apostar por la energía nuclear como medida de descarbonización a mediano y largo plazo requiere de una adecuada gestión de los riesgos tecnológicos, ambientales, financieros y de seguridad física, así como fortalecer el marco regulatorio del país.

La implementación de centrales nucleares conlleva desafíos significativos. Entre estos están el adecuado manejo y disposición final de los combustibles nucleares utilizados en el proceso, la gestión de riesgos de proliferación nuclear, la gestión de riesgo ante catástrofes naturales, afectaciones de seguridad o errores humanos, entre otros (Haywood *et al.*, 2023; Wealer *et al.*, 2022). De considerar la opción nuclear en Colombia, se tendría que fortalecer la capacidad de

vigilancia, fiscalización y gestión de riesgos y actividades relacionadas con la cadena de valor de la energía atómica, para así garantizar una disposición segura y ambientalmente sostenible de los desechos radiactivos.

La factibilidad de la energía nuclear en Colombia dependerá entonces de las cuantiosas inversiones estatales requeridas para robustecer la infraestructura e institucionalidad necesarias para mitigar los distintos riesgos asociados a este sector. Es esencial que el país adelante el debate sobre legislaciones y normas para una seguridad nuclear robusta y exhaustiva que garantice la seguridad de las personas y el medio ambiente. Asimismo, se deben abordar los desafíos asociados con la gestión de residuos radiactivos para asegurar un uso responsable y sostenible de la energía nuclear en Colombia.

3.4.13. Servicios complementarios

Los servicios complementarios son acciones necesarias para garantizar un equilibrio entre la generación y la demanda de energía eléctrica, así como para asegurar precios competitivos y calidad en el suministro dentro del mercado eléctrico. Son especialmente importantes en situaciones de contingencia, horas pico u otras circunstancias en las que la generación no pueda satisfacer la demanda de los clientes.

La demanda de energía varía constantemente debido a diversos factores, como el país de consumo y producción, el sector de consumo, los electrodomésticos, el año, el mes, el día y la hora, entre otros (Löschel & Managi, 2019). En un escenario ideal la red eléctrica debe operar en equilibrio, lo que significa que, en cualquier instante de tiempo, la cantidad de energía generada debe ser igual a la cantidad de energía consumida. Sin embargo, ante ciertas circunstancias (p. ej., contingencias de la red, horas pico, entre otras) existe la posibilidad de que la generación no puedan suplir la demanda de energía de los clientes (Díaz Londoño, 2020).

Para hacer frente a estas situaciones de contingencia se emplean los servicios complementarios. Estos incluyen acciones que aseguran que la generación y la demanda estén en equilibrio manteniendo un precio competitivo y una buena calidad del suministro eléctrico dentro del mercado (Pirbazari, 2010). De acuerdo con la Unión de la Industria Eléctrica, “los servicios complementarios son todos los servicios requeridos por el operador del sistema de transmisión o

distribución para permitirles mantener la integridad y estabilidad del sistema de transmisión o distribución, así como la calidad de la energía” (EURELECTRIC, 2004).

Teniendo en cuenta que el concepto de *servicios complementarios* puede entenderse de maneras diferentes de acuerdo con cada país, la Unión de la Industria Eléctrica define los siguientes servicios complementarios:

- *Control de frecuencia (FC, por sus siglas en inglés)*: acciones para mantener la frecuencia dentro de los márgenes seguros de operación, guiadas por la modulación continua de la potencia activa. Dentro de los servicios de control de frecuencia hay respuesta primaria y secundaria.
 - *Respuesta primaria*: respuesta automática a los cambios de frecuencia liberada durante un periodo de algunos segundos desde el momento de la frecuencia.
 - *Respuesta secundaria*: respuesta automática a los cambios de frecuencia que toma el relevo de la respuesta primaria y recupera parcialmente la frecuencia del sistema.
 - En ciertos casos la respuesta de alta frecuencia se puede definir por separado: una reducción automática en la salida de potencia activa en respuesta a un aumento en la frecuencia del sistema, liberada cada vez más con el tiempo durante el periodo de 0 a algunos segundos desde el momento del aumento de frecuencia.
- *Control de tensión (CV, por sus siglas en inglés)*: mantenimiento de la tensión mediante la inyección o absorción de potencia reactiva mediante compensación síncrona o estática.
- *Reserva giratoria (SP, por sus siglas en inglés)*: aumento o disminución de la generación o reducción del consumo que se puede proporcionar con poca antelación, llevada a cabo por unidades generadoras parcialmente cargadas y clientes interrumpibles.
- *Reserva permanente (RP, por sus siglas en inglés)*: aumento de la generación o reducción del consumo que pueden proporcionar aquellas unidades generadoras que no están sincrónicamente en línea o clientes interrumpibles.
- *Capacidad de arranque en negro (BS, por sus siglas en inglés)*: capacidad de una unidad generadora para arrancar sin alimentación externa, a la que se recurre como medio para restablecer el suministro tras un fallo importante en toda la red o en parte de ella.
- *Control automático a distancia de la generación (RG, por sus siglas en inglés)*: medio de regular la frecuencia controlando la producción a través de un sistema de control centralizado.

Puede significar el funcionamiento de la respuesta secundaria, pero también el control de toda una central.

- *Compensación de pérdidas en la red (GL, por sus siglas en inglés)*: compensación de las pérdidas del sistema de transmisión entre los generadores y las cargas.
- *Acciones de control de emergencia (EC, por sus siglas en inglés)*: mantenimiento y uso de equipos especiales (por ejemplo, estabilizadores del sistema eléctrico y resistencias de frenado dinámico) para mantener un sistema de transmisión seguro.

