

Políticas y normas sobre energías renovables para el desarrollo de biogás en Colombia. Una revisión

Policies and Regulations on Renewable Energy for the Development of Biogas in Colombia. A review

Nidia Yaneth Rincón-Velásquez^{a, b}, Carmenza Castiblanco-Rozo^a

RESUMEN

El biogás, constituye una alternativa para producir energía térmica, eléctrica o como combustible vehicular, utilizando como materia prima residuos sólidos orgánicos urbanos y rurales. Este biocombustible gaseoso representa una solución multipropósito para contribuir a que Colombia enfrente la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, el manejo de los residuos sólidos urbanos, la seguridad y reducción de la dependencia energética del sector hidroeléctrico y de combustibles fósiles. Este artículo busca evidenciar limitaciones que enfrenta el impulso del biogás como fuente renovable de energía en Colombia, tanto para sustituir leña o combustibles fósiles como para generar energía, a través de un análisis de la regulación y políticas que aplicarían para cada fase de su ciclo de vida: i) los residuos sólidos como materia prima, ii) la producción y consumo de biogás y iii) y producción y consumo de biofertilizantes como subproducto, encontrando que es una energía que encierra cierta complejidad en cuanto a la red de actores involucrados y armonización de políticas y normativas que dificulta la ejecución de proyectos, pero que puede ser superada trabajando con una visión de conjunto e integral, de lo cual ya se tiene alguna experiencia en curso en el país a través de los Planes de Energización Rural Sostenible y la Estrategia de Desarrollo Baja en Carbono.

PALABRAS CLAVE: política de energías renovables; biogás; biofertilizantes; gestión de residuos sólidos.

ABSTRACT

Biogas is an alternative to produce thermal energy, electricity or as a vehicular fuel, using urban and rural organic solid waste as raw material. This gaseous biofuel represents a multipurpose solution to help Colombia face the reduction of greenhouse gas emissions, the management of solid urban waste, safety and reduction of the energy dependence of the hydroelectric and fossil fuel sectors. This article seeks to highlight the limitations faced by the promotion of biogas as a renewable source of energy both to replace firewood or fossil fuels and to generate energy, through an analysis of the regulation and policies that would apply for each phase of its life cycle: i) solid waste as a raw material, ii) production and consumption of biogas and iii) production and consumption of biofertilizers as a by-product, finding that it is an energy that contains some complexity in terms of the network of actors involved and harmonization of policies and regulations that makes it difficult to execute projects, but can be overcome by working with a comprehensive vision of which there is already some experience underway in the country through the Sustainable Rural Energy Plans and the Low Carbon Development Strategy.

KEY WORDS: renewable energy policy; biogas; biofertilizers; solid waste management.

a Universidad Nacional de Colombia, Instituto de Estudios Ambientales. Bogotá, Colombia. ORCID Rincón-Velásquez, N.Y.: 0000-0002-4513-952X; ORCID Castiblanco-Rozo, C.: 0000-0002-6290-609X

b Autor de correspondencia: nyrinconv@unal.edu.co

Introducción

En el marco del proceso de formulación y ejecución de política pública en materia de energía y ambiente en Colombia, especialmente en la última década, es necesario mencionar la influencia de por lo menos cinco hitos. A nivel nacional: 1) el proceso y el *Acuerdo final para la terminación del conflicto y la construcción de una paz estable y duradera* (el Acuerdo de paz) desarrollado y suscrito entre el Gobierno Nacional y las Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia-Ejército del Pueblo (FARC-EP); 2) la temporada seca que se presentó entre 2015 y 2016 con ocasión del fenómeno de variabilidad climática denominado “El Niño” que implicó restricciones en el suministro de agua, una exigencia máxima de las plantas de generación térmica a gas natural y a diésel, y ahorros voluntarios en el consumo de energía eléctrica. Así mismo, en la agenda internacional: 3) el compromiso adquirido por Colombia como parte de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático realizada en París en 2015 (COP21) para la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero –GEI, a 2030; 4) el rol protagónico del país en el impulso de la agenda global de desarrollo al año 2030, sintetizada en 169 metas correspondientes a diecisiete (17) Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en el marco de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo Sostenible realizada en junio de 2012, denominada “Rio +20”, de las cuales el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2014–2018 incorporó 92 metas, que son responsabilidad de la Comisión Interinstitucional de Alto Nivel ODS, la cual tiene por objeto la efectiva implementación de los ODS a través de políticas públicas, planes, acciones y programas (Departamento Nacional de Planeación – DNP, 2018); y finalmente, 5) el proceso de adhesión de Colombia a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD por sus siglas en inglés), que se expresó con la firma por parte del gobierno en 2012, de la Declaración de Crecimiento Verde.

En materia de política, particularmente la suscripción de la Declaración de Crecimiento Verde influyó en el PND 2014–2018 aprobado a través de la Ley 1753 (Presidencia de Colombia, 2015), y por ende en los pilares del desarrollo socioeconómico hacia el futuro, toda vez que Colombia fue aceptada

por la OECD, y que en el art. 170 de la mencionada Ley se estableció que bajo la coordinación del DNP y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS, con la participación de los demás ministerios, se debía formular una política de crecimiento verde de largo plazo a 2030.

Las bases de tal política fueron construidas por la Misión de Crecimiento Verde entre el 2016 y el 2018 en torno a tres ejes temáticos: 1) uso eficiente de los recursos: agua, suelo, energía (incluyendo energías renovables), así como el aprovechamiento de residuos hacia una economía circular; 2) nuevas oportunidades económicas basadas en el uso sostenible del capital natural, con fundamento en la bioeconomía, economía forestal y transición energética y 3) oferta y demanda de fuerza laboral para el crecimiento verde (DNP et al., 2017). Por su parte, el PND propuesto para el período 2018–2022 propone la meta de aumentar capacidad de generación con energías limpias en 1.500 megavatios (MW)¹, frente a 22,4 MW de hoy (DNP, 2019).

Lo anterior se ha expresado en los intentos por diversificar la matriz energética con energías renovables no convencionales, muestra de ello es la Ley 1715 (Congreso de Colombia, 2014), para reducir la vulnerabilidad que posee el sector de generación al depender fundamentalmente de la hidroelectricidad. El énfasis en generación se ha dado a la energía solar fotovoltaica y eólica, y en materia de biocombustibles únicamente se han reconocido los líquidos, desconociendo los aportes que el biogás puede hacer en la matriz, como sucede en otros países líderes como Alemania, Suecia, China, India, entre otros. Por esta razón surge la necesidad de analizar si el marco normativo actual pudiera o no estar limitando el uso del biogás como una fuente alternativa de energía.

La primera sección del documento proporciona una descripción general de la matriz energética y las políticas de energías renovables en Colombia. La segunda presenta al biogás como fuente de energía

1 Un megavatio equivale a 1.000 kilovatios (kW). Actualmente la capacidad efectiva neta de generación instalada del país es de 17.354, 29 MW, es decir se aspira a tener el 8,64% en energías renovables no convencionales, lo cual no significa que será igual a la energía producida, porque ésta dependerá de las condiciones de viento y radiación solar.

renovable no convencional. En la tercera parte, se hace un análisis de políticas y normativas que estarían impactando las fases del ciclo de vida del biogás y los biofertilizantes, y en la sección final se analiza la articulación de éstas con los actores llamados a mejorar la brecha de implementación de esta fuente energética generando algunas recomendaciones.

Energías renovables en la matriz colombiana

La matriz energética colombiana (energía primaria) tiene una participación del 76% de energía fósil, 12% hídrica, 11% biomasa (leña y bagazo) y una participación mínima de otras energías renovables (biomasa y eólica) según el Balance Energético Colombiano a 2019 (UPME, 2021a). La matriz eléctrica ha presentado en promedio para los últimos cinco años un 75% de hidroelectricidad, 24% de generación térmica (gas natural y carbón, principalmente, aunque en épocas de sequía el gas resulta insuficiente para todo el sector térmico y se genera con diésel y Jet Fuel), y 1% de cogeneración con biomasa y otras renovables. Tal composición ha formado la imagen de una matriz eléctrica “limpia”, renovable o baja en carbono; idea cuestionable, pues estudios han demostrado que los embalses son generadores de metano y dióxido de carbono (Rosentreter et al., 2021; Herrera et al., 2013), además de todos los problemas ecológicos y sociales que su construcción, operación y abandono generan en los territorios. Por tanto, es común entre quienes promueven las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)², señalar que no se han desarrollado debido a la predominancia de energía renovable convencional.

En cuanto a la participación de los combustibles fósiles, ésta se encuentra en riesgo, considerando que el país se enfrenta a su finitud en el mediano plazo: petróleo entre 2019-2023 (CGR, 2017)³, gas licuado

2 Entendiendo como FNCER aquellas disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente y dentro de las cuales se encuentran la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares (Ley 1715, Congreso de Colombia, 2014, art. 5).

3 Se pronostica que la pérdida de autosuficiencia petrolera se presente a partir del año 2019 para Ecopetrol, 2020 para

del petróleo (GLP) a partir de 2020 según escenario base de oferta y demanda (UPME, 2019b), y gas natural (GN) entre 2021 y 2024 dependiendo de los escenarios de oferta y demanda nacional (UPME, 2020). La oferta aumenta con la posibilidad de importación de gas natural licuado (GNL) con el que se puede contar desde 2016, gracias a la infraestructura de regasificación en Barú (Cartagena de Indias), sin embargo, es importante mencionar que su destino es exclusivo para el sector térmico de la Costa Atlántica.

