Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. 2026
doi: https://doi.org/10.18257/raccefyn.4148

Artículo original

El cierre minero como aporte al reto de seguridad energética colombiana

Mine closure as an opportunity to solve the Colombian energy problem

Camilo Montes[1,*], Lianette Rada[1], Angela Cadena[2]

[1] Departamento de Ciencias Básicas, Universidad del Norte, Barranquilla, Colombia
[2] Departamento de Energía Eléctrica y Electrónica, Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia

Resumen

El cierre progresivo de grandes minas a cielo abierto, como el del Cerrejón en el 2034, exige resolver la financiación de pasivos ambientales que incluyen décadas de monitoreo, manejo hídrico, estabilidad de taludes e intervenciones para prevenir la combustión espontánea y la subsidencia. Una o varias plantas de ciclo ultra-supercrítico en el valle del Cesar-Ranchería que quemaran carbón colombiano e inyectaran el CO_2 resultante en reservorios profundos del Valle Inferior del Magdalena podrían proveer firmeza adicional al sistema eléctrico colombiano y le darían sustento financiero a la gerencia y el mantenimiento futuro de los pasivos ambientales causados por esa misma minería en décadas pasadas. La intensidad de carbono de las plantas de ciclo ultra-supercrítico es comparable o menor que las intensidades estimadas para el gas metano importado que actualmente respalda el sistema eléctrico nacional, y podrían llegar a ser mínimas si se inyectan y almacenan en reservorios profundos, como la Formación Ciénaga de Oro en el Valle Inferior del Magdalena, localizada solo a 30 km de zonas de minería actuales. Esta hoja de ruta conceptual articula la generación termoeléctrica a partir de carbón colombiano y tecnologías de alta eficiencia y bajas emisiones con el almacenamiento geológico de CO_2. Dicha integración permitiría adicionar firmeza energética, sostener el empleo y la infraestructura regional y generar un flujo estable de recursos para la gestión de pasivos ambientales.

Palabras clave: pasivos ambientales, carbón, emisiones, gas natural licuado (GNL), captura y almacenamiento de carbono, transición energética.

Abstract

The gradual closure of large open-pit mines, such as Cerrejón by 2034, poses an urgent need to secure financing for environmental obligations that will require decades of monitoring, water management, slope stabilization, and interventions to prevent spontaneous combustion and land subsidence. One or more ultra-supercritical power plants located in the Cesar–Ranchería Valley, fueled by Colombian coal and coupled with the injection of captured CO_2 into deep geological reservoirs in the Lower Magdalena Valley, could provide additional and reliable capacity to the Colombian electricity system while funding the long-term management and maintenance of environmental liabilities resulting from decades of mining activity. Carbon intensities from ultra-supercritical power plants are in line with, or lower than the estimated intensities associated with the imported methane gas currently used as backup for the national power system, and they could become minimal if the captured CO_2 is injected and permanently stored in deep formations such as the Ciénaga de Oro Formation in the Lower Magdalena Valley, located only 30 km from existing mining areas. This roadmap integrates thermoelectric power generation based on Colombian coal with high-efficiency, low-carbon intensity technologies, and geological CO_2 storage. Such an approach would help ensure energy reliability, sustain regional employment and infrastructure, and provide a stable source of funding for the management of environmental liabilities.

Keywords: Coal, enviromental obligations, emissions, liquid natural gas (LNG), carbon capture and storage, energy transition.

Citación: Montes C, et al. El cierre minero como aporte al reto de seguridad energética colombiana. Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. 2026 Oct 28. doi: https://doi.org/10.18257/raccefyn.4148

Editor: Germán Alonso Bayona Chaparro

***Correspondencia:**
Camilo Montes;
montes.camilo@gmail.com

Recibido: 2 de junio de 2026
Aceptado: 6 de agosto de 2026
Publicado en línea: 28 de octubre de 2026

Este artículo está bajo una licencia de Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-Compartir Igual 4.0 Internacional

Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. 2026
doi: https://doi.org/10.18257/raccefyn.4148

Introducción

Cada vez que hay un déficit de lluvias en Colombia, y mientras exportamos millones de toneladas de carbón térmico, nos acecha el fantasma del apagón. Este ciclo se repite cada vez que hay un fenómeno de El Niño (**Montes**, 2018). En los años secos importamos gas licuado porque, naturalmente, las represas bajan de nivel y es necesario respaldar la generación hidroeléctrica con plantas térmicas que queman combustibles importados, incluyendo gas. Así, resulta contradictorio importar gas metano mientras simultáneamente exportamos carbón, y más aun lo es quemar metano importado, cuya intensidad de carbono (**Howarth**, 2024) es comparable a la del mismo carbón colombiano (**Rada**, 2025). Así pues, importar gas no tiene ningún beneficio climático y sí repercusiones en los costos de la electricidad. Con base en principios de la economía circular (**Pavloudakis *et al.***, 2024), la operación de las minas de carbón colombiano ya existentes podría maximizarse para suministrar energía barata, abundante y confiable, lo que bien se sabe, es requisito del desarrollo (**Woodall**, 2011). Abandonar la minería de carbón sería un error estratégico muy costoso; en su lugar, los cierres mineros pueden constituir oportunidades de desarrollo (**Measham *et al.***, 2024).

En este breve artículo presentamos una hoja de ruta conceptual de la oportunidad que tiene el país para recobrar autonomía y firmeza energéticas incluso en escenarios de cambio climático mientras se garantiza la gerencia de los pasivos ambientales de la minería y se promueve el crecimiento económico del país, todo ello con bajas emisiones. Como parte de esta hoja de ruta, incluimos un cálculo detallado que compara las intensidades de carbono de la electricidad producida con gas importado con las del carbón colombiano, lo que contesta la pregunta de cuál de estos combustibles tiene menor intensidad de carbono. No es un estudio de factibilidad, ni tampoco un modelo financiero, es un borrador de hoja de ruta hacia el mantenimiento de obligaciones ambientales ya causadas sin sacrificar la soberanía energética. El estudio financiero o regulatorio está por fuera del alcance de este artículo, aunque debemos tener en cuenta que la autonomía energética de una nación es invaluable.

Primero, abordamos la necesidad de monitorear y mantener las áreas mineras a muy largo plazo, la cual no debería financiarse con los recursos del estado, sino con la venta de energía eléctrica a partir del carbón o de otros derivados como el hidrógeno azul. A continuación mostramos cómo las minas de carbón colombiano ya existentes podrían prolongar su vida útil, maximizando su utilidad como fuente energética, con un impacto climático comparable o menor que el del gas importado, mediante el uso de tecnologías modernas que ya existen en muchas partes del mundo. Por último, integramos el conocimiento del subsuelo del Valle Inferior del Magdalena para evidenciar que las formaciones geológicas que ya conocemos pueden ser un repositorio apropiado para las emisiones de futuras termoeléctricas. Esta ruta de economía circular aprovecha componentes geológicos y de infraestructura ya existentes o conocidos, aborda pasivos ambientales ya causados y, además, potencia un capital humano local que ya conoce el sector minero-energético. El país gana porque no solo se garantizan ingresos continuos para la gestión a largo plazo de los pasivos ambientales causados por décadas de minería, sino también la firmeza del sistema eléctrico colombiano, con bajas emisiones y la permanencia de la infraestructura y los empleos del sector carbonero.

