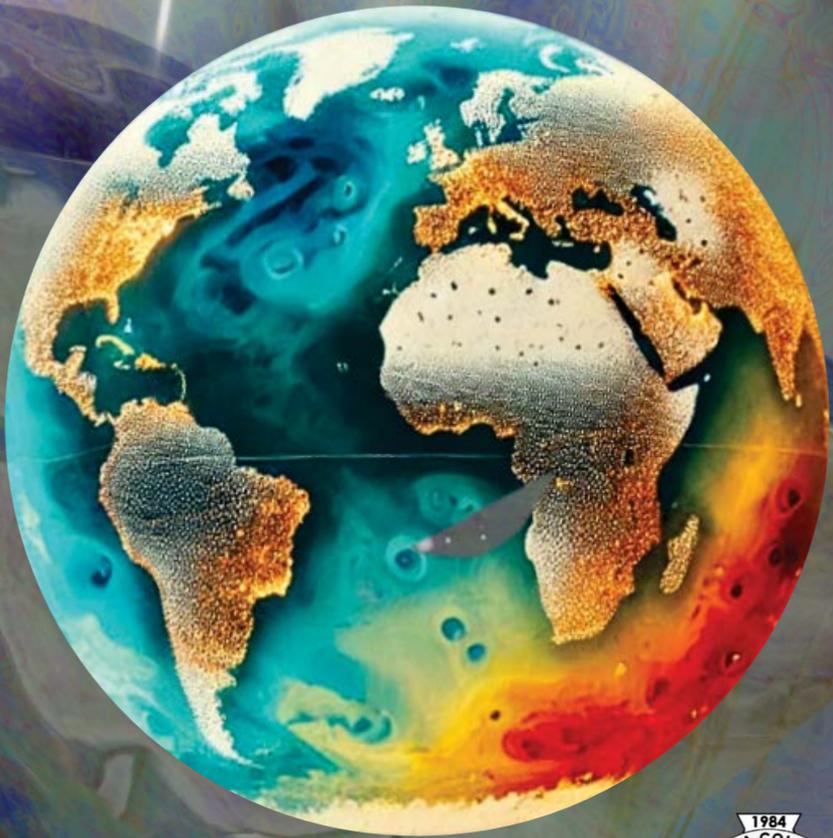


Reflexiones sobre el cambio climático y el sector energético

Lo que piensan los expertos



Otero Prada, Diego, autor, escritor de prólogo

Reflexiones sobre el cambio climático y el sector energético : lo que piensan los expertos / Diego Otero Prada [y otros nueve] ; prólogo, Diego Otero Prada. -- Primera edición. -- Bogotá : Academia Colombiana de Ciencias Económicas, 2025. 176 páginas.

Incluye datos curriculares de los autores.

ISBN 978-628-7797-01-7

1. Industrias de energía - Colombia - Congresos, conferencias, etc. 2. Transición energética - Colombia - Congresos, conferencias, etc. 3. Mitigación del cambio climático - Congresos, conferencias, etc. I. Acosta Medina, Amylkar, autor II. Bruggman, Alberto, autor III. González Posso, Camilo, autor IV. Rojas Vera, Mauricio, autor V. Villareal, Ernesto, autor VI. Benavides, Juan, autor VII. García, Julián, autor VIII. Calle Botero, Tomás de la, autor IX. Mateus Hoyos, Carlos Alberto, autor

CDD: 333.7909861 ed. 23

CO-BoBN- 00411

REFLEXIONES SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO Y EL SECTOR ENERGÉTICO.

Lo que piensan los expertos

PRIMERA EDICIÓN

© ACCE, 2025

Academia Colombiana de Ciencias Económicas

www.acceeconomicas.org.co

En redes sociales @acceeconomicas

Calle 39 B # 21-42, barrio La Soledad, Bogotá, D.C., Colombia

Teléfonos: 6012856007, 3197044877, 3143059600

Correos: acce@acceeconomicas.org.co • admin@acceeconomicas.org.co

Comisión de publicaciones:

Absalón Machado, Fabio Giraldo, Francisco Thoumi, Gabriel Misas, Iván Hernández, María Teresa Ramírez, Alcides Gómez y Édgar Revéiz.

Producción editorial

Ediciones Aurora

edicionesaurora@gmail.com

Portada

María del Pilar Alameda

ISBN: 978-628-7797-01-7



Academia Colombiana de Ciencias Económicas

Miembro del Colegio Máximo de las Academias de Colombia, de la Real Academia de Ciencias Morales y Políticas de España y de la International Economic Association (IEA)

Esta publicación se ha financiado en parte mediante transferencia de recursos del Gobierno Nacional a la Academia Colombiana de Ciencias Económicas. El Ministerio de Educación Nacional no se hace responsable de las opiniones expresadas en el libro. Son únicamente responsabilidad del autor.

Contenido

Prólogo.....	5
<i>Diego Otero</i>	
Por una transición ecológica en Colombia	12
<i>Diego Otero</i>	
La tercera transición energética.....	20
<i>Amylkar Acosta Medina</i>	
Necesidades de capacidad instalada en el sector eléctrico al 2030 y 2040.....	28
<i>Alberto Brugman</i>	
Hipótesis del hidrógeno y explosión solar en la transición	42
<i>Camilo González Posso</i>	
Un país líder en sustentabilidad: el camino hacia ciudades realmente sostenibles y resilientes.....	72
<i>Mauricio Rojas Vera</i>	
Desarrollo de la energía nuclear en el mundo y en Colombia. El papel de Rusia en el ciclo de combustible nuclear.....	77
<i>Ernesto Villarreal</i>	
Electrificación del transporte en Colombia	93
<i>Juan Benavides</i>	

La hidroelectricidad es el mayor recurso energético de Colombia	103
<i>Diego Otero</i>	
Mercado de gas natural en la transición energética colombiana	110
<i>Julián García</i>	
El rol del petróleo en la transición energética	138
<i>Tomás De la Calle Botero</i>	
El renovado papel de los biocombustibles en la transición energética global.....	156
<i>Carlos Alberto Mateus Hoyos</i>	

Prólogo



Diego Otero Prada. Ingeniero electricista de la Universidad de los Andes, con posgrado en Economía de la misma universidad y estudios de maestría y doctorado en la Universidad de Pensilvania. Ha sido viceministro de Minas y Energía, gerente del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, y asesor de gobiernos de Latinoamérica. Actualmente, es presidente de ACECRI, miembro de la junta directiva de la Academia Colombiana de Ciencias Económicas, y ha sido profesor en varias universidades.

Los días 23 y 24 de marzo de 2023 tuvo lugar el Foro Cambio Climático y el Sector Energético, convocado por la Academia Colombiana de Ciencias Económicas-ACCE y la Sociedad Colombiana de Ingenieros-SCI, con la colaboración de la Asociación Colombiana de Economía Crítica-Acecri, del Centro de Desarrollo del Trabajo-Cedetrabajo y del Instituto para el Desarrollo de la Paz-Indepaz.

Participaron 14 expertos nacionales en diferentes áreas del sector energético, todos con altas calificaciones académicas hasta nivel de doctorado, exdirectivos de empresas privadas y públicas, exministros, y exviceministros, gerentes de empresas oficiales como la Empresa de Energía de Bogotá-EEB, Instituto de Asuntos Nucleares-IAN, Instituto Colombiano de Energía Eléctrica-ICEL, presidentes de gremios de la arquitectura y de biocombustibles, todos con experiencia de más de treinta años en el sector energético y económico.

Hicieron el saludo al foro:

Édgar Revéiz*

La importancia del cambio climático y la transición energética es crucial tanto para la academia como para el país. En este campo, contamos con dos académicos especializados: el doctor Diego Otero, quien fue Gerente del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica y Amylkar Acosta, quien fue ministro de Minas y Energía. Ellos lideran este ámbito y han realizado importantes investigaciones y escrito varios libros sobre el tema. Consideramos que este asunto es fundamental, ya que está directamente relacionado con el cambio climático y con la transición energética, que, a largo plazo, definirá el futuro del país.

Leí un trabajo de Planeación Nacional titulado *Implicaciones macroeconómicas de la transición energética*, realizado por cinco expertos de planeación. Aunque es un informe corto, presenta diversas alternativas para la transición energética y concluye que este proceso podría tomar entre 15 y 30 años. Además, subraya la necesidad de gestionar adecuadamente la matriz energética, como se ha hecho en Colombia, en buena parte gracias a su base en la producción hidroeléctrica. Esto ha permitido a Colombia contar con una matriz equilibrada. No obstante, es necesario seguir desarrollando nuevas tecnologías, pero a una velocidad que se ajuste a las necesidades del país.

Asimismo, es clave tener en cuenta, al definir la transición energética, el interés nacional antes que el interés global. Recordaba una frase de Dostoyevski en una de sus novelas que decía: “Hay personas que quieren mucho al hombre

* Arquitecto y economista, con estudios en las universidades del Valle y Panthéon Sorbonne. Fue jefe de estudios regionales del DNP, director del CEDE y decano de Economía en la Universidad de los Andes. Trabajó en la ONU como asesor en Burkina Faso, Guinea y Senegal. Fue director de PROCOMÚN y profesor en diversas universidades. Es presidente de la Academia Colombiana de Ciencias Económicas y fue nombrado Investigador Emérito por Colciencias en 2016.

en general, pero no a las personas en particular”. Esto nos recuerda que debemos velar por el bienestar del país y sus ciudadanos. Es fundamental preguntarnos: ¿qué impacto tendrá la transición energética sobre las personas, especialmente en variables como la tasa de cambio, que es una de las más relevantes hoy en día, tal como se analiza en ese trabajo tan importante del DNP?

Desde el punto de vista de la Academia, apoyamos todo lo que se haga para garantizar una transición energética exitosa y que beneficie al país de manera integral.

Mario Lezaca**

Para la Sociedad Colombiana de Ingenieros, es fundamental reflexionar sobre la relevancia de los aspectos técnicos en el desarrollo de los sistemas relacionados con el cambio climático. Este libro invita a considerar la necesidad de establecer una política integral sobre estos avances, abordando cuestiones de gran envergadura. Es imprescindible proponer soluciones tanto en el ámbito del hidrógeno como fuente de combustibles limpios, como en el sector energético.

El cambio climático es una realidad inminente, y aunque los gobiernos y los estados deben tomar medidas, los actores privados ya están implementando soluciones. Un ejemplo de ello es el avance en Medellín, donde se está trabajando en la conversión de vehículos de combustión interna a eléctricos. Aunque persisten algunas dudas sobre la viabilidad de las baterías, los progresos para superarlas son constantes.

Recientemente, también leí un informe de la Sociedad y la Comisión Eléctrica que planteaba una posible alternativa para los residuos de las plantas nucleares, sugiriendo su reutilización en la fabricación de baterías para vehículos.

** Vicepresidente de la Sociedad Colombiana de Ingenieros y miembro de la Comisión Técnica Permanente en Contratación.

Esto reduciría el tamaño de las baterías y ayudaría a mitigar el problema de los desechos.

Como menciono, aunque es crucial estudiar estos temas en las instituciones académicas, especialmente en la Sociedad Colombiana de Ingenieros (SCI) y la Academia Colombiana de Ciencias Económicas, la sociedad ya está tomando acción. Esto evidencia que la necesidad es urgente y que el cambio es una realidad que ya está presente. Reflexiones como las que se plantean en este libro representan una excelente oportunidad para debatir estos temas y hacer contribuciones técnicas significativas.

Esperamos que este libro se convierta en una herramienta valiosa para los lectores y que promueva un espacio productivo de análisis.

Jorge Iván González***

El cambio climático es un tema fundamental. Necesitamos apoyo, especialmente desde el ámbito académico, de aquellos que tienen un profundo conocimiento del tema y están trabajando en los detalles de lo que podría ser una transición energética. Nos gustaría contar con su colaboración para reflexionar sobre cómo llevar a cabo este proceso.

En el Plan de Desarrollo, hemos señalado que la transición energética es uno de los capítulos clave. Sin embargo, todos somos conscientes de las dificultades y desafíos que conlleva. Por eso, la colaboración de la academia, de los institutos y de todos ustedes es esencial para hacer de esta transición un proceso técnicamente viable.

*** Filósofo de la Universidad Javeriana, magíster en Economía de la Universidad de los Andes y doctor en Economía de la Universidad Católica de Lovaina (Bélgica), con tesis doctoral sobre finanzas públicas. Docente e investigador en las universidades Nacional y Externado. En la Universidad Nacional, fue decano de la Facultad de Ciencias Económicas y dirigió el Centro de Investigaciones para el Desarrollo (CID). Se desempeñó como director del Departamento Nacional de Planeación (DNP).

En el foro se trataron temas del cambio climático, de la hidroelectricidad, del transporte, de las energías solar y eólica, de los biocombustibles, el gas natural, del petróleo, del carbón, de la energía nuclear, de la regulación y del sector eléctrico.

Sobre el cambio climático y el sector energético expusieron el exministro de Minas y Energía Amilkar Acosta y el director de ACECRI, Diego Otero Prada que, en general, expresaron que el problema de las emisiones de GEI se concentran en la deforestación y en el sector agropecuario

El ingeniero electricista Alberto Brugman hizo una presentación de la oferta y demanda de energía eléctrica hasta el año 2040 y de como satisfacer las necesidades de capacidad instalada con energías solar, eólica, térmica e hidroeléctrica. Determinó, con la utilización de modelos, que durante 1927-2040 se necesitarán 12 824 MW, 2008 hidroeléctricas, 1018 termoeeléctricas de gas natural y 9805 fuentes no convencionales de energías renovables de plantas eólicas y solares.

El físico nuclear Ernesto Villarreal hizo un análisis de la utilización de la energía nuclear en el mundo, del papel en la producción y exportación de uranio de Rusia y de la necesidad de que Colombia piense en esta fuente energética, que requiere por lo menos una decena de años para que entre una planta nuclear.

El arquitecto Mauricio Rojas Vera habló sobre arquitectura y urbanismo sustentable, para indicar como se puede hacer sustentable teniendo en cuenta el medio ambiente.

El ingeniero civil Julián García hizo recorrido por el gas natural, las posibilidades de la oferta, la demanda, los problemas existentes y concluyó que existen posibilidades de importación de este combustible a partir de 2028 si no se encuentran nuevos yacimientos de gas natural y se toman otras medidas como gestionar la demanda, definir donde utilizar gas natural y cam-

biar el sistema de tarifas de transporte por distancia a tarifa de estampilla.

El ingeniero químico Camilo González Posso tocó los temas del hidrógeno y los proyectos solares y eólicos en La Guajira, mostrando el potencial y las dificultades para llevarlos a cabo sin coordinar muy bien con las comunidades indígenas wayuu.

El secretario general y asesor jurídico de Fedebiocombustibles Carlos Alberto Mateus Hoyos trató el tema de los biocombustibles como el etanol, biodiésel y otras posibilidades como el biogás. Examinó en la transición energética como los biocombustibles desempeñan un papel crucial como alternativa sustentable a los combustibles fósiles, pero acompañados de otras soluciones

El ingeniero de petróleos Tomás de la Calle presentó un panorama de la oferta y demanda de petróleo y mostró que si no hay nuevas exploraciones Colombia corre el riesgo de acabar con sus exportaciones y llegado el momento importar petróleo.

El ingeniero electricista Juan Benavides se refirió a las posibilidades de electrificación del sector transporte. Hace un análisis de beneficio-costos de las tecnologías de combustibles con el transporte eléctrico y establece las dificultades para tener una transformación rápida del parque automotor colombiano dados los costos, y que hace falta que se desarrollen estas tecnologías eléctricas en el mundo, a pesar de que los costos vienen bajando.

El presidente de Acecri Diego Otero Prada se refirió al potencial de la hidroelectricidad en Colombia y su necesidad de continuar con la construcción de centrales de este tipo.

Este libro presenta diez intervenciones válidas para lo que ocurre en las relaciones entre el sector energético y el cambio climático. La mayoría de las conclusiones mantienen su vigen-

cia como el hecho de la necesidad de buscar hidrocarburos, utilizar la hidroelectricidad, controlar la deforestación, trabajar en agroecología, avanzar con inteligencia y sin apresuramientos en la implementación de las energías solar y eólica, avanzar en el transporte público y avanzar en la electrificación del transporte y uso de nuevas tecnologías.

El Foro fue un evento de resonancia entre la comunidad académica por los temas tratados y la calidad de los conferencistas, esperamos que este libro sirva de ayuda para comprender mejor que es lo que está ocurriendo en el sector energético colombiano.

Por una transición ecológica en Colombia



Diego Otero

Introducción

La confusión sigue reinando en Colombia sobre el tema del cambio climático porque estamos manejados ideológicamente por los intereses europeos.

En Colombia solamente se habla de transición energética y todo concentrado sobre el sector eléctrico y la instalación de parques solares y eólicos para beneficio de la industria europea, china y los Estados Unidos.

Colombia no influye en el cambio climático

Las emisiones de todo tipo (CO_2 , metano, óxido nitroso) de Colombia equivalían en 2021 a 0,54% del total mundial, siendo las de CO_2 de 0,34%. Otro dato interesante es que Colombia representa solamente el 0,20% de todas las emisiones acumuladas en la historia desde que se tienen datos.

Es decir, no tenemos que preocuparnos ni sentirnos culpables de nada, cuando los Estados Unidos (24,29%), La Unión Europea (21,50%), China (14,36%), Japón (3,84%), Reino Unido (4,52%), Rusia (6,77%) e India (3,29%) son responsables del 78,47% de todas las emisiones acumuladas.

Las emisiones de GEI se concentran en deforestación, ganadería y desechos

Cuadro 1 Emisiones de gases de efecto invernadero por sectores

Millones de toneladas

Sector	CO ₂	CH ₄	NOX	Total	%
Agricultura	0	45,63	19,61	65,24	23,7
Uso del suelo	83,09	0	0,1	83,19	30,2
Residuos	0	15,95	1,46	17,41	6,3
Emisiones fugitivas	0,86	14,04	0	14,9	5,4
Electricidad & calor	20,31	0	0	20,31	7,4
Industria	11,91	0,02	0,69	12,62	4,6
Otros combustibles	3,95	0,11	0,03	4,09	1,5
Transporte	32,28	0	0	32,28	11,7
Aviación y transporte marítimo	4,64	0	0	4,64	1,7
Edificios	5,97	0	0	5,97	2,2
Manufactura & construcción	14,52	0	0	14,52	5,3
Total	177,53	75,75	21,89	275,17	100,0

Fuente Our World in Data

Como se muestra en el cuadro 1, para 2021, de 275,19 millones de toneladas de emisiones de gases de efecto invernadero en Colombia, el 30,2% eran por el uso del suelo (deforestación), seguido por la agricultura (ganadería principalmente) con 23,7% para un total de 53,9%, lo que se conoce como AFOLU.

A continuación, se tiene al sector transporte en su totalidad con 13,4%, electricidad y calor con 7,45, residuos y desechos con 6,3% y emisiones fugitivas con 5,4%.

Otro análisis es el que tiene que ver con el tipo de emisiones. Las de CO₂ son mayoritarias en la deforestación y el transporte. Las de metano en la agricultura, los residuos y las emisiones fugitivas. Las de óxido nitroso en agricultura fundamentalmente.

Otro ejercicio es el de comparar las emisiones de Colombia por sectores con el mundo y países desarrollados, en este caso con los Estados Unidos y Alemania, lo que se hace en el cuadro 2.

Cuadro 2 Emisiones de gases de efecto invernadero por sectores en Colombia, el mundo, Alemania y Estados Unidos

	Colombia	Mundo	Alemania	EE.UU.
	%	%	%	%
Uso de la tierra y silvicultura	30,24	3,21	-3,91	-4,47
Agricultura	23,72	11,34	7,79	7,39
Transporte	11,70	16,51	21,83	35,41
Electricidad y calor	7,38	31,00	34,95	22,76
Residuos y desechos	6,33	3,19	1,09	2,53
Emisiones fugitivas	5,42	6,66	0,59	8,56
Manufactura y construcción	5,28	12,34	12,47	8,56
Industria	4,59	5,99	3,24	4,67
Edificios	2,17	6,01	16,49	10,89
Transporte aéreo y marítimo	1,69	2,57	4,49	2,92
Otros combustibles	1,49	1,18	0,97	0,78
Total	100,00	100,00	100,00	100,00

Fuente: *Ibidem*.

Se observa perfectamente, que en el uso de la tierra, la diferencia es muy grande ya que para Colombia las emisiones representan el 30,245%, para el mundo solamente 3,21% y para

Alemania y Estados Unidos son negativas, es decir, absorben CO₂ porque hay reforestación.

Otra diferencia es la relativa a las emisiones en electricidad y calor, muy bajas para Colombia y altas para el resto del mundo.

En tercer lugar, en transporte emitimos menos que el promedio mundial y los países desarrollados.

Igualmente, las emisiones en agricultura son mayores en Colombia como las de residuos y desechos y menores las emisiones en edificios, industria, manufactura y construcción.

Todo nos lleva a expresar que en emisiones Colombia es muy diferente al mundo, no es Europa, ni Estados Unidos, ni China, ni Japón, ni Rusia, ni muchos países latinoamericanos. Simplemente, Colombia es Colombia y, por lo tanto, nuestras soluciones deben ser propias y no copias de otras experiencias.

El sector energético colombiano es de los menos emisores del mundo

En el cuadro 3 se presenta una comparación de Colombia con el mundo, Estados Unidos y Alemania del papel del sector energético en las emisiones.

Mientras en Colombia las emisiones del sector energético representan el 37,82% del total nacional, en el mundo son del 77,09% y en Alemania y los Estados Unidos, representativos de los países desarrollados, equivalen a 93,27% y 93,80% respectivamente. De ahí que en estos países se habla de transición energética.

Por sectores, la electricidad y el calor eran de 7,385 en Colombia y 31,05 en el promedio mundial, pero hay países desarrollados con porcentajes cercanos a 40,05, por eso se pone tanta atención en esas regiones al sector eléctrico, que no es lo mismo en Colombia.

Cuadro 3 Porcentaje de las emisiones del sector eléctrico 2021

	Colombia	Mundo	Alemania	EE.UU.
Electricidad y calor	7,38	31,00	34,95	22,76
Emisiones fugitivas	5,42	6,66	0,59	8,59
Transporte	11,74	16,51	21,83	35,41
Aviación y marítimo	1,69	2,59	4,49	2,92
Manufactura y construcción	3,35	7,15	10,71	7,78
Industria	4,59	5,99	3,24	4,67
Edificios	2,17	6,01	16,49	10,89
Combustión otros combustibles	1,49	1,18	0,97	0,78
Total	37,82	77,09	93,27	93,80

Fuente: Our World in Data.

Similarmente, todo tipo de transporte, es responsable del 13,34% de las emisiones en el país, mientras en el mundo es de 19,10% y según países desarrollados puede alcanzar porcentajes de 36,0%.

Otra diferencia se encuentra en las emisiones de los sectores de industria, manufactura, construcción y edificios que para Colombia el porcentaje es de 10,8%, para el mundo de 19,0% y para los desarrollados puede llegar a 35,0%.

Por lo tanto, Colombia tiene un sector energético menos contaminante que el resto del mundo con un sector eléctrico muy sano.

El sector eléctrico colombiano es de los más sustentables del mundo

El sector eléctrico colombiano es de los quince más sustentables del mundo por el papel de la hidroelectricidad. Esto significa que aquí lo que debemos hacer es continuar siendo sus-

tentables, mientras a Europa y los países anglosajones se trata de volverlos sustentables. Esta es una gran diferencia que muchos no tienen en cuenta y se dejan dominar por la ideología europea de que todo se concentra en el sector eléctrico y que hay que instalar paneles solares y parques eólicos y olvidarnos de la hidroelectricidad para que ellos nos puedan vender equipamiento, porque, por supuesto, nunca dicen que debemos aprovechar estas fuentes para industrializarnos, sino, más bien, dejarle esto a ellos.

En el cuadro 4 se hace una comparación de la generación eléctrica de Colombia con el promedio mundial del papel de las diferentes fuentes en la producción de energía eléctrica. Claramente Colombia es más sustentable que el promedio del mundo ya que la hidroelectricidad representa el 71,92% en el país mientras que en el mundo es de 15,22%.

Cuadro 4 Porcentaje de generación por fuente de energía

	2021	
	%	
Fuente	Colombia	Mundo
Hidroelectricidad	71,92	15,22
Gas	14,66	22,79
Carbón	6,33	36,26
Petróleo	5,36	2,75
Bioenergía	1,26	2,4
Solar	0,4	3,74
Viento	0,07	6,65
Nuclear	0	9,85
Otras	0	0,34
Total	100	100

Fuente: *Ibidem*.

El problema de las emisiones en el sector energético está mayoritariamente en el sector transporte

En realidad, el problema de las emisiones en el sector energético colombiano se localiza en primer lugar el sector transporte que explica el 13,34% de las emisiones.

En segundo lugar, en el consumo de carbón en el sector eléctrico y la industria. En tercer lugar, en las emisiones fugitivas.

Conclusiones

En Colombia no debemos hablar tanto de transición energética sino de transición ecológica porque no se trata solamente de descarbonizar sino de resolver las emisiones de metano, óxido nitroso y algo, que casi nunca se menciona, que son los materiales particulados.

El uso del suelo y la silvicultura y el sector agrícola representan el 55% de las emisiones de GEI, seguidas por las del sector transporte, los desechos y residuos y en último lugar las del sector eléctrico.

Hay una especie de colonialismo ideológico eurocentrista que nos vende solamente la idea de que el problema es de transición energética y que lo que hay que hacer es llenar el país de parques solares y eólicos, y nunca mencionan al recurso más importante de Colombia que es la hidroelectricidad. Y en esto las ONG europeas financiadas por la Comisión Europea son la punta de lanza de esta ofensiva ideológica.

Y en esta cruzada critican a las hidroeléctricas, el mayor recurso del país, por encima de las energías solar y eólica. Y nunca se refieren a los problemas que tienen estas energías ambientales y sociales, como lo prueba los intentos de diversas multinacionales de implementar parques solares y eólicos en La Guajira por encima de los intereses de los indígenas wayuu.

Debemos pensar en nuestro propio interés y utilizar el sector energético como una palanca de reindustrialización como es la estrategia europea. Esto significa que deberíamos montar en el país fábricas de paneles solares, de aerogeneradores, de partes para vehículos eléctricos, de baterías, de pilas. O sea, no seguir ese juego tonto de facilitar con nuestras compras el empleo y la industrialización en China, Europa y los Estados Unidos.

Aquí sí tenemos la posibilidad de realizar un verdadero plan de industrialización, y no el cuento del turismo que merece discutirse, para ver qué tipo queremos, si sexual como está ocurriendo hoy en Cartagena, Medellín y otras ciudades, o más histórico, de cultura, de recreación, de gozar de nuestro paisaje, montañas, ríos, bosques, música y comida colombiana.

La tercera transición energética



Amylkar Acosta Medina*

Muchas gracias Édgar mi saludo a todos los contertulios y a quienes a esta hora se han conectado a esta transmisión desde la Academia Colombiana de Ciencias Económicas, empiezo por decir que:

Diego Otero se refería a esta fase en la que estamos no como una transición energética sino una transición ecológica sin caer en una discusión semántica. Quiero significar que aunque se habla de la transición prefiero hablar de la tercera transición energética porque esta en la que estamos, está antecedida de dos anteriores, la primera con la invención del motor de combustión interna que vino a reemplazar y a desplazar a la máquina a vapor. Como es bien sabido, la máquina a vapor operaba utilizando el carbón tanto metalúrgico para fabricar las máqui-

* Director de la RAP del Caribe, economista, miembro de número de la Academia Colombiana de Ciencias Económicas y miembro correspondiente de la Academia Colombiana de Historia. Ha sido expresidente del Congreso de la República y exministro de Minas y Energía.

nas como térmico para producir calor para moverlas y eso dio lugar a una era del carbón.

Una vez que se dio el invento de la máquina del motor de combustión interna, el petróleo y sus derivados, terminaron por desplazar y relegar a un segundo plano al carbón en la medida en que esos motores de combustión interna necesitaban combustibles líquidos y no podían operar con las calderas que se utilizaban en la máquina a vapor pero luego vendría una segunda transición energética que tuvo su detonante con la guerra del Yom Kipur en octubre de 1973 y el consiguiente embargo petrolero de los países árabes a los países aliados de Israel. Ese embargo desde luego fue un campanazo de alerta, un llamado a Occidente en el sentido de que con este antecedente se ponía en riesgo la seguridad energética e incluso la propia seguridad nacional y así lo entendieron las grandes potencias, que diversificaron la matriz energética para no seguir dependiendo solo del petróleo, máxime cuando las mayores reservas y la mayor producción estaban en países que eran hostiles a Occidente; es así como el gas natural que hasta entonces había sido un estorbo en la industria petrolera entra a la matriz energética y el carbón que había sido relegado a un segundo plano por el petróleo empieza a vivir su segunda juventud.

Entre tanto las grandes multinacionales petroleras, las llamadas siete hermanas, sacaron sus propias conclusiones. Y es que vieron inconveniente meter todo los huevos en la misma cesta del petróleo y por ello tomaron la decisión de diversificar su riesgo, ampliando su portafolio de inversiones en la exploración y explotación de gas natural y de carbón y es así como llegan a una matriz energética más diversificada en energías de origen fósil; sumados el petróleo, el gas y el carbón llegaron a representar más del 80% del consumo de energía a nivel global y claro estas energías de origen fósil son todas contaminantes y por lo tanto las mayores emisiones de gases de efecto invernadero en el mundo provenía y sigue proveyendo de la utilización

de estas energías. Ya lo mencionaba Diego, no es solamente el dióxido de carbono también está entre las emisiones de gases de efecto invernadero, el metano y el óxido de nitrógeno.

Pero por qué se insiste tanto en la descarbonización porque es que el dióxido de carbono representa el 72% de todas las emisiones de gases de efecto invernadero. Hay un hito muy importante que es necesario resaltar en 1988 cuando se creó por parte de las Naciones Unidas, el panel de expertos sobre el cambio climático; desde su primer informe ese panel de expertos integrado por más de 250 científicos de todo el mundo, de todas las religiones, de todos los credos, de todas las ideologías, llegaron a la conclusión, con un 90% de certeza, de que la causa del aumento de la temperatura global con respecto a la era preindustrial que es cuando se disparan las emisiones de gases de efecto invernadero con la primera Revolución Industrial aumenta la temperatura y las concentraciones de gases especialmente del CO₂ en la atmósfera a causa de la actividad humana. Desde entonces se planteó la necesidad de contrarrestar, de reducir esas emisiones como única manera de impedir que la temperatura global siguiera subiendo y enfrentar los desafíos del cambio climático, coincido con Diego en que entre China, Estados Unidos, la Unión Europea, la India y Rusia son los responsables de las mayores emisiones de gases de efecto invernadero y especialmente Estados Unidos y la Unión Europea. En la COP26 quedó claramente establecido un principio, que es el de la responsabilidad solidaria de la comunidad internacional, todos somos solidarios de este desafío que significa el cambio climático y nadie se va a salvar solo. Y aunque la responsabilidad solidaria es también diferenciada, no es la misma la que tiene que asumir un país como Colombia que sus emisiones no llegan siquiera a medio punto porcentual de las emisiones de gases de efecto invernadero totales, que otros países que tienen una mayor responsabilidad y por lo tanto deben tener un mayor compromiso; como es bien sabido Colombia en la COP21 del 2015 cuando

firmó el Acuerdo de París que plantea la descarbonización de la economía, se comprometió a reducir sus emisiones en un 20% hacia el año 2030 y hasta un 30% si se contaba con las cooperación internacional porque reducir las emisiones cuesta como lo plantea Diego Otero en su exposición. ¿Quién va a asumir ese costo? He planteado que Colombia no puede convertirse en el polizón climático aduciendo que como nuestras emisiones no son significativas pues no tenemos ninguna responsabilidad. El país no puede asumir esa posición, sería irresponsable hacerlo máxime cuando un instituto de investigación en Suiza, después de hacer un estudio muy riguroso, llegó a la conclusión de que la economía colombiana es la séptima economía en el mundo más amenazada, más vulnerable frente al cambio climático; luego no podemos mirar a otro lado y desentendernos del tema pero tampoco asumir el papel de Atlas creyendo que nos podemos echar encima la responsabilidad que le incumbe a la comunidad internacional. Ni tanto que quemé al santo ni tanto que no lo alumbre, ahora bien, es un hecho estamos ante una realidad a pesar de los compromisos, a pesar del Acuerdo de París, que ya lleva casi ocho años. El hecho cierto es que hoy la temperatura global ha subido 1.2 °C con relación a la temperatura de la era preindustrial y, de acuerdo con los estudios que ha hecho este panel de expertos de las Naciones Unidas, el umbral que hay que impedir que no superemos para no llegar a un punto de no retorno, es 1.5 °C más con respecto a la era preindustrial o sea estamos a tres puntos porcentuales de superar esa barrera. Aun cumpliendo los compromisos que hasta ahora han hecho los países de reducción de sus emisiones de gases de efecto invernadero hacia el año 2030, no se impediría superar el umbral. Eso desde luego enciende todas las alarmas porque hay que evitar una verdadera hecatombe que podría generar el cambio climático para todo el mundo.

Después que en la COP21 Colombia había hecho el compromiso de reducir sus emisiones en un 20%, 30% condiona-

do, el presidente Duque en la COP26 aumentó la ambición a un 51% de reducción de esas emisiones, promesa que sorprendió incluso a las altas autoridades que tienen que ver con el medio ambiente en Colombia porque no hubo ninguna condicionalidad, como sí se planteó por el presidente Santos en el 2015. El Acuerdo de París habla de la descarbonización pero no habla de que hacia el año 2050, gracias a ese esfuerzo por reducir la huella de carbono, pudiéramos llegar a lo que se llama la carbono neutralidad. Cuando se habla de la descarbonización y se habla de transición energética, descarbonización no es igual a transición energética, y en eso, coincido con Diego Otero y lo quiero recalcar, que si bien a nivel internacional más del 73% de las emisiones de gases de efecto invernadero provienen del sector energético, ese no es el caso de Colombia en donde a duras penas puede estar en el 35% del sector energético en su totalidad, luego esto nos lleva a decir que la hoja de ruta de la transición energética en Colombia no puede ser la misma que la hoja de ruta de la transición energética de otros países como los de la Unión Europea, por ejemplo, y esto se explica en gran medida, ya lo mencionó tangencialmente Diego, porque nuestra matriz eléctrica es predominantemente hídrica en un 68%, mientras que en el resto del mundo ese mismo sesenta y ocho por ciento de capacidad instalada y generación de energía, es de origen térmico ya sea a gas o carbón y eso hace la diferencia.

El esfuerzo de Colombia para alcanzar ese objetivo de la carbono neutralidad y reducir sus emisiones, no está propiamente en el sector energético sino en los cambios que deben darse en las prácticas en materia de agricultura, de ganadería, el cambio de uso del suelo y cómo no en el tema de la deforestación. El año pasado la deforestación en Colombia puede aproximarse a 174 mil hectáreas y para dar una noción de qué significa eso, ese es el mismo tamaño de todo el territorio, del Distrito Especial de Bogotá, es decir que en este país están talando anualmente un Bogotá.

Entonces la mejor manera de contribuir a reducir la huella de carbono y reducir las emisiones es poniéndole freno a la deforestación, y claro eso cuesta, y es donde uno echa de menos la corresponsabilidad, y en eso coincido con el discurso que pronunció el presidente Petro en las Naciones Unidas y posteriormente en la COP27, demandando un compromiso mayor de la comunidad internacional con países que como Colombia tienen que hacer un enorme esfuerzo para reducir sus emisiones y gran parte de esas inversiones deberían apalancar el financiamiento de un esfuerzo grande que tiene que hacer el país para frenar la deforestación, pero queda entonces la duda si no es el sector energético el mayor responsable de nuestras emisiones y con esto no estamos queriendo decir que no continuemos haciendo esfuerzos para integrar a la matriz energética otras fuentes alternas, renovables y limpias para generar energía eléctrica y desde luego que hacerlo contribuye a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, pero para mí concepto la mayor motivación y la razón más poderosa para que el país siga haciendo esfuerzos es primero diversificar aún más nuestra matriz eléctrica y en segundo lugar, robustecerla y de ese modo tener una energía más confiable pero integrando fuentes no convencionales de energías renovables a la matriz eléctrica para fortalecer el carácter contra cíclico que tienen estas energías renovables.

Cuando el verano es más intenso y por lo tanto es mayor la sequía tenemos la mayor afectación de los embalses que sirven para la generación de hidroelectricidad y es justamente cuando los vientos son más fuertes y tenemos más horas de sol con mayor radiación solar. Estas fuentes no convencionales de energía eólica y solar fotovoltaica, están llamadas a servir de respaldo a las hidroeléctricas y a las térmicas, pero a su vez estas deben servir de apoyo a las primeras porque son intermitentes y esto es necesario a vida cuenta de que Colombia hace alarde de tener una generación limpia. Porque el 68% de su capacidad

instalada eléctrica es hídrica y en el resto del mundo, ese mismo sesenta y ocho por ciento, es térmico. Pero esa que es una virtud al mismo tiempo es el talón de Aquiles, el sistema eléctrico es nuestra mayor vulnerabilidad frente al cambio climático por qué en Colombia tenemos un solo embalse con capacidades de regulación anual que es el Peñon y el resto de embalses tienen una capacidad de regulación máximo de seis meses, de manera que si aquí deja de llover seis meses consecutivos ya estamos en problemas para garantizar la continuidad, la confiabilidad y la firmeza del sistema eléctrico y ahí es en donde es imprescindible contar con ese respaldo.

