

**Proyecto**

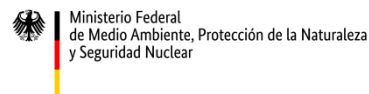
**De la práctica a la política:  
análisis de las barreras a la inversión  
en biogás en Colombia y las medidas para  
abordarlas, a partir de la experiencia de los  
desarrolladores  
y otros actores relevantes**

**INFORME FINAL**

Julio del 2021



Fomentado por el:



en virtud de una resolución del Parlamento  
de la República Federal de Alemania

Socios implementadores:



## Créditos

El presente estudio ha sido desarrollado por un equipo conformado por la Secretaría de la Plataforma Regional LEDS LAC y el Grupo de Trabajo de Energía de LEDS Global Partnership (LEDS GP)<sup>1</sup>, con apoyo del Climate Helpdesk de LEDS GP, a solicitud de la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono, Adaptada y Resiliente, como parte de la asistencia técnica que facilita la Comunidad de Práctica sobre Bioenergía (BioE CoP) a sus miembros.

LEDS Global Partnership y sus plataformas regionales en África, Asia y Latinoamérica y el Caribe, operan con financiamiento y apoyo en especie de una variedad de donantes socios, incluyendo el Ministerio de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania (BMU), a través de la Iniciativa Climática Internacional (IKI), el Departamento de Estado de Estados Unidos, entre otras instituciones.

La Secretaría de LEDS LAC es operada por Libélula, Instituto para el Cambio Global, Perú.

La Secretaría del Grupo de Trabajo de Energía es operada por SD Strategies, Alemania.

La Secretaría Global de LEDS GP es co-hospedada por el Programa IKI de Soporte para la Implementación del Acuerdo de París (SPA), de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), y el National Renewable Energy Laboratory (NREL) de los Estados Unidos de América.

**Autoras principales del reporte:** Sofía Duarte, consultora local; Blanca Loaiza, Consultora de SD Strategies, Grupo de Trabajo de Energía de LEDS GP; Ana María Majano, Coordinadora de la BioE CoP, Secretaría de LEDS LAC.

**Asesor senior para el desarrollo de la metodología:** Alexander Ochs, Director SD Strategies, Grupo de Trabajo de Energía de LEDS GP.

**Contraparte nacional:** Oscar Galvis, Punto Focal del Sector Minas y Energía, Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono, Adaptada y Resiliente; Jonathan Sánchez Rippe, coordinador Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono, Adaptada y Resiliente; Héctor Herrera, especialista de Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

**Revisión de estilo:** Carlos Andrés Mejía Vergara

**Diagramación:** Luis Miguel Prado, Libélula/Secretaría de LEDS LAC

Se agradece la colaboración de todas las personas e instituciones que proporcionaron información y/o retroalimentación en las diferentes fases del estudio, entre ellas: Asociación de Cultivadores de Caña de Azúcar de Colombia (ASOCAÑA), Centro de investigación de la Caña de Azúcar en Colombia (CENICAÑA), Asociación de Bananeros de Colombia (AUGURA), Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite (FEDEPALMA), Centro de Investigación en Palma de Aceite (CENIPALMA), Federación Colombiana de Ganaderos (FEDEGAN), Federación Nacional de Avicultores de Colombia (FENAVI), Porkcolombia, Red Colombiana de Digestión Anaerobia, Red Nacional de Investigación en Digestión Anaerobia, Aliar-La Fazenda, Bavaria, Hacienda La Cabaña S.A, Huevos Kikes, Ingenio Mayagüez, Biobolsa, Biotec, Grupo de Investigación INTERFASE de la Universidad Industrial de Santander (UIS), Novatio, Ressegas, Tecsol LTDA, Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones (ANDESCO), Asociación Colombiana de Gas Natural en Colombia (NATURGAS), Instituto Colombiano Agropecuario (ICA), Corporación Colombiana de Investigación Agropecuario (AGROSAVIA), Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) y demás participantes en los talleres.

---

<sup>1</sup> LEDS Global Partnership –y sus plataformas regionales en África, Asia y América Latina y el Caribe–operan con financiamiento y apoyo en especie de una variedad de donantes y socios, incluyendo el Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU) de Alemania, a través de la Iniciativa Climática Internacional (IKI), el Departamento de Estado de los Estados Unidos, entre otras instituciones.

## Contenido

1.	INTRODUCCIÓN .....	6
2.	SITUACIÓN ACTUAL Y POTENCIAL DEL BIOGÁS EN COLOMBIA .....	7
2.1	PANORAMA DEL SECTOR ENERGÉTICO EN COLOMBIA.....	7
2.2	POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS .....	10
2.3	PRODUCCIÓN DE BIOGÁS EN SECTORES AGROINDUSTRIALES.....	12
2.4	MAPA DE BIOGÁS COLOMBIA .....	14
2.5	EL MARCO DE POLÍTICAS PÚBLICAS PARA EL DESARROLLO DEL BIOGÁS EN COLOMBIA .....	15
	Desarrollo Sostenible.....	15
	Cambio climático.....	16
	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).....	17
2.6	MARCO REGULATORIO APLICABLE .....	19
	Regulación ambiental .....	20
	Generación conexión y comercialización de electricidad .....	20
	Biogás, Biometano y el Sistema Nacional de Transporte de gas.....	22
	Incentivos Tributarios .....	22
	Producción y comercialización de Digestato .....	22
3.	ANÁLISIS DE RIESGOS Y BARRERAS A LAS INVERSIONES DE BIOGÁS.....	23
3.1	METODOLOGÍA.....	23
	i. Desarrollo de la tabla de riesgos y barreras .....	23
	ii. Preselección de riesgos y barreras relevantes.....	25
	iii. Priorización a partir de las experiencias de los desarrolladores.....	25
	iv. Validación de barreras con otros actores .....	25
	v. Emisión de recomendaciones .....	25
3.2	RESULTADOS .....	26
4.	RECOMENDACIONES: MEDIDAS DE POLÍTICA PARA ABORDAR LAS BARRERAS IDENTIFICADAS .....	34
5.	Referencias.....	41
	ANEXOS	

## Lista de Siglas

AGROSAVIA:	Corporación Colombiana de Investigación Agropecuaria
ANLA:	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
ASOCAÑA:	Asociación de Cultivadores de Caña de Azúcar de Colombia
AUGURA:	Asociación de Bananeros de Colombia
ANDESCO:	Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones
BECO:	Balance Energético Colombiano
Bio-E CoP:	Comunidad de Práctica sobre Bioenergía (Bioenergy Community of Practice)
BR:	Biomasa residual
CAR:	Corporaciones Autónomas Regionales
CENICAÑA:	Centro de Investigación de la Caña de Azúcar
CENIPALMA:	Corporación Centro de Investigación en Palma de Aceite
CONPES:	Consejo Nacional de Política Económica y Social
COP:	Pesos colombianos
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DA:	Digestión anaerobia
DIAN:	Dirección de Impuesto y Aduanas Nacionales
DQO:	Demanda química de oxígeno
DREI:	Derisking Renewable Energy Investments (Reduciendo los Riesgos de Inversión en Energía Renovable)
ECDBCAR:	Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono, Adaptada y Resiliente
ENFICC:	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
FAER:	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas
FAZNI:	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas
FEDEPALMA:	Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite
FEDEGAN:	Federación Colombiana de Ganaderos
FENAVI:	Federación Nacional de Avicultores de Colombia
FENOGE:	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
FINAGRO:	Fondo para el Financiamiento del Sector Agropecuario
FNCER:	Fuentes no convencionales de energía renovable
GBTUD:	Giga British Thermal Unit
GEI:	Gases de efecto invernadero
GLP	Gas licuado de petróleo
GNL:	Gas natural licuado
GNV:	Gas natural vehicular
ha:	Hectárea
H <sub>2</sub> S	Ácido sulfhídrico
ICA:	Instituto Colombiano Agropecuario
IVA:	Impuesto al Valor Agregado
Km:	Kilómetro
KW:	Kilovatio
LEDS GP:	Low Emission Development Strategies Global Partnership
LEDS LAC:	Plataforma Regional para Latinoamérica y el Caribe de Estrategias de Desarrollo Resiliente y Bajo en Emisiones
MADR:	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Rural
MADS:	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MDL:	Mecanismos de Desarrollo Limpio
MME:	Ministerio de Minas y Energía
MMBTU:	Miles de millones de Unidades Térmicas
Mt CO <sub>2</sub> eq:	Millones de toneladas de CO <sub>2</sub> equivalente
MVCT:	Ministerio de Vivienda Ciudad y Territorio

MW:	Megavatio
NAMA:	Acción Nacional de Mitigación Apropriada
NATURGAS:	Asociación Colombiana de Gas Natural en Colombia
NDC:	Contribución Determinada a Nivel Nacional (en inglés, <i>Nationally Determined Contributions</i> )
NTC:	Norma Técnica Colombiana
ODS:	Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Naciones Unidas
OEF:	Obligaciones de Energía Firme
PNUD:	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
PSMV:	Planes de Saneamiento y Manejo de Vertimientos
POME:	Aguas residuales de plantas extractoras de aceite de palma (en inglés, <i>palm oil mill effluent</i> ),
Porkcolombia:	Asociación Colombia de Porcicultores
PRODES:	Programas de Promoción del Desarrollo Económico Rural Sostenible
PEN:	Plan Energético Nacional
PIGCCme:	Plan de Gestión Integral del Cambio Climático en el Sector Minero Energético
PJ:	PetaJoule. 1 PetaJoule= 1x10 <sup>15</sup> joule
PTAR:	Plantas de tratamiento de aguas residuales
psi:	libras por pulgada cuadrada (en inglés, <i>pound per square inch</i> ).
RSU:	Residuos sólidos urbanos
SENA:	Servicio Nacional de Aprendizaje
SIN:	Sistema Interconectado Nacional
SINA.	Sistema Nacional Ambiental
SISP:	Super Intendencia de Servicios Públicos
SNT:	Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural
RUT:	Reglamento Único de Transporte de Gas
t CO <sub>2</sub> eq:	Toneladas de dióxido de carbono equivalente
TJ:	TeraJoules. 1 TeraJoule= 1x10 <sup>12</sup> joule
UASB:	Reactor anaerobio de flujo ascendente (en inglés, <i>upflow anaerobic sludge blanket</i> )
UIS:	Universidad Industrial de Santander
UNAL:	Universidad Nacional de Colombia
UPME:	Unidad de Planeación Minero-Energética

## 1. INTRODUCCIÓN

A través de sus compromisos en el marco del Acuerdo de París y sus políticas nacionales, Colombia ha manifestado su ambición de transitar hacia un desarrollo adaptado y resiliente al clima, compatible con el objetivo de carbono neutralidad hacia el 2050. En la actualización de su Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés), el país incrementó la meta de reducción de emisiones al 51 %, en comparación con el 20 % que se había establecido en la NDC del 2015. En abril del 2021 se adoptó la estrategia Colombia Carbono Neutral, programa que busca promover los compromisos de los diferentes sectores con la meta de carbono neutralidad al 2050.

Alcanzar las metas plasmadas en la NDC requiere el compromiso de lograr una transición de la economía hacia las bajas o cero emisiones. Por ello, el sector minero ha adoptado la misión de transformación energética, que busca un desarrollo sectorial consciente de los retos que el cambio climático está imponiendo. Esta misión se articula con el Plan Energético Nacional (PEN 2020 -2050), y evidencian el protagonismo de las energías renovables y el gas natural como energético de transición. Adicionalmente, como instrumento de guía para la acción climática del sector, el Ministerio de Minas y Energía adoptó por resolución, el Plan de Gestión Integral del Cambio Climático en el Sector Minero Energético (PIGCCme) en 2018, buscando reducir la vulnerabilidad ante el cambio climático y promover un desarrollo bajo en carbono a nivel sectorial, fortaleciendo y protegiendo la sostenibilidad y competitividad de la industria minero-energética.

En este marco, el gobierno de Colombia, a través de Ministerio de Minas Energía (MME), la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono, Adaptada y Resiliente (ECDBCAR), y otras instituciones, ha venido aunando esfuerzos para promover el aprovechamiento del biogás a partir de biomásas residuales (BR), considerando el potencial que esta tecnología tiene para contribuir al desarrollo sostenible del país, en términos de seguridad energética, reducción de emisiones de GEI, mejoras en la gestión ambiental, generación de empleos, oportunidades económicas y otros beneficios ambientales, económicos y sociales.

Representantes de algunas de las instituciones colombianas antes mencionadas han participado desde hace varios años en la Comunidad de Práctica sobre Bioenergía (Bio-E CoP, por sus siglas en inglés). La Bio-E CoP fue lanzada en el 2016 por la Plataforma Regional para Latinoamérica y el Caribe de Estrategias de Desarrollo Resiliente y Bajo en Emisiones (LEDS LAC) y el Grupo de Trabajo de Energía del Low Emission Development Strategies Global Partnership (LEDS GP), como un espacio para intercambiar experiencias, desarrollar capacidades y colaborar entre personas, organizaciones y países, con el objeto de promover la creación de entornos normativos propicios para el desarrollo de mercados y proyectos sostenibles de bioenergía en Latinoamérica y el Caribe. También facilita asistencia técnica para resolver retos asociados al desarrollo de la bioenergía en los países miembros y compartir los aprendizajes de esas actividades con otros países de la región.

A solicitud de representantes de la ECDBCAR y del MME, durante el segundo semestre de 2020, la coordinación de la BioE CoP gestionó apoyo del Climate Helpdesk de LEDS GP para contratar una consultoría de apoyo a la formulación de la hoja de ruta de una Acción de Mitigación Apropriada Nacionalmente (NAMA) de Biogás. Como complemento a este apoyo, se acordó colaborar en la aplicación piloto de una metodología que busca construir sobre los aprendizajes de los desarrolladores de proyectos de biogás y otros actores para identificar las barreras más importantes a las inversiones en biogás y las acciones de política más adecuadas para abordarlas.

Este informe resume los resultados del estudio de barreras. Contiene un capítulo de contexto que describe el potencial y la situación actual del desarrollo de proyectos de biogás en Colombia. Seguidamente se presenta la metodología aplicada en el estudio, se discuten los resultados y se emiten recomendaciones. Tanto la priorización de barreras como la formulación de recomendaciones tienen como base las experiencias, conocimientos y opiniones de especialistas de instituciones de gobierno, academia, gremios de productores y empresas que han desarrollado proyectos de biogás, así como del sector financiero y proveedores de tecnología.

El análisis de barreras a la inversión es uno de los primeros pasos en la hoja de ruta para la NAMA, por lo que ambas asistencias están alineadas con el objetivo de crear el ambiente propicio para que el país pueda aprovechar su potencial de producción y uso de esta fuente energética. Se considera que las recomendaciones de este estudio serán la base de un esfuerzo concertado de todas las instituciones involucradas en el diseño e implementación de políticas públicas que afectan las decisiones de potenciales inversionistas en este campo.

## 2. SITUACIÓN ACTUAL Y POTENCIAL DEL BIOGÁS EN COLOMBIA

En este capítulo se resume la situación actual y el potencial del biogás en el país, así como las políticas y regulaciones que definen el marco para su desarrollo. Como contexto para esta discusión se presenta inicialmente un breve panorama general del sector energético colombiano.

### 2.1 PANORAMA DEL SECTOR ENERGÉTICO EN COLOMBIA

Los datos del PEN 2020-2050 (UPME, 2021), incluidos en la Ilustración 1, muestran que durante el año 2019 el consumo final de energía en Colombia fue de 1.346 petajoules, de los cuales el 41 % fueron utilizados por el sector transporte, 24 % por el sector industrial y 19 % por el residencial.

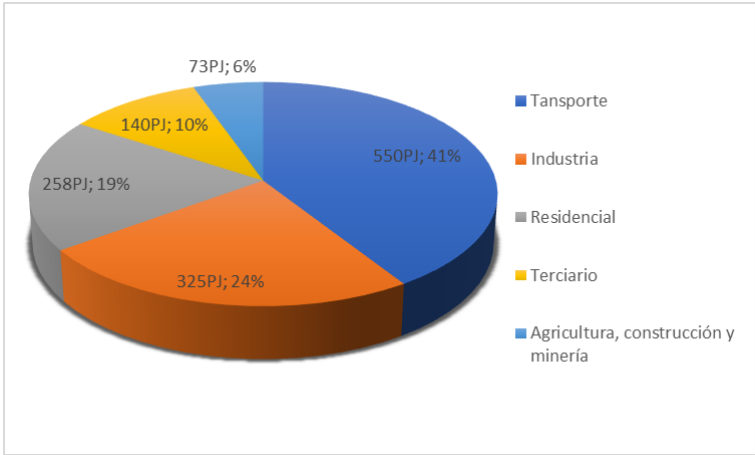


Ilustración 1 Participación por sectores en el consumo final de energía 2019

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del PEN 2020-2050

En el sector transporte, el 88 % del consumo corresponde al transporte por carretera de carga y pasajeros, mientras el 10 % corresponde al aéreo. El 96 % de esta demanda energética se suple por combustibles líquidos derivados del petróleo, principalmente gasolina y diésel (con mezclas de biocombustibles) y gas natural.

