

Potencial económico, social y ambiental de tecnologías de bioenergía con captura de CO₂ en biorrefinerías

Economic, social and environmental potential of bioenergy technologies with CO₂ capture in biorefineries

Gerardo Cabrera¹  Carmen Forero²  Edgar Mosquera¹⁻³ 

¹Centro de Excelencia en Nuevos Materiales, Universidad del Valle, Santiago de Cali, Colombia

²Escuela de Ingeniería de los Recursos naturales y del Ambiente, Universidad del Valle, Santiago de Cali, Colombia

³Departamento de Física, Universidad del Valle, Santiago de Cali, Colombia

Resumen

Las biorrefinerías son actores estratégicos en aspectos económicos, sociales y ambientales, que deben considerar las políticas de transición energética y los objetivos de una economía circular y sostenible. A pesar de su potencial para reducir gases de efecto invernadero, el impacto de la tecnología bioenergética en biorrefinerías vinculadas a la caña de azúcar debe evaluarse y abordarse para asegurar su crecimiento sostenible en el medio ambiente, la biodiversidad, los recursos hídricos y el uso de la tierra. Desde el punto de vista de captura de CO₂, Colombia ha venido avanzando en las políticas para la implementación de la tecnología de captura, uso, y almacenamiento de carbono. El aprovechamiento de biogás a partir de la biomasa residual abre un abanico de oportunidades y desafíos para el país. Esta revisión contribuye a la implementación de tecnologías de bioenergía con captura de CO₂ en biorrefinerías asociadas a la caña de azúcar y que podría ser útil para guiar a los profesionales en la toma de decisiones y las investigaciones futuras sobre biorrefinerías sostenibles.

Abstract

Biorefineries are strategic actors in economic, social, and environmental aspects, which must consider energy transition policies and the objectives of a circular and sustainable economy. Despite its potential to reduce greenhouse gases, the impact of bioenergy technology in biorefineries linked to sugarcane must be evaluated and addressed to ensure its sustainable growth on the environment, biodiversity, water resources, and use from the earth. From the point of view of CO₂ capture, Colombia has been advancing in policies for the implementation of carbon capture, use, and storage technology. The use of biogas from residual biomass opens a range of opportunities and challenges for the country. This review contributes to the implementation of bioenergy technologies with CO₂ capture in biorefineries associated with sugarcane and could be useful to guide professionals in decision-making and future research on sustainable biorefineries.

Keywords: bioenergy; Biorefineries; CO₂ capture; Circular economy.

Palabras clave: bioenergía; Biorrefinerías; Captura de CO₂; Economía circular.

¿Cómo citar?

Cabrera, G., Forero, C., Mosquera, E. Potencial económico, social y ambiental de tecnologías de bioenergía con captura de CO₂ en biorrefinerías. Ingeniería y Competitividad, 2024, 26(2)e-30213360.

<https://doi.org/10.25100/iyc.v26i2.13360>

Recibido: 30-09-23

Aceptado: 26-04-24

Correspondence:

edgar.mosquera@correounivalle.edu.co

Este trabajo está bajo una licencia internacional Creative Commons Atribución-No Comercial-CompartirIgual4.0.



Conflicto de intereses: ninguno declarado



¿Por qué se llevó a cabo?

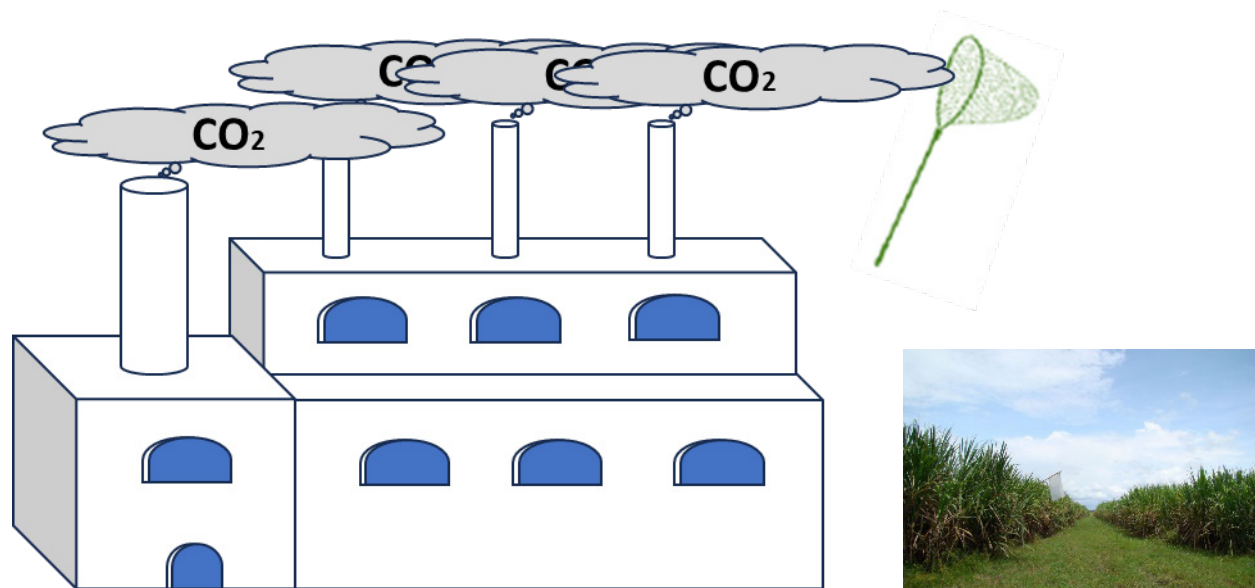
Se observa el potencial y relevancia del uso de las tecnologías BECCS en el logro de objetivos ambientales globales y nacionales encaminados a la reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

¿Cuáles fueron los resultados más relevantes?

Es aconsejable realizar diversas evaluaciones y simulaciones técnicas y económicas dentro de las grandes agroindustrias, particularmente aquellas con potencial de altas eficiencias BECCS. Este enfoque permite explorar opciones para reducir el CO₂ atmosférico, facilitando en consecuencia la descarbonización de la matriz energética. Las biorrefinerías asociadas con la caña de azúcar podrían desempeñar un papel fundamental en este esfuerzo.

¿Qué aportan estos resultados?

A nivel nacional, contribuir al marco político orientado al almacenamiento del CO₂ captado de las fuentes emisoras, por lo que la investigación teórico-experimental en este campo por parte de instituciones académicas puede nutrir los planes tecnológicos u hojas de ruta de control ambiental.

Graphical Abstract

Introducción

La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) conformados principalmente por dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (NO_x), es uno de los mayores retos globales de la sociedad actual. Cabe resaltar, que el CO₂ constituye casi 3/4 (75 %) de las emisiones mundiales de GEI, donde la combustión de combustibles fósiles representa por sí solo el 65 % (1). Esta situación es preocupante, puesto que la rápida acumulación de CO₂ atmosférico puede derivar en la acidificación de los océanos, generar fenómenos meteorológicos extremos, propiciar el derretimiento rápido del hielo continental, entre otras consecuencias (2-3), las cuales pueden ser irreversibles. Al respecto, los informes sobre la brecha de emisiones de la ONU de 2019 (4) y 2020 (5), así como el informe del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC-SR15, siglas en inglés) de 2018 (6) instan con carácter urgente a una reducción del 55 % (32 GtCO₂e) en las emisiones de CO₂ para 2030 a fin de limitar el calentamiento global a 1.5 °C, dando cumplimiento al Acuerdo de París de 2015. Para lograr estos objetivos a escala global, se deben implementar estrategias multifacéticas en paralelo para reducir los niveles de carbono atmosférico, tales como una rápida transformación del suministro de energía de combustibles fósiles a energías renovables, la captura y el almacenamiento de CO₂ (CCS, siglas en inglés), mejorar la eficiencia en la producción de energía a partir de combustibles fósiles, así como una mejor gestión de las fuentes y sumideros terrestres de CO₂ (ciclo biológico natural del carbono) (7).

Dentro de las energías renovables no convencionales (ERNC), la biomasa se considera un recurso energético abundante y aproximadamente neutro en carbono, puesto que el CO₂ se elimina de la atmósfera y la energía solar se almacena mediante la formación de biomasa a través de la fotosíntesis. Sin embargo, los procesos de conversión de biomasa en energía aún pueden constituir grandes fuentes puntuales de CO₂ previamente secuestrado durante el crecimiento de la biomasa. Para enfrentar esta situación, las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS), orientadas para la industria de los combustibles fósiles (8-10), pueden integrarse a estos procesos de conversión de biomasa en energía, por ejemplo, en refinerías de biomasa o plantas de gasificación de biomasa (11). De esta manera, el CO₂ capturado puede almacenarse en reservorios geológicos apropiados o usarse para otros fines (12). Lo anterior, se conoce como tecnologías BECCS (bioenergía con captura y almacenamiento de carbono). Vale la pena indicar, que el desarrollo de BECCS influirá en los mercados de bioenergía, puesto que permitirá abordar segmentos intensivos en combustibles fósiles como lo son el sector transporte, el energético (13) y el industrial. Además, la introducción del almacenamiento y la utilización de CO₂ biogénico puede contribuir significativamente a las estrategias de economía circular (14-15).

Antes del despliegue de tecnologías BECCS a escala país, las agroempresas de gran tamaño con altas eficiencias de BECCS emergen como los primeros agentes para alcanzar reducciones profundas de CO₂ atmosférico (16), tal es el caso de las biorrefinerías impulsadas por energía donde el propósito final es la producción de energía en forma de biocombustible, electricidad y/o calor (17) que juegan un papel vital en la descarbonización de la matriz energética. Un caso particular son las plantaciones de caña de azúcar, las cuales tienen un rendimiento impresionante en la tasa de drenaje de CO₂ atmosférico y, cuando se procesan en biorrefinerías de bioetanol (producción de bioetanol y energía térmica/eléctrica) con tecnologías CCS, pueden lograr emisiones altamente negativas.

La agricultura representa el 6.3% del PIB de Colombia. En total, cada año se cultivan más de 200 cultivos diferentes utilizando alrededor de 4.4 millones de hectáreas para producir más de 49 millones de toneladas de productos agrícolas. 13 cultivos representan más del 90% de la producción agrícola, donde la caña de azúcar es el de mayor participación con un 49% de la producción (18). Además, la industria en torno a la caña de azúcar es un claro exponente de la convergencia de las agroindustrias hacia modelos de biorrefinería. Con base en lo expuesto, es de interés nacional para el desarrollo de futuras políticas en materia ambiental conocer el estado actual en el contexto internacional y nacional en materia de la implementación de tecnologías de bioenergías con captura y almacenamiento de carbono. Por lo tanto, el siguiente trabajo bibliométrico ilustra el avance en la inclusión de tecnologías BECCS en las biorrefinerías de la caña de azúcar, además de su relación con las políticas de transición energética y la economía circular nacionales.

Metodología

La revisión bibliométrica se basó en artículos científicos publicados en la base de datos SCOPUS con las siguientes palabras clave: "BECCS (Bioenergy Carbon Capture and Storage)", "Bio-energy with carbon capture and storage (BECCS)", "bioenergy CCS (BioCCS)", "Bio-CCS" "Biopower CCS", "Bio energy with CCS". Para focalizar la búsqueda se utilizaron los filtros: tipo de documento: artículos y límite temporal: 2011-2021. En la figura 1, se muestra la dinámica de investigación (evolución a través del tiempo) de las 451 publicaciones científicas identificadas, en donde se observa un crecimiento pronunciado y sostenido a partir del año 2016.