Además de lo anterior, la Comisión Federal de Regulación de Energía de los EE. UU. (FERC, por sus siglas en inglés) agrupa los servicios complementarios en cinco clases: servicio de programación, control de sistemas y despacho de intercambios con otras áreas de control; servicio de suministro de reactivos y control de tensión, regulación y respuesta en frecuencia; servicio de desequilibrio de energía, y dos reservas operativas: servicio de reserva rotativa y servicio de reserva suplementaria (González *et al.*, 2014).

Adicionalmente, para EE. UU. es posible distinguir tres grupos de reservas: regulación, reserva rodante / no rodante y reserva de reposición (también conocida comúnmente como reserva operativa o suplementaria) (Kirby, 2004; 2007).

- *Regulación*: cubre los continuos cambios rápidos y frecuentes en carga y generación que crean desequilibrios energéticos y fluctuaciones de frecuencia. Está controlada por el gobernador automático de las turbinas (AGT, por sus siglas en inglés) y el control automático de ganancia o generación (AGC, por sus siglas en inglés), y debe responder casi simultáneamente a las fluctuaciones de carga del sistema.
- *Reservas rotativas / no rotativas y de reposición*: restauran la generación y el balance de carga en caso de contingencia. La reserva giratoria responde casi simultáneamente (en cuestión de segundos) a una contingencia, pero solo se requiere que esté completamente disponible en 10 min y mantenida durante 2 h.
- *Reserva no rodante*: no requiere la sincronización permanente de la unidad a la red, pero debe garantizar un arranque rápido y disponibilidad total en 10 min.
- *Reserva de reposición*: está destinada a sustituir reservas más rápidas y costosas, de manera que reduzca costos y garantice la seguridad ante contingencias posteriores, y debe suministrarse en un plazo máximo de 30 min.

Gestión del lado de la demanda (DSM, por sus siglas en inglés)

Con la liberalización del mercado eléctrico las actividades de generación, transmisión, distribución y suministro se han desagregado en segmentos monopólicos (transmisión y distribución) y segmentos competitivos (generación y suministro) (EURELECTRIC, 2004). Esta apertura del mercado eléctrico promueve que no solo las grandes empresas de generación sean responsables del equilibrio de la red, sino que los usuarios finales también puedan participar en acciones que ayuden con su estabilización a través de planes de gestión de la demanda que contemplen acciones de eficiencia de energía, respuesta a la demanda y aumento estratégico de cargas.

Para proporcionar servicios complementarios la DSM es responsable de la planificación, la implementación y el monitoreo de actividades que están diseñadas para influir en el uso de electricidad por parte del cliente. Por lo general, el objetivo principal de la DSM es alentar a los usuarios a modificar sus patrones de consumo de energía durante ciertos intervalos de tiempo para aplanar la curva de demanda (Gelazanskas & Gamage, 2014).

En el concepto de *respuesta a la demanda* (RD) el consumidor se convierte en un participante activo dentro del mercado eléctrico, que tiene la capacidad de desconectar parcialmente su demanda, desplazarla o inclusive incrementarla como respuesta o reacción a señales que emita el mercado. Por lo tanto, la RD reduce los costos de operación del sistema eléctrico, particularmente en las redes con alta penetración de fuentes renovables de energía, donde se requiere enfrentar la alta variabilidad de estos recursos Parvania et al., 2013.

En general, la activación de la RD se puede efectuar de dos maneras: control directo y gestión indirecta. En el primer caso el agregador ajusta la referencia o la desconexión remota de equipos, dependiendo del contrato firmado por los usuarios Albadi & El-Saadany, 2008. En el segundo, el control de la demanda energética se efectúa a través de cambios de precios en la energía u ofreciendo un pago de incentivos a los consumidores participantes Vueltas et al., 2018. Estos programas de gestión indirecta se clasifican en dos categorías básicas: RD basada en precios y RD basada en incentivos, como se ilustra en la figura Figura 37. Adicionalmente, en esta figura se muestra la jerarquía de la RD y algunos de los programas más utilizados Vardakas &, 2015.

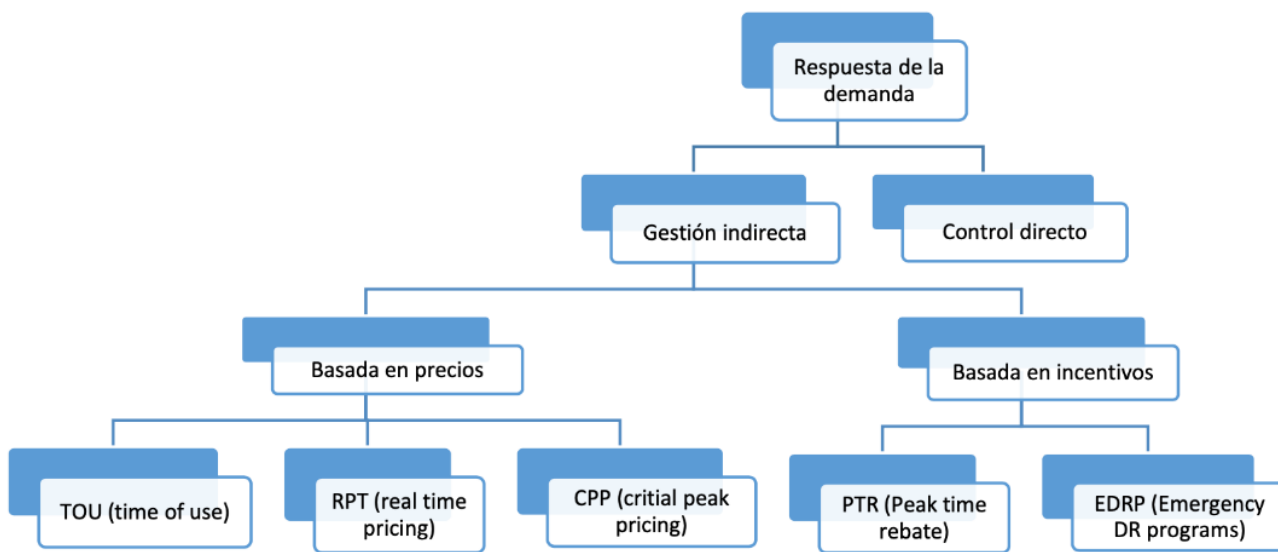


Figura 37. Jerarquía de programas de respuesta a la demanda

Fuente: Vardakas &, 2015.