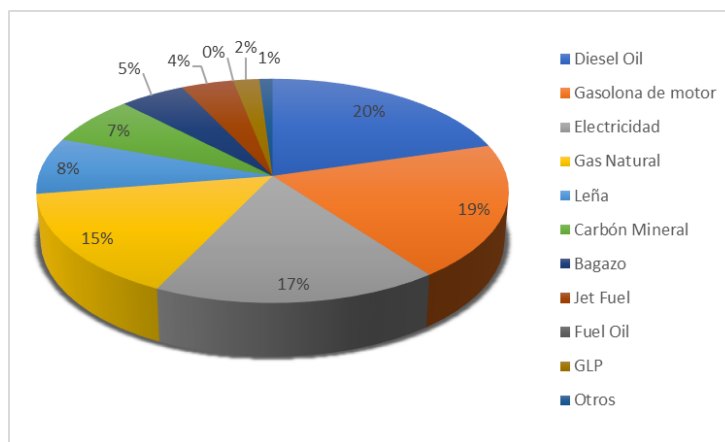
En el sector industrial, el principal uso final de la energía es la generación de calor para uso directo o indirecto, con una participación del 87 %, y, en segundo lugar, con un 11 %, la fuerza motriz. Los energéticos más usados en la industria son el gas natural (29 %), el carbón mineral (28 %), el bagazo (20 %) y la energía eléctrica (20 %).

El sector residencial representa cerca del 20 % del consumo final de energía en el país y las actividades con usos más intensivos son la cocción con un 68 % y la refrigeración con un 15 %, seguidos por el consumo de energía por electrodomésticos como televisores, aire acondicionado, lavadoras, así como para la iluminación y calentamiento de agua. La cocción presenta altos consumos debido a la baja eficiencia de las tecnologías utilizadas<sup>2</sup>, tanto en las áreas urbanas como en las rurales, donde predomina el uso de estufas de gas combustible (gas natural o GLP), cuyas eficiencias varían entre 35 % y 50 %. Los energéticos más usados en este sector son la leña con 37 %, la energía eléctrica con 35 %, el gas natural con 20 % y el GLP con 7 %.

Por su parte, el sector terciario se caracteriza por consumir como principal energético la electricidad (73 %), seguido del 23 % de gas natural y un 5 % de gas licuado del Petróleo (GLP); esto en usos térmicos e iluminación principalmente.

La

Ilustración 2 presenta el consolidado de los energéticos consumidos en Colombia por los sectores presentados en la anterior discusión, durante el año 2019.



**Ilustración 2 Oferta de energéticos en Colombia 2019**

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del PEN 2020-2050

La Ilustración 3 permite comparar la oferta de energéticos de Colombia con la del el mundo y Latinoamérica, donde predominan tendencias similares. En Colombia se destaca el consumo de electricidad y gas natural, con valores levemente superiores al promedio mundial y regional; mientras que el consumo de carbón en Colombia (9 %) es considerablemente inferior al del mundo (20 %); esto contrasta con el uso de la biomasa: 21 % en Colombia y 10 % en el mundo.

<sup>2</sup> Esta eficiencia se ha incrementado paulatinamente debido a la adopción del etiquetado de eficiencia energética en electrodomésticos en 2016



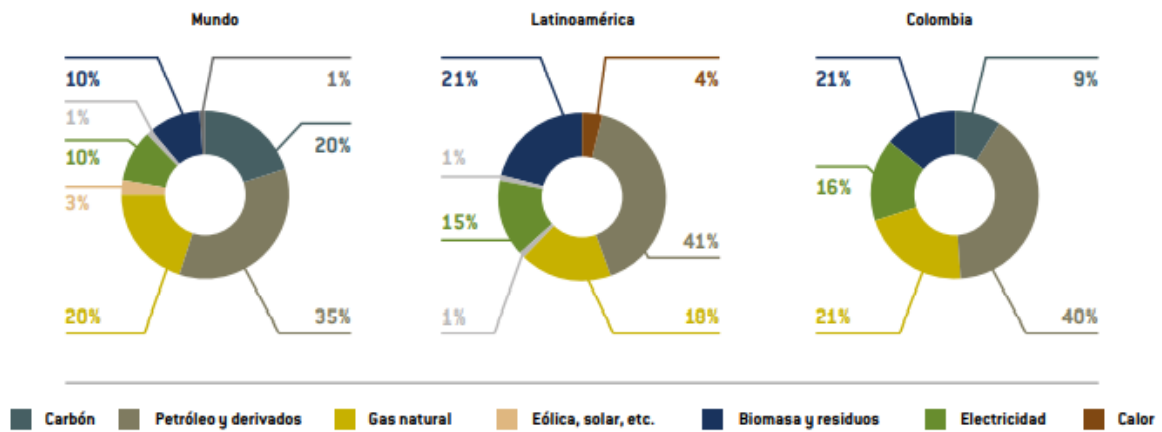


Ilustración 3 **Composición de la oferta energética para uso final**

Fuente: (UPME, 2021).PEN 2020-2050

En relación al aporte de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector energético en Colombia, de acuerdo con el segundo reporte bienal de actualización de Colombia en 2014, el sector de minas y energía contribuía a las emisiones de 32.3 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente (Mt CO<sub>2</sub>eq) y el sector de transporte 28.9 Mt CO<sub>2</sub>eq. El Ministerio de Minas y Energía fue la primera cartera ministerial en Colombia que adoptó un plan integral de gestión de cambio climático sectorial (PIGCCme), aprobado mediante la Resolución 40807 de 2018, que tiene como apuesta sectorial la reducción de 11.2 millones de toneladas las emisiones de dióxido de carbono equivalente para 2030.

El escenario business as usual (BAU) indica que en el 2030 el país emitiría 345.8 Mt CO<sub>2</sub>eq. Según la NDC 2021, Colombia se compromete a reducir el 51% con respecto a ese valor, lo que implica una reducción a 2030 de casi 176.4 Mt CO<sub>2</sub>eq. Las 11.2Mt a las que se comprometió el sector en el PIGCCme corresponden aproximadamente a 6.35% de este valor. Sin embargo, según la asignación que se ha hecho por cartera ministerial, a 2030 el sector sería responsable de reducir 40.459 Mt lo que requiere esfuerzos mucho más ambiciosos que lo contemplado en el Plan.

Con respecto a la infraestructura nacional, a continuación se relaciona brevemente el estado y la perspectiva de 3 energéticos que tienen relación directa con el uso del biogás en Colombia.

### Energía eléctrica

En 2019, la tasa de cobertura de energía eléctrica en el país era 96.53 %, lo que equivale a 13 798 765 usuarios. Para su generación cuenta con una capacidad instalada de 17.749 MW (68 % hidráulica y 30 % térmica). En el corto plazo se espera la adición de 1.398 MW de capacidad en fuentes no convencionales de energías renovables (solar y eólica). La infraestructura de transmisión alcanza 26.965 km, además de 526.882 km en redes de distribución (UPME, 2021).

En el caso del sector eléctrico, la seguridad del abastecimiento se encuentra cubierta hasta la vigencia 2022-2023 por el Cargo por Confiabilidad. No obstante, las asignaciones futuras dependerán, entre otras cosas, de la dificultad en la construcción de grandes proyectos de generación y transmisión, las potenciales restricciones ambientales en el uso del agua y otros recursos térmicos, y el desmejoramiento de los factores de disponibilidad ocasionados por el envejecimiento de los equipos. Desde el punto de vista de generación eléctrica hay más capacidad instalada y se tienen expectativas de incremento en los despachos producto de la penetración de renovables que ha generado un cambio importante en la canasta energética.

## Gas natural

En 2019, los 70 campos de producción de gas activos aportaron 1.374 GBTUD y la planta de regasificación de gas importado entregó al sistema 17 GBTUD (PROMIGAS, 2020 en PEN 2050). El estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural (UPME, 2020) muestra que el balance entre la oferta de gas local y demanda podría ser deficitario entre 2023 y 2028, y por ello se recomienda contar con infraestructura de importación. A partir de la producción de gas en el año 2018, equivalente a 386 millones de giga pies cúbicos, se calcula una relación reservas/producción de 9.8 años. En cuanto al transporte, el país cuenta con 7,639 km en redes, lo que ha permitido pasar de 2,2 millones de usuarios en el año 2000 a 10 millones de usuarios residenciales en 2020.

En la demanda es notable la participación de las grandes ciudades. Sobresalen Barranquilla (2.5425 TPC 19.96 %) y Cartagena (1.5664 TPC 12.30 %) porque, además de atender la industria y el sector doméstico, consumen gas natural para generación termoeléctrica. La ciudad de Barrancabermeja (1.4995 TPC, 11.77 %) localizada en el centro del país, es notable por sus requerimientos para la refinación de petróleo. Bogotá (1.1262 TPC 8.84%), donde se presenta la mayor concentración de población y por tanto de demanda doméstica, industrial y vehicular, también es importante por los volúmenes demandados. De la demanda conviene destacar las expectativas de mayores consumos derivados de los nuevos proyectos de generación eléctrica con Obligación de Energía Firme (OEF), así como las expectativas de mayores consumos en transporte masivo que se proyecta en 65 GBTUD tanto en vehículos convertidos como dedicados a gas natural. Asimismo, se proyecta la entrada de gas natural licuado (GNL) para vehículos de carga a partir de 2024.

## Gas licuado de petróleo (GLP)

La oferta interna de GLP se origina en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, y en los campos de producción de gas en el oriente del país. Para 2019, la producción en campos y las importaciones alcanzaron 631.000 toneladas (GASNOVA, 2020). El transporte de GLP se hace mayoritariamente por carretera y una menor fracción por la red de propanoductos que se extiende por 818.9 km (UPME, 2019). Con respecto al GLP, el Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP (UPME, 2019) señala que Colombia podría tener un déficit de abastecimiento de ese combustible, por lo que también se requeriría de infraestructura de importación para garantizar la confiabilidad en el corto y mediano plazos.

## 2.2 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS

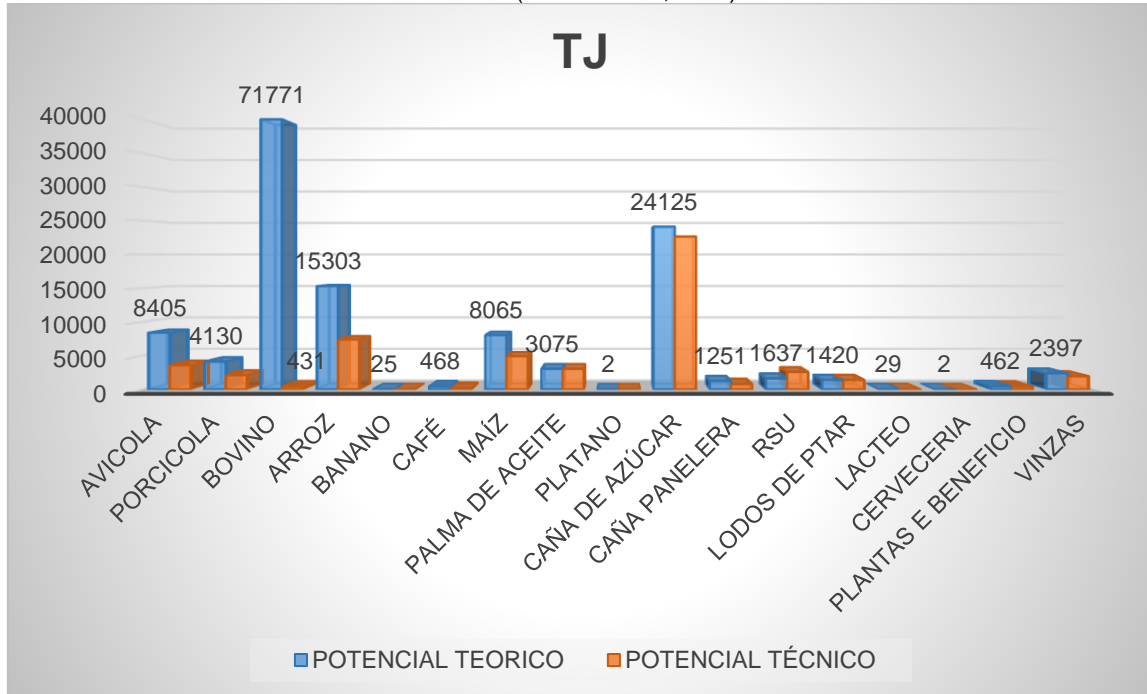
El informe *Fundamentos para el desarrollo de una política nacional de bioenergía*, publicado en el 2016 por la UPME, se enfocó en la producción de etanol y biodiesel y no exploró el potencial de producción de biogás derivado de la producción de etanol ni de los demás sectores agroindustriales, pero se convirtió, junto con la Ley 1715 de 2014, en la puerta para el desarrollo del aprovechamiento de las biomásas residuales en el país. Dicho estudio concluye que si la biomasa palmera, tanto la sólida como el biogás, se utilizara para la producción de energía térmica y eléctrica, se podría producir aproximadamente 300 MW para entrega a la red, los cuales, sumados a lo cogenerado por el sector de caña de azúcar, pondría el aporte de los dos sectores a la producción de electricidad en 500 MW en el año 2018 (UPME, 2016).

Como complemento a lo anterior, la UPME contrató en el 2018 a la Universidad Nacional de Colombia (UNAL) para desarrollar el estudio *Estimación del potencial de conversión de biogás de la biomasa en Colombia y su aprovechamiento*, con el fin de identificar la disponibilidad de BR para la generación de biogás y estimar su potencial teórico y técnico, así como un análisis económico preliminar de establecimiento de proyectos para producción de biogás y eventual enriquecimiento a Biometano.

Este estudio concluyó que el potencial teórico de producción de biogás a partir de las biomásas estudiadas es de 149.436 TJ/año y el potencial técnico estimado de 53.554 Tj/año, lo que equivale aproximadamente al 25 % de la demanda de gas natural para el año 2016 en Colombia, según el BECO 2016<sup>3</sup>. De igual manera, analizó las biomásas de manera independiente priorizando 6 BR: avícola, porcícola, palma de aceite, caña de azúcar, residuos sólidos y lodos de plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR).

**Ilustración 4 Potencial Teórico de producción de Biogás TJ/año**

Fuente: (UPME/UNAL, 2017)



**Ilustración 5. Potencial Teórico de producción de Biogás TJ/año**

Fuente: (UPME/UNAL, 2017)

La Ilustración 4 permite ver la gran diferencia que existe en el sector ganadero entre potencial teórico (71.771 TJ/año) al potencial técnico (431 TJ/año) de producción de biogás a partir de bovinasa. Esto se debe principalmente a la cultura de ganadería extensiva muy utilizada aún en Colombia, lo cual dificulta el aprovechamiento del potencial energético y su aporte a la reducción de GEI.

Por su parte, la caña de azúcar mantiene un potencial interesante tanto teórico como técnico, pero actualmente no se aprovecha el potencial energético del gas generado y se quema en tea, debido a su alto contenido de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S); este sector industrial tiene la fortaleza de ser el pionero en la comercialización de la bioenergía, por lo que ya cuenta con la infraestructura y el conocimiento para la entrega de excedentes de energía eléctrica al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Otras conclusiones importantes del citado estudio son (UPME/UNAL, 2017):

- Según pruebas realizadas en el laboratorio, mediante la codigestión de biomásas se puede potencializar la producción de biogás, lo que lleva a inferir la posibilidad de realizar mezclas con las diferentes biomásas generadas en las regiones para obtener mejores rendimientos, tanto en el

<sup>3</sup> BECO. Balance Energético Colombiano. Reporte de la UPME.

biogás como en las características del biodigestato, mejorando su calidad de tal manera que facilite su comercialización.

- En lo relacionado con el análisis económico, en todos los casos medianos y grandes de generación de biogás a partir de biomásas animales (porcinaza y gallinaza) y de los efluentes de palma de aceite (POME), el costo por millón de BTU es comparable con el precio a boca de pozo del gas natural de la Guajira (18.825 COP/MMBTU) y los costos en los de mayor capacidad son inferiores incluso al precio del gas natural a boca de pozo de Cusiana (10.190 COP/MMBTU)
- Con respecto a la generación de energía eléctrica, el costo de inversión por kWh para los casos analizados es inferior al precio de venta promedio.

## 2.3 PRODUCCIÓN DE BIOGÁS EN SECTORES AGROINDUSTRIALES

A continuación, se describe el desarrollo del biogás en los sectores agroindustriales<sup>4</sup> de las biomásas priorizadas en el estudio UPME/UNAL, a partir de información de los gremios que los representan, ya sea suministrada directamente o disponible en publicaciones.