Figura 1. Intensidad de investigación en la temática BECCS en los últimos 10 años.

Desde el punto de vista de los campos de estudio, se observa que predominan las "Ciencias medioambientales" con 299 publicaciones (29% del total), "Energía" con 251 publicaciones (24% del total), e "Ingeniería" con 117 publicaciones (11% del total).

Como producto de esta revisión bibliométrica se destaca, principalmente, la evaluación del potencial BECCS llevado a cabo por diferentes países (Australia, Brasil, Finlandia, Suecia, Dinamarca, Corea, Austria, América del Norte, China, Japón, entre otras), y que

las tecnologías utilizadas para la remoción de CO₂ se basan técnicas físicas y químicas. Las tecnologías de adsorción química de CO₂ basadas en aminas se presentan como la tecnología más desarrollada para captura de CO₂ de combustión (1^{era} generación), entre tanto, de las opciones de segunda generación para captura de CO₂ en la cogeneración de energía a partir de biomasa (bioelectricidad y/o calor), los procesos con transportadores sólidos de oxígeno (CLP por sus siglas en inglés) han surgido en los últimos años como una opción competitiva, puesto que logran una mayor eficiencia energética al evitar inherentemente los pasos de separación de gases (el CO₂ se captura intrínsecamente), y se pueden utilizar en procesos de oxi-combustión y de pre-combustión.

Con base en el potencial que presenta la técnica CLP en la captura de CO₂ derivado del proceso de cogeneración de energía a partir de biomasa, la presente revisión bibliométrica permitió identificar algunos elementos críticos de la tecnología, siendo el principal los "transportadores sólidos de oxígeno" (en inglés *oxygen carrier*), el cual se detalla en la siguiente sección.

Resultados y Discusión

Contexto Internacional

Existe consenso mundial en que el CO₂ juega un papel clave en el calentamiento global. Lo anterior, debido a que el CO₂ absorbe la radiación infrarroja saliente de la superficie terrestre y reemite parte de ella a la tierra, siendo responsable del 65 % (1.7 W/m²) del forzamiento radiactivo descendente global total de 2.6 W/m² para todos los GEI en conjunto (19). Por lo tanto, la rápida acumulación de CO₂ atmosférico puede derivar en la acidificación de los océanos, fenómenos meteorológicos extremos, derretimiento rápido del hielo continental, entre otras consecuencias (2-3), las cuales pueden ser irreversibles. Al respecto, resulta preocupante que la tasa de crecimiento anual promedio en la concentración de CO₂ atmosférico haya aumentado constantemente de 0.9 ppmv/año en la década de 1960 a 1.5 ppmv/año en la década de 1990 y a casi 2.5 ppmv/año en la década de 2010 (20). Dada la situación descrita, en diciembre de 2015 en la 21^a Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC, siglas en inglés) en París, 147 países establecieron una aspiración global para limitar el aumento de la temperatura a 1.5 °C por encima de los niveles preindustriales (21), y así evitar cambios irreversibles en la ecosfera de nuestro planeta. Para alcanzar dicho límite se requerirá lograr cero emisiones netas de carbono para 2050, así como eliminar de 100 a 1000 GtCO₂ de la atmósfera durante el siglo XXI (22). Sin embargo, el Informe de brecha de emisiones de las Naciones Unidas de 2019 (4) advirtió que con casi 55.3 GtCO₂e de emisiones en 2018 (2/3 de las emisiones globales totales de GEI), el mundo está en camino a un aumento de temperatura de 3.2 °C.

El sector de generación de energía impulsado principalmente por combustibles fósiles (80 %), representó el 36 % de las emisiones de CO₂ en las economías avanzadas del mundo en 2019, frente al 42 % en 2012 (23-24). Aunque la participación del carbón en la energía primaria en 2019 cayó un 15 %, sigue siendo una fuente importante para la combinación energética mundial, manteniendo un flujo constante de emisiones de CO₂ (23). Si bien, durante los bloqueos de COVID-19 en 2020, se predijo que las emisiones de CO₂ del mundo se reducirían en aproximadamente un 7 % en relación con las emisiones de 2019 (25), lo cierto es que su impacto fue bastante limitado (26). De hecho, durante 2020, la demanda mundial de energía cayó un 4 % y resultó en una reducción de ~2 GtCO₂ (5.8 %) en las emisiones globales de CO₂ de 31.5 GtCO₂, pero esto se revirtió rápidamente para recuperarse con un aumento del 4.8 % en las emisiones de CO₂ a finales de 2021 (27).

Dada la situación crítica descrita, los informes sobre la brecha de emisiones de la ONU de 2019 (4) y 2020 (5), así como el informe del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC-SR15, siglas en inglés) de 2018 (6) instan con carácter urgente a una reducción del 55 % (32 GtCO₂e) en las emisiones de CO₂ para 2030 a fin de limitar el calentamiento global a 1.5 °C, dando cumplimiento al Acuerdo de París de 2015. Además, los países del Grupo de los Siete (G7) en 2021, se comprometieron a reducir sus emisiones colectivas en un 50 % para 2030 y lograr emisiones netas cero antes de 2050 (28). Para lograr estos objetivos a escala global, se deben implementar estrategias multifacéticas en paralelo para reducir los niveles de carbono atmosférico, tales como una rápida transformación del suministro de energía de combustibles fósiles a energías renovables, la captura y el almacenamiento de CO₂ (CCS, siglas en inglés), pueden mejorar la eficiencia en la producción de energía a partir de combustibles fósiles, así como una mejor gestión de las fuentes y sumideros terrestres de CO₂ (ciclo biológico natural del carbono) (7).

Desde la estrategia de las energías renovables (biomasa, solar, hidráulica, eólica, geotérmica y marina), su contribución a los objetivos climáticos mencionados se lograría aumentando su participación en el suministro mundial de energía a alrededor del 75 % para 2050 (29). A pesar de la desaceleración económica inducida por COVID-19, el mundo agregó más de 260 gigavatios (GW) de energías renovables en 2020 para un total de 2799 GW, superando la expansión en 2019 en casi un 50 % (30), y representando una participación en el suministro de energía mundial de 29 % (31), lo que indica que se va por un buen camino.

Dentro de las energías renovables no convencionales (ERNCC), la biomasa se considera un recurso energético abundante y aproximadamente neutro en carbono. El CO₂ se elimina de la atmósfera y la energía solar se almacena mediante la formación de biomasa a través de la fotosíntesis. Esto significa que el uso de biomasa como combustible (sólido, líquido o gaseoso) o como vector en la generación de bioenergía (32), no aumenta en cifras significativas el inventario total de CO₂ atmosférico (33), además de que impacta directa o indirectamente, varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), incluido el ODS 7: energía limpia y asequible, el ODS 13: acción climática, el ODS 15: vida en la tierra, ODS 8 - trabajo decente y crecimiento económico, y el ODS 5 - igualdad de género (34). Aunque la producción total de bioenergía en 2020 fue de 126 GW (4.5 % del total producido de energías renovables) (30), se espera que contribuya significativamente a la matriz energética primaria global en 2050 (aumentando su participación de 2 a 6 veces) (35), y que juegue un papel fundamental en sectores que son difíciles de electrificar, como el transporte marítimo, la aviación y ciertos procesos industriales (29). Sin embargo, la bioenergía desempeña un papel clave en los objetivos de la Unión Europea (UE) hacia 2030 de al menos un 40 % de reducción de las emisiones de GEI con respecto a los niveles de 1990, más del 32 % de participación de las fuentes de energía renovables en el consumo final de energía y más del 32.5 % de mejora en la eficiencia energética (36). En el caso de China, se proyecta que la participación de la bioenergía en la matriz energética nacional se triplicará del 3 % en 2020 al 9 % en 2060, y que representará casi el 7 % de las reducciones de emisiones de CO₂ en 2060 (37). También, se espera que reemplace el 30 % o más del consumo de petróleo de EE. UU. para 2030 (38).

Dado que los procesos de conversión de biomasa en energía aún pueden constituir grandes fuentes puntuales de CO₂ previamente secuestrado durante el crecimiento de la biomasa, las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS, siglas en inglés), ya implementadas o en proceso de desarrollo para la industria de los combustibles fósiles (8-10), pueden integrarse a estos, por ejemplo, en refinerías de biomasa o plantas de gasificación de biomasa (11), para reducir las emisiones de CO₂ biogénico a la atmósfera

(39). De esta manera, el CO₂ capturado puede almacenarse en reservorios geológicos apropiados o usarse para otros fines (12). Lo anterior, se conoce como tecnologías de bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS).

Las ventajas y el potencial de eliminación de CO₂ que abarca BECCS lo han convertido en la "tecnología de emisión negativa" (NET, siglas en inglés) dominante en los modelos de evaluación integrados (IAM, siglas en inglés) del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, siglas en inglés) (40-41). Así, BECCS es una parte esencial de la mayoría de las rutas de modelado que limitan el calentamiento global a 1.5 °C, proyectando la eliminación de entre 151 y 1191 Gt de CO₂ a nivel mundial durante el siglo XXI a partir de 2020 (42). Estas metas corresponden a remover un promedio de 22.5 GtCO₂/año (43), equivalente a más de 1/3 de las emisiones globales de CO₂ reportadas para 2019 (44). En otros estudios exhaustivos basados en diferentes opciones para eliminar el carbono de la atmósfera utilizando NET, siendo estas: BECCS, forestación y reforestación, captura y almacenamiento de aire directo, meteorización mejorada, fertilización de los océanos, biocarbón y secuestro de carbono del suelo, se concluyó que las tecnologías BECCS representan un buen compromiso entre el potencial de eliminación de CO₂ (0.5-5 GtCO₂/año) y los costos de eliminación de CO₂ de 100-200 USD/tCO₂ (45). Vale la pena indicar, que el desarrollo de BECCS influirá en los mercados de bioenergía, puesto que permitirá abordar otros segmentos a parte del sector transporte, como lo son el sector energético (13) y el industrial, que es donde las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ se han desarrollado intensamente en los últimos 20 años (46). Además, la introducción del almacenamiento y la utilización de CO₂ biogénico puede contribuir significativamente a las estrategias de economía circular (14-15). Dado el potencial que representan las BECCS, no es de extrañar que la intensidad de investigación en los últimos 10 años se haya incrementado de forma sustancial (ver figura 1).

