

USO DEL GAS NATURAL EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA COLOMBIANA

AUTOR

Rosario González Celis¹ rosario.gonzalezc@utadeo.edu.co

Universidad de Bogotá Jorge Tadeo Lozano

RESUMEN

El mundo utiliza cada vez más energía, pero quiere que la generación y el uso de esa energía tenga cada vez menos impactos ambientales negativos, en particular en materia de emisiones. Nos encontramos actualmente en lo que se ha popularizado como la *Transición Energética*, que no es otra cosa que el cambio hacia un sistema de energía con bajas emisiones de carbono donde la electrificación a partir de fuentes renovables se contempla como la gran meta a alcanzar. Sin embargo, a pesar de los esfuerzos mundiales por avanzar en esta transición, la participación de los combustibles fósiles, como energía primaria, se mantiene hoy alrededor del 81% [1] y en el mejor de los escenarios no se estima menor al 60% [2] lo cual pone de manifiesto que su presencia en la matriz energética se prolongará por algún tiempo; así las cosas, a la vez que debemos avanzar en el aprovechamiento de las bioenergías, de las nuevas fuentes de energía, de las nuevas tecnologías, también debemos aprovechar de la mejor manera las fuentes conocidas y disponibles, mejorando su calidad y la eficiencia de las tecnologías que las usan.

Los análisis internacionales adelantados por la Agencia Internacional de Energía (AIE), en su escenario principal, Escenario de Nuevas Políticas, señalan a 2040 un crecimiento cercano al 25% en la demanda de energía primaria mundial y si bien muestra como los combustibles fósiles seguirán gobernando la matriz energética, también muestran como la participación de los fósiles varía, siendo su orden de consumo para 2017 crudo, carbón y gas y para 2040 crudo, gas y carbón [2]. El crecimiento en el consumo de gas se espera debido a sus ventajas ambientales comparadas con otros combustibles, al avance de un mercado de gas más interconectado, al crecimiento de la producción mundial donde estados unidos con el gas de esquisto se ubica como el mayor productor mundial.

Para el 2018 la energía primaria consumida en Colombia [3], tuvo como primera fuente el crudo, como segunda la hidroenergía, el gas como tercera y el carbón como cuarta. Las emisiones de CO₂ del país vienen en aumento, para 2018 fueron de 98,1 millones de toneladas, 5,2% mayores que el año anterior. Los principales sectores consumidores de energía son en orden, el sector transporte, la industria y el sector residencial, en el sector transporte el consumo energético corresponde a combustibles líquidos en un 90%, y en la industria el 70% corresponde a gas y carbón, las posibilidades entonces de usar gas como sustituto de energéticos más contaminantes como líquidos y carbón es un elemento a considerar dentro de las políticas energéticas más ahora que su mercado mundial es dinámico, que las perspectivas de gas offshore y de yacimientos no convencionales son prometedoras podría aprovecharse este recurso que contribuiría a la seguridad energética del país, al aumento de la inversión extranjera directa y a la generación de ingresos tributarios para la nación y los territorios.

¹ Magister en Gestión Sostenible de Energía UJTL.

Artículo realizado en el marco del desarrollo del trabajo de tesis. Agradezco el apoyo y revisión de Raúl Ávila Forero, profesor de la Maestría en Ingeniería-Gestión Sostenible de la Energía.

El 11 de marzo de 2020 el COVID-19 es declarado pandemia y la medida más efectiva para evitar su propagación es el distanciamiento social, lo que lleva a los gobiernos a establecer medidas de aislamiento preventivo obligatorio, con la población en sus hogares se detienen prácticamente todos los sectores económicos, la producción industrial cesa, las fronteras se cierran y esto repercute en el consumo energético el cual disminuye, esta baja en la demanda se suma al choque en la oferta que venía presentándose desde finales de 2019 comienzos del 2020 por la falta de acuerdo en los niveles de producción del crudo, lo que venía generando bajos precios. El doble choque oferta y demanda hará que los precios se mantengan bajos hasta la reactivación de los sectores y el consumo de los crudos que por ahora se encuentran almacenados.

En 2019 Colombia avanzó en la reactivación del sector hidrocarburos con firmas de contratos, aumento de pozos y sísmica y para 2020 se esperaba continuar en esa línea. Los bajos precios del crudo disminuyen la liquidez de las empresas y su capacidad de inversión para el desarrollo de nuevos proyectos lo cual se puede ver reflejado en bajas en el nivel de producción. Bajos precios y baja producción tendrán importantes impactos fiscales para el país.

Aunque la participación de Colombia en las emisiones mundiales es baja, el país está comprometido con su disminución, la disponibilidad de gas natural en el mundo y en Colombia en particular, es alta e incluso puede aumentar en el mediano plazo, el gas natural parece ser el combustible fósil más limpio con las tecnologías y manejos adecuados y puede reemplazar energéticos más contaminantes en la atención de demanda actual y de nueva demanda entonces, se pretende con el desarrollo de este documento establecer cómo el gas natural puede participar en el logro de los objetivos país establecidos en materia de reducción de emisiones y a partir de ello presentar algunas recomendaciones de política que lo faciliten.

Este trabajo contribuye con los siguientes aspectos: i) contar con la información de emisiones a nivel mundial y nacional, ii) conocer el desempeño del gas natural a nivel mundial y su perspectiva, iii) detallar la matriz energética colombiana, iv) describir la participación del gas en los sectores de mayor consumo energético, v) formular recomendaciones de política para mejorar la participación de gas en la matriz energética colombiana.

PALABRAS CLAVE:

Matriz energética, gas natural, emisiones de CO₂, gases efecto invernadero, cambio climático, energía renovable, transición energética

CONTEXTO ENERGÉTICO INTERNACIONAL

El consumo energético mundial viene en continuo crecimiento, de alguna manera ligado al crecimiento del PIB, a los precios de la energía y por supuesto al desarrollo productivo, es así como para 2018 este crecimiento fue del 2,9% respecto a 2017 jalonado por China, Estados Unidos e India quienes representan el 66% de ese crecimiento

Tabla 1. Consumo de energía primaria por fuente.