### Caña de azúcar

El sector de procesamiento de la caña de azúcar es líder en el país en el desarrollo de bioenergía, al aprovechar el bagazo como combustible para sus calderas, y la producción de etanol como biocombustible que se mezcla con la gasolina suministrada al transporte en el país. En sus procesos productivos se generan flemazas y condensados de vinazas y otros efluentes ricos en materia orgánica, que son tratados en reactores anaerobio de flujo ascendente (UASB, por sus siglas en inglés), donde se produce biogás y digestato. El primero es quemado en tea, si bien se están desarrollando investigaciones y estudios de factibilidad para su aprovechamiento. El digestato se aprovecha en sus procesos agrícolas, directamente o de forma indirecta adicionándolo al compost.

Según información suministrada por el Centro de Investigación de la Caña de Azúcar (CENICAÑA), 4 ingenios cuentan con UABS para tratar sus efluentes desde 2005, los cuales trataron en 2020 entre 600 y 1.800 t/día de biomasa residual. En 2015 un ingenio más instaló otro UASB con capacidad para tratar 5.680 t/día.

### Palma de aceite

En octubre de 2020, la Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite (FEDEPALMA) y la Corporación Centro de Investigación en Palma de Aceite (CENIPALMA) presentaron a la mesa nacional de biogás el informe *Diagnóstico producción y uso de biogás en el sector palmero colombiano*, del que se extrae la siguiente información: la palma de aceite está presente en 21 Departamentos y 161 Municipios, con 560 000 ha cultivadas por más de 6000 productores.

El biogás en la agroindustria de la palma de aceite se produce a partir de la digestión anaerobia (DA) de aguas residuales de plantas extractoras de aceite de palma (POME, por sus siglas en inglés) producidos en el proceso de extracción. Este biogás se caracteriza por su alto contenido de metano (50 a 60%), que permite que sea utilizado como fuente para la generación de energía térmica o eléctrica. Además, su captura y uso permiten reducir significativamente las emisiones de gases efecto invernadero en el sector (FEDEPALMA- CENIPALMA, 2020).

---

<sup>4</sup> Los residuos sólidos y lodos de PTAR municipal no se consideran en el presente estudio porque están a cargo de Ministerio de Vivienda Ciudad y Territorio (MVCT).

La producción de biogás es de 133 MM m<sup>3</sup>/año para una generación de energía eléctrica de 60 MW. De 68 plantas extractoras en el país, 7 tienen piscinas cubiertas para la captura de metano y 5 de ellas generan energía eléctrica. De estas últimas, 2 entregan excedentes al SIN y 1 participó en la subasta para Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) 2019, saliendo favorecida.

### Porcicultura

La Asociación Colombiana de Porcicultores (Porkcolombia-FNP), en trabajo conjunto con gobiernos internacionales, la academia, el MADS, la empresa privada, y autoridades ambientales como Corporación Autónoma Regional del Tolima (CORTOLIMA), la Corporación Autónoma Regional de Risaralda (CARDER), Corporación Autónoma Regional del Quindío (CRQ), entre otras, viene avanzando en el aprovechamiento energético de sus residuos orgánicos. Esto mediante la firma de diferentes convenios que buscan intercambiar información, fomentar el fortalecimiento técnico e institucional e implementar proyectos piloto en materia de FNCER y producción más limpia. Vale resaltar la instalación de biodigestores UASB como prototipo para el sector porcícola, la elaboración de material didáctico para la gestión de biodigestores, el desarrollo de la *Guía de biogás para el sector porcícola en Colombia*, la ejecución de estudios de consultoría para caracterizar la porcinaza, estimar el potencial real de producción de metano, evaluar la eficiencia del proceso, diseñar un filtro para disminuir la concentración H<sub>2</sub>S del biogás, la elaboración de perfiles de proyectos tipo, y capacitar a productores interesados en la instalación de biodigestores. Actualmente trabaja en el diseño, construcción y evaluación de un sistema de generación de energía eléctrica a través de la biodigestión de porcinaza y comprobar su impacto en la reducción de emisiones de GEI a nivel de granja porcícola (Porkcolombia, 2021).

Muchas pequeñas y medianas granjas porcícolas han instalado biodigestores tipo bolsa o Taiwán por todo el país. Un ejemplo de gran empresa del sector se ubica en Puerto Gaitán Meta: La Fazenda, del grupo Agropecuario Aliar, inauguró en marzo de 2021 su planta de generación eléctrica a partir del biogás generado de las excretas de cerdos. Sus biodigestores de laguna cubierta se implementaron en 2 fases: 2015 y 2019. Actualmente tratan 1200 t/día de efluentes porcícolas, con una producción de 600 m<sup>3</sup>/h de biogás al 63 % de metano para una generación de 576.000KW/mes. Paralelamente, se generan 1200 m<sup>3</sup>/h de biodigestato.

### Avicultura

En Caloto Cauca, la empresa Huevos Kikes en 2017 inauguró su planta de generación de energía eléctrica con una capacidad instalada de 0,8 MW, a partir del biogás generado del tratamiento de 164 m<sup>3</sup>/día de agua con gallinaza, efluentes del proceso de la granja avícola. Actualmente cuentan con registro ICA para la comercialización del digestato producido.

FENAVI participa en la Mesa de Biogás y en la Mesa Nacional de Aprovechamiento de Biomasa Residual; sin embargo, en el sector no se han implementado muchos proyectos de biogás debido principalmente al uso que se da actualmente a la gallinaza y/o pollinaza como abono orgánico o enmienda, que se comercializa bien y sus costos de producción son mucho más bajos comparados con la generación de biogás. Esto sumado a que el sector está conformado principalmente por pequeñas granjas que comercializan la gallinaza con pocos tratamientos. Las empresas medianas y grandes tienen sistemas de tratamiento de aguas residuales, algunas con tecnología aerobias.

### Otros proyectos del sector agroindustrial

El sector agroindustrial utiliza la DA para el tratamiento de sus efluentes y cumplir de esta manera con la normatividad ambiental. Algunas empresas aprovechan el biogás generado para la generación de energía térmica o eléctrica, como en los siguientes proyectos:

- Bavaria. Sus 6 plantas en el país cuentan con sistemas anaerobios para tratamiento de efluentes. De ellas, 5 aprovechan el biogás en calderas. Como ejemplo se presentan datos de la cervecería de Cali, donde se utiliza 1.935 m<sup>3</sup>/día de biogás, con una composición de 80% de metano y 5% de H<sub>2</sub>S, generado en el UASB, que trata 125 m<sup>3</sup>/h de aguas residuales con 14 000 Kg DQO<sup>5</sup>/día aproximadamente, para alimentar una caldera de 100 psi. El biogás presenta corrosión, lo que dificulta su aprovechamiento.
- Alpina Sopo, con tecnología de purificación del biogás y aprovechamiento energético italiana, produce en UASB 400 m<sup>3</sup> de biogás/h con un 60% de contenido de metano, para generar electricidad destinada al autoconsumo con potencia instalada de 2000 KW.
- Proyectos pecuarios de pequeña y mediana escala. Entidades gubernamentales como las gobernaciones, Corporaciones Autónomas Regionales (autoridad ambiental), SENA, en convenios con asociaciones o universidades han patrocinado proyectos para implementar una gran cantidad de biodigestores de pequeña escala en el país. Principalmente se han instalado digestores tipo Taiwán o bolsa en polietileno de alta densidad o polietileno de baja densidad.

## 2.4 MAPA DE BIOGÁS COLOMBIA

Los proyectos identificados en el presente estudio de producción de generación de biogás del sector agroindustrial y pecuario colombiano se recopilan en el mapa *Producción de biogás del sector agropecuario colombiano*, que fue alimentado con información suministrada por gremios, investigadores de universidades, proveedores de tecnología, empresas y revisión bibliográfica, entre otros. Este mapa estará disponible para consulta interactiva en una página que será definida por las autoridades colombianas.



Ilustración 6. *Potencial Teórico de producción de Biogás TJ/año*

Fuente: <http://mapa.epizy.com/>

Como paso inicial para la construcción del mapa, se desarrolló un formato en Excel (Anexo 1) para recopilar la información y se envió a gremios, proveedores de tecnología y empresas. Una vez recibidos los datos, fueron organizados y exportados al programa QGIS.

Para las plantas de gran escala se sistematizó la siguiente información: nombre, ubicación, georreferenciación (coordenadas), biomasa, cantidad de biomasa, tecnología, biogás (composición),

<sup>5</sup> DQO. Demanda Química de Oxígeno.—

cantidad de biogás producido, uso de biogás, fecha de entrada en operación, contacto/fuente de la información. Las plantas de mediana y pequeña escala se agruparon por departamento, utilizando la cantidad de biodigestores por departamento como índice, utilizando los siguientes parámetros: municipio, biomasa, cantidad de biodigestores, tecnología, capacidad, fecha de entrada en operación, fuente de la información.

Como mapa de referencia de capa base se utilizó uno de Google Streetview y para ubicar puntos en él se utilizó el software QGIS 3. El archivo generado en QGIS se transformó en un mapa web utilizando la extensión qgis2web. Con la función “convertir mapa web” se convirtió el archivo a HTML, activando la función de pop-up cuando se hace click sobre un punto de interés (proyecto de biogás) en el mapa.

Finalmente, utilizando un editor de texto (Bloc de notas VisualStudio) se creó la interfaz de página web (título y barra lateral). Además, se editó la tabla que aparece cuando se hace click sobre un punto, agregando a los datos mencionados anteriormente una foto representativa de la planta. Para compartir la página web online, se utilizó la aplicación web InfinityFree, que ofrece servidores web gratuitos.

## 2.5 EL MARCO DE POLÍTICAS PÚBLICAS PARA EL DESARROLLO DEL BIOGÁS EN COLOMBIA

En Colombia existe un marco de políticas públicas, tanto nacionales como sectoriales, que contienen elementos favorables para el aprovechamiento del potencial de biogás, tanto desde el punto de vista energético como de la gestión ambiental y en general del desarrollo sostenible del país. En las siguientes páginas se resumen los principales instrumentos de política relacionados con estos temas:

- Desarrollo sostenible.
- Cambio climático.
- Promoción de las fuentes renovables de energía no convencionales.
- Gestión ambiental de biomasa residual.

Es importante resaltar que no se han incluido las políticas relacionadas con el sector de servicios públicos de aseo y agua residual, debido a que la propuesta de NAMA Biogás se enfoca en la producción energética a partir de biomasa del sector agropecuario, industrial y de servicios. Los Residuos Sólidos Urbanos (RSU) y los lodos de PTAR domésticas serán abordados por la NAMA de Residuos, que está siendo formulada por el MVCT.

### Desarrollo Sostenible

En el año 2018, Colombia adoptó los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Naciones Unidas (ODS) como parte de su política pública a través de la Ley CONPES<sup>6</sup> 3918, que establece la estrategia y metas para el cumplimiento de cada uno de los objetivos. A continuación, se enumeran las metas para ODS relacionadas con el sector energético y el desarrollo del biogás.

*Tabla 1. METAS DE LOS ODS RELACIONADOS CON EL SECTOR ENERGÉTICO EN COLOMBIA*

<sup>6</sup> Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES)

ODS	INDICADOR NACIONAL	LÍNEA BASE	META 2018	META 2030
7. Energía asequible y no contaminante	Cobertura de energía eléctrica (% de viviendas)	96.9 % (13 568 357 usuarios)	97.2 % (13 568 357 usuarios)	100 %
12. Producción y consumo responsable	Tasa de reciclaje y nueva utilización de residuos sólidos (%)	8.6 %	10.0 %	17.9 %
13. Acción por el clima	Reducción de emisiones totales de gases de efecto invernadero (%)	0 %		20 % (actualizada a 51 % en 2020)

Fuente: elaboración propia a partir de información de PEN 2050

Adicionalmente, existen en el país varias políticas y estrategias de nivel nacional que muestran la importancia que se está dando a la integración de los elementos de sostenibilidad ambiental en la planificación del desarrollo del país. Entre ellas se encuentra la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono, Adaptada y Resiliente (ECDBCAR), que fue lanzada en el año 2016; y la Política de Crecimiento Verde, adoptada en el 2018, con el fin de impulsar, al año 2030, el aumento de la productividad y la competitividad económica del país, asegurando el uso sostenible del capital natural y la inclusión social de manera compatible con el clima. Adicionalmente, en el año 2019 se emitió la Estrategia Nacional de Economía Circular, que busca promover la transformación productiva para maximizar el valor agregado de los sistemas industriales y agropecuarios y las ciudades sostenibles en términos económicos, ambientales y sociales, a partir de la circularidad, innovación tecnológica, colaboración en nuevos modelos de negocio.

## Cambio climático

Desde hace más de una década, se ha desarrollado en Colombia el marco de políticas para abordar los retos y oportunidades relacionados con el cambio climático. El Conpes 3700 de 2011 define la Estrategia institucional para la articulación de políticas y acciones en esta materia, mientras que en 2014 se estableció la Política Nacional de Cambio Climático, de la cual se deriva la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC)<sup>7</sup>.

Colombia estableció la ECDBC como programa de planeación del desarrollo a corto, mediano y largo plazo, y busca desligar el crecimiento de las emisiones de GEI del crecimiento económico nacional. Esto a través del diseño y la implementación de medidas sectoriales de mitigación que maximicen la carbono-eficiencia y que, a su vez, contribuyan al desarrollo social y económico nacional. La ECDBC busca identificar y valorar acciones encaminadas a evitar el crecimiento acelerado de las emisiones de GEI a medida que los sectores crecen, desarrollando planes de acción de mitigación en cada sector productivo del país, promoviendo las herramientas para su implementación, incluyendo un sistema de monitoreo y reporte (IDEAM, s.f.).

En el año 2015 el país se unió al Acuerdo de París y en ese marco presentó su primera Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC). En la actualización presentada en el 2020, Colombia se compromete a emitir como máximo 169.44 millones de t CO<sub>2</sub>eq en 2030, equivalente a una reducción del 51 % de las emisiones respecto a la proyección de emisiones en 2030 en el escenario de referencia, iniciando un decrecimiento en las emisiones entre 2027 y 2030 tendiente hacia la carbono-neutralidad a 2050 (MADS, 2021).

<sup>7</sup> A partir del 2021, cambia su nombre a Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono Adaptada y Resiliente (ECDBCAR)



El MADS lanzó oficialmente el 7 de abril de 2021 la Estrategia Colombia Carbono Neutral, programa que busca promover los compromisos de los diferentes sectores con la meta de carbono neutralidad a 2050 y, con tres líneas de acción, potenciar la sostenibilidad de las organizaciones por medio de la gestión de las emisiones de GEI. La primera es Colombia Cero Emisiones, orientada al trabajo con empresas y entidades de los sectores públicos y privados; la segunda la adelanta el Sistema Nacional Ambiental (SINA) junto a las organizaciones ambientales que cuantifican y reducen sus emisiones; y el programa Mi Huella de Carbono, referente a la huella individual de la ciudadanía, que genera conocimiento y conciencia (MADS, 2021). Además, contempla la creación del sello “NDC-Carbono Neutral” y, en una fase inicial, el programa de acuerdos voluntarios con el sector agrícola, energía e industrial.

El Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero-energético (PIGCCme ), oficializado con la Resolución MME 40807 de 2018, tiene como objetivo la reducción de la vulnerabilidad ante el cambio climático y la promoción de un desarrollo bajo en carbono a nivel sectorial, fortaleciendo y protegiendo la sostenibilidad y competitividad de la Industria. El plan se encuentra estructurado en tres componentes: i) mitigación, ii) adaptación y iii) gobernanza. El componente de mitigación tiene como principal objetivo la reducción de emisiones de GEI, abordado por diferentes líneas: i) eficiencia energética, ii) generación de energía, iii) gestión de la demanda y iv) emisiones fugitivas, las cuales cuentan con diferentes acciones para poder generar un marco normativo, de gestión y planeación que permita el cumplimiento de estos objetivos y construcción de capacidades (MME, 2018).

### **Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)**

La estrategia nacional de inclusión de las FNCER en la matriz energética se plasma en el Plan Energético Nacional 2020-2050, titulado *La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible*, presentado por la UPME en febrero de 2021. Este documento plantea tres retos en la planeación del sector: descentralización, descarbonización y digitalización.

La descarbonización implica la sustitución de los combustibles fósiles para cubrir la creciente demanda energética nacional aportando al cumplimiento de los nuevos compromisos nacionales en reducción de emisiones (51 %). Esto implica una planeación para la transformación que se fundamenta en los siguientes aspectos:

- Mayor participación con los interesados, ciudadanos y otras entidades del estado.
- Opciones modulares a pequeña escala con nuevas tecnologías diseminadas por todo el territorio.
- Multiplicidad de agentes de diferentes tamaños, intereses y formas de actuar.
- Usuarios finales con más información y posibilidades mediante el acceso a plataformas interactivas para el manejo de la información.
- Múltiples opciones para solucionar un mismo problema.
- Análisis multidimensional que incorpora lo energético y lo ambiental.