Pasivos ambientales producto de la combustión espontánea

La mina del Cerrejón, una de las minas de carbón a cielo abierto más grandes del mundo termina su contrato en el 2034, año en que el carbón no minado, la infraestructura minera y la gerencia de las áreas donde hubo minería quedarían en manos del gobierno colombiano, ya sea para continuar las actividades mineras o para terminarlas definitivamente (**Cerrejón**, 2025). Además de todas las consideraciones de manejo hídrico, forestal, ambiental y social, las áreas de minería de carbón tienen una particularidad específica: los mantos, una vez expuestos a las condiciones atmosféricas, tienden a incendiarse espontáneamente.

Los mantos de carbón son cuerpos estratiformes con grandes extensiones laterales y en la cuenca del Cesar-Ranchería se encuentran inclinados (**Cardozo *et al.***, 2016). La oxidación a baja temperatura del carbón, junto con ciclos repetidos de mojado y secado, pueden generar puntos calientes en mantos expuestos en la superficie que eventualmente pueden iniciar combustión espontánea (**Lyman & Volkmer**, 2001). Estos incendios pueden propagarse a profundidades cada vez mayores, pues a medida que el manto se quema pierde casi todo su volumen, quitándole sustento mecánico a la secuencia suprayacente (**Figura 1**), lo que produce fracturas que permiten la entrada de oxígeno al sitio de combustión, que así continúa avanzando. Este fenómeno natural (piroforicidad) ha ocurrido en el pasado geológico en muchas cuencas con carbones del planeta (**Jones *et al.*,** 1984). En el Valle del Cesar-Ranchería también se ha documentado su ocurrencia natural hasta profundidades mayores a los 400 m bajo la superficie (**Quintero *et al.***, 2009), probablemente durante períodos particularmente secos en que se produce depresión del nivel freático, ya que el ciclo de combustión espontánea continúa hasta que el incendio subterráneo encuentra agua.

En el mundo existen casos bien documentados (**Song & Kuenzer**, 2014; **Stracher & Taylor**, 2004) del impacto ambiental de las malas prácticas en tajos abandonados. Un ejemplo particularmente atroz se produjo en los Apalaches, Estados Unidos (**Elick**, 2011, 2013; **Stracher *et al.***, 2006), donde tres mantos de antracita (con menos de 10 metros de espesor en su conjunto, pero altísimo poder calorífico), habían sido minados en galerías subterráneas y a cielo abierto desde 1842 hasta alrededor de 1935 (**Department of Environmental Protection - DEP**, 2026). Uno de los tajos abandonados (de apenas 23 m de ancho por 15 m de profundidad) se usó como botadero ilegal donde, además, se

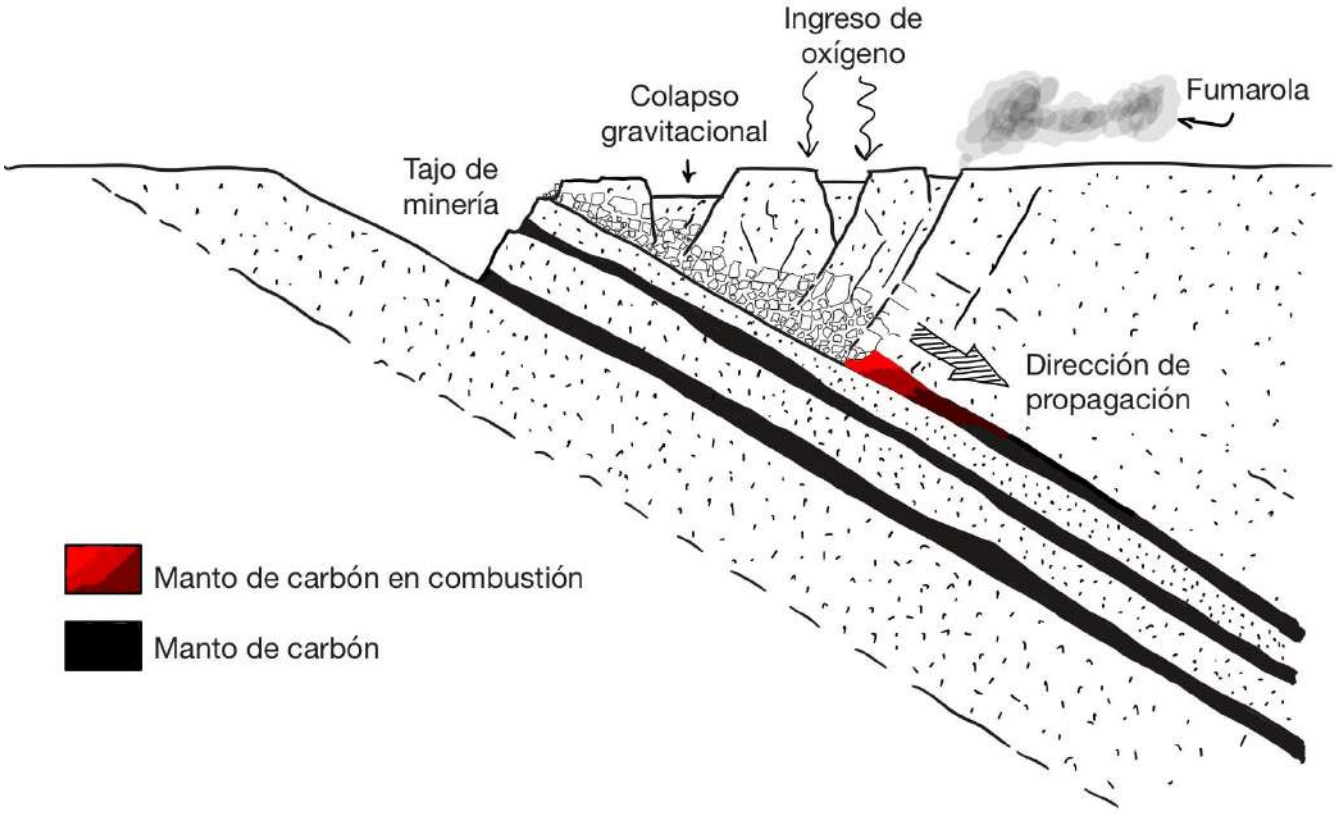


Figura 1. Corte geológico esquemático de una secuencia de mantos de carbón inclinada, con combustión espontánea de un manto. A medida que el manto se consume por combustión desde la superficie, la secuencia suprayacente sufre un colapso gravitacional que permite el ingreso de oxígeno y, en consecuencia, la propagación de la combustión en profundidad.

Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. 2026
doi: https://doi.org/10.18257/raccefyn.4148

quemaba basura para controlar la población de roedores. Como era de esperarse, en 1962 los mantos expuestos en el tajo abandonado entraron en combustión y el incendio se propagó lentamente por los mantos inclinados y las galerías subterráneas hacia profundidades cada vez mayores. En 1986 los problemas de subsidencia y las fumarolas tóxicas en la superficie obligaron al gobierno norteamericano a desviar carreteras y vías férreas, y a iniciar la compra de los terrenos para reubicar a los habitantes de pueblos como Centralia, situado aproximadamente a 1 km del tajo. Hoy en día los incendios continúan.