Con base en lo anterior, en la literatura se pueden encontrar ejemplos de evaluación del potencial BECCS llevado cabo por diferentes países. Australia se centra en los residuos orgánicos de los sectores municipal, agrícola y forestal (47). Brasil identificó la posibilidad de emisiones negativas rentables en la producción conjunta de etanol y electricidad a partir de caña de azúcar, bagazo y otros residuos (48). En los países nórdicos (Finlandia, Suecia y Dinamarca) el potencial de biomasa per cápita es uno de los más grandes del mundo, lo que facilita el desarrollo de BECCS basado en biomasa (49). El uso de biomasa forestal doméstica como fuente de bioenergía también se considera una opción en Corea (50) y en Austria (51). En América del Norte, BECCS basado en la silvicultura, los residuos agrícolas y los cultivos energéticos dedicados pueden habilitar un sistema de energía de carbono negativo en el oeste del país para 2050, con una reducción de emisiones de hasta el 145 % con respecto a los niveles de 1990 (52). En China con el 73 % de los residuos de cultivos nacionales utilizados entre 2020 y 2030, y haciendo uso de tecnología BECCS, se podría lograr una reducción acumulada de GEI de hasta 8620 Mt CO₂-eq para 2050, contribuyendo entre el 13 % y el 31 % del objetivo global de reducción de emisiones de GEI para BECCS, y casi 4555 Mt más que lo proyectado solo para BECCS en China (53). Japón, por su parte, ha evaluado técnico-económicamente el potencial del uso de biomasa leñosa con tecnología BECCS, teniendo presente que alrededor del 70 % de la masa terrestre del país está cubierta de bosques (54).

Antes del despliegue de tecnologías BECCS a escala país, las agroempresas de gran tamaño con altas eficiencias de BECCS emergen como los primeros agentes para alcanzar reducciones profundas de CO₂ atmosférico (16), tal es el caso de las biorrefinerías impulsadas por energía donde el propósito final es la producción de energía en forma de biocombustible, electricidad y/o calor (17) que juegan un papel vital en la

descarbonización de la matriz energética. Un caso particular son las plantaciones de caña de azúcar, las cuales tienen un rendimiento impresionante en la tasa de drenaje de CO₂ atmosférico y, cuando se procesan en biorrefinerías de bioetanol (producción de bioetanol y energía térmica/eléctrica) con tecnologías CCS, pueden lograr emisiones altamente negativas. Lo anterior es posible, ya que el CO₂ procedente de la etapa de fermentación en la producción de bioetanol es prácticamente puro (55-56). Se ha calculado para biorrefinerías brasileñas de caña de azúcar la posible eliminación inmediata de 27.7 MtCO₂/año a través de BECCS en la etapa de fermentación (48), entre tanto, el sistema de cogeneración de energía alimentado con bagazo puede representar aproximadamente 5 veces la cantidad de CO₂ emitida en el proceso de fermentación (57-58). En este sentido, dado el impacto de la cogeneración en las emisiones de CO₂, se requiere un especial enfoque tecnológico para lograr una captura de CO₂ eficiente. Las tecnologías de adsorción química de CO₂ basadas en aminas se presentan como la tecnología más desarrollada para captura de CO₂ de combustión (TRL 8-9), aún presenta inconvenientes importantes para su implementación en la combustión de biomasa, que incluyen una penalización energética significativa, una flexibilidad operativa limitada, un aumento crítico en el uso del agua, toxicidad de los residuos y degradación de los solventes (59). Es por esto, que esta estrategia de captura de CO₂ presenta una baja intensidad de investigación en los últimos 10 años, tal como lo muestra la figura 2.

Entre las opciones de segunda generación para captura de CO₂ en la cogeneración de energía a partir de biomasa (bioelectricidad y/o calor), los procesos con transportadores sólidos de oxígeno (CLP, siglas en inglés) han surgido en los últimos años como una opción competitiva, puesto que logran una mayor eficiencia energética al evitar inherentemente los pasos de separación de gases (el CO₂ se captura intrínsecamente), y se pueden utilizar en procesos de oxi-combustión y de pre-combustión (7-60). De hecho, los CLP brindan el mejor beneficio de reducción de costos entre las diversas tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ (CCS) actuales y previstas en un escenario con restricciones de carbono, según la hoja de ruta del Departamento de Energía de EE. UU. (61). En Europa, un estudio tecno-económico de biomasa a energía con captura Integrada de CO₂ (TESBIC, siglas en inglés) (62), que comparó 28 combinaciones potenciales diferentes de tecnologías CCS, llegó a la conclusión de que el CLP era una tecnología altamente competitiva, con el menor costo potencial de reducción de CO₂ entre las tecnologías consideradas. Por lo tanto, existe un creciente interés en la incorporación de esta tecnología en los procesos de cogeneración alimentados con biomasa residual (63), como, por ejemplo, en plantas de cogeneración alimentadas con residuos de caña de azúcar (64). La figura 3 muestra la intensidad de investigación en el uso de los procesos con transportadores sólidos de oxígeno (CLP) en la generación de energía a partir de biomasa en los últimos 10 años. El alto dinamismo que se observa se encuentra en concordancia del despliegue de cada vez más iniciativas gubernamentales a nivel mundial en el ámbito de la transición energética, tal es el caso de la UE –“*European Green Deal*” (65).



Figura 2. Intensidad de investigación en los últimos 10 años de la captura de CO₂ de procesos de generación de energía a partir de biomasa usando adsorción por aminas.



Figura 3. Intensidad de investigación en los últimos 10 años asociada al uso de los procesos con transportadores sólidos de oxígeno (CLP) en la generación de energía a partir de biomasa.

Dos configuraciones de CLP se utilizan en BECCS, siendo estas la combustión (CLC, siglas en inglés) y la gasificación (CLG, siglas en inglés) (63) con transportadores sólidos de oxígeno. En ambas, los procesos cíclicos son llevados a cabo utilizando materiales sólidos, principalmente óxidos metálicos (Me_xO_y) denotados como transportadores de oxígeno (OC, siglas en inglés), que reaccionan y se regeneran (reducción-oxidación) para producir una combinación de calor, electricidad, combustibles y/o productos químicos. En este sentido, la estabilidad y desempeño de los OC después de muchos ciclos es crítico, por lo que existe una necesidad imperiosa de incrementar su vida útil (62). Para esto, se han explorado 2 rutas: i) la producción de OC a partir de reactivos sintéticos, y ii) el acondicionamiento de OC *low-cost*. Dentro de este último, se circunscriben los materiales basados en minerales naturales y de subproductos de procesos industriales (66-67-68). Cabe resaltar, que la incorporación de subproductos industriales como OC contribuyen a las estrategias de economía circular, y por ende a las acciones globales de mitigación del cambio climático (69). Al respecto, uno de los OC más estudiados dentro de este enfoque son los basados en hierro (Fe) debido a su menor costo con relación a los basados en Co, Ni, Cu y Mn,

elevada resistencia mecánica, además de que es seguro de manipular, y es amigable medioambientalmente (70-71). A nivel mundial, se han reportado 404 h de operación con material de óxido de hierro *low-cost* (subproductos de la industria del hierro y el acero) de cuatro pilotos diferentes con resultados prometedores (71). Por lo tanto, evaluar subproductos industriales base hierro como potenciales OC se convierte en una importante oportunidad de impactar en la estructura de costos del proceso de cogeneración y en los objetivos medioambientales. La figura 4 muestra la tendencia creciente en intensidad de investigación, relacionada al uso de transportadores de oxígeno *low-cost* en los procesos CLP para la generación de energía a partir de biomasa en los últimos 10 años. Lo anterior, puede verse motivado en parte, por los incentivos relacionados a las políticas de economía circular en diferentes países.



Figura 4. Intensidad de investigación en el uso de transportadores de oxígeno *low-cost* en los procesos con transportadores sólidos de oxígeno (CLP) para la generación de energía a partir de biomasa en los últimos 10 años.

En el proceso BECCS, una vez capturado el CO₂ de la(s) fuente(s) puntual(es) (por ejemplo, etapa de fermentación en la producción de bioetanol y etapa de cogeneración de energía), este es transportado a un lugar donde pueda ser inyectado en medios de almacenamiento geológico, tales como, acuíferos salinos profundos y/o reservorios de hidrocarburos agotados. A nivel mundial, estas formaciones son abundantes y proporcionan almacenamiento seguro a largo plazo para la inmovilización permanente de CO₂ (72). Sin embargo, se estima que el 50 % de los proyectos de almacenamiento geológico de CO₂ utilizan depósitos de arenisca (los yacimientos de petróleo y gas están compuestos en su mayoría por arenisca) debido a que tienen ventajas técnicas y alta disponibilidad (73). El CO₂ inyectado queda retenido por diferentes mecanismos de atrapamiento (hidrodinámico, capilar, adsorción y disolución) (74-75). Dada la importancia que presenta esta etapa para almacenar de forma segura el CO₂ capturado bien sea de la producción de bioenergía o de la combustión de combustibles fósiles, existe un creciente interés en su investigación en los últimos 10 años (ver figura 5).



Figura 5. Intensidad de investigación asociada al estudio del almacenamiento de CO₂ capturado de la producción de bioenergía y de la combustión de combustibles fósiles, en formaciones geológicas en los últimos 10 años.

En este contexto, la mojabilidad de la roca de geoalmacenamiento rige la capacidad del CO₂ inyectado de ser almacenado (73-77), por lo que es un parámetro crítico en la determinación del potencial de atrapamiento hidrodinámico y capilar del CO₂. Debido a que la mojabilidad de las formaciones geológicas se ve afectada por presencia de ácidos orgánicos en su superficie y por ende su capacidad de almacenamiento (78), el interés de la comunidad científica se ha volcado hacia la mejora de esta propiedad de manera de lograr un almacenamiento seguro y eficiente de CO₂ (72). Entre las estrategias de mejora destacan el uso de nanopartículas (NP) en forma de nanofluidos y los tensioactivos (79-80). Sin embargo, los nanofluidos como un área emergente de investigación (ver figura 6), han mostrado un gran potencial para revertir la mojabilidad de la roca del yacimiento a condiciones favorables incluso cuando hay presencia de ácidos orgánicos. Lo anterior, es fundamental para el modelado de reservorios y la evaluación de la viabilidad del geoalmacenamiento de CO₂, incluidos los umbrales de ácidos orgánicos y de nanofluidos, de modo que se puedan tomar mejores decisiones con menor incertidumbre (72). Cabe resaltar, que se utilizan varias nanopartículas según el tipo de formación geológica (81-82).

Aunque los nanofluidos se han venido evaluando en los últimos años con resultados prometedores, los tipos de nanopartículas (NP's) empleados son muy limitados y de origen sintético, siendo los base SiO₂, Al₂O₃, y ZrO₂ los más estudiados, por lo que existe una necesidad de producir y evaluar otros nanomateriales costo-efectivos (72), en el marco de la Economía Circular que permitan de un lado, mejorar las propiedades de almacenamiento de CO₂ en reservorios geológicos y de otro lado, contribuir con las acciones globales de mitigación del cambio climático.



Figura 6. Intensidad de investigación en el uso de nanofluidos para la mejora de las propiedades de almacenamiento geológico de CO₂ capturado.

Contexto nacional

Colombia representó en 2018 aproximadamente el 0.4 % de las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI), lo que equivalió a ~303 millones Ton de CO₂ eq. Dicho valor, correspondió con un crecimiento total de las emisiones GEI de Colombia del 34.7 % desde 1990. La ganadería, la agricultura y el cambio de uso del suelo fueron las actividades que más generaron emisiones GEI (63.4 %), le siguieron el sector de energía (28.4 %), residuos (5.3 %) y, procesos industriales y usos de productos (2.9 %) (83). Cabe resaltar, que, si bien la contribución global de GEI es muy bajo, el país es muy susceptible a los efectos del cambio climático. De acuerdo con el Índice de Riesgo Climático Global, el país ocupó el puesto 53 en 2018 y el 44 para el periodo de 1998 a 2018, mostrando un comportamiento medio frente a eventos asociados al clima (84).