Units in Mtoe unless otherwise stated	Level			Growth rate per annum				Share		
	2008	2017	2018	(%)		(Mtoe)		2008	2017	2018
				2007-17	2018	2007-17	2018			
Consumption										
Primary energy	11,705	13,475	13,865	1.5%	2.9%	191	390	100%	100%	100%
Oil	4,143	4,607	4,662	1.0%	1.2%	44	55	35%	34%	34%
Natural gas	2,578	3,142	3,309	2.2%	5.3%	62	168	22%	23%	24%
Coal	3,503	3,718	3,772	0.7%	1.4%	26	54	30%	28%	27%
Nuclear	620	597	611	-0.4%	2.4%	-2.4	14	5.3%	4.4%	4.4%
Hydro	737	920	949	2.8%	3.1%	22	29	6.3%	6.8%	6.8%
Renewables (in power)	124	490	561	16%	14%	38	71	1.1%	3.6%	4.0%
Wind	50	255	287	21%	13%	22	32	0.4%	1.9%	2.1%
Solar	2.9	103	132	50%	29%	10	30	0.0%	0.8%	1.0%
Biomass & geothermal	71	132	142	7.1%	7.0%	6.6	9.2	0.6%	1.0%	1.0%

Fuente BP Statistical Review – 2019

Las estadísticas presentadas por las agencias internacionales, dan cuenta de que el crecimiento de la demanda de energía en 2018 es el más alto desde 2010; de la Tabla 1 podemos observar que el aumento en el consumo se da en todas las fuentes, siendo de especial relevancia el aumento en el consumo de gas pues de las 390MTOE [4] que son el aumento de consumo energético en 2018, 167 MTOE (43%) son atendidas con gas, las energías renovables atendieron el 18% de esa nueva demanda.

La generación de energía eléctrica en 2018 aumentó en 938TWh, 3,7% respecto a 2017, y son las renovables quienes lideran la atención de la nueva demanda con un 33%, seguidas del carbón 31% y gas natural 25%.

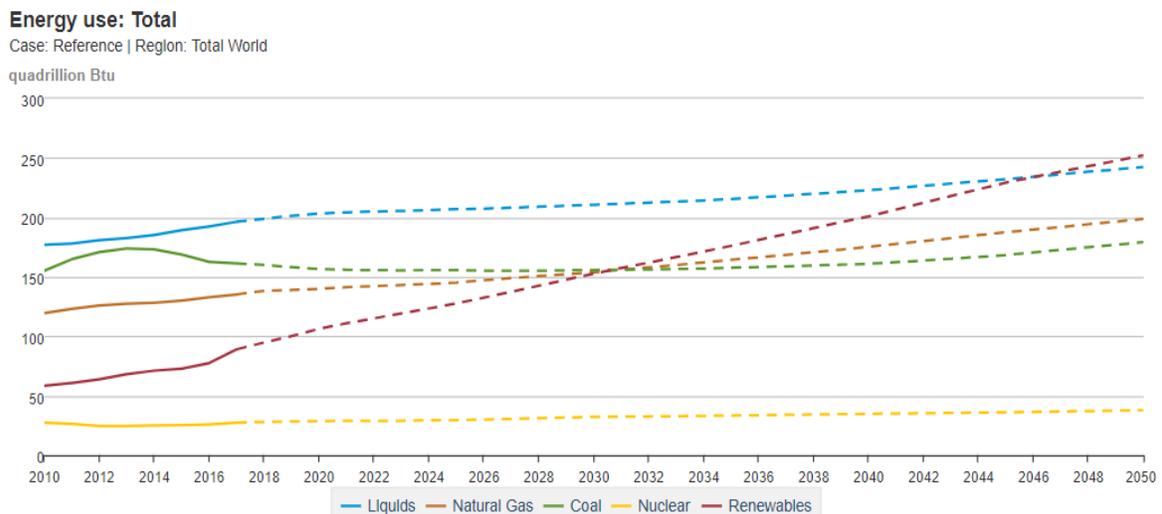
Tabla 2. Generación mundial de Energía Eléctrica.

Units in Mtoe unless otherwise stated	Level			Growth rate per annum				Share		
				(%)		(Mtoe)		(%)		
	2008	2017	2018	2007-17	2018	2007-17	2018	2008	2017	2018
Electricity generation (TWh)										
Total	20,433	25,677	26,615	2.5%	3.7%	564	938	100%	100%	100%
Oil	1,058	870	803	-2.1%	-7.7%	-21	-67	5.2%	3.4%	3.0%
Natural gas	4,432	5,953	6,183	3.4%	3.9%	168	230	22%	23%	23%
Coal	8,278	9,806	10,101	1.7%	3.0%	154	294	41%	38%	38.0%
Nuclear	2,738	2,639	2,701	-0.4%	2.4%	-11	62	13%	10%	10%
Hydro	3,256	4,065	4,193	2.8%	3.1%	99	128	16%	16%	16%
Renewables	548	2,166	2,480	16%	14%	169	314	2.7%	8.4%	9.3%

Fuente BP Statistical Review Global Insights – 2019

En línea con lo anterior, tomando la proyección del escenario de referencia presentado por la EIA en su *International Energy Outlook 2019* [5] se observa un aumento del consumo de energía, cercano al 50% entre el 2018 y el 2050, donde además, es evidente el marcado incremento de la participación de las renovables en la matriz energética que ocupa los espacios dejados por el crudo y el carbón, mientras se mantiene la participación del gas y la nuclear, que se mantenga su participación, implica un mayor consumo de estos energéticos, para dar atención al aumento de demanda, en el caso del gas se proyecta un aumento cercano al 40%. en su consumo destinado a satisfacer la demanda creciente del sector industrial, la generación de electricidad y el transporte que usará gas natural licuado-GNL

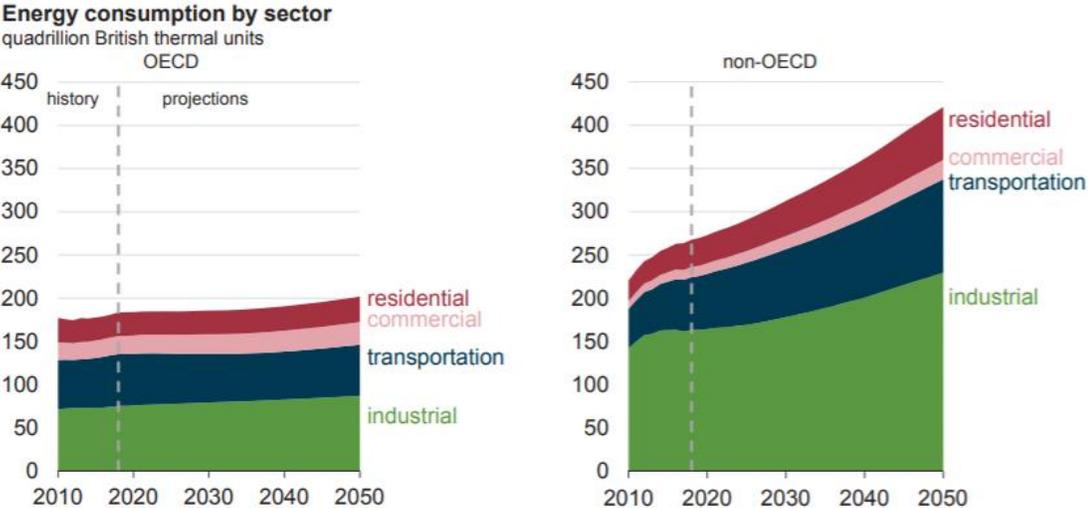
Gráfica 1. Proyección de la energía usada a nivel mundial entre 2018 y 2050.