Condiciones como las descritas arriba, requieren la gestión de estos pasivos ambientales, que en el Valle del Cesar-Ranchería alcanzan docenas de tajos de producción con muchos kilómetros de mantos expuestos (**Figura 2**), mediante un plan de manejo a muy largo plazo. El costo de esta gestión no parece estar considerado en los planes de cierre minero (**Ricaurte *et al.***, 2019), o no se conocen, entre otras cosas porque no están publicados y muchas de las minas iniciaron operaciones antes de que la legislación minera requiriera dicho plan. Los decretos 00412 del 21 de febrero del 2021 y 0724 del 9 de julio de 2026 exigen dichos planes y obligan a las compañías a continuar con el monitoreo ambiental, aunque no queda claro cómo se aplicarían a contratos anteriores a su expedición. De cualquier manera, y sea quien sea que deba gestionar las acciones ya identificadas como prioritarias, la financiación de estos programas en el futuro no está clara. Algunas de las actividades identificadas incluyen: 1) manejo de aguas; 2) alternativas para las comunidades; 3) manejo de combustión espontánea, y 4) opciones de retrollenado (**Martin-Duque *et al.***, 2024). Hoy las compañías a cargo de los tajos planean, ejecutan y vigilan cuidadosamente estas actividades, pues afectan las operaciones y la viabilidad del negocio.

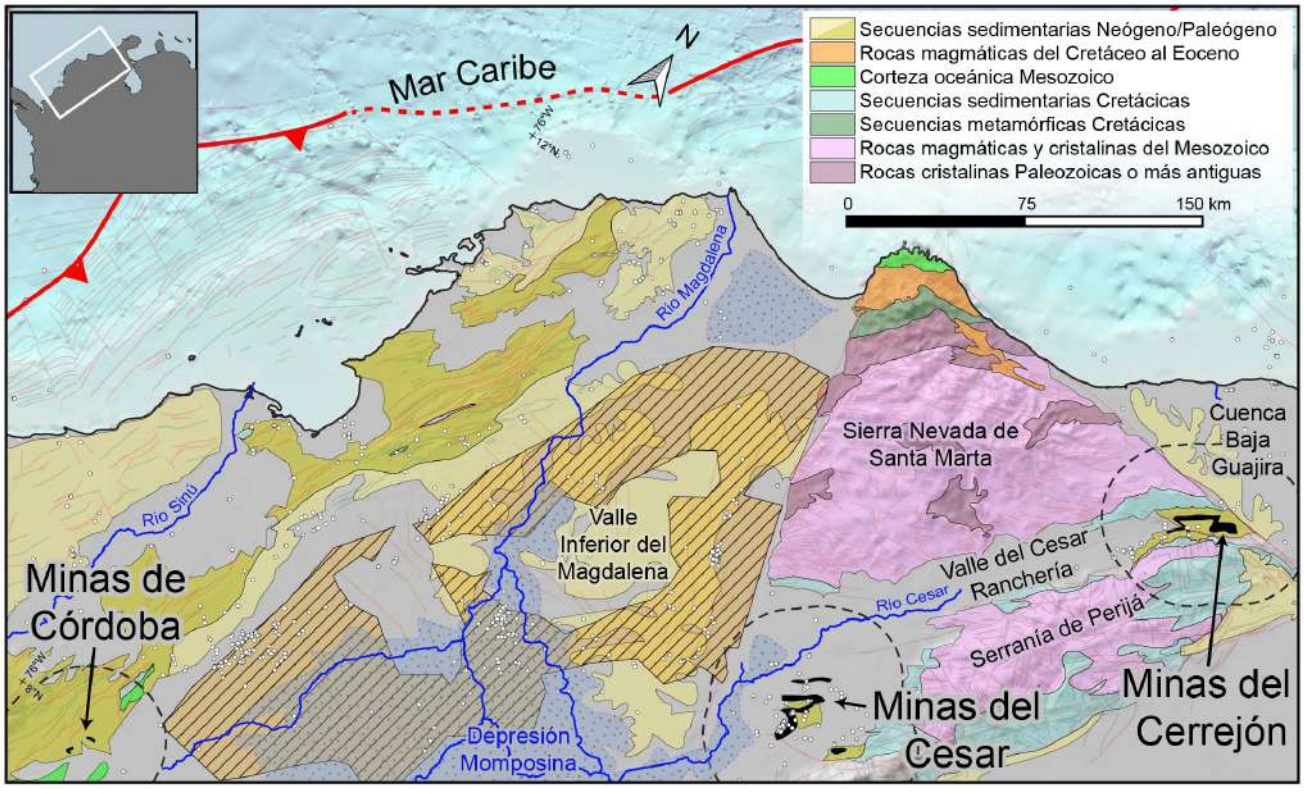


Figura 2. Mapa geológico del norte de Colombia (**Acosta-Beleño *et al.***, "en prensa"), con la distribución de la Formación Ciénaga de Oro en el subsuelo donde **García-Arévalo y Vargas** (2025) calcularon los sectores con presiones y profundidades aptas para la inyección y almacenamiento de CO_2 (área con patrón diagonal). Los polígonos negros muestran las áreas mineras actuales; las líneas negras punteadas muestran una distancia de 30 km alrededor de las minas; los puntos blancos representan pozos de la industria de hidrocarburos (**Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH**, 2026).

doi: https://doi.org/10.18257/raccefyn.4148

Claramente, los tajos de minería no pueden quedar abandonados y requieren un monitoreo a muy largo plazo, así como posibles intervenciones para evitar la aparición y propagación de puntos de combustión espontánea (**Song & Kuenzer,** 2014) y los problemas de estabilidad de taludes y manejo de aguas superficiales y subterráneas subsecuentes. La única excepción sería el caso en el que se haya removido la totalidad del carbón, por ejemplo si se minó un sinclinal con doble cabeceo, como parece ser el caso de la mina de la Jagua de Ibirico (Cesar), recientemente cerrada. En las minas de New Vaal, en Sudáfrica, se solucionaban problemas similares causados por la minería subterránea antigua extrayendo todo el carbón a cielo abierto para generación eléctrica y restaurando la superficie (**Laybourne & Watts**, 1990).

El carbón colombiano puede ser menos intenso en carbono que el gas importado

Es bien sabido que, a corto plazo (~20 años), el metano tiene un potencial de efecto invernadero más o menos 80 veces superior que el dióxido de carbono, o cerca de 28 veces superior en un horizonte de 100 años (**Forster *et al.***, 2021). El gas natural licuado (GNL) que actualmente importa la regasificadora de Cartagena es fundamentalmente metano, por lo que debe ser licuado a temperaturas de -162 °C para reducir su volumen cerca de 600 veces y transportarlo en buques especialmente acondicionados. Una vez llega a puerto, el metano es regasificado en una unidad flotante e inyectado en los gaseoductos nacionales para su distribución a clientes térmicos y, en las actuales circunstancias de escasez de la oferta nacional, a usuarios industriales, residenciales y vehiculares. Una buena parte del GNL comercializado en el mundo proviene de los Estados Unidos, que lo extrae de operaciones de gas pizarra que tuvieron un crecimiento marcado a partir del 2006 con el desarrollo de las técnicas de fracturación hidráulica (*fracking*) (**Engelder & Howarth**, 2011). En Colombia se ha adoptado una serie de reglamentaciones para la importación, comercialización y utilización del GNL, lo que ha permitido el desarrollo de infraestructuras de regasificación y su integración al sistema interconectado nacional.