En materia de energías renovables el país ha venido impulsando de forma contundente los biocombustibles líquidos, o agrocombustibles, como se evidencia en el documento CONPES 3510 de 2008 que contiene lineamientos de política para promover la producción sostenible de biocombustibles. Éste condensó los incentivos de las Leyes 693 (Congreso de Colombia, 2001a) sobre el uso de alcoholes carburantes, y 939 (Congreso de Colombia, 2004) sobre la presencia de biocombustibles de origen vegetal o animal en mezcla en motores diésel. Los principales puntos de este documento se centran en estrategias de orden institucional (actores institucionales encargados), fiscal (incentivos tributarios), financiero (líneas crediticias), de infraestructura (de transporte para trasladar el producto), económico (esquemas de regulación de precios de biocombustibles) y en investigación, desarrollo y formación en biocombustibles (DNP, 2008). Tales estrategias junto con la experiencia en el cultivo de palma de aceite y caña de azúcar contribuirían además de dinamizar el desarrollo agroindustrial, a aumentar el empleo rural, aprovechar las oportunidades en el mercado internacional de biocombustibles, diversificar la canasta energética y al mejoramiento de la calidad del aire en las ciudades.

Vale la pena anotar, que el concepto de biocombustible en los documentos mencionados solo refiere a los líquidos y no a los gaseosos como el biogás proveniente de la digestión anaerobia de biomasa residual.

la Nación (Ecopetrol + Regalías), 2021 para el país (Ecopetrol + Regalías + Contratos Asociación + Contratos Concesión) y 2023 para combustibles (capacidad instalada para refinación) (CGR, 2017).

Respecto a las FNCER para generación, con la expedición de la Ley 697 (Congreso de Colombia, 2001b) o Ley PROURE (Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales) y decretos posteriores, especialmente el Decreto 3683 (Presidencia de Colombia, 2003), el Ministerio de Minas y Energía (MME) comenzó a direccionar la política hacia la eficiencia energética y promoción de nuevas fuentes, con esquemas de incentivos, estrategias e instrumentos.

Finalmente, dado el peso que tuvo la expectativa de adhesión a la OECD durante el gobierno 2014-2018, es importante mencionar que, en el marco de la propuesta de crecimiento verde de dicho organismo, los incentivos económicos son parte fundamental de la política pública ambiental. Respecto a la política energética propone medidas que permitan estimular la inversión del sector privado, la investigación y la innovación en opciones tecnológicas tanto para aumentar la eficiencia energética como la participación de las energías renovables, eliminando barreras de mercado y estableciendo marcos regulatorios que generen certidumbre en el largo plazo. Así mismo, propone desincentivar el consumo de combustibles fósiles a través de señales de precio sobre las externalidades que éstos causan, es decir con impuesto al carbono y eliminación gradual de subsidios, para lo cual se requiere de manera simultánea mediante diferentes políticas, mejorar el acceso a la energía para personas de bajos ingresos que aún no cuentan con el servicio, a través de opciones como una combinación de acceso a la red general, a mini-redes o soluciones fuera de red, identificando la más conveniente en cada región y creando posibilidades de conversión laboral desde las industrias energéticas actuales a las nuevas que resulten del proceso de transición energética (OECD, 2012).

De hecho, en 2014 las evaluaciones de desempeño ambiental realizadas por la OECD para Colombia como parte de su proceso de adhesión, estuvieron orientadas hacia los aspectos antes mencionados (ECLAC, 2014) y los resultados del diagnóstico realizado en el marco de la Misión de Crecimiento Verde sobre energía, se direccionaron hacia las condiciones para la integración de las FNCER en el país.

Invocando el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de GEI y la seguridad del abastecimiento energético, tales planteamientos se plasmaron en su mayoría en la Ley 1715/14 con gran énfasis en generación de energía eléctrica con FNCER, estableciendo su forma de introducción en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y promoviendo su uso en las Zonas No Interconectadas (ZNI). También se propuso un cambio de paradigma al asignarle un rol activo al consumidor en cuanto a la venta de excedentes de autogeneración, en consonancia con lo que está pasando en otros mercados energéticos, especialmente europeos.

El biogás como fuente no convencional de energía renovable

A través de procesos bioquímicos la producción microbiana de biogás es una parte importante del ciclo global del carbono en los diferentes ecosistemas existentes. Tiene lugar en muchos entornos deficientes de oxígeno, como pantanos, arrozales y en el estómago de los rumiantes. Cada año se estima que la biodegradación natural de la materia orgánica bajo condiciones anaeróbicas libera entre 590 y 800 millones de toneladas de metano a la atmósfera (Bond y Templeton, 2011).

El desarrollo de tecnología (biodigestor) por parte del ser humano para controlar ese proceso no es nuevo. Se puede considerar como una forma de cerrar el ciclo de los residuos orgánicos tal como funciona en la naturaleza, encontrando utilidad a la inmensa cantidad de éstos (comúnmente considerados como inútiles e indeseables) que se originan en las actividades de producción y consumo por parte de los seres humanos en las ciudades y el campo.

La tecnología de biodigestores, como muchas en el mundo ha tenido avances desde que se construyeron los primeros en China en 1920 (Chen y Liu, 2017) y su rendimiento depende en gran medida del potencial energético de la materia orgánica que se disponga para la digestión anaeróbica (DA). Anteriormente sólo se podían utilizar con un tipo de residuo o sustrato (monodigestión) lo que representaba algunos problemas de operación relacionados con las propiedades del sustrato. Por ejemplo, el estiércol animal tiene bajas cargas orgánicas y altas

concentraciones de nitrógeno, que pueden reducir la producción de metano, la fracción orgánica de los desechos sólidos urbanos tiene materiales inadecuados y una concentración relativamente alta de metales pesados que incide en la calidad del biogás, entre otros. La mayoría de estos problemas pueden resolverse mediante la adición de otro sustrato al sustrato base, lo que se ha denominado recientemente “codigestión anaeróbica”⁴ que permite a su vez mejorar la viabilidad económica de las plantas de DA debido a una mayor producción de metano.

Diferentes tipos de bacterias y arqueas metanógenas juegan un papel fundamental en la transformación de los residuos orgánicos, mediante digestión aeróbica (con presencia de oxígeno) y anaeróbica (sin oxígeno). El biogás se produce a partir de ésta última en dos etapas: 1) Fase no metanogénica y 2) fase metanogénica con uno o más tipos de residuos simultáneamente, con la única premisa de que sean líquidos, contengan material fermentable, y tengan composición y concentración relativamente estable. Es un proceso complejo tanto por el número de reacciones bioquímicas como por la cantidad de microorganismos involucrados en ellas, generando la descomposición anaeróbica que, con los estudios realizados hasta ahora, se divide en cuatro etapas: hidrólisis, fermentativa o acidogénica, acetogénica y metanogénica (Varnero, 2011). La cadena bioquímica que libera metano requiere la actividad de por lo menos tres comunidades bacterianas. En primer lugar, durante la hidrólisis, las enzimas extracelulares degradan carbohidratos complejos, proteínas y lípidos en sus unidades constituyentes. En la acidogénesis los productos de la hidrólisis se convierten en ácido acético, hidrógeno y dióxido de carbono. Las bacterias facultativas que median estas reacciones extraen oxígeno residual en el digestor, produciendo condiciones adecuadas para la etapa final: metanogénesis, donde obligan a las bacterias anaerobias a

controlar la producción de metano a partir de productos de acidogénesis. Los digestores anaeróbicos están diseñados típicamente para operar básicamente en dos rangos de temperatura, en las zonas mesofílicas (20-40°C) o termofílicas (por encima de 40°C).

En usos y composición, el biogás es comparable al Gas Natural (GN), sin embargo, su poder calorífico es menor, contiene entre 50-70% de metano (CH₄) y mayores cantidades de dióxido de carbono (CO₂), entre 30-50%. El biogás crudo puede contener impurezas CO, H₂O, H₂S, compuestos orgánicos de silicio, por ejemplo, siloxanos, y otros, que dependen esencialmente de la materia prima utilizada y de la tecnología aplicada en el proceso de producción. Cuando el biogás se refina para retirar esas trazas de otros componentes, se enriquece y se obtiene biometano, mejorando su calidad y su intercambiabilidad con el GN. Este proceso se puede hacer mediante diferentes tecnologías: depuración con agua o aminas, adsorción por presión de oscilante, tratamiento criogénico o separación por membrana. Cada uno de los métodos mencionados tiene sus ventajas y desventajas. La mejor opción de tecnología de tratamiento siempre debe basarse en las condiciones locales (Wilken et al., 2017).

A diferencia de la energía solar fotovoltaica o la eólica, cuyas tecnologías son estándar en la medida que sólo difieren por su tamaño y que su aplicación es para producir electricidad, el biogás es una energía multifacética en relación con su materia prima: residuos agrícolas y pecuarios, residuos sólidos urbanos y aguas residuales, residuos industriales como vinazas y desechos de mataderos, y con sus usos: puede producir energía térmica, eléctrica, y tratado puede ser inyectado a las redes de gas natural para sustituir este combustible fósil en todos sus usos, incluso como combustible vehicular, además deja un biofertilizante como subproducto.