La RD ofrece varios beneficios, como las capacidades de equilibrar las incertidumbres de la generación renovable, mejorar la implementación de precios en tiempo real y reducir los requisitos de capacidad de generación. Los planes de RD se adoptan debido a la naturaleza predecible y cíclica de la demanda de electricidad y la disponibilidad de los recursos de generación. La demanda puede gestionarse mediante control indirecto o directo (Aghaei & Alizadeh, 2013).

Cargas flexibles

Algunas cargas tienen la capacidad de modificar el consumo con mínima afectación o una afectación disponible a ser afectada dentro del margen de confort del usuario. Las cargas flexibles se clasifican en *ajustables* y *diferibles*.

Una carga ajustable es una carga eléctrica cuyo requerimiento de energía es flexible durante su tiempo de servicio; es decir, es flexible para todo tiempo de servicio. Por ejemplo, las cargas controladas termostáticamente (TCL, por sus siglas en inglés) se ajustan modificando el punto de ajuste de temperatura fijado por el usuario y los sistemas de presión de refuerzo de agua (WBPS,

por sus siglas en inglés) se ajustan alterando el punto de ajuste de presión de funcionamiento normal (Luo *et al.*, 2017).

Una carga diferible tiene un requerimiento de energía fijo al final del servicio. Por ejemplo, una bomba de agua debe estar encendida un tiempo determinado al final del día y puede brindar servicios de regulación encendiéndola y apagándola, y el estado de carga de un vehículo eléctrico (EV, por sus siglas en inglés) debe estar por encima de cierto nivel en el momento de la salida (Díaz Londoño, 2020).

Comunidades locales de energía

Entre los desafíos técnicos que tiene la TEJ está la operación de un sistema eléctrico cada vez más intensivo en energías renovables variables. Por lo anterior, considerar la capacidad de la red, el comportamiento intermitente y la congestión hace necesaria la inclusión de mecanismos como la infraestructura de medición inteligente (AMI, por sus siglas en inglés) y las tecnologías de información y comunicación (TIC).

La integración de generación distribuida en la red exige nuevos modelos de gestión para brindar servicios a las partes interesadas mediante el empoderamiento de los usuarios. Actualmente los usuarios que incluyen generación de energía son conocidos como *prosumidores*. Nuevas tendencias consideran que el rol activo de los usuarios no se limita solamente a la capacidad de autogeneración, sino que se extiende a la disposición de ser flexibles en su consumo, de modo que son conocidos como *flexumidores (flexumers)* (Jee *et al.*, 2022). Estos nuevos paradigmas han dado lugar a la creación de comunidades locales de energía que proporcionan independencia y autonomía a los usuarios y que pueden jugar un papel activo en términos de flexibilidad de la red (Sumper, 2019).

La flexibilidad que pueden llegar a proporcionar las comunidades energéticas es importante. El manejo de los activos renovables mediante las herramientas de digitalización permite que estos activos, de manera individual o conjunta, sean administrados en pro de la flexibilidad en la red. Adicionalmente, los activos de generación se pueden operar y administrar como *virtual power plants (VPP)*. Utilizando los potenciales de generación presentados en este documento. Las VPP o la capacidad de modificación de patrones de demanda crean la posibilidad de prestar servicios de flexibilidad a la red, siendo esta una alternativa adicional a las tradicionales

termoeléctricas. Como ejemplo de lo mencionado, en Reino Unido la compañía Octopus Energy¹¹ en una sesión de ahorro logró que 400.000 usuarios firmaran esquemas de ahorro equivalentes a una capacidad de 108 MW. Esta capacidad es comparable a la generación de una pequeña planta de producción de energía a partir de gas para picos de energía. Adicionalmente, de acuerdo a la visión agrícola del país los mercados locales de energía y flexibilidad también pueden ser estudiados en el contexto colombiano tal y como se muestra un estudio realizado en cultivos de flores y sus posibilidades de establecer mercados locales de energía y ofrecer servicios de flexibilidad a la red Roncancio et al., 2022.

¹¹ La iniciativa puede ser consultada en: <https://octopus.energy/press/believe-it-or-watt-octopus-energy-customers-provide-108mw-of-grid-flexibility-in-first-saving-session-equivalent-of-a-gas-power-station/>

4 Recomendaciones para la TEJ

El análisis de las ubicaciones con potencial para la generación de energía mediante FNCER es una herramienta que contribuye a la planificación regional y busca mejorar la calidad de vida en los territorios. La información resultante se compartirá de manera pública y accesible para facilitar su implementación y la participación comunitaria como parte de entregas futuras de la HdR de la TEJ. Además, se está desarrollando una herramienta interactiva que incorporará variables socioambientales, permitiendo análisis en diversas escalas de complejidad y dirigida a diversos actores sociales.