Por primera vez en lo que va corrido del siglo XXI hemos tenido en el mundo un fenómeno de *la Niña* que ha durado tres años, y hemos tenido tres temporadas lluviosas en una sola *Niña*, y estamos ya advertidos de que a *la Niña* la sucede un *Niño* y qué tal que lleguemos a tener un *Niño* que dure no seis meses sino un año o dos años, ¿qué será del sistema eléctrico del país? Será que podemos sortear esa contingencia con el sistema que tenemos actualmente no estamos en capacidad; ahora, lo otro es que se sabe que año a año va creciendo la demanda por energía. Colombia es uno de los países en América Latina con más bajo consumo y no es porque aquí seamos más ahorradores o más eficientes no, es por el anémico crecimiento de nuestra economía. Este Gobierno está impulsando un proceso de reindustrialización en Colombia y si superamos el tope que hemos tenido del 3.5% el crecimiento en la economía, vamos a requerir más energía; hoy con el crecimiento histórico que tenemos se requiere instalar por lo menos un gigavatio anualmente y si crecemos más, se van a necesitar no uno sino dos gigavatios más y qué bueno que esos gigavatios que se instalen para diversificar nuestra matriz eléctrica, en lugar de ser de origen térmico o hídrico, sean no convencionales incluyendo al hidrógeno. Finalizo señalando tres lecciones aprendidas en materia de transición energética de la crisis pavorosa por la que

aún está pasando Europa y donde la transición energética está siendo puesta a prueba: primera lección que nos quedó aprendida a los colombianos a raíz del apagón del razonamiento que tuvimos entre el año 1992 y 1993 y es que la energía más costosa es aquella de la que no se dispone justo en el momento en que se requiere, en segundo lugar, que la transición energética no puede o mejor no debe poner en riesgo la seguridad energética del país.

De acuerdo al último reporte de la Agencia Internacional de Energía que fue publicado recientemente se considera que hacia el año 2030 en el mejor escenario, en el más optimista escenario, se estarán consumiendo en el mundo noventa y tres millones de barriles de crudo y si Colombia deja de producirlo y de exportarlo no significa que no se van a consumir y sí habrá otro país que lo haga; se cumple al pie de la letra el principio keynesiano de que toda demanda crea su propia oferta y la tercera lección, es que es tan importante la seguridad energética como la soberanía energética, desde luego no podemos pretender que Colombia sea una autarquía, no podemos anhelar que sea autosuficiente todo el tiempo. Debemos hablar en concreto sobre la controversia que ha habido en el país por la eventual interconexión o reactivación de la interconexión con Venezuela tanto eléctrica como en abastecimiento de gas. El suministro es esencial pero Colombia no puede cometer el error de depender de otros países.

Necesidades de capacidad instalada en el sector eléctrico al 2030 y 2040



Alberto Brugman*

Resumen y conclusiones

Demanda: En 2022 la demanda anual de energía y potencia máxima en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) fue de 76,712 GWh y 10,894 MW, respectivamente. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) estima su crecimiento futuro promedio anual hasta 2040 en 2.9% y 2.5%, respectivamente. A nivel estacional y horario tiene variaciones que se deben considerar para el estudio de la expansión de la capacidad generadora.

Capacidad: En marzo de 2023 el sistema de generación existente tenía una capacidad efectiva neta instalada de 18,870

* Ingeniero eléctrico de la Universidad de los Andes (Colombia) con maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica del Illinois Institute of Technology (EE. UU.). Fue viceministro de Energía y experto de la Comisión Nacional de Energía en Colombia. Ha trabajado como consultor independiente, especializado en los aspectos económicos y comerciales del sector eléctrico y gas natural.

MW y si entran oportunamente en servicio los 6,436 MW en proyectos actualmente en desarrollo, en 2026 tendría un total de 25,217 MW. En ese año se prevé una participación del 75% en plantas de energía renovable, 14,449 MW en plantas hidroeléctricas y 4,377 MW operadas con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) para un total de 18,826 MW. El 25% restante serían 6,390 MW termoeléctricos operados principalmente con carbón y gas natural.

Patrones de generación: La generación de las hidroeléctricas depende de caudales que son estacionales, los cuales se regulan con sus embalses para garantizar su disponibilidad futura, tienen la posibilidad de un amplio rango de despacho intradiario. Las FNCER operarán principalmente con vientos y radiación solar disponibles instantáneamente que también son variables y estacionarios pero sin ser despachables¹ durante el día. Para el análisis de la expansión del SIN se identificaron las principales características y complementariedades de los patrones de generación de estas nuevas tecnologías (bajo el supuesto de no contar con baterías), los cuales se complementan con la generación hidroeléctrica y térmica despachable para el suministro de la demanda.

Metodología: Se aplicó un modelo de optimización de la expansión y operación de la capacidad generadora del SIN hasta 2040 para lo cual se partió de un inventario de plantas candidatas a la expansión, compuesto por los proyectos registrados en la UPME vigentes a febrero de 2023 (17,556 MW). Se consideró la salida progresiva de algunas carboeléctricas que terminarán su vida útil antes de 2040 (566 MW en parte de las centrales de Pai-pa, Zipa y Tasajero). El modelo utilizó la programación entera

1 La capacidad de generación “despachable” es la que está constituida por fuentes de energía eléctrica que pueden ser utilizadas a demanda, de modo que se pueda despachar en cada momento la energía que precisa la red eléctrica.

mixta para seleccionar el itinerario de desarrollo de las nuevas plantas candidatas a la expansión que minimizan el valor presente de los costos de inversión, operación, combustibles y mantenimiento de las plantas existentes y futuras (incluyendo su conexión al SIN) juntamente con los costos de la energía no servida y los de las emisiones de CO₂, sujeto al suministro de la demanda y otras restricciones.

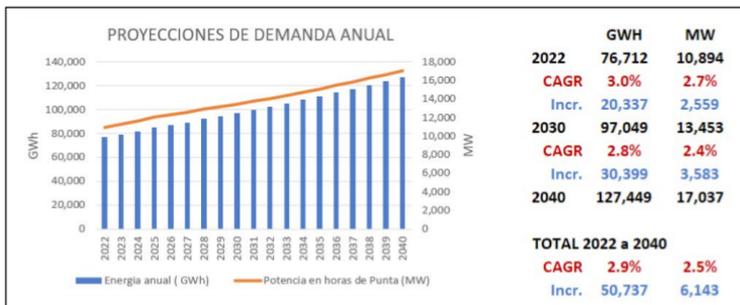
Resultados: La expansión óptima de la capacidad generadora en el SIN (de mínimo costo y que garantiza el suministro de la demanda) incluiría la instalación en 2030 de unos 1,174 MW, compuestos por 600 MW en FNCER y 574 MW en termoeléctricas a gas. Para el 2040 la expansión óptima resultante sería de 12,824 MW, compuestos por 2,080 MW en hidroeléctricas, 1,010 MW en termoeléctricas a gas y 9,805 MW en FNCER. La expansión óptima hasta 2040 selecciona la totalidad de los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos a gas registrados en UPME en marzo de 2023, lo cual sugiere la conveniencia de ampliar el registro con este tipo de proyectos para ser considerados en futuras actividades de planeamiento y, si resultan económicos, incrementar la participación de estas tecnologías en la expansión.

Proyección de la demanda

Los últimos pronósticos de demanda realizados por UPME para el SIN (junio 2022) muestran un crecimiento del orden del 2.9% anual para la demanda de energía y del 2.5% anual para la demanda de potencia máxima durante el periodo 2022 a 2040. El gráfico 1 resume estas proyecciones partiendo de la demanda histórica de 2022.

Para los próximos 18 años con los crecimientos de la demanda estimados por la UPME (caso base) se estima que la demanda anual de energía crecerá unos 50,737 GWh y la demanda de potencia máxima unos 6,143 MW.

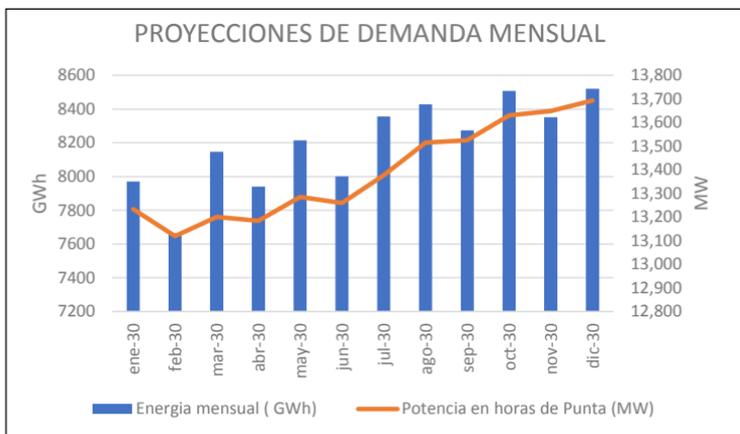
Gráfico 1 Demanda



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

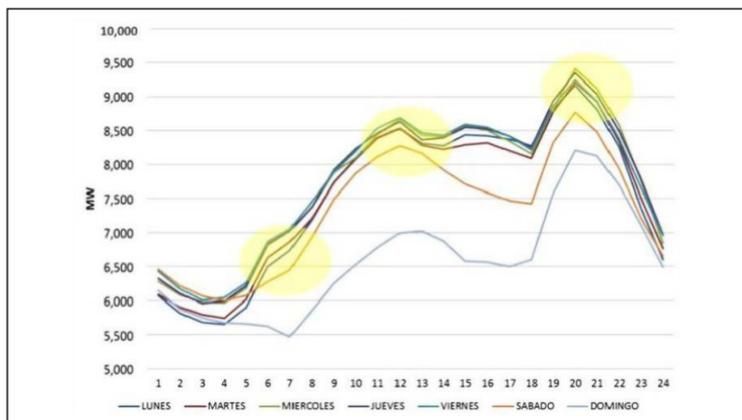
El gráfico 2 muestra la variación típica mensual de la demanda de energía (proyección a 2030) y como a nivel horario varía la demanda de potencia, la cual se ve reducida también en días sábados, domingos y feriados. Esto constituye una característica esencial dado que es preciso suministrarla en tiempo real por no ser la electricidad fácilmente almacenable por parte de los usuarios.

Gráfico 2 Variación mensual y horaria de la demanda



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

Gráfico 2 (continuación)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

Capacidad instalada

El cuadro 1 resume la composición de la capacidad de generación instalada en marzo de 2023, con un total de 18,870 MW, y la que se estima de 25,217 MW que se tendría hacia el año 2026 bajo la hipótesis de que se termina Hidroituango con

Cuadro 1 Capacidad instalada (MW efectivos netos)

	2023	2026	En proceso
Hidráulica DC	11 619	13 416	1800
Térmica DC	5629	6206	577
Hidráulica NDC	930	1030	100
Térmica NDC	184	184	0
Cogenerador	193	233	40
Eólica	18	2160	2142
Solar	297	1984	1688
Total	18 870	25 217	6346
NDC & FNCER	8.6%	22.2%	

Fuente: XM (marzo de 2023) e información del mercado

2,400 MW, entra en operación la expansión de la transmisión hacia La Guajira que se requiere para conectar 2,160 MW eólicos en esta región y se resuelven algunos problemas comerciales de las nuevas fuentes no convencionales de energía renovable (FN-CER) comprometidas en las subastas. Es decir, incluyendo en 2026 los 6,346 MW que actualmente están en proceso de construcción.

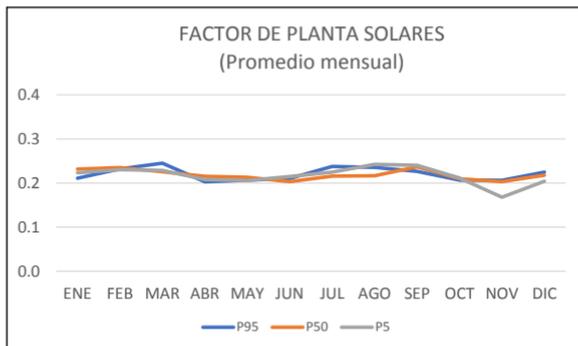
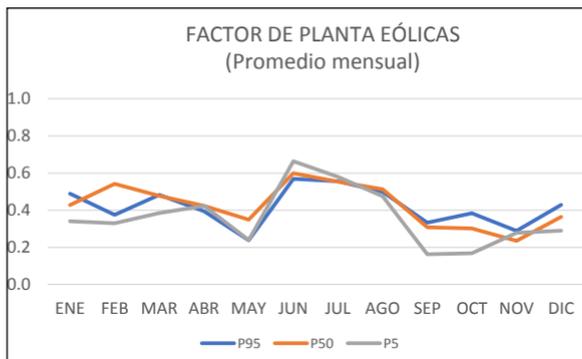
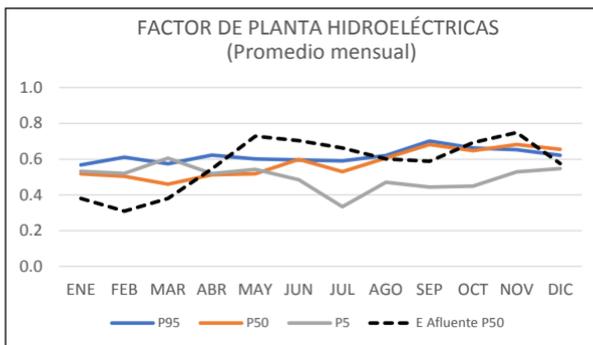
En 2026 un 25% de la capacidad instalada sería termoeléctrica operada y despachable principalmente con carbón y gas natural, un 58% sería hidroeléctrica despachable y dependiente de los caudales y el manejo de los embalses, un 9% sería eólica dependiente de los vientos y no despachable, un 8% sería solar dependiente de la radicación solar que ocurre solamente durante las horas del día. En resumen, se tendría un 75% de la capacidad en plantas de generación renovable (hidroeléctricas y FN-CER) y el 25% restante será termoeléctrica que utilizaría principalmente carbón y gas natural.

Características de la generación renovable

Para examinar los requerimientos de expansión de capacidad hasta el año 2040 es preciso considerar la variabilidad y la complementariedad de la generación entre las plantas de generación renovable tanto hidroeléctricas como FN-CER y de éstas con las termoeléctricas. El gráfico 3 muestra estas características para las plantas de generación renovable.

En términos generales, se estima que hacia el 2027 en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) los embalses existentes permitirán realizar una regulación parcial de los caudales promedio mensuales para el aprovechamiento de niveles de hidroelectricidad coherentes con los de la generación de plantas operadas con FN-CER y con la de las termoeléctricas con el fin de suministrar confiablemente la demanda. A nivel estacional, las plantas eólicas permitirán complementar la hidroelectricidad al tener mayores generaciones por mejores vientos en épocas

Gráfico 3 Características estacionales de la generación renovable

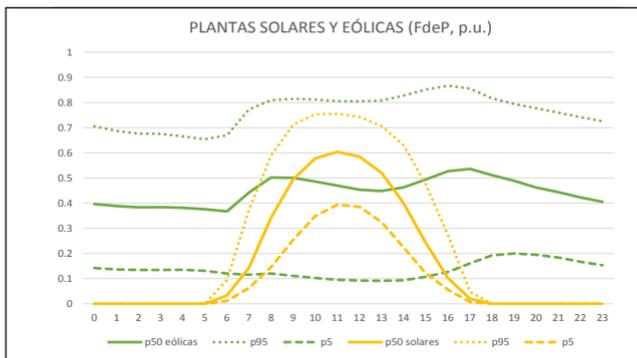


Fuente: Procesamiento de resultados del modelo SDDP

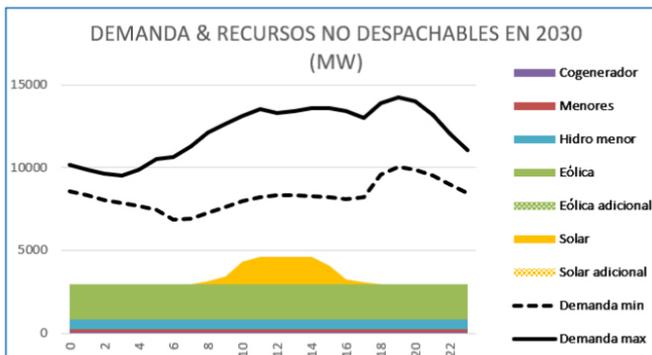
de bajos caudales (diciembre a abril) y viceversa en épocas de menores vientos (septiembre a noviembre) que es cuando se presentan los mayores caudales. Así también, bajo ocurrencias de sequías se tienen más viento y más radiación solar que aumentarán la generación de las FNCER complementando la generación hidroeléctrica, conjuntamente con mayores niveles de generación termoeléctrica.

El gráfico 4 ilustra esquemáticamente como es la generación horaria de las fuentes solares a nivel agregado e indican también la situación de aprovechamiento limitado que podría existir si se desarrollan en forma demasiado acelerada.

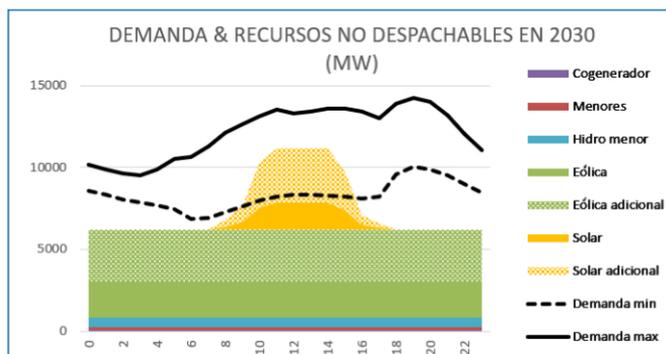
Gráfico 4 Esquemas de despacho de la generación de FNCER



DESPACHO EN 2027



DESPACHO EN 2030 CON 50% DE FNCER



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

El gráfico anterior muestra como buena parte de la generación solar disponible en horas de alta radiación solar y días de baja demanda no se podría aprovechar si en 2030 se instalan el 50% de las FNCER registrados ante la UPME (sin sistemas de almacenamiento). Ello sugiere la necesidad de realizar un cuidadoso planeamiento de la expansión del SIN.

Proyectos candidatos a la expansión

El cuadro 2 resume los proyectos vigentes a febrero 28 de 2023 que se incluyen en el informe de registro de proyectos de generación preparado por UPME.

En resumen, actualmente el registro de UPME contiene proyectos vigentes cuya capacidad suma 17,556 MW. Está compuesto por 6,671 MW en proyectos eólicos (1,636 MW localizados costa adentro y 5,035 MW en costa afuera), 2008 MW en hidroeléctricas, 7,867 MW en solares y 1,010 MW térmicos. Se observa la poca participación de las plantas tradicionales hidroeléctricas y térmicas registradas vigentes, de las cuales el país tiene muy alto potencial sin utilizar.

Cuadro 2 Informe de registro de proyectos de generación

Rango	Eólico	Hidráulico	Solar	Térmico	Total
0 - 1 MW			1	4	5
1 -10 MW	8	153	698		859
10 -20 MW		364	980		1345
20 -50 MW	250	216	526	150	1142
50 - 100 MW		90	2415		2505
Mayor a 100 MW	6413	1183	3245	860	11 701
Total	6671	2008	7867	1010	17 556

Fuente: UPME, febrero de 2023

El cuadro 3 resume las características técnicas básicas utilizadas en este ejercicio para examinar la expansión hasta 2030 y 2040.

Metodología

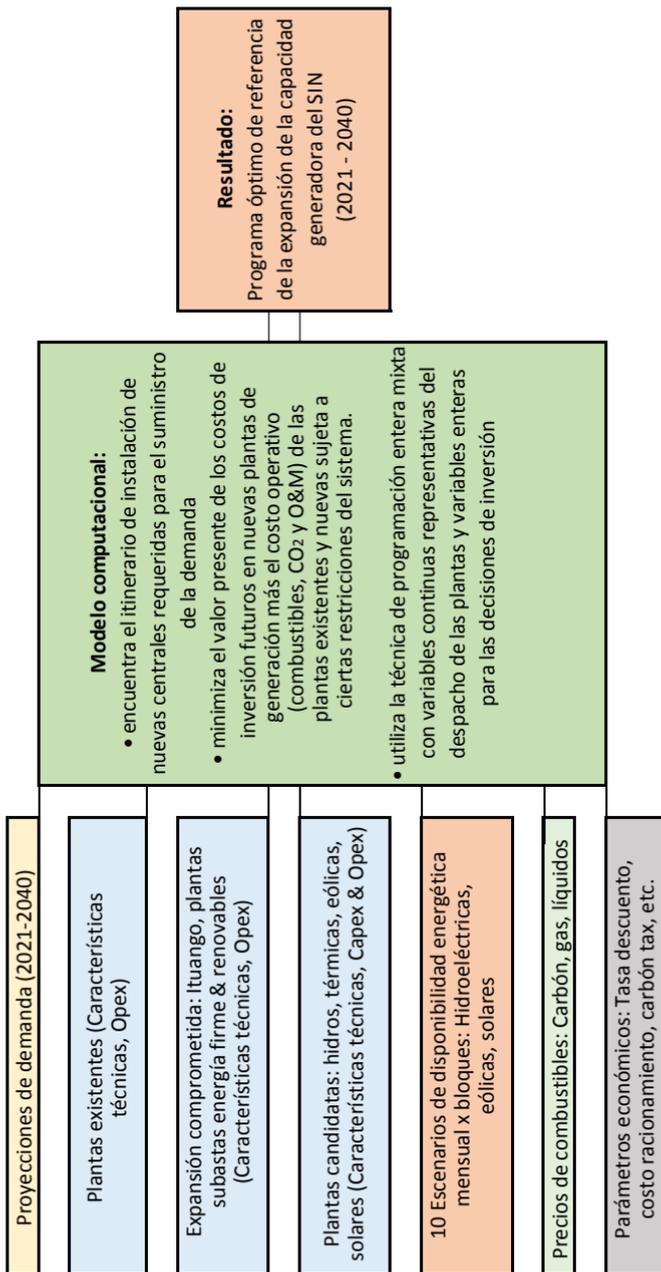
El gráfico 5 ilustra la metodología de aplicación de un modelo de optimización de la expansión y operación del SIN que utiliza la técnica de programación entera mixta, el cual se utilizó para estimar la expansión de capacidad generadora de menor costo operativo y de inversión (incluyendo este último un estimado del costo de conexión de los proyectos) que se requiere para suministrar la demanda futura en forma confiable. El ejercicio realizado requirió procesar la información sobre demanda futura, plantas candidatas y sus patrones de generación, precios de combustible y otros parámetros relevantes, tales como tasa de descuento, costos económicos atribuibles a las emisiones de CO² y costo de la energía no servida.

Cuadro 3 Características básicas de los proyectos candidatos

Supuesto sobre tecnologías de expansión	CCGT Gas natural	OCGT Gas natural	Vapor carbón	Eólica (Onshore)	Eólica (Offshore)	Solar (Eje sencillo)	Hidroeléctricas
Capacidad típica (MW)	418	237	660	200	350	100	Específica
Factor de disponibilidad de capacidad (%)	90%	90%	85%	98%	98%	98%	95%
Capex (USD/kw)	1084	713	2000	1227	2885	800	2450
Decrecimiento anual (%)	5%	5%	5%	1.0%	1.0%	1.5%	5%
Capex de transmisión (% adicional)	5%	5%	5%	22%	22%	5%	5%
Opex variable (USD/MWh)	2.6	4.5	7.3				
Opex fijo (USD/KW/año)	14.1	7.0	72.1	16.6	16.6	12.0	29.9
Consumo térmico específico (BTU/KWh-HHV)	6431	9905	9470				
Vida útil (años)	30	20	35	25	25	30	50
Capacidad en plantas candidatas (MW)	0	1010	0	1636	5035	7867	2008

Fuente: EIA, IRENA e información de mercado

Gráfico 5 Modelación de la expansión

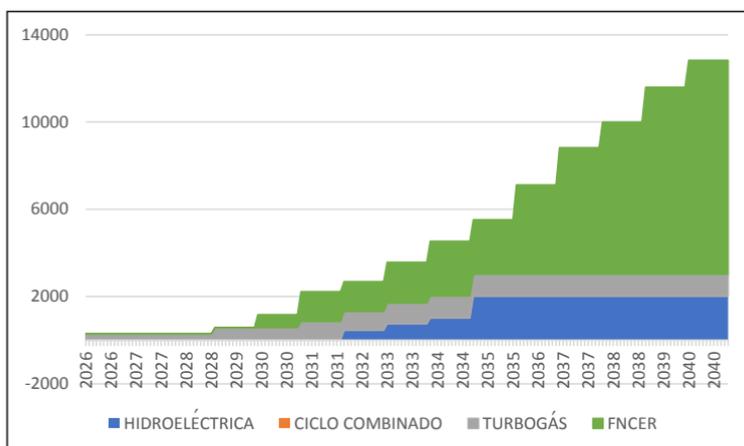


Fuente: Elaboración propia.

Resultados

Los resultados obtenidos que se presentan en el gráfico 6 deben considerarse como ilustrativos y sujetos a revisión futura. Dicho gráfico ilustra como resultarían programadas en el tiempo las adiciones óptimas de capacidad de generación en el SIN y según el tipo de tecnología de generación, para lograr un suministro eléctrico confiable de la demanda y al menor costo posible.

Gráfico 6. **Expansión de referencia (MW)**



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

Con los supuestos sobre incremento futuro de la demanda y demás parámetros económicos requeridos, se encontró que la expansión óptima de capacidad generadora en el SIN (de mínimo costo y que garantiza el suministro de la demanda) incluiría la instalación en 2030 de unos 1174 MW, compuesta por 600 MW en FNCER y 574 MW en termoeléctricas a gas. Para el 2040 la expansión óptima resultante sería de 12 824 MW, compuesta por 2008 MW en hidroeléctricas, 1011 MW en termoeléctricas a gas y 9805 MW en FNCER.

Se destaca que la modelación aplicada selecciona el catálogo de plantas candidatas a la totalidad de los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos a gas vigentes en el registro de UPME en marzo de 2023, lo cual sugiere la conveniencia de ampliar el registro con este tipo de proyectos para ser considerados en futuras actividades de planeamiento.

Hipótesis del hidrógeno y explosión solar en la transición



Camilo González Posso*

Resumen

Estas notas forman parte de la investigación sobre energías renovables y transición socioecológica que se adelanta en Indepaz.¹ Se incluyen reflexiones sobre la oportunidad e incertidumbre del hidrógeno verde, las conflictividades del modelo de enclave con el cual se están proyectando los parques eólicos en el departamento de La Guajira, Colombia y la opción de acelerar la oferta de energía solar fotovoltaica como componente clave de la expansión de energías limpias y de modelos de asociación comunitaria con fuerte participación de la Empresa Colombiana de Energía, Ecopetrol S.A. y de empresas públicas.

* Ingeniero químico, especialista en Ciencias de la Complejidad, magíster en Economía, doctorando en Pensamiento Complejo. Presidente de Indepaz.

1 Instituto de Estudios para el Desarrollo y la Paz. Centro de pensamiento con sede en Bogotá, Colombia.

Palabras clave: hidrógeno, electrólisis, fotovoltaica, eólicos, colectoras, comunidades de energía.

Abstract

These notes are part of the research on renewable energy and socio-ecological transition that is being carried out at Indepaz. Reflections are included on the opportunity and uncertainty of green hydrogen, the conflicts of the enclave model with which the wind farms are being projected in La Guajira and the option of accelerating the supply of photovoltaic solar energy as a key component of the expansion of clean energy. and community association models with strong participation of Ecopetrol and public companies.

Keywords: hydrogen, electrolysis, photovoltaic, wind, collectors, energy communities.

Introducción

En Colombia, como en todo el mundo, se está pasando de reconocer la gravedad de la crisis climática a la reflexión sobre las alternativas de respuesta en todas las dimensiones que definen el problema. Desde la evaluación de estrategias se vuelve a los diagnósticos, a la definición de prioridades y al análisis del alcance de cada alternativa. Cuando se habla de mitigación y de contribución a la desaceleración de emisiones de gases de efecto invernadero las miradas se dirigen a la urgencia de proteger los sumideros de carbón, en especial de los ecosistemas de bosques, manglares, pastos marinos y corales, a reducir las emisiones asociadas al cambio de uso de la tierra, a la persistencia de la ganadería extensiva y a la urgencia de reducir el consumo de fuentes de energía fósil para el transporte, la industria y la vida urbana. Pero cuando se habla de estrategias e inversiones las mayores apuestas se ponen en la transición de la energía

eléctrica. Aunque en Colombia esa matriz particular tiene un impacto marginal en las emisiones de gases de efecto invernadero, la electrificación con *fuentes no convencionales de energía renovable* aparece como la principal respuesta y las energías eólica y fotovoltaica se identifican como la prioridad en los planes oficiales, recomendaciones de organismos internacionales y proyectos de grandes inversionistas extranjeros y nacionales. Los nuevos negocios no se ven en la protección de los sumideros, ni en la reducción del despilfarro, sino en las inversiones con las nuevas tecnologías verdes.

En este artículo se aborda solo esa estrategia de electrificación con energías renovables que tiene en la producción de hidrógeno verde y azul grandes apuestas y enunciados en los planes de desarrollo y en las directrices presidenciales. En efecto, la política que destaca el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, se sustenta en la hipótesis de producir rápido y a gran escala hidrógeno a partir de energía eólica. A esta respuesta a la crisis climática se ha referido el presidente de la República cuando propuso construir una planta de hidrógeno ubicada en Barranquilla (Petro, 2023).

Sobre esa hipótesis se han conocido varios documentos que muestran las ventajas y retos de apostarle al hidrógeno como estrategia central para el cambio de la oferta y consumo de energía en las próximas décadas pensando en las metas a alcanzar del 2050. En Colombia ha merecido mucha atención el informe promovido por el Banco Interamericano (BID, 2021) que sirvió de base al proyecto de Ley 2169 de 2021 sobre acción climática. En ese informe titulado Ruta del Hidrógeno se indica que,

El hidrógeno de bajas emisiones contribuirá a acelerar la consecución de los objetivos de la estrategia de descarbonización de Colombia. Como vector energético, el hidrógeno acelerará el despliegue de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FN CER), como la energía solar y eólica, mediante el almacenamiento estacional de energía

y su transporte a los centros de demanda. Colombia cuenta con una matriz energética altamente descarbonizada y con recursos renovables para la producción de hidrógeno verde con costos competitivos. Además, dispone de gas y carbón que, combinados con captura y almacenamiento o utilización de CO₂, diversifican las opciones de suministro de hidrógeno de bajas emisiones asegurando el autoabastecimiento (BID, 2020, p. 3).

La meta enunciada desde 2020 es superar en 2030 3GW aplicados a la electrólisis, con inversiones superiores a US\$5000 millones en *fuentes no convencionales de energía renovable*. Ecopetrol inició estudios para un piloto de electrólisis en Cartagena y Promigás se encargaría de la red de transporte para ensayar celdas en vehículos (Bnamericas, 2022). Muchas empresas productoras de automóviles están desarrollando prototipos con uso de hidrógeno y quieren hacer ensayos en Colombia como los anunciados por Opex y Hyundai.

En la academia se ha escalado el debate sobre el lugar del hidrógeno en la transición de la energía con el aparente consenso del papel positivo que puede tener en las próximas décadas tanto en el transporte como en la industria. También se destacan las alertas por lo que falta para que esa tecnología sea eficaz y competitiva. Entre los investigadores del tema están Valenzuela (2021) y Jiménez en la Universidad de los Andes, Amel (2006) en la Universidad de Antioquia, Aldana y Peñuela (2023) de la Fundación Boll.

El profesor Amel no duda en señalar las ventajas de Colombia para explorar la ruta del hidrógeno pero se une a las inquietudes sobre el estado de maduración y de costos de la producción a gran escala. En sus palabras,

Nosotros tenemos la potencialidad para ser bastante competitivos en la producción de hidrógeno verde a nivel mundial, pero de todas maneras todavía queda bastante por hacer y por desarrollar para que encontremos bien el

nicho y el espacio para producir hidrógeno verde en buenas cantidades y de manera competitiva y eso ¿qué significa? pues identificar de buena manera una fuente energética propia, económica, colombiana, que nos permita producir energía eléctrica a buen precio y ver cómo van evolucionando los electrolizadores en términos de costos, de inversión y eficiencia para producir la molécula del hidrógeno a un costo bastante competitivo (Amel, 2022).

Una de las cuestiones por resolver es la del nicho de energía propia para electrólisis que lleva a pensar en la energía solar fotovoltaica y en otras alternativas que van a pesar en esta década. No es asunto menor la ausencia de estudios sobre el agua que en proporciones gigantescas se necesita como insumo: ¿Cuál es el valor de esa agua? ¿Cuáles son los impactos ambientales de la apropiación de ríos y cuerpos de agua para las plantas de hidrógeno? ¿Cómo se incorpora en la fórmula de costos y en el precio de la energía con ese vector? Son cuestiones por investigar al lado de otras señaladas en otros trabajos (González, 2022) sobre los problemas técnicos y de costos para la captura de carbono al producir hidrógeno azul, los tiempos y precios asociados al almacenamiento, cambio de todas las redes de transporte y suministro, al alto porcentaje de fugas y disipación entrópica de energía.

En este texto se abordan otras preguntas sobre estos temas de la ruta del hidrógeno que son también los del futuro de las energías renovables y otras no convencionales. Se muestran las dificultades para apostar a la energía eólica como fuente a corto plazo dados los conflictos con los derechos territoriales de pueblos indígenas, en segundo lugar, se incluyen los asuntos técnicos a resolver que aplazan la puesta en marcha de redes de conexión a fechas que van desde 2026 a 2036 y en tercer lugar, se sostiene que para completar la matriz de energía eléctrica y atender a la demanda creciente en las próximas décadas hay que darle la mayor importancia a la energía solar fotovoltaica.

Estas reflexiones se apoyan en los diálogos sostenidos desde 2018 con líderes, lideresas y autoridades del pueblo wayuu y de otras comunidades y pueblos en La Guajira, en otras zonas de la Costa Caribe, Magdalena Medio, Oriente, Amazonía y Sur de Colombia. Por razones de seguridad y criterios de acción sin daño se omiten los nombres de las personas que desde la esfera local han aportado sus conocimientos. La investigación sobre energías renovables y transiciones que enmarca este artículo cuenta con el trabajo colaborativo en el Instituto de Estudios para el Desarrollo y la Paz y con el diálogo permanente sobre los problemas investigados con profesionales activos en temas ambientales y de la crisis climática en Colombia, EE.UU., España, México, Argentina y Suiza.

El centro de la metodología de la investigación que aquí se define como colaborativa es la acción participativa en los procesos de dialogo con las comunidades y en su búsqueda de incidencia en las políticas y proyectos de producción de energía y de respuesta a la crisis climática. El activismo académico, en relación directa con los grupos de interés a todos los niveles, es el puente con la construcción de pensamiento ligado a acciones transformadoras.

I. El modelo comunitario–estatal de sociedades de energía versus el modelo de enclave extractivista eólico

Dijo el presidente Petro (2023), refiriéndose a una posible planta de hidrógeno verde en Barranquilla, que “para este proyecto además de una alianza estratégica internacional necesitamos a Ecopetrol y a las comunidades energéticas wayuu para que sean socias”.