Fuente: International Energy Outlook 2019

Como se observa en la Gráfica 2, el aumento en el consumo de energía es mayor en los países en desarrollo, en países pertenecientes a la OCDE se proyecta un aumento del 15% entre 2018 y 2050 mientras que la proyección es del 70% para países no pertenecientes a la OCDE, este último crecimiento jalonado principalmente por el sector industrial.

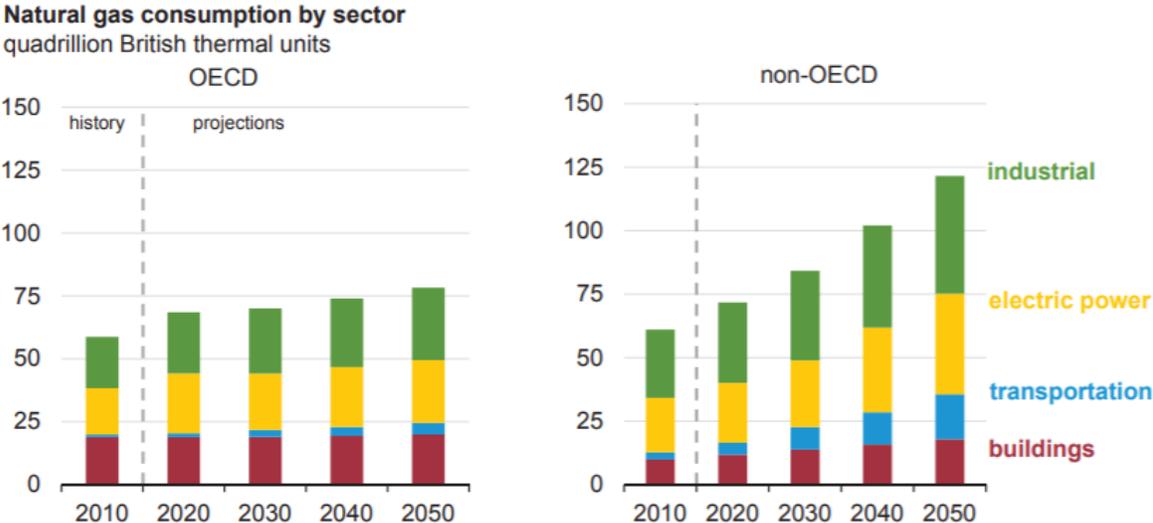
Gráfica 2. Consumo mundial de energía por sector.



Fuente: International Energy Outlook 2019

En particular en el caso del gas natural, la EIA proyecta que su crecimiento será en todos los sectores, siendo mayor el incremento en los países no pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).

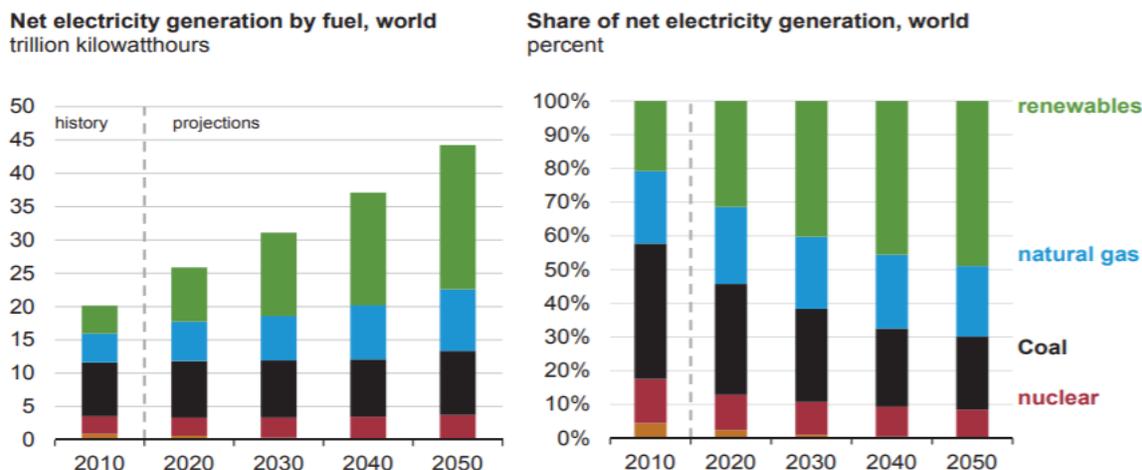
Gráfica 3. Consumo de gas natural por sector.



Fuente: International Energy Outlook 2019

De otra parte, en la generación eléctrica se proyecta que la mayor parte de la generación sea atendida con renovables y gas, donde el gas tiene una participación cercana al 20% y las renovables un 50%.

Gráfica 4. Proyección de la generación mundial de energía eléctrica por fuente a 2050



Fuente: International Energy Outlook 2019

Ahora bien, las agencia internacionales también proyectan las emisiones de CO₂ asociadas a la energía, la Agencia Internacional de la Energía (IEA) en su publicación *World Energy Outlook 2018*, realiza sus proyecciones en tres escenarios: Escenario Políticas actuales, con base en las políticas vigentes, Escenario Nuevas políticas, incluye las políticas y metas anunciadas y Escenario Desarrollo sostenible que incluye las medidas necesarias para alcanzar los objetivos relacionados con el cambio climático, el acceso universal a la energía y el aire limpio. Para estos escenarios, presenta las proyecciones de emisiones de CO₂ por sector y por combustible.

Gráfico 5. Escenarios IEA Emisiones de CO₂.