Por lo anterior, los beneficios de su producción y consumo se asocian con mejoras en gestión y aprovechamiento de residuos orgánicos, mejoras en la salud al controlar vectores de enfermedades respiratorias e infecciosas, disminución de emisiones de GEI, prevención de deforestación en zonas rurales, ahorros en costos de combustibles y/o energía y bioabonos para adecuación de suelos. Externalidades positivas

4 Aunque desde la década de los 90 se encuentra cierta literatura sobre el tema, el incremento en artículos relacionados con codigestión se da a partir de 2009, encontrando que los sustratos principales más frecuentes son estiércol animal, lodos de plantas de tratamiento de aguas residuales y la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos. Al mismo tiempo, los co-sustratos más utilizados son los residuos industriales, residuos agrícolas y residuos municipales (Mata-Álvarez et al., 2014).

Tabla 1. Rangos de composición química del biogás y biometano

Compuesto	Biogás	Biometano
Metano (CH ₄)	50-75%	>97%
Dióxido de carbono (CO ₂)	25-45%	<3
Oxígeno (O ₂)	2-4%	>0,5%
Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S)	<0-6.000 ppm	< 5ppm

Fuente: elaboración propia modificado en Findeisen (2016)

que deben ser valoradas en toda su magnitud, más allá de la política energética, con el fin de promover el desarrollo de esta forma de bioenergía.

La UPME realizó el estudio del potencial energético del biogás para Colombia (UPME, 2018b) encontrando que la biomasa residual no disputable, es decir la que no se usa en ningún otro proceso productivo, en conjunto representa alrededor de 54.300 GBTU⁵/año. Si se utilizara como sustituto del GN, cuyo consumo nacional fue de 916 GBTU/día en promedio en 2019 (UPME, 2021b), esa cantidad de biogás podría llegar a cubrir el 16% (148,76 GBTU/día). Dicho potencial está distribuido en los sectores agrícola (caña de azúcar, arroz, maíz, palma de aceite, caña panelera, café y banano) con el 68%, sector urbano (residuos sólidos urbanos y lodos de Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR)) con el 15%, pecuario (avícola, porcícola y bovino) que representa el 11% e industrial (destilería y mataderos) con el 6% restante.

Al igual que sucede con la producción de biocombustibles líquidos, la cual no podría suplir la demanda de diésel y gasolina actuales, el biogás no podría sustituir totalmente el GN o el GLP, pero como ya se ha mencionado, es un combustible multipropósito, por tanto es importante revisar las políticas y las normas que existen sobre las diferentes fases de su ciclo de vida para evaluar si éstas favorecen su producción y consumo.

5 GBTU: Son 10⁹ BTU. La unidad térmica británica (Btu o BTU) es una unidad tradicional de calor; se define como la cantidad de calor requerida para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit. En el Sistema Métrico Internacional un BTU es aproximadamente 1055 julios. Esta unidad era muy usada sobre todo en el Reino Unido y en los Estados Unidos. Aún se cotiza el precio del gas natural en dólares por millón de BTU. Igualmente, en Colombia aún se usa para todos los aspectos relacionados con el mercado de gas natural.

Políticas y normas actuales que impactan el ciclo de vida del biogás

El marco normativo y de política para promover este biocombustible gaseoso debe contemplar las tres fases de su ciclo de vida: las materias primas, la producción misma y, su uso directo para producir energía térmica o eléctrica, o como combustible vehicular, así como la producción y uso del biofertilizante resultado del proceso de digestión anaerobia.

Generación de materias primas

La producción de residuos sólidos orgánicos tiende a incrementarse debido al crecimiento económico y poblacional y a los procesos de urbanización y expansión de las ciudades, que presionan cada vez más por soluciones para su manejo y aprovechamiento.

Biomasa residual de actividades agropecuarias

Debido al cambio que se introdujo en la normatividad sobre licenciamiento ambiental con el Decreto 1728 (Presidencia de Colombia, 2002) que eliminó 21 de los 45 sectores/actividades obligadas en el Decreto 1753 (Presidencia de Colombia, 1994) a obtener licencia, a las actividades agropecuarias se les exigió a cambio, registrarse ante la autoridad ambiental en función de las Guías Ambientales elaboradas por el Ministerio del Medio Ambiente (MMA) (hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible -MADS) y algunos gremios del sector agropecuario.

En las mencionadas guías, en contados casos, se sugiere el manejo recomendado para la biomasa residual resultado de procesos productivos agropecuarios con el fin de evitar olores ofensivos y disminuir los impactos por contaminación en suelo y agua, y se hace referencia únicamente al uso de técnicas como el compostaje, digestión anaerobia, lombricompostaje, tratamiento de aguas residuales mediante lagunas o simplemente usar los residuos directamente como abono o combustible en calderas, sin profundizar en la tecnologías y las implicaciones de las mismas (MADS, 2000; Ministerio del Medio Ambiente, 2002).

En el caso de proyectos productivos agropecuarios tienen que registrarse ante las Corporaciones Autónomas Regionales y de Desarrollo Sostenible

(CAR, CDS), pero teniendo en cuenta que sobre las actividades que expresamente no se encuentran en el Decreto reglamentario 1076 (Presidencia de Colombia, 2015) (que recoge la normatividad actual sobre licencias ambientales) no se puede pedir Plan de Manejo Ambiental por parte de dichas autoridades ambientales, tampoco se exige el uso de biodigestores ni el aprovechamiento de la energía que de ellos se puede obtener como una medida de mitigación de los impactos ambientales.

No obstante lo anterior, gremios como Fedepalma, Asociación PorkColombia-Fondo Nacional de la Porcicultura y algunas empresas del sector avícola están impulsando el uso de biogás en sus procesos productivos, como parte de sus estrategias de sostenibilidad, valorizando sus residuos y minimizando costos de energía en sus procesos, buscando los incentivos de la Ley 1715/14 (CCC, 2017; Álvarez, 2014; Rodríguez, 2018; Ruiz et al., 2018; Ávila, 2019; Sidartha et al., 2020). Esto se logra por la forma como se hacen los procesos productivos asociados, que permiten un determinado manejo de la biomasa residual generada. Por el contrario, en cuanto al ganado bovino, bufalino, caprino, ovino y equino, las prácticas de manejo, en su mayoría extensiva, no permiten llevar a cabo la producción de biogás y se requiere evaluar si existen o no motivaciones, en quienes desarrollan esos tipos de ganadería, para tener un aprovechamiento de los residuos generados.

Residuos generados en los procesos de saneamiento básico

Es importante mencionar que la responsabilidad de la planificación y la gestión integral de estos residuos y el tratamiento de las aguas residuales en Colombia están a cargo de los municipios con apoyo de los departamentos.

Residuos sólidos urbanos

Las toneladas/día promedio de residuos dispuestas entre 2010 a 2017 evidencian un aumento de aproximadamente 13%, que coincide con el crecimiento poblacional del 10% en ese mismo lapso de tiempo. Respecto a los lugares de disposición, dentro de los sitios autorizados se tienen 144 relleños sanitarios, 8 celdas de contingencia y 3 plantas de tratamiento, de los cuales el 39% de estos tiene

una vida útil vencida o próxima a vencer (entre 0 a 3 años), mientras que en los sistemas no autorizados de disposición de residuos se encuentran 41 botaderos a cielo abierto, 18 celdas transitorias y 2 sitios de enterramientos que por no ser autorizados no se tiene información sobre su vida útil (SSPD, 2018). Éstos generan niveles importantes de emisiones de GEI.

El Documento CONPES 3874 de 2016 establece la Política Nacional para la Gestión Integral de Residuos Sólidos bajo un enfoque de economía circular, según el cual, los residuos se deben aprovechar en cuanto a su valor energético en caso de que no puedan ser reincorporados al ciclo productivo. Actualmente, los municipios que cuentan con infraestructura de tratamiento y aprovechamiento de residuos sólidos no aprovechan el valor energético de éstos. De los 151 sistemas existentes para 2016, sólo 19 tenían la posibilidad de captura y combustión de biogás, de esos únicamente 4 se encontraban operando, 3 con captura y combustión directa y uno con aprovechamiento del biogás para generación de energía eléctrica (DNP, 2016), de ahí las emisiones de GEI que genera el sector de saneamiento y el potencial de reducción con un aprovechamiento energético del biogás generado en diferentes escenarios (SSPD, 2017).

Esta situación es atribuible a varios factores que son los que la política pretende subsanar y que impactarían de manera importante el desarrollo de proyectos de biogás. Sin embargo, la reciente modificación al Decreto 1077/15 “Decreto Único Reglamentario del Sector Vivienda, Ciudad y Territorio”, realizada mediante el Decreto 1784 (Presidencia de Colombia, 2017), sobre la reglamentación de las actividades complementarias de tratamiento y disposición final de residuos sólidos en el servicio público de aseo, establece que la posibilidad del aprovechamiento del biogás para valorización energética de los residuos dependerá de los estudios de viabilidad técnica, económica y la relación beneficio costo y deja a discreción de la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico -CRA la evaluación que corresponda para establecer la viabilidad de este tipo de proyectos (Decreto 1784/17, art. 1).

Infortunadamente no se dejó preestablecido que siempre se haga aprovechamiento del biogás, y que

la empresa operadora de los residuos sea quien demuestre por qué no es posible hacerlo. Tampoco establece incentivos económicos para aprovechamiento energético de residuos orgánicos en la tarifa que se paga a las empresas prestadoras del servicio público de aseo. Los incentivos únicamente son sobre residuos aprovechables producto del reciclaje (Resolución CRA 720, MVCT, 2015).