Tradicionalmente, el GNL se ha conocido como un combustible de transición, menos intenso en carbono que el carbón. Sin embargo, una vez se hace un cálculo conservador de las emisiones fugitivas dentro de la cadena de extracción, producción y distribución, la intensidad de carbono del GNL es igual o mayor que la del carbón en escenarios tanto de corto como de largo plazo (**Howarth**, 2024). Dado el elevado potencial de efecto invernadero del metano, incluso mínimas fugas pueden tener grandes impactos en la intensidad de carbono de este combustible; dichas fugas son notoriamente difíciles de monitorear y rutinariamente se habían subestimado al calcular su potencial a partir de observaciones directas de la infraestructura. Por ejemplo, mediciones aéreas de las emisiones fugitivas en las redes domiciliarias de cinco ciudades del noreste de los Estados Unidos resultaron ser entre dos y diez veces superiores a las estimaciones tradicionales (**Plant *et al.***, 2019), con pérdidas que representaban el 2,5 % del gas que entraba a las zonas urbanas durante un período de monitoreo de ocho años, y pérdidas totales en la cadena de distribución de 3,3 a 4,7 % (**Sargent *et al.***, 2021). Las emisiones fugitivas se midieron a lo largo de una cadena de distribución por gaseoductos sin incluir la licuefacción, ni el transporte marítimo, ni la regasificación. Las nuevas constelaciones de monitoreo satelital permiten una estimación más precisa de las emisiones fugitivas de metano a escala global y en toda la cadena, lo que ha permitido detectar emisiones hasta 10 veces mayores a las estimaciones tradicionales únicamente en la cadena de producción de gas shale, las cuales corresponden a factores de hasta el 10 % (**Duren *et al.,*** 2025). Sin embargo, el reciente crecimiento de la concentración de metano en la atmósfera (**Rigby *et al.***, 2008) no parece tener la firma isotópica del gas shale (**Nisbet *et al.***, 2016). Estos resultados confirman que las emisiones fugitivas son una fuente crucial de las emisiones de gas natural, lo que eleva la incertidumbre de los inventarios convencionales y justifica el uso de observaciones aéreas y satelitales para mejorar las estimaciones (ver **Anexos,** https://raccefyn.co/index.php/raccefyn/article/view/4148/5392).

Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. 2026
doi: https://doi.org/10.18257/raccefyn.4148

En el caso colombiano, una comparación de la intensidad de carbono por cada kW/h producido evidencia que el gas licuado importado tiene una intensidad de carbono compara-ble o mayor a la del carbón colombiano, incluso con las calderas actuales (**Rada,** 2025). El análisis (ver **Anexos,** https://raccefyn.co/index.php/raccefyn/article/view/4148/5392) siguió una metodología de ciclo de vida que incorpora tanto las emisiones directas de CO_2 por combustión como las emisiones fugitivas de metano a lo largo de toda la cadena de suministro a clientes térmicos. A diferencia de los inventarios convencionales, el estudio combina factores de emisiones directas de la infraestructura y observaciones satelitales y aéreas para corregir la subestimación de fugas de metano. En este estudio no se incluyeron posibles emisiones fugitivas en las redes domiciliarias porque el gas importado considerado aquí es el empleado para respaldar la generación de electricidad.

En el estudio se modelaron tres escenarios según las tasas de fuga y la eficiencia operativa del gas importado (alto: 6,1 %, medio: 3,5 % y bajo: 0,4 %), y tres tecnologías de combustión del carbón (subcrítica, supercrítica y ultra supercrítica, ver abajo), que expresan los resultados en gCO_2e/kWh (gramos de dióxido de carbono equivalente emitidos por cada kilovatio/hora producido). Se empleó un enfoque cuantitativo apoyado en el análisis de ciclo de vida (*Life Cycle Assessment*, LCA), con el propósito de comparar las intensidades de la huella de carbono generadas durante todo el proceso de funcionamiento de las fuentes energéticas analizadas. Esto permite evaluar cada una de las etapas que intervienen desde la obtención del recurso hasta la generación final de energía, para así entender cuáles procesos contribuyen más al impacto ambiental. El análisis se dividió en tres etapas: inicial (*upstream*), correspondiente a la extracción de la materia prima; media (*midstream*), que hace referencia al procesamiento, transporte y almacenamiento del recurso, y final (*downstream*), relacionada con la utilización del combustible para producir la energía. Posteriormente se utilizaron los factores de actividad y de emisión establecidos por los organismos internacionales (**Clean Air Task Force - CATF,** 2024; **Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC,** 2023) para la estimación de las emisiones. La incertidumbre presente en los inventarios tradicionales fue la razón principal para incorporar datos obtenidos mediante observaciones satelitales y aéreos, con el fin de mejorar la precisión de los resultados y aumentar la confiabilidad de la estimación de las intensidades.

Los resultados muestran que en un horizonte climático de 100 años, el gas importado tiene intensidades de 1.644, 972 y 798 gCO_2e/kWh en los escenarios alto, medio y bajo, respectivamente, mientras que el carbón registra 983, 764 y 688 gCO_2e/kWh en plantas subcríticas, supercríticas y ultra supercríticas, respectivamente; en un horizonte de 20 años, las emisiones del gas importado aumentan a 3.409, 1.492 y 1.032 gCO_2e/kWh (**Figura 3**). La ventaja climática del gas natural importado sobre el carbón depende críticamente del control de las fugas de metano en toda la cadena, desde la extracción hasta la combustión, donde emisiones fugitivas de apenas 2 a 3 % borran dicha ventaja (**Rada**, 2025). Las observaciones satelitales demuestran que las emisiones fugitivas en toda la cadena del gas shale, desde la producción hasta su combustión, son muy superiores a este 2 a 3 % (**Duren *et al.***, 2025; **Plant *et al.***, 2019; **Sargent *et al.***, 2021), incluso antes de considerar la licuefacción, el transporte marítimo y la regasificación. En contraste con el GNL importado, el gas colombiano que en un futuro llegue de los yacimientos en alta mar de la Guajira, como el Sirius (**Velásquez *et al.***, 2025), debería mantener la ventaja climática, dado que esta cadena es mucho más directa, minimizando la posibilidad de emisiones fugitivas, para clasificar en un escenario bajo (0,4 %), y continuar siendo parte fundamental no solo del respaldo a las hidroeléctricas, sino tambien de la red domiciliaria colombiana.

En resumen, la electricidad producida con carbón colombiano en cualquier tipo de caldera, incluso en calderas subcríticas como las que operan hoy en Colombia, resulta menos intensa en carbono que la del GNL importado en el horizonte de corto plazo (20 años) y comparable en el horizonte de largo plazo (100 años).