Esta y otras propuestas sobre plantas de producción de hidrógeno en la costa Caribe se apoyan en las ventajas de viento y sol. Según los estudios del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM, 2017) la mayor potencia

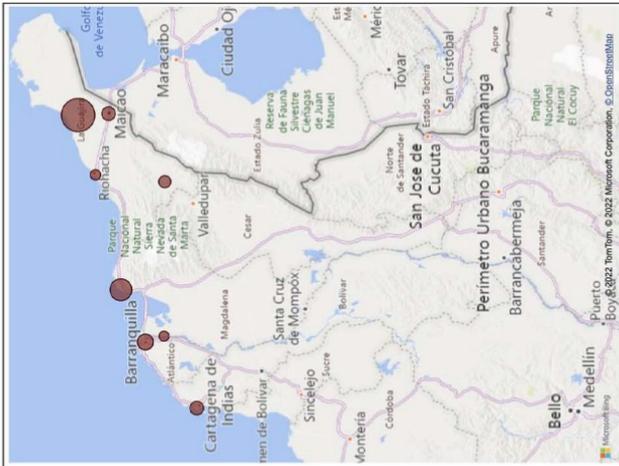
Tabla 1 Mapa 1. Principales proyectos eólicos vigentes



INFORME DE REGISTRO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

correspondiente al corte a agosto 31 de 2022

Ubicación de los principales proyectos eólicos vigentes



Municipio/Departamento	Nombre Proyecto	Capacidad MW	Estado	Entrada Operación
BARRANQUILLA, ATLÁNTICO	OWF GALEON	825	Fase 1	08/06/2032
CARTAGENA, BOLÍVAR	OWF BITÁCORA	510	Fase 1	08/06/2032
MAICAO, LA GUAJIRA	PLANTA EÓLICA JEHOVA	10	Fase 1	01/01/2024
MAICAO, LA GUAJIRA	PLANTA EÓLICA LA MANITA	10	Fase 1	01/01/2024
MAICAO, LA GUAJIRA	PLANTA EÓLICA NOE	10	Fase 1	01/01/2024
MAICAO, LA GUAJIRA	PROYECTO DE GENERACION DE ENERGÍA EÓLICA ELIPE	200	Fase 2	31/12/2023
MAICAO, LA GUAJIRA	PROYECTO DE GENERACION DE ENERGÍA EÓLICA ONEGA	300	Fase 2	31/12/2023
RIOHACHA, LA GUAJIRA	PARQUE EÓLICO EL AHUMADO	50	Fase 2	31/12/2023
SAN JUAN DEL CESAR, LA GUAJIRA	PARQUE EÓLICO SIRIUS	150	Fase 1	31/12/2025
SAN JUAN DEL CESAR, LA GUAJIRA	PARQUE EÓLICO NEPTUNO	150	Fase 1	31/12/2026
SANTA CATALINA, BOLÍVAR	PARQUE EÓLICO OFFSHORE VIENTOS ALIBIOS	200	Fase 1	08/12/2025
SANTA CATALINA, BOLÍVAR	PARQUE EÓLICO VIENTOS DE BOLÍVAR	150	Fase 2	31/12/2024
SANTA MARTA, MAGDALENA	OWF GOLETA	825	Fase 1	08/02/2032
SANTA MARTA, MAGDALENA	OWF BERGANTIN	825	Fase 1	08/06/2032
SITIONUEVO, MAGDALENA	CEFIRO 1	1	Fase 1	01/11/2024
URIBIA, LA GUAJIRA	JOUTALEIN SAS	150	Fase 1	01/07/2026
URIBIA, LA GUAJIRA	OWF ASTROLABIO	825	Fase 1	08/02/2032
URIBIA, LA GUAJIRA	OWF BARLOVENTO	825	Fase 1	08/02/2032
URIBIA, LA GUAJIRA	PARQUE EÓLICO APOTOLORRU	75	Fase 2	28/02/2023
URIBIA, LA GUAJIRA	PARQUE EÓLICO CARRIZAL	195	Fase 2	28/02/2023
URIBIA, LA GUAJIRA	PARQUE EÓLICO CASA ELÉCTRICA	180	Fase 2	28/02/2023
URIBIA, LA GUAJIRA	PARQUE EÓLICO IRRAIPIA	99	Fase 2	28/02/2023
URIBIA, LA GUAJIRA	PROYECTO DE GENERACION DE ENERGÍA EÓLICA KAPPA	500	Fase 2	31/12/2024
URIBIA, LA GUAJIRA	ANDREA JUSANY (ANTES PARQUE EÓLICO CERRITO)	378	Fase 2	30/06/2025

Fuente: UPME (2022)

de energía eólica está en La Guajira y de energía solar está en la Costa Caribe. Solo en lo que se refiere a energía eólica se podría llegar a tener en 2033 una capacidad instalada de 16 GW, el 95% de lo que se tenía en diciembre de 2022 de producción de energía eléctrica en todo el país.

De la capacidad de energía eólica con proyectos vigentes al iniciar 2023, el 60% sería en parques costa afuera, como los que ya están en estudio frente al cabo de la Vela, Punta Estrella, Ma-naure, Santa Marta, Barranquilla, Cartagena y Santa Catalina en Sucre (UPME, 2022).

Sin contar los proyectos costa afuera que están apenas en ciernes, el 96% de los parques eólicos que se están tramitando para que se instalen entre 2023 y 2033, están ubicados en territorio de propiedad colectiva de las comunidades wayuu en el resguardo de la Media y Alta Guajira.

Ese conjunto suma 7443 MW de capacidad instalada, incluyendo los que se ubican costa afuera en la Costa Caribe (UPME, 2022). Considerando solo los que están en proceso en La Guajira, el 80% tiene ya avanzados contratos y documentos de licencia y garantías según los requisitos de las entidades competentes en los Ministerios de Minas, Ambiente y en Corpoguajira. En enero de 2023, estaba para iniciar producción un pequeño parque con 10 torres y 20 MW, pero otros parques con cerca de 1800 aerogeneradores estaban en proceso esperando el fin de las consultas y la construcción de las redes de conexión al Sistema Integrado Nacional (UPME, 2022).

La lista de proyectos vigentes de la tabla 1 es parcial y es parte del total de los que están en trámite que llegan a 57 parques con 13 GW y 2833 aerogeneradores (Barney, 2023).

Lo que estos datos indican, entre otros, es que hay incertidumbre en los tiempos para que los proyectos de generación de electricidad eólica se pongan en operación. Además, el descontento de las comunidades por la ocupación del territorio

para preparar infraestructura propia del montaje de los parques también contribuye al incumplimiento de los plazos fijados en los registros del Ministerio de Minas.

Las comunidades piden revisión total

En los diálogos vinculantes, en diciembre de 2022, las comunidades relacionadas con los actuales proyectos de parques eólicos y algunas organizaciones del pueblo wayuu entregaron documentos exigiendo desconocer las llamadas consultas previas realizadas en los últimos años para protocolizar acuerdos en cada parque con cada multinacional. Consideran que han sido consultas manipuladas con el apoyo del Ministerio del Interior y de las autoridades ambientales que deberían haber garantizado esos derechos.

Los protocolos de acuerdos económicos y de uso del territorio, consignados en los textos finales de las consultas realizadas, han sido criticados por muchos vicios de procedimiento y de contenido. Entre las críticas están la falta de información previa, suficiente y en wayuunaiki; la no entrega de todos los estudios financieros, técnicos, ambientales, sociales y de alternativas económicas de la inversión y para las comunidades. Ha primado el secreto, la información fragmentada, la no disposición de los documentos en internet. Señalan las comunidades que en muchos casos no se ha tenido en cuenta a las autoridades ancestrales ni se ha respetado la cultura y las formas de representación propias de los wayuu (Documento Wayuu, 2022).

En los documentos entregados al gobierno en los diálogos para definir la ruta de la transición, las comunidades y organizaciones de diverso orden, incluido Indepaz, se ha mostrado que en el Gobierno de Iván Duque las subastas, trámite de estudios de impacto ambiental, estudios de relacionamiento cultural, contratación de obras para interconexión, se realizaron unilateralmente con situaciones de hecho por encima de las

comunidades y de las autoridades del resguardo de la Media y Alta Guajira. Centenares de voceros de las comunidades indígenas respaldaron el pliego de reclamos entregado en diciembre de 2022 a la ministra de Minas y Energía, Irene Vélez.

Desde hace más de cuatro años, esas comunidades han señalado que en los procesos de consulta se ha desconocido que, por las características de los proyectos, se debe respetar el derecho del pueblo wayuu al consentimiento previo, libre e informado (González y Barney, 2019). En las conversaciones con lideresas, autoridades, pastores, pescadores, líderes de organizaciones en La Guajira y en la revisión de documentos, se han identificado las fallas mencionadas y muchas otras:

- El Ministerio del Interior ha permitido y propiciado que las consultas realizadas entre 2014 y 2022 se limiten a procesos parciales, sin incluir a todas las comunidades de las zonas de influencia de las obras, excluyendo las vías, tendidos eléctricos enterrados, conos de viento hacia abajo de cada parque y de los vecinos.
- Se fraccionan las consultas para circunscribirlas a las comunidades del pequeño polígono tratándolas como propietarias para lograr la firma de protocolos en los que se definen los términos económicos y solo las reconocen como parte de una propiedad colectiva para desconocer el pago por el uso del territorio.
- Solo se reconoce la propiedad colectiva del resguardo para eludir pagos a familias en cada parque, sin asumir que se trata de una territorialidad compartida, seminómada en muchas prácticas y de uso común de espacios, agua y vida en comunidades entrelazadas.
- La sumatoria de parques, vías y redes eléctricas construidos con consultas fraccionadas afecta a todo el pueblo wayuu y la pervivencia de todas las comunidades de la Media y Alta Guajira, pero el Ministerio del Interior, aprovechando cir-

cunstancias organizativas y conflictividades locales, ha ayudado a desconocer la necesidad de un proceso colectivo de consentimiento como pueblo que se complemente en relación respetuosa con los derechos de las comunidades directamente afectadas.

- Los *estudios de impacto ambiental* no se basan en investigaciones específicas, sino que en muchos aspectos extrapolan los realizados en otros países. Son precarios en las valoraciones de impactos en los ecosistemas y sus componentes; tampoco valoran la afectación en la economía tradicional.
- Las alternativas futuras de producción y construcciones en el territorio son condicionadas hasta final de este siglo, prohibiendo nuevas actividades que consideran lesivas para los parques. Pretenden que las comunidades no diversifiquen ni el pastoreo ni la pesca, y atentan contra estas actividades que son tradicionales, al tiempo que cierran cualquier uso del territorio a lo que les convenga a las grandes empresas.
- No hay estudios sobre el efecto en desplazamiento y presión por la salida del territorio y mucho menos se considera el valor de los impactos morales y de cambios de la vida en relación.
- Esos *estudios de impacto ambiental-EIA* son impuestos a las comunidades con maniobras de información superficial, sin traducción ni tiempo para la evaluación por parte de las comunidades con apoyo técnico propio.
- Contra las indicaciones de expertos, los EIA son presentados para parques aislados y no para conjuntos de parques en un territorio interdependiente.
- No se valoran los impactos que resultan de la interrelación y de las externalidades de parques vecinos o cercanos en una zona.
- Todos estos problemas se están presentando ya en los procesos que se están iniciado para los parques costa afuera sin

información alguna a las comunidades costeras y de pescadores. El Gobierno de Iván Duque dio luz verde a esos parques que han iniciado diseños, estudios de condiciones climáticas y estudios financieros, sin ofrecer información alguna a la población ni a los grupos de interés (Barney, 2023).

Protocolos leoninos

También se ha alertado sobre el contenido de los acuerdos económicos con las multinacionales y grandes inversionistas que significan una lesión enorme para Colombia y para las comunidades. En el estudio “El viento llega con revoluciones” (Gonzalez y Barney, 2019), se muestra que los protocolos de acuerdo económico de los parques eólicos que se van a montar en ese territorio wayuu, le dejan migajas a las comunidades a título de compensaciones.

Esos protocolos definen pequeños montos y compromisos de obras sociales y ambientales que no tienen sustentación en cifras de producción y utilidades; la mayoría de ellos establece que no se le pagará en dinero a las comunidades sino con proyectos que se deberán tramitar ante un comité integrado con la empresa respectiva. En un valor total de pago a las comunidades, no se diferencia lo que corresponde a compensación por cada uno de los impactos sociales, económicos, culturales y ambientales, la parte que corresponde a pago por el uso del suelo, sus recursos y el territorio, lo que es adicional como beneficio para la comunidad y el resguardo. Además, se incluyen en el paquete obras que deben estar en el presupuesto de inversión pública y que son derechos adquiridos como el agua, la electricidad, la educación básica, la protección a la infancia.

En los trabajos publicados por Indepaz, en especial en la investigación de seguimiento realizada por Barney (2023), se detallan los conflictos que se están presentando como consecuencia de la puesta en marcha de un modelo de enclave extractivista en el territorio wayuu.

Por otro lado, hemos mostrado que ese modelo de enclave se hace contra todos los principios de responsabilidad diferenciada enunciados en las cumbres de Naciones Unidas sobre el cambio climático, desde 1992 a la COP27 en Egipto 2022. Se invierte el sentido de la responsabilidad y todas las ventajas y mayores ganancias de los nuevos negocios de energía renovable se las dan a las multinacionales de las potencias contaminantes (González, 2022a).

No solo se les está entregando el territorio que tiene las condiciones más ventajosas de viento e irradiación de Colombia, sino que se hace a costa del sacrificio de un pueblo y con subsidios y prebendas para aumentar las ganancias de las empresas y darles garantías de beneficios tributarios a largo plazo. No solo se les han otorgado exenciones en pago de impuestos a las importaciones de bienes de capital y a las exportaciones, sino que se ha aceptado el Artículo 289 de la Ley 1955 de 2019, metido subrepticamente en el Plan de Desarrollo 2018-2022, que les regaló lo que estaba establecido como pago por transferencias según la producción bruta, rebajándolas de 6% a 1% para toda producción de energía renovable de fuentes no convencionales (González, 2022b).

A esta altura vuelven las preguntas: ¿Cuáles serían las características y procesos para el modelo comunitario con alianza estratégica internacional? ¿Se está a tiempo para corregir lo que se ha proyectado desde el modelo de enclave?

En lo que se refiere a los parques actuales de energía eólica, en los procesos de consentimiento que corresponden, se podría considerar un modelo comunitario en asociación con empresas del Estado y también mixtas con renegociaciones pactadas con las grandes compañías que se han repartido parte importante del territorio.

La revisión de las consultas, de los *estudios de impacto ambiental y cultural*, podría ser ocasión para replantear el modelo

de enclave y concertar un esquema de asociación con las comunidades y la participación de Ecopetrol, Empresas Públicas de Medellín, ISA, Grupo Empresarial de Bogotá y otras. En el caso de territorios étnicos como los del resguardo de la Media y Alta Guajira, las ventajas tributarias, tal como ha sido propuesto en los diálogos vinculantes, estarían sujetas a verdaderos procesos de consentimiento y de asociación comunitaria.

El modelo participativo y comunitario de conjunto puede incluir asociaciones comunitarias, parques desarrollados en alianza con grandes empresas extranjeras o con grandes empresas nacionales como Ecopetrol, EPM y Celsia. En las alianzas internacionales lo más ventajoso para Colombia es la prioridad a la asociación con empresas que han desarrollado la tecnología, como la producción de los aerogeneradores y sus sistemas de montaje. Para el impulso a ese modelo participativo y comunitario es también necesario que se construya la asociación latinoamericana de energía y se fortalezca la cooperación para la investigación y la formación técnica.

La regulación de este modelo participativo es parte de lo que se ha definido como transición justa, descentralizada, de soberanía energética y respeto a los derechos étnicos y de las poblaciones.

II. El reto de las colectoras

Según un informe de la Unidad de Planeación Minero-Energética-UPME (2022b), en 2024 estaba previsto el inicio de producción de 10 parques, de los cuales es probable que 3 se conecten directamente al Sistema Interconectado Nacional-SIN en la estación de Cuestecitas si solucionan problemas con las comunidades. Estos suman 742 MW y otros 7 que suman 1040 MW tienen que esperar hasta que se termine la colectoras 1 postergada para 2025 o 2026.

Para sacar la energía desde La Guajira se contará con colectoras, que son los tendidos con cables de alta tensión que se proyecta construir para agregar esa energía al circuito del sistema nacional de transmisión de electricidad. La primera colectoras, que construye el Grupo Empresarial Bogotá, va desde la Alta Guajira hasta Cuestecitas, en Fonseca, a 110 kilómetros, y de allí hasta La Loma en Cesar, a 250 kilómetros (Morales, 2022).

Con la colectoras 1 se podrán conectar otros 4 parques de los que ya tienen contrato y pólizas de garantía, para completar el cupo que es de máximo 1054 MW. Los otros parques requieren nuevas colectoras que permitan evacuar cerca de 7000 MW antes de 2034, sin contar nuevos parques que ya están en ciernes.

Otras dos colectoras, que están en proceso para iniciar construcción en 2024, deben consultar con más de 500 comunidades y se puede estimar que estén listas entre 2027 y 2030. Una de esas colectoras que está en trámite inicial, es la que desarrollaría ISA desde la subestación Nueva Cuestecitas hacia Copey y Fundación, con un total de 270 km en tres tramos (Morales, 2022).

Se tiene poca información sobre los estudios preliminares que se están haciendo para otra línea de conexión desde La Guajira al centro del país, que tendría tecnología de punta para corriente continua de alta tensión (HVDC). Este proyecto incluiría cables submarinos, tanto para evacuar energía de los parques costa afuera, como de otros cercanos a la costa (Gubellini, 2022).

Cada uno de los 19 parques que están en proceso, sea en fase 1 o en fase 2, piensa construir sus líneas de evacuación de energía de alta tensión desde su polígono a la línea de la colectoras que va hacia el Sistema Integrado Nacional. Es toda una telaraña de cables aéreos y enterrados que va a ir cubriendo buena parte del territorio de propiedad colectiva de los wayuu.

III. Se está a tiempo. En renovables, la explosión solar es el primer camino

Ha hecho falta una deliberación seria sobre los tiempos de la transición y la descarbonización en Colombia y Latinoamérica en comparación con los que tienen y deben tener los países que son los responsables de la crisis climática y de más del 80% de las emisiones anuales de gases de efecto invernadero en la actualidad.

Lo que se pactó en la Cumbre de Río (ONU, 1992), y se ha repetido desde entonces en todos los escenarios, es que quienes deben dar la pauta en transición y descarbonización son esas potencias contaminantes, y que es parte de la justicia ambiental que ellos financien a los países en desarrollo y víctimas del desarrollo capitalista fósil adicto. A los países “en desarrollo” les corresponde dar prioridad a los retos de la equidad, la superación de la pobreza, de la subordinación económica, y recibir la tecnología y apoyo financiero de los culpables de la crisis para hacer la transición a su ritmo autónomo y sin sacrificio de pueblos.

En Estados Unidos la administración Biden ha dicho que harán esfuerzos para lograr descarbonizar la electricidad hacia 2035 (Nugent, 2022), al tiempo que quieren copar el mercado de Europa con gas y petróleo obtenido con *fracking*; los plazos en Europa se volvieron inciertos con la guerra que libran en Ucrania y la vuelta al carbón; China e India han dicho que sus compromisos de carbono neutralidad quedan para después de 2070.

Colombia tiene una matriz de energía eléctrica con 60% de fuentes hídricas, 20% de térmicas y el resto de biomasa y otras menores (Ministerio de Minas y Energía, 2020). Por otro lado, en 2023 la matriz de producción total de energía, el 85% es de origen fósil; en todas las proyecciones, incluido el escenario más disruptivo, hacia 2050 se tendría una reducción de la oferta de origen fósil al 65% con ampliación de la hidráulica, eólica

y solar a 20% (Ministerio de Minas y Energía, 2020). En este escenario, la contribución de Colombia a la reducción global de las emisiones de gases de efecto invernadero es menos del 0.2% de las metas voluntarias que se enunciaron en la Cumbre de París y que han burlado casi todas las potencias contaminantes.

Así que los ritmos y tiempos de la transición de energía eléctrica y de la descarbonización en Colombia deben establecerse teniendo como prioridad la protección de los sumideros de CO₂, las medidas obligadas de adaptación y el bienestar de la población. Al tiempo se puede avanzar en sustitución de fuentes fósiles manteniendo los principios de compromiso común, responsabilidad diferenciada, no sacrificio de pueblos y soberanía energética.

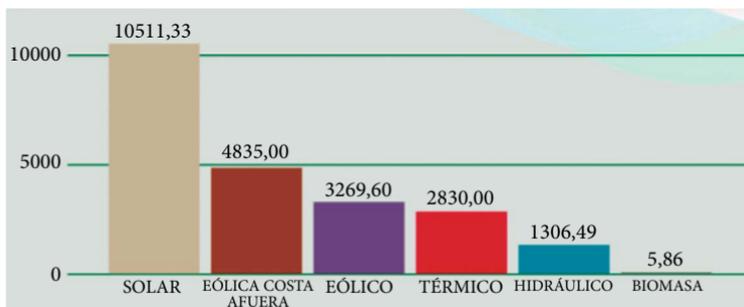
Todo esto, y las acciones de mitigación, deben estar amparadas por la construcción de una poderosa alianza latinoamericana para negociar las condiciones con las potencias contaminantes y con los grandes inversionistas en los negocios “verdes” que quieren imponer sus reglas y dependencias, teniendo como línea de base todas las ventajas para sus ganancias, con exenciones, subsidios y garantías jurídicas a su favor.

Tiempo para renegociar y acelerar la energía solar

Ante la incertidumbre de las fechas de puesta en marcha de los parques eólicos, por los problemas sociales y el desfase en años de las colectoras que se encargarán de sacar la energía al sistema integrado nacional, el rápido proceso de expansión de la energía solar, micro hidráulica y de biomasa, da un margen para la redefinición de los modelos extractivistas y dar fuerza a la asociatividad comunitaria y a los modelos mixtos.

Como se ha dicho atrás, el cronograma de entrada en operación de los parques eólicos vigentes está desfasado por lo menos en 3 años con respecto al corte publicado por la UPME a 31 de agosto de 2022 (UPME, 2022b).

Gráfica 1 Potencia acumulada de proyectos vigentes según su tipo (MW)



Fuente: UPME (2022b)

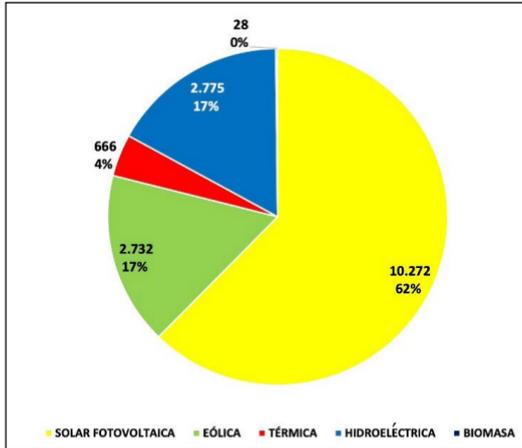
En contraste con los problemas que están por solucionarse en los proyectos de energía eólica, hay que tener en cuenta que Colombia aceleró desde el 2014 la adopción de políticas para la transición y la acción climática, y en los últimos 6 años se han multiplicado los proyectos de producción de energía especialmente solar. Con razón se ha hablado de la explosión solar (Vélez, 2022) que en la lista de la UPME representan el 80% de los proyectos y el 70% de la capacidad en proyectos que tienen registro vigente para ponerse en marcha entre 2023 y 2030 (UPME, 2022b). La proporción es similar si se incluyen todos los solares que están en trámite, que en enero de 2023 deben superar 13 GW.

Esto significa que, si se quiere dar un salto en esta década en producción y uso de electricidad limpia, la alternativa más efectiva parece ser la ampliación de la energía fotovoltaica. A lo que hay que sumar otras fuentes en micro hidráulicas y de biomasa. Todas estas tienen desarrollos tecnológicos que, a diferencia de lo que ocurre con el hidrógeno, ya están a disposición con tendencia a la disminución de costos del kilovatio/hora.

Antes que llegar a la exportación de volúmenes importantes de hidrógeno verde, que es un proyecto para el mediano y largo plazo, en Colombia hay que resolver los problemas de la elec-

trificación del transporte y de la sustitución de calor de origen fósil para las empresas.

Gráfica 2 Capacidad asignada de generación total (MW)



Fuente: UPME (2022c).

Es sabido que, a corto plazo, es decir en la próxima década, se hará sentir el declive de las reservas de petróleo que se presentará, aunque se mantenga la exploración con nuevos contratos. Del total de producción nacional se destinará una mayor proporción al consumo interno que puede crecer a una tasa de 2,5% anual (UPME, 2020). En un escenario de precios altos del petróleo, la electrificación con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) puede tener mayores posibilidades.

Teniendo en cuenta el mapa de irradiación de Colombia, más las variables económicas y tecnológicas, se puede proyectar un crecimiento de la capacidad instalada fotovoltaica para llegar a 15 000 MW en 2030.

La ventaja de la energía solar frente a la eólica y a otras, está en varios aspectos:

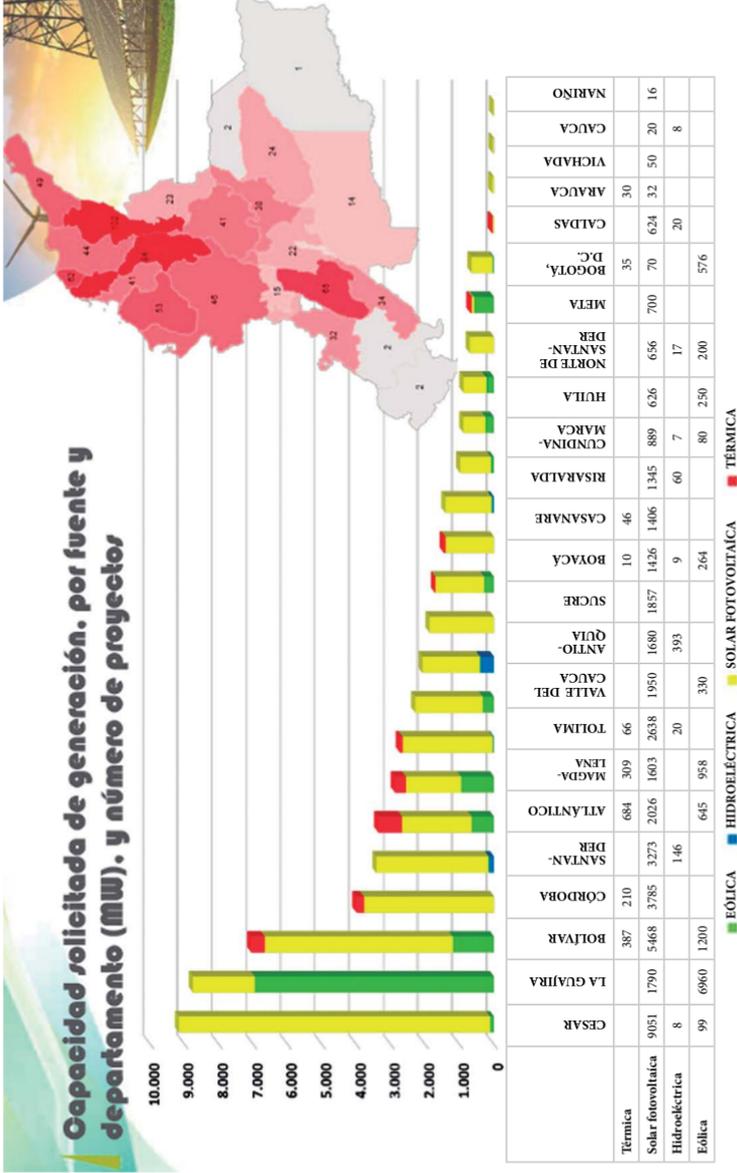
- Tiene una tecnología que permite combinar iniciativas individuales, comunitarias y empresariales a distinta escala.
- Se presenta mayor cobertura en instalaciones locales y descentralizadas.
- Puede promoverse la generación comunitaria y asociativa para la demanda local con posibilidad de venta de los excedentes al SIN.
- Se puede incluir en proyectos de ciudades inteligentes y verdes, tanto para la dotación de edificios, vecindarios, alumbrado público, techos de parqueaderos grandes y energitecas para transporte público y particular.
- Están desarrollándose nuevos sistemas de almacenamiento y se experimenta en baterías sin litio que podrían ser más baratas en el futuro.

Las desventajas o retos también se han señalado:

- Fluctuaciones diurnas y no producción nocturna.
- Altos costos de las baterías y tendencia al alza del litio y otros componentes de origen mineral.
- Encarecimiento de minerales necesarios para la construcción de los paneles solares.
- Costos de la nueva red de suministro para vehículos eléctricos.
- Necesidad de complementariedad con otras fuentes de energía.
- Disputa de tierras a la producción de alimentos y a la preservación de bosques y recursos hídricos.

La complementariedad se ha pensado en Colombia con la energía hidráulica que tiene ciclos alternos de acuerdo con las temporadas de lluvia cuando se baja el nivel de los embalses y disminuye la irradiación. Esto supone un esfuerzo especial de mantenimiento de las grandes represas que en la actualidad producen el 60% de la electricidad que demanda el país.

Gráfica 3 Capacidad solicitada de generación, por fuente y departamento (MW)



Fuente: UPME (2022c)

Además, hay una dinámica importante de microcentrales cuya capacidad podría superar 2000 MW en 2030 si se realizan los proyectos vigentes al iniciar el 2023 y se mantiene el ritmo de expansión (UPME, 2022).

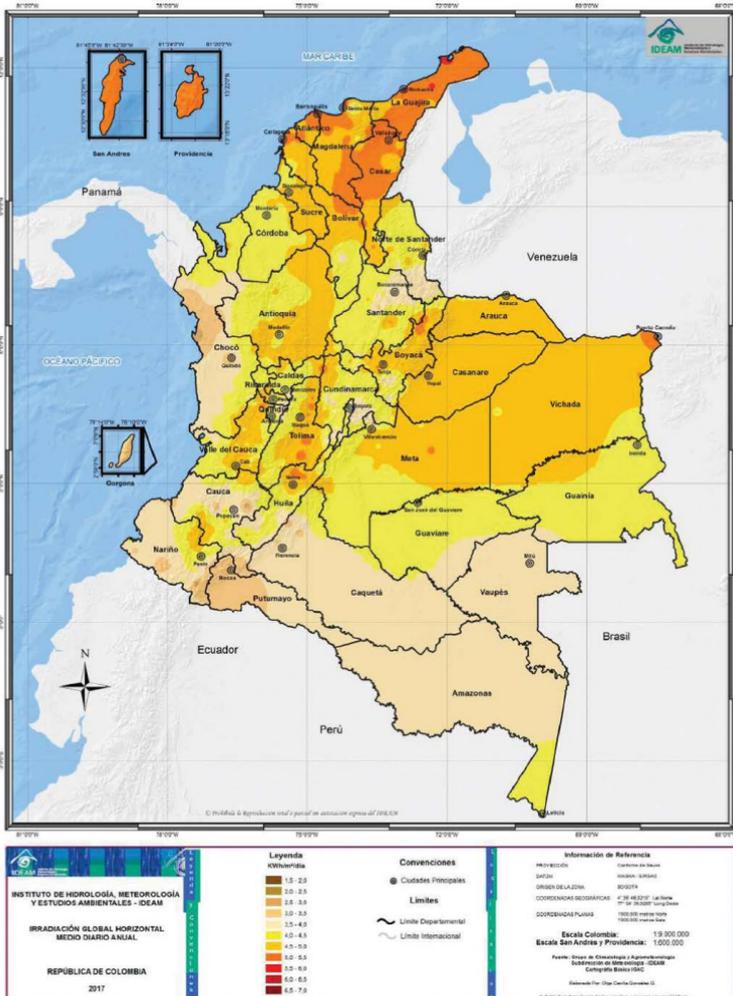
Los datos de capacidad solicitada registrados a julio de 2022 dan una idea sobre las potencialidades de la explosión solar y su mayor cobertura en cuanto a ubicación en la geografía nacional (UPME, 2022). El Cesar, Bolívar, Córdoba, Atlántico y Magdalena, tienen alta participación sobre todo por las ventajas en irradiación, la crisis de las empresas de energía en la costa Caribe y la perspectiva de proyectos de granjas de gran tamaño. Pero se presentan desarrollos significativos en otros 11 departamentos entre los cuales sobresalen Tolima, Valle y Antioquia.

El mapa 2 de irradiación solar media en Colombia (IDEAM, 2017) muestra que más del 75% del territorio tiene óptimas y buenas condiciones para la producción de energía solar. Esta opción se presenta como la más adecuada para producir electricidad en las zonas rurales en donde en la actualidad se tiene que acudir a la leña y al diésel que tiene altos costos de deforestación, monetarios y en contaminación.

Las posibilidades de ampliación de las energías renovables se observan también en los trámites para transporte de energía (UPME, 2022b). Las que corresponden a energía solar son el 75,4%, seguidas por las eólicas con 20,3%. A lo que sea agrega que en el caso de las granjas solares ubicadas en zonas rurales se presentan menos conflictos con pueblos étnicos que los que se están dando en el caso de los parques eólicos en La Guajira.

Ayuda también el que los nuevos proyectos de energía solar ya registrados para iniciar producción entre 2023 y 2026 estaban en fase 2 en agosto de 2022 (UPME, 2022) y que otros que se registren durante la administración de Gustavo Petro pueden entrar en funcionamiento a lo largo del segundo quinquenio de la actual década.

Mapa 3 Irradiación global media recibida en una superficie horizontal durante el día, promedio anual multianual (kWh/m² por día)

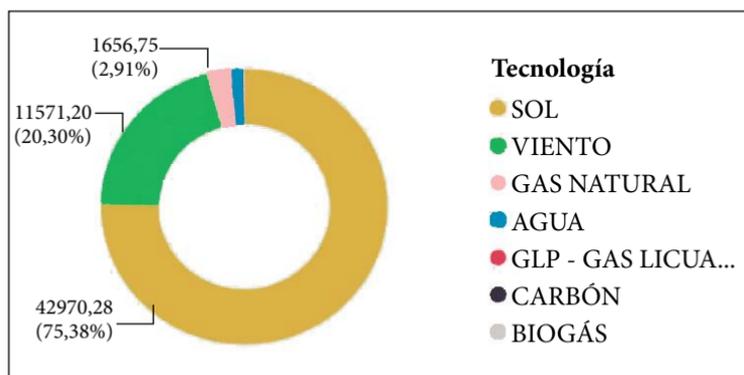


Fuente: IDEAM (2017)

La menor concentración de la producción fotovoltaica ofrece oportunidades para darle impulso al modelo participativo

basado en asociaciones comunitarias de energía y a la relación entre producción a pequeña escala y en las ciudades con alta participación de las empresas públicas y apoyo técnico y financiero desde el Estado.

Gráfica 4 Capacidades de transporte solicitadas por tecnología (MW)



Fuente: UPME (2020)

Tabla 1 Registro de proyectos de generación de electricidad –capacidad de proyectos vigentes por tipo (MW)– corte 31 de agosto de 2022

Rango	Biomasa	Eólico	Hidráulico	Solar	Térmico	Total
0 - 1 MW				4		4
1 - 10 MW	6	31	120	632		789
10 - 20 MW			192	1080		1272
20 - 50 MW		50	168	466		684
50 - 100 MW		174	188	2191		2553
Mayor a 100 MW		7188	643	3871	2830	14 532
Total	6	7443	1311	8243	2830	19 833

Fuente: UPME (2022a)

Como se observa en la tabla 1, mientras que en los proyectos registrados con corte a agosto de 2022, que se pondrían en operación entre 2023 y 2037, 97% tienen más de 100 MW, en energía solar en esa escala el 47%, y 25% corresponde a la pequeña escala con menos de 50 MW (UPME, 2022b).

La tendencia a mediano plazo, incluso en energía fotovoltaica, es a la concentración y al predominio de grandes empresas, lo que obliga a introducir en la regulación estímulos orientados a los proyectos descentralizados de comunidades de energía y de importante participación de empresas públicas.

IV. En suma

Es muy importante que el gobierno de Colombia esté haciendo una revisión de la transición y de la Ruta del Hidrógeno que dejaron como estrategia el BID y las administraciones anteriores. En esa revisión ocupa un lugar central la concreción en medidas prácticas de lo que debe significar la transición justa y la soberanía energética que se han incorporado en los planes de ampliación de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).

Entre las tareas urgentes se encuentran, según los lineamientos del Gobierno Petro, darle forma al modelo de comunidades de energía y a la alianza estratégica de Ecopetrol, comunidades y compañías internacionales para la producción de energía solar, eólica, nuclear, de biomasa, geotérmica y otras.

En esta línea se ubica como una palanca poderosa el que se logre una coordinación real y regulada entre empresas públicas y empresas con participación mayoritaria del Estado: una forma de asociación y planificación común entre Ecopetrol, ISA, Grupo Empresarial de Bogotá, Empresas Públicas de Medellín y otras empresas del sector de energía eléctrica de propiedad de las entidades territoriales.

Los pilotos y proyectos en firme que ha iniciado Ecopetrol en hidrogeno verde y azul, en paneles solares y producción de energía con biomasa, son la avanzada para una estrategia de energía en Colombia que le dé importancia a la soberanía energética como necesidad en un mundo en crisis, con guerras por recursos, por petróleo, gas, agua y por el control de materias primas y de mercados para beneficio de las potencias contaminantes y de sus grandes corporaciones.

No hay que olvidar que en la política pública, incluidos los planes de desarrollo y las normas de acción climática y regulación de inversiones, tiene un lugar especial la promoción de la participación de las comunidades como socias en los megaproyectos y no solo en iniciativas locales de pequeña escala. Las comunidades de energía pueden tener diversas modalidades y ámbitos dependiendo del tipo de energía, de su territorialidad –urbana o rural– de la modalidad de propiedad del suelo y los recursos y de la relación entre el consumo propio y la venta de excedentes.

Por otro lado, en los documentos oficiales que vienen de anteriores administraciones no hay una sustentación sólida para colocar las mayores apuestas al uso de hidrógeno en la electrificación en el país o para equiparar los excedentes exportables al déficit que dejará el descenso de las exportaciones de petróleo en las próximas décadas. Es necesario investigar varias opciones en una canasta mixta.

Basta ver el escenario llamado disruptivo en el modelo de transición que se incluyó en el Plan Energético Nacional 2020 – 2050 (Ministerio de Minas y Energía, 2020) para ver que, pasada la mitad del siglo XXI y con costos y endeudamiento desproporcionado, se tendría en Colombia una oferta en la cual petróleo, gas y carbón serían el 67% y si se logra tener una revolución en hidrógeno, por lo menos la mitad sería a partir de metano. La energía solar y, en esta opción disruptiva, eólica, pesaría 8% en la oferta total de energía.

Es inimaginable la transición justa, participativa y la soberanía energética si se mantiene la política heredada de entregar el territorio y los recursos de La Guajira y de todas las zonas privilegiadas en viento, sol, agua y minerales, al control y contratos asimétricos y lesivos con macroproyectos. Se está a tiempo para rectificar ese camino de transición sin transición de modelo, que conduce a un nuevo extractivismo y a que se invierta el sentido de la responsabilidad común diferenciada.