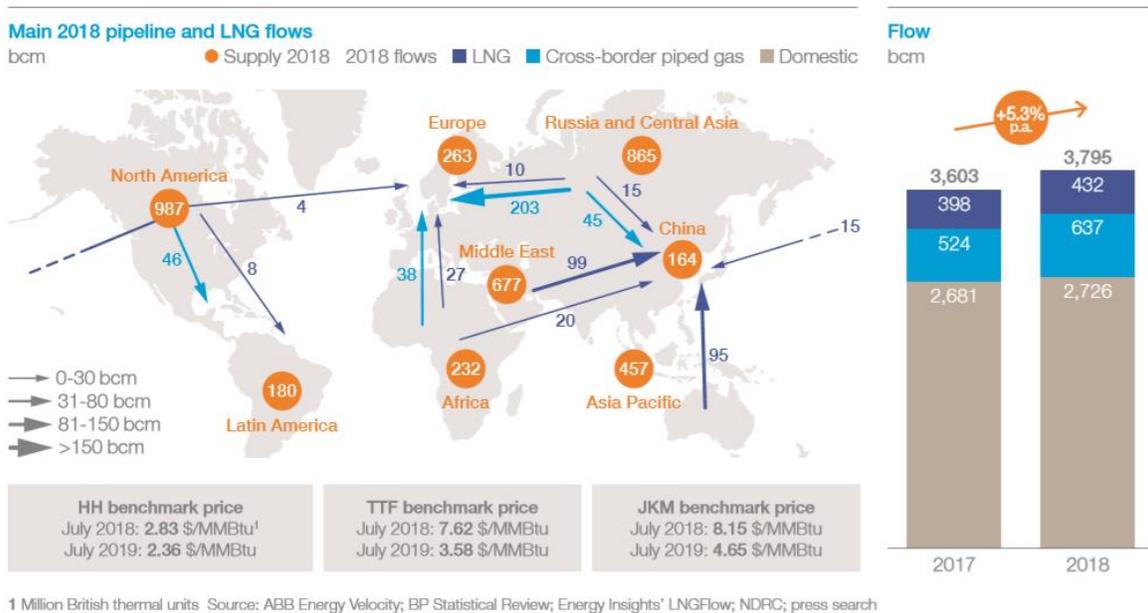
	2017e	CO ₂ emissions (Mt)												Shares (%)		
		Current Policies Scenario				SDS Scenario				New Policies Scenario				2040		
		2025	2030	2035	2040	2025	2030	2035	2040	2025	2030	2035	2040	CPS	SDS	NPS
Total CO₂	32 580	35 454	37 748	40 103	42 475	29 535	25 482	20 982	17 647	33 902	34 576	35 157	35 881	100	100	100
Coal	14 448	15 207	16 099	17 042	17 930	11 335	8 335	5 577	3 855	14 284	14 235	14 182	14 170	42	22	39
Oil	11 339	12 303	12 831	13 349	13 984	10 657	9 501	8 032	6 886	11 862	11 949	11 904	11 980	33	39	33
Gas	6 794	7 945	8 818	9 712	10 561	7 543	7 645	7 373	6 906	7 757	8 393	9 072	9 731	25	39	27
Power generation	13 587	14 219	15 296	16 477	17 610	10 656	7 839	5 127	3 292	13 384	13 480	13 652	13 855	100	100	100
Coal	9 822	10 300	11 097	11 957	12 758	6 995	4 456	2 228	930	9 574	9 553	9 543	9 542	72	28	69
Oil	805	662	587	536	510	534	377	264	202	651	571	503	448	3	6	3
Gas	2 961	3 257	3 612	3 984	4 342	3 128	3 006	2 635	2 160	3 159	3 357	3 606	3 865	25	66	28
TFC	17 381	19 371	20 461	21 511	22 617	17 227	16 113	14 477	13 091	18 707	19 217	19 578	20 029	100	100	100
Coal	4 320	4 548	4 630	4 702	4 778	4 012	3 570	3 059	2 646	4 356	4 321	4 272	4 255	21	20	21
Oil	9 922	11 029	11 622	12 177	12 816	9 590	8 665	7 386	6 357	10 619	10 793	10 828	10 962	57	49	55
Transport	7 730	8 764	9 348	9 903	10 539	7 528	6 758	5 659	4 768	8 453	8 678	8 768	8 940	47	36	45
Of which: bunkers	1 258	1 517	1 681	1 862	2 057	1 214	1 169	1 084	999	1 445	1 549	1 659	1 769	9	8	9
Gas	3 139	3 793	4 209	4 632	5 023	3 624	3 878	4 032	4 088	3 731	4 103	4 478	4 813	22	31	24
Industry	5 974	6 690	7 043	7 388	7 729	6 109	5 799	5 369	4 987	6 543	6 778	6 993	7 204	34	38	36
Transport	7 986	9 092	9 724	10 335	11 035	7 932	7 326	6 373	5 563	8 807	9 117	9 306	9 579	49	42	48
Buildings	2 997	3 133	3 231	3 321	3 389	2 767	2 593	2 367	2 202	2 918	2 888	2 854	2 834	15	17	14

Fuente: World Energy Outlook 2018- Agencia Internacional de la Energía IEA

El Gráfico 5 muestra que, para escenarios más ambiciosos, mayor será la participación del gas, entre los hidrocarburos, hoy el gas tiene una participación del 21%, para el 2040 en el escenario más conservador tendrá una participación del 25% y del 39% en el escenario más ambicioso; lo anterior unido a las proyecciones de aumento de consumo de energía y a las proyecciones de participación de las diferentes fuentes de energía primaria, confirma el importante rol que desempeñará el gas en las próximas décadas.

Adicionalmente, el comercio mundial de gas ha venido evolucionando, cada vez los compradores tienen más acceso a múltiples fuentes de gas importado, cada vez el mercado es más líquido y flexible, esto impulsado en gran medida por la revolución del *shale* gas de los Estados Unidos, por las políticas ambientales de Asia y por su economía emergente. Como la producción nacional de China no puede atender el ritmo de demanda, China se convierte en el mayor importador de gas natural del mundo para 2019 y se abastece principalmente de gas natural licuado (GNL). la IEA [2] proyecta que la producción de *shale* gas tendrá un crecimiento mayor que el gas convencional, y que Estados Unidos será el responsable de cerca del 40% de ese aumento por lo menos hasta 2025 fecha después de la cual se incorporarán diversas fuentes provenientes de países como China, Mozambique y Argentina. Estados Unidos además de ser la fuente de gran parte del crecimiento en la producción de gas natural lo es de la mayoría de las exportaciones adicionales de GNL. Siendo el responsable de casi las tres cuartas partes del crecimiento de las exportaciones de GNL.

Gráfica 6. Comercio Mundial de Gas.



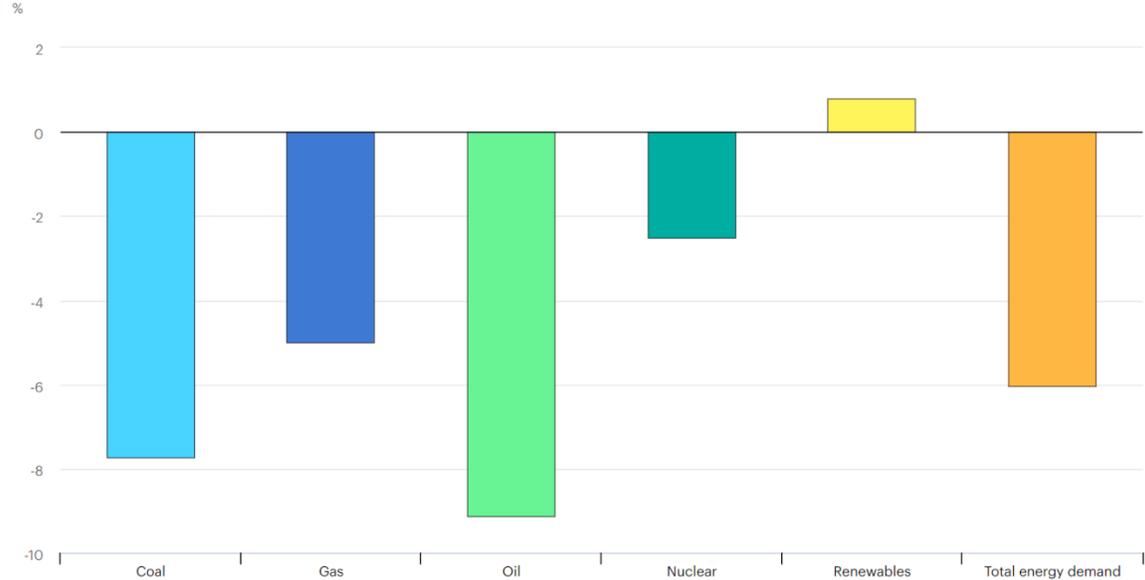
Fuente: Global gas & LNG Outlook to 2035 – McKinsey