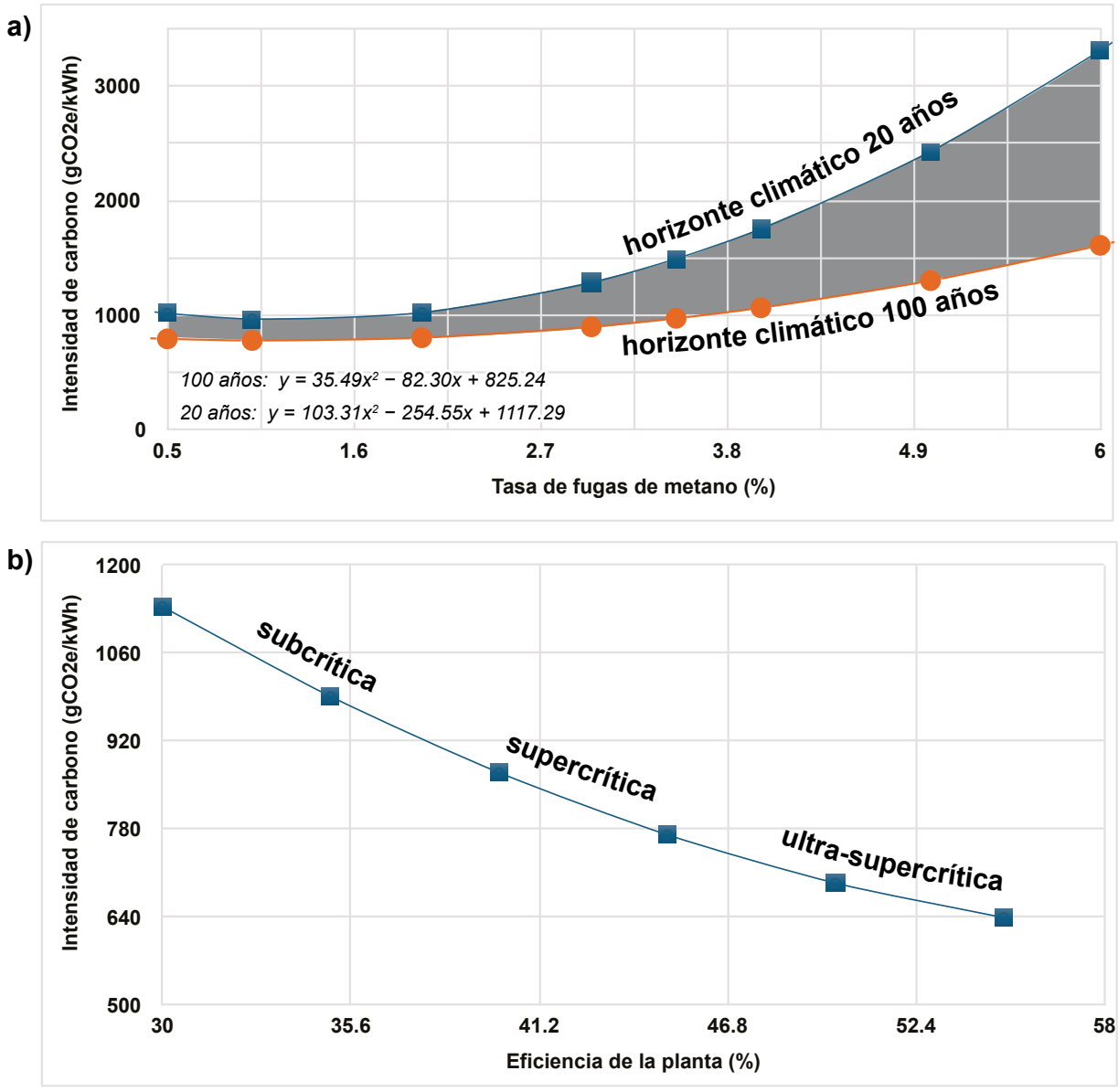


Figura 3. Análisis de sensibilidad de la intensidad de la electricidad generada con: **a)** gas natural importado con diferentes tasas de fugas de metano a lo largo de su cadena de suministro y un horizonte climático de 20 y 100 años; **b)** carbón colombiano en función de la eficiencia térmica de las centrales de generación eléctrica

Tecnologías de alta eficiencia y bajas emisiones

La generación eléctrica con carbón puede clasificarse según las temperaturas y presiones del fluido que mueve las turbinas. A 374 °C y 22,1 MPa, las fases líquidas y gaseosas del agua se dejan de diferenciar y el agua se convierte en un fluido supercrítico con propiedades termodinámicas que permiten mayor eficiencia. Las plantas subcríticas operan por debajo de la presión crítica del agua y alcanzan eficiencias de hasta 38 % con menores costos de inversión. Las tecnologías de alta eficiencia y bajas emisiones (*High Efficiency Low Emissions,* HELE) incluyen las plantas supercríticas (42–43 % de eficiencia) y ultra supercríticas (> 45 %), que utilizan mayores presiones y temperaturas de vapor para mejorar el rendimiento, aunque requieren materiales y técnicas de construcción más avanzados y costosos. Las tecnologías ultra supercríticas avanzadas buscan superar el 50 % de

Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. 2026
doi: https://doi.org/10.18257/raccefyn.4148

eficiencia mediante el uso de superaleaciones capaces de soportar condiciones extremas. Otra alternativa HELE es la gasificación integrada en ciclo combinado, que convierte el carbón en un gas combustible sintético o en hidrógeno (hidrógeno azul) (**Midilli *et al.***, 2021), para generar electricidad mediante turbinas de gas y vapor con eficiencias cercanas al 50 % y un menor consumo de agua, ventajas inherentes para la captura de CO_2 (ver abajo), aunque con costos de inversión más elevados (**International Energy Agency - IEA**, 2012).

Un ejemplo de una planta de ciclo ultra supercrítico es el bloque 8 de la planta termoeléctrica de Rheinhafen en Karlsruhe (Alemania), con una capacidad de 1.811 MW y una eficiencia neta del 46 % que puede llegar al 55 % si se incluye el circuito de calefacción de la ciudad vecina. Este bloque ha estado en operación desde el 2014 y consume carbón colombiano (**Figura 4**). Tiene cuatro quemadores que llegan a los 1.500 °C y calientan el agua que mueve tres turbinas a presiones y temperaturas que alcanzan los 28,6 MPa y los 603 °C, es decir, muy por encima del punto crítico del agua (374 °C y 22,1 MPa). Los cerca de 700 km de tuberías que conducen los fluidos ultra supercríticos dentro del circuito de generación están compuestos por aleaciones especiales de cromo, molibdeno, vanadio, titanio y boro, con paredes de más de 10 cm de ancho. La intensidad de carbono de esta planta llega a ~670 gCO_2e/kWh. Aunque esta planta tiene la capacidad de inyectar el CO_2 resultante en el subsuelo (ver abajo), este componente no se implementó.



Figura 4. Fotografía del bloque 8 de la planta de ciclo ultra supercrítico en Karlsruhe, Alemania, a orillas del Rin, en julio del 2025. El carbón que utiliza esta planta, y que se ve apilado en la foto, es colombiano. Esta imagen sintetiza la paradoja climática colombiana (**Montes**, 2018): aunque exportamos grandes cantidades de carbón térmico de alta calidad a países desarrollados para la generación de electricidad, estamos actualmente al borde del apagón, lo que nos obliga a ampliar la importación de gas. Como mostramos en este artículo, la electricidad generada a partir de gas importado puede ser más intensa en carbono que la generada con carbón colombiano.