En estas definiciones sobre las rutas de la energía pesan consideraciones económicas, sociales y también éticas. La justicia ambiental establece líneas rojas exigentes en el respeto a los derechos humanos, incluidos derechos territoriales, de género y étnicos. Se excluye por lo mismo cualquier medida o proyecto que signifique sacrificio de pueblos, destrucción de patrimonio cultural y de ecosistemas de importancia vital para la humanidad y para enfrentar la crisis climática. También es un principio ético que las alternativas de energía, incluso entre las renovables, deben tener un balance positivo en bienestar para las comunidades directamente impactadas por los proyectos. La acción sin daño, la seguridad de las personas y la seguridad humana son parte esencial de la acción climática, de las iniciativas de energía, como lo son en el proceso de investigación.

En suma, sin reversión de ese modelo de enclave y de ventajas sin fin para las multinacionales, no habrá transición en las próximas tres décadas y a la altura de 2050 se tendrá una matriz de energía con gran predominio de las fuentes fósiles y sometimiento a las imposiciones oligopólicas de inversionistas extranjeros preocupados por sus beneficios y los de sus países que, de responsables por la crisis climática, están pasando a negociantes con precios crecientes y exorbitantes de la energía.

Trabajos citados

Amel, A. (2006). *Análisis comparativo de las propiedades de combustión de las mezclas metano-hidrógeno con respecto al metano.*

- Ingeniería y desarrollo: revista de la División de Ingeniería de la Universidad del Norte, ISSN 0122-3461, N°. 20, 2006, págs. 19-34. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=2506435>
- Aldana, S y Peñuela, F . (2022). *Hidrógeno en Colombia SI SE HACE MAL, PODRÍA SER PEOR. Reflexiones sobre su apuesta*. Bogotá D.C. Fundación Heinrich Boll.
- Barney, J. (2023). *Por el mar y la tierra guajiros vuela el viento wayuu*. Bogotá D.C. F. Boll.
- Banamericas, martes, 19 abril, 2022 <https://www.bnamericas.com/es/noticias/colombia-avanza-con-planos-para-despliegue-de-hidrogeno>
- BID, (2021). *Ruta del hidrógeno*. Recuperado de https://www.mine-nergia.gov.co/static/ruta-hidrogeno/src/document/Hoja%20Ruta%20Hidrogeno%20Colombia_2810.pdf
- Comunidades wayuu (2022). *Acta de reuniones 17 de diciembre y 28 de diciembre 2022*. Cabo de la Vela -Uribia. En: Barney (2023).
- Energía Estratégica (28 de agosto 2022). *El Gobierno de Petro da a conocer modelos para transportar 3GW renovables desde La Guajira*. <https://www.energiaestrategica.com/el-gobierno-de-petro-da-a-conocer-modelos-para-transportar-3-gw-renovables-desde-la-guajira/>
- González, C. (2022). *Hidrógeno verde o de cualquier color*. <https://indepaz.org.co/el-hidrogeno-verde-de-cualquier-color-por-camilo-gonzalez-posso/>
- González, C. (2022a). *Responsabilidad ante la crisis climática: las potencias responsables deben pagar*. <https://indepaz.org.co/responsabilidad-comun-diferenciada-ante-la-crisis-climatica-los-mayores-responsables-deben-pagar-camilo-gonzalez-posso/>
- González, C. (2022b). *Tributos verdes y sus grises*. <https://indepaz.org.co/tributos-verdes-y-sus-grises-camilo-gonzalez-posso/>
- González, C y Barney, J.(2019.. *El viento llega con revoluciones, multinacionales eólicas en territorio wayuu*. Bogotá, D.C. F. Boll – Indepaz.
- Gubinelli, G. (2022). *Colombia: Línea colectora presiona sobre 550 MW eólicos y el Gobierno analiza nueva en HVDC*. *Energía Estratégica*, <https://www.energiaestrategica.com/colombia-linea-colectora->

presiona-sobre-550-mw-eolicos-y-el-gobierno-analiza-nueva-en-hvdc/

- IDEAM. (2017). *Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia*. Bogotá D.C.: IDEAM.
- Ministerio de Minas y Energía. (2020). *Plan Energético Nacional 2020 -2050*. Bogotá D.C.: UPME.
- Morales, D. (8 de agosto de 2022). *Portafolio*. <https://www.portafolio.co/economia/infraestructura/linea-colectora-inconvenientes-por-los-que-se-retrasaria-tres-anos-569260>
- Nugent, S. (8 de diciembre de 2022). *Times*. <https://time.com/6239651/solar-parking-lots-france-us/>
- ONU. (14 de junio de 1992). Declaración de la *Cumbre de Río sobre ambiente y desarrollo*. <https://www.un.org/spanish/esa/sustdev/documents/declaracionrio.htm>
- Petro, G. (20 de enero de 2023). *Planta de hidrógeno*. Bogotá D.C., Colombia: Twitter.
- UPME (2022). *Informe de registro de proyectos de generación (corte a agosto 31 de 2022)*. Bogotá D.C.: Minminas.
- UPME. (2022a). *Informe de avance proyectos de generación – septiembre 2022*. Bogotá D.C.: Minminas.
- UPME. (2022b). *Informe de avance proyectos de generación – julio 2022*. Bogotá D.C.: UPME. Ministerio de Minas.
- UPME. (2022c). *Implementación procedimiento solicitud de conexiones con corte a agosto de 2022*. Bogotá, D.C.: UPME. Ministerio de Minas.
- UPME. (2022d). *El Gobierno de Petro da a conocer modelos*. <https://www.energiaestrategica.com/el-gobierno-de-petro-da-a-conocer-modelos-para-trasportar-3-gw-renovables-desde-la-guajira/>
- Vélez, I. (2022). Audiencia en el Senado de la República de Colombia. *Anales del Congreso* (pág. 75). Bogotá, D.C.: Imprenta Nacional.
- Valenzuela, S. (2021). Hidrógeno verde una alternativa para el futuro. <https://cods.uniandes.edu.co/hidrogeno-verde-una-alternativa-para-el-futuro-de-la-energia-en-colombia/>

Un país líder en sustentabilidad: el camino hacia ciudades realmente sostenibles y resilientes



Mauricio Rojas Vera*

El mundo de hoy enfrenta serios problemas que hemos evitado afrontar, pero que ahora se hacen más visibles y nos afectan directamente: el calentamiento global y su correspondiente cambio climático, la distribución desigual de la riqueza y los recursos naturales, y un modo de vida consumista e individualista, que además genera miles de toneladas de basura. Millones de personas pasan de vivir en el campo a las urbes. Actualmente, el 50% de la población mundial vive en ciudades, mientras que más del 80% de la población en Colombia reside en ellas, con una tendencia creciente. También aumenta la vivienda informal: 3 de cada 5 viviendas en el país se construyen sin licencia (según el CPNAA). Por ello, las ciudades con mayor población en el mundo se encuentran en los países llamados “del tercer

* Arquitecto de la Universidad de los Andes, Bogotá. Expresidente de la SCA Bogotá y Cundinamarca. Máster en Arquitectura Bioclimática y Sostenible, Isthmus, Panamá. Director de MRV Arquitectos.
www.mrv-arquitectos.com

mundo”, lo que provoca un crecimiento rápido de ellas. ¿Serán estas ciudades verdaderas urbes o más bien anti-ciudades?

La arquitectura colombiana, en sus distintas regiones y climas, siempre ha estado bien planteada y construida, utilizando recursos humanos y materiales locales, adaptándose a las idiosincrasias regionales, al clima y a la geografía. No olvidemos que, debido a nuestra posición geográfica y nuestros recursos, somos inmensamente ricos y no “tercermundistas” ni pobres, como a veces se nos quiere hacer creer. (Y ni hablar de la enorme pasión, calidad y capacidad de trabajo de nuestra gente). En Colombia tenemos pisos térmicos, no estaciones, debido a nuestra ubicación sobre el Ecuador, los Andes, la selva amazónica y nuestros océanos. Hacer arquitectura en el norte o el sur del mundo es muy diferente debido al clima.

Desarrollar proyectos bioclimáticos y sostenibles es muy fácil; siempre lo hemos hecho. Solo hay que lograr que las influencias externas no entorpezcan lo que antes hemos hecho tan lógicamente, siguiendo no las modas superficiales, sino un comportamiento ético con la sociedad y el planeta.

La construcción de la ciudad, de lo urbano, del encuentro con los demás: EL ESPACIO PÚBLICO Y LA NATURALEZA, es un llamado a seguir, por encima de la especulación urbana desmedida, que tanto daño nos ha hecho, junto con la sumatoria de proyectos autistas que separan lo público de lo privado, como si el primero fuera un lugar de guerra donde vive el enemigo. También hemos dejado de lado los ecosistemas y los flujos metabólicos: agua, tierra, sol, aire, fuera de los proyectos, haciéndolos herméticos, costosos, funcionando con energías activas a tope y, lo peor, por su blindaje, lejos del encuentro social.

Este es el punto donde más trabajo hay que hacer: nuestras grandes ciudades, como Bogotá, crecen desmedidamente y con demasiada prisa (de 800 000 habitantes a casi 8 millones en 50 años; según la ONU, a este ritmo, las ciudades deberían

renovar completamente su infraestructura cada 30 años para estar al día), con poco control en cuanto al diseño urbano. La forma y la estructura urbana, si tienen calidad, es sobre huellas, patrones y diseños hechos hace muchos años, para otro modelo y tipo de ciudad. No obstante, estos “lugares viejos” son lo que tenemos para “mostrar”, aunque algunos estén en franco deterioro. Regenerar estos lugares es clave para evitar la conservación urbana a un alto costo de llevar los servicios a los extramuros de la ciudad, además de evitar que las ciudades crezcan sin control ni orden en sus bordes, los cuales tienden a ser caóticos, especialmente en su relación con los ecosistemas de los cuales dependen.

Aunque las alamedas, parques, plazas y algunos edificios simbólicos, como las bibliotecas públicas han marcado una pauta importante, también debemos recordar que la ciudad se construye con los vacíos que dejan sus edificios, sus proporciones, su relación simbiótica y sinérgica entre lo privado y lo público, y sus usos mezclados, diversos y compartidos, con bordes vivos y activos.

Pasamos de un bien intencionado pero distante POT (Plan de Ordenamiento Territorial), en cuanto a la escala se refiere, a unas UPZ (unidades de planeamiento zonal), que van directamente a directrices normativas, pero que no abordan el carácter urbano que se desea. Entre estos dos, nos falta un punto intermedio de interacción: algo así como unas unidades de planeación urbana a nivel de alcaldías zonales, que cuenten con oficinas de renovación y diseño urbano, con fácil interacción con la comunidad y sus agremiaciones, logrando participación mutua y, a su vez, mejoras y ganancias conjuntas, donde se pueda diseñar y modelar lo urbano. En el caso de la fría Bogotá, se requiere del sol y protección de la lluvia.

Nuestro principal problema en términos de sostenibilidad y cambio climático está muy poco relacionado con el uso de la energía, la cual, al ser generada en su mayoría por hidroeléctricas,

llega de una manera muy limpia y cercana. Este país tiene agua en sus mares, ríos y ecosistemas. Tenemos muchas leyes contra el fuego, pero pocas que aporten y cuiden el agua, especialmente en nuestras ciudades. Tampoco hay problemas en la producción y transporte de materiales, casi todos locales, económicos y generadores de muchos empleos, como el ladrillo.

Como bien lo mencionan publicaciones como National Geographic, Colombia es destacada como un país que produce el mínimo de toneladas de CO₂ por año, en comparación con Estados Unidos (solo el 1.6% o menos de las toneladas que ellos producen), México o Brasil. Además, la prestigiosa revista *Forbes* nos ubica como uno de los 10 países más limpios del mundo con relación al tema ambiental.

Si vemos el desarrollo sustentable como un equilibrio entre lo ecológico, lo económico y lo social, es en este último aspecto donde más enfrentamos dificultades, las cuales son de gran magnitud.

Si ponemos mayor atención a lo social, junto con un diseño urbano (no solo planeamiento) bien pensado, estructurado, planificado y trabajado de manera interdisciplinaria entre las entidades estatales y el sector privado (definiendo su carácter), como una herramienta capaz de tejer, modelar y reciclar la ciudad, por encima de los sistemas de redes de transporte, infraestructura o de simple modelo económico de usufructo del suelo, seguramente lograríamos unas ciudades mucho más sustentables. Creo que las haríamos más seguras, eficientes, con amplias oportunidades de trabajo y vivienda, pero, sobre todo, más disfrutables para todos por igual.

Las **ciudades de proximidad o ciudades cuidadoras**, que son ciudades dentro de la ciudad, resuelven casi todos los problemas. El arquitecto Carlos Moreno, en su libro sobre la ciudad de 15 minutos, lo plantea muy bien. O, en su obra sobre Medellín, el arquitecto Jorge Pérez describe de manera acertada los pasos para lograr lo que su ciudad es hoy.

Las **islas de calor**, en algunos casos con centros urbanos de 6 a 8 grados más calientes que el exterior, son un desafío en nuestras ciudades, debido a la falta de parques y al exceso de concreto. Las fuertes inundaciones que experimentamos a diario ocurren porque los ríos no se reconocen dentro de la ciudad, ni en los edificios, mucho menos en las lluvias. También enfrentamos problemas de calidad del aire, ya que no se han diseñado adecuadamente los requerimientos de oxígeno para los barrios y edificios. El impacto sobre nuestros ecosistemas cercanos, de los cuales dependemos para la sostenibilidad de las ciudades, debería ser parte vital de los planes de ordenamiento territorial.

Pero de la ley a la acción aún falta mucho. Es importante concentrarnos en los temas necesarios y urgentes para no perder energía en lo que no lo es. El 39% de los gases de efecto invernadero provienen de la construcción (infraestructura, edificios, etc.), y cerca del 40% también proviene de las quemaduras y los cambios de territorio a monocultivos en el país. Mientras una tercera parte del país enfrenta deficiencias en la calidad de sus viviendas (según *Portafolio*), o tiene déficit de viviendas en las ciudades —en el caso de Bogotá, cerca de 1 millón—, esto puede ser resuelto en un cuadro de Excel o mediante una producción masiva y en serie, sin tener en cuenta lo urbano, el clima, la cultura y las diferentes formas de habitar. Casi toda la arquitectura de posguerra en el mundo fue demolida porque, en lo social, no funcionó. ¿Repetiremos la historia? ¿A qué costo?

Reconstruir nuestras ciudades con este enfoque es vital para nuestra supervivencia, ante la crisis climática, el post-COVID-19, y las crisis política y energética.

Desarrollo de la energía nuclear en el mundo y en Colombia. El papel de Rusia en el ciclo de combustible nuclear



Ernesto Villarreal*

Aspectos globales

Hoy, el sector energético es la fuente de cerca de tres cuartas partes de las emisiones de gases de efecto invernadero y es la clave para evitar los peores efectos del cambio climático, quizás el mayor reto al que se ha enfrentado la humanidad. Reducir las emisiones globales de CO_2 a cero netos para 2050, es consistente con los esfuerzos para limitar el aumento para esa fecha del promedio global de la temperatura, a 1.5°C .

La reducción de las emisiones provenientes del sector eléctrico, a nivel mundial, son fundamentales para lograr emisiones netas cero en 2050. La generación de electricidad es la mayor fuente individual de emisiones de CO_2 relacionadas con la

* Ingeniero nuclear y asesor estratégico en soluciones sostenibles de energía, con más de 40 años de experiencia en investigación y docencia en varias universidades y director general del Instituto de Asuntos Nucleares (hoy INGEOMINAS). Ha trabajado con la Agencia Internacional de Energía Atómica.

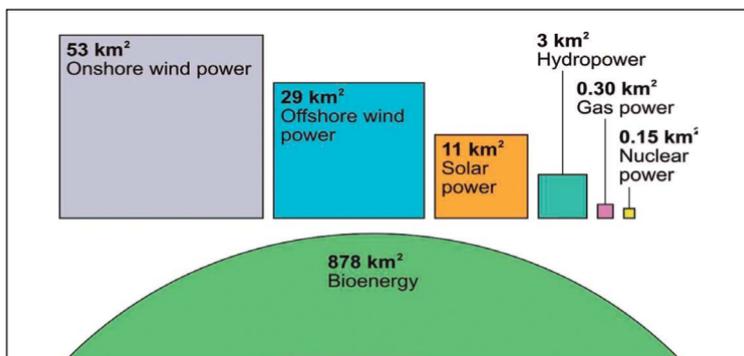
energía en la actualidad, representando el 36% de las emisiones totales relacionadas con la energía. Las emisiones de CO₂ debido a la generación mundial de electricidad totalizó 12,3 Gt en 2020, de las cuales 9,1 Gt provinieron de generación con carbón, 2,7 Gt con gas y 0,6 Gt con petróleo.

De otra parte, de acuerdo con la Oficina de Energía Nuclear de los Estados Unidos de América (<https://www.usa.gov/espanol/agencias-federales/departamento-de-energia-doe>), la energía nuclear tiene las siguientes características para considerarse limpia y sostenible:

- La energía nuclear es una fuente de energía limpia, de emisión cero.

La huella terrestre causada por la energía nuclear es pequeña: produce más electricidad en menos terreno que las demás fuentes de energía limpia. La siguiente figura muestra los kilómetros cuadrados requeridos para generar un Tw-hr eléctrico, a partir de diversas fuentes.

Gráfico 1



<https://sciencenorway.no/climate-energy-environment/nuclear-power-is-a-friend-of-nature-and-the-environment/2153787>

Entre las fuentes bajas en carbono, la energía nuclear es la que utiliza de manera más eficiente el terreno. Los biocombustibles son los menos eficientes.

- La energía nuclear es extremadamente densa, como lo muestra la siguiente ilustración.

Gráfico 2



<https://twitter.com/OperadorNuclear/status/1069820781037797376/photo/1>

Hoy día, 423 centrales nucleares (<https://www.iaea.org/publications/15268/energy-electricity-and-nuclear-power-estimates-for-the-period-up-to-2050>), producen el 15% de la electricidad mundial lo que equivale a la cuarta parte de toda la electricidad baja en carbono. Esta última comprende: eólica, nuclear, hidroeléctrica, geotérmica, solar, biocombustibles.

En las últimas cinco décadas, la energía nuclear evitó, la emisión de aproximadamente 70 000 millones de toneladas de dióxido de carbono (CO₂) equivalente, del sector eléctrico mundial. Entre 2015 y 2019 evitó, igualmente, la emisión de más de mil millones de toneladas de CO₂ equivalente, anualmente.

Con una de las huellas de carbono más bajas entre las tecnologías energéticas, disponibilidad las 24 horas del día, los 7 días de la semana y la capacidad de operar de manera flexible, la energía nuclear puede hacer una contribución importante a la estabilidad y seguridad de un sistema de energía completamente

descarbonizado y actuar como un buen complemento para las fuentes de energía renovables.

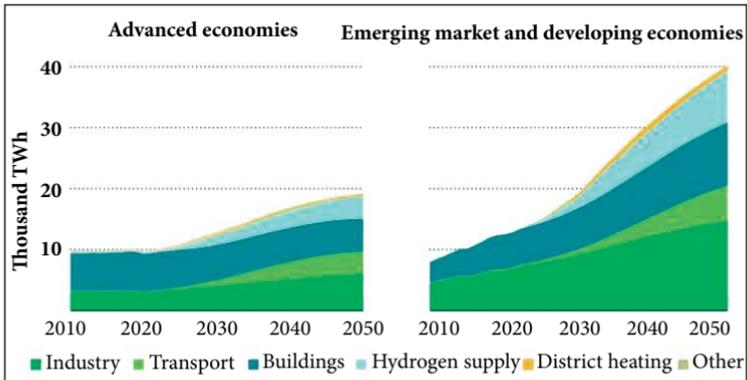
Conforme aumenta la demanda por energía y cambia el clima, la disponibilidad y confiabilidad de la infraestructura energética se tornará más importante, en las próximas décadas. La contribución de la energía nuclear, tanto a disminuir el cambio climático como a la seguridad energética explica porqué algunos países están ampliando sus planes energéticos, incluyéndola.

La Comisión Europea clasificó como sostenible la energía nuclear, tras un estudio que demostraba que la energía nuclear no supone un daño para el medioambiente. La ONU, por su parte, advirtió en 2021 que los objetivos globales para frenar el calentamiento global NO podrán alcanzarse si se excluye la energía nuclear (<https://www.foronuclear.org/actualidad/noticias/la-onu-pide-no-excluir-a-la-energia-nuclear-de-la-lucha-contra-el-cambio-climatico/>). 58 reactores se encuentran en construcción y se planean 104 más, con una capacidad combinada de 65 y 107 GW respectivamente (<https://www.iaea.org/publications/15268/energy-electricity-and-nuclear-power-estimates-for-the-period-up-to-2050>).

La energía nuclear, utilizada junto con energías renovables como la hidroeléctrica, la solar y la eólica, puede permitir que los países se alejen de los combustibles fósiles y logren sus objetivos de cero emisiones netas. Para lograr los resultados deseados en el Acuerdo de París [de la Convención Marco sobre el Cambio Climático], la Agencia Internacional de la Energía (IEA) hace estudios para lograr un escenario de emisiones netas cero en 2050. En estos estudios se considera el sector eléctrico donde se incluye la generación eléctrica nuclear. Los estudios muestran que la inversión en el sector eléctrico debe aumentar y orientarse hacia tecnologías más limpias y sostenibles que apoyen la mitigación y adaptación al cambio climático.

En el escenario de emisiones netas cero en 2050 las siguientes dos gráficas muestran el crecimiento de la demanda de electricidad para los principales cinco sectores de los países. Los países se agrupan en dos grupos: 1) países avanzados y 2) mercados emergentes y economías en desarrollo.

Gráfico 3



https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/netzeroby2050-aroadmapfortheglobalenergysector_CORR.pdf

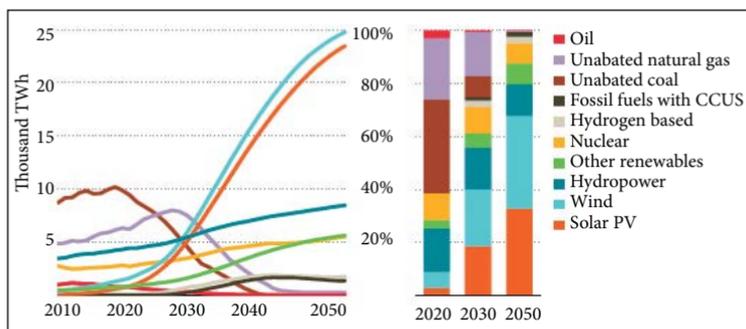
En este escenario de emisiones netas cero en 2050 de la IEA, la energía nuclear hace una contribución significativa, como se muestra en la gráfica más adelante. Su producción eléctrica aumenta constantemente hasta alcanzar un valor de 40% para 2030 y duplicarse para 2050. Su participación en la generación total será inferior al 10% en 2050. En su apogeo, a principios de la década de 2030, las adiciones de capacidad nuclear global alcanzan los 30 GW por año, cinco veces la tasa de la última década. En las economías avanzadas, las extensiones de vida para los reactores existentes se buscarán en muchos países, ya que son una de las formas más rentables de tener fuentes de electricidad bajas en carbono (IEA, 2019). La construcción de nuevas centrales será de aproximadamente 4.5 GW por año en promedio, en el período 2021 a 2035, con un énfasis creciente en pequeños reactores modulares.

En partes del mundo ya se observa una construcción importante de plantas nucleares. Más de la mitad del crecimiento mundial de la generación eléctrica nuclear a 2025, se tiene en cuatro países: China, India, Japón y Corea. Entre estos países, mientras que China lidera en cuanto a crecimiento absoluto entre 2022 y 2025 (+58 TWh), India tendrá el más alto crecimiento porcentual (+81%), seguida por Japón. En todo caso, la parte nuclear de la generación total en países con economías avanzadas cae del 18% en 2020 al 10% en 2050.

De otra parte, dos tercios de la nueva capacidad de energía nuclear, en el escenario de emisiones netas cero en 2050, se construye en economías de mercados emergentes y en desarrollo, instalando, principalmente, grandes reactores (IEA, 2019). En estas últimas economías la flota de reactores se cuadruplica para 2050. Esto eleva la proporción nuclear en la generación de electricidad en esas economías del 5% en 2020 al 7% en 2050 (así como satisfacer el 4% de la demanda de calor comercial en 2050).

La siguiente ilustración muestra la contribución de las diversas fuentes de energía hasta 2050, en el escenario de emisiones netas cero en 2050.

Gráfico 4



https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/netzeroby2050-aroadmapfortheenergysector_CORR.pdf

En el escenario de emisiones netas cero en 2050, la Agencia Internacional de la Energía, proyecta un importante aumento en las necesidades de electricidad como: a) resultado del aumento de la actividad económica, la rápida electrificación de los usos finales de la energía y la expansión de la producción de hidrógeno por electrólisis y, b) la transformación radical de la forma de producir electricidad. La demanda global por electricidad fue de 23 230 TWh en 2020 y llegará a ser de 60 000 TWh en 2050.

Las economías de mercados emergentes y en desarrollo son responsables del 75% del aumento en la demanda eléctrica para 2050. Su demanda aumenta en un 50% para 2030 y se triplica para 2050. El crecimiento es liderado por el aumento de la población, mejora en el estándar de vida y nuevas fuentes de demanda asociadas con la descarbonización.

En economías avanzadas la demanda por electricidad se dobla entre 2020 y 2050, debido principalmente a la electrificación de usos finales de la energía y la producción de hidrógeno.

En el escenario de emisiones netas cero en 2050, las emisiones de CO₂ provenientes del sector eléctrico del total de los países avanzados se reducen a cero en la década del 2030. Ellas caen a cero en las economías de mercados emergentes y en desarrollo hacia 2040. Y en el mismo escenario hay tres áreas importantes en las cuales deben tomarse decisiones con respecto a la energía nuclear: la extensión de la vida útil de las plantas de generación eléctrica, la duración de la construcción de las plantas y, los avances en las tecnologías nucleares.

- En economías avanzadas, es necesario tomar decisiones sobre la vida útil de las plantas actuales, las que están en construcción, y las que se construirán. Si no se toman estas decisiones, debido al gran número de plantas que pueden ser retiradas durante la próxima década, su número total puede disminuir por dos tercios en las dos próximas décadas.

- En las economías de mercados emergentes y en desarrollo, hay que decidir sobre el ritmo de construcción de nuevas centrales nucleares. Entre 2011 y 2020, un promedio de 6 GW de nueva capacidad nuclear entró en funcionamiento cada año. Para 2030, la tasa de nueva construcción aumenta a 24 GW por año.
- Es necesario incrementar el alcance del apoyo gubernamental a las tecnologías nucleares avanzadas, en particular las relacionadas con los pequeños reactores modulares y los reactores de gas de alta temperatura, los cuales pueden expandir los mercados para la energía nuclear más allá de la electricidad.

El caso colombiano

La energía nuclear o atómica proviene de los átomos y es multifacética. La primera forma se conoció como Rayos X, una forma de radiación ionizante proveniente de los átomos o generada por equipos como los de Rayos X.

A diferencia de radiaciones más conocidas como las de radio y televisión que son no ionizantes, las radiaciones ionizantes con la suficiente energía, pueden descomponer átomos, los que componen la materia. Vivimos inmersos en un mar de radiaciones ionizantes pues los átomos presentes a nuestro alrededor emiten diversos tipos de radiaciones ionizantes. Esos átomos se encuentran, por ejemplo, en el aire que respiramos, los materiales con que construimos, los alimentos que consumimos, los elementos que componen nuestros cuerpos.

Las radiaciones ionizantes llevan partículas energéticas o energía. Estas radiaciones ionizantes se utilizan en Colombia y en el mundo desde principios del siglo xx en áreas como radiodiagnóstico. Posteriormente, las mismas empezaron a emplearse en medicina nuclear y en radioterapia, gracias a su emisión por materiales radiactivos y a su producción por equipos como

aceleradores y reactores nucleares. Estos materiales y las radiaciones ionizantes provenientes de generadores de ellas se usan para: estudiar cómo ha variado el clima a través del tiempo, desarrollar nuevas variedades de cultivos más aptas para el clima variante, determinar la edad de objetos antiguos y conservarlos, desarrollar nuevos radiofármacos, para mejorar procesos de producción industrial, determinar el curso de las aguas, entre otros. En Colombia, la existencia de un reactor nuclear de investigación desde 1965, ha permitido fabricar materiales radiactivos, útiles en estudios de hidrocarburos y de aguas, entre otros.

Durante la primera mitad del siglo pasado, se descubrió otra forma de energía nuclear, la emitida por la fisión o división de los núcleos de átomos de uranio y la proveniente de fusión o unión de núcleos de hidrógeno. Los dos procesos liberan inmensas cantidades de energía, que pueden utilizarse para uso bélico o pacífico. La generación eléctrica nuclear se hace mediante la fisión de una variedad de uranio, el uranio-235. La primera planta nucleoelectrónica se inauguró en la antigua Unión Soviética en 1954. Dos dificultades persisten asociadas con la generación eléctrica usando U-235: 1) accidentes que pueden presentarse como en Three Mile Island, Chernobyl y Fukushima y, 2) disposición final de los desechos radiactivos generados por la fisión nuclear. En cuanto a lo primero, las nuevas plantas nucleares son cada vez más seguras y, en cuanto a lo segundo, se empiezan a construir repositorios profundos para almacenar los desechos radiactivos donde permanecerán por centenas de años o más. La generación eléctrica utilizando la fusión nuclear se encuentra en desarrollo; varios países están construyendo prototipos de reactores para aprovecharla y se espera tener los primeros operando, antes de terminar esta década.

En Colombia hemos hallado uranio, en pequeñas cantidades, el combustible para la energía nuclear, en Betas, California y Zapatoca en Santander, Irra en Risaralda, Berlín en el norte de

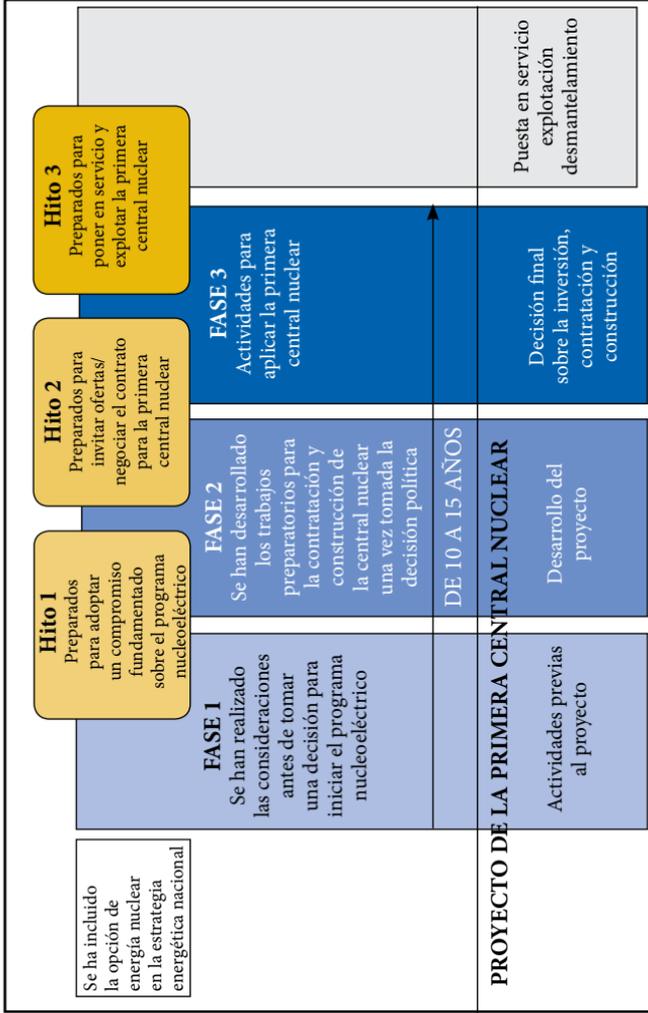
Caldas, Caño Negro en el flanco oriental de la cordillera Oriental en Cundinamarca.

Los estudios hechos sobre introducir la energía nuclear en Colombia han sido superficiales. Ellos tienen en cuenta que el país llena dos requisitos considerados básicos: a) haber operado un reactor de investigación nuclear durante varias décadas y b) contar con un sistema eléctrico interconectado donde una planta nucleoelectrica podría colocarse teniendo una potencia de menos del 10% de la potencia interconectada.

De acuerdo con la publicación Hitos en el Desarrollo de la Infraestructura Nacional de Energía Nucleoelectrica n.º NG-G-3.1 (Rev. 1) del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), el país requerirá una docena de años desde el momento que tome la decisión de introducir la nucleoelectricidad hasta cuando un primer reactor entre en operación. Hay una pequeña posibilidad de que, para entonces, se hayan desarrollado reactores de fusión nuclear o reactores de fisión pequeños modulares y de otro tipo como los rápidos y los enfriados por gas. Mientras tanto, es importante que se preparen profesionales que entiendan del tema, se haga un seguimiento de los desarrollos de reactores nucleares en el mundo, se promulgue una ley nuclear que regule todo lo concerniente a la energía nuclear, se establezca una autoridad reguladora nuclear fuerte, se regule el comercio nuclear, etc.

El país posee buenas instituciones de educación superior donde se enseña el uso de la energía nuclear en temas como radiodiagnóstico, radioterapia, medicina nuclear. Además, se preparan profesionales en protección contra las radiaciones ionizantes. Carecemos de programas académicos que formen en generación nucleoelectrica, aunque se enseña física nuclear y temas afines. Profesionales en ingeniería nuclear se preparan en el exterior. Actualmente, la Universidad de Antioquia ofrece un diplomado en energía nuclear.

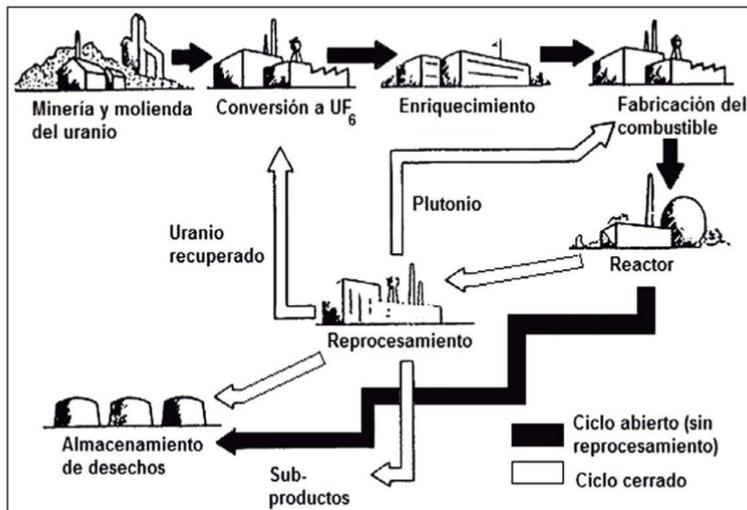
Gráfica 5. Desarrollo de la infraestructura nucleoelectrónica



Hitos en el Desarrollo de la Infraestructura Nacional de Energía Nucleoelectrónica. N° NG-G-3.1 (Rev. 1). https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1704S_web.pdf

Y tenemos una Estrategia Climática de Largo Plazo de Colombia E2080, manifestada frente a la comunidad internacional en cumplimiento de la Convención Marco sobre el Cambio Climático que no menciona la energía nuclear.¹

Gráfico 6



Ciclo de combustible nuclear (reactor de agua ligera)

https://www.researchgate.net/publication/216608187_Conversion_nucleo-electrica_una_aproximacion_desde_la_ingenieria_fisica/figures?lo=1

El episodio 6 electricidad y transición energética Colombia camino al carbono neutralidad.² No se menciona la energía nuclear.

- 1 https://open.spotify.com/show/6vOa67HhDXIZWRXWPZSgke?go=1&sp_cid=c211420284b035db902a32bd4fdaf133&utm_source=embed_player_p&utm_medium=desktop&nd=1
- 2 <https://open.spotify.com/episode/7etnuOINKIEpdry1MrbhF0>

La importancia de Rusia en el desarrollo nuclear

El empleo de uranio en la generación eléctrica nuclear requiere que ese elemento se transforme a través del ciclo del combustible nuclear. En este ciclo hay una etapa, la del enriquecimiento.

Rusia tiene el 50% de la capacidad mundial instalada. Todos los países que poseen reactores nucleares dependen de Rusia para el suministro de uranio enriquecido, con el cual fabrican el combustible.

De acuerdo con el estudio *REDUCING RUSSIAN INVOLVEMENT IN WESTERN NUCLEAR POWER MARKETS* del Center on Global Energy Policy de la Universidad de Columbia (2022),³ Rusia, además de ser un importante proveedor de energía para el mundo (petróleo, gas, carbón) lo es de combustible y reactores nucleares. Había 439 reactores en operación en el mundo en 2021, de los cuales 38 estaban en Rusia. Adicionalmente 42 fueron construidos con tecnología de reactores rusa. 15 más estaban en construcción con esta tecnología al finalizar 2021. Rusia ha exportado más reactores en las últimas décadas que cualquier otro proveedor importante. Las tablas muestran la importancia de Rusia en las tres primeras etapas del ciclo de combustible: producción de uranio, conversión de uranio de sólido a gas y enriquecimiento del uranio.