Consciente de su vulnerabilidad y en línea con las acciones mundiales para mitigar el cambio climático, desde 1994 (Ley 164/94) Colombia ha venido desarrollando un marco normativo cada vez más robusto y concreto en cuanto a las acciones para el monitoreo, control y reducción de emisiones de GEI (85). Con la adopción del Acuerdo de París, el país en 2015 presentó ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) su Contribución Nacionalmente Determinada (NDC), a través de la cual se comprometió a reducir en un 20 % sus emisiones de GEI, respecto al nivel proyectado para el 2030, con posibilidad de aumentar su compromiso a 30 % con apoyo de la cooperación internacional. También, presentó algunas medidas de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y de medios de implementación de las estrategias (86). Con la actualización del NDC presentada en 2020 ante la CMNUCC (87), Colombia puso una meta más ambiciosa y se compromete a reducir en un 51 % la emisión de GEI para 2030 (tope máximo de emisión 169.4 millones tCO₂e). Sin embargo, las acciones encaminadas para lograr estas metas aún no son suficientes. Según el Índice de Desempeño del Cambio Climático, en 2021 (88) Colombia ocupó el puesto 25 (categoría media), dado su comportamiento medio en acciones para disminuir los GEI, un bajo comportamiento en acciones para expandir las energías renovables, un alto consumo de energía, y un desempeño medio en cuanto a la generación de políticas públicas asociadas a contrarrestar el cambio climático.

Tal como se mencionó anteriormente, el sector energético es un importante contribuyente a la generación de GEI (28.4 %, 92 millones de Ton de CO₂ eq en 2018). Si se compara con las emisiones GEI de 1990, este sector ha presentado un fuerte incremento de un 85 %. La

subcategoría que más aporta es transporte (38.2 %, aprox. 37 millones de Ton de CO₂ eq), seguida de la industria de la energía (24.6 %, 24.5 millones de Ton de CO₂ eq), y quema de combustibles fósiles en las industrias (17.3 %, 13.1 millones de Ton de CO₂ eq). Respecto a la composición de los GEI, el CO₂ es el gas con mayor contribución a las emisiones totales de este sector (88.9 % promedio histórico); el CH₄ y N₂O aportaron el 9.9 % y el 1.2 % (promedio histórico), respectivamente (83). No es de extrañar entonces, la necesidad latente de disminuir el aporte de GEI de este sector partiendo por la matriz energética del país y el sector transporte.

Históricamente, la generación de electricidad en Colombia ha dependido de grandes centrales hidroeléctricas, las cuales son muy vulnerables a las variaciones climáticas que afectan las reservas de agua. A principios de la década de 1990 (cuando más del 80 % de la electricidad dependía de las grandes centrales hidroeléctricas), un severo evento de El Niño que redujo las reservas de agua por debajo del 40 %, desencadenó la mayor crisis energética del país, provocando importantes apagones. Posteriormente, entre 2015 y 2016 otro evento de El Niño obligó a una campaña de ahorro energético, para controlar el consumo eléctrico. En general, los impactos de eventos climáticos como “El Niño” y “La Niña”, y la estacionalidad climática que se ven intensificados por el cambio climático, provocan una variabilidad en la capacidad de potencia de las centrales hidroeléctricas entre el 45 % y el 95 % de la generación eléctrica colombiana (18). Es importante resaltar, que, en estos casos, se ha recurrido a las plantas térmicas operadas por carbón o derivados del petróleo para asumir un mayor peso en la oferta de kilovatios-hora, a sabiendas de que es una opción de mayor costo y más contaminante. Cabe mencionar también, que en la actualidad aún existe una alta dependencia de estas dos fuentes de energía en la matriz energética del país (68.3 % hidroeléctrica y 30.7 % termoeléctrica) (89), por lo que la vulnerabilidad del sistema se mantiene. Esta situación de “estrés” eléctrico y contaminación ambiental, ha generado un creciente interés en el desarrollo y despliegue de otras energías renovables no convencionales (ERNC) en el país (solar, eólica, biomasa, entre otras). Al respecto, con la promulgación de la Ley 1715 en 2014 (90) para el desarrollo y uso de fuentes de energía no convencionales (FENC), principalmente energías renovables, se abrió un abanico importante de posibilidades de adopción de este tipo energía. En esta ley se definen las políticas públicas, las leyes tributarias, los derechos o tarifas aduaneras, los instrumentos contables y la participación en el mercado energético colombiano.

Colombia tiene el segundo mayor potencial hidroeléctrico de América Latina, después de Brasil, con un potencial de 5 GW para pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH). Colombia, también tiene condiciones para la energía eólica y solar, algunas zonas tienen una densidad eólica superior a los 400 W/m², mientras que la radiación promedio del país en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) ronda los 4.5 kWh/m², y el potencial de radiación colombiano en áreas no interconectadas alcanza los 6 kW h/m². Además, el sector agrícola del país, que incluye plantaciones de café y caña de azúcar, tiene potencial de biomasa y cogeneración (91). Respecto a este último, algunos estudios señalan un potencial eléctrico basado en biomasa de 15 GW (18). Sin embargo, a pesar del potencial y marco jurídico (Ley 1715), el aporte de estas energías a la matriz energética del país continúa siendo baja, con un total de 224.3 megavatios instalados en 2020, que representaron el 1.3 % de la matriz. De acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía (89), al 2021 Colombia contaba con proyectos de ERNC, incluyendo biomasa, biogas y geotermia, en estado de operación, ejecución o contratación que alcanzarían en 2022 los 2400 megavatios de capacidad instalada, los cuales representarían cerca del 14 % de la matriz eléctrica en 2022. Desde el punto de vista de la intensidad de investigación, en la figura 7 se observa un comportamiento creciente desde el 2014 hasta el 2020, lo cual puede asociarse a las políticas públicas del país impulsadas en ese periodo, entre tanto, el comportamiento

en 2021 y 2022 representa el efecto ocasionado por el COVID-19, tal como se señaló anteriormente en contexto internacional.



Figura 7. Intensidad de investigación en la temática Energías Renovables en Colombia en los últimos 10 años.

El sector agrícola de Colombia es una fuente potencial de biomasa, existen varios materiales residuales como bagazo. La agricultura representa el 6.3 % del PIB de Colombia. En total, cada año se cultivan más de 200 cultivos diferentes utilizando alrededor de 4.4 millones de hectáreas para producir más de 49 millones de toneladas de productos agrícolas. 13 cultivos representan más del 90 % de la producción agrícola, donde la caña de azúcar es el de mayor participación con un 49 % de la producción, le sigue el plátano (7 %), papa (6 %), arroz (6 %), yuca (4 %), banano (4 %), maíz (3 %), palma de aceite (3 %), caña panelera (2 %), cítricos (2 %), café (2 %), piña (1 %), y tomate (2 %). Estos cultivos ocupan el 82 % de la superficie agrícola (18). Según reportes de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), se reportan 29 millones de toneladas/año de biomasa residual, con un potencial energético de 12 MWh/año (92). Por lo tanto, la agricultura juega un papel importante en la transición hacia la energía limpia, el uso de residuos de cultivos o cultivos energéticos dedicados podría respaldar una cantidad significativa de producción de energía renovable en el país (18).

Al respecto, reconociendo la importancia de la biomasa, el Ministerio de Minas y Energía (MME) y sus organismos afiliados han adoptado varias políticas y programas en el último tiempo destinados a fomentar el despliegue de tecnologías de bioenergía. Los ejemplos incluyen mezclas obligatorias para bioetanol y biodiesel (Leyes 788 de 2002 y 939 de 2004 y Decreto 4892 de 2011), lineamientos de política para la promoción de la producción de biocombustibles (Conpes 3510 de 2008) y programas de promoción del uso eficiente y racional de la energía y energías alternativas (Ley 697 de 2001, Resolución 180919 de 2010, Ley 1715 de 2014). Además, en el 2018, la comisión de regulación de energía y gas (CREG) radicó la resolución 30 de 2018, la cual establece las reglas para la libre comercialización de energía eléctrica, a partir, por ejemplo, de procesos de autogeneración. Este apoyo a la bioenergía ha sido impulsado por la lógica del gobierno de generar empleo rural, mejorar el desarrollo rural, diversificar la cartera energética, reducir las emisiones de carbono en el sector del transporte y disminuir la dependencia del petróleo (93).

Como se mencionó en el contexto internacional, los procesos de generación de bioenergía pueden aportar de gran manera en el logro de emisiones negativas de CO₂, cuando se

acoplan con tecnologías de captura de CO₂ (CCS), configuración que se conoce como tecnologías BECCS (bioenergía con captura y almacenamiento de carbono). En Colombia, los estudios en este campo son incipientes, contabilizando a la fecha 2 publicaciones relacionadas con la temática (ver tabla 1), por lo tanto, existe una oportunidad de aportar al conocimiento y desarrollo de soluciones enfocadas dentro de este campo.

Tabla 1. Estudios relacionados con BECCS (bioenergía con captura y almacenamiento de CO₂) a nivel nacional.

Ref.	Tipo de cultivo	Procedencia CO ₂	Tecnología CCS	Comentarios
				- Valores teóricos.
(94)	Caña de azúcar	Fermentación	Absorción	- Uso en proceso de Enhance Oil Recovery en conjunto con otras fuentes de CO ₂ (industrias cemento, acero, etc.)
(95)	Caña de azúcar, Palma de aceite, Residuos agricultura y forestales	Fermentación, cogeneración,	No indicado	- Estudio de escenarios donde se expone el potencial de remoción de CO ₂ con BECCS de todos los residuos en conjunto

Por otro lado, en lo que respecta al desarrollo de biorrefinerías impulsadas por energía a nivel nacional, se observa una actividad creciente en investigación experimental y uso de herramientas computacionales en los últimos 5 años, para evaluar el potencial técnico, económico y ambiental del uso de cultivos y residuos agrícolas bajo este esquema de producción. Dicho comportamiento, se encuentra alineado con la intensidad de investigación a nivel mundial, tal como se puede apreciar en la figura 8.

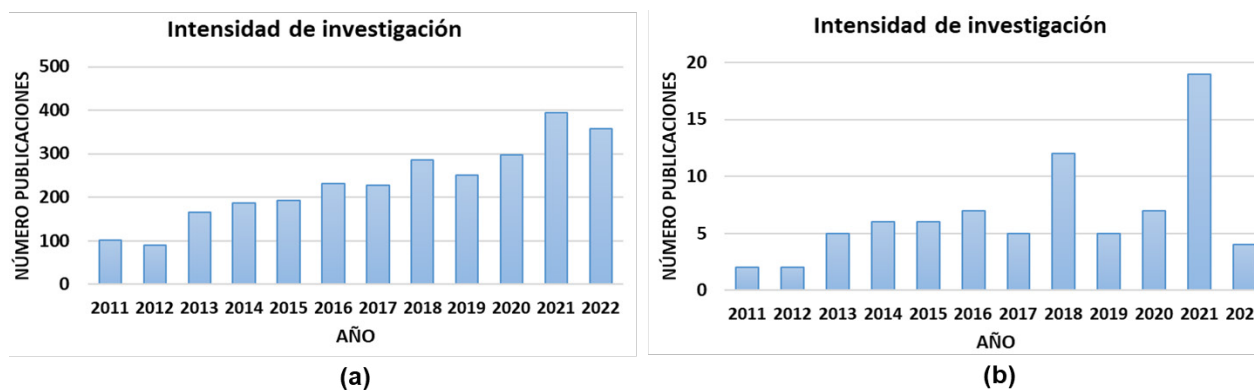


Figura 8a-b. Intensidad de investigación en la temática biorrefinería impulsadas por energía en los últimos 11 años. (a) mundial.