En el mundo ya hay cientos de plantas de ciclo supercrítico y ultra supercrítico en China, Japón, India y Alemania (**IEA**, 2012). En Colombia, las plantas termoeléctricas con calderas de ciclo subcrítico y eficiencias entre el 31 y el 36 %, operan en los departamentos de Boyacá, Santander, Córdoba y Guajira, con una capacidad combinada de 1.636 MW (**Rada**, 2025). Dependiendo de la hidrología, entre el 5 % y el 10 % de la electricidad colombiana se produce a partir del carbón (**Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME**, 2015).

Inyección de CO_2 en reservorios conocidos

Como mencionábamos antes, las plantas de generación de ciclo supercrítico y ultra supercrítico pueden ser aún más eficientes en términos de intensidad de carbono si utilizan tecnologías como la captura y el almacenamiento de CO_2 en repositorios subterráneos. En comparación con una planta subcrítica de 35 % de eficiencia, una planta ultra supercrítica de 45 % requiere aproximadamente un 25 % menos de captura de CO_2 para generar la misma cantidad de electricidad, lo que reduce el tamaño y los costos operativos de los sistemas de separación del CO_2 para inyección (**IEA**, 2012). Aunque el costo energético de los procesos de captura (entre el 7 y el 10 %) hace a las plantas subcríticas menos atractivas para procesos de captura de CO_2, existen ejemplos operativos con más de 10 años de funcionamiento. La unidad 3 de la planta subcrítica Boundary Dam Power Station en Saskatchewan, Canadá, fue modificada con una unidad de captura e inyección de CO_2 poscombustión que recurre a la quema de carbón lignítico de bajo poder calorífico y alcanza niveles de captura de CO_2 cercanos a 87 % usando amino-adsorbentes de los empleados en los procesos de recobro mejorado de hidrocarburos (**Mantripragada *et al.***, 2019). Hay también ejemplos de producción de hidrocarburos sintéticos a partir del carbón, como lo hizo Sudáfrica en Sasolburg por muchos años (oxicombustión Fischer-Tropsch) (**Lamprecht *et al.***, 2010; **Wilberforce *et al.***, 2021), en los que la combustión ocurre en una atmósfera de oxígeno puro y produce un flujo de CO_2 puro más favorable para la inyección (**Shaw**, 2006).

Aunque el subsuelo del Valle del Cesar-Ranchería es relativamente pobre en formaciones aptas para la inyección de CO_2 debido a su baja porosidad (con mayoría de calizas micríticas) (**Martínez**, 1985), y/o a la distribución de estratos arenosos en compartimientos someros (**Bayona *et al.***, 2007), el subsuelo del Valle Inferior del Magdalena sí parece apto para la inyección (**Figura 2**). Un ejercicio de modelamiento del potencial de almacenamiento de CO_2 en dicho valle, basado en datos de la industria de hidrocarburos activa desde los años 40 del siglo pasado (**Cediel**, 2011), muestra propiedades favorables para la inyección y almacenamiento de CO_2 a largo plazo (**García-Arévalo & Vargas**, 2025). Dicho estudio identifica como reservorio principal los cuerpos arenosos de la Formación Ciénaga de Oro y como sello impermeable regional las lodolitas de la Formación Porquero, ambas unidades bien conocidas en la región Caribe y con amplia distribución regional (**Duque-Caro**, 1979). Con los datos existentes se generó un modelo tridimensional en el que se modelaron 20 pozos, cada uno con una inyección acumulada de 50 Mt de CO_2 a lo largo de 50 años, además de una simulación predictiva de 200 años adicionales. Las simulaciones mostraron que las areniscas de la Formación Ciénaga de Oro, con un rango de porosidades efectivas entre 5 % y 35 %, eran más favorables para el almacenamiento en zonas con presiones intermedias de 21 a 55 MPa y profundidades entre 1,8 y 3,0 km, donde el CO_2 permanece en condiciones supercríticas (31,1 °C y 7,3 MPa) que son favorables para su almacenamiento a largo plazo. Los mejores valores de porosidad se encuentran en la región oriental de la cuenca, cerca de las minas de carbón del Cesar, con valores intermedios de presión de poros y profundidades intermedias, adecuadas para la inyección y el almacenamiento (**Figura 2**). El sello de lodolitas de la Formación Porquero reduce significativamente la migración vertical y favorece la dispersión lateral de las plumas de CO_2 (**García-Arévalo & Vargas,** 2025).

En otras palabras, aunque las secuencias estratigráficas del subsuelo del Valle del Cesar-Ranchería no son adecuadas para la inyección y almacenamiento de CO_2 de una fuente puntual, las secuencias estratigráficas en el vecino Valle Inferior del Magdalena

Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. 2026
doi: https://doi.org/10.18257/raccefyn.4148

sí lo son. Las formaciones de la cuenca de la Baja Guajira no han sido estudiadas con este objetivo, aunque sí hay abundantes datos de perforación para hidrocarburos (**Figura 2**). En el sector oriental del Valle Inferior del Magdalena, a cerca de 30 km de las minas de carbón del Cesar (**Figura 2**), se encuentran sectores adecuados para la inyección que serían localidades ideales para la instalación de una central termoeléctrica moderna, de ciclo supercrítico o ultra supercrítico, que opere con carbones colombianos.

El cierre minero como respuesta al problema energético colombiano

Un plan de cierre minero debe incluir un plan concreto para la financiación de los trabajos de los pasivos ambientales a largo plazo, cuyos costos podrían ser enormes y superarían los presupuestos departamentales y nacionales para causas ambientales. La mejor forma de financiar estos pasivos, al menos parcialmente, es que produzcan un flujo de recursos suficiente para garantizar estos trabajos a largo plazo y que una empresa sea responsable de garantizar este flujo con la comercialización de la energía, ya sea en forma de generación eléctrica, de combustibles sintéticos, o de hidrógeno azul. Aquí presentamos una alternativa conceptual de cómo podrían articularse las necesidades de financiación de los pasivos ya causados en zonas carboneras del país con las oportunidades que presenta el carbón colombiano.

Una planta termogeneradora, como la que opera al borde del Rin (**Figura 3**), podría suplir todo el potencial de generación de la actual flota a carbón en Colombia, consumiendo apenas una fracción del potencial de producción de carbón colombiano. En el 2019 ya se había planteado el proyecto de planta ultra supercrítica de La Luna en el Valle del Cesar-Ranchería (**Portafolio**, 2019), pero terminó archivado probablemente a favor del gas nacional de los campos de Chuchupa-Ballenas y Gibraltar, hoy ya agotados. La ventaja climática del gas nacional se le asignó al gas importado, que ya sabemos que puede ser más intenso en carbono (**Figura 3**) (**Rada**, 2025). A diferencia de las plantas subcríticas que operan hoy en Colombia, una planta ultra supercrítica podría llegar a tener una intensidad de carbono de ~670 gCO_2e/kWh, o incluso solo ~100 gCO_2e/kWh, si los gases de combustión se almacenan en las areniscas de la Formación Ciénaga de Oro en el sector oriental del Valle Inferior del Magdalena (**García-Arévalo & Vargas**, 2025). De cualquier manera, incluso con calderas subcríticas, la intensidad de carbono sería comparable o menor que la del GNL importado (**Rada**, 2025). La empresa privada, de capital mixto, o estatal podría gerenciar la producción de energía casi en boca de mina (~30 km) (**Figura 2**) y, asimismo, garantizar el mantenimiento permanente de los pasivos ambientales.