Teniendo en cuenta que la transformación energética y el desarrollo sostenible requieren del engranaje tecnología-economía-política pública, el PEN 2020-2050 plantea cuatro áreas estratégicas (pilares) para enfocar las acciones de política pública:

- (1) la seguridad y confiabilidad del abastecimiento,
- (2) la mitigación y adaptación al cambio climático,
- (3) la competitividad y el desarrollo económico y
- (4) la gestión del conocimiento y la innovación.

En lo referente al pilar (2), el PEN dice: “El aprovechamiento de fuentes de energía limpia y de bajas emisiones de GEI. Para el 2050, la matriz energética colombiana tendrá una participación importante de fuentes no convencionales de energía renovable y se caracterizará por tener bajas emisiones de GEI”. Y tiene asociado los siguientes objetivos: “Objetivo 3. Contar con un sistema energético resiliente”, “Objetivo 4. Propender por un sistema energético de bajas emisiones de GEI”, y, en busca de la meta a 2050, “se tiene el potencial de llegar a una participación de FNCE entre 10-20% de la oferta de energía primaria”.

El PEN incluye el desarrollo del biogás como una iniciativa del escenario II. Modernización, que permite cubrir varios de los objetivos planteados en el PEN 2020-2050. De acuerdo con el plan, el biogás “es un primer paso hacia la economía circular en cuanto al aprovechamiento de residuos”, “es una fuente de abastecimiento extra de gas combustible por lo que aporta a la seguridad energética y tiene la facilidad de que utiliza la infraestructura de transporte y distribución ya disponible” y “genera un impacto positivo en la reducción de emisiones del sector por sustitución de combustibles líquidos”. Citando al estudio de la UPME y la Universidad Nacional se menciona que en Colombia el potencial técnico de generación de biogás con biomasa residual es de 941,360,642 m<sup>3</sup> por año, con el que se lograría la disminución de 1,5 Mt anuales de CO<sub>2</sub>. Además, se manifiesta que este potencial de producción podría complementar la demanda de gas natural en un 26 % (PEN 2050).

En la clasificación de las iniciativas, se observan los proyectos de biogás con un grado de incertidumbre tecnológica por debajo del promedio y con un aporte de emisiones superior al promedio. No obstante, se identifica como una iniciativa que no cuenta con lineamientos de política pública o en la que el país no ha avanzado y adoptado acciones. Esta situación se está abordando con los esfuerzos actuales de formulación de una NAMA de biogás y el presente estudio.

### Gestión ambiental de la biomasa residual

La gestión de la biomasa residual se ha contemplado en diversos instrumentos de política pública del país, desde la Política Nacional de Producción más Limpia de 1997, que promueve la optimización de procesos productivos, la valorización de subproductos y el ahorro de insumos y energía, bajo el concepto de prevención de la contaminación con el fin de desincentivar el control a final de tubo. En dicha ley se estructura un marco de instrumentos económicos (deducción de Renta e IVA por inversiones ambientales), fiscales y financieros, así como convenios de concertación y códigos voluntarios de gestión ambiental.

Desde la concepción de esta ley, en el periodo 1997-2020 el país ha adoptado estrategias, leyes y programas con el fin de reducir los impactos ambientales derivados de la producción de bienes y servicios que tienen relación con la gestión ambiental de biomasa residual y que se compilan a continuación, además de las mencionadas en las secciones anteriores:

NOMBRE	CONPES/LEY	OBJETIVO
Plan Nacional de Mercados Verdes	2002	Consolidar la producción de bienes ambientalmente sostenibles e incrementar la oferta de servicios ecológicos competitivos en los mercados nacionales e internacionales, contribuyendo al mejoramiento de la calidad ambiental y el bienestar social.
Estrategia institucional para la venta de servicios	Conpes 3242, 2003	Busca promover la incursión competitiva de Colombia en el mercado internacional de

NOMBRE	CONPES/LEY	OBJETIVO
ambientales de mitigación del cambio climático		reducciones verificadas de emisiones de GEI, estableciendo un marco institucional para la definición de la política de venta de este servicio ambiental, la consolidación de una oferta de reducciones de emisiones verificadas y su mercadeo internacional.
Política Nacional de Producción y Consumo Sostenible	2010	Orientar el cambio de los patrones de producción y consumo de la sociedad colombiana hacia la sostenibilidad ambiental, contribuyendo a la competitividad de las empresas y al bienestar de la población.
Política de Transformación productiva: Un modelo de desarrollo sectorial para Colombia	Conpes 3678, 2010	Propende por la generación de crecimiento sostenible en la economía y el empleo, y busca desarrollar sectores altamente competitivos y generadores de valor agregado, alcanzando estándares de clase mundial.
Política de Bioeconomía	Conpes 3697, 2011	Crear las condiciones económicas, técnicas, institucionales y legales que permitan atraer recursos públicos y privados para el desarrollo de empresas y productos comerciales que gestionen eficiente y sosteniblemente la biodiversidad y la biomasa para generar nuevos productos, procesos y servicios de valor agregado basados en el conocimiento y la innovación.
Política nacional para la gestión integral de residuos sólidos	CONPES 3874 de 2016	Incluye la valorización energética y da el marco para incluir este servicio en las tarifas de aseo.
Política de desarrollo productivo	CONPES 3866	Promueve la generación de encadenamientos y el fortalecimiento de cadenas de valor como uno de los factores generadores de la productividad.
Política de mejoramiento de aire	Conpes 3943, 2018	Sustitución de combustibles líquidos por energía eléctrica y gas natural con la meta de alcanzar que el 100 % de los sistemas de transporte masivo operen utilizando vehículos eléctricos y gas natural en fuentes móviles.

## 2.6 MARCO REGULATORIO APLICABLE

Así como el capítulo anterior analizó la política desde diferentes puntos de vista, en este numeral se revisa el marco regulatorio desde los siguientes ejes temáticos:

- Regulación ambiental.
- Generación, conexión y comercialización de energía eléctrica.
- Biogás, biometano y el sistema nacional de transporte de gas.
- Incentivos tributarios.
- Producción y comercialización de digestato.

De igual manera es importante destacar que el régimen tarifario de los servicios públicos domiciliarios de energía y gas combustible incluyen reglas relativas al régimen de regulación o de libertad vigilada, tal como está previsto en el artículo 86 de la Ley 142 de 1994.

## Regulación ambiental

La biomasa residual es un subproducto, por lo general acuoso, del sector agropecuario, industrial o de servicios, que es vertido a cuerpos de agua o alcantarillado y que se rige por los decretos y resoluciones pertinentes al manejo de vertimientos. El Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiental 1076 de 2015 recopila la normatividad ambiental en Colombia, y en su capítulo 3, “Ordenamiento del recurso hídrico y vertimientos”, determina los procedimientos para el trámite y obtención del permiso de vertimientos. Igualmente, establece el pago de tasas retributivas por vertimientos líquidos y sólidos. Por su parte, la Resolución 631 de 2015, expedida por el MADS, establece los parámetros y los valores límites máximos permisibles que deberán cumplir quienes realizan vertimientos puntuales a los cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público. Otra norma importante es la Resolución 1207 de 2014, en la que se adoptan disposiciones relacionadas con el uso de aguas residuales tratadas, incluyendo el sector agrícola, con ciertas restricciones y controles específicos.

La regulación nacional establece la oportunidad de realizar un Plan de Reconversión a Tecnologías Limpias en Gestión de Vertimientos, dentro del cual algunas corporaciones autónomas regionales aceptan la digestión anaerobia como tecnología limpia para reconversión, y establecen su uso en riego bajo estrictos controles. Esto ha permitido que algunos gremios como Porkcolombia y FEDEPALMA realicen acuerdos sectoriales con algunas corporaciones autónomas regionales para implementar esta tecnología como un plan de reconversión sectorial. Esto impulsa el uso de biodigestores como una medida para el cumplimiento de la normatividad nacional en materia de vertimientos.

También existen otros programas voluntarios que ofrecen oportunidades de capacitación e incluso financiamiento: las ventanillas ambientales de las Corporaciones Autónomas Regionales; Programas de Promoción del Desarrollo Económico Rural Sostenible (PRODES), que con apoyo de recursos internacionales promueve el crecimiento sostenible de la agricultura; convenios sectoriales; y Planes de Saneamiento y Manejo de Vertimientos (PSMV) regionales. Estos programas fijan objetivos de calidad y la normatividad que deben tener en cuenta las entidades prestadoras del servicio de alcantarillado y sus actividades complementarias en las zonas urbanas y rurales en las diferentes cuentas del país, adaptándose a las necesidades propias de cada ecosistema.

En lo relacionado con la disposición de biomasa residual en los cultivos, las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) han realizado acuerdos independientes con los sectores productivos y, por lo general, se deja dentro de los cultivos. En algunos casos puntuales, y si existe algún problema sanitario, se aprueban quemas controladas.

## Generación conexión y comercialización de electricidad

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) regula el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado. (LEY 142. Art 74, 1994).

La Ley 1715 de 2014 regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional, y específicamente en su artículo 17 determina que “el Gobierno Nacional, en coordinación con las Corporaciones Autónomas, establecerá planes de actuación con el fin de fomentar el aprovechamiento energético de biomasa agrícola y evitar el abandono, la quema incontrolada en la explotación o el vertimiento de los residuos agrícolas” (CONGRESO DE COLOMBIA, 2014).

Esta ley promueve la generación de electricidad con FNCER mediante la expedición de los lineamientos de política energética, regulación técnica y económica, beneficios fiscales, campañas publicitarias, fomentar acciones de cooperación internacional y demás actividades necesarias, conforme a las competencias y principios establecidos en esta ley y las 142 y 143 de 1994.

Algunos mecanismos para esta promoción son la autogeneración a pequeña y gran escala, la generación distribuida, la entrega de excedentes a la red de distribución y/o transporte, los sistemas de medición bidireccional y mecanismos simplificados de conexión, y la creación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGÉ) para financiar programas de FNCER y hacer una gestión eficiente de la energía.

Un mecanismo muy importante que se establece en la Ley 1715, y que fue modificado por el artículo 174 de la Ley 1955 de 2019, es la aplicación de incentivos tributarios a la inversión en proyectos de fuentes no convencionales de energía. Entre otras disposiciones, establece que “los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido tendrán derecho a deducir de su renta, en un período no mayor de 15 años, contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión, el 50% del total de la inversión realizada”. Adicionalmente al incentivo de renta también se tienen el incentivo tributario de exclusión de IVA, la exención del pago de los derechos arancelarios de importación de equipos y el incentivo contable de depreciación acelerada de activos.

A partir de la Ley 1715, se han emitido instrumentos de implementación que deben tenerse en cuenta para el desarrollo de proyectos de biogás. Algunas de ellas se enumeran a continuación:

- Decreto 2469 de 2014 (Ministerio de Minas y Energía): aspectos operativos y comerciales de la participación de los autogeneradores en el mercado de electricidad.
- Decreto 2143 de 2015 (Ministerio de Minas y Energía): requisitos y plazos para la obtención de los incentivos establecidos en la Ley 1715.
- Decreto 348 de 2017: parámetros para ser considerado autogenerador a pequeña escala.
- Decreto 570 de 2018: lineamiento para definir e implementar un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para los proyectos de generación de energía eléctrica, complementario a los mecanismos existentes en el mercado de energía mayorista.
- Resolución 30 de 2018: criterios para la Auto generación distribuida.
- Resolución 4-0791 de 2018, Resolución 4-0590 de 2019, Resolución 4-0678 de 2019: procedimientos para el desarrollo de subastas de energía renovable no convencional.

Con respecto a la regulación del sector eléctrico, es importante considerar que se plantea para este año convocar a una nueva subasta de energías alternativas, en las que se contempla la generación hasta de 5.800 megavatios, que pudieran estar iniciando operación a comienzos de 2023. Actualmente, la CREG revisa detalles de la Resolución 233 de 2020, “Disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional”, que busca liberar líneas de transmisión y garantizar la entrada de la conexión de futuros proyectos de generación con especial énfasis en las fuentes renovables. También facilita los trámites para la conexión al SIN mediante la ventanilla única de trámites que será operada por la UPME. La futura norma, con cobertura en todo el territorio

nacional, creará un marco regulatorio especial para que las iniciativas de generación eléctrica no superiores a los 10 megavatios puedan entregar su energía al SIN.

### **Biogás, Biometano y el Sistema Nacional de Transporte de gas**

La Resolución CREG 240 de 2016, por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano y deroga la Resolución CREG 135 de 2012, crea el marco regulatorio para el uso de estos combustibles en el país. Asimismo, establece las condiciones de calidad, seguridad y tarifarias para desarrollar la prestación de servicios domiciliarios de gas combustible con biogás y biometano.

De igual manera, esta resolución define redes aisladas para biogás como el conjunto de tuberías y activos asociados encaminados a distribuir biogás de manera exclusiva, sin mezclarse con otros combustibles, desde el sitio de generación hasta el domicilio de los usuarios, y que no hacen parte de los activos del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT) o de las redes de distribución de gas natural. Y establece tanto la calidad del biogás para ser comercializado por estas redes, como la del biometano para el SNT, el cual debe cumplir con los requerimientos de calidad definidos en el RUT<sup>8</sup>, considerando de igual manera la Norma Técnica Colombiana para Gases Combustibles (NTC-3527).

### **Incentivos Tributarios**

Para efectos de este estudio, se han analizado dos incentivos tributarios: el aplicable a energías renovables y la no causación del impuesto al carbono. Esto sin desconocer que la política de producción más limpia también propone un programa de incentivos que podrían ser aplicables a proyectos de digestión anaerobia, tal como los incentivos de ciencia y tecnología.

Con respecto al incentivo tributario para proyectos de FNCER, la última reglamentación de la Ley 1715 de 2014 se establece en el Decreto Nacional 829 de 2020 y la Resolución UPME 203 de 2020, reduciendo los tramites y delegando como responsable único de este a la UPME. La resolución establece los formatos que se deben diligenciar para la solicitud y los tiempos de respuesta por parte de la UPME. De igual manera, enumera los equipos y estudios que pueden ser susceptibles de acceder a los incentivos. El paso a paso para el trámite de estos incentivos está disponible en la página de la UPME.

Sobre el segundo incentivo, el MADS cuenta en su página web con la herramienta el ABC del Impuesto al Carbono, que describe cómo se aplica este impuesto y los pasos para la no causación acorde con los estipulado en el Decreto 926 de 2017. En él se establece la certificación de reducción de emisiones de los proyectos por parte de un organismo certificado y el poder negociar retroactividad de reducción de emisiones de proyectos, calculadas bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), que no negociaron su reducción en el mercado internacional desde 2014. El impuesto al carbono es un gravamen que recae sobre el contenido de carbono de todos los combustibles fósiles (excluyendo al carbón mineral), incluyendo todos los derivados de petróleo y todos los tipos de gas fósil que sean usados con fines energéticos, siempre que sean usados para combustión.

### **Producción y comercialización de Digestato**

El Instituto Colombiano Agropecuario (ICA) regula la producción y comercialización de fertilizantes para el uso agrícola en Colombia. Por tanto, para poder ser comercializado, el digestato para uso agrícola debe obtener el registro ICA y cumplir con los requerimientos establecidos en la Resolución 150 de 2003

---

<sup>8</sup> RUT. Reglamento Único de Transporte contenido en la Resolución CREG 071 de 1999.

“por la cual se adopta el Reglamento Técnico de Fertilizantes y Acondicionadores de Suelos para Colombia”. Esta resolución actualmente se encuentra en revisión por parte del ICA.

La Mesa de Biomasa Residual liderada por MADS ha identificado otros posibles usos para el digestato que no están regulados por el ICA, como son la recuperación de suelos exigidas por licencias ambientales y planes de manejo derivadas de actividades mineras o manejo de rellenos sanitarios que pueden utilizarlo. Sin embargo, estos usos aún no se encuentran reglamentados.

### 3. ANÁLISIS DE RIESGOS Y BARRERAS A LAS INVERSIONES DE BIOGÁS

#### 3.1 METODOLOGÍA

El marco metodológico aplicado en este proyecto está compuesto por 5 etapas:

- i. Desarrollo de la tabla de riesgos y barreras.
- ii. Preselección de riesgos y barreras relevantes.
- iii. Priorización a partir de las experiencias de los desarrolladores.
- iv. Validación de barreras con otros actores.
- v. Emisión de recomendaciones.