Es importante diseñar e implementar planes que permitan identificar las NBI que hoy en día aún existen en diferentes territorios de la nación. Para esto se deben establecer canales directos de diálogo claro y oportuno con las comunidades para socializar, crear e implementar de manera conjunta las propuestas y soluciones a las necesidades particulares de cada región y así dar acceso a educación, servicios públicos, saneamiento básico, nutrición, salud, entre otros. Asimismo, hay que insistir en que dichas soluciones deben producirse conjuntamente para poder establecer la justicia de la transición energética. Por lo anterior, los nuevos modelos energéticos y la vinculación de las comunidades a estos proyectos deben garantizar su apropiación e involucrar operaciones a largo plazo, con un acompañamiento institucional en el cual se definan y socialicen de forma clara los alcances y obligaciones de las entidades involucradas, así como las estrategias de atención a dudas de las comunidades conforme a las capacidades locales.

Para el proceso de la TEJ resulta fundamental el fortalecimiento de las relaciones entre instituciones, comunidades, empresas y gobierno. Adicionalmente, se deben adelantar acompañamientos a los procesos de preconsulta, consulta, protocolización y seguimiento de acuerdos entre instituciones, comunidades, empresas y gobierno de los proyectos que se vayan a realizar para así garantizar valor verdadero a los territorios. En particular este documento es un aporte inicial al que corresponden estrategias de divulgación y promoción en conjunto con estrategias de capacitación y fortalecimiento.

En los sectores industrial, residencial, terciario y de movilidad, aunque puedan ser considerados difíciles de descarbonizar, es importante promover e incorporar innovaciones tecnologías bajas en emisiones, eficientes y apropiadas, buscando terminar la dependencia de

combustibles fósiles. Algunas de las opciones son la inclusión de bioenergéticos, los distritos energéticos (calefacción, frío, CO₂, etc.), las calderas (eficiencia, sustitución de combustible), la climatización (calefacción, refrigeración), la cocción (electrificación, inducción, biomasa), la iluminación (eficiencia), la AMI y la implementación de planes de eficiencia energética. Además de lo anterior, estas tecnologías son una oportunidad fundamental para fortalecer la industria nacional, si se fabrican de forma local.

Se debe promover la adopción e implementación de tecnologías disponibles en la industria nacional para gestionar de manera eficiente las emisiones producidas por la combustión y el manejo del agua generada en los yacimientos petroleros. Asimismo, hay que estimular la investigación e implementación de tecnologías de hidrógeno y captura de carbono para reducir emisiones en refinerías y producción petroquímica.

De acuerdo con la información contenida en este documento, se deben establecer los lineamientos y las necesidades de capital humano referidos a la producción de bioenergéticos, energía a partir de residuos, hidrógeno, energía geotérmica, energía solar, energía eólica, energía mareomotriz y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. Del mismo modo, conviene incentivar no solo la generación, sino usos secundarios y en cascada como factor clave para llevar beneficio a las comunidades aledañas (locales). Además, es importante identificar y establecer los plazos para la prestación de servicios auxiliares o complementarios.

Teniendo en cuenta que la movilidad es una fuente considerable de emisiones, se deben considerar entre las estrategias de descarbonización la inclusión de vehículos eléctricos (importación, producción y renovación), la reconversión de vehículos de combustión a eléctricos y los planes para educar a los conductores en términos de eficiencia de conducción para vehículos livianos y pesados. Además, hay que fomentar la movilidad activa y no motorizada, como el uso de bicicletas y el desarrollo de infraestructuras adecuadas para peatones y ciclistas. La creación de vías exclusivas, ciclovías y pasos peatonales seguros contribuirá a reducir el uso de vehículos motorizados y mejorar la calidad del aire en las ciudades. Igualmente, se requiere mejorar y expandir los sistemas de transporte público masivo y estratégicos aumentando la cobertura, el tamaño de las flotas, la accesibilidad, la disponibilidad de información, la integración entre diferentes modos de transporte, la frecuencia de los servicios y la introducción de nuevos modos adicionales, como el férreo, el transporte por cable y otros.

Teniendo en cuenta experiencias aprendidas en la implementación de diferentes planes, se recomienda la ampliación y el mantenimiento de aquellos planes relacionados con eficiencia energética, como por ejemplo el Programa de Eficiencia Energética Caribe Energía Sostenible (PEECES) y los planes de sustitución de leña, entre otros, con el objetivo de promover una apropiación entre las comunidades del uso racional de energía.

Finalmente, se recomienda una evaluación de toda la cadena de valor alrededor de los proyectos de generación de energía con fuentes no convencionales de energía. Esta es una oportunidad adecuada para fomentar el crecimiento de la industria nacional y crear planes de reconversión laboral para los sectores afectados por el declive de los mercados internacionales de carbón.

5 Bibliografía

Adamson, M., & Cipoletta Tomassian, G. (2022). Estudio de impacto económico de las inversiones y el financiamiento para el recambio de flota de autobuses sostenibles en Costa Rica. <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/48538>

Aghaei, J., & Alizadeh, M.-I. (2013). Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18, 64–72. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.09.019>

Agora Energiewende & AFRY Management Consulting. (2021). No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe. Agora Energiewende. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf

Agora Energiewende, Jakob, M., Steck, M., Catenazzi, G., Schneider, C., Holtz, G., & Gagnebin, M. (2023). Breaking free from fossil gas. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_07_EU_GEXIT/A-EW_292_Breaking_free_WEB.pdf

Albadi, M. H., & El-Saadany, E. F. (2008). A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 78(11), 1989–1996. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.04.002>

Alfaro, C. M., Gutiérrez, J. B. R., Casallas, Y. P., Rodríguez, G. Z., & Malo, J. E. (2020). Estimación Preliminar del Potencial Geotérmico de Colombia. Servicio Geológico Colombiano.