Aguas residuales y tratamiento de biosólidos

Desde el año 2000 con la Política de agua potable y saneamiento básico del entonces Ministerio de Desarrollo Económico, se estableció la necesidad de formular un Plan Nacional de Manejo de Aguas Residuales (PMAR) articulando instrumentos de políticas sectoriales de agua potable y saneamiento básico y de medio ambiente.

Con el CONPES 3177 (DNP, 2002) se determinaron las acciones prioritarias y lineamientos para la formulación del PMAR (MAVDT y DNP, 2004), el cual se obtuvo conjuntamente entre la autoridad ambiental y el DNP, y allí se determinó como una de sus estrategias, establecer alternativas de manejo, aprovechamiento, tratamiento y disposición final tanto del biogás como de los biosólidos, que son el producto resultante de la estabilización de la fracción orgánica de los lodos generados en (PTAR) municipales, y que cumplen con características físicas, químicas y microbiológicas, que reducen su capacidad para atraer vectores u otros organismos capaces de transportar agentes infecciosos. Sin embargo, la reglamentación necesaria para lograrlo sólo ocurrió con el Decreto 1287 (Presidencia de Colombia, 2014) por el cual se establecen criterios para el uso de los biosólidos.

En dicho documento se proponen la digestión aerobia y anaerobia, como formas de reducir el contenido de sólidos volátiles en los lodos provenientes de las PTAR y obtener así biosólidos, que, dependiendo de sus características químicas y microbiológicas, se pueden usar como acondicionadores en diferentes tipos de suelo (ej. suelos agrícolas, de plantaciones forestales, de separadores verdes de vías o jardines públicos, entre otros). No obstante, no se establece qué hacer con el biogás que se obtenga de la digestión anaerobia en el proceso de tratamiento de las

aguas servidas, ni se impone la obligación de aprovecharlo en las necesidades energéticas de la propia planta de tratamiento (MVCT, 2014).

Segunda y tercera fase del ciclo de vida: producción y consumo de biogás

Como combustible

En 2009, la CREG juzgó necesario regular la calidad del biogás como combustible, debido a que cuando es obtenido de los rellenos sanitarios no se enmarcaría en ninguna de las tres familias de gases debido a su índice de Woobe⁶, que podría estar por debajo incluso al de la primera familia de gases, y por tanto la regulación sobre calidad de gas natural existente a esa fecha no le aplicaba. Con la Resolución CREG 066 (CREG, 2009a), adoptó la figura de libertad vigilada para la comercialización del biogás en redes aisladas únicamente para usuarios industriales y no se permitió la comercialización del mismo para usuarios residenciales ni que se inyectara biogás a las redes de GN o GLP, argumentando que el biogás podría contener elementos patógenos y otros que afecten la salud de personas, animales y plantas, y que no existían estándares de calidad internacionalmente aceptados para inyectar el biogás a redes de distribución y transporte de gas natural (CREG, 2009b).

Años después, una vez recibidos los comentarios de las empresas interesadas se expidió la Resolución CREG 135 (CREG, 2012), incluyendo la

6 El Número o índice de Wobbe (IW) es el índice más ampliamente aceptado en el ámbito internacional para medir el Intercambio de Gases que es la "Habilidad para sustituir un combustible gaseoso por otro, en una aplicación de combustión, sin cambiar la seguridad operativa, la eficiencia y desempeño en términos del incremento de emisiones contaminantes". El índice de Wobbe se define como el cociente entre el poder calorífico (PC) del gas por unidad de volumen (Btu/pc, MJ/m³, etc.) y la raíz cuadrada de la gravedad específica (GE) del gas, que a su vez se define como la relación entre la densidad del gas y la densidad del aire, ambas medidas en iguales condiciones de presión y temperatura. En el ámbito internacional hay una gran variedad de IW según la región (CREG, 2008), y para Colombia tiene relevancia a partir de que en el sistema de transporte de gasoductos se empezaron a mezclar cantidades importantes de gas natural de Cusiana, de la Guajira y de otros campos menores, esto puede tener efectos en el sistema de transporte y en el comportamiento de los gasodomésticos.

definición de biometano y ratificando que sólo hasta que la CREG adoptara las condiciones de calidad y seguridad aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás, éste podría ser suministrado por redes aisladas o a través de redes existentes de gas natural a usuarios residenciales y como combustible vehicular, por tanto sólo se permitió su comercialización para usuarios industriales no conectados a las redes de gas natural.

En febrero de 2017 la CREG expidió la Resolución 240 (CREG, 2016), aplicable a la producción, transporte, distribución y comercialización del servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano que realice cualquiera de las personas autorizadas con base en el art. 15 de la Ley 142/94, estableciendo condiciones de calidad, seguridad, así como las condiciones tarifarias para la prestación del servicio domiciliario con alguno de estos gases.

Una vez realizado el proceso de depuración del gas mencionado en la sección —El biogás como fuente no convencional de energía renovable—, el biogás cumplirá con las características de calidad que lo asimilan al GN dependiendo de la regulación en cada país, éstas pueden ser más o menos exigentes y en Colombia se rigen por el Reglamento Único de Transporte de gas natural – RUT. Si el productor de biogás cumple con lo establecido por la Resolución CREG 240/16, se puede ingresar a la red troncal de gasoductos de aproximadamente 7.639 km que se han construido gradualmente desde la década del 80 para conectar los diferentes campos de producción de GN con los centros de consumo, también puede circular a través de las redes de distribución en las ciudades, que para diciembre de 2020 atendían un total de 10.253.699 usuarios conectados a la red, el 98,11% hogares, 1,8% usuarios comerciales y el 0,05% industriales (MME, 2021).

Entonces, en cuanto al consumo, este biocombustible gaseoso tal como lo determina la CREG, se manejaría con la misma normatividad del GN en cuanto servicio público domiciliario, aunque en la actualidad no existe ninguna planta depuradora de biogás en el país.

Esta perspectiva regulatoria es meramente empresarial y no incorpora la producción autónoma de biogás que pudiera tener un agricultor o una

comunidad para su propio uso, porque no es del ámbito de la CREG. Sin embargo, la exigencia de cumplir con los mismos estándares del GN, si bien garantiza la calidad del combustible al consumidor, sólo lo hace viable para aprovechamientos de biogás de grandes volúmenes donde se obtengan economías de escala en su refinamiento.

Biogás para generación de energía eléctrica

Con el fin de establecer líneas de acción para el cumplimiento de compromisos asumidos por Colombia en materia de energías renovables, gestión eficiente de la energía y reducción de emisiones de GEI y como medio para mejorar la seguridad del abastecimiento energético, surge la Ley 1715/14 por medio de la cual se regula la integración al SIN de las energías renovables no convencionales, principalmente aquellas de carácter renovable, su participación en las ZNI y en otros usos energéticos, a través del estímulo a la inversión, la investigación y el desarrollo para su producción y utilización, mediante el establecimiento de incentivos tributarios, arancelarios o contables; facilitando mecanismos de cooperación y coordinación entre los sectores público, privado y los usuarios, generando gradualmente las condiciones para superar las barreras de tipo jurídico, económico y de mercado para que las FNCER hagan parte de la matriz eléctrica en mayor porcentaje.

Esta ley abre la posibilidad de generar energía eléctrica a partir de biogás, el cual no tiene la variabilidad en el flujo que sí tienen otras FNCER como la solar fotovoltaica y la eólica que dependen de factores físicos como la radiación solar y el viento. La posibilidad de poder controlar la materia prima para la producción de biogás (almacenamiento) y, por tanto, de tener una base estable de generación, lo presenta como una opción más viable para poder garantizar energía firme y entrar en el esquema de cargo por confiabilidad diseñado por la CREG⁷

7 El cargo por confiabilidad de acuerdo con la Resolución CREG 071 (CREG, 2006) es un esquema de remuneración que permite viabilizar inversiones en activos de generación eléctrica necesarios para garantizar la confiabilidad en el abastecimiento de la demanda de energía en condiciones críticas de operación. Da señales de largo plazo y de estabilidad de los ingresos a las empresas generadoras.

para las plantas generadoras, por lo cual los incentivos propuestos en la Ley 1715/14 pueden ser un factor importante en la toma de decisiones para adelantar proyectos de producción y uso del biogás para generación de electricidad por parte del sector productivo.

Normatividad en agricultura campesina y energización rural

Es importante mencionar que sobre infraestructura eléctrica y conectividad, en el punto sobre planes nacionales para la Reforma Rural Integral del Acuerdo de Paz, se estableció que el gobierno debe diseñar un plan nacional de electrificación rural que buscará la ampliación de la cobertura eléctrica con base en soluciones tecnológicas apropiadas de generación diseñadas de acuerdo con las características del medio rural y las comunidades, facilitando capacidades organizativas de éstas para garantizar el mantenimiento y sostenibilidad de las obras (Gobierno Nacional de Colombia y FARC-EP, 2016).

Sin embargo, la perspectiva regulatoria que se tiene no incorpora el desarrollo que desde mediados de los 80s ha tenido la tecnología de los biodigestores en la zona rural, donde más que un sistema de producción de energía, es un estilo de vida ligado a la agroecología, a formas de economía solidaria, a la soberanía energética (Rodríguez, 2016), y del cual participan aproximadamente 65 organizaciones conocidas, agrupadas en la RedBioCol (Red Colombiana de Energía de la Biomasa) distribuidas en 18 departamentos del país (RedBioCol, s.f.).