La declaración del coronavirus-COVID 19 como pandemia en el mes de marzo, muestra sus efectos en la salud, la economía y por supuesto en el consumo de energía. Las medidas de aislamiento social obligatorio tomadas a nivel mundial hacen que el consumo de energía disminuya, desde un 5% en el mes de marzo hasta un 50% a mediados de abril nivel del que se espera comience a retornar a medida que comience la reactivación de los sectores. Comparando la demanda mundial del primer trimestre de 2020 respecto al mismo trimestre de 2019 se observa que está cayó un 3,8% afectada entre otros factores por un clima menos frío que limitó el uso energético para calefacción. La demanda de carbón

cayó un 8% jalonada por China pues como principal consumidor fue muy afectado por el virus, la demanda de petróleo descendió un 5% debido a la reducción de la movilidad que limita el consumo de combustibles, la demanda de gas cayó 2% y la de electricidad un 20%, las renovables fueron la única fuente que tuvo un comportamiento positivo con un aumento de 1,5%.

Estimaciones de la IEA [6] para el resto de 2020 hablan de una reducción del 5% en la demanda mundial de energía eléctrica; siendo la reducción de la demanda de petróleo la más importante seguida de la de carbón y luego gas, es claro que la evolución del consumo energético dependerá de las medidas de aislamiento que se tomen y de la velocidad de recuperación de los sectores. En cuanto a las emisiones de CO₂ se espera que disminuyan un 8%, 2,6 Gigatoneladas (Gt), seis veces mayor que la reducción anual anterior lograda en 2009 con 0,4 Gt debido a la crisis financiera global; sin embargo existe el riesgo del repunte de las emisiones una vez se reactiven los sectores, sino se priorizan proyectos que usen fuentes bajas en carbono.

Gráfica 7. Cambio proyectado en la demanda mundial de energía primaria en 2020 respecto a 2019.



Fuente: IEA

CONTEXTO ENERGÉTICO NACIONAL

La matriz energética colombiana tiene una marcada dependencia de los combustibles fósiles, durante muchos años la participación de los fósiles ha sido superior al 70% y aunque el crudo ha perdido participación, esta ha sido asumida y superada por el carbón y el gas.

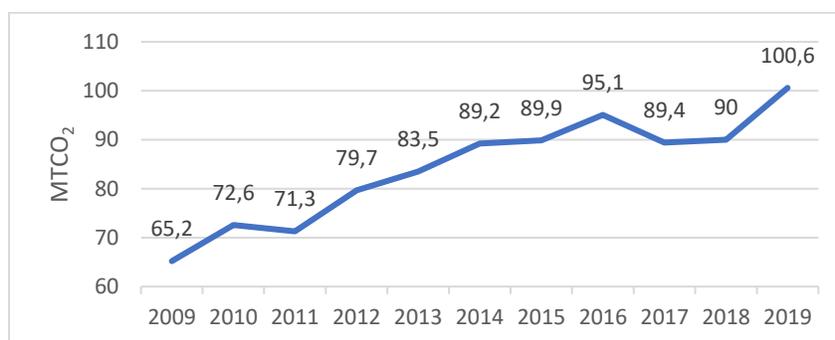
Tabla 3. Matriz energética colombiana

FUENTE	2009		2017		2018		2019	
	Consumo Mtep	Participación						
Petróleo	16	39,0%	19	43,2%	20	43,5%	21	41,2%
Gas Natural	7	17,1%	10	22,7%	10	21,7%	10	19,6%
Carbón	4	9,8%	5	11,4%	5	10,9%	9	17,6%
Hidroelectricidad	4	9,8%	5	11,4%	5	10,9%	5	9,8%
Otros	10	24,4%	5	11,4%	6	13,0%	6	11,8%
Total	41	100%	44	100%	46	100%	51	100%

Fuente: BECO UPME, BP Statistical Review of World Energy 2020

Debido a esa dependencia por los combustibles fósiles, las emisiones de CO₂ no disminuyen y en particular en la vigencia 2019 aumentan debido al crecimiento de consumo de carbón.

Gráfico 8. Emisiones de CO₂ asociadas al sector energético – Colombia.



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2020

El Ministerio de Minas y Energía entidad líder del sector minero energético promulga entre sus políticas la garantía de la seguridad energética en Colombia para lo cual da primordial relevancia a la diversificación de fuentes, incorporando nuevas fuentes disponibles en el país como la energía solar y la energía eólica.

La matriz eléctrica colombiana para el 2018, dependía en un 63,4% del recurso hídrico, 12,3% del gas, 9,3% del carbón, 7,8% de combustibles líquidos, un 6% de plantas menores y sólo un 1% de fuentes no convencionales, es decir se contaba con una capacidad instalada de generación con fuentes alternativas de 50MW, en el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 -PND 2018-2022, se estableció la meta de incrementar esta capacidad a 1500MW al año 2022 desarrollando para ello las políticas y reglamentaciones necesarias para garantizar la entrada de las energías renovables al país. En 2019 se han realizado con resultados positivos, dos subastas que permiten la incorporación de las renovables, la primera de ellas es la subasta de cargo por confiabilidad y la segunda la de renovables, con los proyectos allí registrados se asegura una capacidad instalada de 2200MW en 2022, lo cual supera la meta de gobierno establecida.

Adicionalmente, en la UPME se encuentran proyectos registrados con conexión aprobada por más de 7400 MW [7]. El PND 2018-2022 también establece metas en relación con los hidrocarburos, las cuales buscan mantener las reservas y la producción de crudo y gas hasta 2022, mientras espera una reactivación de la actividad exploratoria gracias a mejores precios internacionales del crudo y mejores precios nacionales de producción, Ecopetrol ha manifestado que debido a planes de eficiencia implementados, el precio internacional mínimo que requiere hoy para tener utilidades es de USD 31 por barril mientras en 2014 era de USD 63 por barril.[8]

Gráfica 9. Indicadores de Producto – Hidrocarburos PND 2018-2022.