Ángel-Sanint, E., García-Orrego, S., & Ortega, S. (2023). Refining wind and solar potential maps through spatial multicriteria assessment. Case study: Colombia. *Energy for Sustainable Development*, 73, 152–164. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2023.01.019>

Aponte Motta, J., Rojas Correal, A., & De Carvalho Coutinho, T. (2023). Alimentando la ciudad y resistiéndola: Los pueblos indígenas en el complejo urbano transfronterizo entre Brasil, Colombia y Perú en la Amazonia. *Latin American and Caribbean Ethnic Studies*, 1–24. <https://doi.org/10.1080/17442222.2023.2230846>

BID. (2021, septiembre 30). Colombia gana posicionamiento en la industria de hidrógeno verde en Latinoamérica. *Energía para el Futuro*. <https://blogs.iadb.org/energia/es/colombia-gana-posicionamiento-en-la-industria-de-hidrogeno-verde/>

Biocarbono. (2023). La región. Proyecto Biocarbono Orinoquia. <https://biocarbono.org/region/>

Caia Ing. (2021). Análisis de opciones para aumentar las absorciones de gases de efecto invernadero de Colombia en el marco de la Estrategia climática de largo plazo E2050. <https://e2050colombia.com/wp->

content/uploads/estudios/EstudioEAnálisisDeLasOpcionesParaAumentarLasAbsorcionesDeGasesDeEfectoInvernadero.pdf

Castañeda, A., Guajardo, A. S., Martín Castrillón, D., & Farfán, J. C. (2022). Cartagena como centro industrial de hidrógeno bajo en carbono.

CNUEE. (2020). Conducción económica, manejo a la defensiva y cuidados del vehículo ligero ... Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. <http://www.gob.mx/conuee/articulos/conduccion-economica-manejo-a-la-defensiva-y-cuidados-del-vehiculo-ligero?idiom=es>

Colombia, G. de. (2021). Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París. MinAmbiente; DNP; Cancillería; AFD; Expertise France. <https://e2050colombia.com/>

CQM Consultoría S.A.S. (2022). Estudio de modelos de negocio para la producción de hidrógeno azul en Colombia.

DANE. (2021). DANE - Encuesta nacional de calidad de vida (ECV) 2022. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/salud/calidad-de-vida-ecv/encuesta-nacional-de-calidad-de-vida-ecv-2022>

Díaz Londoño, C. E. (2020). A framework for flexible loads aggregation. <https://doi.org/10.11144/Javeriana.10554.54828>

DNP. (2023). Pacífico Desarrollo socioeconómico con equidad, integración y sostenibilidad ambiental.pdf. https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Desarrollo%20Territorial/D.%20Pac%C3%ADfico_Desarrollo%20socioecon%C3%B3mico%20con%20equidad,%20integraci%C3%B3n%20y%20sostenibilidad%20ambiental.pdf

Duarte, Á. A. S. (2021). Formas, sistemas y ensambles. Elementos para una geografía de la urbanización de la Amazonía colombiana. Revista ciudades, estados y política, 8(3), Article 3. <https://doi.org/10.15446/cep.v8n3.91940>

E3G. (2023, julio 5). Carbon capture and storage ladder. E3G. <https://www.e3g.org/publications/carbon-capture-and-storage-ladder/>

Ecopetrol. (2022). INFORME INTEGRADO DE GESTIÓN 2022. <https://files.ecopetrol.com.co/web/esp/agaesp2023/informe-integrado-gestion2022.pdf>

EERE. (s/f-a). Concentrating Solar-Thermal Power Basics. Energy.Gov. Recuperado el 21 de julio de 2023, de <https://www.energy.gov/eere/solar/concentrating-solar-thermal-power-basics>

EERE. (s/f-b). Concentrating Solar-Thermal Power Systems. Energy.Gov. Recuperado el 21 de julio de 2023, de <https://www.energy.gov/eere/solar/concentrating-solar-thermal-power-systems>

Emiliani, L. C., & Meisel Roca, A. (2014). ¿Habrà una segunda oportunidad sobre la tierra? Instituciones coloniales y disparidades económicas regionales en Colombia. *Revista de Economía Institucional*, 16(31), Article 31. <https://revistas.uexternado.edu.co/index.php/ecoins/article/view/3896>

ENEL. (2019). Enel-Emgesa instalarà la primera batería de almacenamiento de energía de Colombia. <https://enel.com.co/content/enel-co/es/megamenu/prensa/news/2019/05/enel-emgesa-instalara-la-primer-a-bateria-de-almacenamiento-de-energia-de-colombia.html>

Enersinc & DNP. (2017). Energy Demand Situation in Colombia (Misión de Crecimiento Verde). Enersinc; Departamento Nacional de Planeación. https://www.dnp.gov.co/LaEntidad/_misiones/mision-crecimiento-verde/Documents/ejes-tematicos/Energia/MCV%20-%20Energy%20Demand%20Situation%20VF.pdf

EURELECTRIC. (2004). Ancillary Services Unbundling Electricity Products – an Emerging Market. Union of the electricity industry. <http://pierrepinson.com/31761/Literature/Eurelectric2004-ancillaryservices.pdf>

Feng, L., Aryal, N., Li, Y., Horn, S. J., & Ward, A. J. (2023). Developing a biogas centralised circular bioeconomy using agricultural residues—Challenges and opportunities. *Science of The Total Environment*, 868, 161656. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2023.161656>

FRL & Sintracarbón. (2019). Carbón Tóxico: Daños y Riesgos a la Salud de Trabajadores Mineros y Población Expuesta al Carbón—Evidencias científicas para Colombia (p. 59). Fundación Rosa Luxemburgo; Sintracarbón. https://rosalux.org.ec/pdfs/FRL_Carbon_toxico_WEB_compressed.pdf

Galvis-Aponte, L. A., & Meisel-Roca, A. (2010). Persistencia de las desigualdades regionales en Colombia: Un análisis espacial. Banco de la República. <https://doi.org/10.32468/dtseru.120>

Gelazanskas, L., & Gamage, K. A. A. (2014). Demand side management in smart grid: A review and proposals for future direction. *Sustainable Cities and Society*, 11, 22–30. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2013.11.001>

Gers, J. M. (2017). América Latina y el Caribe: Estado del arte de las redes eléctricas inteligentes. ENERLAC. *Revista de energía de Latinoamérica y el Caribe*, 1(1), Article 1.