Recientemente con la Resolución 464, el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural (MADR, 2017) adoptó los lineamientos estratégicos de política pública para la agricultura campesina, familiar y comunitaria, que tendrán por objeto servir de fundamento para planificar y gestionar la acción integral del Estado dirigida al fortalecimiento de las capacidades sociales, económicas y políticas de las familias, comunidades y organizaciones de agricultura campesina, familiar y comunitaria. Sin embargo, llama la atención no encontrar en tales lineamientos, alusión alguna al abastecimiento energético de las unidades agrícolas.

De acuerdo con el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) de la

UPME 2016-2020, en Colombia aún existen aproximadamente 425.000 viviendas sin electricidad concentradas mayoritariamente en el sector rural en Vichada, Vaupés, Amazonas, Putumayo y Guajira, y en menor proporción en Guaviare, Chocó, Caqueta, Guainía, Casanare, Cauca, Magdalena, de las cuales según estimaciones de la UPME, el 51,9% es susceptible de conectarse al SIN, el 39,2% podrían suplirse con energías renovables y el 8,9% con diésel, bajo ciertos supuestos de costos, condiciones geográficas y climáticas (UPME, 2016).

Así mismo, en relación con el combustible para cocción, la Encuesta de Calidad de Vida del DANE menciona que 982.000 personas aún consumen leña y otras 23.000 carbón mineral como energético para la cocción de alimentos, 11% en las cabeceras municipales y el 89% restante en el sector rural (DANE, 2018).

Esta situación ha sido analizada por la UPME, y para algunas zonas del país que presentan índice de cobertura de energía eléctrico bajo, índice de ruralidad superior al 40%, y características de vulnerabilidad importantes de la población (necesidades básicas insatisfechas altas, baja capacidad de generación de ingresos, bajos niveles de educación, entre otras), ha diseñado los Planes de Energización Rural Sostenibles (PERS), partiendo de un examen de la realidad regional en cuanto a fuentes locales aprovechables, identificando, formulando y estructurando proyectos para mínimo 15 años, que además de generar energía apoyen opciones económicas para las comunidades rurales objetivo (UPME, 2015).

Los PERS se rigen por una metodología que ya ha sido aplicada para su construcción en Nariño, Guajira, Chocó, Cundinamarca, Tolima, Orinoquía (Meta, Vichada, Casanare y Arauca), Cesar, Norte de Santander y Putumayo, por parte de diferentes universidades y otros actores departamentales coordinados por la UPME. Estos planes han sido construidos en campo, a través de encuestas que buscan profundizar en las características de oferta y demanda de fuentes energéticas locales, actuales y potenciales, condiciones socioeconómicas de la población y el peso relativo del costo de las fuentes energéticas en los gastos de los hogares, por ende, la disponibilidad a pagar por las fuentes energéticas, y

si realmente las personas desean o no, el servicio de electricidad (ejemplo comunidades indígenas).

Se resalta de esta metodología de planeación, que se hace con las personas y para las personas, en un enfoque de “abajo hacia arriba” en contra del modelo tradicional y buscando que sea a partir de las fuentes energéticas locales, lo cual favorece las ventajas de la generación distribuida en cuanto a confiabilidad, empoderamiento de las comunidades respecto a la gestión de su propia energía, encadenamiento con otros procesos, evitando impactos del transporte de energía, ya sea como combustibles o en redes de interconexión y ponderando la real necesidad de electricidad respecto a horas del servicio, usos, etc.

De los PERS finalizados, es importante mencionar que sólo en Nariño y Cundinamarca se muestra al biogás como una opción junto con la energía solar y geotérmica (Orbes y Vallejo, 2014; PERS Cundinamarca, 2017). A 2019 solo se han estructurado tres proyectos en biogás, aunque ninguno de ellos, como tampoco de los demás formulados en los PERS, se han ejecutado y solo en contados casos se incorporan como parte de la planeación regional (López y Suárez, 2019).

Vale la pena resaltar que aún en este ejercicio realizado por la UPME a nivel local, no se visibiliza el rol de las comunidades en la búsqueda de opciones energéticas a través de proyectos de biogás porque pareciera existir desde la institucionalidad, únicamente un enfoque empresarial para el desarrollo de las energías renovables según como están concebidos los estímulos.

Normatividad en biofertilizantes

Según se ha ilustrado, la producción de biogás genera un subproducto que puede ser utilizado como acondicionador de suelos. No obstante, dependiendo de su procedencia y características químicas, éste puede utilizarse, o no, en procesos agrícolas, tal como se menciona en el Decreto 1287/14 sobre biosólidos provenientes de las PTAR, o utilizarse en zonas verdes en parques, o como cubrimiento de rellenos sanitarios. La Resolución 698 expedida por el Instituto Colombiano Agropecuario (ICA, 2011), que establece entre otros asuntos, los requisitos para el registro de productores de bioinsumos de uso agrícola, considera como bioinsumo, una “sustancia

o mezcla de sustancias elaboradas de origen biológico o natural, sostenible e inocuo, clasificado como agente biológico para el control de plagas, inoculante biológico, bioabono, producto bioquímico y extracto vegetal. (...)”. Así mismo, define bioabono como una:

Sustancia o mezcla de sustancias elaboradas a partir de un abono orgánico obtenido de procesos de compostaje de residuos sólidos o materiales orgánicos separados en la fuente, utilizado para mejorar las características biológicas de un suelo y al cual se le han adicionado artificialmente en la etapa final de formulación, inoculantes biológicos que contienen microorganismos viables que son garantizados en la composición del producto (Resolución 698/11, art. 3).

En consecuencia, el subproducto del biogás se puede denominar bioabono en términos de la normatividad colombiana. Los acondicionadores de suelos en general se encuentran regidos por el Reglamento Técnico de Fertilizantes y Acondicionadores de Suelos para Colombia, adoptado mediante Resolución 150 (ICA, 2003) establece, entre otros temas, que el prefijo “bio” sólo se puede utilizar en el etiquetado de acondicionadores orgánicos registrados para agricultura ecológica, que involucren microorganismos en su composición, de acuerdo con la Resolución 187 (MADR, 2006), por la cual se adopta el Reglamento para la producción primaria, procesamiento, empaquetado, etiquetado, almacenamiento, certificación, importación, comercialización, y se establece el Sistema de Control de Productos Agropecuarios Ecológicos. En dicha Resolución se establece en el párrafo primero del art. 11, “Todos los productos terminados y utilizados como abonos o sustancias de síntesis biológica o afines, químicas (bioinsumos) con fines comerciales en la producción ecológica deberán estar registrados ante el ICA”.

Por tanto, si la producción de biogás genera bioabonos que puedan ser comercializados en cantidades importantes, corresponde a sus productores cumplir con los reglamentos mencionados y registrarse ante el ICA, lo que contribuiría a pagar las inversiones realizadas y, como en el caso de la producción de biogás en unidades agrarias familiares, éste servirá entonces para cerrar ciclos de materiales y energía como abono a sus propios cultivos, de lo

contrario no podrían aprovechar comercialmente ese subproducto.

Articulación para el desarrollo del biogás como FNCER

Las fases del ciclo de vida del biogás como FNCER, las diferentes categorías en cuanto a materia prima y a los productos obtenidos, así como su posibilidad de usos, hacen del biogás una fuente energética compleja de abordar desde el punto de vista institucional, al requerir el concurso y participación coordinada de varias entidades tanto del orden nacional como regional, generadoras de política y normatividad.

Un intento de esa coordinación interinstitucional se puede ilustrar a partir de las acciones para lograr la meta de reducción de emisiones de GEI en 20% para 2030, que se fijó a partir de un escenario inercial (*Business As Usual*) con base en los niveles de emisiones del año 2010 proyectado a 2030 si no se tomaran medidas de mitigación.

Colombia, al igual que los demás países de América Latina es responsable de un muy bajo porcentaje de emisiones GEI a nivel global, 0,46% según

datos del 2010 (García et al., 2015), y aunque sea relativamente baja su contribución, variables como crecimiento poblacional, procesos crecientes de urbanización, deforestación, crecimiento económico con el consecuente aumento en el consumo de energía, entre otras; si no se toman medidas, podrían generar incrementos de dichas emisiones.

El compromiso mencionado tiene origen en el CONPES 3700 (DNP, 2011) “Estrategia institucional para la articulación de políticas y acciones en materia de cambio climático en Colombia”, del cual hace parte la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC) que en su primer componente elaboró los escenarios de reducción de emisiones de GEI. Posteriormente se identificaron áreas de trabajo prioritarias en cada uno de los sectores, mediante talleres en consenso con expertos sectoriales y se establecieron medidas de mitigación como políticas, programas y acciones con sus respectivos potenciales, priorizadas por cada sector. Así se materializaron en ocho Planes de Acción Sectorial (PAS) en cinco sectores como se aprecia en la Figura 1.