Incluso para los países que no operan reactores con tecnología rusa, como Estados Unidos, Rusia es un importante proveedor de varios servicios relacionados con la fabricación de combustible nuclear.

El mismo estudio de la Universidad de Columbia muestra que Rusia ha exportado más reactores en las últimas décadas

3 <https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/reducing-russian-involvement-western-nuclear-power-markets>

Tabla 1 Global production of uranium from mines and identified recoverable resources

Country	2020 production from mines (metric tons U)	2019 identified recoverable uranium resources (metric tons)
Kazakhstan	19 477	907 000
Australia	6203	1 693 000
Namibia	5413	448 000
Uzbekistan (est.)	3885	565 000
Niger	3500	132 000
Russia	2991	276 000
China (est.)	2846	486 000
United States	6	48 000
All other	1525	1 344 000

Source: World Nuclear Association, “World Uranium Production”, accessed March 30, 2022, <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production.aspx>

Tabla 2 Global uranium conversion capacity and utilization in 2020

Country	Nameplate capacity (metric tons U)	Capacity utilization (metric tons U)
France	15 000	2600
China	15 000	8000
Canada	12 500	9000
Russia	12 500	12 000
United States	7000	0

Source: World Nuclear Association, “Conversion and Deconversion”, citing the association’s Nuclear Fuel Report (2021 edition), accessed March 30, 2022, <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/conversion-and-deconversion.aspx>

Tabla 3 Global uranium enrichment capacity in 2018 by operator

Operator	(Thousands of separative work units/year)
Rosatom (Russia)	28 215
Urenco (UK, Netherlands, Germany, USA)	18 600
Orano (France)	7500
CNNC (China)	6750
Other	46

Source: World Nuclear Association, “Uranium Enrichment”, citing the association’s Nuclear Fuel Report 2019, accessed March 30, 2022, <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/uranium-enrichment.aspx>

que cualquier otro proveedor importante. En 2021, en el mundo, había un total de 423 reactores nucleares de potencia en funcionamiento. De ellos, 67 tipo VVER ruso. A fines de 2021, 15 reactores de diseño ruso estaban en construcción en otros países.

Referencias

- Bp Energy Outlook 2023 edition. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2023.pdf>
- Climate Change and Nuclear Power 2022. <https://www.iaea.org/topics/nuclear-power-and-climate-change/climate-change-and-nuclear-power-2022>
- Climate Change and Nuclear Power 2022. Securing Clean Energy for ClimateResilience
- Electricity Market Report 2023. <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-2023>
- Energy outlook 2023 Surviving the energy crisis. <https://www.eiu.com/n/campaigns/energy-in-2023/#:~:text=Global%20energy%20consumption%20will%20grow,delaying%20the%20green%20energy%20transition.>

Hitos en el desarrollo de la infraestructura nacional de energía nucleoelectrónica. N.º NG-G-3.1 (Rev. 1). https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1704S_web.pdf

Nuclear Energy Compared. <https://www.iaea.org/newscenter/multi-media/videos/nuclear-energy-compared>

Nuclear Energy for a Net Zero World. <https://www.iaea.org/sites/default/files/21/10/nuclear-energy-for-a-net-zero-world.pdf>

Nuclear Science and Technology for Climate Adaptation and Resilience. A reference document. <https://www.iaea.org/sites/default/files/21/09/nuclear-science-and-technology-for-climate-adaptation-and-resilience.pdf>

Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector. <https://unece.org/sustainable-energy/cleaner-electricity-systems/nuclear-power#:~:text=The%20UNECE%20nuclear%20power%20technology,deployment%20of%20low%2Dcarbon%20technologies.>

World Energy Outlook 2022. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>

3 Reasons Why Nuclear Energy is Clean and Sustainable. <https://www.energy.gov/ne/articles/3-reasons-why-nuclear-clean-and-sustainable>

Reducing Russian Involvement in Western Nuclear Power Markets. https://www.energypolicy.columbia.edu/wp-content/uploads/2022/05/RussiaNuclearMarkets_CGEP_Commentary_051822-2.pdf

Transitions to low carbon electricity systems: Key economic and investment trends. <https://www.iaea.org/sites/default/files/19/10/transitions-to-low-carbon-electricity-systems-key-economic-and-investment-trends.pdf>

UNECE. Technology Brief. Nuclear Power. <https://unece.org/sustainable-energy/cleaner-electricity-systems/nuclear-power#:~:text=The%20UNECE%20nuclear%20power%20technology,deployment%20of%20low%2Dcarbon%20technologies.>

Electrificación del transporte en Colombia



Juan Benavides*

Hablemos primero del transporte, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), los costos de congestión y los impactos en la salud, para tener un panorama completo del sector.

En Colombia, hay aproximadamente 17 millones de vehículos registrados en el RUNT, de los cuales 10 millones son motocicletas, lo que representa cerca del 60% del parque nacional. La edad promedio de los vehículos de cuatro ruedas o más es de aproximadamente 17.5 años. Estas tecnologías son muy antiguas, emiten grandes cantidades de gases contaminantes y son ineficaces desde el punto de vista energético.

* Especialista senior en Infraestructura y Energía en el Banco Interamericano de Desarrollo, director de la Especialización en Sistemas Energéticos de la Universidad de los Andes, y consultor del Banco Mundial en mercados e industria energética. PhD en “Economía mineral” de la Pennsylvania State University y especialista en Matemáticas avanzadas y gestión de sistemas energéticos. Vicepresidente del Comité de Expertos en Infraestructura, coordinador de la Comisión de Energía Sostenible, director del Cider y asesor de la CREG. Miembro de las juntas directivas de la ANI y de Proindesa SAS.

El sector de transporte en Colombia emite alrededor del 12% de los gases de efecto invernadero, una cifra significativa. Sin embargo, es importante considerar que, en el contexto nacional, cerca del 60% de las emisiones provienen del sector agrícola, forestal y del cambio en el uso del suelo.

Miremos los costos de congestión, ya que son fundamentales para entender el estado actual del sector. La congestión se asocia con niveles de fatiga, ansiedad y depresión, afectando la salud mental y física, incrementando las tasas de siniestralidad vial y creando barreras que impiden los efectos positivos de la aglomeración urbana. La aglomeración tiene beneficios, pero estos se pierden cuando hay congestión.

Medellín, y especialmente Bogotá, tienen altos índices de pérdida de tiempo y dinero para las personas que se transportan. Aunque no contamos con un estimado para Colombia, para poner en perspectiva, el costo del tiempo perdido en el tráfico en la Unión Europea representó el 1.4% del PIB. Sumando el costo del tiempo perdido y el combustible consumido (que son dos métricas diferentes), en Estados Unidos este costo fue del 0.7% del PIB.

Si consideramos solo los vehículos privados, Bogotá es la ciudad con mayores pérdidas por congestión en América Latina, con 186 horas perdidas por usuario al año, un número enorme. Esta cifra es casi tres veces mayor que las pérdidas equivalentes en Ciudad de México o São Paulo. Al comparar el tiempo perdido en congestión con las horas de trabajo semanales, encontramos que, según las estadísticas, los colombianos están trabajando a “destruir valor” porque la productividad de los factores es casi nula. Por ejemplo, un automovilista en Bogotá pierde el 9% de sus horas trabajadas en congestión, lo que representa una gran cantidad de dinero perdido.

Los costos en salud ocasionados por la contaminación por material particulado son significativos. El Banco Mundial y

organizaciones de salud han encontrado que, en 2013, el total de muertes por contaminación del aire en América Latina y el Caribe (lamentablemente, no he podido encontrar estadísticas colombianas suficientemente sólidas) fue de 173 000 personas, lo que representa casi el 5% de los fallecidos en la región. De estas muertes, 101 000 fueron causadas por material particulado, lo que, en términos proporcionales, equivale a aproximadamente 25 muertes por cada 100 000 habitantes en Colombia.

De un total de pérdidas de bienestar por contaminación del aire equivalente al 2.5% del PIB, el 1.5% se debe al material particulado ambiental, mientras que el resto corresponde a la contaminación en recintos cerrados o al ozono ambiental.

¿Qué significa esto económicamente? En Colombia, el valor de una vida estadística (la unidad métrica con la que se realiza el análisis costo-beneficio en salud ajustado por diferentes factores, según Viscusi, 2017) es de aproximadamente 1.1 millones de dólares. Este valor refleja el impacto directo e indirecto que una vida humana tiene en la sociedad colombiana, siendo considerablemente mayor que el valor esperado descontado de sus ingresos.

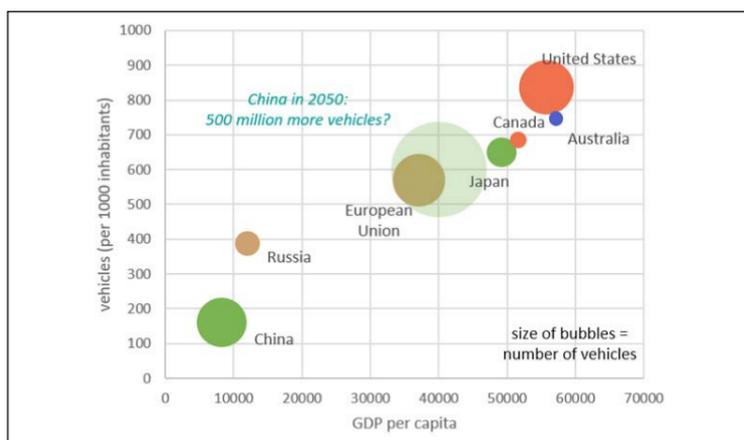
Las pérdidas de bienestar ambiental en América Latina debido al material particulado (en paridad de 2011) aumentaron de 90 000 a 120 000 millones de dólares. Por lo tanto, estamos ante un fenómeno en América Latina de congestión, pérdidas de PIB por congestión y pérdida de valor del capital humano debido a morbilidad y mortalidad.

Tasa de motorización, PIB per cápita y costos totales de propiedad (TCO)

Lo otro es cómo se relaciona la tasa de motorización, que es el número de vehículos por cada mil habitantes, y que está relacionada linealmente con el PIB. En general, los países con mayor PIB per cápita tienen una tasa superior a los 400 vehículos por

cada mil habitantes. Sin contar las motos, Colombia tiene 200, lo que la convierte en “el paraíso de las motos”.

Gráfica 1 Tasa de motorización, PIB per cápita y costos totales de propiedad (TCO)



Fuente: <https://blogs.worldbank.org/transport/500-million-vehicle-question-what-will-it-take-china-decarbonize-transport>

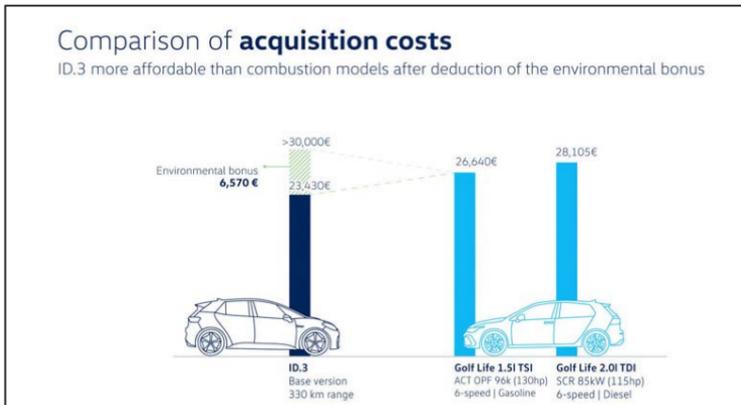
La gráfica 1. Tasa de motorización, PIB per cápita y costos totales de propiedad (TCO), que es lineal-lineal, muestra que, después de los 20,000 dólares per cápita, hay más de 400 vehículos por habitante.

En este momento de la humanidad, hay una forma de comparar los vehículos de combustión interna con los vehículos eléctricos, y es el costo total de propiedad, que es el costo de CAPEX más el OPEX, más los gastos operativos, el mantenimiento, etc., todo ello llevado a costos anualizados. Se encuentra que, poco a poco, los vehículos eléctricos son más baratos en costo total, debido a que el costo de la electricidad es mucho más bajo, en general, en los países, que el costo del combustible. Y esto contrasta con el hecho de que el costo del CAPEX sigue siendo el doble. Entonces, por más que el valor presente neto de la

inversión en vehículos eléctricos sea favorable, hay un gap de financiación muy grande, ya que toca pagar el doble o más del doble en la compra inicial.

En la gráfica 2. Tasa de motorización, PIB per cápita y costos totales de propiedad (TCO), se observa que, para Volkswagen, los gastos de adquisición de vehículos de combustión interna están a la derecha, mientras que a la izquierda se encuentran los vehículos eléctricos, después de un bono o subsidio, que es lo que aparece en verde. Este subsidio hace que los vehículos eléctricos sean más baratos y atractivos, con un costo aproximado de 30 000 dólares.

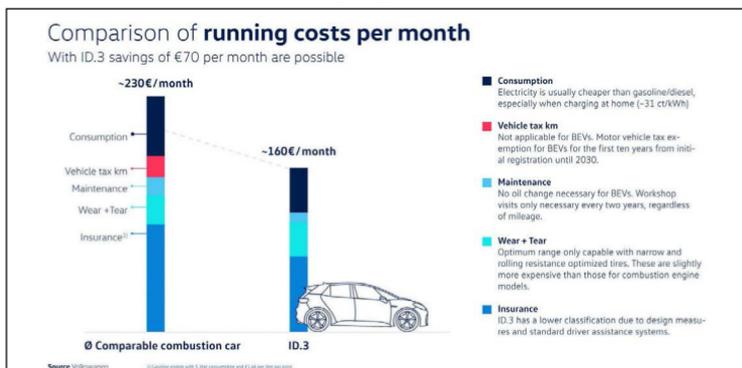
Gráfica 2 Tasa de motorización, PIB per cápita y costos totales de propiedad (TCO)



Fuente: Volkswagen.

Por otra parte, en la gráfica 3. Tasa de motorización, PIB per cápita y costos totales de propiedad (TCO), los costos operativos muestran que el vehículo eléctrico es mucho más barato. Por lo tanto, ya no se necesitaría el subsidio al CAPEX, ya que el vehículo es accesible; lo que se requeriría sería una mejora crediticia para el concesionario, dado que el CAPEX es el doble y debe pagarse en un tiempo muy corto.

Gráfica 3 Tasa de motorización, PIB per cápita y costos totales de propiedad (TCO)



Fuente: Volkswagen.

Nichos delimitados por la lógica del transporte y las realidades de la transición energética

A la pregunta de hacia dónde va el transporte eléctrico, existen nichos de transporte delimitados por la lógica del negocio mismo y las realidades de la transición energética. Hay una gran añoranza por parte de muchos ingenieros del siglo XIX, que aún están vivos, respecto al tren; lo consideran una maravilla. Obviamente, este transporte tiene un nicho que debe ser cubierto: se trata de cargas largas a distancia, volúmenes grandes, pocas curvas, etc., factores que no se dan en Colombia. Si El Cerrejón estuviera en Neiva, la solución para sacar el carbón por todo el río Magdalena sería, sin duda, un tren o una barcaza. Sin embargo, las cargas y las topografías en Colombia son tan complejas que el tren tiene un papel relativamente limitado. Se restringe básicamente a La Dorada, Chiriquaná, los trenes de cercanías en la sabana de Bogotá, el tren del Valle del Cauca, y algunos recorridos relativamente locales. Pero no es un instrumento generalizable. En realidad, es una añoranza que ya no existe; los camiones son más competitivos y, además, tienen la capilaridad suficiente para llegar a cualquier sitio.

El problema de la densidad, que está relacionado con el problema del teletransporte, se vincula con la densidad volumétrica de la energía y la densidad por área de la energía. Algunas cifras para quienes no están familiarizados con el tema de la energía: para reemplazar completamente los hidrocarburos en los próximos 90 años, la producción mundial de energías renovables debería multiplicarse por 90. En comparación, le tomó medio siglo a la producción de petróleo y gas multiplicarse por diez, es decir, estamos pidiendo a las renovables una velocidad de adopción nueve veces más rápida en casi la mitad del tiempo, lo cual no va a suceder debido a las desventajas logísticas y de densidad.

Con las tecnologías disponibles, una inversión de un millón de megavatios en paneles solares produciría, en 30 años, 40 millones de kilovatios hora, y un millón en energía eólica generaría 55 millones de kilovatios hora. En contraste, una inversión en equipos de extracción de petróleo de esquisto generaría 300 millones de kilovatios hora equivalente en el mismo período. Esto muestra que la eficacia de la inversión es extremadamente alta en los hidrocarburos. Además, cuesta menos de un dólar almacenar un barril de petróleo equivalente en forma de gas durante dos meses, mientras que las baterías, que se presentan como la panacea, cuestan 200 dólares para almacenar la misma cantidad de energía equivalente a un barril de petróleo, es decir, muchas veces más.

Si se quiere reemplazar totalmente un megavatio de generadores térmicos, aproximadamente habría que hacer una inversión de entre uno y tres generadores eólicos, debido al efecto de la intermitencia, aunque el costo por kilovatio hora sea el mismo. El problema es que la energía eólica es intermitente, no continua. Por 200 000 dólares de inversión en baterías tipo Tesla, que pesan 20 000 libras (equivalentes a 10 toneladas), se puede almacenar la energía de un barril de petróleo. Esto no es una exageración ni es *fake news*, sino el cálculo energético

de Mills (físico e ingeniero eléctrico, autor de *The New Energy Economics: An Exercise in Magical Thinking*, 2019), que muestra que, en comparación, un barril de petróleo pesa 300 libras y se puede almacenar en un tanque que cuesta solo 20 dólares.

Hoy en día, los avances tecnológicos en energía eólica y fotovoltaica son impresionantes. Es como la Ley de Moore, que se refiere a cómo la capacidad de los chips se duplica cada año, pero eso no aplica de manera similar en todas las tecnologías. Las máquinas térmicas tienen un límite de eficiencia (según la Ley de Carnot, que establece cuánto se puede transformar), y las energías eólicas están limitadas por lo que se llama el límite de Betz, que indica que el 60% de la captura de la energía cinética del aire es el máximo al que se puede llegar. Actualmente estamos en el 40%, es decir, nos estamos acercando al límite de la eficiencia máxima de las energías renovables.

Por otro lado, las fotovoltaicas tienen el límite de Shockley-Queisser, que establece que solo el 33% de los fotones se convierten en electrones (es decir, rompen electrones). Actualmente, hemos alcanzado el 26%. Esto demuestra que las energías renovables están cerca de alcanzar su eficiencia máxima teórica.

Estímulos fiscales y metas

En Colombia existen leyes fiscales que ofrecen exenciones para la compra de vehículos, las cuales cumplen un buen papel al introducir vehículos más limpios en las zonas urbanas para reducir la contaminación. Lo que más me interesa como economista es el bienestar, y esto lo conseguimos en las ciudades reduciendo el material particulado. En cuanto al CO_2 , no me preocupa tanto. Colombia no va a tener un impacto significativo a nivel mundial en términos de CO_2 removido, pero lo que sí tiene importancia es la mejora en la calidad de vida urbana.

Cada vida salvada tiene un valor de un millón de dólares, lo cual representa una cantidad considerable para la economía. Colombia espera tener seiscientos mil vehículos eléctricos, lo que implica la necesidad de reordenar los sistemas de transporte masivo.

¿Qué oportunidades tiene Colombia para el transporte eléctrico?

1. Transporte masivo urbano

A pesar de las dificultades físicas, como la limitación en la eficiencia de las baterías para almacenar energía, estas siguen teniendo un valor importante en términos de calidad de vida. Es necesario incorporar este tipo de transporte mediante instrumentos de financiación como los contratos APP (asociación público-privada), con *leasing* operativo, en los cuales la inversión la realiza el sector privado, el riesgo de demanda lo asume el Estado, y se paga una cantidad por kilómetro o por disponibilidad. Esto disminuye el riesgo de demanda y evita la «guerra del centavo», algo que ya ha comenzado a ocurrir en Transmilenio.

2. Vehículos privados

Otra oportunidad para los vehículos privados es que los concesionarios puedan acceder a mejoras crediticias para reducir el riesgo de financiación de ese CAPEX, que es muy grande. Esto incluiría una tasa de interés preferencial para los compradores de vehículos como estímulo, ya que, en realidad, tiene un efecto positivo en la calidad de vida urbana. Además, se podría considerar una cofinanciación con el presupuesto general de la nación y las alcaldías. Sin embargo, si queremos que esto suceda, en las condiciones actuales de Colombia, no veo cómo se pueda instrumentalizar.

3. Industria sofisticada para autopartes y electrolinerías

La tercera oportunidad para los vehículos eléctricos es crear una industria sofisticada de autopartes y electrolinerías. Se podría desarrollar una industria de electrónica de potencia, instrumentación, sensores, equipos de control y repuestos para vehículos. Además, se podría fomentar el desarrollo de una industria de partes y repuestos para electrolinerías y baterías de litio.

Lo que he expuesto es una reflexión sobre la transición energética, destacando varios puntos clave: primero, que el sector de transporte es responsable de una cantidad significativa de emisiones en Colombia; segundo, que el CAPEX sigue siendo muy alto, lo que dificulta financiar una transición acelerada hacia la electricidad; tercero, que existen beneficios en las zonas urbanas y aglomeraciones con el uso de electricidad, lo cual debe ser impulsado, pero requiere que el Estado tenga la capacidad de subsidiar y la voluntad de hacerlo en conjunto con las alcaldías. Finalmente, se identifican oportunidades en el transporte masivo urbano para reorganizar el transporte en las ciudades, financiar vehículos privados individuales y crear una industria vinculada a este proceso.

La hidroelectricidad es el mayor recurso energético de Colombia



Diego Otero Prada

En Colombia se están dando hechos muy graves que no ocurren en ninguna parte del mundo. Se prohíbe la exploración nueva de petróleo y gas (convencional y no convencional), de carbón y, adicionalmente, no se habla de construir hidroeléctrica, excepto pequeñas centrales hidroeléctricas.

Es decir, el mundo al revés, decisiones que no tienen ningún fundamento técnico y económico y que van contra el interés nacional. Cómo si por aparecer campeones de una equivocada lucha contra el cambio climático vamos a recibir un premio Nobel para satisfacer egos personales que no favorecen en nada a Colombia

El potencial hidroeléctrico de Colombia es muy grande

Hay dos estudios muy serios que se han realizado para determinar el potencial hidroeléctrico de Colombia que se entregaron en 1979 y 2015.

Estudio del sector eléctrico

El primero se hizo entre 1974 y 1979, llamado “El estudio del sector eléctrico”, cuyo informe final se entregó en 1979. Se investigaron 308 cuencas mayores a 100 MW (cuadro 1). Se encontró un potencial de 93 085 MW utilizables desde el punto de vista teórico. Al restar los ya existentes en 1988 y planeados hasta 1988, queda un total de 81 548 MW. De este total, 46 213 MW corresponden a proyectos a filo de agua y 35 335 con alguna regulación.

Cuadro 1 Potencial hidroeléctrico utilizable por regiones

		Capacidad	
Región		MW	%
i	Magdalena-Cauca	36 478	38
ii	Orinoco-Catatumbo	27 324	29
iii	Sierra Nevada-La Guajira	631	1
iv	Atrato-Sinú	5556	6
v	Pacífico	12 078	13
vi	Amazonas	12 018	13
Total		93 085	100

Fuente: Departamento Nacional de Planeación-DNP (20 febrero de 1980).

Del total de los 308 proyectos definidos, se encontraron 177 menores entre 100 y 200 MW, el 58% del total 18 grandes de más de 1000 MW, el 5,55% (cuadro 2).

Cuadro 2 Proyectos según niveles de capacidad

Capacidad	Proyectos	%	GW	%
200 o menos	177	58	20,1	22
201- 500	93	30	28,8	31
501 - 1000	20	6,5	13	15
1000 o más	18	5,5	30,3	32
Total	308	100	93,1	100

Fuente: *ibidem*.

Estudio de la UPME

El segundo estudio se realizó por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en 2015, concentrado en proyectos a fijo de agua (que utilizan parte del flujo de un río para generar energía eléctrica, que no tienen capacidad para almacenar agua al no disponer de embalse) e investigó centrales pico, micro, mini y PCH. Se encontró un potencial de 56 202 megavatios con 177 MW de centrales pico, micro y mini de menos de 500 kW, 4785 MW de pequeñas centrales hidroeléctricas, 8133 MW de centrales de 20 a 40 MW y 43 127 MW de centrales de más de 40 MW (cuadro 3).

Cuadro 3 Potencial de hidroeléctricas de filo de agua según UPME

	Pico				
	Micro-Mini	PCH	20-40	Más de 40	Total
Amazonas	30	903	1518	9522	11 973
Caribe	36	436	749	2922	4143
Magdalena					
Cauca	53	1646	2809	17 713	22 221
Orinoco	40	1231	2205	10 227	13 703
Pacífico	18	569	832	2743	4162
Total	177	4785	8113	43 127	56 202
Pico	0,05-5 kw				
Micro	5-50 kw				
Mini	50-500 kw				
PCH	500 kw - 20 kw				

Fuente: UPME (2015)

Es decir que las plantas de menos de 20MW suman solamente 4962 MW, que es el tipo de hidroeléctricas a que le da

importancia el Gobierno de Petro. A una necesidad de capacidad instalada de 1500 MW por año, estas no alcanzarían sino para tres años. Necesariamente hay que recurrir a las medianas y grandes hidroeléctricas.

Al considerar el potencial de hidroeléctricas de regulación del estudio de 1979 del sector de energía eléctrica, 35 335 MW y las de filo de agua de UPME, de 56 602 MW, se tiene un mínimo de 91 537 MW de hidroeléctricas porque no necesariamente hay coincidencia total entre los proyectos analizados por UPME y el estudio de 1979. Esto significa que se tendría suficiente hidroelectricidad para atender la demanda de energía eléctrica por lo menos 40 años, hasta 2063 con solo este tipo de centrales.

La hidroelectricidad es la fuente de energía más grande en Colombia

Si se consideran todas las reservas y probadas de petróleo, carbón, gas natural y los megavatios potenciales de hidroelectricidad, sol y viento y se utiliza una unidad común de energía que es la *tera calorías*, se encuentra que la fuente más abundante es la hidroelectricidad, seguida por el carbón, la eólica, el gas natural y el petróleo, de último. No se coloca la energía solar porque la radiación solar se da en todo el territorio, es ilimitada y en este sentido sería la mayor fuente de energía.

Se parte de los siguientes datos:

2100 millones de reservas probadas de petróleo

3028 giga pies cúbicos de gas natural

6500 millones de reservas de carbón

93 000 MW de hidroeléctricas

50 000 MW de energía eólica por lo menos

Obsérvese que el potencial de hidroelectricidad es superior al potencial de energía eólica. Para estas fuentes la energía posible en MW se transforma en kilovatios-hora con factores de planta apropiados (relación entre energía real suministrada y energía teórica), 50% para la hidroelectricidad y 40% para la eólica. Con estos factores es como tener en realidad en operación continua 46 500 MW de hidroeléctricas y 25 000 MW de eólica.

En conclusión, el mayor potencial de energía, se encuentra en las hidroeléctricas, muy por encima de todas las fuentes, con el 78,0% del total, seguido por la eólica, el carbón, el gas natural y el petróleo.

Entonces, la hidroelectricidad es nuestro mayor recurso, hay personas que no quieren que la aprovechemos.

Beneficios de las hidroeléctricas

Las hidroeléctricas suministran energía eléctrica con un recurso renovable limpio, o sea, ayudan a descarbonizar el sector energético. Tienen beneficios por el bajo costo del kilovatio-hora y una vida útil mayor a 50 años, alto factor de capacidad. Se tiene aquí una tecnología muy madura que lleva más de 150 años de utilización, cuyos principios no han cambiado, sino que se han tecnificado y se ha producido un mejoramiento en los materiales y en su seguridad. Tienen múltiples propósitos como producir energía eléctrica, irrigar, controlar las inundaciones y el flujo del agua y permiten actividades de recreación

Las hidroeléctricas pueden ser sostenibles

Las hidroeléctricas son un recurso limpio de emisiones, abundante, barato en el costo del kilovatio-hora de efectos positivos, pero no se niega que se enfrentan a efectos negativos ambientales y sociales si no se tratan con cuidado. Los enemigos de la hidroelectricidad en Colombia apelan a estos problemas, pero nunca se refieren a que las energías solar y eólica también pro-

ducen efectos negativos ambientales y sociales, e, igualmente, dan lugar a emisiones por todo lo que tiene que ver con la fabricación de los paneles, las baterías y los desechos que producen.

Sin embargo, muchos de esos problemas han sido resueltos por las empresas de energía. Por ejemplo, el tratamiento de los efectos sociales ha recibido debida atención. Los alrededores de las hidroeléctricas son totalmente reforestados. No obstante, hay efectos negativos que no han sido tratados adecuadamente, como la sedimentación, los residuos, el manejo de la diversidad, el efecto negativo sobre los peces que tanto protestan los pescadores.

Hoy existe todo un paquete de normas para lograr hidroeléctricas sostenibles. La Asociación Internacional de Hidroeléctricas ha creado toda una serie de herramientas que deben cumplir todos los proyectos para tener un certificado de sostenibilidad, normas que son muy estrictas y que van desde el diseño de los proyectos, la etapa de construcción y la operación hasta el mantenimiento de las plantas.

No se planean hidroeléctricas en los próximos cuatro años

El Ministerio de Minas y Energía y el Plan de Desarrollo 2023-2026 no plantean construir hidroeléctricas, excepto pequeñas para los próximos cuatro años. La situación es bastante delicada puesto que no hay empresa eléctrica que esté interesada ya que las grandes empresas de generación son privadas, excepto EPM, y ellas no invierten en hidroeléctricas pues estas requieren entre 5 y 8 años para que entren en servicio. La empresa nacional estatal ISAGEN se privatizó, EPM anda muy ocupada con Hidroituango.

En el panorama solamente hay en la lista de proyectos 2000 MW de plantas, de las cuales 450 MW de centrales menores, Micay con 850 MW que nadie defiende y Santo Espíritu de 700 MW de EPM que no está contemplada por ahora...

De acuerdo con el trabajo que presentó Alberto Brugman en el foro, para 2028 a 2040 se requieren 14 000 megavatios para atender la demanda, de los cuales solamente estos 1500 megavatios de hidroelectricidades con posibilidades. El resto estará concentrado en energías solar y eólica, con un pequeño componente de plantas de gas natural.

Como no hay hoy planteado la construcción de hidroeléctricas, y teniendo en cuenta que se requieren cerca de 8 años desde el comienzo del diseño, la licitación de las obras y su construcción, esto significa que de aquí al 2026 no hay nada previsto. Si el próximo gobierno de 2026 decide volver a construir hidroeléctricas, esto significa que solamente en 2034 se podría pensar que comenzarán a entrar de nuevo centrales hidroeléctricas. Es decir, hemos perdido cuatro años, más los cuatro años de Iván Duque porque en ese gobierno, como en el actual, que ha seguido la misma política energética, son ocho años perdidos, excepto por Hidroituango que ya se había decidido.

Conclusiones

Colombia no puede dejar de utilizar su fuente más grande, como es la hidroelectricidad. Desafortunadamente, las decisiones tomadas en los Gobiernos de Iván Duque y Gustavo Petro nos van a costar ocho años de retraso. En estos aspectos las políticas de los dos gobiernos son iguales, excepto en el tema de la exploración petrolera.

Bibliografía

Departamento Nacional de Planeación (Octubre 1980). Estudio del Sector de Energía Eléctrica. Bogotá.

Unidad de Planeamiento Minero Energético - UPME (2015). Atlas potencial hidroeléctrico de Colombia. Bogotá.

Mercado de gas natural en la transición energética colombiana



Julián García*

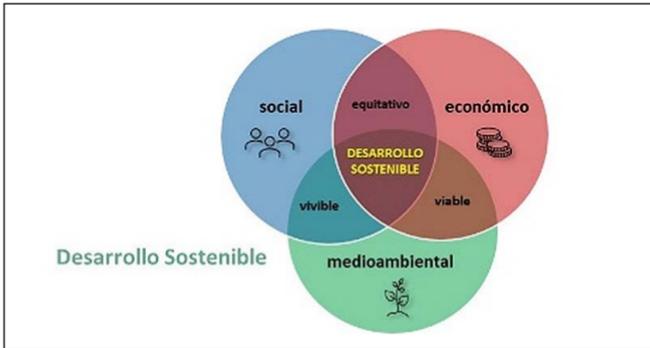
Gas natural en el contexto del sector energético y la transición

La **transición energética** que necesita Colombia es una orientada al *desarrollo sostenible*, que apunte, a la vez, a sus tres dimensiones u objetivos centrales: **social**, como es reducir la pobreza y la desigualdad; **económica**, apalancar la prosperidad económica y; por supuesto, **medioambiental**, me asegure el cuidado del planeta.

El mercado nacional de gas natural hace parte de una Colombia “*fósil dependiente*”, donde los fósiles son una parte muy importante del comercio internacional y la inversión extranjera,

* Miembro de la Sociedad Colombiana de Ingenieros. Ejecutivo con experiencia en dirección general, operaciones, finanzas, planeación estratégica y desarrollo de negocios en las industrias de energía, gasolina y gas y minería.

Figura 1 Las tres dimensiones del desarrollo sostenible



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

de los ingresos fiscales, tanto nacionales como regionales, y del consumo energético, por cuanto el 76% de la energía primaria consumida son combustibles fósiles, con el gas natural algo más del 20% (figura 2).

Asimismo, la cadena productiva del gas natural, desde su producción hasta su consumo, hace parte de un sistema energético del país muy ineficiente, donde algo más del 70% de la energía primaria que se obtiene de los recursos naturales, renovables y no renovables, se pierde en la cadena; esto es, menos del 30% de la energía que tomamos de la naturaleza hace un trabajo útil, como calentar un alimento o mover una carga (figura 3).