##### i. Desarrollo de la tabla de riesgos y barreras

El desarrollo de la tabla de riesgos y barreras se basa en la metodología DREI "Derisking Renewable Energy Investments (Mitigación de los Riesgos de Inversión en Energía Renovable)" desarrollada por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). La metodología DREI tiene el objetivo de apoyar a los formuladores de políticas públicas de los países en vías de desarrollo a promover las inversiones en energías renovables. Esta metodología identifica las barreras y los riesgos asociados que podrían obstaculizar las inversiones del sector privado en energía renovable y las opciones de política para mitigar estos riesgos. En un principio la metodología fue desarrollada para la energía solar y eólica; sin embargo, es flexible para adaptarse a diversas tecnologías y contextos nacionales. La Metodología DREI se aplica en las siguientes fases:

##### Fase 1. Identificación del conjunto de barreras y riesgos asociados – Entorno de riesgo

En esta primera fase se identifica el entorno de riesgo para la tecnología renovable. En este caso, para el biogás. El riesgo del inversor puede definirse como "el producto de la probabilidad de que ocurra un evento negativo y los posibles impactos financieros de dicho evento para el inversor" (ISO, 2009). La existencia de una barrera aumenta la probabilidad de que eventos negativos obstaculicen las inversiones en el mercado de energías renovables. El entorno de riesgo se identifica a través de tres pasos consecutivos:

##### Identificación de actores (*stakeholders*)

Para identificar las barreras y los riesgos asociados es importante identificar primero a los actores cuyo comportamiento podría afectar, directa o indirectamente, las actividades desarrolladas por un inversor y/o desarrollador de un proyecto de energía renovable.

### Identificación de barreras

Una vez identificados los actores, el conjunto de posibles barreras asociadas con estos grupos de actores se identifican mediante un análisis sistemático del mercado local para la energía renovable en particular. Este análisis se puede realizar a través de revisión de la literatura o entrevistas con los actores (inversores, desarrolladores, etc.).

La identificación de posibles barreras para este proyecto se llevó a cabo a través de revisión de literatura. En este proceso se revisaron alrededor de quince documentos y estudios sobre barreras para el desarrollo de biogás en diferentes países del mundo y se extrajeron todas las barreras encontradas.

### Identificación de categorías de riesgo

Las barreras identificadas se agregan en categorías de riesgo, y cada una está asociada con el grupo de actores que puede abordarla o mitigarla. La mayoría de las categorías de riesgo para la tecnología de energía renovable se puede establecer mediante el enfoque de identificación de actores; sin embargo, existen varias categorías de riesgo a nivel nacional relacionadas con el entorno general de inversión que deberían tomarse en cuenta. Estas generalmente reflejan riesgos políticos y macroeconómicos.

### Fase 2. Instrumentos de política: selección de instrumentos de política

El enfoque DREI implica generar una tabla de instrumentos de política para abordar las barreras y los riesgos asociados. La tabla de instrumentos de política es una extensión de la tabla de riesgos y barreras en las que cada barrera cuenta con un instrumento de política para ser abordada. Los instrumentos para abordar los riesgos se dividen en dos grupos:

- **Instrumentos de política:** tienen el objetivo de eliminar las barreras subyacentes que son las causas fundamentales de los riesgos.
- **Instrumentos financieros:** no abordan las barreras directamente, sino que transfieren el riesgo a los actores públicos.

### Tabla de riesgos y barreras

Siguiendo la metodología DREI y con a revisión de literatura se desarrolló una tabla de riesgos y barreras con el siguiente formato:

Actores o grupo involucrado	Categoría de Riesgos y Barreras	Instrumentos para abordar los riesgos		
		Instrumentos de política	Instrumentos financieros	
1. Actor	1. Categoría de Riesgo	1.1 Barrera	1.1 Actividad	1.1 Actividad
		1.2 Barrera	1.2 Actividad	
		1.3 Barrera	1.3 Actividad	
2. Actor	2. Categoría de Riesgo	2.1 Barrera	2.1 Actividad	2.1 Actividad
		2.2 Barrera		2.2 Actividad
3. Actor	3. Categoría de Riesgo	3.1 Barrera	3.1 Actividad	3.2 Actividad

En esta etapa se identificaron 11 categorías de riesgo y 41 barreras que se podrían presentar en el contexto del país. También se identificaron algunas actividades que, según la literatura, podrían abordar estas barreras. La tabla se encuentra en el Anexo 2.



## ii. Preselección de riesgos y barreras relevantes

La tabla de riesgos y barreras fue evaluada por la consultora local, funcionarios del Ministerio de Minas y Energía y expertos en biogás en Colombia.

La evaluación se llevó a cabo bajo el siguiente criterio: “evalúe la probabilidad de que la barrera propuesta ocurra o se presente en el país, de 1 'improbable' a 5 'muy probable’”.

De la misma forma, se pidió que se evaluaran las políticas propuestas para abordar dichas barreras: “evalúe la efectividad de los instrumentos de política para abordar las barreras, de 1 'mínimamente eficaz' a 5 'muy eficaz’”.

En esta etapa, también se solicitó a los evaluadores complementar la tabla con sugerencias, ya sea de políticas o barreras adicionales que no se presentaban en la tabla y fundamentar sus evaluaciones.

A partir de esta evaluación, se seleccionaron las barreras que obtuvieron un puntaje de 3 (moderadamente probable) a 5 (muy probable). 19 de las 41 barreras fueron seleccionadas como las más relevantes en el contexto colombiano.

## iii. Priorización a partir de las experiencias de los desarrolladores

Las 19 barreras seleccionadas fueron incluidas en las encuestas para los desarrolladores representados por los gremios y algunas empresas que operan proyectos de biogás y proveedores de tecnología (ejemplo en Anexo 3). En total se recibieron encuestas de 9 gremios/empresas y 4 proveedores de tecnología.

Estas encuestas fueron tabuladas y se les realizó análisis estadístico con cálculo de promedio mediana y moda con el fin de priorizar mediante la metodología de semáforo los resultados.

- **ROJO:** Barreras con valores promedios superiores a 4.
- **AMARILLO:** Barreras con valores promedios entre 3 y 4 incluido.
- **VERDE:** con promedios superiores a 2.
- **BLANCO:** Promedios inferiores a 2.

## iv. Validación de barreras con otros actores

Las encuestas también tenían preguntas abiertas y permitían a los encuestados poner observaciones, organizadas por tema, relacionadas con las barreras identificadas.

A partir de sus observaciones, se ubicaron especialistas y actores en la cadena del biogás, tales como agencias encargadas de regulaciones y empresas de transmisión de electricidad, y se realizaron entrevistas en reuniones con ellos con el fin de contrastar opiniones que tienen relación con las barreras propuestas y tener una visión ampliada con la retroalimentación de los diferentes grupos de interés.

Como complemento a esto, se realizó un taller con instituciones para presentar las barreras seleccionadas, compartir la información consolidada de los desarrolladores de proyectos y recibir sus comentarios.

## v. Emisión de recomendaciones

Con toda la información aportada por los diferentes actores, y complementando con experiencias y bibliografía nacional e internacional, se realizó un análisis de la aplicabilidad de las medidas propuestas al contexto colombiano y se estructuró una primera versión de los instrumentos propuestos agrupados en 9 categorías. Estas recomendaciones fueron sometidas a consideración de los diferentes actores participantes a lo largo del estudio en un taller de socialización realizado de manera virtual el día 7 de mayo de 2021, en el cual con la herramienta Jamboard todos los asistentes al taller pudieron retroalimentar los instrumentos. Finalmente, los profesionales de equipo realizaron la consolidación de los aportes recibidos por los diferentes grupos de interés, estructuraron y editaron el informe final.

## 3.2 RESULTADOS

Retomando el tercer paso de la metodología, en la tabla 2 se presentan los resultados del análisis estadístico, del cual se destaca que 18 de las 19 barreras preseleccionadas con base en el criterio de los expertos consultados fueron consideradas importantes por los desarrolladores.

*Tabla 2. Análisis estadístico de encuestas aplicadas*

ORDEN	BARRERA		Promedio	Moda	Mediana
1	CAPEX	Probabilidad	4.13	4	4
		Impacto	4.38	5	4
2	Experiencia limitada con proyectos de biogás por parte de financiadores	Probabilidad	4.00	4	4
		Impacto	4.38	4	4
3	Persepectiva del mercado del digestato	Probabilidad	4.13	4	4
		Impacto	4.00	5	4
4	Reglamentos de la red e interconexión	Probabilidad	4.13	5	4
		Impacto	3.50	3	3
5	Burocracia	Probabilidad	4	4	4
		Impacto	3.75	5	3
6	OPEX	Probabilidad	3.50	3	3
		Impacto	3.75	4	4
7	Operaciones	Probabilidad	3.50	3	3
		Impacto	3.75	4	4
8	Calidad, adecuación y disponibilidad de equipos de biogás	Probabilidad	3.50	3	3
		Impacto	3.63	3	3
9	Mercado laboral	Probabilidad	3.63	4	4
		Impacto	3.00	2	3
10	Normas técnicas	Probabilidad	3.88	5	4
		Impacto	3.25	3	3
11	Falta de información	Probabilidad	3.50	3	3
		Impacto	3.38	3	3
12	Incertidumbre	Probabilidad	3.38	3	3
		Impacto	3.5	4	4
13	Logística	Probabilidad	2.63	2	2
		Impacto	3.13	2	3
14	Calidad de la materia prima	Probabilidad	2.38	3	2
		Impacto	3.13	1	3
15	Disponibilidad de terreno	Probabilidad	2.88	4	2
		Impacto	3.13	4	4
16	Resistencia social (proyectos biogás)	Probabilidad	2.13	1	2
		Impacto	2.63	4	2
17	Competencia por uso de la materia prima	Probabilidad	2.38	1	2
		Impacto	2.75	4	2
18	Disponibilidad de materia prima (biomasa)	Probabilidad	1.75	1	1
		Impacto	3.63	4	4
	Resistencia social (tecnología de DA)	Probabilidad	1.88	1	2
		Impacto	2.25	1	2

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se discuten las barreras priorizadas, con base en el análisis conjunto de los comentarios de desarrolladores, matizado con opiniones de otros actores entrevistados y la experiencia del equipo consultor. Las barreras priorizadas se presentan en orden decreciente, siendo la primera la que obtuvo el mayor valor promedio en impacto. Para cada una se presenta el nombre y el promedio obtenido para probabilidad (p) e Impacto (I) y se transcribe en *italica* la descripción de la barrera como se planteó inicialmente.

- **Costos de inversión (CAPEX) (P=4,13; I=4,38)**

*Dificultades relacionadas con la obtención de recursos que cubran los costos de inversión, que incluyen la construcción de la planta, adquisición de equipos, contratación de personal técnico, etc.*

Pese a que existe una gama de tecnologías disponibles en la biodigestión anaerobia, los potenciales desarrolladores de proyectos de biogás (empresas y gremios productores de la biomasa residual) perciben un alto costo de inversión, aún más cuando se considera la inversión requerida en equipos adicionales para el refinamiento del gas y la generación energética. Existe la percepción de que esos costos de inversión no son recuperables a partir de la operación de una planta de biogás.

Para mitigar la barrera de la inversión inicial, común a las energías alternativas, la Ley 1715 de 2014 creó los incentivos tributarios que exoneran la adquisición de equipos y estudios de consultoría del pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA) y permiten deducir del impuesto sobre la renta de hasta el 50 % de los costos de inversión durante 15 años. Sin embargo, esta información y su aplicabilidad a la generación de biogás no es del conocimiento de los gremios agropecuarios o agroindustriales, especialmente en las micro y pequeñas empresas.

La falta de conocimiento aplica no solamente a los incentivos tributarios, si no en general a la estructuración financiera de los proyectos de biogás, que requiere considerar todos los ingresos y costos evitados a lo largo de la cadena de valor, incluyendo los costos en que se tendría que incurrir por el tratamiento de las biomásas residuales, la sustitución de combustibles y el valor del digestato que se genera como subproducto, así como los potenciales incentivos tributarios y de otro tipo. Si no se consideran todos estos elementos, se mantendrá la percepción de la falta de retorno a la inversión inicial.

La situación con respecto a esta barrera, y la forma en que las empresas analizan potenciales inversiones en biogás, puede distinguirse de acuerdo tamaño de las empresas. Las microempresas, especialmente del sector agropecuario, ven estas tecnologías como una exigencia ambiental y no como una oportunidad de negocio. Suelen ser beneficiarios de proyectos estatales que les instalan biodigestores, pero carecen de capacidades para hacer análisis técnicos y financieros de inversiones en este campo.

En las pequeñas y medianas empresas, estas inversiones adicionales al objeto principal de su negocio pueden ser atractivas, pero deben competir con urgencias propias de la producción. Las empresas generalmente no tienen la capacidad de realizar análisis financieros ni estructurar planes de negocio para presentar el proyecto a un banco que le permita obtener la financiación para implementar la tecnología. Por esta razón, si es una obligación ambiental lo realizan como un gasto y no cuantifican ni potencializan el uso de los subproductos obtenidos de la DA. En este sector es donde se aprecia el mayor desconocimiento de la aplicabilidad de los incentivos tributarios, sumado al temor de implementarlos por la posibilidad de enfrentar una auditoría de la Dirección de Impuesto y Aduanas Nacionales (DIAN).

Las grandes empresas cuentan con personal propio, apoyo de los gremios, consultores especializados y los mismos proveedores de la tecnología para la estructuración de los proyectos y los análisis financieros.

Sin embargo, estas inversiones deben competir con otros proyectos en las empresas. Según lo manifestado por encuestados, el cierre financiero de proyectos de biogás no cumple los requerimientos de viabilidad de las empresas, debido principalmente a la incertidumbre en la comercialización del digestato producido, la falta de incentivos adicionales para el precio del kWh que actualmente debe competir con la generación eléctrica y ausencia de garantías que permitan la sostenibilidad de los proyectos a largo plazo.

En muchos casos, y de manera transversal a empresas de todos los tamaños, se evidencia desconocimiento de la aplicabilidad a este tipo de proyectos de la no causación del impuesto al carbono y de los incentivos tributarios para FNCER. Para estos incentivos se tiene aún el imaginario de trámites largos y complicados ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), plasmando que no se conoce la última actualización (Resolución UPME 203 de 2020), pese a las cartillas y seminarios de divulgación que ha realizado la entidad. Por otra parte, se realizan algunos análisis financieros sin incluir internalización de costos ambientales, ni se valoriza los ahorros en energía y/o gestión de biomasa, el potencial de mejores precios de productos por sellos ambientales, aperturas de nuevos mercados y demás beneficios indirectos.

- **Experiencia limitada con proyectos de biogás por parte financiadores (P=4,00; I=4,38)**

*Falta de información y experiencia en la evaluación y seguimiento de proyectos de biogás entre la comunidad de financiadores; falta de conexión de contactos (inversores, oportunidades de inversión) que se encuentran en los mercados establecidos; falta de familiaridad y experiencia para estructurar el financiamiento de proyectos.*

Una de las barreras manifestadas por los desarrolladores en las encuestas se relaciona con las pocas alternativas de financiación de proyectos y entidades financieras con experiencia particular en producción de biogás. Sin embargo, al indagar en entidades financieras con fondos verdes y líneas de crédito especializadas para energías alternativas, tales como fondos de financiación especializados en FNCER, que incluyen el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) y el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER), sus funcionarios manifiestan que muchos recursos nacionales e internacionales no se aprovechan porque los proyectos que se presentan no tienen un grado de madurez en su estructura que permita realizar el análisis de riesgo necesario para asignar los recursos.

Si bien esto denota la falta de conocimientos por parte de los desarrolladores, como se discutió en la barrera anterior, también se aprecia que los evaluadores de proyectos en las entidades financieras, tanto públicas como privadas, no tienen un amplio conocimiento de la digestión anaerobia. Esta tecnología, a diferencia de otras FNCER como solar o eólica, es tan integral y amplia que conecta diferentes variables, y esta versatilidad, que puede ser una ventaja en un análisis de economía circular, también se puede convertir en una barrera a la hora de evaluar un análisis financiero debido a la complejidad e interacción de muchas variables.

Como se ha mencionado en la barrera anterior, en un proyecto de biogás se pueden tener ingresos directos o costos evitados por gestión de biomasa, comercialización del energético producido o ahorro en el pago a terceros por la energía autogenerada, comercialización del digestato como fertilizante o reducción de costos por compra a terceros de fertilizantes; ingresos derivados de la no causación de impuesto al carbono por el uso de combustibles propios o de terceros; pagos evitados de tasas retributivas por vertimientos, entre otros. Adicionalmente, hay que considerar otros beneficios como, por ejemplo, la obtención de certificados o sellos ambientales, la mejora de relaciones con comunidad por reducción de olores e impactos ambientales, la reducción de plagas por disposición inadecuada de la

biomasa residual y la mejora de la imagen corporativa. Esto hace más complicados los análisis de riesgos, especialmente si los evaluadores no conocen la tecnología.