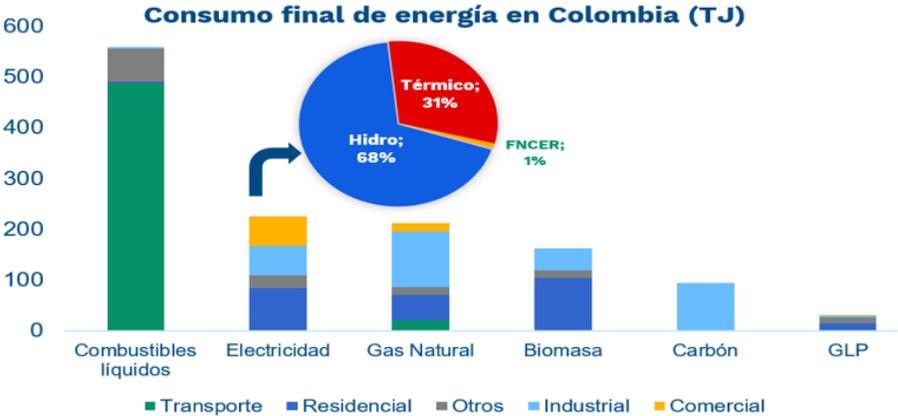
Indicadores de producto						
Sector	Programa	Indicador	Línea base	Meta del cuatrienio	ODS asociado (primario)	ODS asociado (secundario)
Minas y Energía	Consolidación productiva del sector hidrocarburos	Reservas probadas de crudo	1.782 MBBL	1.782 MBBL		
Minas y Energía	Consolidación productiva del sector hidrocarburos	Años de reservas probadas de crudo (T)	5,7	5,7		
Minas y Energía	Consolidación productiva del sector hidrocarburos	Reservas probadas de gas	3,8 TPC	3,8 TPC		
Minas y Energía	Consolidación productiva del sector hidrocarburos	Producción promedio diaria de crudo (T)	854 KBPD	854 KBPD		
Minas y Energía	Consolidación productiva del sector hidrocarburos	Producción promedio diaria de gas	1.070 MPCD	1.070 MPCD		
Minas y Energía	Consolidación productiva del sector hidrocarburos	Pozos exploratorios perforados (T)	46	207		

Fuente: Documento de Bases Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022

De lo anterior se observa que desde el gobierno nacional es claro el lineamiento hacia una transición o transformación energética que busca la incorporación de energías renovables en una matriz energética diversificada donde los fósiles tendrán participación y para ello deberán implementar ajustes necesarios que permitan hacer una producción, transporte y uso más limpio y competitivo.

Si revisamos el consumo de energía final en Colombia, vemos que es el sector transporte el mayor consumidor y que su energético favorito son los combustibles líquidos, en el sector industrial se destacan el gas y el carbón como principales energéticos con un consumo del 36% y 30% respectivamente y en el sector residencial son la biomasa y la electricidad los energéticos líderes.

Gráfica 10. Consumo Final de Energía en Colombia por Sector y Energético.



Fuente: UPME, 2019 elaboración propia.

En el gráfico anterior se observa que hay un importante espacio para reemplazar energéticos más contaminantes por otros más limpios en particular en los sectores de transporte e industria. Proyecciones de la demanda de energía y de sus emisiones de CO₂ asociadas [9], indican que para 2050 la demanda podría acercarse al doble de la actual, manteniéndose como los sectores de mayor consumo transporte e industria y recomiendan orientar los esfuerzos de eficiencia en los usos más relevantes de cada sector por ejemplo los sistemas de calor y la potencia motriz en el sector industrial

OPORTUNIDADES DEL GAS EN COLOMBIA

Como ya se ha mencionado, la tendencia mundial es hacia la electrificación y la disminución del uso de los combustibles fósiles; Colombia propone en su PND 2018-2022 mantener la seguridad energética del país a partir de una diversificación de energéticos y fuentes, procurando siempre el uso de energéticos más limpios tanto para la atención de nueva demanda como para la sustitución de energéticos más contaminantes.

El gas, tiene emisiones de CO₂ que son entre un 40% y 50% menores que las del carbón y un 25% o 30% menores que las del diesel, sus emisiones de material particulado son mínimas y de SOX son 95% menores que las del carbón, las emisiones de óxidos de nitrógeno son un quinto de las de carbón y un 25% menores que las del diesel; las perspectivas de gas en yacimientos continentales, costa afuera y YNC prometen multiplicar las reservas actuales, la exploración y explotación de gas generan rentas asociadas a regalías e impuestos nacionales y territoriales que beneficia a las regiones.

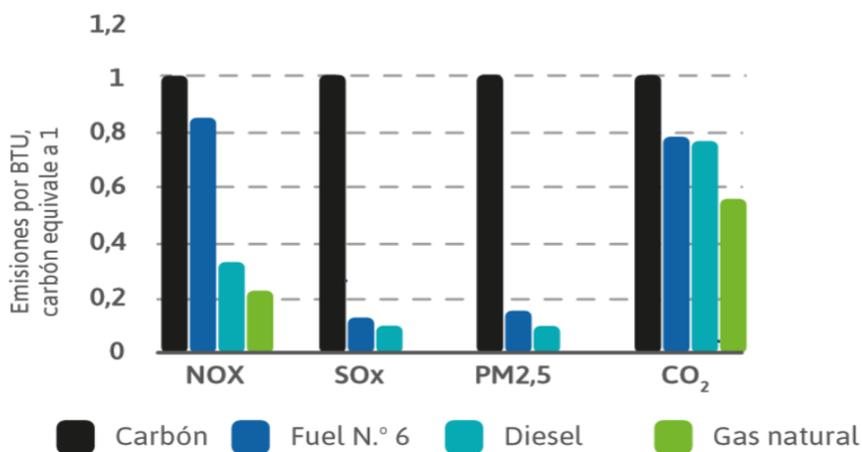
En su análisis de diversificación de la matriz energética colombiana no debe desconocer las características del gas antes mencionadas y debe considerar el aporte de este a las estabilidad del funcionamiento de la red eléctrica.

Tabla 4. Factores de emisión de CO₂ por Defecto para la combustión

Tipo de Combustible	Por Defecto (KgCO ₂ /TJ)	Inferior (KgCO ₂ /TJ)	Superior (KgCO ₂ /TJ)
Gasolina	69,300	67,500	73,000
Diesel	74,100	72,600	74,800
GLP	63,100	61,600	65,600
Queroseno	71,900	70,800	73,700
Gas Natural	56,100	54,300	58,300
Antracita	98,300	94,600	101,000
Carbón de coque	94,600	87,300	101,000
Madera/desechos de madera	112,000	96,000	132,000

Fuente: Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero [9]

Gráfica 11. Comparación de Emisiones provenientes de los combustibles fósiles.