Gas natural y emisiones

La generación de emisiones por los combustibles fósiles se dá principalmente al momento de ser consumidos, en calderas, hornos, carros, estufas, etc, y en menor proporción al momento de ser producidos. Por tanto, la manera más efectiva de combatir las emisiones es en el consumo. Hay dos tipos de emisiones: los **gases de efecto invernadero (GEI)**, que se van a la atmósfera y están ocasionando un cambio climático en el planeta, y

Figura 2 El gas natural hace parte de la “fósil dependencia” del país

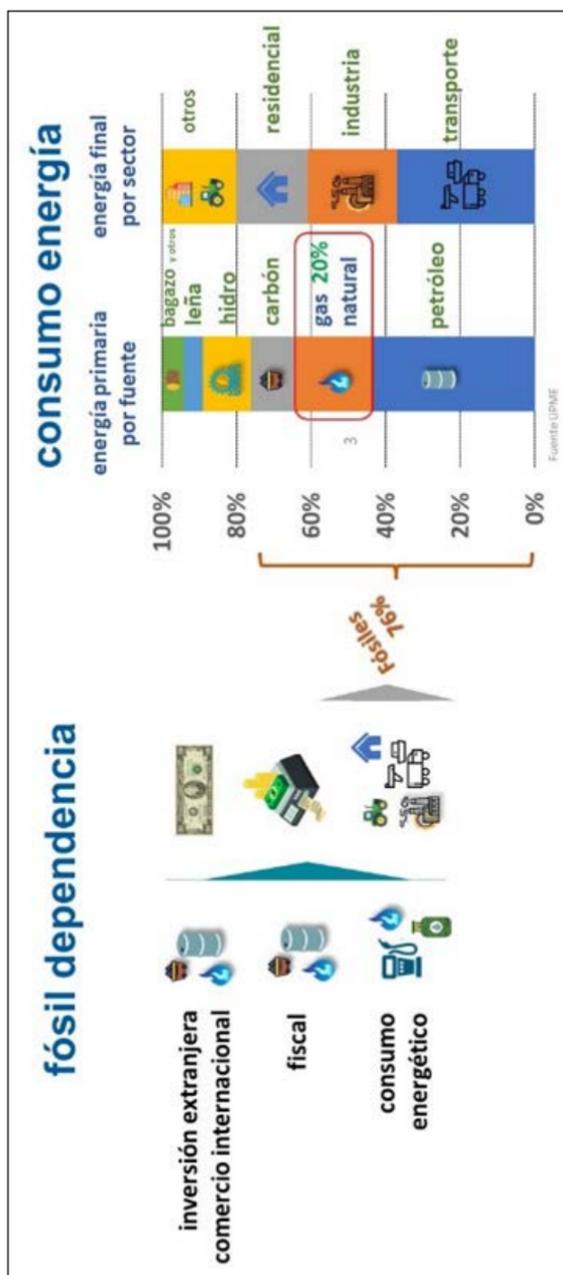
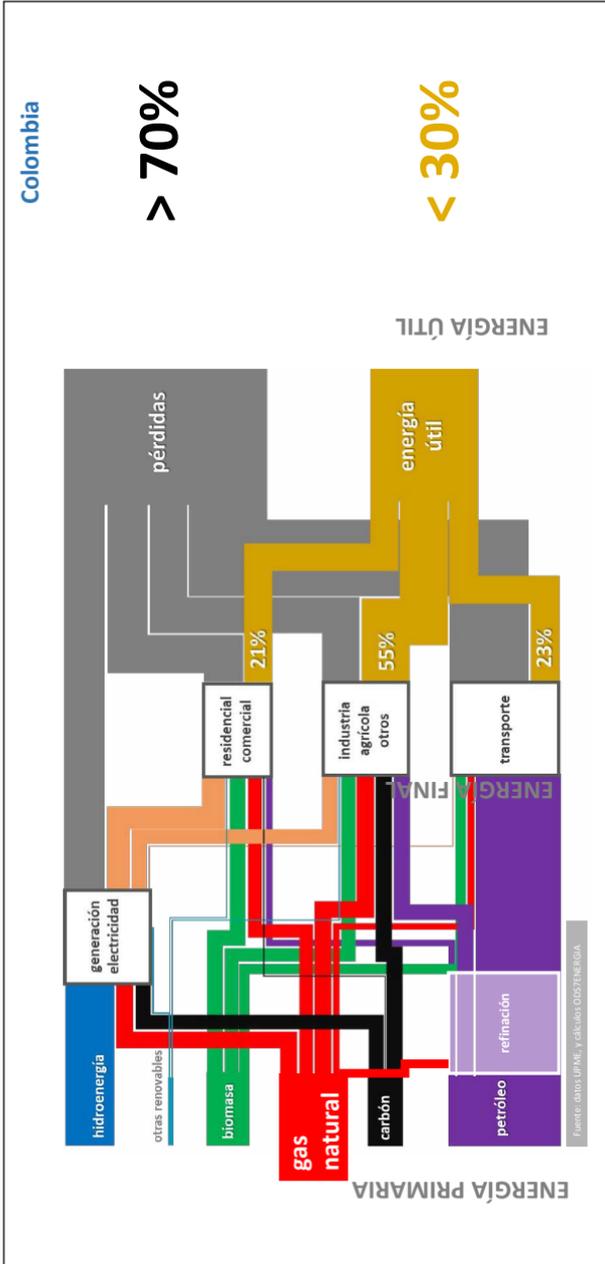


Figura 3 El gas natural hace parte de la pobre eficiencia energética nacional

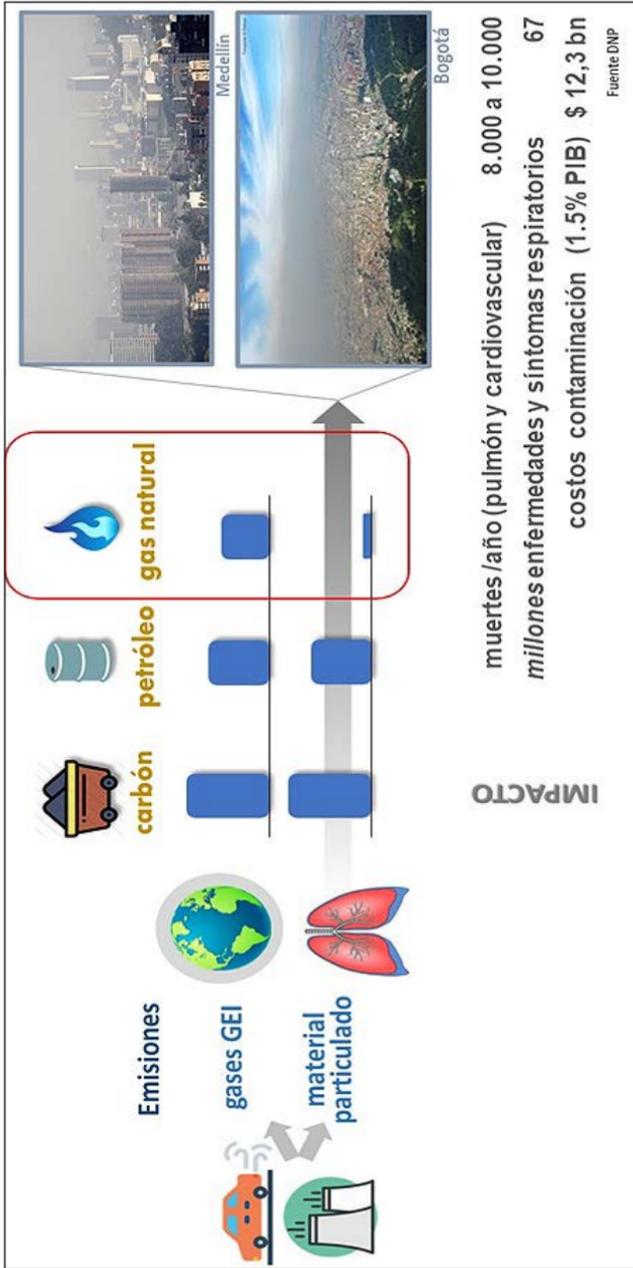


el **material particulado**, que es ese polvillo que se queda en el entorno, y al inhalarlo termina en los pulmones, ocasionando enfermedades pulmonares y cardíacas.

Está bien diagnosticado que el aporte de Colombia en las emisiones de GEI a nivel global es muy bajo y que, además, para el caso colombiano, los combustibles tienen una participación menor que otras actividades como las agrícolas y la deforestación. Igualmente es bien estudiado que, en su orden, el combustible de mayores emisiones, de los tipos, es el carbón, le sigue los líquidos derivados del petróleo y, el de menos emisiones es el gas natural, que genera un bajo nivel de material particulado. Por ello es que, desde el punto de vista ambiental, el gas natural es el mejor combustible de los fósiles, por ejemplo, para el transporte urbano.

Si bien Colombia ocupa el puesto 137 en emisiones GEI por habitante en el mundo, en material particulado sí ocupamos puestos más relevantes de contaminación en ciudades como Bogotá y Medellín, donde la alta contaminación urbana tiene un impacto social y económico importante, como es un significativo número de muertos por enfermedades pulmonares y cardiovasculares (entre 8000 y 10 000 anuales), de eventos de salud (67 millones), y un costo al sistema de salud pública muy grande, según un estudio realizado para el DNP hace unos pocos años. Por ello es que ahí, en reducir las emisiones de material particulado, es donde Colombia debe poner más atención. Reduciendo las emisiones de GEI no vamos a salvar el planeta, en cambio reduciendo las emisiones de material particulado en nuestras ciudades si vamos a salvar muchas vidas, mejorar la calidad de vida y tener ahorros en el sistema de salud. Y el campeón de los fósiles a aportar en este propósito es indudablemente el gas natural (figura 4).

Figura 4 En gran impacto de las emisiones de los fósiles es al consumirlos



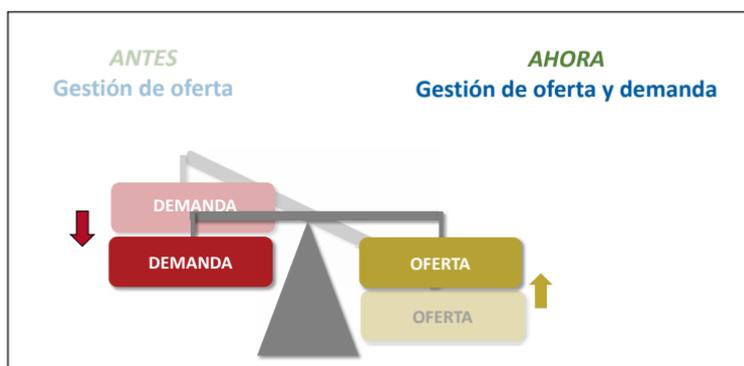
Fuente: DNP.

La necesidad de balancear la gestión energética

Tradicionalmente el enfoque de la gestión energética, tanto de los gobiernos como de la misma industria, ha estado más enfocado en la oferta y poco en la demanda. Los grandes objetivos y esfuerzos han sido, perforar pozos petroleros, construir refinerías, hidroeléctricas, oleoductos, líneas de transmisión, redes de distribución eléctrica y de gas natural, etc., esto es más una gestión de oferta. Y en las décadas recientes poniendo más énfasis en la confiabilidad del abastecimiento de los diferentes energéticos.

En el mundo moderno esto viene cambiando, y con razón, hacia una gestión energética más equilibrada entre gestión de oferta y gestión de demanda. La gestión de demanda permite ver que la energía más barata y más limpia no son las renovables es, más bien, la energía que no se necesita, por ejemplo, por mejoras en eficiencia. Asimismo, como se mencionó arriba, al generarse las emisiones, principalmente, es el consumo energético, la manera más efectiva y barata de reducir las emisiones es normalmente mediante gestión de demanda (figura 5).

Figura 5 La necesidad de balancear la gestión energética entre oferta y demanda



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

En Colombia debemos trabajar de una manera mucho más ambiciosa y decidida en gestión de demanda; ésta si que contribuye a los tres objetivos de desarrollo sostenible: social, ambiental y económico. Por ejemplo, según cálculos del autor, subir la eficiencia energética del 30% al 40%, implicaría una generación de valor para la sociedad de hasta USD 10 000 millones anuales (dos a tres reformas tributarias anuales),.

La eficiencia energética conlleva también a un ahorro fiscal inmenso al estar *todos* los energéticos subsidiados, o bien en el consumo o en la producción. En efecto, el primer interesado en hacer una verdadera revolución de la eficiencia energética debe ser el mismo gobierno, como un excelente “*negocio fiscal*”, pues paga una parte importante de la factura energética de casi todos los energéticos, a través de subsidios a la gasolina y diésel, a los servicios públicos de electricidad, gas natural y GLP, además de los subsidios a la producción de biocombustibles, subsidios a Ecopetrol y a la generación con renovables no convencionales, entre otros. Y como los otros beneficiados de la eficiencia energética son los consumidores, bajar la factura energética les lleva a ahorros en los hogares para poder usarlos en satisfacer otras necesidades, a negocios mejorar sus utilidades y pagar más impuestos, a la industria en ser más competitiva y, como se mencionó arriba, al ser más eficientes, hay menos emisiones, lo que reduce el gasto en salud pública, también un ahorro fiscal.

Así, hacer gestión de demanda de energía es un excelente negocio social, ambiental, económico y fiscal para la sociedad, y es la manera más efectiva y barata, como el sector energético puede contribuir al desarrollo sostenible. No obstante, algunos argumentan que, el que Colombia tenga una baja intensidad energética (consumo de energía per cápita, o por PIB), no debe ser una prioridad; a lo cual se puede contra argumentar que, entre más pobre sea uno más debe ahorrar y que lo que explica nuestra baja intensidad energética es nuestra muy pobre industrialización y bajo desarrollo.

La demanda de gas natural se marchita

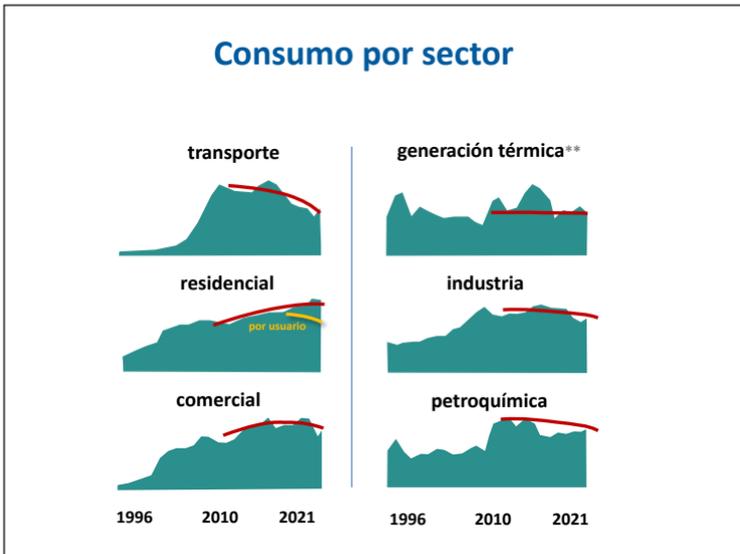
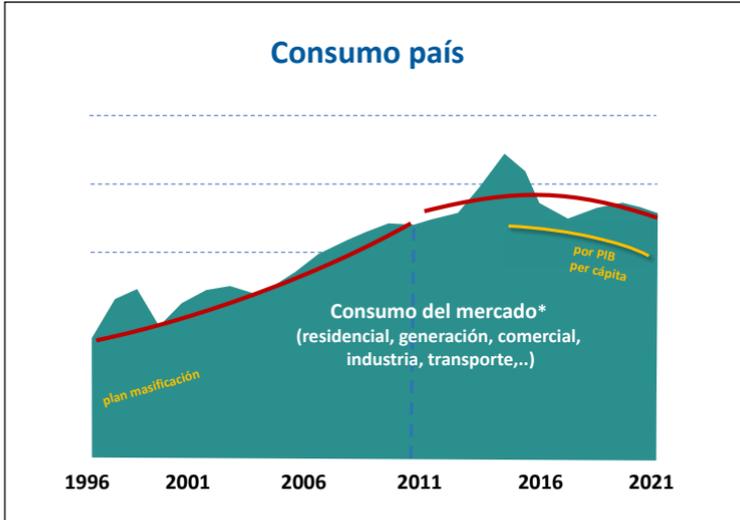
La siguiente gráfica, preparada con información de la UPME, indica la tendencia en la evolución de la demanda de gas natural por todos los sectores consumidores, excluyendo solo el autoconsumo del sector hidrocarburos en los campos petroleros, refinerías, unidades de compresión, reinyección, etc. (figura 6).

Como se observa, desde finales del siglo pasado, se dio un crecimiento muy importante en razón al muy exitoso, reconocido a nivel mundial, del Plan de Masificación en el que se embarcó el país, que logró hacerlo de manera muy eficiente y rápida. No obstante, desde mediados de la década pasada, esto es, desde hace unos 10 o más años, empezó a descender la demanda de este energético, en prácticamente todos los sectores consumidores.

En GNV bajo casi a la mitad (ver adelante las razones). La generación térmica a gas ha fluctuado según las necesidades del sistema eléctrico por eventos climáticos, pero con muy poca nueva capacidad adicionada. El consumo en el comercio llegó a un *plateau*, y luego se ha insinuado una tendencia a declinar. El consumo industrial bajó, con algunas industrias inclusive devolviéndose a carbón. También en los usos no energéticos del gas, como la petroquímica, ha bajado su demanda. En el sector residencial, si bien ha subido el volumen total consumido y el número de usuarios, ya superando los 10 millones, el consumo por usuario o per cápita ha bajado, y ya no tiene mucho donde crecer en volúmenes importantes pues la cobertura en las ciudades grandes y medianas ya es muy alta, lo cual, claro está, es un logro, lo mismo que ahora hacer el esfuerzo de llevar el gas a pequeñas poblaciones más apartadas de la red.

Es evidente entonces que se marchita la demanda y en todos los sectores consumidores; el volumen total demandado baja y, medido per cápita o por PIB, el decrecimiento se ve más relevante. La primera pregunta es entonces qué explica ese

Figura 6 La demanda de gas natural se marchita. a) total b) por sector consumidor



*/ excluye autoconsumo sector petróleo

**/ incl. autogeneración y cogeneración

Fuente: UPME BECO.

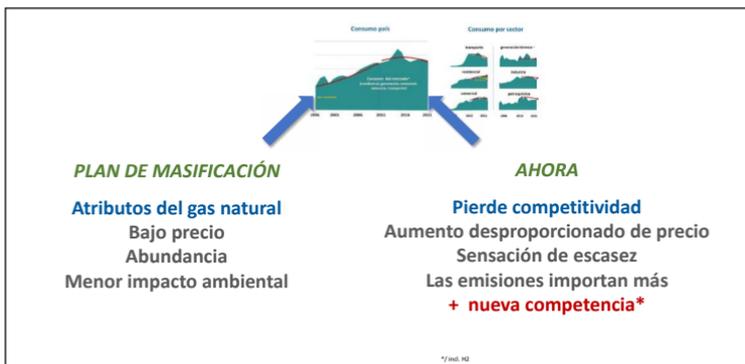
marchitamiento de años recientes luego de tan exitoso plan de masificación y, la segunda pregunta es, qué debemos hacer, dejarlo en su tendencia actual o reorientarlo, hacia dónde y cómo; esto enmarcado dentro de la transición energética orientada al desarrollo sostenible, como se propone aquí. Tratamos de responder estas inquietudes.

El gas pierde competitividad pues sus atributos se debilitan

El plan de masificación se justificó en los tres grandes atributos que tenía el gas natural en su momento: 1) el bajo precio de producción o precio en boca de pozo, 2) la abundancia de reservas que se tenía y estimaba en más de 40 años de relación R/P (reservas/producción) y 3) que era y sigue siendo el combustible fósil de menor impacto ambiental.

No obstante, estos atributos han cambiado en años recientes, se han debilitado los tres, y adicionalmente, el gas ya no es imbatiblemente la mejor opción en todo uso que lo justifique, ahora ha surgido “nueva competencia” en unos nichos o subsectores, explicado en gran medida en avances tecnológicos de los aparatos eléctricos y evolución de precios relativos de los energéticos (figura 7).

Figura 7 Los atributos del gas se debitan



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

Crecimiento desproporcionado del precio

El precio al consumidor de gas natural, al igual que los otros energéticos que son clasificados como servicios públicos domiciliarios, esto es la electricidad y el GLP o propano, ha subido en forma significativa por encima de la inflación, esto es, en términos reales. El que más ha crecido es el GLP, luego el gas natural y, el que menos ha crecido es la electricidad, curiosamente, donde más ha habido protesta pública.

Figura 8 Crecimiento desproporcionado del precio de los energéticos



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

Este crecimiento tan desproporcionado se debe principalmente a grandes distorsiones y fallas de mercado, que la política energética, la regulación, y el actuar de los agentes ha subestimado, y cuyo costo económico lo ha pagado y, sigue pagando, como siempre, el consumidor. Aunque también el fisco, por aquello de los subsidios. Por mencionar algunas de las muchas fallas y distorsiones, por ejemplo: la ineficiente expansión de la red de transporte (ver análisis abajo), la nominación en dólares

del precio al productor, pero sobre todo, y casi sin justificación hoy, también de la tarifa de transporte (en un 75%), el permitir cambios sustanciales en la relación precio GNV/gasolina, que deja despistados a los vehículos convertidos, unos cargos fijos onerosos para los usuarios que reservan capacidad en los gasoductos, la integración vertical y los oligopolios mal regulados, desaprovechar las ventajas de conectar, tanto física como comercialmente, los mercados de la costa y el interior, entre otros muchos.

La solución a estas fallas es en realidad sencilla: propongo **optimizar el mercado**. Pero se ha carecido de una directriz de política energética en ese objetivo y, a falta de ella, los reguladores terminan haciendo implícitamente la política, cuando la regulación debería ser un medio y no un fin. Las micro-resoluciones del regulador y las micro-decisiones de los actores terminan construyendo la gran realidad, forjada sin un norte claro y ambicioso, como si lo tuvo el Plan de Masificación original (figura 9).

El precio al productor o en boca de pozo creció de valores entre USD 1.50 y 1.80 /MBTU a principios de los 2000, a cifras promedio anual cercanas a USD 6/MBTU, esto es casi X4 veces, con momentos en que superó los USD 10/MBTU. Hoy está alrededor de los USD 5 /MBTU. Y en el fondo, el gran volumen de oferta ha sido de los mismos campos de siempre, La Guajira y el Piedemonte.

Así mismo, contrario a lo que se planeó en el Plan de Masificación, que las tarifas de transporte bajarían en la medida que la demanda creciera pues las grandes inversiones en los gasoductos entre los campos productores y los grandes centros de consumo ya se habían hecho, ocurrió lo contrario. Las tarifas de transporte subieron a casi el doble, con el agravante que son en una alta proporción nominadas en USD, y por ello, al igual que en el caso del precio al productor, están al vaivén del precio del dólar, o mejor dicho, expuestas a la gran devaluación del peso, como ha sucedido.

Figura 9 Indicadores del crecimiento del precio



Fuente: Sistema TGI = ingresos TGI/Vol TGI - Gestor de Mercado.

La tarifa de transporte es por distancia, lo cual genera discriminación entre regiones, pues hace más alto el precio en las pequeñas poblaciones (la ruralidad) que en las grandes ciudades, lo que es además una clara inequidad social. Cambiar a tarifa estampilla es una decisión tan sencilla de justificar y tan fácil de tomar, que no se explica la industria por qué tras años y años de estudio tras estudio, aún no se toma; mediante una resolución de tan solo una hoja se podría establecer un esquema de tarifa estampilla. El gas debería costar lo mismo a todos los colombianos. Cambiar la nominación de las tarifas de transporte a que sean 100% en pesos es igualmente algo que no soporta más de diez minutos de análisis, y requiere una resolución de tan solo una hoja; simplemente es acordar con los transportistas en qué gradualidad hacerlo, en consideración a que parte de su deuda es en USD y necesitan un tiempo de ajuste financiero, como comprar pólizas de riesgo cambiario o convertir su deuda externa a pesos.

Gas natural vehicular (GNV): Una de las consecuencias del crecimiento *desproporcionado* del precio ha sido la contradictoria realidad en cuanto al gas natural para transporte GNV. Cada año se iban registrando como un gran éxito las conversiones de vehículos, como taxis, de gasolina a GNV hasta los 640 000 actuales; no obstante, desde hace 10 años el consumo de GNV inició una muy fuerte caída a casi la mitad. Esto se explica en dos razones: una, se demostró mediante pruebas que la eficiencia de la combustión de los vehículos duales es inferior a la eficiencia de vehículos dedicados, tanto al consumir gasolina como al consumir GNV; hemos debido es promover los vehículos dedicados, aún hoy no lo hacemos y seguimos es promoviendo los duales. Dos, el precio de GNV creció más que la gasolina, lo que llevó a que perdiese el atractivo económico el GNV; y peor aún, considerando que ambos energéticos tienen precio regulado, y ambos son abastecidos en su gran mayoría por el mismo productor que, además es la empresa estatal, Ecopetrol.

Figura 10 a La contradictoria política de precios
Caso GNV taxis

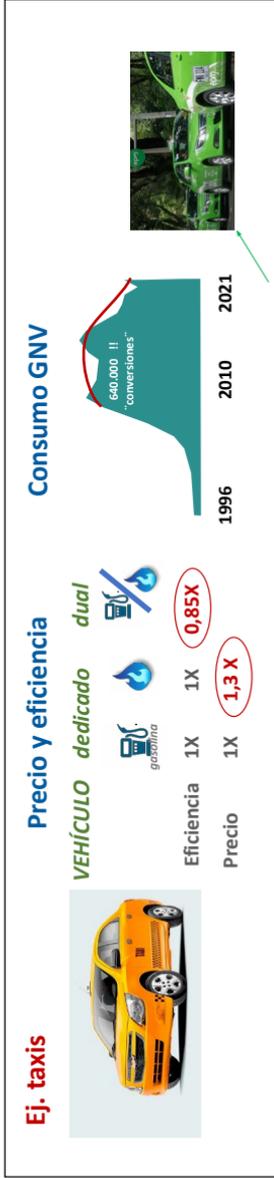


Figura 10 b La desarticulada política energética del GNV para transporte masivo y carga urbana



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

La “desconversión” ha sido tan rápida y contundente como la misma conversión de años atrás (figura 10).

Y mientras la desconversión ocurría, a la par, finalmente, se logró empezar a mover de verdad el GNV para el transporte masivo y de carga urbano. Una masificación muy retrasada (20 años después de haber iniciado el Plan de Masificación) y desarticulada entre el gobierno nacional y los gobiernos locales.

Y ahora el GNV, además de los sustitutos tradicionales, gasolina y diésel, enfrenta un nuevo competidor: el vehículo eléctrico, que ya empieza a ganar terreno y ser más viable en algunos casos como taxis y carga liviana urbana, donde la única limitante real es el mayor costo inicial del vehículo, por el alto costo de la batería, pues luego los costos del energético y mantenimiento son mucho más bajos, además de otras ventajas como el pico y placa, menores impuestos, emisiones, etc.

El precio de la energía útil es lo que importa

En realidad lo que le importa al consumidor, o le debería importar, es el precio de la energía útil, más que las mismas tarifas. Este precio es el efecto neto entre la tarifa del energético y la eficiencia con que el energético hace un trabajo mediante un aparato. Veamos de manera simple el caso de la cocción de alimentos.

Interesa es cuánto cuesta cocinar, por ejemplo un sancocho, entre usar estufa a gas con gas natural o con gas licuado de petróleo (GLP), ó electricidad con estufas eléctricas. Si bien la tarifa eléctrica es aprox. X3 más alta que la tarifa de gas natural, en \$/kWh, las estufas eléctricas modernas son X2 a X3 veces más eficientes en convertir la energía eléctrica en cocción del alimento. En neto ($X3 \text{ tarifa} / X2 \text{ a } X3 \text{ eficiencia}$), resulta en que hoy está muy cerca de costar lo mismo cocinar ese sancocho con gas natural que con electricidad y de hecho ya hay regiones y nichos donde cuesta menos hacerlo con electricidad, como en

el occidente del país, donde el gas tiene la tarifa más alta, al ser la tarifa de transporte por distancia y estar en la cola de la red. Si bien la estufa eléctrica es de mayor costo, lo compensa con que requiere menos mantenimiento, es más segura, más estética y tiene cero emisiones en el hogar, entre otros beneficios. De hecho ha iniciado ya una gradual migración de cocción con gas a cocción con electricidad.

Donde si hay que hacer un cambio sustancial y ojalá muy pronto, es en desincentivar el uso del GLP donde ya haya red de gas natural y/o eléctrica, pues el precio del GLP como energía útil está totalmente desbordado al punto que claramente es más barato cocinar con electricidad que con GLP en todo el país, esto sí que es una inequidad social, pues el GLP se promueve y se usa mucho en los estratos bajos y el pequeño comercio, urbano y rural (figura 11).

Otro caso por mencionar es el calentamiento del agua, donde hoy hay alternativas para ciertos nichos de mercado. Por ejemplo, una bomba de calor, donde se usa la termodinámica para lograr eficiencias del 300% ó más en conversión de electricidad en agua caliente, frente a, apenas, un 35% en un calentador a gas, hacen de ésta una opción muy atractiva para algunos sectores del mercado donde el alto costo del aparato se repague con los ahorros. Y claro está, la solar térmica es y ha sido una opción muy atractiva.

La sensación de escasez, el reto de volver recursos en reservas

Las reservas probadas de gas natural del país han venido declinando de manera sostenida desde hace más de 15 años, con una relación R/P actual de alrededor de 7 años y reservas concentradas en dos grandes fuentes, La Guajira y el Piedemonte, la primera con una declinación importante y sostenida y la segunda próxima a iniciar su declinación en agredado,

pues campos individuales como Cusiana ya está en declinación también. La muy buena noticia es que en años recientes se ha realizado una actividad exploratoria de gas importante y, lo mejor, que ha sido relativamente exitosa, con un buen número de descubrimientos, pero sobre todo “probando” que sí se tiene mucho gas en varias cuencas subexploradas y que hay potencial es por descubrir aún más, como son las dos cuencas costa afuera y, el Valle Inferior y Sinú San Jacinto en tierra. Por tanto, ante la pregunta de si Colombia tiene gas, la respuesta es un rotundo “sí”, y hay para rato, y esta rotunda afirmación está soportada en hechos reales tras unas inversiones importantes: los muchos descubrimientos recientes.

Hay dos retos. Uno, no bajar la guardia en la exploración para descubrir más y en la evaluación, de lo ya descubierto para entenderlo y planear su desarrollo. Dos, hacer viable estos recursos ya descubiertos y los nuevos por descubrir. En la medida que esto se logre, la sensación actual de escasez debe retornar a sensación de abundancia, como era antes, y empezaremos a ver que las curvas de R/P y reservas probadas empezarán a crecer de nuevo (figura 12).

Estos retos de descubrir más y de viabilizar los recursos descubiertos y los muy posibles por encontrar, son grandes y algo complejos. A tener en cuenta, por ejemplo, que es muy diferente según la cuenca, pues van desde pequeños campos en tierra, hasta campos grandes en aguas ultra-profundas. Son retos no solo de las petroleras, sino de todo el sistema; cada actor de la industria tiene algo valioso y fundamental por aportar en ese propósito. Lo primero, aunque obvio, pero pareciera a veces ausente, es tener el propósito de hacerlo, con una clara, explícita, contundente y coherente política energética. Por ejemplo no se explica que el gobierno, por un lado, acepta (por no decir aprueba) que Ecopetrol, la empresa estatal, con dineros públicos destine USD 3000 millones en hacer exploración y evaluación de descubrimientos de gas en Colombia, mientras,

a la par, por otro lado, el mismo gobierno organiza y licita un proyecto de USD 1000 millones para importar gas por el Pacífico. Eso carece de eficiencia y coherencia, cuantificadas en cientos de millones de dólares de costo innecesario para la sociedad (los usuarios), por decir lo menos. Pasar a tarifa estampilla, por ejemplo, es un gran incentivo a la exploración y desarrollo de nuevos campos gasíferos.

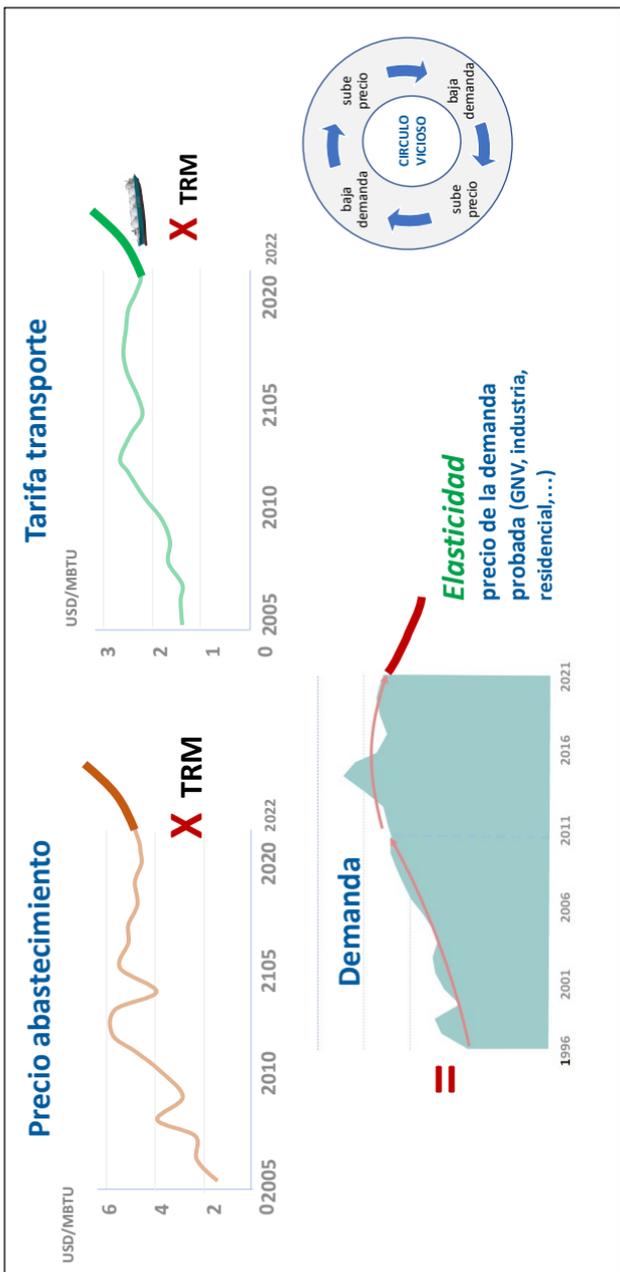
La alternativa a viabilizar el *potencial probado* de adicionar reservas probadas nacionales, es la importación. Importar, sin duda, elevará aún más el precio de abastecimiento y la tarifa de transporte al tener que contar con nueva infraestructura de regasificación muy costosa, ambos componentes nominados y pagaderos en USD. Esto profundizará el círculo vicioso en que ya estamos de mayor precio -> menor demanda -> mayor precio -> menor demanda, lo cual se puede afirmar que así sucederá pues, con lo ocurrido en años recientes se ha validado que sí hay una elasticidad en el precio de la demanda para el gas natural y en todos los sectores consumidores, el mercado no es indiferente al precio; en el caso del gas, no ha habido protesta social, pero sí ha dejado de consumirse (figura 13).

Y además de más caro, el gas importado no genera regalías, ni empleo, ni impuestos, y reduce la seguridad energética, hace al país más vulnerable en la confiabilidad energética y en lo económico.

La infraestructura gasífera solo tiene una opción: ser eficiente

La infraestructura de transporte que se construyó bajo el Plan de Masificación original se amplió de una manera muy ineficiente mediante *loops* (gasoductos paralelos) de diámetros pequeños y costosas estaciones de compresión. Esto por una errada regulación que desestimulaba los proyectos ambiciosos y visionarios, desconocía las grandes economías de escala en

Figura 13 Alternativa es importar lo que aceleraría el crecimiento del precio y el círculo vicioso



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

construcción de infraestructura lineal, subestimaba la evolución de la producción y la demanda, y por una falta absoluta de planeación centralizada, se carece del objetivo básico de optimización de la red nacional como un todo. Esto explica en buena parte el aumento de la tarifa de transporte que se mencionó arriba. Inclusive ha habido errores en la misma contratación como en la regasificadora en Cartagena, donde se omitió incluir en el contrato una cláusula de opción de compra, y por ello, tras pagar USD 500 millones durante 10 años, en 2026, a la terminación del contrato, el país pierde todo derecho sobre dicha costosa infraestructura; de querer mantenerla se debe volver a contratar desde cero; cosa que si se había hecho en el Plan de Masificación original donde los contratos *Buil Operate Maintain and Transfer* (BOMT) sí tenían una cláusula de transferencia de la propiedad de la infraestructura a su terminación.

El reto hacia adelante es no volver a cometer los mismos errores de planeación y contratación de la nueva infraestructura. Pues si no se hace de una manera eficiente, con un objetivo de optimización, esto dificultará la viabilidad de los recursos nacionales y hará imposible pagar la importación. Desafortunadamente aún hoy persistimos en hacer las cosas de una manera ineficiente.

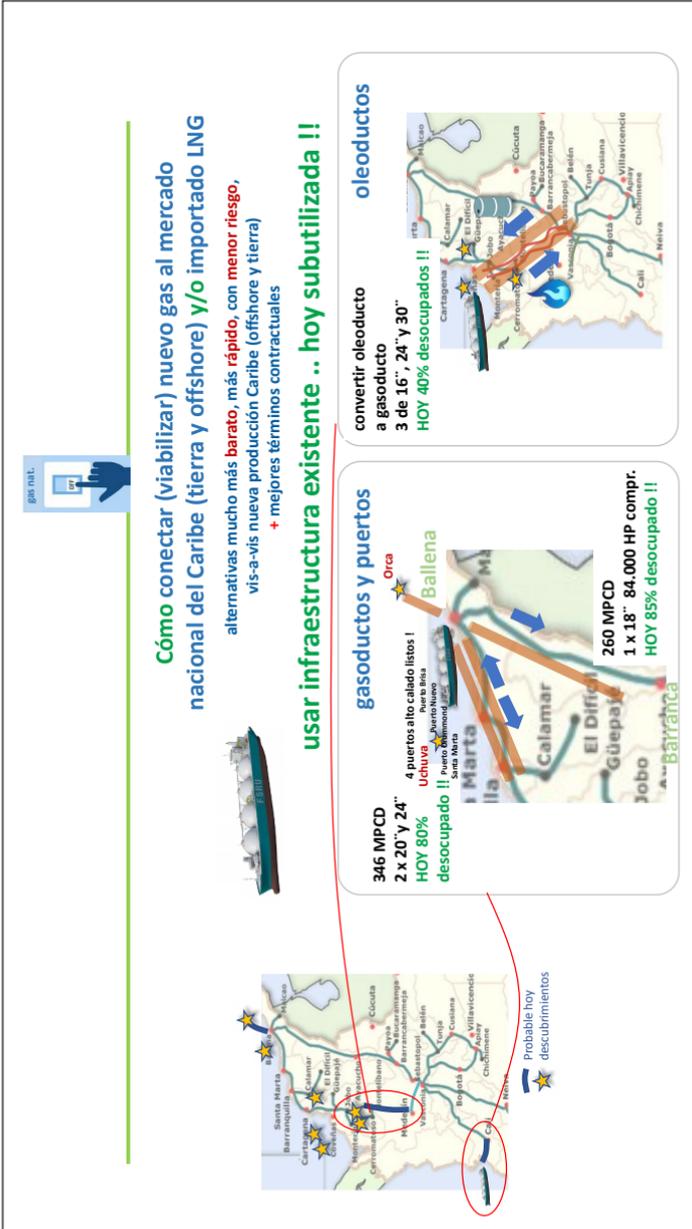
La planeada regasificadora del Pacífico, bajo un nuevo proceso de licitación, es un error garrafal que nos cuesta a los consumidores aprox. USD 1000 millones, al incluir las obras conexas, esto además de tener unos riesgos importantes de atrasos y sobrecostos y una contratación en su esencia errada, pues el alcance básico incluye dos proyectos u obras totalmente disímiles en proceso constructivo, riesgos de sobrecosto y plazo: uno, la construcción de un gasoducto que requiere un número importante y desconocido de consultas, con unos retos constructivos ambientales significativos, y dos, la construcción de una embarcación *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU) que, a radical diferencia, se construiría en un astillero en otro país.