- **Perspectiva del mercado del digestato (P=4,13; I=4,00)**

*Falta de voluntad política o incertidumbre técnica con respecto a la estrategia y metas claras y calidad para el uso y comercialización del biodigestato en el país.*

Según ya se ha mencionado, la comercialización o autoconsumo del digestato como biofertilizante promovería el cierre financiero de los proyectos de biogás. Sin embargo, debido a la variabilidad de algunos sustratos, que pueden cambiar en concentración y calidad en el tiempo, es difícil y costoso cumplir con todos los requerimientos de la Resolución ICA 150 de 2003, que regula los biofertilizantes para obtener la certificación y poderlos comercializar. Los costos asociados a caracterizaciones, logística y especialmente garantizar la composición del digestato inviabiliza su comercialización en proyectos pequeños y medianos.

El desconocimiento y la falta de investigación seria, con datos trazables, de los efectos en los cultivos y a largo plazo en el suelo, derivados del uso continuo del digestato, hacen que algunas autoridades ambientales apliquen el principio de precaución para limitar el uso del digestato como fertilizante e incluso se trate como un vertimiento. Por parte de los empresarios, se ve este fertilizante como un subproducto que se puede aplicar al suelo para deshacerse de él y no como la materia prima para el desarrollo de una industria. Adicionalmente, el desarrollo del mercado de fertilizantes orgánicos enfrenta potencialmente los intereses de la industria de los agroquímicos importados.

Lo anterior denota que esta es una barrera clave que requiere de esfuerzos significativos de investigación, difusión y discusión para poder establecer y aplicar políticas, regulaciones e incentivos que permitan aprovechar de manera segura y sostenible este subproducto del biogás, tanto para contribuir a la viabilidad financiera de los proyectos como para concretar todos los beneficios de esta tecnología.

- **Reglamentos de interconexión a las redes (P=4,13; I=3.50)**

*Incertidumbre debido a la complejidad o falta de estándares para la venta e integración de fuentes de energía renovables intermitentes (específicamente electricidad generada a partir de biogás y/o el uso del biometano como combustible) a la red de energía eléctrica y/o gas natural; experiencia limitada en la gestión y estabilidad de la red; falta de capacidad de respuesta y retrasos en la conexión de nuevas fuentes de energía renovable (específicamente biogás) a la red de transmisión.*

Las respuestas de los desarrolladores a las encuestas denotan que existe la percepción de falta de legislación clara, de tramites dispendiosos para la interconexión eléctrica al SIN, de autonomía de los operadores de red para establecer requisitos técnicos y poner trabas, ya que muchos de los operadores también son generadores y ven en las FNCER una competencia. Sin embargo, en entrevistas con la CREG, como entidad reguladora nacional, y con los gremios, que representan de distribuidores de energía, se evidenció la existencia de normas específicas para la interconexión que deben cumplir todos los operadores en el país.

A partir de la expedición de la Ley 1715, se ha emitido y ajustado regulación con el fin de impulsar el desarrollo de las FNCER y facilitar su comercialización y acceso al SIN. El comisionado de la CREG entrevistado manifestó que la queja sobre la discrecionalidad de las reglas se recibe constantemente de manera informal, pero no se hace oficialmente con los soportes necesarios ante la Super Intendencia de Servicios Públicos (SISP), entidad encargada de vigilar a las empresas que operan el SIN y su cumplimiento de las regulaciones expedidas. Otra causa de este problema es la ocupación de la red por proyectos que no necesariamente se materializarán pero que sí reportaron y separaron el punto de

conexión a la red ante la UPME. En respuesta a esta problemática, la CREG tiene en revisión la Resolución 233 de 2020 que está próxima a aprobarse, y, entre otras determinaciones, establece un tiempo límite para la ocupación de red si el proyecto no se realiza, depurando el sistema, y crea la ventanilla única de trámites para la interconexión.

Tomando esto en cuenta, se concluye que la barrera, más que la falta de normas claras está relacionada con la complejidad de la regulación, la interacción entre los diferentes actores de la cadena y la falta de conocimiento por parte de los desarrolladores de proyectos de biogás de la normatividad que regula la interconexión y comercialización de energía producida con FNCER. Estos, al no ser expertos en energía, cada vez que dan un paso se encuentran con otra norma y la perciben como otra barrera para el éxito de su proyecto.

- **Burocracia: (P=4,00; I=3,75)**

*Procesos complejos, laboriosos y prolongados para la obtención de licencias, incentivos y permisos requeridos para proyectos de biogás.*

Esta barrera se considera importante y se deriva tanto de aspectos institucionales como de la falta de conocimientos técnicos sobre la tecnología de la digestión anaerobia en las instituciones encargadas de los trámites ambientales, incentivos tributarios, permisos para la generación eléctrica e interconexión a la red y otros aplicables. Muchos de los usuarios manifiestan que los trámites para obtener los incentivos tributarios son largos y complicados, especialmente por el doble trámite de presentar documentación ante la UPME y ANLA. Sin embargo, con el nuevo Plan Nacional de Desarrollo, ya el trámite no tiene que pasar por ANLA, y la reglamentación expedida por la UPME al respecto deja explícitos los tiempos y el paso a paso para facilitar este trámite. Se espera que esto tenga un impacto en la disminución de esta barrera.

- **Operaciones: (P=3,50; I=3,75)**

*Dificultad o riesgo en el manejo y operación de los sistemas de digestión anaerobia o generación de energía.*

Esta barrera se percibe con una importancia media y depende de la tecnología implementada. Los sistemas pequeños tipo chorizo de construcción propia, construidos en polietileno de baja densidad, con bajo costo de instalación, por lo general, son muy frágiles y están expuestos a abrasión, mala operación, y daños mecánicos provocados por animales, caídas de ramas y otros elementos cortopunzantes, así como deterioro del material por estar a la intemperie. Su operación depende totalmente del personal de la finca y, por lo general, no se cuenta con el conocimiento ni dedicación para su óptimo funcionamiento.

Debido a que los biodigestores de este tipo suelen ser instalados por obligación de cumplir la normatividad ambiental y, en muchos casos, donados por entidades del gobierno, no se apropia la tecnología y muchas veces terminan abandonados en las fincas como foco de contaminación. Los biodigestores de la siguiente escala, tipo bolsa en polietileno de alta densidad, son más resistentes y cuentan con asesoría posventa, manuales de operación y diseño hidráulico que optimiza su funcionamiento. Sin embargo, es una tecnología más cara, por lo que los pequeños productores agropecuarios no pueden acceder a ella y optan por la categoría anterior.

Por su parte, sistemas con tecnología tipo laguna cubierta, UASB, tanques dotados con control de temperatura, pH, carga orgánica, metales, limpieza del biogás y aprovechamiento energético, requieren conocimiento y experiencia por parte de sus operarios y, pese a que los proveedores dejan manuales de operación y dan capacitaciones, la rotación de personal incrementa el riesgo en la operación y respuesta oportuna a afectaciones del sistema.

Lo anterior se amplifica por la falta de formación técnica de personal en las regiones en operación y mantenimiento tanto de las tecnologías de digestión anaerobia, como de los sistemas de generación energética y automatización. Por otra parte, el servicio posventa, especialmente en proyectos pequeños y zonas aisladas, incrementa los costos y es difícil de obtener. También existe la percepción de bajo seguimiento después de la instalación en proyectos de financiamiento público, tales como los del Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA) y corporaciones autónomas regionales.

Por último, hace falta investigación al servicio de la agroindustria en el desarrollo de cepas eficientes, control en la dinámica propia del proceso, automatización que se refleje en incremento de eficiencia de sistema, entre otros. Es aún menor la investigación en el país en temas como limpieza y purificación del biogás, y el tratamiento y adecuación del digestato.

- **Costos de operación (OPEX): (P=3,50; I=3,75)**

*Dificultades relacionadas con la obtención recursos que cubran los costos de mantenimiento, operación de la planta de biogás y la asistencia técnica para la operación.*

Esta barrera está muy relacionada con la anterior, por lo que no es coincidencia que hayan obtenido el mismo puntaje. Los problemas mencionados con respecto a las operaciones generan sobrecostos, además de los que se requieren para la puesta en marcha y estabilización del sistema, pues cada vez que ocurre alguna afectación deben volverse a estabilizar. Esto se suma a la alta rotación de personal que se manifiesta por algunos sectores, lo que redundará en costos adicionales propios a la curva de aprendizaje y pérdida de la experiencia del operario.

Otro costo importante son las reparaciones mayores y reducción de la vida útil, acelerada por la falta de planeación y presupuesto para mantenimiento preventivo, especialmente en instalaciones pequeñas, así como costos elevados del mantenimiento preventivo ofrecido por parte de fabricante de la tecnología. Estos costos se incrementan porque no existe cuenta con personal de nivel técnico capacitado en las diversas regiones del país y las tareas deben ser desarrolladas por ingenieros.

- **Calidad, adecuación y disponibilidad de equipos para la producción de biogás: (P=3,50; I=3,63)**

*Falta de acceso a información sobre la calidad, confiabilidad (desempeño) y costo de equipos; dificultad para acceder a equipos; dificultad en la adecuación de equipos a condiciones locales.*

De acuerdo con las respuestas de los desarrolladores, se percibe una baja oferta tecnológica, si bien en el mercado local existen empresas que ofrecen servicios de consultoría, diseño, montaje y operación de plantas de biogás, así como de venta de equipos importados para la generación de energía y, del mismo modo, se hacen aproximaciones a la estructuración de proyectos de biometanización. En la búsqueda de proveedores tecnología de DA realizada en este estudio, se encontraron seis empresas a nivel nacional especializadas en la producción de biogás y algunas empresas dedicadas a tratamiento de aguas residuales que implementan tecnologías de tratamiento biológico anaerobio y obtienen biogás como subproducto. Sin embargo, el aprovechamiento del potencial del país requiere que exista un mayor número, diversidad y calidad de proveedores.

- **Normas técnicas (P=3,88; I=3,25)**

*Falta de claridad, incertidumbre y/o requisitos técnicos gubernamentales inconsistentes respecto a la generación eléctrica a partir de biogás con respecto a (i) la calidad del servicio, (ii) conexión a la red eléctrica y (iii) conexión sistema de biogás biometano.*

Como se ha discutido anteriormente, el sector agropecuario y agroindustrial en general no cuenta con experiencia relacionada con la gestión y comercialización de energía, por lo que, si bien existen las

normativas técnicas aplicables a la producción y comercialización de la energía proveniente de la digestión anaerobia, los desarrolladores no conocen su existencia o perciben una falta de claridad.

El hecho de que la regulación de este sector es amplia, nueva (debido a que se está actualizando constantemente para dar cumplimiento a la Ley 1715 de 2014 para acoger las FNCER) y compleja, con requisitos técnicos propios del sistema relacionados con seguridad, protección y confiabilidad que debe garantizar el SIN, dificulta el acceso a este tipo de proyectos inicialmente por desconocimiento y falta de experiencia.

Con relación al uso como combustible del biogás para generar energía eléctrica, sea como biogás, biometano, o GNV, es aún más nuevo y menos explorado, ya que, como se presenta en el numeral 2.6.4 del presente informe, la primera aproximación al uso de biogás se regula en 2012 y se establece propiamente con la Resolución CREG 204 de 2016. Actualmente no se cuenta con proyectos de distribución masiva de estos combustibles en el país y por tanto no se han adaptado las normas técnicas y regulaciones a los requerimientos propios de los proyectos.

El camino que recorrió la cogeneración en el sector de azúcar de caña para consolidar la bioenergía como proveedor del SIN debe empezar para hacer los ajustes necesarios al uso de estos combustibles limpios, y consolidarse como un proveedor de servicios públicos en sistemas aislados o como parte del SNT en el país. Para esto se requiere mayor articulación y conocimiento de la tecnología entre los actores del sector energético y otras instituciones gubernamentales, como ministerios y autoridades regionales.

- **Mercado laboral (P=3,63; I=3,00)**

*Dificultades relacionadas con la falta de personal capacitado para realizar las operaciones, manejo de los equipos, mantenimiento, repuestos, etc.*

Esta barrera se evidenció y fue comentada en anteriores numerales. La poca implementación de sistemas tecnificados y de proyectos estructurados, con un modelo de negocio que favorezca la eficiencia, no genera la dinámica de oferta y demanda necesaria para que instituciones como el SENA y las universidades formen técnicos y profesionales con las competencias para brindar los servicios de operación y mantenimiento a sistemas de biogás/biometano y sus usos, con dedicación exclusiva o formando empresas que brinden los servicios de manera independiente dependiendo el tamaño de los sistemas.

Esta dinámica se presentó con la energía fotovoltaica. Una vez que se inició la promoción de esta tecnología como estrategia nacional, el SENA organizó el programa para formar técnicos y tecnólogos relacionados con el sistema y su cadena de valor, y posteriormente las Universidades empezaron a formar profesionales mediante diplomados y especializaciones para crear las capacidades necesarias para el óptimo desarrollo de esta FNCER. Esto aún no sucede para el biogás.

De otra parte, el fomento de la investigación en temas específicos para mejorar la eficiencia del proceso, como la microbiología, su automatización y optimización de los productos —como se comentó en numerales anteriores—, requiere de profesionales formados nacional o internacionalmente a nivel de maestría y doctorado para que se promueva la adaptación de tecnología. No obstante, no hay que desconocer a los profesionales con estas capacidades que actualmente laboran en algunas universidades en el país. Los esfuerzos para formar profesionales en este campo hacen falta y deberían ser liderados por Minciencias con recursos nacionales.

- **Falta de información (P=3,50; I=3,38)**



*Falta de conocimiento e información sobre el valor energético de la biomasa residual, la tecnología del biogás y sus usos finales (por ejemplo, para generación calor, de electricidad, inyección a la red eléctrica, producción de biometano o combustible para el transporte).*

Algunos sectores agropecuarios (banano, ganadería, arroz, frutas) no cuentan con suficiente información técnica ni investigaciones específicas sobre el uso energético de sus biomásas residuales ni sobre los modelos de negocio que pueden dar viabilidad económica a este tipo de proyecto. Esta falta de conocimiento ha generado un estancamiento en la manera tradicional de manejar estas biomásas y hace difícil explorar oportunidades con nuevas tecnologías y nuevos negocios, derivados de modelos como la economía circular, la bioeconomía o la bioenergía.

Un punto importante en el que se requiere información es el potencial de reducción de emisiones de GEI. Se tiene una estimación cercana a 1.48 Mt derivadas de un desplazamiento del gas natural de la matriz energética; sin embargo, sólo se está calculando el desplazamiento del GN y no su uso térmico o mecánico para producción de calor o energía eléctrica

- **Incertidumbre (P=3,38; I=3,50)**

*Derivada del desempeño macroeconómico del país, como movimientos desfavorables del tipo de cambio, alta inflación, desempeño de las tasas de interés, etc.*

La incertidumbre relacionada con el desempeño y el rumbo de la economía colombiana afecta a las inversiones en biogás al igual que cualquier otra inversión en el país. Este es un elemento importante, especialmente considerando que el peso colombiano se depreció en un 17.6 % en el transcurso del 2020, pero está fuera del enfoque del estudio, por lo que no se emitirán recomendaciones al respecto. Sin embargo, el gobierno podría explorar medidas como las tomadas en otros países para proteger a los proyectos de energías renovables de futuros cambios en el régimen fiscal, y ofrecer a los desarrolladores instrumentos de protección ante fluctuaciones en el tipo de cambio, inflación, entre otros.

- **Disponibilidad de terreno (P=2,88; I=3,13)**

*Disponibilidad de terreno apto para la instalación de equipos y manejo de residuos.*

Esta barrera no se percibe como especialmente significativa, pues, si bien las lagunas carpadas ocupan en algunos casos más del doble del área de proceso, en general el costo de la tierra en zona agrícola no es muy oneroso. Al ser parte de una exigencia ambiental, los costos se disuelven en el proceso, ya que es un gasto necesario para poder operar. Si bien es cierto que el uso del suelo compite al interior de las empresas con áreas de desarrollo agropecuario y otras necesidades, hacer una buena gestión de las biomásas residuales consigue reducción de olores y requerimientos sanitarios, y mejora las relaciones con los vecinos y las autoridades sanitarias y ambientales.

- **Resistencia social (P=2.13; I=2.63)**

*Resistencia social y política a proyectos de biogás, relacionada con preocupaciones de NIMBY (vecinos del lugar se oponen a plantas de operación), y mala reputación del biogás en la opinión pública, debido, por ejemplo, a que si la producción proviene de cultivos energéticos, el biogás se asocia con un peligro para la seguridad alimentaria, preocupación por los riesgos biológicos y de contaminación asociados al uso de biodigestato proveniente de residuos, corrosión del biogás, etc.*

La resistencia social al desarrollo del biogás en Colombia se percibe como relativamente baja, pues su producción se enfoca principalmente en el uso de biomásas residuales, y no tiene los problemas ni la resistencia social de los cultivos energéticos que compiten con alimentos. Más bien, contribuye a solucionar problemas relacionados con la mala gestión de residuos. No obstante, experiencias anteriores

han demostrado dificultades importantes para el arranque de los biodigestores y la estabilización en la producción del biogás, problemas de corrosión por falta de mantenimiento y correcta operación de los sistemas de purificación. Esto ha generado una percepción negativa para la tecnología. Adicionalmente, la falta de caracterizaciones e investigaciones trazables presentan una resistencia al uso del digestato como se discutió en el numeral 3.2.3.