GIZ. (2023). Estudio técnico de identificación de hubs de hidrógeno verde en Colombia. Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit.

GIZ México. (2023). Resultados e impactos en transporte de carga. Ciudades y Transporte Sustentable. <https://ciudadesytransporte.mx/resultados-e-impactos-transporte-de-carga/>

Gómez, A. G., León Candela, R. A., & Rendon, J. G. (2023). Energy storage for the provision of a secondary frequency control service: Evidence in the Colombian market. *The Electricity Journal*, 36(8), 107329. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2023.107329>

- González, P., Villar, J., Díaz, C. A., & Campos, F. A. (2014). Joint energy and reserve markets: Current implementations and modeling trends. *Electric Power Systems Research*, 109, 101–111. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.12.013>
- Haywood, L., Leroutier, M., & Pietzcker, R. (2023). Why investing in new nuclear plants is bad for the climate. *Joule*, S2542435123002817. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.07.006>
- Heinen, E., & Mattioli, G. (2019). Multimodality and CO2 emissions: A relationship moderated by distance. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 75, 179–196. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2019.08.022>
- Huxham, M., & Anwar, M. (2023). Understanding the impact of a low carbon transition on Colombia. Centro de Finanzas Sostenibles - Universidad de los Andes; Willis, Towers Watson.
- IAEA. (2021, diciembre 3). ¿Qué son los reactores modulares pequeños (SMR)? [Text]. IAEA. <https://www.iaea.org/es/newscenter/news/que-son-los-reactores-modulares-pequenos-smr>
- IDEAM. (2016). Atlas de Viento de Colombia. Atlas IDEAM. <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>
- IDEAM, Fundación Natura, PNUD, MADS, DNP, & Cancillería. (2021). Tercer Informe Bienal de Actualización de Colombia a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC). IDEAM, Fundación Natura, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA, FMAM. <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/BUR3%20-%20COLOMBIA.pdf>
- IEA. (2017, octubre 3). Battery storage and renewables: Costs and markets to 2030. <https://www.irena.org/publications/2017/oct/electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>
- IEA. (2019). Global Energy & CO2 Status Report 2019. <https://www.iea.org/reports/global-energy-co2-status-report-2019/emissions>
- IEA. (2020). CCUS in clean energy transitions. *Energy Technology Perspectives*.
- IEA. (2022a). Electrolysers [Technology Deep Dive]. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/electrolysers>
- IEA. (2022b, octubre). Capacity of large-scale CO2 capture projects, current and planned vs. The Net Zero Scenario, 2020-2030 – Charts – Data & Statistics. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/capacity-of-large-scale-co2-capture-projects-current-and-planned-vs-the-net-zero-scenario-2020-2030>
- IEA. (2023a). Carbon capture, utilisation and storage—Fuels & Technologies. <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/carbon-capture-utilisation-and-storage>
- IEA. (2023b). Hydrogen. IEA. <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/hydrogen>

- Instituto Sinchi, & Minambiente. (2018). Habitar la Amazonia 27082018.pdf. <https://www.sinchi.org.co/files/publicaciones/novedades%20editoriales/pdf/Habitar%20la%20Amazonia%2027082018.pdf>
- IPCC. (2006). Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero: Precursores Y Emisiones (p. 17). <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/index.html>
- IPSE. (2023). Localidades ZNI al 30 de abril de 2023 (capacidad de generación) [Dataset].
- IRENA. (2019). Future of wind Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2019/oct/irena_future_of_wind_2019.pdf
- IRENA. (2020). Innovation Outlook: Ocean Energy Technologies. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Innovation-Outlook-Ocean-Energy-Technologies>
- Jee, Y., Lee, E., Baek, K., Ko, W., & Kim, J. (2022). Data-Analytic Assessment for Flexumers Under Demand Diversification in a Power System. IEEE Access, 10, 33313–33319. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3162077>
- Jeyaseelan, T., Ekambaram, P., Subramanian, J., & Shamim, T. (2022). A comprehensive review on the current trends, challenges and future prospects for sustainable mobility. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 157, 112073. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112073>
- Kirby, B. (2004). Frequency Regulation Basics and Trends.
- Kirby, B. (2007). Ancillary Services: Technical and Commercial Insights. http://www.consultkirby.com/files/Ancillary_Services_-_Technical_And_Commercial_Insights_EXT_.pdf
- Liebreich. (2021, agosto 15). The Clean Hydrogen Ladder – Now Updated to v4.1. Liebreich. <https://www.liebreich.com/the-clean-hydrogen-ladder-now-updated-to-v4-1/>
- Löschel, A., & Managi, S. (2019). Recent Advances in Energy Demand Analysis—Insights for Industry and Households. Resource and Energy Economics, 56, 1–5. <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2019.04.001>
- Luo, F., Dong, Z. Y., Meng, K., Wen, J., Wang, H., & Zhao, J. (2017). An Operational Planning Framework for Large-Scale Thermostatically Controlled Load Dispatch. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 13(1), 217–227. IEEE Transactions on Industrial Informatics. <https://doi.org/10.1109/TII.2016.2515086>
- Malagón, E. (2021, julio 20). Sistemas de almacenamiento de energía. Energía para el Futuro. <https://blogs.iadb.org/energia/es/sistemas-de-almacenamiento-de-energia-descarbonizacion/>
- Meisel, A. (2014). NO REVERSAL OF FORTUNE IN THE LONG RUN: GEOGRAPHY AND SPATIAL PERSISTENCE OF PROSPERITY IN COLOMBIA, 1500-2005. Revista de Historia Económica / Journal of