Y lo anterior frente a la alternativa de usar infraestructura existente y disponible a un costo y riesgo mínimos, como es importar gas por el Caribe, donde hay cuando menos cuatro puertos carboneros de alto calado entre Santa Marta y Ballenas, ubicados todos a metros de las dos líneas del gasoducto Ballenas-Caribe, gasoducto que está desocupado en un 80% y conectados al gasoducto Ballena-Barranca, que está desocupado en un 85%, y que tiene cinco costosas estaciones de compresión apagadas desde hace unos años, por las que todos estamos pagando en la tarifa.

Asimismo, ante los nuevos descubrimientos, que confirman el gran potencial de las cuencas Sinú San Jacinto, tanto en tierra como costa afuera, y el Valle Inferior, resulta muy sensato convertir a gasoducto a un mínimo costo, uno de los oleoductos que lleva petróleo de exportación entre Ayacucho y Coveñas, pues todo el petróleo que se mueve por los dos sistemas existentes cabe, de sobra, en un solo tubo. Este tipo de iniciativas de bajo costo marginal, ayudan de forma significativa a la viabilidad para que los recursos que tenemos descubiertos y los por descubrir, se vuelvan reservas viables y que el precio al consumidor no suba y ojalá baje (figura 14).

Ambas opciones planteadas de usar líneas existentes de gas y de crudo para llevar gas desde el Caribe al interior del país, además sirven tanto al gas nacional como al importado, de requerirse importar. Pero es una planeación centralizada, una tarifa estampilla y una integración de mercados el tipo de acciones que se deben realizar. Son todas acciones sencillas, claro, si se quiere mantener el gas natural como una opción y se quiere de verdad contribuir al desarrollo sostenible. Esto, por tanto, requiere una política energética coherente y clara, que sirva de guía a todos.

Figura 14 La urgente necesidad de mejora la planeación de la infraestructura



Gas natural, clave en la confiabilidad de la generación eléctrica

Al tener diversidad y relativa abundancia de recursos naturales, en Colombia hay espacio para muchas de las fuentes de generación eléctrica, tanto renovables como no renovables. Y más que eso, todas son necesarias, aunque en proporciones, ubicación y momentos diferentes, pues se complementan entre sí. El reto es hacer un desarrollo, operación e integración óptimas. El gas natural tiene un rol que jugar en ese sistema

Figura 15 La complementariedad e integración de las fuentes de generación eléctrica



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

eléctrico multi-fuentes, por ejemplo en aportar a la confiabilidad eléctrica y, a la vez, soportado en el cargo por confiabilidad eléctrica que recibe, ayudar a apalancar la infraestructura gaseífera. Eso sí, se debe avanzar en la eficiencia en la generación, pues muchas de nuestras plantas térmicas tanto a gas como a carbón son tecnologías de hace 20 y más años (figura 15).

Conclusiones

Hay un evidente marchitamiento del mercado de gas natural en todos los sectores consumidores, originado en la pérdida de competitividad por el debilitamiento de sus atributos originales de precio, abundancia y menor impacto ambiental, y ante la llegada de nueva competencia como son los aparatos eléctricos, de mayor eficiencia y menor impacto ambiental en su uso.

A diferencia de años anteriores, dada la pérdida de competitividad y la nueva competencia, el espacio para el gas natural es hoy más limitado; aunque sigue siendo fundamental en muchos subsectores ahora se debe ser selectivo dónde sí y dónde no conviene. Por ejemplo, si queremos progresar en la industrialización del país, tener un energético como el gas a un precio adecuado, es un factor clave de éxito en ese propósito.

Esto requiere unos cambios sustanciales de política energética, objetivos claros, más coherencia y eficiencia, tener por objetivo el optimizar el mercado y la infraestructura. Las decisiones muchas son sencillas, como pasar a tarifa estampilla, nominar el transporte en pesos, integrar los mercados, o cancelar la irracional regasificadora por el Pacífico para usar la infraestructura existente disponible por el Caribe. Y hay otros algo más complejos, como hacer viable los recursos ya descubiertos y los por descubrir en costa afuera.

El rol del petróleo en la transición energética



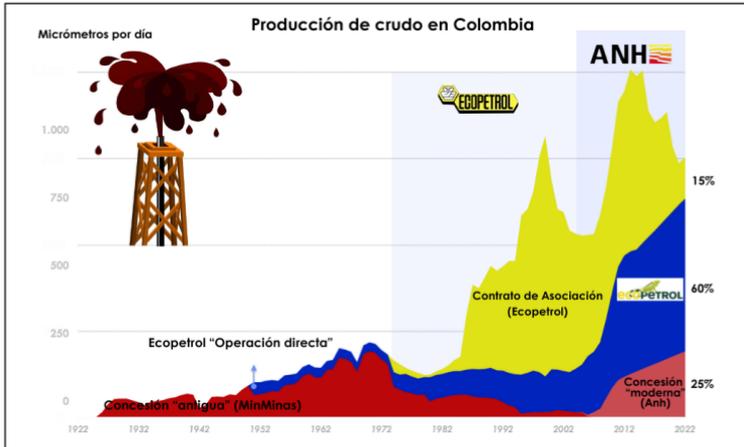
Tomás De la Calle Botero*

Contexto

No voy a ser tan pesimista como Julián García, pero haré algunas observaciones en el contexto de estos 100 años que llevamos produciendo petróleo. Empezamos con las concesiones, como ocurrió en muchos países, luego llegó la reversión en 1951, con la que nació Ecopetrol como empresa, y posteriormente pasamos a los contratos de asociación, para finalmente llegar a la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH– (Gráfico 1. Cien años de productividad).

-
- * Ingeniero civil de la Escuela de Ingeniería de Antioquia, con especializaciones en economía, planificación energética y un MBA en gestión energética. Cuenta con 25 años de experiencia en el sector energético, trabajando en British Petroleum, la Agencia Nacional de Hidrocarburos y como consultor sénior en IHS/CERA. Fue gerente general de Columbus Energy y actualmente es consultor, catedrático, miembro de juntas directivas y perito experto en disputas legales petroleras.

Gráfico 1 Cien años de productividad



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

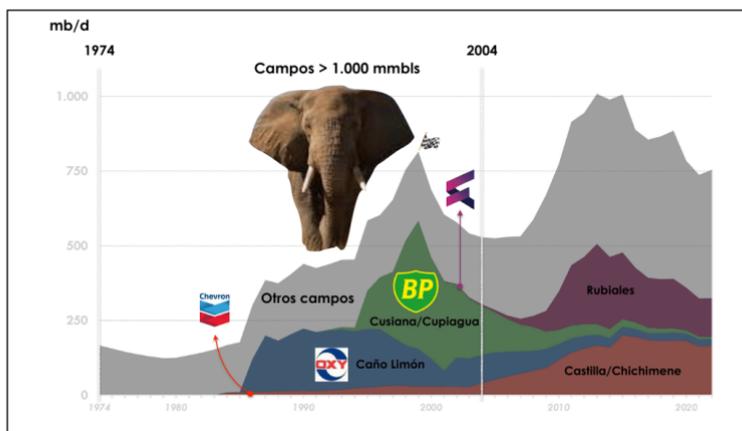
No soy historiador; sin embargo, quiero que todos tengamos las mismas bases y datos. Lo primero que voy a indicar es que el *contrato de asociación* tuvo periodos de éxito y declive, pero lo cierto es que permitió que Colombia dejara de ser importador de petróleo en los años 80. Con el descubrimiento de Caño Limón, nos convertimos en exportadores.

Inicialmente, se firmó el contrato de Cubarral con Chevron (contrato que la compañía no aprovechó mucho debido a que era un crudo pesado y alejado de los mercados). Posteriormente vinieron Caño Limón, BP con Cusiana y Copiagua, y aunque no se refleja en la gráfica, también estuvo Rubiales en sus inicios. En la industria petrolera, estos campos son conocidos como “campos elefantes” porque producen más de 500 millones de barriles; en estos casos particulares, más de mil millones de barriles cada uno.

En el gráfico 2, Contrato de asociación 1974-2004, lo que está en gris corresponde a otros campos, y lo que se evidencia es que el contrato concentraba casi toda la producción de petróleo del país, mientras otros campos tenían una participación marginal.

A partir de 2004, cuando finaliza este contrato y se inicia la ANH, el campo Rubiales surge como otro elefante bajo un contrato de asociación. En este periodo, el área gris en la gráfica es mucho más grande que durante el descubrimiento de los elefantes, lo que indica una mayor participación de otros actores en el total de la producción.

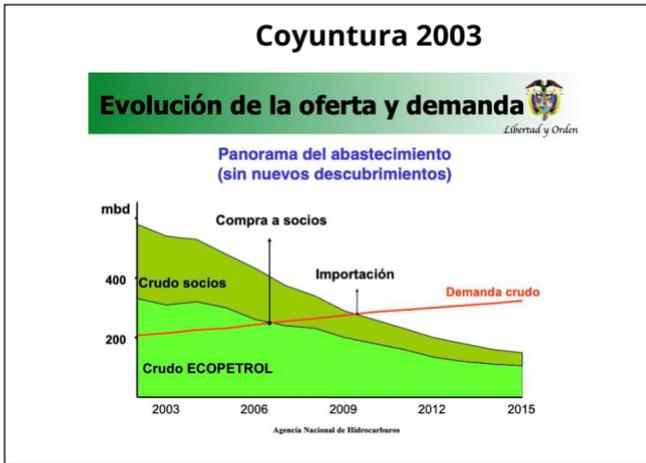
Gráfico 2 Contrato de asociación 1974 - 2004



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

En 1999 alcanzamos nuestro primer pico de producción con 815 mil barriles diarios, y entre 2013 y 2015 logramos el segundo pico, con un millón de barriles diarios. Cuando el doctor Diego Otero me invitó a tratar este tema, recordé que trabajé con Julián García en la Agencia Nacional de Hidrocarburos (2003) y que recorrimos toda Colombia con la gráfica 3. Evolución de la oferta y demanda, en un momento en que la producción estaba decayendo y el panorama era tener que comprar a los socios a precios de paridad de importación y en dólares, es decir, prácticamente como importar, con la única diferencia de que los socios estaban pagando regalías e impuestos en Colombia. Después llegó el tema de la importación y esta gráfica era la estrella en todos los seminarios.

Gráfico 3 Evolución de la oferta y la demanda



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

El panorama proyectado era para 2004, pero el verdadero susto estaba para 2009: nos separaban cinco o seis años y teníamos que reaccionar en ese poco tiempo. No quiero hablar mucho de política porque resulta tedioso, pero la política en ese momento era: hagamos algo para revertir esta tendencia. E hicimos muchas cosas, aunque no estoy tan seguro de que ahora las queramos repetir.

Históricamente, en los planes nacionales de desarrollo se establecían cuatro metas: la primera era la firma de contratos por año; la segunda, la actividad física, es decir, cuánta sísmica se adquiere y cuántos pozos exploratorios se perforan; la tercera, que era resultado de lo anterior, cuántas reservas se logran incorporar; y la cuarta, relacionada con los niveles de producción alcanzados.

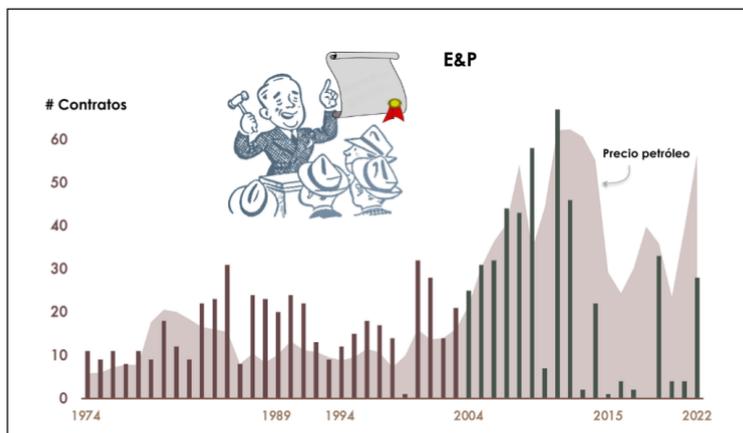
Desde que ingresé al mundo petrolero, los planes nacionales de desarrollo siempre han incluido estas metas. Sin embargo, al buscar en línea el plan actual, no encontré ninguna mención a hidrocarburos, solo referencias a la transición energética, pero

sin objetivos específicos relacionados con estos temas, ni con otros.

Parece que ahora la lógica es: “según como vaya sonando, vamos tocando”. Por primera vez, desde que los planes existen bajo la Constitución del 91, no hay metas definidas para los hidrocarburos.

En la gráfica 4. Contratos E&P firmados se observan las metas, y aunque las barras cambian de color, representan la misma variable: el número de contratos, incluyendo las metas establecidas. Este aspecto es discutible, ya que algunas personas consideran que deberían firmarse al menos 30 contratos por año, mientras otras opinan que serían necesarios 50 o 60. Sin embargo, no es lo mismo firmar un contrato como el que Julián García firmó con Exxon Mobil en 2004, que abarcaba todo el Atlántico con el bloque Tayrona, que firmar contratos de apenas 20 metros cuadrados.

Gráfico 4 Contratos E&P firmados



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

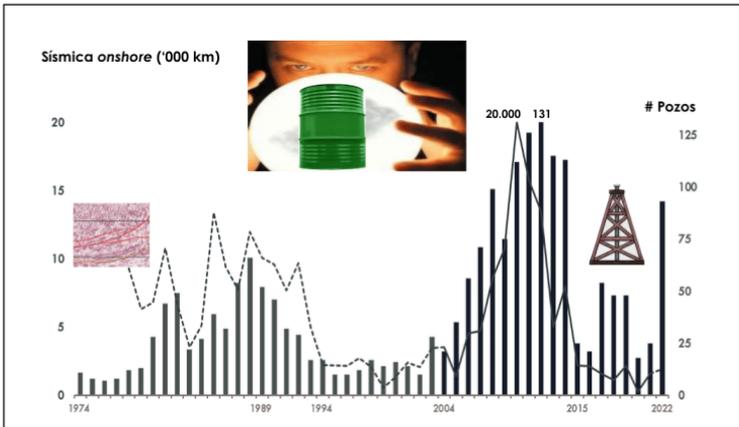
Esta variable es popular porque resulta más sencilla de entender: cuántos contratos se firman por año. La ANH fue muy exitosa

en su gestión cuando estábamos Julián y yo, y también lo fue ese período en general debido a la disparada de los precios del petróleo.

Una cosa es el trabajo de un funcionario público exitoso, pero no podemos engañarnos: con el aumento de los precios, todo el mundo vino a explorar en Colombia. Aunque hubo cosas positivas que hicimos, no se puede ignorar que los precios del petróleo desempeñaron un papel fundamental en estas variables, como se refleja en el incremento de la firma de contratos.

Otro tema discutido fue que Santos no firmó contratos durante cinco años, y eso es cierto. Sin embargo, los precios del petróleo en ese periodo eran muy bajos. No se trató tanto de que el presidente no quisiera firmarlos, sino de que tampoco hubo interés por parte de las compañías. En otras palabras, no fue una decisión política, sino una consecuencia del mercado.

Gráfico 5 Actividad exploratoria



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

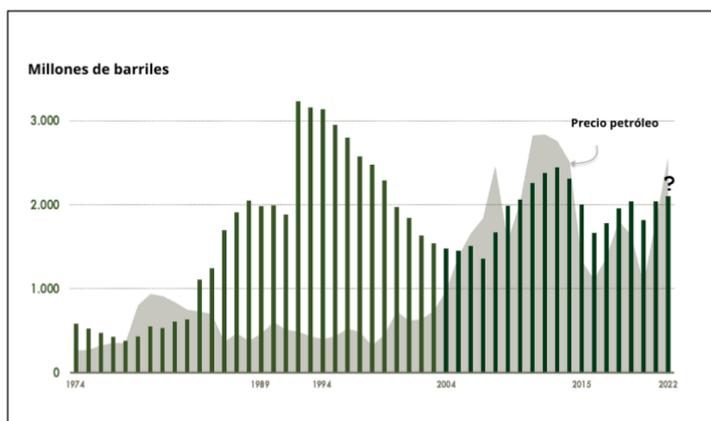
En cuanto a la tarea exploratoria (gráfico 5. Actividad exploratoria), se observa la actividad sísmica realizada en tierra. No se incluyó la actividad *offshore* (costa afuera), ya que estamos

convencidos de que allí se centrará en la producción de gas. El gráfico muestra toda la actividad realizada en el pasado y la reciente baja actividad en sísmica *onshore*, es decir, para buscar crudo en tierra.

El año pasado, con el aumento de los precios, también se incrementó significativamente la perforación de pozos exploratorios, como se evidencia en la última barra del gráfico.

Tenemos la tercera variable, que es la incorporación de reservas, y se observa cómo estas cayeron drásticamente (gráfica 6. Evolución de las reservas de crudo). Fíjense que en los años 80 y 90 el precio no subió, se mantuvo bastante estable, y la declinación de reservas fue total porque literalmente estábamos gastándonos el tanque.

Gráfico 6 Evolución de las reservas de crudo



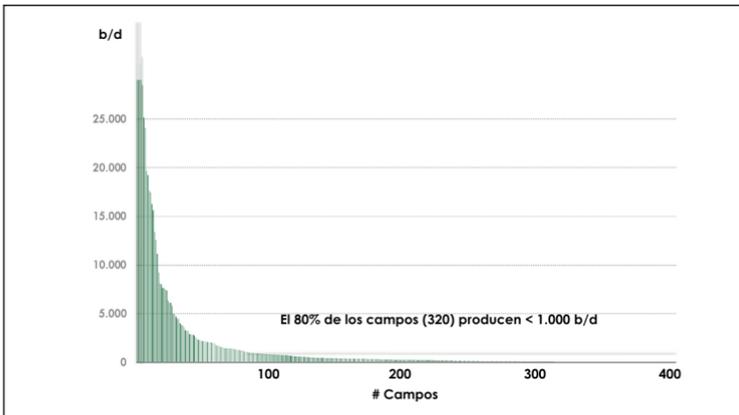
Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

Las reservas tienen una característica peculiar: no dependen solo de los volúmenes enterrados, sino también del precio. Si el precio sube, las reservas aumentan porque más volúmenes se vuelven comercialmente viables. Cuando los precios comenzaron a subir, también lo hicieron los descubrimientos, pero esto fue, en gran parte, un efecto directamente relacionado con el precio.

En esta coyuntura se creó la ANH, y descubrimos que los campos pequeños también podían ser valiosos. Veníamos de depender de “cuatro elefantes”, que nos sostuvieron desde los años 80. En la Agencia nos dimos cuenta de que Colombia no es una “cancha de fútbol profesional”, sino más bien una de fútbol de salón: se fueron las grandes multinacionales (el BigOil) y quedamos en otra liga. No quiero ser peyorativo al decir que esta liga sea mala, pero es diferente. Nos convertimos en una cancha para otro tipo de compañías petroleras.

En 2022, Colombia tenía 404 campos (gráfico 7), pero el 80 %, es decir, 320 de ellos, producían menos de 1000 barriles diarios. Colombia se volvió una opción atractiva para enriquecerse individualmente: muchas personas vienen porque 500 barriles al día, a 100 dólares cada uno, representan una fortuna. Eso puede resolver el problema financiero de una persona natural, de alguien como Tony Hayward o de otras personas invirtiendo a título personal; pero no resuelve el problema del país.

Gráfico 7 Colombia tenía 404 campos (2022)

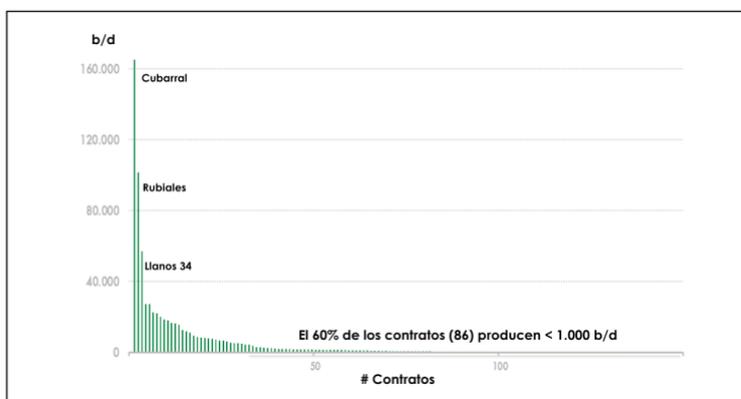


Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

Si analizamos esta situación por contratos (una perspectiva menos drástica), encontramos que el 60 % de los contratos tam-

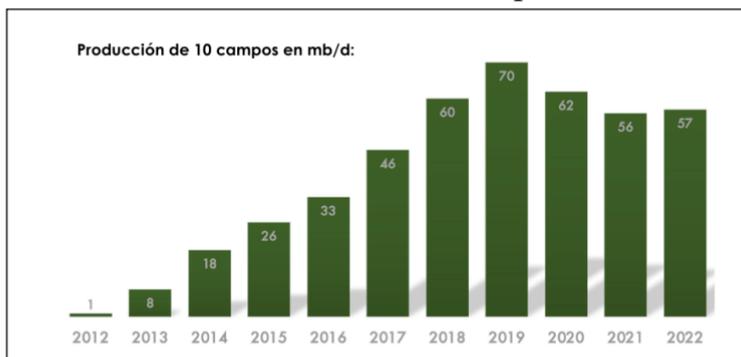
bién producen menos de 1,000 barriles diarios. Hay que considerar que un contrato puede abarcar varios campos. Entre los principales están Cubarral, Rubiales y Llanos 34 (gráfico 8. 150 contratos (2022) y gráfico 9). Este último ha sido la estrella de la agencia, con una producción de 70 000 barriles diarios provenientes de 10 campos, y es el único contrato destacado en términos de volumen. No estoy diciendo que lo pequeño sea malo, pero es pequeño, y muy distinto a lo que teníamos con los contratos de asociación.

Gráfico 8 150 contratos (2022)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

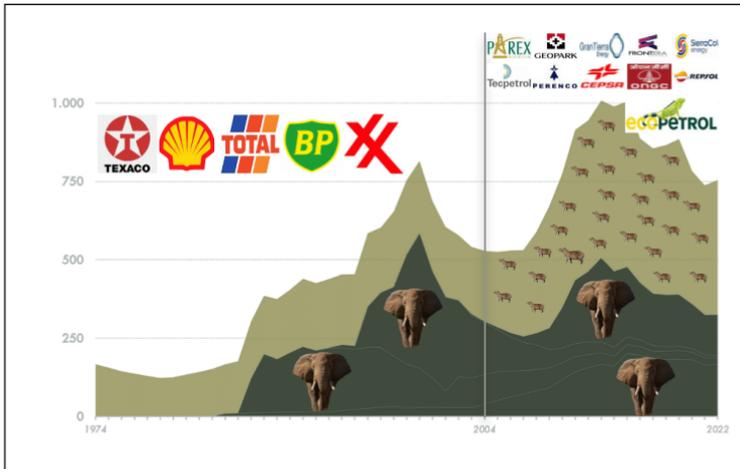
Gráfico 9 Llanos 34: la excepción



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

Pasamos del Big Oil con los cuatro elefantes al mundo de los chigüiros: lo que antes era grande, se volvió pequeño, lo que implica estar perforando constantemente, porque si no, la producción se acaba. Una condición muy importante es que Ecopetrol, desde el año 2010, ha estado recibiendo todas esas reversiones. En el año 2000, les llegó Cubarral, y han hecho un buen trabajo con el recobro mejorado, como se observa en la gráfica 10. De los elefantes a los chigüiros. Esto ha resultado en un gran aumento de la producción en Ecopetrol.

Gráfico 10 De los elefantes a los chigüiros



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

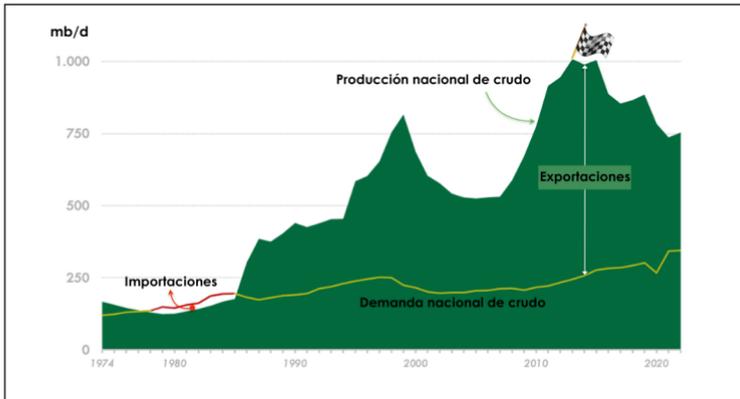
Lo negativo, y pido disculpas si esto molesta a algunos, es que Ecopetrol no está haciendo descubrimientos nuevos. Nadie está descubriendo nuevos campos. Ecopetrol sigue haciendo lo que siempre ha hecho muy bien: «raspar la olla». Sin embargo, no hay un aumento de reservas mediante perforaciones en nuevos campos, y esto no es solo un problema de la compañía, sino un desafío relacionado con la geología tal como la conocemos en Colombia.

Aquí estaban Exxon, Philips y otras grandes compañías que vinieron a explorar los no convencionales; sin embargo, ahora que se les va a expulsar o antes de que aprueben la ley que los prohíba, ya se han ido. Lo que queda del Big Oil es el *offshore*: compañías como Shell, que ahora están en otra liga. También estaban los no convencionales, que se encontraban en tierra, y esos también se irán.

Por esta razón, la importancia de Ecopetrol ha crecido enormemente. Actualmente, tiene el 60% de la operación directa, gracias tanto a la gestión de su administración como a todas las reversiones que ha recibido, como las de Rubiales, Cubarral, Cuba Real, Cusiana y Copiagua.

Ahora estamos trabajando con las pequeñas compañías, que no por ser chiquitas son despreciables. Todo lo contrario, son buenas y eficientes, pero pertenecen a otra liga. Las primeras cinco empresas que se observan en la gráfica son Parex, GeoPark, Gran Terra, Frontera y SierraCol, que tienen una producción que oscila entre 30 000 y 40 000 barriles por día en Colombia, de los 700 000 que producimos. Son muy rentables, y los accionistas estaban contentos hasta la reforma tributaria.

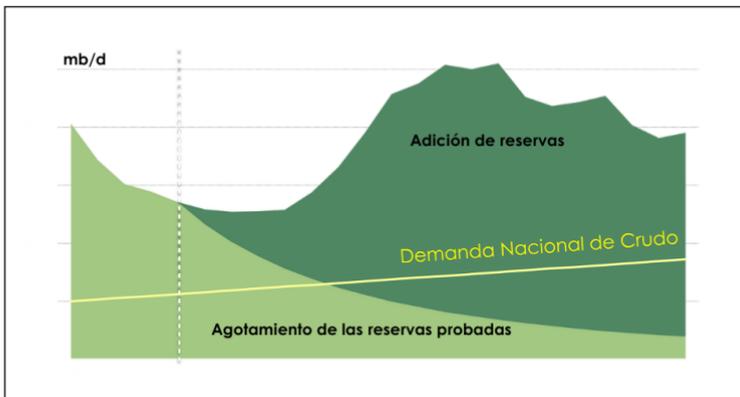
Después vienen muchas otras compañías, algunas de ellas significativas, debido a su tamaño y diversidad. Lo que quiero señalar es que, sin importar si los campos son grandes o pequeños, y si las compañías son grandes o pequeñas, hemos generado excedentes exportables que han sido muy beneficiosos para la economía. Gracias a estos excedentes, hemos tenido divisas, inversión extranjera, generación de empleo, regalías, y mucho más, todo gracias a la diferencia entre la demanda nacional de crudo y las exportaciones (gráfico 11. Oferta y demanda de crudo).

Gráfico 11 Oferta y demanda de crudo

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

Coyuntura

Vuelvo a 2004 (gráfico 12. Pronósticos 2003 vs. realidad), cuando realizábamos esta misma planeación, que es la que se hace al principio para preguntarnos: ¿qué pasa si no hacemos nada? Ahora, al verlo en retrospectiva y con el beneficio de saber «cómo quedó el partido el domingo», pensábamos que en 2009

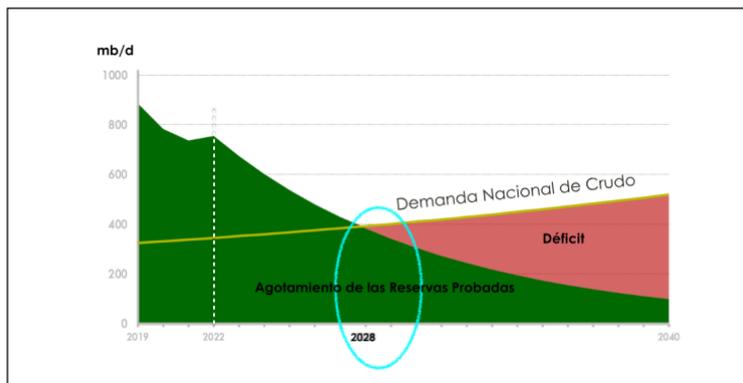
Gráfico 12 Pronósticos 2003 vs. realidad

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

íbamos a perder, en términos de que íbamos a tener que importar. Sin embargo, resultó que fuimos bastante exitosos (verde oscuro en la gráfica) porque tomamos acciones en política energética, lo que llevó a la creación de la ANH. Esta medida permitió quitarle a Ecopetrol su rol preponderante como administrador del recurso y modificar el contrato petrolero.

Si presentara esta misma gráfica en Londres, me dirían: «Valientes los planeadores, proyectaron lo verde claro y resultó lo verde oscuro», pero esto fue el resultado de los cambios que implementamos. Ahora estamos en una situación similar: las reservas están probadas y declinarán como es natural en los campos. Sospecho que, en este momento, no vamos a hacer mucho al respecto, pero llegaremos rápidamente al déficit. Estamos a unos seis años de tener que reaccionar, si así lo quisiéramos, pero no creo que estemos dispuestos a hacerlo (gráfico 13. Pronósticos 2023).

Gráfico 13 **Pronósticos 2023**



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

Este panorama de planeación es muy negativo porque nadie se queda de brazos cruzados. Estamos en marzo y ya se han presentado los planes de empresas como Parex, GeoPark, SierraCol, y todas tienen cientos de millones listos para invertir.

Lo que van a hacer es explorar junto a los campos ya descubiertos. Nadie se va a aventurar a explorar en la Mandinga, ya que cuentan con facilidades que representan un costo fijo y un costo hundido. Explorar con un «wildcatter» es algo que dudo mucho que suceda. La UME planea a largo plazo, hacia 2028-2030.

Acabamos de conocer los precios de 2023 y la fórmula que propone la reforma tributaria (gráfico 14), en la cual se impone un sobrecargo del 15% al impuesto sobre la renta, y se «adorna» proponiendo un 5% o 10%, cuando sabemos que, debido a la guerra de Ucrania, las petroleras van a pagar un 50% de impuestos, y eso no tiene duda alguna. Esta singularidad es absurda, y no he logrado entenderla, a pesar de haber preguntado a amigos si me estoy confundiendo.

Gráfico 14 **Reforma tributaria 2022**



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

Además, está la cuestión de la deducibilidad de las regalías, donde el Gobierno cobra entre el 8% y el 20% de las regalías. En los tiempos en los que trabajaba en BP, no las contábamos como ingreso, pero ahora la fórmula es diferente. Se espera que las regalías se sumen como si fueran ingreso, sin que se resten como un costo.

Esto plantea un problema contable, ya que se está pidiendo que se considere como ingreso algo que nunca entró como tal, y que fue entregado en la boca del pozo. La reforma tributaria propone una fórmula aún más complicada, y no sé qué harán los contadores, porque se está sumando algo que nunca se recibió y luego no se puede restar.

Es decir, no sé si las petroleras ganarán las demandas, pero desde todos los puntos de vista, esto es un absurdo. No hace falta ser defensor de las petroleras para ver que, contablemente, no tiene sentido: cómo puede alguien considerar como ingreso algo que entregó en la boca del pozo.

Fui gerente de una compañía petrolera y estaba feliz porque, finalmente, lo había logrado y podría concentrarme en el petróleo. Sin embargo, no pensé un solo día en ello. Me pasaba todos los días lidiando con situaciones como la protesta de los indígenas, que alegaban que la sísmica estaba dejando sordas a las lombrices. Entonces, tenía que ir con el equipo social a discutir cómo diferenciábamos una lombriz sorda de una que oye. Ese tipo de discusiones a menudo bloqueaban la salida del pozo, y todo esto ocurría cuando no existía el Acuerdo de Escazú.

Lo que va a suceder en la superficie será mucho peor que lo que ocurra en el subsuelo con respecto a la reforma tributaria, por lo que veo un panorama complicado.

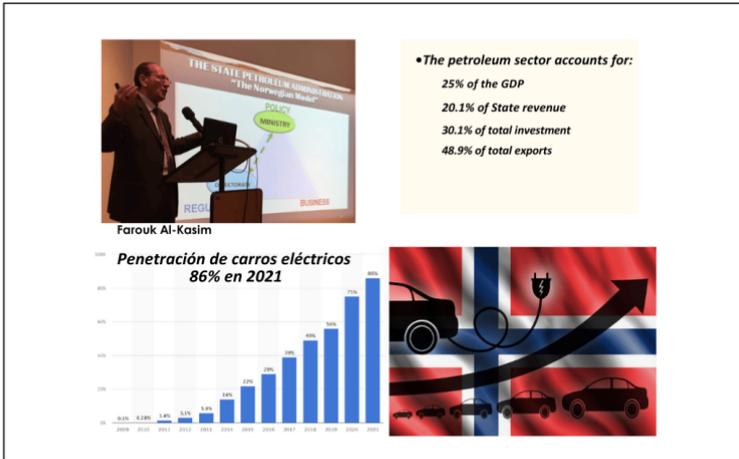
Conclusiones

1. El modelo noruego

Los responsables de la política actual siempre nos citan a Noruega, nos señalan y nos dicen que es la panacea para todo (gráfico 15. Modelo noruego). Nos proponen copiar su modelo en lo relacionado con el petróleo. Estuve en Uruguay con Farouk Al-Kasim, un iraquí que diseñó la política petrolera de Noruega, que, por cierto, se asemeja mucho a la nuestra en cuanto a

la representación del petróleo en el PIB, en los ingresos por exportaciones y en el hecho de que ellos tienen una gran cantidad de hidroelectricidad.

Gráfico 15 El modelo noruego



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

Lo que Noruega hizo, y que deberíamos hacer si fuéramos un país rico, es subsidiar los carros eléctricos, los cuales actualmente representan el 86%. Con el petróleo que extraen, lo venden caro al resto del mundo y, con parte de esos excedentes, subsidian los carros eléctricos y crean un fondo de inversión internacional, el más grande del mundo, incluso mayor que el de Arabia Saudita y Dubái.

Si Noruega es tan exitosa, deberíamos copiar este modelo, pero de eso nunca hablamos; ese pedazo de su estrategia parece que se nos olvida.

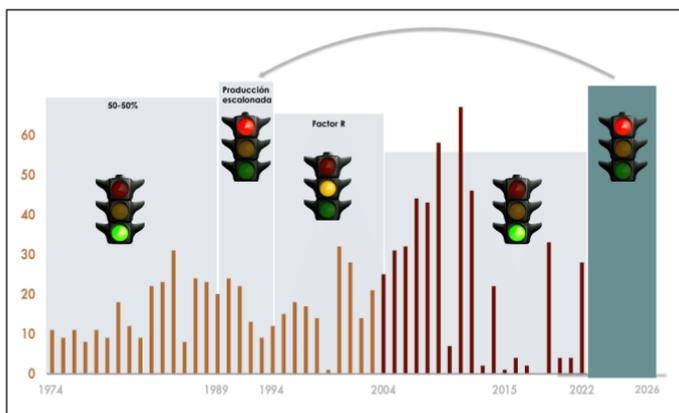
2. Volver al pasado

Cuando el contrato de asociación se rompió debido al descubrimiento de Caño Limón y Copiagua, e implementamos la producción escalonada, todo el mundo salió de Colombia por-

que la situación en superficie se complicó por la guerrilla, la violencia, entre otros factores. La conclusión más importante es que no importa que no se firmen contratos, porque eso es algo mediático. Las petroleras no van a querer firmarlos bajo esas condiciones, aunque Petro dijera mañana que quiere firmar 80 contratos nuevos.

Algunos podrían firmar para bloques adyacentes, pero en general, veo que, mediáticamente, es muy poderoso el debate sobre si firmamos o no firmamos, pero en la realidad es solo un juego. No creo que haya mucha gente entusiasmada en hacer planes de negocio para Colombia, lo que nos lleva a la conclusión de que hemos vuelto al semáforo en rojo (gráfico 16. Volver al pasado).

Gráfico 16 **Volver al pasado**



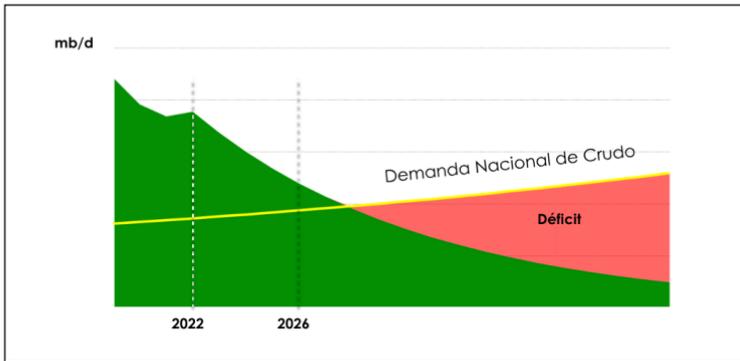
Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

3. Consecuencias a mediano plazo

Quiero ser muy claro: hacer que una política sea ineficaz es muy fácil cuando no se enfrentan las consecuencias. Hoy no vamos a firmar contratos, y los que están en el poder están despreocupados porque, en estos cuatro años, se quedarán con todos los excedentes exportables. La Agencia se va a encargar del hidrógeno y de realizar estudios para evaluar qué tan negativo

es el petróleo que aún producimos, y para eso se van a gastar el presupuesto de la ANH. El siguiente periodo tendrá poco tiempo para reaccionar.