Por estas razones, es desconcertante que el país se vea abocado a importar gas o combustibles líquidos para garantizar la firmeza del sistema. Es claro que existe una barrera de financiamiento debido a las políticas internacionales de reducción de la intensidad de carbono de la electricidad, cuya demanda se espera que crezca con tasas superiores a las de los otros combustibles (**IEA**, 2025). Dada la baja intensidad de carbono de la economía colombiana, la disponibilidad de carbón de buena calidad, y la vulnerabilidad del suministro de electricidad en condiciones de hidrología crítica, el país debería tener una política clara que incentive el uso del carbón para la generación.

Al analizar las alternativas energéticas del país, deberíamos acordarnos de que en la cuenca del Magdalena hoy solo el bellísimo río Samaná fluye libremente. Otras represas en la cuenca, como la central hidroeléctrica del Quimbo, proveen firmeza energética al país, firmeza que ya resultó en el sacrificio de la subienda del Magdalena (**Davis**, 2020). Con estas hidroeléctricas, y otras como la recientemente inaugurada Hidroituango, Colombia tiene una matriz eléctrica altamente renovable, pero también muy susceptible a los cambios en las precipitaciones. Colombia claramente requiere firmeza en el suministro eléctrico, y el carbón colombiano podría proveer esta firmeza a largo plazo, incluso en escenarios de fenómenos de El Niño prolongados, o en condiciones permanentes y con intensidades iguales o menores que las del metano importado, es decir, autosuficiencia con bajas emisiones si se considera la captura e inyección de CO_2. Es posible articular un esquema financiero que proporcione firmeza energética de baja intensidad de carbono,

autosuficiencia, y activos para el manejo de pasivos ambientales a largo plazo con base en la minería de carbón colombiana. Colombia debe hacer todos los esfuerzos para que los cierres mineros que se avecinan se traduzcan en beneficios para el país y sus regiones, no cargas fiscales y ambientales en el futuro.

Información Suplementaria

Ver la información suplementaria en https://raccefyn.co/index.php/raccefyn/article/view/4148/5392

Agradecimientos

Gracias al Servicio Alemán de Intercambios Académicos (DAAD-91807286) y al fondo Corrigan de la ACGGP por la financiación a LR; a EnBW Energie por el acceso y la visita guiada a la planta en Karlsruhe; a Amat Zuluaga, María José Nieto y a los dos revisores anónimos por sus valiosos comentarios y sugerencias.

Conflicto de intereses

Los autores declaran no tener ningún conflicto de intereses que pueda influir en la transparencia u objetividad en el proceso de revisión por pares y publicación.

Contribución de los autores

CM, LR y AC: escritura, metodología, revisión, visualización y edición.

Referencias

Acosta-Beleño, D.A., Montes, C., Muñoz, J.M., Parga, N., Ruedas, W., Ramos, A.E., Prieto, G., Lamus, F., Baquero, M. (en preparación). Structural Styles and deformation mechanisms of the Southern Caribbean Margin, Colombia.

Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH. (2026). Geovisor. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Bayona, G., Lamus-Ochoa, F., Cardona, A., Jaramillo, C., Montes, C., Tchegliakova, N. (2007). Procesos orogénicos del Paleoceno para la cuenca del Ranchería (Guajira, Colombia) y áreas adyacentes definidas por analisis de procedencia. *Geología Colombiana, 32*, 21-46.

Cardozo, N., Montes, C., Marín, D., Gutiérrez, I., Palencia, A. (2016). Structural analysis of the Tabaco anticline, Cerrejón open-cast coal mine, Colombia, South America. *Journal of Structural Geology, 87*, 115-133.

Clean Air Task Force - CATF. (2024). Analysis of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Natural Gas and Coal Powered Electricity. En: Force, C.A.T. (Ed.). https://www.catf.us/resource/analysis-lifecycle-greenhouse-gas-emissions-natural-gas-coal/

Cediel, F. (2011). *Petroleum Geology of Colombia. Geology and Hydrocarbon Potential. Regional Geology of Colombia.* Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Cerrejón. (2025). *Sustainability Report 2025*. Sustainability Report. Cerrejón.

Davis, W. (2020). *Magdalena: River of dreams.* Penguin Random House, Toronto.

Department of Environmental Protection - DEP. (2026). *Centralia Mine Fire Resources*. Department of Environmental Protection.

Duque-Caro, H. (1979). Major structural elements and evolution of northwestern Colombia, En: Watkins, L., Montadert, L., Dickerson, P.W. (Eds.), *Geological and geophysical investigations of continental margins.* pp. 329-351. American Association of Petroleum Geologists.

Duren, R., Cusworth, D., Ayasse, A., Howell, K., Diamond, A., Scarpelli, T., Kim, J., O'Neill, K., Lai-Norling, J., Thorpe, A., Zandbergen, S.R., Shaw, L., Keremedjiev, M., Guido, J., Giuliano, P., Goldstein, M., Nallapu, R., Barentsen, G., Thompson, D.R., Roth, K., Jensen, D., Eastwood, M., Reuland, F., Adams, T., Brandt, A., Kort, E.A., Mason, J., Green, R.O. (2025). *The Carbon Mapper emissions monitoring system*. p 1-41. EGUsphere 2025.

Elick, J.M. (2011). Mapping the coal fire at Centralia, Pausing thermal infrared imagery. *International Journal of Coal Geology, 87*, 197-203.

Elick, J.M. (2013). The effect of abundant precipitation on coal fire subsidence and its implications in Centralia, PA. *International Journal of Coal Geology, 105*, 110-119.

Engelder, T. & Howarth, R.W. (2011). Should fracking stop? *Nature, 477*, 271-275.

Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. 2026
doi: https://doi.org/10.18257/raccefyn.4148

Forster, P., Storelvmo, T., Armour, K., Collins, W., Dufresne, J.-L., Frame, D., Lunt, D., Mauritsen, T., Palmer, M., Watanabe, M., Wild, M., Zhang, H., (2021). The Earths energy budget, climate feedbacks, and climate sensitivity, En: Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pirani, A., Connors, S.L., Péan, C., Berger, S., Caud, N., Chen, Y., Goldfarb, L., Gomis, M.I., Huang, M., Leitzell, K., Lonnoy, E., Matthews, J.B.R., Maycock, T.K., Waterfield, T., Yelekçi, O., Yu, R., Zhou, B. (Eds.). *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change,* pp. 923-1054. Cambridge University Press.

García-Arévalo, D.A. & Vargas, C.A. (2025). CO2 storage potential assessment for the Lower Magdalena Valley Basin, Colombia. *Boletín de Geología, 47*, 77-96.