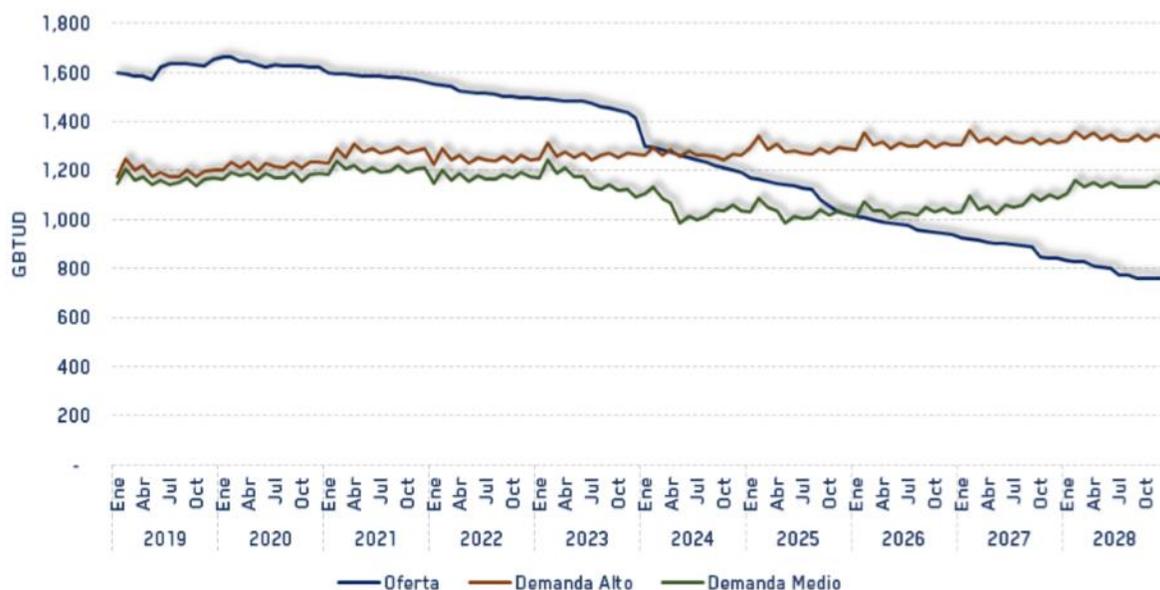
Fuente: IGU The Role of the Natural gas in the energy transition [11]

A pesar de las características positivas mencionadas del gas, Colombia enfrenta retos para su abastecimiento a largo plazo, desde el 2012 las reservas han venido decreciendo y la producción también se ha visto afectada por el declive actual y esperado de los grandes campos que han soportado el consumo interno y las exportaciones (Guajira y Cusiana).

A partir de la declaración de producción publicada por el Ministerio de Minas y Energía en su resolución 31 146 de 2019 y de la proyección de demanda revisada por la UPME a marzo de 2019, se observa que la oferta sería superior a la demanda media y alta hasta mediados del 2024, a partir de

allí la oferta cubriría solo la demanda media, y a partir de enero de 2026 la oferta sería inferior a la demanda.

Gráfica 12. Balance Oferta y Demanda de Gas Natural



Fuente: Concentra. Declaración de producción de gas natural 2019[12]

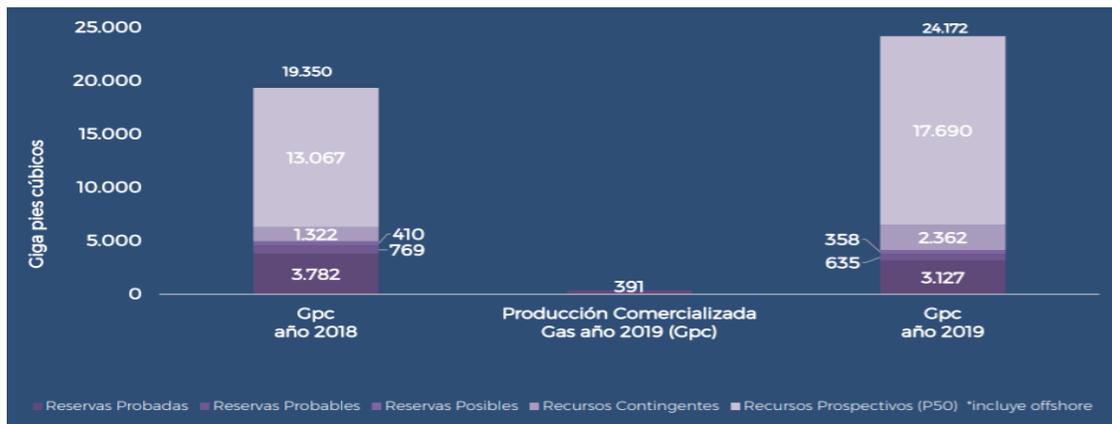
Ante la realidad del balance presentado y en aras de garantizar el abastecimiento, se plantea incrementar la oferta interna, procurando con ello la autosuficiencia y menores precios, e implementar nuevas fuentes de suministro a través del mercado internacional. La inserción del país en el mercado internacional busca aumentar la confiabilidad del sistema diversificando las fuentes de abastecimiento. Con la diversificación, se busca poner como protagonista a la demanda existente y potencial, abriendo las puertas al desarrollo de nueva demanda y a la sustitución de combustibles líquidos y carbón.

De acuerdo con el informe de reservas al cierre de 2019, presentado por la ANH a finales de abril, el país cuenta con una reserva de 3,1 TPC lo que representa una autosuficiencia de 8 años, es decir que respecto al 2019 se tuvo una baja de reservas traducida en una pérdida de autosuficiencia de 1,8 años. Para el cierre de 2018 se contaba con reservas de gas estimadas en 3,8 TPC, el consumo en 2019 fue de 391 GPC, no se incorporó un nivel de reservas importantes solo alrededor de 135 GPC, por factores económicos no se incorporaron cerca de 90 GPC y adicionalmente debió darse cumplimiento a la reglamentación que rige el sistema internacional de gestión de reservas que obliga a que se retire del stock el gas a ser usado en la operación de los campos, que para 2019 ascendió a 308 GPC

Gráfico 13. Relación reserva/producción de gas



Fuente

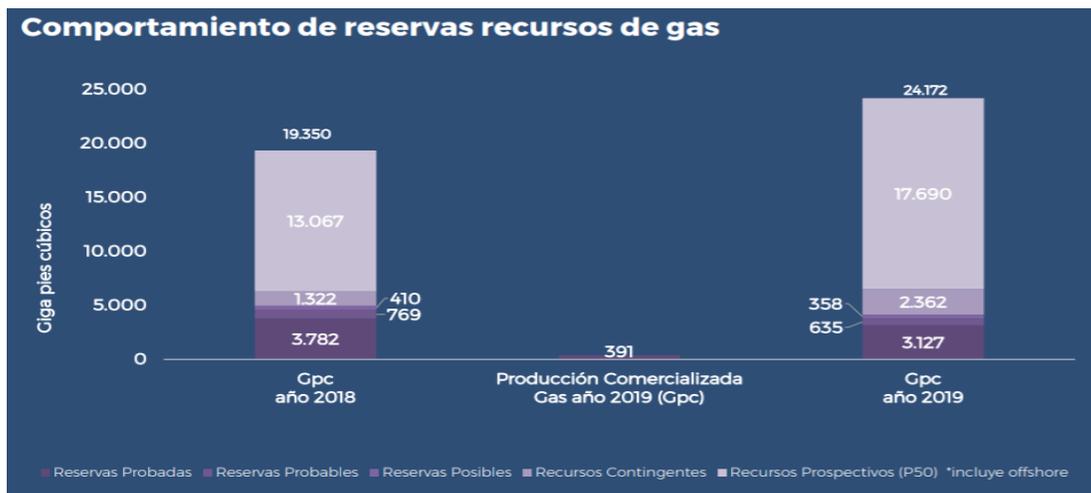


Fuente: ANH [13]