Gráfico 17 Consecuencias a mediano plazo



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y ANH. Elaboración propia.

Para responder a la pregunta de la invitación sobre cuál es el rol del petróleo en la transición energética, creo que debe subsidiar y aportar con los excedentes exportables, cubriendo una parte significativa de los costos necesarios para financiar la transición, que requiere una gran inversión. Dejar ir esos excedentes, sería un error grave, ya que podrían ser clave para respaldar este proceso y garantizar su viabilidad económica.

El renovado papel de los biocombustibles en la transición energética global



Carlos Alberto Mateus Hoyos*

Las energías renovables, incluidas la solar, eólica, hidroeléctrica, biocombustibles y otras, están en el centro de la transición hacia un sistema energético menos intensivo en carbono y más sostenible. IEA dic. 2022

Recientemente, la cumbre del Foro Económico Internacional que se reúne en Davos todos los años puso el foco en la energía como uno de los elementos críticos para la economía global y, en ese escenario, el director ejecutivo de la AIE, Fatih Birol,¹ señaló que: “*El mundo se encuentra en medio de la*

* Abogado con especialización y maestría en Derecho y Economía, obtenidas en Italia. Cuenta con amplia experiencia en asesoría y consultoría en organizaciones públicas y privadas. Actualmente es secretario general y director jurídico de la Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia. Ha ocupado cargos en el Programa de Transformación Productiva, Archibus Solution Center y la Cámara de Comercio de Tunja. Ha liderado proyectos de desarrollo y docencia en universidades.

1 Fatih Birol, Executive Director, International Energy Agency.

primera crisis energética verdaderamente global... “Es multidimensional, se trata de algo más que la dependencia mundial del gas natural de Rusia. Se trata de la seguridad energética global, impulsando la transición a la energía limpia para el clima y la interconexión entre la crisis energética y la seguridad alimentaria”.

“El mayor impulsor del crecimiento de la energía renovable hoy en día es la seguridad energética”... de hecho, es el factor que está impulsando la inversión y el desarrollo de energías limpias y la movilidad eléctrica en muchas economías en el mundo. El desafío que enfrentan los gobiernos y los líderes empresariales se centra claramente en la seguridad energética, y muchos reconocen que ahora es un motor clave del crecimiento de las energías renovables.

A medida que avanza 2023, las estrategias energéticas deberán acelerar la inversión y crear resiliencia al tiempo que abordan la asequibilidad y la sostenibilidad. En la transición energética global, los biocombustibles desempeñan un papel crucial como alternativa sostenible a los combustibles fósiles y, en el corto plazo, será especialmente relevante en sectores *“difíciles de reducir”*,² como la aviación y el transporte marítimo.

En razón a que los biocombustibles, por sí solos, no pueden lograr una transición energética completa, deben ser respaldados por otras fuentes de energía renovables y, si bien en los últimos años, los avances en la tecnología han hecho que la producción de biocombustibles sea más eficiente y sostenible, en

2 Hard-to-abate sector: Any sector for which the options to decarbonize are not straightforward, due to the lack of appropriate technology or lack of competitiveness. “Assessment of the potential of sustainable fuels in transport in the context of the Ukraine/Russia crisis” Policy Department for Structural and Cohesion.

Policies Directorate-General for Internal Policies PE 699.650 -July 2022, European Parliament’s Committee on Transport and Tourism.

este nuevo modelo, se debe garantizar que los biocombustibles tradicionales, sostenibles y avanzados desempeñen un papel eficaz en la mitigación del cambio climático, para lo cual se requiere una combinación de factores que contribuyan a un proceso progresivo, como el reenfoque hacia materias primas celulósicas y no basadas en alimentos, cultivos y técnicas de cultivo que no remuevan el carbono del suelo, materias primas y prácticas agrícolas con bajo riesgo de cambio de uso del suelo y el avance tecnológico en conversiones termoquímicas y bioquímicas.

Las oportunidades adicionales también pueden provenir de prácticas agrícolas mejoradas e inteligentes, como el empleo de robots, drones y tecnologías digitales para optimizar el uso de fertilizantes y pesticidas —así como el trabajo humano—, que aumentan el potencial de los cultivos basados en alimentos y piensos, para ser parte de una futura mezcla de producción de biocombustibles de manera que se alinee con los requisitos de sostenibilidad.³

La integración del hidrógeno con bajas emisiones de carbono en la producción de biocombustibles, en procesos denominados “*energía y biomasa a líquidos*” (PbTL),⁴ también es probable que sea crucial para permitir un uso más sostenible del carbono biogénico en los combustibles y en el transporte. Tales procesos, aunque actualmente son relativamente caros, pueden maximizar los rendimientos de combustible de fuentes de carbono biogénico al tiempo que ofrecen reducciones significativas de las emisiones del ciclo de vida.

3 DOE (Department of Energy). 2022. “Ethanol vs. Petroleum-Based Fuel Carbon Emissions.” Bioenergy Technology Office, US Department of Energy, Washington, DC. <https://www.energy.gov/eere/bioenergy/articles/ethanol-vs-petroleum-based-fuel-carbon-emissions>.

4 Power and Biomass-to-Liquid (PbTL): a Promising Approach to Produce Biofuels using Electricity https://www.researchgate.net/publication/312215704_Power_and_Biomass-to-Liquid_PbTL_a_Promising_Approach_to_Produce_Biofuels_using_Electricity

Los combustibles de origen no biológico (pero también no fósil), incluido el hidrógeno y sus derivados, pueden contribuir, una vez que la electricidad renovable esté muy extendida, a reducir la dependencia de la energía fósil.

Complementando el informe del año inmediatamente anterior en donde se hace un acercamiento al diésel renovable y a los combustibles sostenibles de aviación (SAF), haremos una somera actualización de ellos y daremos una mirada más de cerca a otros biocombustibles y energías renovables para el transporte y la movilidad, siguiendo el nuevo alcance del objeto de la Federación.

A. El diésel renovable, HVO, BIO CETANO®:⁵

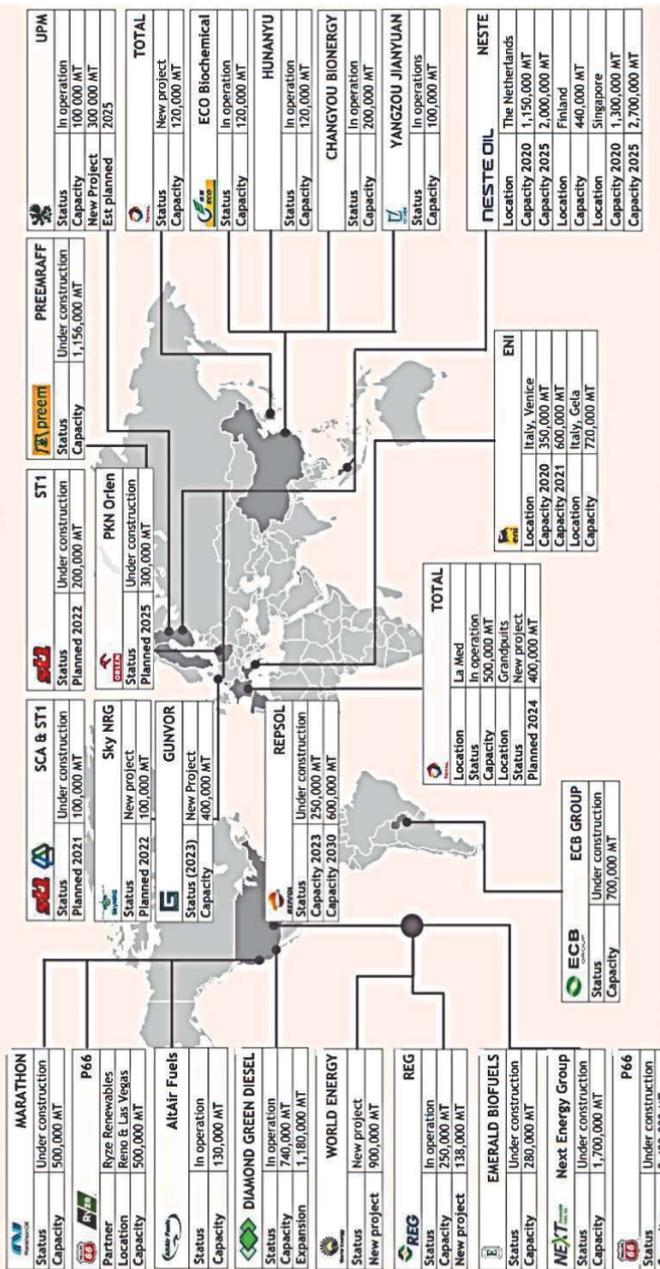
El consumo mundial de diésel renovable ha aumentado de 2700 millones de galones en 2021 a 3100 millones de galones en 2022 y se espera que alcance los 6890 millones de galones en 2027. Con su mayor expansión en EE. UU., habiéndose duplicado en el último año su capacidad de producción, con la posibilidad de llegar, de los actuales 2200 mm de galones, a los 7700 millones de galones por año en 2026, según proyecciones de la Administración de Información Energética (EIA) de EE. UU.

En este contexto, el futuro del diésel renovable aparece muy prometedor. Dado que el “driver” del mercado actual de la energía es la seguridad del abastecimiento⁶, la demanda de

5 BIO CETANO® Patente de invención y Marca registrada de Ecopetrol.

6 La independencia energética se ha convertido en una prioridad en la política global en la medida que la invasión de Ucrania por parte de Rusia y sus medidas globales han sumido al mundo en una crisis energética global, que, sin embargo, aunque tiene efectos diferentes por regiones y países, ha encendido las alarmas sobre la debilidad estratégica que representa depender energéticamente de terceros países. Ver DAVOS 2023.

Producción global HVO/diésel renovable 2021



Fuente: Emerging Markets Online

combustibles sostenibles está aumentando a medida que los países de todo el mundo buscan formas de reducir su dependencia energética y, especialmente, de los combustibles fósiles para, además, mitigar el impacto en el cambio climático.

El *diésel renovable* es una opción atractiva porque:

1. Las tecnologías de producción están suficientemente probadas y ya existen plantas de producción a escala industrial desde hace varios años;
2. como es un hidrocarburo puro se puede usar en los motores diésel existentes sin ninguna modificación y hasta 100% en cualquier proporción, esto significa que se puede integrar fácilmente en los sistemas de transporte existentes;
3. genera significativamente menos emisiones de gases de efecto invernadero que la producción de diésel fósil;
4. se puede producir a partir de una variedad de materias primas, incluidos aceites vegetales, grasas animales y aceites de cocina usados. Esto significa que se puede producir a partir de recursos disponibles localmente, reduciendo la necesidad de transporte y aumentando la sostenibilidad general del combustible.

Con avances en áreas como la tecnología de enzimas y la biología sintética, será posible producir *diésel renovable* a partir de una gama más amplia de materias primas, aumentando la sostenibilidad general del combustible. Además, se espera que el desarrollo de tecnologías avanzadas de biocombustibles disminuya el costo de producción del *diésel renovable*, haciéndolo más competitivo con el diésel fósil, es probable que se convierta en una parte cada vez más importante de la combinación de energías sostenibles.

El otro factor crítico, aparejado a la materia prima, es el hidrógeno, del que se hablará más adelante, pues se trata de un insumo necesario para el proceso de hidrot ratamiento, por eso, las emisiones del producto final y su ciclo de vida de carbono

dependerán tanto de la materia prima como del tipo de hidrógeno que se utilice en el proceso productivo.

En Colombia ya se ha establecido el marco legal general y de política pública para el *diésel renovable*, que es uno de los biocombustibles avanzados a los que se hace referencia en la ley de Acción Climática⁷ y en el CONPES de Transición Energética, que requiere de regulación y se encuentra en fase de formulación.

B. Combustibles sostenibles para la aviación (SAF).

El programa CORSIA (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation) de la OACI sigue su curso, en octubre de 2022 tuvo lugar el 41.º período de sesiones de la Asamblea general de la organización que ocurre cada tres años, en esta ocasión, reforzado por el acuerdo Objetivo Aspiracional de Largo Plazo LTAG⁸ que, aunque tuvo reservas de algunos países como la China, el propósito de alcanzar cero emisiones netas de CO₂ para el año 2050 es un importante logro para el avance del programa.

IATA y ACI (Airports Council International) se pronunciaron señalando que ese acuerdo fortalece CORSIA y que se requerirán nuevas regulaciones locales para combustibles y aeropuertos en todo el globo, adicionalmente, fue muy importante que en su reunión de octubre de 2022 se hubiera establecido el uso del 85% de las emisiones de CO₂ de 2019 como referencia de CORSIA después de la fase piloto (2024-2035), una meta muy retadora,

7 Ley 2169 de 2021

8 OACI - informe de factibilidad de un objetivo ambicioso a largo plazo (LTAG) de reducción de las emisiones de CO₂ de la aviación civil internacional. https://www.icao.int/environmental-protection/LTAG/Documents/REPORT%20ON%20THE%20FEASIBILITY%20OF%20A%20LONG-TERM%20ASPIRATIONAL%20GOAL_sp.pdf

[/https://www.icao.int/Meetings/a41/Documents/wp/wp_474_es.pdf](https://www.icao.int/Meetings/a41/Documents/wp/wp_474_es.pdf)

por los mayores costos que implica para las aerolíneas, por lo que se requiere de la participación decidida de los gobiernos, evitando incrementar la carga tributaria para el sector, considerando que, la única medida económica verdaderamente efectiva, es, precisamente, la participación en CORSIA.

En lo que concierne a Colombia, además de la inclusión del SAF en la *Ley de Acción Climática*⁹ a finales del 2021 y el CONPES de *Transición Energética* en el 2022, se sigue manteniendo en la política pública para el nuevo gobierno, en la medida que está considerado en las bases del Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022-2026 por parte del Congreso de la República y en las bases y metodología para la hoja de ruta de la transición energética¹⁰ del gobierno actual:

Se priorizarán y desarrollarán en la red de infraestructura nacional proyectos férreos, acuáticos y aéreos que por sus características operativas reduzcan emisiones contaminantes y costos logísticos y de transporte. Colombia incluirá los mecanismos relacionados con el esquema de compensación y reducción de carbono para la aviación internacional (CORSIA) dentro de la reglamentación del artículo 6 del Acuerdo de París. En complemento, el Gobierno Nacional en colaboración con la Unidad Administrativa Especial de la Aeronáutica Civil – Aerocivil impulsará el desarrollo y uso de los combustibles sostenibles de aviación SAF,

9 ARTÍCULO 12. Medidas del sector del transporte. 11. “El gobierno nacional, a través de los Ministerios de Minas y Energía y Transporte, impulsarán el desarrollo y uso de combustibles de aviación sostenibles (SAF, por sus siglas en inglés), con el fin de contribuir a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del sector transporte.”

10 “Diálogo social para definir la hoja de ruta de la transición energética justa en Colombia”, Programas estratégicos para la Transición Energética Justa en Colombia: 4. Movilidad sustentable: ...Biocombustibles avanzados para uso marítimo y aviación.

como una contribución a la reducción de las emisiones de gases efecto invernadero del transporte”

Recientemente se ha creado la Coalición para el Desarrollo de Combustibles de Aviación Sostenibles en Colombia que reúne a los principales gremios y actores del sector y se propone:

- a. Que el Gobierno designe un coordinador para el desarrollo de los biocombustibles avanzados con un mandato explícito y expreso.
- b. Lograr la expedición de la regulación habilitadora para el uso de SAF en Colombia (el uso de SAF y diésel renovable fue aprobado en 2021).
- c. La introducción de incentivos a la inversión en proyectos, sin impacto fiscal.
- d. La introducción de incentivos para el consumo de biocombustibles avanzados en Colombia (revisión de modelos adoptados por Europa, Estados Unidos o el propuesto por Brasil).
- e. Gestión diplomática para evitar la discriminación de las materias primas disponibles en el país.
- f. Lograr que el Ministerio de Agricultura promueva cultivos aptos para la producción de estos combustibles, como parte de una visión integral de desarrollo rural y transición energética inclusiva.

C. Combustibles sostenibles para el transporte marítimo

Cada año, la industria marítima mundial consume aproximadamente 105 mil millones de galones de combustible, que se espera se duplique para 2030 por la expansión del comercio mundial, lo que representa aproximadamente el 3% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero (GEI).

Más del 90% de los bienes globales son transportados por buques de carga, desde pequeñas embarcaciones de recreo

hasta enormes buques portacontenedores oceánicos. Aunque los buques marinos más pequeños pueden ser alimentados por baterías o celdas de combustible de hidrógeno, muchos más grandes necesitan combustibles densos en energía para apoyar los viajes globales y, en su gran mayoría, funcionan con fuel oil pesado (HFO), un combustible residual producido a partir de la refinación de petróleo que emite cantidades relativamente grandes de GEI cuando se quema.

Los combustibles marinos sostenibles son una vía reconocida para reducir las emisiones de GEI en comparación con el HFO y otros combustibles marinos derivados del petróleo debido a que tienen una huella de carbono mucho menor que los fósiles, por ello, son fundamentales para reducir las emisiones de GEI, lograr la justicia ambiental y promover la seguridad energética en el sector marítimo.

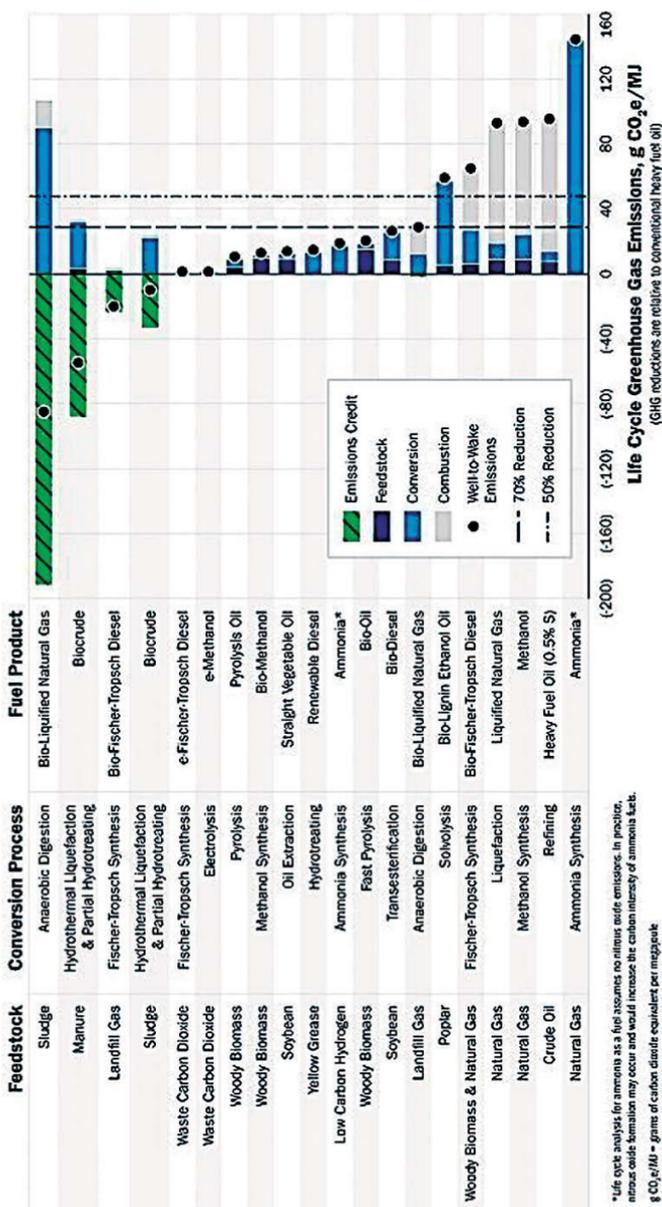
Claramente, también aportan a la mejora de la calidad del aire de las ciudades portuarias gracias a la reducción de emisiones de azufre, óxidos de nitrógeno y material particulado, propios de los actuales combustibles fósiles, permitiendo cumplir con las cada vez más exigentes regulaciones tanto de la Organización Marítima Internacional,¹¹ como la Unión Europea (Green Deal, Fit for 55¹²) y EE. UU.¹³

11 KITACK LIM secretario general IMO: *“Ahora nos estamos acercando a un punto crítico hacia la finalización de la estrategia de descarbonización a mediados de 2023. Es fundamental incentivar la disponibilidad y escalabilidad de combustibles y tecnologías marinos con bajas emisiones de carbono o sin emisiones de carbono y garantizar la capacidad de todos los Estados miembros para participar en esta transición.”*, second imo symposium on alternative low- and zero- carbon fuels, oct 2022.

12 The goal of the proposal on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport (FuelEU Maritime) is to reduce the greenhouse gas intensity of the energy used on-board by ships by up to 75% by 2050. Fit for 55 - The EU's plan for a green transition – Consilium. europa.eu

13 Regulations for Emissions from Marine Vessels | US EPA

Emisiones de algunos productos SMF por materia prima y ruta tecnológica.



Fuente: Argonne National Laboratory

La industria marítima también está buscando combustibles marinos sostenibles emergentes con el potencial de cero o casi cero emisiones de GEI, que incluyen:

- Bio-metanol
- Mezclas lignina-alcohol
- Gas natural de base biológica.
- Hidrógeno

Aunque estos combustibles marinos emergentes ofrecen flexibilidad y algunas ventajas de rendimiento, pueden requerir nuevos diseños de motores y otras modificaciones mecánicas. Algunas compañías navieras globales ya han anunciado planes para usar estos combustibles en los próximos años.

D. Hidrógeno

*“...Para que el hidrógeno contribuya significativamente a las transiciones de energía limpia, debe adoptarse en sectores donde está casi completamente ausente, como el transporte, los edificios y la generación de energía”.*¹⁴

El tamaño del mercado global de hidrógeno líquido se valoró en USD 37 823 millones en 2021 y se estima en alrededor de los USD 40 000 millones al cierre de 2022.

El mercado tiene ya mucho tiempo y tradicionalmente ha sido producido a partir de fuentes fósiles (6% del gas natural mundial y el 2% del carbón mundial se destina a la producción de hidrógeno), como consecuencia, la producción de hidrógeno es responsable de las emisiones de alrededor de 830 millones de toneladas de CO₂ por año.

14 IEA (2019), The Future of Hydrogen, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>, que se expanda a una tasa compuesta anual de 5.2%, alcanzando USD 51 269 millones en 2027.

En el transporte, la competitividad de los vehículos de celda de combustible de hidrógeno depende de los costos de las celdas y de contar con una red de estaciones de recarga, mientras que para los camiones la prioridad es reducir el precio del hidrógeno. El transporte marítimo y la aviación tienen opciones limitadas de combustible y representan una oportunidad para los combustibles a base de hidrógeno.

Con estas premisas generales, podemos tocar el tema del avance para Colombia: como ya señalado. El hidrógeno se produce desde hace muchos años, pero se trata del denominado hidrógeno gris del cual Ecopetrol¹⁵ ha sido el mayor productor en Colombia, sin embargo, desde 2021 y gracias a la “Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia”,¹⁶ se viene trabajando en un plan estratégico para el desarrollo de H₂ sostenible:



Fuente: Ecopetrol

A la fecha, según ha anunciado, Ecopetrol cuenta con varias electrolizadoras con el fin de producir hidrógeno verde; así mismo:

15 Plan Estratégico de Hidrógeno del Grupo Ecopetrol.
 16 MINENERGÍA 2021 “tiene por objeto contribuir al desarrollo e implantación del hidrógeno de bajas emisiones en Colombia reforzando así el compromiso del Gobierno con la reducción de emisiones estipulada en los objetivos del Acuerdo de París del 2015”. Microsoft Word - Hoja Ruta Hidrógeno Colombia.docx (minenergia.gov.co).

Un piloto en operación de 50 kW y otro de 40 kW en proyecto. Un piloto para la producción de H₂ a partir de biogás y otro proyecto para la producción de hidrógeno azul de 50 kW, además de pruebas de movilidad y más de 18 aplicaciones en estudio.

Sin embargo, Ecopetrol siendo el más avanzado, no es el único, las industrias químicas, de gases del aire, de energía etc. están trabajando para llegar a este mercado de H₂ limpio, por eso, más de 30 organizaciones de toda la cadena productiva componen la Cámara de Hidrógeno ANDI-NATURGAS, todas comprometidas en la descarbonización de la economía.

De acuerdo con este organismo, Colombia tiene los recursos energéticos para ser productor y exportador de hidrógeno, además, cuenta con una infraestructura de transporte de gas natural que puede ser aprovechada para inyectar. Se tiene el potencial para producir hidrógeno a costos competitivos, pues, de acuerdo con IRENA,¹⁷ el país podrá ser el cuarto más competitivo a nivel mundial. En La Guajira se alcanzarían costos de producción para el hidrógeno verde de 1,5 USD/kg al 2050, gracias a su alto potencial de generación eólica.

E. Biogás

El tamaño del mercado mundial de biogás¹⁸ se valoró en USD 64 714,07 millones en 2022 y se espera que se expanda a

17 Agencia Internacional de Energías Renovables organización intergubernamental que presta apoyo a los países en su transición a un futuro de energía sostenible, y sirve de plataforma principal para la cooperación internacional, centro de excelencia y repositorio de políticas, tecnología, recursos y conocimientos financieros en materia de energía renovable.

18 Generalmente producido a partir de compost, aguas residuales, residuos sólidos y otras sustancias orgánicas biodegradables en ausencia de oxígeno, producido por fermentación o proceso de digestión anaeróbica. Estos gases contienen principalmente gas metano, dióxido de

una tasa compuesta anual de 6.7% alcanzando USD 95.491,5 millones para 2028.¹⁹

El biogás es otro importante jugador en el campo de los combustibles sostenibles, si bien actualmente su enfoque mayor está orientado a la generación eléctrica, a la calefacción y a sustituir los combustibles sólidos para cocina; también juega un rol importante en la descarbonización del transporte. De acuerdo con la AIE²⁰ los biocombustibles y la electricidad serán los principales vectores, pero, existen nichos de mercado claves en los que el biometano juega un papel importante. De hecho, según las estimaciones de ese organismo, para 2040 el biometano podrá representar el 30% del combustible usado en el transporte.

Estados Unidos es el líder actual en esta área, debido a los incentivos del Estándar Federal de Combustible Renovable y el Estándar de Combustible Bajo en Carbono de California. Varios países de Europa también están desarrollando infraestructuras de transporte basadas en el gas; la mayor parte de la producción de biometano de Suecia se utiliza en vehículo (...) Italia cuenta con una red de estaciones de servicio bien establecida para vehículos de gas natural y, recientemente, ha introducido obligaciones de mezcla de biometano. India también tiene planes ambiciosos para expandir el uso de biometano en el transporte, apuntando a la construcción de 5000 estaciones de bio-GNC para 2025. La mayoría de las pequeñas cantidades de biometano producidas en

carbono y trazas de nitrógeno, hidrógeno y monóxido de carbono, también se le llama biogás o gas de vertedero.

19 Biogas Market: 2023 Complete Analysis Report with New Developments Plans By 2028 - MarketWatch

20 <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth/the-outlook-for-biogas-and-biomethane-to-2040>

*China hoy en día, se utilizan en vehículos a gas, principalmente autobuses y camiones pesados.*²¹

Las fuentes para la producción del biogás son principalmente:

- Residuos y residuos orgánicos
- Biorresiduos, municipales, alcantarillado
- Residuos agrícolas
- Cultivos energéticos
- Otros

El biogás²² como energético es una tecnología verde con claros beneficios ambientales, permite el uso eficaz de los desechos animales acumulados de la producción de alimentos y de los desechos sólidos municipales. La conversión de residuos orgánicos en biogás reduce la producción de los gases de efecto invernadero, en particular del metano, ya que su combustión eficiente lo transforma en dióxido de carbono,²³ que es casi 21 veces menos efectivo en atrapar el calor en la atmósfera que el metano.

Además del biometano, otros tipos de biogás con potencial son:

- El bio-GNL: que se produce a partir de residuos orgánicos como aguas residuales, residuos agrícolas y residuos alimentarios. El bio-GNL se puede utilizar como combustible para el

²¹ *Ibidem.*

²² El biogás difiere del gas natural en que es una fuente de energía renovable producida biológicamente a través de la digestión anaeróbica en lugar de un combustible fósil producido por procesos geológicos.

²³ Dado que el metano es casi 21 veces más efectivo para atrapar el calor en la atmósfera que el dióxido de carbono, la combustión de biogás resulta en una reducción neta de las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, la producción de biogás en las granjas puede reducir los olores, insectos y patógenos asociados con las reservas tradicionales de estiércol.

transporte y como fuente de energía para usos industriales y comerciales.

- El bio-butanol y bio-isobutanol: biocombustibles avanzados que pueden usarse como combustible de transporte y como materia prima química. Tienen una mayor densidad de energía y mejores características de mezcla que el bioetanol, lo que los hace más adecuados para su uso en motores de gasolina.

Biogás en Colombia

El gobierno de Colombia, a través de Ministerio de Minas y Energía (MME), la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono, Adaptada y Resiliente (ECDBCAR), y otras instituciones, ha venido aunando esfuerzos para promover el aprovechamiento del biogás a partir de biomásas residuales (BR), considerando el potencial que esta tecnología tiene para contribuir al desarrollo sostenible del país, en términos de seguridad energética, reducción de emisiones de GEI, mejoras en la gestión ambiental, generación de empleos, oportunidades económicas y otros beneficios ambientales, económicos y sociales en 2020,²⁴ estudio solicitado para apoyar la formulación de la hoja de ruta.

24 LEDS Global Partnership, Proyecto: “De la práctica a la política: análisis de las barreras a la inversión en biogás en Colombia y las medidas para abordarlas, a partir de la experiencia de los desarrolladores y otros actores relevantes”, INFORME FINAL, julio del 2021.

LEDS Global Partnership –y sus plataformas regionales en África, Asia y América Latina y el Caribe– operan con financiamiento y apoyo en especie de una variedad de donantes y socios, incluyendo el Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU) de Alemania, a través de la Iniciativa Cli-

Acción de Mitigación Apropiada Nacionalmente (NAMA) de biogás, muy importante señalar que el producido a partir de residuos sólidos urbanos (RSU) y los lodos de PTAR domésticas son abordados por la NAMA de Residuos, formulada por el Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio.

Como colofón y luego de esta visión general, aprovechando las nuevas herramientas de inteligencia artificial pedimos a ChatGPT,²⁵ un comentario acerca de invertir en Colombia en biocombustibles avanzados y esta fue la respuesta:

Invertir en proyectos de biocombustibles avanzados en Colombia es una decisión inteligente por varias razones. En primer lugar, la industria todavía está en sus primeras etapas, y hay mucho espacio para el crecimiento. A medida que aumenta la demanda de combustibles sostenibles, también lo hará la demanda de biocombustibles avanzados, es una gran oportunidad para los inversionistas que buscan entrar en la planta baja de una industria en rápido crecimiento. Con una amplia gama de recursos de biomasa, una fuerte tradición de investigación científica e innovación, y políticas gubernamentales de apoyo, Colombia está bien posicionada para convertirse en un jugador importante en la industria de biocombustibles avanzados.

mática Internacional (IKI), el Departamento de Estado de los Estados Unidos, entre otras instituciones.

- 25 ChatGPT es un sistema de chat basado en el modelo de lenguaje por inteligencia artificial GPT-3, desarrollado por la empresa OpenAI. Es un modelo con más de 175 millones de parámetros, y entrenado con grandes cantidades de texto para realizar tareas relacionadas con el lenguaje, desde la traducción hasta la generación de texto.



Academia Colombiana de Ciencias Económicas

Miembro del Colegio Máximo de las Academias de Colombia,
de la Real Academia de Ciencias Morales y Políticas de España
y de la International Economic Association (IEA)

JUNTA DIRECTIVA PERÍODO JULIO 2023-JUNIO 2025

Presidente:	Édgar Revéiz Roldán
Primer vicepresidente:	Beethoven Herrera Valencia
Segundo vicepresidente:	Diego Otero Prada
Secretario general:	Alcides Gómez Jiménez
Tesorero:	Iván Hernández Umaña
Directora de gestión del conocimiento:	Alicia Puyana Mutis
Director de relaciones internacionales:	Samuel Jaramillo González
Director de publicaciones:	Gabriel Misas Arango
Vocal 1:	Harold Banguero Lozano
Vocal 2:	Javier Medina Vásquez
Vocal 3:	Julián Sabogal Tamayo
Vocal 4:	Carlos Martínez Becerra
Fiscal:	Amylkar Acosta Medina

MIEMBROS DE LA ACADEMIA

Presidente honorario:	Carlos Lleras Restrepo (q.e.p.c)
Secretario perpetuo:	Raúl Alameda Ospina (q.e.p.d.)

ACADÉMICOS EMÉRITOS

Clemente Forero	Eduardo Sarmiento
Absalón Machado	Julio Silva-Colmenares
José Antonio Ocampo	Rubén Darío Utria

ACADÉMICOS DE NÚMERO

Amylkar Acosta Medina	Cecilia López Montaña
Consuelo Ahumada Beltrán	Eduardo Lora Torres
Mariano Arango Restrepo	Luis Lorente Sánchez-Bravo
Harold Banguero Lozano	Gabriel Misas Arango
Albert Berry	Édgar Moncayo Jiménez
Carlos Caballero Argáez	Álvaro Montenegro
Consuelo Corredor Martínez	Carlos Humberto Ortiz
Darío Fajardo Montaña	Diego Fernando Otero Prada
Jorge García García	Alicia Puyana Mutis
Bernardo García Guerrero	Juan Camilo Restrepo
César Giraldo Giraldo	Édgar Revéz Roldán
Fabio Giraldo Isaza	Carlos Rodado Noriega
Alcides Gómez Jiménez	Gentil Rojas Libreros
Jorge Iván González Borrero	Diego Roldán Luna
Iván Hernández Umaña	Julián Sabogal Tamayo
Beethoven Herrera Valencia	Francisco Thoumi
Samuel Jaramillo González	Antonio José Urdinola
Bernardo Kugler	

ACADÉMICOS CORRESPONDIENTES

Camilo Aldana Vargas	Jesús Otero Cardona
Mauricio Avella Gómez	Jairo de Jesús Parada
Francisco Azuero	Carlos Pombo Vejarano
Álvaro Balcazar Vanegas	Carlos Esteban Posada Posada
Ricardo Bonilla	Rafael Posada Torres
Ricardo Chica Avella	María Teresa Ramírez Giraldo
César Ferrari Quine	Oscar Rodríguez Salazar
Luis Hernando Gutiérrez	Aurelio Suárez Montoya
Salomón Kalmanovitz	Oswaldo Sunkel
Carlos Martínez Becerra	Germán Umaña Mendoza
Javier Medina Vásquez	María Alejandra Vélez
Martha Misas Arango	Marta Juanita Villaveces
Jhon James Mora Rodríguez	

ORGANIZACIONES PARTICIPANTES

CEDE	CID
CENTRO DE ESTUDIOS SOBRE EL DESARROLLO ECONÓMICO	CENTRO DE INVESTIGACIONES PARA EL DESARROLLO DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL

FEDESARROLLO
CENTRO DE INVESTIGACIÓN
ECONÓMICA Y SOCIAL

ACADÉMICOS FALLECIDOS

HONORARIOS

Hernán Echavarría Olózaga	Isidro Parra Peña
Abdón Espinosa Valderrama	Armando Samper Gnecco
Hernando Gómez Otálora	Carlos Lleras Restrepo

EMÉRITOS

Miguel Urrutia Montoya

NUMERARIOS

Hernando Agudelo Villa	Roberto Junguito Bonnet
Raúl Alameda Ospina	Fernando Gaviria Cadavid
Antonio Álvarez Restrepo	Hernán Jaramillo Ocampo
Jesús Arango Cano	Jaime Jaramillo Uribe
Gilberto Arango Londoño	Enrique Low Murtra
Jesús Antonio Bejarano	Héctor Melo
Enrique Caballero Escovar	Jorge Méndez Munévar
Germán Colmenares	Jorge Navas Pinzón
José Consuegra Higgins	Francisco Ortega Acosta
Alberto Corchuelo	Alfonso Palacio Rudas
Homero Cuevas Triana	Gabriel Poveda Ramos
Lauchlin Currie	Manuel Ramírez Gómez
Jorge Child Vélez	Jorge Ruiz Lara
Javier Fernández Riva	Joaquín Vallejo Arbeláez

CORRESPONDIENTES

Eduardo Arias Osorio, Colombia	Domingo Felipe Maza Zavala, Venezuela
Asdrúbal Baptista, Venezuela-Colombia	Luciano Mora Osejo, Colombia
Salvador Osvaldo Brand, El Salvador	Oreste Popescu, Argentina
Celso Furtado, Brasil	Pierre Salama, Francia