### **Barreras relacionadas con la gestión de la biomasa residual**

Para efectos de facilitar la discusión, se han agrupado a continuación varias barreras relacionadas con la gestión de la biomasa residual que se utiliza como insumo para la producción de biogás.

- **Logística (P=2.63; I=3,13)**

*Recolección y dispersión de la biomasa, falta de vehículos, alta densidad aparente y transporte inadecuado de la biomasa residual. Distancias y costos elevados para manejo.*

- **Calidad de la materia prima (BR) (P=2.38; I=3,13)**

*Dificultades relacionadas con las características de la biomasa, dificultades para la producción de biogás, alta variabilidad de las características, toxicidad o contaminantes para el proceso.*

- **Competencia por materia prima (biomasa) (P=2.38; I=2,75)**

*Competencia por la biomasa debido a sus usos alternativos, por ejemplo, como alimento de animales, compost, etc.*

- **Disponibilidad de materia prima (biomasa) (P=1.75; I=3,63)**

*Dificultades debido a la disponibilidad de biomasa en cantidad suficiente para sostener la producción de biogás que cubra sus necesidades y/o suficiente para una producción rentable. Incertidumbre relacionada con el suministro futuro y el costo de los recursos (biomasa residual).*

Los desarrolladores perciben estas barreras con una presencia e impacto relativamente bajos, pero es importante tenerlas en cuenta a la hora de tomar medidas para crear un ambiente propicio para el desarrollo de esta fuente energética. La disponibilidad, calidad, logística de recolección y utilización de la biomasa residual como materia prima para la producción de energía depende de factores tanto internos, por ejemplo, los procesos productivos, costos, distancias, disponibilidad de mano de obra, características de la biomasa, usos y costumbres; así como externos, incluyendo la normatividad y las políticas que restringen algunos usos y/o incentivan otros, la faltas de conocimiento sobre efectos de la disposición de la biomasa en el suelo, seguimiento y control por parte de las autoridades ambientales, impactos sociales como olores, usos de suelo, desconocimiento de posibles sinergias con otras BR generadas en la región.

## **4. RECOMENDACIONES: MEDIDAS DE POLÍTICA PARA ABORDAR LAS BARRERAS IDENTIFICADAS**

De acuerdo con la metodología adoptada para el estudio, desde el inicio de la identificación de los potenciales riesgos y barreras a las inversiones en biogás, se identificaron también potenciales medidas de política e instrumentos financieros que se han utilizado en otros países para abordarlas. Adicionalmente, en las entrevistas y encuestas con expertos y desarrolladores colombianos se pidió su opinión sobre la forma en que se podrían eliminar o reducir las barreras que ellos consideraban claves.

Una vez priorizadas las barreras más importantes, según se ha explicado en el capítulo anterior, el equipo a cargo del estudio discutió las potenciales medidas y/o instrumentos para abordarlas, considerando su aplicabilidad y factibilidad en el contexto del país. Se encontró que algunas medidas pueden contribuir al abordaje de varias barreras a la vez, por lo que en esta sección se describen las medidas recomendadas sin enfocarlas en una barrera específica.

Considerando que el presente estudio se ha llevado a cabo de manera complementaria a la Hoja de Ruta para la NAMA de Biogás en Colombia, las recomendaciones se han redactado con miras a que sean tomadas en cuenta en la formulación e implementación de la NAMA. De acuerdo con la mencionada Hoja de Ruta, se asume que se creará un programa nacional que sistematice los esfuerzos de diferentes áreas de política para promover el aprovechamiento sostenible del biogás y que se definirá una instancia de coordinación interinstitucional.

#### **a) Coherencia y coordinación entre diferentes áreas de política relacionadas con el desarrollo del biogás**

Colombia tiene un compromiso sólido con el Desarrollo Sostenible y las energías limpias, lo que se refleja en la firma de acuerdos internacionales, ratificados con políticas nacionales. El MME tiene metas y acciones relacionadas con la gestión del cambio climático y el desarrollo de energías renovables. Sin embargo, a diferencia de otras energías renovables, como la solar, eólica, hidráulica y geotermia, el aprovechamiento del potencial de producción de biogás a partir de biomasa residual requiere de la acción coherente y concertada de varias áreas de política pública, además de la energética.

Por ejemplo, la aplicación consistente de las regulaciones ambientales relacionadas con la gestión de desechos en actividades agropecuarias y/o una política de reducción de emisiones en la actividad ganadera pueden generar incentivos para el uso de BR con fines energéticos. Otro ejemplo es la política de promoción de utilización del digestato, que, como se discute más adelante, es fundamental para la sostenibilidad financiera de los proyectos.

Tomando esto en cuenta, se recomienda continuar y fortalecer los esfuerzos que actualmente realiza la Mesa de Biogás para facilitar el diálogo y la coordinación entre los diferentes actores de la política pública y el sector privado, estableciendo un Programa Nacional de Biogás y continuando con la formulación de la NAMA Biogás.

Adicionalmente, es necesario plasmar los objetivos y acciones a realizar en este campo en los instrumentos de planificación nacional y de los sectores pertinentes, tales como la visión 2050 del Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del sector minero energético (PIGCCme)), el Plan Nacional Agropecuario y otros instrumentos pertinentes.

#### **b) Sistematización y divulgación de información sobre políticas y regulaciones aplicables a los proyectos de biogás**

Tal como se ha mencionado en el punto anterior, en Colombia existen políticas y regulaciones de varios sectores que establecen un marco propicio para el desarrollo del biogás; sin embargo, son tantas y tan dispersas que los desarrolladores de proyectos no las conocen ni visibilizan su interacción. Comentarios recibidos durante las entrevistas y encuestas evidencian que existe desconocimiento de los instrumentos de política que incentivan el aprovechamiento de esta fuente energética y de todas las regulaciones que deben cumplirse para hacerlo.

Se detectó un desconocimiento de los incentivos fiscales existentes, los cuales pueden ser clave para la factibilidad financiera de un proyecto. Por otro lado, al desconocer de antemano toda la regulación que

aplica, a medida que avanza en el desarrollo del proyecto los productores se encuentran con requisitos desconocidos que debe cumplir y que no son de su manejo; esto genera demoras en la gestión de proyecto y desanima a potenciales desarrolladores.

Por esta razón, se recomienda importante compilar el marco estratégico nacional relacionado de manera directa o indirecta con la biomasa residual y la producción de biogás y el digestato, para luego divulgarlo de manera sencilla y de fácil acceso para todos los involucrados en la cadena de desarrollo del biogás en Colombia. Se sugiere también desarrollar herramientas como una página web con toda la información pertinente, brochures, diagramas de ruta crítica, videos y otros, que den a conocer:

- Incentivos tributarios y de otro tipo aplicables a la producción de biogás.
- Normativas técnicas que deben cumplir los proyectos, tanto en temas ambientales, de seguridad industrial, interconexión a las redes de distribución, comercialización de la energía, o inyección a redes de gas natural, en el caso de producción de biometano, y usos del digestato.
- Oportunidades y requisitos de financiamiento existentes.
- Oportunidades de capacitación y asistencia técnica.

En adición al desarrollo de esas herramientas de sistematización, se debe promover que esta información llegue a los desarrolladores de proyectos, a través de jornadas informativas, capacitaciones y talleres específicos, medios digitales, videos, con apoyo de páginas web, los gremios o las Secretarías de Desarrollo Agropecuario de los departamentos.

### c) Mejora de procesos administrativos

Aparte de la sistematización y divulgación de los requisitos normativos que debe cumplir un proyecto de biogás en sus diferentes etapas, es importante considerar la posibilidad de mejoras en los procesos administrativos para disminuir los tiempos y costos de transacción asociados a los trámites. Según se ha mencionado anteriormente, el desarrollo de cartillas informativas con diagramas de ruta crítica y detalle de todos los requisitos puede ayudar a facilitar el proceso, pero también podría pensarse en medidas que han funcionado en otros países y actividades, tales como la creación de una ventanilla única, al menos para algún tipo de trámites.

En este sentido, en entrevista con un funcionario de la CREG se mencionó que en mayo de 2021 saldrá la Resolución CREG 233 relacionada con “disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad en transporte en el SIN”, que plantea la creación de la Ventanilla Única que gestionará la UPME para los trámites relacionados con la asignación de capacidad de transporte, y detalla claramente los requisitos y procedimientos que aplican a proyectos de biogás que quieran interconectarse al SIN.

### d) Gestión del conocimiento

Es fundamental desarrollar mecanismos que faciliten el acceso al conocimiento y capacidades a los desarrolladores de proyectos, especialmente a los pequeños productores para quienes no es factible tener al interior de sus organizaciones. Por ejemplo:

- Desarrollar una guía técnica ambiental para la producción de biogás y biodigestato, con protocolos y formatos sencillos para las diversas tecnologías según tamaño que permitan a los pequeños productores operar los sistemas y adicionalmente llevar costos e internalizar los beneficios financieros, ambientales, energéticos y agropecuarios del sistema, y sociales como a la salud cuando se sustituye el uso de la leña.

- Elaborar una guía técnica y financiera para la estructuración de proyectos de biogás según el tipo de aprovechamiento y posibles usos a los productos obtenidos, que incluya las diversas fuentes de ingreso y costos evitados, las opciones de financiamiento, los incentivos fiscales, instrumentos financieros especiales para FNCER, y para ciencia y proyectos verdes, créditos de carbono, etc.
- Compilar experiencias de los diferentes proyectos, requerimientos normativos, trabajos de centros de investigación en temas relacionados a la cadena de desarrollo del biogás, lecciones aprendidas y casos de éxito, tanto nacionales como internacionales.
- Generar espacios de intercambio y fortalecimiento de conocimiento técnico, científico y actividades relacionadas alrededor de la biodigestión como puede ser un foro anual, simposio o congresos que lleven a la actualización del conocimiento y la interacción con expertos y empresas.
- Explorar la creación, en colaboración con algún gremio técnico o universidad, de canales de asistencia técnica para orientar a los desarrolladores por medio de teléfono, chats en línea, correo electrónico, manuales específicos o videos.
- Formular proyectos tipo<sup>9</sup> de valorización energética de biomásas residuales con producción de biogás para energía eléctrica y/o biometano, que incluyan la formulación y comercialización del digestato, para facilitar su presentación por parte de las entidades territoriales al Sistema Nacional de Regalías, FENOGÉ y FINDETER.

### e) Fortalecimiento de capacidades

Un elemento clave para la promoción de la inversión en biogás en Colombia, es la creación de capacidades en diferentes aspectos discutidos a continuación.

#### Financiamiento

Si bien se encontró que en el país existen líneas de crédito, fondos no reembolsables e instrumentos financieros que podrían apoyar a un mayor número de desarrolladores, existe no solo un desconocimiento sobre su existencia y características, sino también una falta de capacidades y herramientas necesarias para formular proyectos bancables, especialmente por parte de pequeños productores.

En este sentido, se requiere generar capacidades y habilidades financieras en los desarrolladores de proyectos (productores de biomásas residuales) que les permitan pasar de la idea conceptual a proyectos con el grado de madurez requerido para su presentación a diferentes fondos, que integren en su estructuración y planes de negocio modelos financieros que consideren tanto los ingresos por productos, bonos de carbono e incentivos, flujos de ahorros, así como los costos evitados en la cadena productiva (por ejemplo, de gestión de desechos, transporte, costos de energía, etc.).

Al mismo tiempo, se necesita fortalecer las herramientas y conocimientos sobre tecnología y las diferentes variables asociadas a la producción de biogás en los evaluadores de proyectos de las instituciones financieras del país, y así llevar a cabo adecuadamente el análisis de los riesgos y flujos de ingresos y costos de los proyectos de biogás, cuyos modelos de negocio debe considerar toda la cadena de valor y no solamente el componente de energía.

#### Personal técnico para la construcción y operación de las plantas

---

<sup>9</sup> Proyecto tipo: “Son soluciones estándar de alta calidad para que entidades territoriales que requieran atender una problemática específica lo implementen en su territorio de manera ágil y eficiente”. Fuente: Sistema General de Regalías (SGR).

Una de las barreras priorizadas es la falta de personal calificado para operación y mantenimiento de los sistemas. Se requiere, entonces, generar espacios académicos o de formación para fortalecer las capacidades de actores como productores, técnicos y profesionales (actores prestadores de asistencia técnica). Para esto se recomienda trabajar con gremios, instituciones académicas y otros aliados para desarrollar programas de capacitación e investigación.

Adicionalmente, se recomienda trabajar con el SENA y universidades para promover la capacitación de personal de las diferentes regiones en el uso adecuado, mantenimiento y tecnificación de biodigestores, permitiendo la masificación de mano de obra, reduciendo costos de operación, y promoviendo empleos verdes y la permanencia de jóvenes en las áreas rurales. Adicionalmente, establecer con el SENA las normas de competencias laborales relacionadas con el desarrollo del biogás, biodigestato y el biometano en el país y su correspondiente proceso de certificación.

También se recomienda promover capacitación y acuerdos internacionales, a través de MINCIENCIAS, para intercambios de profesionales colombianos. Así, podrán ser formados en el exterior para retornar con capacidades que permitirán fortalecer el desarrollo de investigación y servicios con tecnología acordes a la realidad nacional.

#### **f) Promoción del aprovechamiento energético de las biomasas residuales**

El análisis de barreras evidenció que los productores de los sectores generadores de biomasa no siempre conocen el potencial de aprovechamiento energético de la BR y los beneficios asociados a él, y la gestión de la biomasa se ve como un gasto. Por lo tanto, es fundamental tomar medidas para crear conciencia sobre la oportunidad de aprovechamiento energético de biomasa residual en sectores agropecuarios con alto potencial, divulgando sus beneficios de sostenibilidad bajo el esquema de economía circular, negocios verdes y/o bioeconomía.

Esta generación de conciencia debe complementarse con políticas y estrategias de promoción, trabajando coordinadamente con la Mesa de Aprovechamiento de Biomasa Residual Orgánica que lidera el MADS y con las estrategias del Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural (MADR) para realizar estudios técnicos y convenios con gremios y empresas del sector agroindustrial, fomentando la asociatividad o alianzas estratégicas, permitiendo, por ejemplo, aprovechamientos regionales con sinergias, como la codigestión, o por afinidad de la biomasa generada. De manera asociativa, se podrían llevar a cabo análisis de viabilidad tipo del aprovechamiento de BR para cadenas productivas o regiones. Ya se cuenta con el estudio de potencial nacional realizado por la UPME y la Universidad Nacional. Como complemento, en el Valle del Cauca, desde el Cluster de Bioenergía liderado por la Cámara de Comercio de Cali se realizó un estudio de potencial regional que permite estructurar alianzas, detectar sinergias entre las biomasas y fortalecer el desarrollo de proyectos de mayor tamaño mejorando logística de recolección y la calidad de los productos, especialmente del biodigestato, por complementariedad de nutrientes provenientes de diversas biomasas.

Como parte del marco de promoción del aprovechamiento energético de las BR, debe haber una política clara y regulación por parte de las autoridades ambientales referente a disponer la biomasa directamente en los cultivos y el manejo de los vertimientos pecuarios, ya que en algunos sectores agropecuarios la principal competencia para la generación de biogás es la cultura de dejarla en campo, debido a los costos de mano de obra y transporte para llevarla al sitio de aprovechamiento.

Por otra parte, se podría internalizar los costos ambientales a los fertilizantes importados, cuantificando las emisiones asociadas al uso de agrofertilizantes importados de síntesis química, el aporte del biodigestato a la reducción de emisiones de gases efecto invernadero y, en general, a la sostenibilidad, considerando costos para la producción agrícola, efectos ambientales y a la salud a lo largo de todo el

ciclo de vida del producto para poder comparar y potencializar el aprovechamiento de este insumo natural y local.

### g) Regulación e impulso al mercado del biodigestato

Una de las barreras más importantes, según los expertos y desarrolladores encuestados, es el marco de políticas y normativas que no solo permitan, sino que impulsen, la utilización del biodigestato, ya que los ingresos o costos evitados resultantes de la venta o utilización de este subproducto son clave para hacer sostenible la cadena desde el punto de vista financiero. En primera instancia se requiere modificar la normatividad relacionada con la comercialización, registro y calidad de los bioinsumos agrícolas, que en este momento se encuentra en revisión y estuvo en consulta pública a comienzos de año.

Para abordar esta barrera se ha identificado como primera tarea visibilizar ante las autoridades agrícolas como el ICA el potencial y beneficios del digestato. Adicionalmente, es necesario promover investigación que permita validar los beneficios e inconvenientes del uso del digestato como fertilizante para establecer las normas técnicas de calidad pertinentes. En este sentido, es importante reforzar el trabajo de la Mesa Nacional para el Aprovechamiento de la Biomasa Residual, en cuyo marco se han discutido instrumentos de promoción del uso de compost y digestato.