La tabla 2 muestra la distribución de publicaciones por región y departamento a nivel nacional asociadas a la temática biorrefinería impulsadas por energía, donde se aprecia un amplio dominio de la región eje cafetero y una muy baja producción en la región pacífica. Por otro lado, desde el punto de vista del tipo de cultivo más estudiado, se observa en la tabla 3 que los más estudiados son la palma de aceite y la caña de azúcar, lo cual guarda relación con el sistema de producción de bioetanol (caña de azúcar) y biodiesel (palma de aceite) como biocombustibles de 1^{era} generación que tiene implementado el país. Cabe resaltar, que gran parte de las publicaciones se relacionan con la producción

de biocombustibles de 2^{da} generación (a partir de residuos de los cultivos), así como de moléculas/productos de interés para la industria química.

Dentro de los cultivos estudiados, la caña de azúcar es el único que hoy en día se encuentra establecido en la configuración de biorrefinería. Lo anterior, debido a que produce azúcar, bioetanol (biocombustible), energía eléctrica/térmica (consumo interno y venta Sistema Interconectado Nacional), y fertilizante orgánico-minerales. Para ello, el sector azucarero está conformado por 15 plantas procesadoras de caña (15 son cogeneradoras de energía, 8 producen solo azúcar, 6 fabrican azúcar y etanol, 1 produce solo etanol) que transformaron en 2021 más de 175.000 ha (127 ton de caña/ha) distribuidas en el Valle geográfico del río Cauca (conformado por los departamentos del Valle del Cauca, Cauca, Risaralda, Caldas, Quindío y Meta) (96-97-98).

Tabla 2. Distribución de publicaciones relacionados con biorrefinería impulsada por energía a nivel nacional por región y departamento (Fuente: elaboración propia).

Región	Departamento	N° Publicaciones
Región Caribe	Bolívar	12
Región Eje Cafetero	Antioquia	4
	Caldas	47
Región Pacífico	Nariño	2
	Valle del Cauca	1
Región Centro Oriente	Cundinamarca	1
	Santander	11
	Bogotá	2
Total		80

Tabla 3. Top 5 de cultivos más investigados en configuración de biorrefinería a nivel nacional (Fuente: elaboración propia).

Tipo de cultivo/residuo	N° Publicaciones
Palma de aceite y residuos	14
Caña de azúcar y residuos	10
Café y residuos	9
Banano/plátano y sus residuos	9
Microalga	9

De acuerdo con lo expuesto, 6 plantas pueden ser tomadas como unidad de análisis para abordar el potencial real de captura y almacenamiento de CO₂ (CCS) de la biorrefinería impulsada por energía de caña de azúcar. A continuación, se expone en detalle los módulos asociados a la producción de bioenergía:

Producción de bioetanol

Cerca de 85 % de la caña que se muele en Colombia se utiliza para hacer azúcar y alcohol carburante (bioetanol), como parte de un proceso dual y sucesivo. En términos equivalentes, aproximadamente 20 % de la caña se destina a la producción de alcohol (99). Lo anterior, con el propósito de no poner en riesgo la producción de alimento para consumo humano.

El esquema de producción de etanol directamente a partir de la caña de azúcar (bioetanol 1^{era} Generación) se muestra en la Ref. (58). En este, la caña de azúcar se cosecha y se muele. El jugo (rico en azúcares) se acondiciona para hacerlo más atacable por los microorganismos durante la fermentación. Del caldo fermentado se debe separar la biomasa celular, para luego realizar la separación del etanol (destilación) y su posterior deshidratación mediante diferentes operaciones unitarias obteniendo etanol anhidro. Este proceso también puede utilizar melaza de caña, así como otras corrientes derivadas del proceso de obtención de azúcar en los ingenios azucareros. El rendimiento estequiométrico teórico para este proceso es de 0.511 g de etanol y 0.489 g de CO₂, por 1 g de glucosa metabolizada. Considerando la levadura *Saccharomyces cerevisiae*, se ha observado que los niveles experimentales e industriales alcanzan entre el 87 % y el 95 % del rendimiento teórico (100).

Los subproductos del proceso de producción de bioetanol de forma industrial incluyen aguas residuales, vinaza y CO₂. Mientras que, las aguas residuales se tratan a través de cuencas aireadas superficialmente (lagunas) antes de su liberación, el CO₂ se ventila a la atmósfera. Por su parte, la vinaza se concentra eliminando el agua, la levadura y la materia orgánica, que luego se recirculan al reactor de fermentación de bioetanol (93). De acuerdo con Yáñez et al. (94), el estimado teórico de CO₂ generado en la producción de bioetanol en planta a nivel nacional corresponde a 333060 ton CO₂/año. Dicha estimación se realizó con base en un factor de emisión de 0.968 tCO₂ por tonelada de etanol anhidro producido, la producción anual de etanol (397 millones de litros) y un factor de capacidad del 56 %.

Este valor de CO₂, podría cambiar dependiendo de la materialización de las propuestas en materia de investigación postuladas para producir bioetanol de 2^{da} generación a partir de algunos residuos de la caña de azúcar, así como de subproductos del proceso, o hacer más eficiente la producción de bioetanol de 1^{era} generación. Esto permitiría articular nuevos módulos de proceso a la configuración de biorrefinería actual.

Así, la producción de este biocombustible en el país viene impulsada desde el 2004 por el mandato de mezcla de bioetanol (Decreto 4892, Leyes 788 y 939), como respuesta a las preocupaciones de seguridad energética y la ambición de reducir las emisiones en el sector del transporte. Este mandato definió la mezcla de 10 % de bioetanol por volumen (E10) para ser utilizado en combustible de gasolina para el transporte por carretera. El mandato está regulado por el Ministerio de Minas y Energía y va acompañado de incentivos fiscales para la venta de bioetanol y la importación de maquinaria de proceso (93). De manera complementaria, la Resolución 40177 del 2020 (101), definió al bioetanol como energético de baja emisión ubicándolo entre las opciones de combustible menos contaminante. Así mismo, la participación de este biocombustible en el proceso de la transición energética del país se relaciona con el Plan Energético Nacional 2020-2050 (102), que incluye al sector en el escenario de modernización, así como con el Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional de Energía (PAI-Proure) 2021-2030 (103), que define la hoja de ruta para el uso de biocombustibles en el sector transporte. Con las propuestas vigentes, se busca reducir el consumo de energía del sector transporte (al 2019 representó el 41 % de la energía del país) y la dependencia de los combustibles fósiles (el 96 % de la energía se

concentra en este tipo de combustible) al 2050, impactando en el aporte de GEI de este sector (en 2018 represento el 38.6 % de GEI emitidos por el sector energético).

En cifras, el bioetanol es el biocombustible más consumido en todo el mundo (representa el 71.3 % del mercado de biocombustibles) (104), y se proyecta que el tamaño del mercado crezca de USD 33.7 mil millones en 2020 a USD 64.8 mil millones para 2025, a una tasa de crecimiento anual compuesto (CAGR) del 14.0 %, de 2020 a 2025 atribuido al uso obligatorio de mezclas de combustible de bioetanol en varios países para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y aumentar la eficiencia de combustible de los vehículos (105). En Colombia, se espera ampliar la producción de este biocombustible una vez se dé claridad a los precios y condiciones de mercado (entre ellos la importación desde Estados Unidos) (96).

Cogeneración de energía (producción de electricidad y energía térmica)

El residuo más importante derivado del procesamiento de la caña de azúcar es el bagazo y en la actualidad las plantas de procesamiento generan entre 6-7 millones de toneladas al año (106). El 85 % de este bagazo es usado principalmente para la cogeneración de energía en los mismos ingenios y el 15 % restante se utiliza para la industria papelera. Los ingenios azucareros cogeneran para cubrir sus necesidades de energía eléctrica y vender el excedente al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Esta bioelectricidad, se produce principalmente en la estación seca, complementando la electricidad de la energía hidroeléctrica y, por lo tanto, reduciendo el uso de generación de energía con derivados del petróleo en el margen (100-106). De acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía (2021), la cogeneración a partir de bagazo de caña representa el 0.8 % de la matriz energética nacional (89), donde para el sector industrial representa el 20 % (103). En 2021 la capacidad instalada de cogeneración permitió alcanzar 336.2 MW, de los cuales 156.7 MW se destinaron a la colocación de excedentes de energía en el mercado. Para 2024, la expectativa es que entren en operación otros proyectos de ampliación de capacidad de cogeneración que lleven la capacidad total a 392.4 MW, es decir, un incremento de 17 % frente a la capacidad de 2021 (96). Lo anterior, impulsado por las políticas nacionales en materia de energía renovable de fuentes no convencionales (FRNC), con las cuales se busca lograr una participación del 10-20 % en la matriz energética al 2050 (102).

En Colombia, la cogeneración ha venido estimulándose desde la expedición de la Ley 788 de 2002, donde se crea una exención a la renta generada por la venta de energía proveniente de biomasa. En el tiempo este marco legal se ha ido ajustando, por ejemplo, el 16 de julio de 2008, entró en vigor la Ley 1215, mediante la cual se exige a los cogeneradores de pagar la contribución del 20 % sobre la energía que generen para su consumo. Continuando con el avance, la resolución CREG 005 de febrero de 2010 reglamenta a la cogeneración, diferenciándola de otros tipos de generación, lo que permitió generar estímulos y condiciones particulares para el desarrollo de la cogeneración. Con la sanción de la Ley 1715 de 2014 por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, se generan unas condiciones mínimas de estímulo para la inversión en este tipo de energía (107). Finalmente, la recientemente expedida Ley 2099 del 2021 o Ley de Transición Energética, fortalece el marco para la generación de energía a partir de biomasa (108), dentro de la cual se inscribe la cogeneración. Además, el Plan Energético Nacional 2020-2050 (102) reconoce la bioenergía como un elemento en la transición energética del país. Por lo tanto, es de esperarse que las expectativas del sector azucarero al 2024 en materia de cogeneración se puedan materializar.