Howarth, R.W. (2024). The greenhouse gas footprint of liquefied natural gas (LNG) exported from the United States. *Energy Science & Engineering, 12*, 4843-4859.

Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC. (2023). *Climate Change 2021 – The Physical Science Basis: Working Group I Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press.

International Energy Agency - IEA. (2012). Technology Roadmap, High Efficiency, Low Emissions, Coal-Fired, Power Generation, En: IEA (Ed.), *Energy Technology Perspectives*. International Energy Agency.

International Energy Agency - IEA. (2025). *Global Energy Review 2025*. International Energy Agency.

Jones, A.H., Geissman, J.W., Coates, D.A. (1984). Clinker deposits, Powder River Basin, Wyoming and Montana: A new source of high-fidelity paleomagnetic data for the Quaternary. *Geophysical Research Letters, 11,* 1231-1234.

Lamprecht, D., Nel, R., Leckel, D. (2010). Production of on-specification fuels in coal-to-liquid (CTL) Fischer− Tropsch plants based on fixed-bed dry bottom coal gasification. *Energy & fuels, 24*, 1479-1486.

Laybourne, R. & Watts, R. (1990). The development and application of strip mining to previously mined underground coal workings. *Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy, 90*, 187-197.

Lyman, R.M. & Volkmer, J.E. (2001). *Pyrophoricity (spontaneous combustion) of Powder River Basin coals–Considerations for coalbed methane development, Coal Report.* Wyoming State Geological Survey.

Mantripragada, H.C., Zhai, H., Rubin, E.S. (2019). Boundary Dam or Petra Nova – Which is a better model for CCS energy supply? *International Journal of Greenhouse Gas Control, 82*, 59-68.

Martín-Duque, J., Hancock, G.R., Tejedor, M., Bladé, E., Sánchez, R., Gómez, Á., Fuentes, C.A., Madriñán, L.F., Lozano, J.P., Castro, E. (2024). *Geomorphic rehabilitation, landscape evolution and hydraulic modelling for the closure of Cerrejón mine, Colombia, Mine Closure 2024: Proceedings of the 17th International Conference on Mine Closure.* pp. 723-738. Australian Centre for Geomechanics.

Martínez, J.I. (1985). *Estratigrafía y paleoambientes de la sección del Río Molino (Guajira, Cretáceo Superior).* Ingeominas, Bogotá.

Measham, T., Walker, J., Haslam McKenzie, F., Kirby, J., Williams, C., D'Urso, J., Littleboy, A., Samper, A., Rey, R., Maybee, B., Brereton, D., Boggs, G. (2024). Beyond closure: A literature review and research agenda for post-mining transitions. *Resources Policy, 90*, 104859.

Midilli, A., Kucuk, H., Topal, M.E., Akbulut, U., Dincer, I. 2021. A comprehensive review on hydrogen production from coal gasification: Challenges and Opportunities. *International Journal of Hydrogen Energy, 46*, 25385-25412.

Montes, C. (2018). La incertidumbre climática y el dilema energético colombiano. *Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales, 42*, 392-401.

Nisbet, E.G., Dlugokencky, E.J., Manning, M.R., Lowry, D., Fisher, R.E., France, J.L., Michel, S.E., Miller, J.B., White, J.W.C., Vaughn, B., Bousquet, P., Pyle, J.A., Warwick, N.J., Cain, M., Brownlow, R., Zazzeri, G., Lanoisellé, M., Manning, A.C., Gloor, E., Worthy, D.E.J., Brunke, E.G., Labuschagne, C., Wolff, E.W., Ganesan, A.L. (2016). Rising atmospheric methane: 2007–2014 growth and isotopic shift. *Global Biogeochemical Cycles, 30*, 1356-1370.

Pavloudakis, F., Roumpos, C., Spanidis, P.-M. (2024). Planning the Closure of Surface Coal Mines Based on Circular Economy Principles. *Circular Economy and Sustainability, 4*, 75-96.

Plant, G., Kort, E.A., Floerchinger, C., Gvakharia, A., Vimont, I., Sweeney, C. (2019). Large Fugitive Methane Emissions From Urban Centers Along the U.S. East Coast. *Geophysical Research Letters, 46*, 8500-8507.

Portafolio. (2019). *El complejo termoeléctrico 'La Luna' ya tiene luz verde*. Portafolio.

Quintero, J.A., Candela, S.A., Ríos, C.A., Montes, C., Uribe, C. 2009. Spontaneous combustion of the Upper Paleocene Cerrejón Formation coal and generation of clinker in La Guajira Peninsula (Caribbean Region of Colombia). *International Journal of Coal Geology, 80*, 196-210.

Rada, L. (2025). Evaluación de la intensidad de carbono del ciclo de vida del carbon colombiano y el gas importado para generación eléctrica en Colombia. p. 72. Geología. Universidad del Norte.

Ricaurte, J., Grant, C., Freitas, A., Botha, P. (2019). *Clarifying closure scenarios through integrated planning at the Cerrejón mine in Colombia, Mine Closure 2019: Proceedings of the 13th International Conference on Mine Closure*, pp. 447-456. Australian Centre for Geomechanics.

Rigby, M., Prinn, R.G., Fraser, P.J., Simmonds, P.G., Langenfelds, R., Huang, J., Cunnold, D.M., Steele, L.P., Krummel, P.B., Weiss, R.F. (2008). Renewed growth of atmospheric methane. *Geophysical Research Letters, 35*, L22805.

Sargent, M.R., Floerchinger, C., McKain, K., Budney, J., Gottlieb, E.W., Hutyra, L.R., Rudek, J., Wofsy, S.C. (2021). Majority of US urban natural gas emissions unaccounted for in inventories. *Proceedings of the National Academy of Sciences, 118*, e2105804118.

Shaw, J. (2006). Fueling our future. *Harvard Magazine, 108* (5), 40-48.

Song, Z. & Kuenzer, C. (2014). Coal fires in China over the last decade: A comprehensive review. *International Journal of Coal Geology, 133*, 72-99.

Stracher, G.B., Nolter, M.A., Schroeder, P., McCormack, J., Blake, D.R., Vice, D.H. (2006). The great Centralia mine fire: A natural laboratory for the study of coal fires, En: Pazzaglia, F.J. (Ed.), *Excursions in Geology and History: Field Trips in the Middle Atlantic States.* The Geological Society of America.

Stracher, G.B. & Taylor, T.P. (2004). Coal fires burning out of control around the world: thermodynamic recipe for environmental catastrophe. *International Journal of Coal Geology, 59*, 7-17.

Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME. (2015). *Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050*. p. 184. Unidad de Planeación Minero-Energética.

Velásquez, A., Niño, H., Figuera, L., Jaimes, E., Gonçalves Galvão, M.V., Vieira Nakatsubo, C.K., Mosquera-Ramírez, J.C. (2025). *Sirius gas discovery: Geological setting and Caribbean offshore exploration historical perspective.* SEG/AAPG International Meeting for Applied Geoscience & Energy.

Wilberforce, T., Olabi, A., Sayed, E.T., Elsaid, K., Abdelkareem, M.A. (2021). Progress in carbon capture technologies. *Science of The Total Environment, 761*, 143203.

Woodall, J.M. (2011). *Physics for Future Presidents*. W. W. Norton & Company.