Iberian and Latin American Economic History, 32(3), 411–428.
<https://doi.org/10.1017/S0212610914000147>

Minambiente. (2019). Distritos térmicos en Colombia. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
<https://www.distritoenergetico.com/prueba/publicaciones/>

Minenergía. (2021). Hoja de ruta del hidrogeno en Colombia. Ministerio de Minas y Energía.
<https://www.minenergia.gov.co/es/micrositios/enlace-ruta-hidrogeno/>

Minenergía. (2022). Hoja de ruta energía eólica costa afuera en Colombia. Ministerio de Minas y Energía.
<https://shorturl.at/hwHKP>

Minenergía. (2023a). Diagnóstico Base para la Transición Energética Justa. Ministerio de Minas y Energía.

Minenergía. (2023b). Metodología para definir la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa en Colombia. Ministerio de Minas y Energía.
<https://www.minenergia.gov.co/documents/10143/MetodologiaHojaRuta-TEJ-2023.pdf>

Minenergía. (2023c). Producto 4: Escenarios de transición energética justa- Rutas que nos preparan para el futuro. Ministerio de Minas y Energía.

Ministerio de Agricultura y desarrollo rural. (2022). Evaluaciones agropecuarias 2019 a 2022.
<https://experience.arcgis.com/experience/17859d5712b046fca6b0df5781e0b560/page/EVAs/>

Mintransporte. (2021). Transporte en Cifras.
<https://www.mintransporte.gov.co/publicaciones/9443/transporte-en-cifras/>

Mintransporte. (2022). Estrategia Nacional de Transporte Sostenible (2022). Ministerio de Transporte.
<https://mintransporte.gov.co/publicaciones/10754/transporte-sostenible/>

Mishra, A., Kumar, M., Bolan, N. S., Kapley, A., Kumar, R., & Singh, L. (2021). Multidimensional approaches of biogas production and up-gradation: Opportunities and challenges. Bioresource Technology, 338, 125514. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2021.125514>

Misión de Sabios. (2020). Transición Energética, Productividad y Sostenibilidad—Foco de energías sosteniblaes (Vol. 10). Vicepresidencia de la República de Colombia; Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación.
https://accefyn.org.co/2021/pub-m-sabios/Coleccion/V10-Transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica-productividad-sostenibilidad_c.pdf

Ortúzar, J. D. D., & Willumsen, L. G. (2011). Modelling Transport (1a ed.). Wiley.
<https://doi.org/10.1002/9781119993308>

Parvania, M., Fotuhi-Firuzabad, M., & Shahidehpour, M. (2013). Optimal Demand Response Aggregation in Wholesale Electricity Markets. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(4), 1957–1965. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2257894>

Patinvoh, R. J., & Taherzadeh, M. J. (2019). Challenges of biogas implementation in developing countries. *Current Opinion in Environmental Science & Health*, 12, 30–37. <https://doi.org/10.1016/j.coesh.2019.09.006>

Patrick Bolton, Tobias Adrian, & Alissa M. Kleinnijenhuis. (s/f). The Great Carbon Arbitrage. IMF. Recuperado el 19 de julio de 2023, de <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2022/05/31/The-Great-Carbon-Arbitrage-518464>

Pelgrims, M., Das, A., Correa, J., Morales, R., Morillo, J. L., Espinosa, M., Herrera, J. C., Mendez, J. F., & Cadena, A. (2020). Propuesta De Actualización Y Consolidación De Escenarios De Emisiones De Gei Por Sector Y Evaluación De Costos De Abatimiento Asociados En Colombia. 1–205.

Pirbazari, A. M. (2010). Ancillary services definitions, markets and practices in the world. 2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA), 32–36. <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2010.5762857>

PNUMA. (2021). La oportunidad de negocio de la generación solar distribuida en Colombia: Mecanismos de financiación para la banca comercial. Programa de las Naciones Unidas para el Ambiente. <https://www.generacionsole.org/financiamiento-gsd-colombia/>

Portugal-Pereira, J., Ferreira, P., Cunha, J., Szklo, A., Schaeffer, R., & Araújo, M. (2018). Better late than never, but never late is better: Risk assessment of nuclear power construction projects. *Energy Policy*, 120, 158–166. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.05.041>

Reactor nuclear en Colombia: Qué es, cómo funciona y para qué sirve. (2023, enero 11). Caracol Radio. <https://caracol.com.co/2023/01/11/reactor-nuclear-en-colombia-que-es-como-funciona-y-para-que-sirve/>

Roncancio, J. S., Vuelvas, J., Patino, D., & Correa-Flórez, C. A. (2022). Flower Greenhouse Energy Management to Offer Local Flexibility Markets. *Energies*, 15(13), 4572. <https://doi.org/10.3390/en15134572>

Semana. (2023, mayo 11). Colombia necesita una ley de seguridad nuclear y protección radiológica. *Semana.com* Últimas Noticias de Colombia y el Mundo. <https://www.semana.com/opinion/articulo/colombia-necesita-una-ley-de-seguridad-nuclear-y-proteccion-radiologica/202350/>

Solano-Benavides, E., & Alandete-Brochero, N. D. J. (2019). Estimación y comparación de la competitividad regional en Colombia. *Sociedad y Economía*, 39. <https://doi.org/10.25100/sye.v0i39.8634>

Sovacool, B. (2021). Energy transitions from the cradle to the grave: A meta-theoretical framework integrating responsible innovation, social practices, and energy justice.