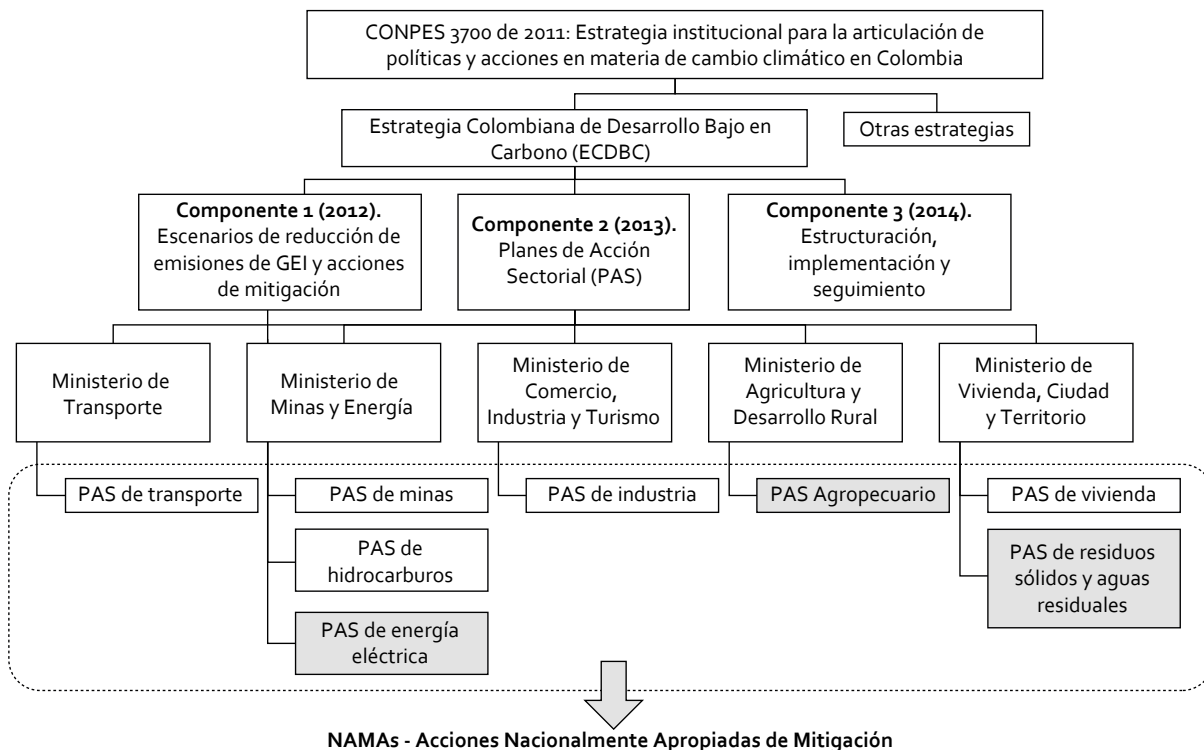


Figura 1. Relación entre compromisos de Colombia en la COP21 y acciones de política. Fuente: elaboración propia a partir de la lectura de los documentos mencionadas. PAS, Planes de Acción Sectorial

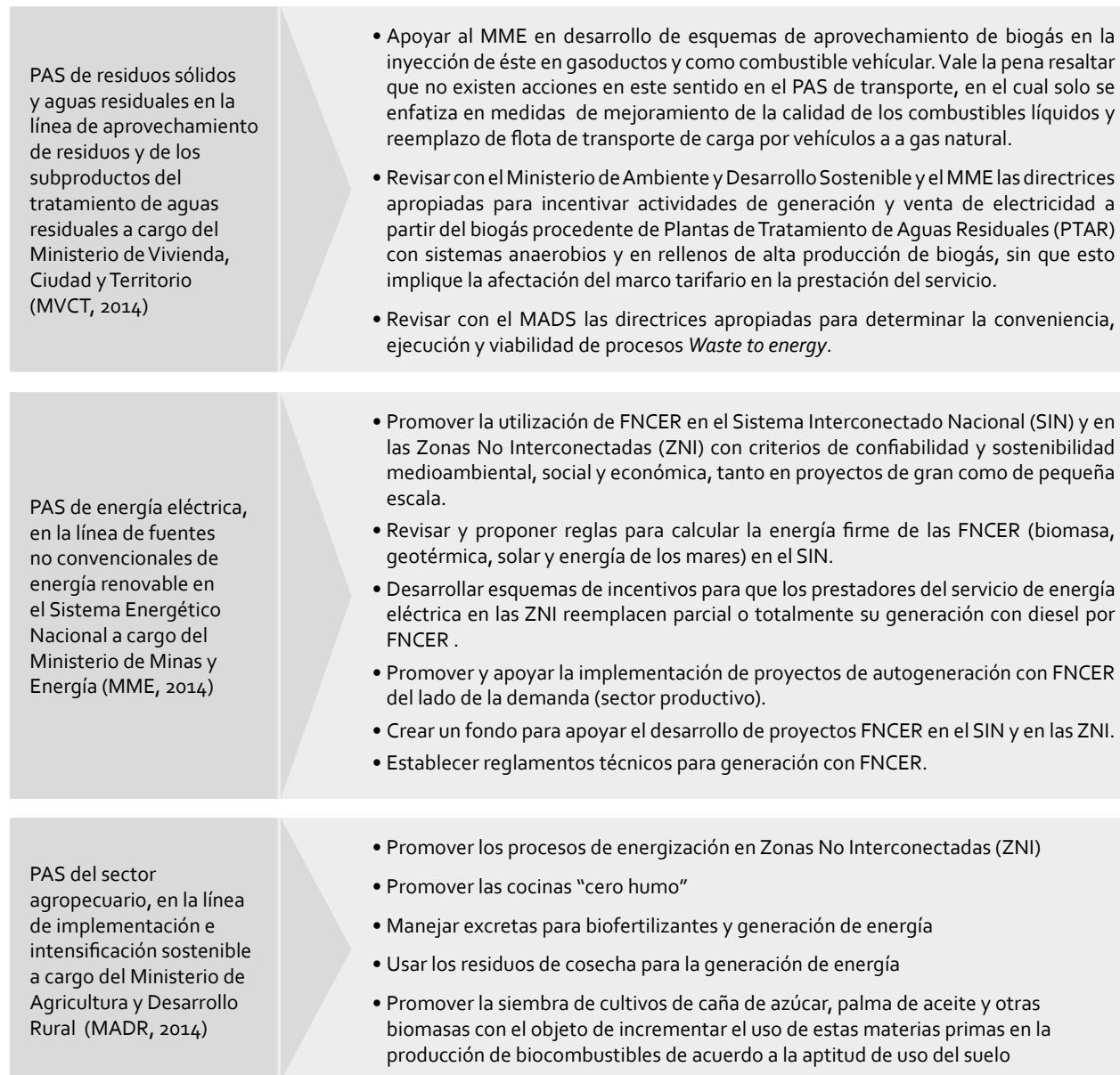


Figura 2. Descripción de los Planes de Acción Sectorial (PAS) en lo relacionado con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), especialmente biogás en Colombia. *Fuente:* Elaboración propia a partir de los PAS de cada ministerio

En color gris se encuentran aquellos PAS que involucran acciones relacionadas con bioenergía y específicamente biogás, las cuales se detallan en la Figura 2.

Adicionalmente, aquellas acciones que además de demostrar la reducción de emisiones de GEI, tienen otros beneficios sociales, ambientales y económicos alineados con otros objetivos de desarrollo del país, y que puedan ser replicables, o escalables a nivel sectorial, regional o nacional y que puedan mostrar resultados mediante sistemas

de seguimiento y reporte, pueden ser consideradas como acciones de mitigación nacionalmente apropiadas (NAMAs por sus siglas en inglés). Actualmente existe un portafolio de 17 NAMAs registradas ante el MADS, dentro de las cuales existe una, denominada Energización con Fuentes Renovables en Zonas No Interconectadas (MADS, s.f.) que eventualmente pudiera involucrar bioenergía.

Como se puede observar, la coordinación de las acciones no es explícita en los PAS, pero de ésta depende que los proyectos de biogás (producción y



Figura 3. Fases del ciclo de vida del biogás e instancias de política y normatividad requeridas en Colombia. MADR, Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural; MVCT, Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio; MADS, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible; CRA, Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento; SSPD, Sistema Único de Información Superservicios; MME, Ministerio de Minas y Energía; CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas; UPME, Unidad de Planeación Minero-Energética; ICA, Instituto Colombiano Agropecuario. *Fuente:* elaboración propia

consumo) en el marco de la ECDBC no encuentren barreras en su desarrollo.

Así mismo, en la Figura 3 se observa la red de actores institucionales requeridos para cada fase del ciclo de vida del biogás, sin considerar la red de soporte para impulsarlo en actividades de capacitación, financiamiento e incentivos tributarios y promoción, que suponen la participación de agentes provenientes del sector educativo, financiero privado y público, organizaciones de base comunitaria, no gubernamentales, entre otros.

Por tanto, dado que uno de los componentes centrales de cualquier programa que busque implementar una política en cualquier ámbito, es la institucionalidad que lo soporta y las normas que lo regulan, como se mencionó, por ejemplo con los

biocombustibles líquidos, a diferencia de otras energías renovables como la solar y eólica, en el caso del biogás se requerirá hacer un examen de la coordinación de las normas mencionadas en la presente revisión y los incentivos en cada segmento, ya que por ejemplo, un incentivo para que los operadores de residuos sólidos produzcan biogás, puede verse impactado por las excesivas normas o la ausencia de éstas, en cuanto a la venta del mismo como combustible o en la venta de electricidad generada con biogás, o si no se tienen lineamientos de cómo comercializar los bioabonos resultantes del proceso.

El trabajo que ha venido liderando la UPME con el soporte de diferentes entidades en la construcción de los PERS es un trabajo importante, que aún está en proceso, pero que está desarticulado de

la política de residuos sólidos, de aguas residuales, de los lineamientos estratégicos de política pública para la agricultura campesina, familiar y comunitaria e incluso de la misma planeación regional en los departamentos.