Se sugiere aunar esfuerzos y mejorar la coordinación interinstitucional para trabajar en un mismo lineamiento que permita establecer regulaciones técnicas que establezcan la calidad y características que el digestato debe cumplir. Esto con el fin de viabilizar un aprovechamiento técnico para uso agrícola o en otros usos cuyas condiciones de calidad no están reguladas por el ICA, como es el caso de planes de restauración de proyectos mineros, canteras, rellenos sanitarios, compensaciones de estudios de impacto ambiental o proyectos con licencias ambientales, mientras se establecen investigaciones que permitan ver sus efectos a largo plazo sobre el suelo, y establecer formulaciones dependiendo de suelos y cultivos.

Adicional al esfuerzo de regulación, una vez existan las normas técnicas pertinentes, es necesario tomar medidas para promover la utilización del digestato, divulgando ante potenciales clientes sus cualidades y valor competitivo frente a otros agroinsumos. También se puede incentivar la demanda al generar acuerdos para el uso de digestato y acondicionadores de suelo organominerales en la recuperación de suelos degradados por parte de entidades públicas a través de la Política de Producción y Consumo Sostenible, la cual incluye el componente de compras públicas sostenibles.

Otra medida sería diseñar e implementar una estrategia de comunicación regional, formando a los profesionales de las Unidades Municipales de Asistencia Técnica y Ambiental, quienes actúen como multiplicadores sobre aplicación y beneficios del biodigestato y los acondicionadores de suelo organominerales en la recuperación de suelos y la productividad agrícola. En esta línea, es importante brindar información clara sobre los beneficios de su uso en la calidad y productividad de los suelos degradados o en agricultura.

Finalmente, se debería fomentar la industrialización de la producción del digestato al generar sinergias entre productores de digestato provenientes de diversas biomásas residuales en una misma región. Esto permitirá potencializar su calidad por procesos complementarios de nutrientes, y ampliar el tamaño y condiciones de planta para poder comercializarlo mejor, y mediante procesos estandarizados, facilitando el cumplimiento de las exigencias de las normas de registro ICA.

## h) Fortalecimiento de la investigación y desarrollo

El fortalecimiento de las energías alternativas en el mundo se fundamenta en la investigación, como es el caso de los nuevos desarrollos de la energía solar y la eólica, que han reducido su costo y masificado su uso. La DA no es la excepción y presenta muchas áreas en la que la investigación nacional es fundamental debido a la importancia que tiene su adaptación a las condiciones del territorio, el desarrollo de biotecnología para mejorar eficiencia en los procesos microbiológicos, la purificación y los usos de biogás y biodigestato. Para ello, se recomienda explorar la creación de un centro de investigación especializado en bioenergía y/o fortalecer los grupos de investigación relacionados con toda la cadena de BR para biogás y propender por sinergias entre ellos y la industria nacional.

Varias de las barreras priorizadas en el estudio podrían abordarse con el desarrollo de proyectos piloto demostrativos, cuyos resultados sean sistematizados y divulgados ampliamente. Desarrollar pilotos sectoriales o regionales demostrativos con tecnología nacional o adaptación de tecnología extranjera permitiría establecer los costos reales, considerando las condiciones locales, y a la vez validar todas las interacciones del proceso como insumo para las diferentes normatividades. Para que estos proyectos cumplan con su propósito, se deberá documentar su desarrollo de inicio a fin, incluyendo buenas prácticas, retos encontrados, áreas de mejora, entre otras variables, y divulgar ampliamente los resultados técnicos, financieros y ambientales.

En cuanto a la disponibilidad de biomasa se sugiere realizar investigaciones integrales como base para establecer políticas y regulaciones claras con fundamento técnico trazable respecto a la disposición de la biomasa para su descomposición natural versus su aprovechamiento energético. Las investigaciones permitirán determinar cuál alternativa es sostenible a mediano y largo plazo, evaluando, entre otros temas, los siguientes:

- Los requerimientos del suelo en cantidad de biomasa para retomar nutrientes.
- Medir los efectos de disponer la biomasa directamente en los cultivos (algunas veces con quemas controladas).
- Realizar análisis de costo beneficio económico y ambiental de las 2 alternativas, que incluya el aporte a la reducción de emisiones de GEI, los ingresos asociados con bonos de carbono, no causación del impuesto al carbono e incentivos tributarios, internalización de impactos ambientales, reducción de costos por control de plagas, entre otros.

## i) Promover la oferta de tecnología

Varias de las barreras encontradas están relacionadas con la existencia y el conocimiento de la tecnología para la producción de biogás, su purificación y aprovechamiento. Por esta razón, una de las medidas recomendadas es la realización de ruedas de negocios entre generadores de biomasa, consultores, estructuradores de proyectos y proveedores de tecnologías. Además, será importante divulgar información sobre las tecnologías y lecciones aprendidas en fincas demostrativas, visitas técnicas a proyectos exitosos, aulas verdes, seminarios, congresos, etc.

Por otra parte, es necesario garantizar un mercado abierto y competitivo de proveedores de tecnología, con estándares técnicos y de seguridad claros y consistentes. Exigir su cumplimiento de manera transparente, con garantías mínimas para los equipos y demás componentes de los procesos, así como la asistencia técnica posventa y mantenimiento necesario para el buen funcionamiento de los sistemas.



## 5. Referencias


- CONGRESO DE COLOMBIA. (13 de MAYO de 2014). *REGIMEN LEGAL DE BOGOTA*.
- FEDEPALMA- CENIPALMA. (2020). Presentación: Diagnóstico producción y uso de biogás en el sector palmero colombiano.
- IDEAM. (s.f.). <http://www.cambioclimatico.gov.co/estrategia-colombiana-de-desarrollo-bajo-en-carbono>.
- LEY 142. Art 74. (1994). *LEY 142. Congreso de Colombia*. BOGOTÁ.
- MADS. (2021). *Actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia (NDC)*. BOGOTA.
- MADS. (2021). *MADS. Colombia Carbono Neutral', una estrategia para combatir el cambio climático*.
- MME. (2018). *PICC ME* .
- MME. (2018). Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero-energético - PIGCC.
- MME. (MAYO de 2021). *PIGCCmE*. Obtenido de <https://pigccme.minenergia.gov.co/public/web/mitigacion#objetivoMitigacion>.
- MME. (2021). *Transición energética:Un legado para el presente y el futuro de Colombia*. Bogotá.
- NATURGAS. (2021). *iNDICADORES 2020*.
- Porkcolombia. (2021). *RESEÑA DE BIODIGESTORES. Resumen de evolución solicitado por el proyecto*.
- UPME. (2016). *FUNDAMENTOS PARA EL DESARROLLO DE UNA LEY DE BIOENERGÍA*. BOGOTA.
- UPME. (2020). *ESTUDIO TÉCNICO PARA EL PLAN DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL*.
- UPME. (2021). *PLAN ENENERGÉTICO NACIONAL 2020 -2050. LA transformación energética que habilita el desarrollo sostenible* . BOGOTA.
- UPME/UNAL. (2017). *Estimación de potencial de biogás en Colombia y su aprovechamiento*. BOGOTA .

## ANEXO 1. Formato para recopilar información proyectos de Biogás existentes en Colombia

INVENTARIO NACIONAL PROYECTOS DE BIOGAS	
Consulta	Respuesta
Sector:	
Propietario del Proyecto	
Ubicación: (En lo posible georreferenciado o municipio)	
Fecha de entrada en operación	
Biomasa empleada. Si se hace codigestión favor especificar %.	
Cantidad de Biomasas (Kg/día; Kg/hora)	
Tecnología de Biodigestión:	
Proveedor de la Tecnología	Nombre:
Cuenta con sistema de limpieza para el biogás	
Medición y automatización	
Cantidad de biogás generado (m3/h) y (m3/día)	
Composición del biogás	
Cantidad de Biodigestato generado	
Uso del biogás	
Energía Generada(kW/mes o TJ/mes)	
Fuente de Financiación	
¿Recibe algún tipo de asesoría técnica pública o privada? Especifique de quién y qué tipo de asesoría	
Autorizo a LEDS LAC a compartir esta información con el Ministerio de Minas y Energía de Colombia para su uso en la estructuración de la línea base nacional y su publicación en el mapa de proyectos de Biogás en Colombia. Así como otros fines relacionados con el desarrollo de la producción de biogás.	
<b>DILIGENCIADO POR:</b>	
<b>FIRMA:</b>	
<b>CARGO:</b>	
<b>FECHA:</b>	







## ANEXO 3

### PLANILLA DE ENCUESTAS A GENERADORES DE BIOMASA/ DESARROLLADORES DE PROYECTOS DE BIOGÁS

**Proyecto:** “De la práctica a la política: un análisis de abajo hacia arriba de las barreras y opciones de política para promover el desarrollo del biogás en Colombia”

**Grupo 1:** Generadores de biomasa residual, gremios y productores agropecuarios, desarrolladores de proyectos

La Plataforma Regional LEDS LAC y el Grupo de Trabajo de Energía del LEDS Global Partnership, en el marco de las actividades de la Comunidad de Práctica sobre Bioenergía (Bio-E CoP), ejecutan el proyecto denominado “De la práctica a la política: un análisis de abajo hacia arriba de las barreras y opciones de política para promover el desarrollo del biogás en Colombia”, en coordinación con el Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono, Adaptada y Resiliente (ECDBCAR) y en apoyo al Ministerio de Minas y Energía de Colombia. El proyecto tiene por objeto identificar las barreras a la inversión en biogás y las opciones de política para abordarlas a partir de las experiencias de los desarrolladores de proyectos, gremios, expertos, proveedores de tecnología, financiadores y otros actores involucrados en proyectos de biogás.

De esta manera, al ser considerado un actor importante en este campo, solicitamos su colaboración para llenar esta encuesta y brindarnos información que nos ayude a identificar las principales barreras y dificultades que se presentan a la hora de implementar proyectos de biogás.

La encuesta cuenta con 3 partes; en la primera parte solicitamos datos generales, en la segunda parte solicitamos que se evalúe las barreras presentadas en una tabla y en la tercera parte incluimos una serie de preguntas que reflejen su experiencia en este campo.

#### 1. Datos Generales

Nombre de la asociación/planta: \_\_\_\_\_


Ubicación: \_\_\_\_\_

Biomasa empleada: \_\_\_\_\_

Tipo de planta: \_\_\_\_\_

Capacidad de la planta: \_\_\_\_\_

Uso del biogás: \_\_\_\_\_



## 2. Evaluación de las barreras

Solicitamos evaluar la tabla de barreras bajo el siguiente criterio:

Probabilidad de que la barrera se presente, del 1 al 5; donde: 1= muy poco probable, 2 = poco probable, 3 = probable, 4 = muy probable, 5= altamente probable

Impacto de la barrera, del 1 al 5; donde: 1 = impacto mínimo, 2 = bajo impacto, 3= impacto moderado, 4= impacto alto, 5= impacto muy alto

BARRERAS	Probabilidad que la barrera se presente	Impacto de la barrera	Comentarios
<b>Disponibilidad de materia prima (biomasa):</b> Dificultades debido a la disponibilidad de biomasa en cantidad suficiente para sostener la producción de biogás que cubra sus necesidades y/o suficiente para una producción rentable. Incertidumbre relacionada con el suministro futuro y el costo de los recursos (biomasa residual)			
<b>Competencia por uso de la materia prima (biomasa):</b> Competencia por la biomasa debido a sus usos alternativos, por ejemplo, como alimento de animales, compost, etc.			
<b>Calidad de la materia prima (biomasa):</b> Dificultades relacionadas con las características de la biomasa, dificultades para la producción de biogás, alta variabilidad de las características, toxicidad o contaminantes para el proceso.			
<b>Logística:</b> Recolección y dispersión de la biomasa, falta de vehículos, alta densidad aparente y transporte inadecuado de la biomasa residual. Distancias y costos elevados para manejo.			
<b>Disponibilidad de terreno:</b> Disponibilidad de terreno apto para la instalación de equipos y manejo de residuos			
<b>Calidad, adecuación y disponibilidad de equipos de biogás:</b> Falta de acceso a información sobre la calidad, confiabilidad (desempeño) y costo de equipos; dificultad para acceder a equipos, dificultad en la adecuación de equipos a condiciones locales			
<b>Operaciones:</b> Dificultad o riesgo en el manejo y operación de los sistemas de Digestión Anaerobia o generación de energía			
<b>Mercado laboral:</b> Dificultades relacionadas con la falta de personal capacitado para realizar las operaciones, manejo de los equipos, mantenimiento, repuestos etc.			
<b>Costos de inversión (CAPEX):</b> Dificultades relacionadas con la obtención de recursos que cubran los costos de inversión, que incluyen la construcción de la planta, adquisición de equipos, contratación de personal técnico, etc.			
<b>Costos de operación (OPEX):</b> Dificultades relacionadas con la obtención recursos que cubran los costos de mantenimiento, operación de la planta de biogás y la asistencia técnica para la operación.			
<b>Experiencia limitada con proyectos de biogás por parte financiadores:</b> Falta de información y experiencia en la evaluación y seguimiento de proyectos de biogás entre la comunidad de financiadores; falta de conexión de contactos (inversores, oportunidades de inversión) que se encuentran en los mercados establecidos; falta de familiaridad y			

BARRERAS	Probabilidad que la barrera se presente	Impacto de la barrera	Comentarios
experiencia para estructurar el financiamiento de proyectos			
<b>Normas técnicas:</b> Falta de claridad, incertidumbre y/o requisitos técnicos gubernamentales inconsistentes respecto a la generación eléctrica a partir de biogás con respecto a (i) la calidad del servicio y (ii) conexión a la red eléctrica			
<b>Reglamentos de la red e interconexión:</b> Incertidumbre debido a la complejidad o falta de estándares para la venta e integración de fuentes de energía renovables intermitentes (específicamente electricidad generada a partir de biogás y/o el uso biometano como combustible) a la red de energía eléctrica y/o gas natural ; experiencia limitada en la gestión y estabilidad de la red; falta de capacidad de respuesta y retrasos en la conexión de nuevas fuentes de energía renovable (específicamente biogás) a la red de transmisión.			
<b>Perspectiva del mercado del digestato:</b> Falta de voluntad política o incertidumbre técnica con respecto a la estrategia y metas claras y calidad para el uso y comercialización del biodigestato en el país.			
<b>Falta de información:</b> Falta de conocimiento e información sobre el valor energético de la biomasa residual, la tecnología del biogás y sus usos finales (por ejemplo, para generación calor, de electricidad, inyección a la red eléctrica, producción de biometano, combustible para el transporte)			
<b>Resistencia social:</b> Resistencia social y política a proyectos de biogás, relacionada con preocupaciones de NIMBY (vecinos del lugar se oponen a plantas de operación), y mala reputación del biogás en la opinión pública, debido, por ejemplo, a que si la producción proviene de cultivos energéticos, el biogás se asocia con un peligro para la seguridad alimentaria, preocupación por los riesgos biológicos y de contaminación asociados al uso de biodigestato proveniente de residuos, corrosión del biogás, etc.			
<b>Resistencia Social:</b> Percepción negativa de la tecnología de Digestión Anaeróbica para la producción de biogás debido a experiencias pasadas negativas con su operación y/o debido a experiencias negativas de otros desarrolladores.			
<b>Incertidumbre:</b> Derivada del desempeño macroeconómico del país, como ser: movimientos desfavorables del tipo de cambio, alta inflación, desempeño de las tasas de interés, etc.			
<b>Burocracia:</b> Procesos complejos, laboriosos y prolongados para la obtención de licencias, incentivos y permisos requeridos para proyectos de biogás.			

### 3. Información adicional

1. A partir de su experiencia, ¿Qué otras barreras identifican en la implementación de proyectos de biogás?
2. ¿Qué relación tienen con otras empresas de la cadena de biogás y con el sector público?
3. ¿Cuáles fueron las principales dificultades y desafíos durante el proceso de planeación, montaje de equipos/ planta y operación?
4. ¿Cuáles fueron los principales motivos e incentivos para llevar a cabo la instalación de un biodigestor y producción de biogás?
5. ¿Ha tenido algunos desincentivos o inconvenientes en la operación y/o comercialización de los productos del biodigestor o del proceso en general?
6. ¿Cuáles son los beneficios adicionales derivados de la instalación del biodigestor (por ejemplo, cumplimiento de normas ambientales, relaciones con la comunidad, ingresos por bonos de carbono, mejora de cultivos, reducción de costos por disposición de BR, etc.)?
7. ¿Ha recibido incentivos o subsidios financieros para la instalación del biodigestor?
8. ¿Cuál fue la fuente de financiamiento para su proyecto?
9. ¿Qué políticas sugiere para promover el desarrollo del biogás en el país?