Sovacool, B. K., Gilbert, A., & Nugent, D. (2014). An international comparative assessment of construction cost overruns for electricity infrastructure. *Energy Research & Social Science*, 3, 152–160. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2014.07.016>

Sumper, A. (2019). *Micro and Local Power Markets* (1a ed.). Wiley. <https://doi.org/10.1002/9781119434573>

Superservicios. (2022). Portal SUI - Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. <http://sui.superservicios.gov.co/>

Tiempo, C. E. E. (2022, octubre 7). Los dos factores que le faltan a Colombia para poder producir energía nuclear. *El Tiempo*. <https://www.eltiempo.com/vida/medio-ambiente/energia-nuclear-que-le-falta-a-colombia-para-poder-producirla-708043>

Torres-Pamplona, M., Jaramillo-Duque, A., & Ortiz-Castrillón, J. (2021). Vehículos Eléctricos Versus Convencionales en Colombia: Un Análisis Financiero Comparando Los Costos Totales de Propiedad. *Revista Innovación y Desarrollo Sostenible*, 1(2), 36–45. <https://doi.org/10.47185/27113760.v1n2.26>

UNEP. (2021, agosto 11). *Beating the Heat: A Sustainable Cooling Handbook for Cities*. UNEP - UN Environment Programme. <http://www.unep.org/resources/report/beating-heat-sustainable-cooling-handbook-cities>

Universidad EIA. (2018). Atlas solar—Universidad EIA. <https://www.eia.edu.co/atlas-solar/>

Universidad Nacional de Colombia & TECSOL. (2018). Estimación del Potencial de Conversión a Biogás de la Biomasa en Colombia y su Aprovechamiento (pp. 1–216). UPME.

UPME. (2012). Caracterización energética del sector residencial urbano y rural en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética. <http://bdigital.upme.gov.co/bitstream/handle/001/1111/v.1.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

UPME. (2016). Estudio de integración de energías renovables en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Estudio_integracion_energias/Integracion_energias_renovables.pdf

UPME. (2021). Beco Sankey Sectorial. Tableau Software. https://public.tableau.com/views/BecoSankeySectorial/Dashboard1?:embed=y&:showVizHome=no&:host_url=https%3A%2F%2Fpublic.tableau.com%2F&:embed_code_version=3&:tabs=no&:toolbar=no&:animate_transition=yes&:display_static_image=no&:display_spinner=no&:display_overlay=yes&:display_count=yes&:loadOrderID=0

UPME. (2022a). Datos de solicitudes de asignación de capacidad. Unidad de Planeación Minero Energética. <https://shorturl.at/hipwy>

UPME. (2022b). Plan de Acción Indicativo PROURE - Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía. Unidad de Planeación Minero Energética. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PROURE.aspx>

UPME. (2022c). Plan Nacional de Sustitución de Leña. Unidad de Planeación Mineroenergética.

UPME, Corpoema, IREES, & TEP. (2019). Primer balance de Energía Útil para Colombia y Cuantificación de las Perdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética: Resumen Ejecutivo BEU Sector Transporte. Unidad de Planeación Minero Energética. <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1351?mode=full>

UPME, IDEAM, Colciencias, & Santander, U. I. de. (2009). Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia (pp. 1–180). UPME.

UPME, Javeriana, P. U., & COLCIENCIAS. (2015). Atlas Potencial Hidroenergético de Colombia (pp. 1–160). Unidad de Planeación Minero Energética.

UPME, & Marín, J. A. V. (2017). Plan indicativo de expansión de cobertura de gas combustible PIEC-GC. Unidad de Planeación Minero Energética. https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PIECGC_2017.pdf

UPRA. (2022). EVA 2021. https://nuevoportal.upra.gov.co:443/es-co/Paginas/eva_2021.aspx

U.S. Department of Energy. (2020). Combined heat and power technology fact sheet series. <https://www.energy.gov/eere/amo/articles/combined-heat-and-power-technology-fact-sheet-series-district-energy>

Vardakas, J. S., Zorba, N., & Verikoukis, C. V. (2015). A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms. IEEE Communications Surveys & Tutorials, 17(1), 152–178. IEEE Communications Surveys & Tutorials. <https://doi.org/10.1109/COMST.2014.2341586>

Villar, L., Castro, F., Forero, D., Ramírez, J. M., & Reina, M. (2014). Evaluación de la contribución económica del sector de hidrocarburos colombiano frente a diversos escenarios de producción. <http://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/1688>

Vuelvas, J., Ruiz, F., & Gruosso, G. (2018). Limiting gaming opportunities on incentive-based demand response programs. Applied Energy, 225, 668–681. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.05.050>

Wealer, B., Breyer, C., Hennicke, P., Hirsch, H., Hirschhausen, C. von, Klafka, P., Kromp-Kolb, H., Präger, F., Steigerwald, B., Traber, T., Baumann, F., Herold, A., Kemfert, C., Kromp, W., Liebert, W., & Müschen, K. (2022). La energía nuclear y el clima. <https://doi.org/10.5281/ZENODO.7265012>

World Bank. (2023). Global Wind Atlas. <https://globalwindatlas.info>

Yanguas Parra, P., Ganti, G., Brecha, R., Hare, B., Schaeffer, M., & Fuentes, U. (2019). Global and regional coal phase-out requirements of the Paris Agreement: Insights from the IPCC Special Report on 1.5°C. <https://climateanalytics.org/publications/2019/coal-phase-out-insights-from-the-ipcc-special-report-on-15c-and-global-trends-since-2015/>

Zapata, S., Castaneda, M., Garces, E., Franco, C. J., & Dyner, I. (2018). Assessing security of supply in a largely hydroelectricity-based system: The Colombian case. *Energy*, 156, 444–457. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.118>