Conclusiones

El biogás tiene la particularidad de servir como combustible vehicular y para producir energía térmica y/o eléctrica a partir de residuos de biomasa que de otra manera son contaminantes para suelos y agua y son generadores de emisiones de GEI. La energía obtenida de los residuos orgánicos a través de los procesos de digestión anaerobia se diferencia en varios aspectos de la solar fotovoltaica, la eólica y los agrocombustibles, que son las energías que se busca promover en el marco de la política de crecimiento verde:

Como fuente de energía eléctrica, el biogás no tiene la variabilidad que sí tienen las demás que dependen de factores físicos como la radiación solar y el viento. El biogás puede almacenarse y producir la energía por demanda, siempre y cuando la provisión de materia prima suceda en las condiciones de calidad y cantidad requeridas.

Al igual que la energía solar fotovoltaica, el biogás es versátil en su producción, puede hacerse en gran o pequeña escala, los dos tipos de energía pueden proveer soluciones en ZNI, sin embargo, en la energía solar, más allá del esfuerzo de inversión inicial y algún posible mantenimiento, no requiere de una participación activa del consumidor, por su parte el biogás combina la figura del productor con el consumidor de tal manera que se convierte en un proceso de autogestión de la energía.

Las energías solar y eólica de gran escala solamente pueden ser gestionadas desde el punto de vista empresarial, y no implica *per se* un empoderamiento de las comunidades respecto al manejo de su energía. Así mismo, éstas entrarían como una fuente más en el SIN lo cual supone continuar en la lógica de la energía centralizada, de la construcción de redes de transmisión para llevarlas a la red central y así a los centros de consumo. En cambio, la producción de biogás puede hacerse con tecnologías de costos diferentes bajo el mismo principio de digestión

anaeróbica, autogestionada por los campesinos o en complejos agropecuarios.

Los agrocombustibles compiten por el uso de la tierra y utilizan como materias primas (en el caso colombiano) el aceite de palma y la caña de azúcar, que también son productos alimenticios, en tanto el biogás utiliza residuos orgánicos considerados como basura.

Para el aprovechamiento de todo el potencial de biogás que tiene el país, calculado por la UPME, se requiere transformaciones en las prácticas actuales de producción agropecuaria, de disposición de los residuos orgánicos tanto a nivel rural como urbano y de uso de lodos de PTAR. Así mismo, de incentivos directos o indirectos y de la articulación normativa debido a la complejidad de relaciones entre los sectores, ya que no es suficiente la promoción desde la política energética en cuanto a la generación con energías renovables, aunque en algunos gremios de producción (porcicultor, avícola y palmero) los incentivos otorgados por la Ley 1715/14 han empezado a movilizar el interés y se espera que con modificación hecha a esta Ley en el PND propuesto para el periodo 2018-2022 se emprendan más proyectos previa la revisión en la agilidad de los trámites que se deben hacer ante la UPME para el aval técnico y financiero de los mismos.

Debe existir un encadenamiento con políticas o normativas emanadas desde: MADR-ICA en cuanto a las prácticas agropecuarias y la reglamentación sobre bioabonos; MVCT y la CRA, respecto al manejo de residuos sólidos y aguas residuales; MADS-ANLA-CAR y CDS respecto al licenciamiento ambiental de actividades generadoras de residuos orgánicos en cuanto a exigir la producción de biogás como una forma de aprovechamiento de los mismos como una opción del Plan de Manejo Ambiental al momento de otorgar las licencias; MME respecto a los PERS en todas las regiones donde exista potencial de generación con residuos producidos localmente y en general con el CONPES 3700 sobre cambio climático.

La escasa presentación de proyectos de uso energético de biomasa⁸ para acceder a los mecanismos

8 Se han presentado 45 proyectos de generación con biomasa (2,7%) del total de 1691 proyectos entre 2016 y 2021, de los cuales no se conoce si son con biogás (UPME, 2021c)

de promoción a partir de la Ley 1715/14, permite concluir que se requieren medidas de política más específicas y un trabajo conjunto entre el gobierno y las fuentes potenciales de producción y uso de biogás tanto a pequeña, mediana y gran escala, con enfoque integral.

De otra parte, no se reconoce la experiencia y el trabajo que desde los años ochenta se viene realizando en el país por parte de diferentes organizaciones campesinas, para la difusión de la tecnología de biodigestión y el biogás queda a la sombra de los demás biocombustibles que no pueden ser producidos de manera comunitaria y que sí han sido de interés para los diferentes gobiernos con el fin de promover otras opciones de negocio en el sector empresarial otorgándoles subsidios y generándoles artificialmente el mercado a través de la obligatoriedad de las mezclas con combustibles líquidos.

Es importante mencionar que aún sin una política concreta para el desarrollo del biogás en Colombia, en 2007 se tenía un estimado no oficial entre 5.500 a 5.700 de biodigestores (TvAgro, 2015). Actualmente las experiencias de biodigestión son más difundidas, impulsadas especialmente por gremios de producción agropecuaria, pero no hay un dato exacto a la fecha de la producción de biogás en el país.

La única regulación específica sobre biogás que existe en Colombia es de la CREG y solo considera proyectos de gran escala, con lo cual se deja en el limbo a los proyectos existentes de pequeña y mediana escala, por el contrario, la regulación existente que proviene del MADR o del ICA puede desestimular este tipo de proyectos en las unidades agrícolas familiares.

Referencias

Álvarez Pardo, L., 2014. Experiencias en la generación de energía a partir de biogás. *Palmas* 35(4), 123-126.

Ávila, F., 2019. Biogás, una alternativa poco conocida y financieramente inexplorada. *Documentos Avícolas* (14). FENAVI, Bogotá, DC.

Bond, T., Templeton, M., 2011. History and future of domestic biogas plants in the developing world. *Energy Sustain. Dev.* 15(4), 347-354. DOI: 10.1016/j.esd.2011.09.003

Cámara de Comercio de Cali (CCC), 2017. Huevos Kikes estrena producción de energía a partir de

la gallinaza. *Publicación divulgativa* Revista Acción (196). Cali, Colombia.

Chen, Q., Liu., T., 2017. Biogas system in rural China: Upgrading from decentralized to centralized?. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 78, 933-944. DOI: 10.1016/j.rser.2017.04.113

Comisión Económica para América Latina (ECLAC), 2014. OECD Environmental performance reviews: Colombia 2014. ECLAC, Santiago. DOI: 10.1787/9789264213074-es

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2006. Resolución CREG 071, por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía. Bogotá DC.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2008. Especificaciones de calidad del gas natural en el punto de entrada del sistema nacional de transporte de gas - Número de Wobbe. Documento 062. Bogotá DC.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2009a. Resolución CREG 066, por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la Comisión con el fin de regular el servicio público domiciliario de gas combustible con Biogás. Bogotá DC.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2009b. Regulación aplicable al biogás. Documento CREG-056. Bogotá DC.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2012. Resolución CREG 135, por la cual se adoptan normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con Biogás. DO 48.657. Bogotá, Colombia.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2016. Resolución CREG 240, por la cual se modifica el numeral 5.62 del Anexo General de la Resolución CREG 067 de 1995, adicionado por el artículo 18 de la Resolución CREG 127 de 2013 y modificado por el artículo 2° de la Resolución CREG 033 de 2015. DO 50.156 de 2017. Bogotá, DC.

Congreso de Colombia, 2001a. Ley 693, por la cual se dictan normas sobre el uso de alcoholes carburantes, se crean estímulos para su producción, comercialización y consumo, y se dictan otras disposiciones. DO 44.564. Bogotá, DC.

Congreso de Colombia, 2001b. Ley 697, mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones. DO 44.573. Bogotá, DC.

Congreso de Colombia, 2004. Ley 939, Por medio de la cual se subsanan los vicios de procedimiento en que incurrió en el trámite de la Ley 818 de 2003 y se estimula la producción y comercialización de biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en Motores diesel y se dictan otras disposiciones. DO 45.778. Bogotá, DC.