La cogeneración es un procedimiento mediante el cual se produce de forma simultánea energía eléctrica, mecánica y térmica. En este sentido, se utiliza la energía en forma de calor producida por el bagazo para generar vapor y luego mediante el uso de turbogeneradores se produce la energía eléctrica, tal como se muestra en la Ref. (58). Sin embargo, el bagazo de la molienda (a una humedad = 33 % p/p) alimenta el sistema de cogeneración para suministrar calor al proceso. La combustión se realiza con un exceso de aire de 50 %. Este exceso de aire aumenta la eficiencia energética al aumentar la temperatura de los gases de combustión. El calor obtenido se utiliza principalmente para la producción de vapor a alta presión (HPS, siglas en inglés) sobrecalentado a 30 bar. En una segunda etapa se produce vapor a baja presión (LPS, siglas en inglés) saturado a 3 bar. La temperatura caliente de los gases de combustión residuales seca parcialmente el bagazo húmedo y precalienta el aire fresco de combustión hacia la caldera. La integración energética minimiza el consumo de energía en la planta, aumentando la producción de energía. El HPS impulsa una turbina de vapor de generación de energía, mientras que el LPS calienta los rehedidores de destilación de etanol. El gas de combustión final está a la temperatura adecuada para su liberación a la atmósfera que es la práctica común por la industria (58). Lo anterior, debido a que la cogeneración a partir del bagazo de caña es un caso particular en cuanto a la contabilización de externalidades, pues a pesar de que la combustión de biomasa genera CO₂, éste es considerado como parte del ciclo natural del carbono en la tierra. Las plantas toman CO₂ del aire para crecer y luego lo devuelven al aire cuando son quemadas, de manera que no generan un aumento neto de CO₂ (109). Por lo tanto, se presenta una gran oportunidad de evaluar el potencial de captura de CO₂ de este proceso a nivel nacional (caso BECCS) para lograr emisiones negativas de CO₂. Lo anterior, bien sea a través de un módulo de captura de CO₂ posterior a la cogeneración de energía (post-combustión) o antes/durante el proceso de cogeneración de energía (pre-combustión u oxi-combustión).

Vale la pena señalar que la cantidad de CO₂ emitida actualmente, por los procesos de cogeneración del bagazo de caña de azúcar, se incrementará a futuro producto de los proyectos de ampliación de capacidad de cogeneración en curso por parte del sector (106). También, es necesario mencionar que existe una moderada actividad de investigación a nivel nacional en este campo desde los procesos de gasificación y combustión, enfocadas en lograr una mayor eficiencia en el aprovechamiento de los residuos de la caña de azúcar para producir bioenergía.

Respecto a la oportunidad detectada, en Colombia, se han investigado diferentes tecnologías de captura de CO₂ a escala de laboratorio para fuentes puntuales de emisión industrial provenientes de la generación de energía. La tabla 4 muestra la distribución de publicaciones por región.

Se puede observar que la investigación se ha orientado principalmente a la tecnología de adsorción, lo cual puede ser atribuido a la facilidad en la síntesis del material adsorbente, la gran variedad de estos, y a la baja complejidad en el montaje experimental para la prueba de adsorción de CO₂ en laboratorio. Sin embargo, varios de los materiales propuestos en este campo no son viables para su escalamiento para su uso a nivel de industria, como, por ejemplo, para las emisiones de CO₂ de la biorrefinería de caña de azúcar. Entre tanto, de la tabla 4 se aprecia que la región que ha investigado más en esta temática es la Centro-Oriente, involucrando un mayor número de grupos de investigación. Finalmente, la región Caribe y la Pacífico cada una tiene su propia apuesta de investigación con 1 grupo de investigación. Cabe resaltar, que ninguna de las propuestas ha sido probada o simulada en gases resultantes de la producción de bioenergía.

Tabla 4. Número de publicaciones relacionadas a la temática captura de CO₂ (CCS) para fuentes puntuales de emisión industrial provenientes de la generación de energía a nivel nacional por región y departamento (Fuente: elaboración propia)

Región	Departamento	Grupo de Inv.	Tecnología CCS	N° Publicaciones
Centro-Oriente	Bogotá	5	Adsorción	39
	Cundinamarca	1	Absorción	2
			Absorción y Tamiz	1
	Santander	2	Adsorción	7
	Boyacá	1	Absorción	4
Eje Cafetero		3	Adsorción	9
			Absorción	2
	Antioquia	1	Absorción u Oxi-combustión	1
		1	Oxi-combustión	1
	Caldas	1	Absorción o Destilación	1
	Risaralda	1	Adsorción	1
Caribe	Bolívar	1	Separación por membranas	4
Pacifico	Valle del Cauca - Cali	1	Procesos con transportadores sólidos de oxígeno (CLP)	9

Por otro lado, en lo que respecta a los transportadores de oxígeno (OC), las investigaciones del grupo se han enfocado en el desarrollo de OC low-cost basados en minerales locales de manganeso, hierro y cobre. En este sentido, se cuenta con experiencia en el acondicionamiento de este tipo de materiales, la cual es vital para el desarrollo de OC's a partir de subproductos industriales, como, por ejemplo, los de la industria de la producción del hierro y acero. Cabe resaltar, que esto representa una oportunidad importante dentro del marco de la economía circular del país, teniendo presente que el sector de producción de hierro y acero a nivel nacional presenta dificultades en el cierre de ciclos de varios subproductos (CONPES 3934), tales como las escorias (en 2018 se produjeron ~296099 toneladas) y la cascarilla de laminación o calamina (se producen 20 kg por cada tonelada de acero), las cuales como se mencionó en párrafos anteriores a nivel internacional se han empleado como OC (110).

Así, es de conocimiento un único trabajo nacional a nivel de simulación, enfocado en el uso del CO₂ generado en una biorrefinería de caña de azúcar (fermentación y cogeneración) para cultivar microalgas con el propósito de obtener biocombustibles de 2^{da} y 3^{ra} generación (98). Sin embargo, el estudio hace uso de una fracción del CO₂ generado (limitado por el proceso propio del cultivo de microalgas) y el resto es emitido al ambiente,

por lo que no se consideraría una captura completa de CO₂. De igual forma, se indica que la tecnología de captura de CO₂ propuesta en la simulación corresponde a la de absorción.

Conclusiones

Del análisis de la información internacional, se observa el potencial y la pertinencia del uso de tecnologías BECCS en el logro de los objetivos medioambientales a nivel mundial para la reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Es por esto, que las tecnologías BECCS se incluyen dentro del abanico de estrategias promovidas por políticas medioambientales de los principales países desarrollados.

La tecnología de captura de CO₂ proveniente de procesos térmicos como los que se efectúan en la industria de hidrocarburos se consideran una tecnología madura (adsorción por aminas), que podría ser aplicada en conjunto con tecnologías de generación de bioenergía. Sin embargo, presenta inconvenientes importantes para su implementación en la combustión de biomasa, donde se destaca un aumento crítico en el uso del agua, toxicidad de los residuos y degradación de los solventes. Es por esto, que las tecnologías de segunda generación para captura de CO₂ en la cogeneración de energía a partir de biomasa (bioelectricidad y/o calor), como lo son los procesos con transportadores sólidos de oxígeno (*Chemical Looping Process*, CLP) han comenzado a ganar fuerza en el ámbito académico.

Desde el punto de vista de la implementación, se destaca el hecho, de que antes del despliegue de tecnologías BECCS a escala país, conviene realizar diferentes evaluaciones/ simulaciones de carácter técnico-económicas en agroempresas de gran tamaño que puedan ser objeto de altas eficiencias de BECCS (alcanzar reducciones profundas de CO₂ atmosférico), tal es el caso de las biorrefinerías impulsadas por energía que juegan un papel vital en la descarbonización de la matriz energética, como lo son las biorrefinerías vinculadas a la caña de azúcar.

La implementación de tecnologías BECCS en biorrefinerías vinculadas a la caña de azúcar, resalta su novedad en la estimación teórica y experimental del potencial de captura de CO₂ generado mediante CLP bajo parámetros de planta en configuración de pre-combustión y/o post-combustión. Además, dentro del marco de la economía circular se destaca la oportunidad de desarrollar transportadores de oxígeno *low-cost*, a partir de subproductos de la industria de producción de hierro y acero.

A nivel nacional, el marco político orientado al almacenamiento de CO₂ capturado desde fuentes de emisión es relativamente nuevo, por lo que las investigaciones teóricas-experimentales en este campo a nivel nacional por parte de las instituciones académicas que puedan nutrir los planes u hoja de ruta tecnológicas por parte de los organismos de control/ejecución medioambiental son escasas. De ahí, que se rescata la oportunidad de generar conocimiento en torno al comportamiento de los diferentes esquemas de biorrefinerías impulsados por energía a nivel local, acopladas con tecnologías de captura de CO₂ (BECCS), así como de las condiciones técnicas para la disposición segura de este mediante el almacenamiento en los diferentes yacimientos geológicos disponibles.

Referencias

1. U.S. Environmental Protection Agency, Global Green House Gas Emissions Data. Disponible en: , <https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-emissions-data> [consultado el 1/11/2023]

2. Irfan U, Zarracina J. Antarctica has lost 2.71 trillion tons of ice. Here is what that looks like. Vox 2018. Disponible en: <https://www.vox.com/science-and-health/2018/6/28/17475342/Antarctica-ice-melt-thaw-climate-clonge-sea-level> [consultado el 1/11/2023]
3. CO₂ and Ocean Acidification: Causes, Impacts, Solutions. 2019. Disponible en: <https://www.ucsusa.org/resources/co2-and-ocean-acidification#:~:text= affects%20marine%20 life-,Ocean%20acidification%20affects%20marine%20life,survival%20of%20many%20 marine%20species> [consultado el 1/11/2023]
4. UN Emissions Gap Report 2019 (November 2019), by UN Environment Programme (UNEP), <https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/30797/EGR2019.pdf> [consultado el 17/10-2023]
5. The Production Gap Report 2020, by UN Environment Programme (UNEP), Stockholm Environment Institute (SEI), International Institute for Sustainable Development (IISD), Overseas Development Institute (ODI), and E3G, https://productiongap.org/wp-content/uploads/2020/12/PGR2020_FullRprt_web.pdf [consultado el 7/11/2023]
6. IPCC Special Report 2018- Global Warming of 1.5 °C. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2022/06/SPM_version_report_LR.pdf [consultado el 20/10/2023]
7. Turgut M. Gür. Carbon Dioxide Emissions, Capture, Storage and Utilization: Review of Materials, Processes and Technologies. Progress in Energy and Combustion Science 2022; 89: 100965.
8. Gibbins J, Chalmers H. Carbon capture and storage. Energy Pol., 2008; 36(12): 4317-4322
9. Wang Y, Zhao L, A. Otto, M. Robinius, D. Stolten. A review of post-combustion CO₂ capture technologies from coal-fired power plants. Energy Proc., 114 (2017), pp. 650-665.
10. Raza A, Gholami R, Rezaee R, V. Rasouli, M. Rabiei. Significant aspects of carbon capture and storage – a review. Petroleum, 2019; 5(4): 335-340
11. Technical Summary of Bioenergy Carbon Capture and Storage (BECCS). Carbon Sequestration Leadership Forum (2018). https://www.cslforum.org/cslf/sites/default/files/documents/Publications/BECCS_Task_Force_Report_2018-04-04.pdf [consultada el 4/11/2023]
12. Barlet-Gouédard V, Rimmelé G, Goffé B, Porcherie, Science G, T.-R. IFP. Well technologies for CO₂. Geological Storage: CO₂-Resistant Cement, 2007; 62(3):325-334
13. van Vuuren DP, Deetman S, van Vliet J, van den Berg M, van Ruijven BJ, Koelbl B. The role of negative CO₂ emissions for reaching 2 °C-insights from integrated assessment modelling. Clim. Change, 2013; 118: 15-27
14. Shahbaz M, AlNouss A, Ghat I, Mckay G, Mackey H, Elkhalfifa S, Al-Ansari T. A comprehensive review of biomass based thermochemical conversion technologies integrated with CO₂ capture and utilization within BECCS networks. Resources, Conservation and Recycling 2021; 173: 105734
15. Turning Circle: How bioenergy can supercharge Australia's circular economy. <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2022/06/Turning-Circle-report.pdf> [consultada el 6/07/2023).
16. Kemper J. Biomass and carbon dioxide capture and storage: a review. Int J Greenh Gas Control, 2015; 40: 401-430.
17. IEA Bioenergy, Task 42. Biorefineries: Adding Value to the Sustainable Utilisation of Biomass (2009). Tomado de <https://www.ieabioenergy.com/blog/publications/biorefineries-adding-value-to-the-sustainable-utilisation-of-biomass/>
18. Sagastume Gutiérrez A, Cabello Eras JJ, Hens L, Vandecasteele C. The energy potential of agriculture, agroindustrial, livestock, and slaughterhouse biomass wastes through direct combustion and anaerobic digestion. The case of Colombia. Journal of Cleaner Production 2020; 269: 122317

19. Socolow R., Desmond M, Aines R, Blackstock J., Bolland O., Kaarsberg T., Lewis N., Mazzotti M., Pfeffer A., Sawyer K., Siirola J., Smit B., Wilcox J. Direct air capture of CO₂ with chemicals: a technology assessment for the APS panel on public affairs. American Physical Society Report (1/06/2011). Disponible en: <https://www.aps.org/policy/reports/assessments/upload/dac2011.pdf> [consultado el 1/11/2023]
20. Global Monitoring Laboratory, Earth Systems Research Laboratories, U.S. Department of Commerce, National Oceanic & Atmospheric Administration, <https://gml.noaa.gov/ccgg/trends/gr.html> [consultado el 8/11/2023]
21. Rogelj J, Knutti R. Geosciences after Paris. *Nature Geosci* 2016; 9: 187–189
22. IPCC Special Report 2018- Global Warming of 1.5 °C, <https://www.ipcc.ch/sr15/>; https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/09/IPCC-Special-Report-1.5-SPM_es.pdf [consultado el 8/11/2023]
23. Global CO₂ emissions in 2019 (Feb. 11, 2020), International Energy Agency, <https://www.iea.org/articles/global-co2-emissions-in-2019> [consultado el 17/06/2023]
24. International Energy Outlook 2020 (IEO2020), U.S. Energy Information Administration, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a72d8abf-de08-4385-8711-b8a062d6124a/WEO2020.pdf> [consultado el 17/06/2023].
25. Friedlingstein P, O'Sullivan M, Jones MW, Andrew RM, Hauck J, Olsen A, et. al. Global carbon budget. *Earth Syst. Sci. Data*, 2020, 12, 3269-3340.
26. Carbon dioxide levels hit new record; covid impact 'a tiny blip', WMO says. UN News (Nov. 23, 2020). <https://news.un.org/en/story/2020/11/1078322> [consultado el 17/10/2023].
27. Global Energy Review CO₂ emissions. International Energy Agency (2021). <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021/co2-emissions> [consultado el 20/10/2022].
28. Carbis Bay G7 Summit Communique (2021), <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2021/06/13/carbis-bay-g7-summit-communique/> [consultado el 27/10/2023]
29. International Renewable Energy Agency (IRENA, 2019). Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050. https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Apr/IRENA_Global_Energy_Transformation_2019.pdf [consultado el 27/10/2022]
30. International Renewable Energy Agency (IRENA, 2021). Renewable capacity statistics 2021. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2021.pdf [consultado el 27/10/2022]
31. <https://www.iea.org/reports/renewable-power> (consultado el 03-07-2022).
32. Zhang J, Zhang X. 15 - the thermochemical conversion of biomass into biofuels, in: D. Verma, E. Fortunati, S. Jain, X. Zhang (Eds.), *Biomass, Biopolymer-Based Materials, and Bioenergy*, Woodhead Publishing 2019; 327-368. Doi: 10.1016/B978-0-08-102426-3.00015-1
33. Kumar Yadav K, Krishnan S, Gupta N, Prasad S, Amin MA, Cabral-Pinto MMS, et al. Review on Evaluation of Renewable Bioenergy Potential for Sustainable Development: Bright Future in Energy Practice in India. *ACS Sustainable Chem. Eng.* 2021; 48: 16007–16030.
34. Vijay, V., Chandra, R. and Subbarao, P.M.V. Biomass as a means of achieving rural energy self-sufficiency: a concept. *Built Environment Project and Asset Management*, 2022; 12(3): 382-400.
35. Gielen, D.; Boshell, F.; Saygin, D.; Bazilian, M. D.; Wagner, N.; Gorini, R. The Role of Renewable Energy in The Global Energy Transformation. *Energy Strategy Reviews* 2019; 24: 38–50.
36. Koytsoumpa EI, Magiri – Skouloudi D, Karellas S, Kakaras E. Bioenergy with carbon capture and utilization: A review on the potential deployment towards a European circular bioeconomy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021; 152: 111641.

37. IEA (2020). An Energy Sector Roadmap to Carbon Neutrality in China <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6689062e-43fc-40c8-9659-01cf96150318/Anenergysector-roadmaptocarbonneutralityinChina.pdf> [consultada el 3/11/2023]
38. Perlack RD, Eaton LM, A. F. Turhollow Jr, M. H. Langholtz, C. C. Brandt, M. E. Downing, R. L. Graham, L. L. Wright, J. M. Kavkewitz and A. M. Shamey, US billion-ton update: biomass supply for a bioenergy and bioproducts industry, Oak Ridge National Lab, Oak Ridge, TN, 2011 https://www1.eere.energy.gov/bioenergy/pdfs/billion_ton_update.pdf [consultada el 3/11/2023]
39. Azar C, Lindgren K, Larson E, Möllersten K. Carbon capture and storage from fossil fuels and biomass – costs and potential role in stabilizing the atmosphere. *Climatic Change*, 2006; 74(1): 47-79
40. Vaughan NE, Gough C, Mander S, Littleton EW, Welfle A, Gernaat DEHJ, van Vuuren DP. Evaluating the use of biomass energy with carbon capture and storage in low emission scenarios. *Environ. Res. Lett.*, 2018; 13(4): 044014
41. Bauer N, Calvin K, Emmerling J, Fricko O, Fujimori S, Hilaire J, et al. Shared socio-economic pathways of the energy sector-quantifying the narratives. *Global Environ. Change*, 2017; 42: 316-330
42. Masson-Delmotte V, Zhai P, Pörtner H-O, Roberts D, Skea J, Shukla PR, et al. Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the Impacts of Global Warming of 1.5°C above Pre-industrial Levels and Related Global Greenhouse Gas Emission Pathways, in the Context of Strengthening the Global Response to the Threat of Climate Change, Sustainable Development, and Efforts to Eradicate Poverty. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2018). https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2022/06/SR15_Full_Report_LR.pdf [consultada el 8/11/2023]
43. Fajardy M, Köberle A, Mac Dowell N, Fantuzzi A. BECCS deployment: a reality check. Imperial College London (2019). <https://www.imperial.ac.uk/media/imperial-college/grantham-institute/public/publications/briefing-papers/BECCS-deployment---a-reality-check.pdf> [consultado 5/11/2023]
44. Ritchie H, Roser M. CO₂ and Greenhouse Gas Emissions (2020). <https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions#citation> [consultado el 5/11/2023]
45. Fuss S, Lamb WF, Callaghan MW, Hilaire J, Creutzig F, Amann T, et al. Negative emissions - Part 2: Costs, potentials and side effects. *Environ. Res. Lett.* 2018; 13: 063002.
46. Abanades JC, Arias B, Lyngfelt A, Mattisson T, Wiley DE, Li H, et al. Emerging CO₂ capture systems. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 2015; 40: 126-166
47. Pour N, Webley PA, Cook PJ. Unities for application of BECCS in the Australian power sector. *Appl Energy*, 2018; 224: 615-635
48. Moreira J. R., Romeiro V., Fuss S., Kraxner F., Pacca S. A. BECCS potential in Brazil: Achieving negative emissions in ethanol and electricity production based on sugar cane bagasse and other residues. *Appl Energy*, 2016; 179: 55-63
49. Magnus R, Anders Lyngfelt, Øyvind Langørgen, Yngve Larring, Anders Brink, Sebastian Teir, Hallstein Havåg, Per Karmhagen. Negative CO₂ emissions with chemical-looping combustion of biomass – a nordic energy research flagship project. *Energy Proced*, 2017; 114: 6074-6082.
50. Kraxner F, Aoki K, Leduc S, Kindermann G, Fuss S, Yang J, Yamagata Y, Tak K-I, Obersteiner M. BECCS in South Korea-Analyzing the negative emissions potential of bioenergy as a mitigation tool. *Renew Energy*, 2014; 61: 102-108.
51. Schmidt J, Leduc S, Dotzauer E, Schmid E. Cost-effective policy instruments for greenhouse gas emission reduction and fossil fuel substitution through bioenergy production in Austria *Energy Policy*. 2011; 39: 3261-3280.
52. Sanchez DL, Nelson JH, Johnston J, Mileva A, Kammen DM. Biomass enables the transition to a carbon-negative power system across western North America. *Nat Clim Change*, 2015; 5: 230-234.

53. Yang Q, Zhou H, Bartocci P, Fantozzi F, Mašek O, Agblevor FA, Wei Z, Yang H, Chen H, Lu X, Chen G, Zheng C, Chris P. Nielsen & Michael B. McElroy. Prospective contributions of biomass pyrolysis to China's 2050 carbon reduction and renewable energy goals. *Nat Commun* 2021; 12: 1698.
54. Keller, M., Kaibe, K., Hatano, H., Otomo, J. Techno-economic evaluation of BECCS via chemical looping combustion of Japanese woody biomass. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2019; 83: 69-82.
55. de Freitas Dias Milão R, Carminati HB, de Queiroz F. Araújo O, de Medeiros JL. Thermodynamic, financial and resource assessments of a large-scale sugarcane-biorefinery: Prelude of full bioenergy carbon capture and storage scenario. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2019; 113: 109251.
56. Möllersten K, Yan J, Moreira JR. Potential market niches for biomass energy with CO₂ capture and storage: Opportunities for energy supply with negative CO₂ emissions. *Biomass Bioenergy*, 2003; 25: 273-285.
57. Tagomori IS, Carvalho FM, da Silva FTF, Paulo PR, Rochedo PRR, Szklo A, Schaeffer R. Designing an optimum carbon capture and transportation network by integrating ethanol distilleries with fossil-fuel processing plants in Brazil. *Int. J. Greenh. Gas Control*, 2018; 68: 112-127.
58. Carminati HB, de Freitas D. Milão R, de Medeiros JL, de Queiroz F. Araújo O. Bioenergy and full carbon dioxide sinking in sugarcane-biorefinery with post-combustion capture and storage: Techno-economic feasibility. *Applied Energy* 2019; 254:113633.
59. Neto S, Szklo A, Rochedo PRR. Calcium looping post-combustion CO₂ capture in sugarcane bagasse fuelled power plants. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2021; 110: 103401.
60. Kerr HR. Capture and separation technology gaps and priority research needs. D.C. Thomas, S.M. Benson (Eds.), *Carbon dioxide capture for storage in deep geologic formations- results from the CO₂ capture project*, Elsevier, Oxford, UK (2005). Doi: 10.1016/B978-008044570-0/50124-0
61. Fan LS, Zeng L, Wang W, Luo S. Chemical looping processes for CO₂ capture and carbonaceous fuel conversion - Prospect and opportunity. *Energy Environ Sci*, 2012; 5: 7254-7280
62. Bhave A, Taylor RHS, Fennell P, Livingston WR, Shah N, Dowell NM, et al. Screening and techno-economic assessment of biomass-based power generation with CCS technologies to meet 2050 CO₂ targets. *Appl Energy*, 2017; 190: 481-489
63. Zhao X, Zhou H, Sikarwar VS, Zhao M, Park A-H A, Fennell PS, et al.. Biomass-based chemical looping technologies: the good, the bad and the future. *Energy Environ. Sci.*, 2017; 10: 1885-1910.
64. Peña SE, Forero CR, Velasco FJ. Bibliometric study of the combustion of cane cutting waste (RAC) in the capture of carbon dioxide. *SN Appl. Sci.* 2022; 4: 139.
65. General Secretariat of the European Council EUCO 169/14. 2030 Climate and Energy framework. European Council conclusions. 2014. <https://www.consilium.europa.eu/media/24561/145397.pdf> (Consultado el 15-08-2023).
66. Qasim M, Ayoub M, Adibah Ghazali N, Aqsha A, Mariam Ameen. Recent Advances and Development of Various Oxygen Carriers for the Chemical Looping Combustion Process: A Review. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2021; 60: 8621-8641.
67. Alalwan HA, Alminshid AH. CO₂ capturing methods: Chemical looping combustion (CLC) as a promising technique. *Science of the Total Environment* 2021; 788: 147850.
68. Matzen, M., Pinkerton, J., Wang, X., Demirel, Y. Use of natural ores as oxygen carriers in chemical looping combustion: A review. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 65 (2017) 1-14.