- Congreso de Colombia, 2014. Ley 1715, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. DO 49150. Bogotá, DC.
- Congreso de Colombia, 2015. Ley 1753, por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 "Todos por un nuevo país". DO 49,538. Bogotá, DC.
- Contraloría General de la República de Colombia (CGR), 2017. Autosuficiencia petrolera en Colombia. Boletín Macrosectorial 2(6). Bogotá, DC.
- Departamento Nacional de Estadística de Colombia (DANE), 2018. Encuesta Nacional de Calidad de Vida (ECV) 2017 (Anexos). Bogotá, DC.
- Departamento Nacional de Planeación Colombia (DNP), 2002. CONPES 3177, acciones prioritarias y lineamientos para la formulación del Plan Nacional de Manejo de Aguas Residuales. Bogotá, DC.
- Departamento Nacional de Planeación Colombia (DNP), 2008. CONPES 3510, lineamientos de Política para promover la producción sostenible de biocombustibles en Colombia. Bogotá, DC.
- Departamento Nacional de Planeación Colombia (DNP), 2011. CONPES 3700, estrategia institucional para la articulación de políticas y acciones en materia de cambio climático en Colombia. Bogotá, DC.
- Departamento Nacional de Planeación Colombia (DNP), 2016. CONPES 3874, política nacional para la gestión integral de residuos. Bogotá, DC.
- Departamento Nacional de Planeación Colombia (DNP), 2018. CONPES 3918, estrategia para la implementación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en Colombia. Bogotá, DC.
- Departamento Nacional de Planeación Colombia (DNP), 2019. Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022. Pacto por Colombia, pacto por la equidad. Bogotá, DC.
- Departamento Nacional de Planeación Colombia (DNP); Fedesarrollo; Global Green Growth Institute (GGGI), 2017. Evaluación de potencial de crecimiento verde para Colombia. Bogotá, DC.
- Findeisen, C., 2016. Aprovechamiento energético de biomasa ¿Un negocio verde y una opción para Colombia? Presentación Fachverband Biogas, disponible en: http://www.corponor.gov.co/publica_recursos/Mercados_Verdes/2016/Biogas_cf.pdf; consultado: el 20 de febrero de 2017.
- García Arbeláez, C., Barrera, X., Gómez, R., Suárez Castaño, R., 2015. El ABC de los compromisos de Colombia para la COP 21. 2 ed. WWF-Colombia, Bogotá, DC.
- Gobierno Nacional de Colombia; FARC-EP, 2016. Acuerdo final para la terminación del conflicto y la construcción de una paz estable y duradera. La Habana.
- Herrera, J., Rojas, J., Rodríguez, S., Rojas, A., Beita, V., 2013. Determinación de emisiones de metano en tres embalses hidroeléctricos en Costa Rica. Rev. Cienc. Ambient. 46(1), 27-36. DOI: 10.15359/rca.46-2.3
- Instituto Colombiano Agropecuario (ICA), 2003. Resolución 150, por la cual se adopta el Reglamento Técnico de Fertilizantes y Acondicionadores de Suelos para Colombia. DO 45.087. Bogotá, DC.
- Instituto Colombiano Agropecuario (ICA), 2011. Resolución 698, por la cual se establecen los requisitos para el registro de departamentos técnicos de ensayos de eficacia, productores e importadores de bioinsumos de uso agrícola y se dictan otras disposiciones. DO 47.980. Bogotá, DC.
- López Rodríguez, O., Suárez Gómez, H., 2019. Estudio sectorial sobre resultados e impacto de los Planes de Energización Rural Sostenibles -PERS-. 86113-059. Contraloría General de la República de Colombia, Bogotá, DC.
- Mata-Álvarez, J., Dosta, J., Romero-Güiza, M., Fonoll, X. Peces, M., Astals, S., 2014. A critical review on anaerobic co-digestion achievements between 2010 and 2013. Renew. Sustain. Energy Rev. 36, 412-427. DOI: 10.1016/j.rser.2014.04.039
- Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural (MADR), 2006. Resolución 187, por la cual se adoptan los Lineamientos Estratégicos de Política Pública para la Agricultura Campesina, Familiar y Comunitaria. DO 46.356. Bogotá, DC.
- Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural (MADR), 2017. Resolución 464, por la cual se adopta el Reglamento para la producción primaria, procesamiento, empaquetado, etiquetado, almacenamiento, certificación, importación, comercialización, y se establece el Sistema de Control de Productos Agropecuarios Ecológicos. Bogotá, DC.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), 2000. Guía ambiental para el subsector avícola. FENAVI, FONAV, Bogotá, DC.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), s.f. Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono. https://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/Estrategia_Colombiana_de_Developmento_Bajo_en_Carbono/FOLLETO_DE_PRESENTACION_ECDBC.pdf; consultado el 18 de junio de 2019.
- Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT), Departamento Nacional de Planeación (DNP), 2004. Plan Nacional de Manejo de Aguas Residuales Municipales – PMAR. CD, Bogotá, DC.
- Ministerio del Medio Ambiente, 2002. Guía ambiental para el subsector porcícola. SAC; Fondo Nacional de la Porcicultura, Bogotá, DC.
- Ministerio de Minas y Energía (MME), 2021. Cobertura nacional del servicio de gas natural. Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24212253/COBERTURA+GN+4-2020.xlsx>; consultado: octubre de 2021.

- Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio (MVCT), 2015. Resolución CRA 720, por la cual se establece el régimen de regulación tarifaria al que deben someterse las personas prestadoras del servicio público de aseo que atiendan en municipios de más de 5.000 suscriptores en áreas urbanas, la metodología que deben utilizar para el cálculo de las tarifas del servicio público de aseo y se dictan otras disposiciones. Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico. DO 49.569 Bogotá, DC.
- Orbes Lasso, J., Vallejo Coral, W., 2014. Oferta de recursos aprovechables en fuentes alternativas de energía en el departamento de Nariño. Universidad de Nariño, UPME, USAID, IPSE, San Juan de Pasto, Colombia.
- Organization for Economic Cooperation and Development (OECD), 2012. OECD green growth studies: Energy. Paris. DOI: 10.1787/9789264115118-en
- PERS Cundinamarca, 2017. Plan de Energización Rural Sostenible: Cundinamarca. Disponible en: Simar Herrera, <http://perscundinamarca.udistrital.edu.co/>; consultado: el 18 de junio de 2019.
- Presidencia de Colombia, 1994. Decreto 1753, por el cual se reglamentan parcialmente los Títulos VIII y XII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales. DO 41.427. Bogotá, DC.
- Presidencia de Colombia, 2002. Decreto 1728, por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre la Licencia Ambiental. DO 44.893. Bogotá, DC.
- Presidencia de Colombia, 2003. Decreto 3683, por el cual se reglamenta la Ley 697 de 2001 y se crea una Comisión Intersectorial. DO 45.409. Bogotá, DC.
- Presidencia de Colombia, 2014. Decreto 1287, por el cual se establecen criterios para el uso de los biosólidos generados en plantas de tratamiento de aguas residuales municipales. DO 49.208. Bogotá, DC.
- Presidencia de Colombia, 2015. Decreto 1076, por el cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible. DO 49.523. Bogotá, DC.
- Presidencia de Colombia, 2017. Decreto 1784, por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1077 de 2015 en lo relativo con las actividades complementarias de tratamiento, y disposición final de residuos, sólidos en el servicio público de aseo. DO 50.405. Bogotá, DC.
- Red Colombiana de Energía de la Biomasa (RedBio-Col), s.f. Miembros de la red. Disponible en: <https://redbiocol.org/miembros/>; consultado: el 13 de marzo de 2018
- Rodríguez Jiménez, L., 2016. Historia de la REDBIO-COL. *Publicación divulgativa* Revista RedBiocol (1), 6-9.
- Rodríguez Galinda, M., 2018. Porcinaza, subproducto de gran valor en la producción porcícola En: Segundo Congreso Nacional de Bioenergía BI-ON. Santiago de Cali, Colombia.
- Rosentreter, J., Borges, A., Deemer, B., Holgerson, M., Liu, S., Song, C., Melack, J., Raymond, P., Duarte, C., Allen, G., Olefeldt, D., Poulter, B., Battin, T., Eyre, B., 2021. Half of global methane emissions come from highly variable aquatic ecosystem sources. *Nat. Geosci.* 14, 225-230. DOI: 10.1038/s41561-021-00715-2
- Ruiz, A., Rivera, K., Uribe, C., Uribe, J., Botero, N., Peñaléz, C., 2018. Generación de bionenergía a partir de biomasa residual avícola. En: Segundo Congreso Nacional de Bioenergía BI-ON. Santiago de Cali, Colombia.
- Sidartha Roa, Z., Mendoza Corba, J., González Muñoz, S., Kaiser Caldera, F., Gebauer, A., 2020. Guía de biogás para el sector porcícola en Colombia. Asociación Porkcolombia; Fondo Nacional de la Porcicultura, Bogotá, DC.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), 2017. Disposición final de residuos sólidos: informe nacional 2016. Edición 9. Bogotá, DC.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), 2018. Informe de disposición final de residuos sólidos – 2017. Edición 10. Bogotá, DC.
- TvAgro. (27 de abril de 2015). Técnica para Construir Biodigestores - TvAgro por Juan Gonzalo Angel. https://www.youtube.com/watch?v=rk_KD21Tg-g. Consultado: el 9 de noviembre de 2017.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2015. Guía para la elaboración de un plan de energización rural sostenible. Ministerio de Minas y Energía de Colombia, Bogotá, DC.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2016. Plan indicativo de expansión de cobertura de energía eléctrica: PIEC 2016-2020. Bogotá, DC.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2018b. Estrategias y planes indicativos para impulsar la bioenergía en Colombia. En: Segundo Congreso Nacional de Bioenergía BI-ON. Santiago de Cali, Colombia.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2019b. Plan indicativo de abastecimiento de gas licuado del petróleo (GLP). Ministerio de Minas y Energía de Colombia, Bogotá, DC.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2020. Estudio técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural. Ministerio de Minas y Energía de Colombia, Bogotá, DC.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2021a. Balance energético colombiano – BECO. *Database*, con corte a 2019, disponible en: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/BECON-Consulta.aspx>; consultado: 20 de agosto de 2021.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2021b. Proyecciones de demanda. <https://www1>.

- upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx; consultado el 4 de octubre de 2021.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2021c. Informe dinámico FNCE. *Database* 30 de septiembre de 2021. Disponible en: <http://www1.upme.gov.co/InformacionCifras/Paginas/Informe-dinamico-FNCE.aspx>; consultado: el 4 de octubre de 2021.
- Varnero Moreno, M., 2011. Manual de Biogas. FAO, Santiago.
- Wilken, D., Strippel, F., Hofmann, F., Maciejczyk, M., Klinkmüller, L., Wagner, L., Bontempo, G., Münch, J., Scheidl, S., Conton, M., Deremince, B., Walter, R., Zetsche, N., Findeisen, C., 2017. Biogas to biomethane: Flexible energy supply from biomass. Fachverband Biogas, Freising, Alemania.