69. Mhatre P, Panchal R, Singh A, Bibyan S. A systematic literature review on the circular economy initiatives in the European Union. *Sustainable Production and Consumption* 2021; 26: 187-202.
70. Idziak K, Czakiert T, Krzywanski J, Zylka A, Kozłowska M, Nowak W. Safety and environmental reasons for the use of Ni-, Co-, Cu-, Mn- and Fe-based oxygen carriers in CLC/CLOU applications: An overview. *Fuel* 2020; 268: 117245.
71. Calcium and Chemical Looping Technology for Power Generation and Carbon Dioxide (CO₂) Capture. Woodhead Publishing Series in Energy (2015). A. Lyngfelt. 11 - Oxygen carriers for chemical-looping combustion.
72. Ali M, Jha NK, Pal N, Keshavarz A, Hoteit H, Mohammad Sarmadivaleh. Recent advances in carbon dioxide geological storage, experimental procedures, influencing parameters, and future Outlook. *Earth-Science Reviews* 2022; 225: 103895
73. Cook, P, Causebrook, R, Gale, J, Michel, K, Watson, M. What have we learned from small-scale injection projects? *Energy Procedia* 2014; 63: 6129–6140.
74. Holloway S. Carbon dioxide capture and geological storage. *Philos. Trans. R. Soc. A Math. Phys. Eng. Sci.*, 2007; 365(1853): 1095-1107.
75. Matter JM, Stute M, Snæbjörnsdóttir SÓ, Oelkers EH, Gislason SR, Aradóttir ES, Sigfusson B, Gunnarsson I, Sigurdardóttir H, Gunnlaugsson E. Rapid carbon mineralization for permanent disposal of anthropogenic carbon dioxide emissions. *Science*, 2016; 352(6291): 1312-1314.
76. Iglauer S. CO₂-water-rock wettability: variability, influencing factors, and implications for CO₂ geostorage. *Acc. Chem. Res.*, 2017; 50(5): 1134-1142.
77. Tokunaga TK, Wan J. Capillary pressure and mineral wettability influences on reservoir CO₂ capacity. *Rev. Mineral. Geochem.*, 2013;77(1): 481-503.
78. Al-Khdheewi EA, Vialle S, Barifcani A, Sarmadivaleh M, Iglauer S. Impact of reservoir wettability and heterogeneity on CO₂-plume migration and trapping capacity. *Int. J. Greenhouse Gas Control*, 2017; 58: 142-158.
79. Al-Ansari S, Arif M, Wang S, Barifcani A, Lebedev M, Iglauer S. CO₂ geo-storage capacity enhancement via nanofluid priming. *Int. J. Greenhouse Gas Control*, 2017; 63: 20-25.
80. Jha NK, Ali M, Iglauer S, Lebedev M, Roshan H, Barifcani A, Sangwai JS, Sarmadivaleh M. Wettability alteration of quartz surface by low-salinity surfactant nanofluids at high-pressure and high-temperature conditions. *Energy Fuel*, 2019; 33(8): 7062-7068.
81. Ali M, Aftab A, Awan FUR, Akhondzadeh H, Keshavarz A, Saeedi A, Iglauer S, Sarmadivaleh M. CO₂-wettability reversal of cap-rock by alumina nanofluid: Implications for CO₂ geo-storage. *Fuel Process. Technol.*, 2021; 214: 106722
82. Ali M, Sahito MF, Jha NK, Arain ZU, Memon S, Keshavarz A, Iglauer S, Saeedi A, Sarmadivaleh M. Effect of nanofluid on CO₂-wettability reversal of sandstone formation; implications for CO₂ geo-storage. *J. Colloid Interface Sci.*, 2020; 559: 304-312.
83. IDEAM, Fundación Natura, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA. 2021. Tercer Informe Biental de Actualización de Colombia a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC). IDEAM, Fundación Natura, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA, FMAM. Bogotá D.C., Colombia.
84. Eckstein D, Künzel V, Schäfer L, Wings M. Global Climate Risk Index 2020. Germanwatch (2021). Tomado de: <https://www.germanwatch.org/en/cri>
85. El acuerdo de París así actuará Colombia frente al Cambio Climático (2016). Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Fundación Natura, World Wildlife Fund (WWF). https://wwflac.awsassets.panda.org/downloads/el_acuerdo_de_paris_asi_actuara_colombia_frente_al_cambio_climatico.pdf [consultado el 1/07/2023]
86. <https://www.cancilleria.gov.co/cambio-climatico-0> [consultado el 1/07/2023]

87. Actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia (NDC), 2020. <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/10/informe-actualizacion-contribucion-determinada-Colombia-ndc-2020.pdf> (Consultado el 01/07/2023).
88. Burck J, Uhlich T, Bals C, Höhne N, Nascimento L, Wong J, Tamblyn A, Reuther J. Climate Change Performance Index 2022. Tomado de: <https://ccpi.org/download/climate-change-performance-index-2022-2/>
89. Ministerio de Minas y Energía (2021). Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia. Tomado de: https://www.minenergia.gov.co/static/legado_transicion_energetica/src/document/TRANSICION%20ENERGETICA%20COLOMBIA%20BID-MINENERGIA-2403.pdf
90. http://www.upme.gov.co/normatividad/nacional/2014/ley_1715_2014.pdf
91. Arias-Gaviria J, Carvajal-Quintero SX, Arango-Aramburo S. Understanding dynamics and policy for renewable energy diffusion in Colombia Renew. Energy 2019; 139: 1111-1119
92. Obregon L, Valencia G, Duarte J. Study on the Applicability of Sustainable Development Policies in Electricity Generation Systems in Colombia. International Journal of Energy Economics and Policy, 2019; 9(6): 492-502
93. Gonzalez-Salazara MA, Venturinia M, Poganietz WR, Finkenrath M, Manoel Regis L.V. Leal. Combining an accelerated deployment of bioenergy and land use strategies: Review and insights for a post-conflict scenario in Colombia. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2017; 73: 159-177.
94. Yáñez E, Ramírez A, Núñez-López V, Castillo E, Faaij A. Exploring the potential of carbon capture and storage-enhanced oil recovery as a mitigation strategy in the Colombian oil industry. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2020; 94: 102938.
95. Younis A, Benders R, Delgado R, Lap T, Gonzalez-Salazar M, Cadena A, Faaij A. System analysis of the bio-based economy in Colombia: A bottom-up energy system model and scenario analysis. Biofuels, Bioproducts and Biorefining, 2021; 15(2): 481-501.
96. ASOCAÑA 2022. Informe Anual 2021-2022. Tomado de <http://www.asocana.org/modulos/documentos/17611.aspx>
97. Rivera-Cadavid L, Manyoma-Velásquez PC, Manotas-Duque DF. Supply Chain Optimization for Energy Cogeneration Using Sugarcane Crop Residues (SCR). Sustainability 2019; 11: 6565
98. Moncada J, Tamayo JA, Cardona CA. Integrating first, second, and third generation biorefineries: Incorporating microalgae into the sugarcane biorefinery. Chemical Engineering Sci. 2014; 118: 126-140
99. <https://sac.org.co/biodiesel-y-bioetanol-imprescindibles-en-la-transicion-energetica/> [consultada el 10/10/2023]
100. Dussán, K.J. et al. (2019). Sugarcane Biofuel Production in Colombia. In: Khan, M., Khan, I. (eds) Sugarcane Biofuels. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-18597-8_11 [consultada el 8/11/2023]
101. https://www.andi.com.co/Uploads/MinMinas-ResolucionConjunta-2020-N0040177_20200703.pdf [consultada el 10/10/2022]
102. Unidad de Planeación Minero Energética UPME (2020). Plan Energético Nacional 2020-2050. Tomado de: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Plan_Energetico_Nacional_2020_2050.pdf
103. Unidad de Planeación Minero Energética UPME (2022). Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional de Energía PAI-PROURE 2022-2030. Tomado de: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PROURE/Documento_PROURE_2022-2030_v4.pdf
104. <https://www.globenewswire.com/news-release/2022/01/19/2369236/0/en/Biofuels-Market-Size-to-Surpass-US-201-21-Billion-by-2030.html> [consultado el 15/08/2023]

105. [https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/bioethanol-mar-ket-131222570.html](https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/bioethanol-market-131222570.html) [consultado el 15/08/2023]
106. El bagazo de caña ayuda a la seguridad energética nacional. Revista Nacional de Agricultura N° 1016 · Julio 2021.
107. https://www.asocana.org/documentos/562017-BC7B477D-00FF00,000A000,878787_C3C3C3,0F0F0F,B4B4B4,FF00FF,2D2D2D.pdf [consultada el 14/10/2023]
108. <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/LEY%202099%20DEL%2010%20DE%20JULIO%20DE%202021.pdf> [consultada el 10/10/2023]
109. Becerra Quiroz AP. Evaluación de la sustentabilidad del aprovechamiento del bagazo de caña de azúcar en el Valle del Cauca Colombia a partir del Análisis de Ciclo Vida. Tesis de Maestría, Universidad Distrital Francisco José de Caldas. 2016
110. Universidad Industrial de Santander. Unidad de Planeación Minero Energética. Realizar un análisis del potencial de reutilización de minerales en Colombia y definir estrategias orientadas a fomentar su aprovechamiento por parte de la industria en el país bajo el enfoque de economía circular. Contrato Interadministrativo CI-049-2018. Entregable No. 3. Documento de Análisis Internacional. Bucaramanga, 2018. <http://www.andi.com.co/Uploads/Documento%20An%C3%A1lisis%20Nacional.pdf> [consultado el 6/07/2023]