A pesar de la pérdida de autosuficiencia, los potenciales de incorporación de reservas aumentan respecto a lo que se tenía en 2018 siendo lo más interesante las reservas prospectivas en áreas que están contratadas y que sujetas a resultados exploratorios hoy se estiman entre 7 y 30 TPC² [14], con un gran potencial principalmente en el *offshore*, el potencial en convencionales está entre 3 y 10 TPC adicionales, y en materia de YNC el Servicio Geológico de los estados unidos habla de 54 TPC; con cualquier escenario fácilmente se multiplican las reservas actuales

² Se estima que los bloques ubicados en el Mar Caribe: Kronos, Gorgon-1, Purple Angel-1, Tayrona y Orca-1, representarían reservas entre 7 y 30 TPC. Se empieza a mencionar en el sector la capacidad que tiene el Pacífico Colombiano de convertirse en un gran productor de gas, con un potencial de 5.88 TPC en los bloques Chocó *Offshore*, Tumaco *Offshore* y Pacifico Profundo.

Gráfico 14. Reservas de gas



Fuente: ANH [13]

El incremento en la oferta interna implica: promover la exploración y explotación, en el *offshore* con la expedición de la reglamentación ambiental y la búsqueda de su viabilidad económica con miras a adelantar la incorporación de estas reserva [15], en el *onshore* con la reglamentación de consultas previas y la expedición oportuna de las licencias ambientales y adelantando los proyectos piloto de investigación integral para la recolección de información y que determinen sobre el terreno si la regulación que se tiene hoy en día es o no efectiva para la prevención de los riesgos asociados a la actividad de producción de los yacimientos no convencionales.

Adicionalmente, en relación con los yacimientos no convencionales, es necesario establecer la diferencia entre la explotación de gas asociado a mantos de carbón de roca naturalmente fracturada (GMAC – *Coalbed Methane*) y la explotación de gas asociado a la tecnología de *fracking*, actualmente existen proyectos de gas asociado a mantos de carbón que podrían entrar en explotación comercial. La Asociación Colombiana del Petróleo identifica en la actualidad recursos contingentes por 1,3 TPC sujetos a temas sociales y ambientales, la industria y el gobierno deben sacar adelante estas reservas.

En relación con la instalación de plantas de regasificación, se sabe que desde 2016 Colombia cuenta con una planta en el Cartagena, con una capacidad de 400MPCD, de acceso cerrado, solamente para atención al grupo térmico de la costa, contractualmente esta planta estará activa hasta 2026, momento en el cual se sugiere por parte de la UPME, la renovación contractual.

La UPME en su Plan Transitorio de Abastecimiento desde 2017, manifiesta la necesidad de una planta de regasificación en el pacífico con una capacidad de 400 MPCD y que debía entrar en operación en 2021 fecha que se ha venido desplazando en el tiempo bien sea porque está asociada con la construcción del gasoducto Buenaventura - Yumbo o porque se han analizado otros escenarios de balance oferta demanda que llevan hasta 2023 la puesta en operación de esta planta. Adicionalmente, la UPME propone la inclusión de un tercer punto de importación que sea establecido en La Guajira,

con el fin de aprovechar el *offshore* y darle mayor confiabilidad al sistema, [16] este punto iniciaría operación en 2028 con 400MPCD.

Para lograr un mejor aprovechamiento de estos puntos de importación, ideal sería que estos fueran de libre acceso donde la CREG deberá reglar el proceso de asignación y verificación anual de requerimientos de capacidad evitando su acaparamiento. Adicionalmente, expertos del mercado internacional del GNL [17] llaman la atención sobre la posibilidad de prestar servicios adicionales como *gassing up/cooling down* (regasificación, almacenamiento, reembarque) aprovechando la posición geográfica del país, buques con tanques vacíos podrían solicitar el servicio para la inyección de gas talón que disminuya la temperatura y poder cargar en otra planta

Teniendo en cuenta los beneficios ambientales que el gas ofrece ante combustibles más contaminantes, disponer de infraestructura para su importación es parte de la estrategia para garantizar el abastecimiento y dar confiabilidad al sistema, con interrupción mínima del suministro y desarrollando aún más este mercado.

Garantizada la posibilidad de abastecimiento, y con la confianza que da disponer del recurso energético debe procurarse su transporte y comercialización. La UPME ha definido en su plan de abastecimiento, además de las plantas de regasificación ya mencionadas, la realización de algunos proyectos de transporte los cuales resultan obligatorios Gasoducto Buenaventura – Yumbo, Bidireccionalidad Yumbo- Mariquita, infraestructura para ampliar la capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday, Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena, Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena, Compresor ramal Jamundí – aguas abajo del nodo Pradera.

Las metodologías actuales de transporte (resolución CREG 126 de 2010) y comercialización (resolución CREG 114 de 2017) presentan características que no procuran por un mercado más dinámico ni de crecimiento pues su lógica es garantizar que la infraestructura se desarrolle tan pronto como los consumidores y productores acuerden un compromiso a largo plazo, hay asignación asimétrica de riesgos, los plazos de comercialización son cortos, los plazos de transporte son largos, la comercialización tiene unas ventanas de tiempo establecidas, asociado con la diversificación de fuentes se tendría pluralidad de oferentes, es primordial entonces revisar y definir cuál es el sistema de transporte que más conviene a los objetivos de liquidez del mercado (*Common Carrier, Contract Carrier*) y cómo se definirá los cargos de transporte (por distancia, estampilla, entrada-salida).

Los mecanismos de comercialización además de ser más coordinados con el transporte, deben ser más flexibles en plazos y ventanas de negociación, el mecanismo actual (C1 y C2) no ha dado los resultados esperados y la pluralidad de oferentes, internos y externos, invitan a revisar modificaciones, incluyendo la desregulación. las inflexibilidades presentes, le impiden al distribuidor y comercializador fijar cargos por el servicio que le permitan competir en un mercado energético en el cual se enfrenta a sustitutos, por lo que se requiere su flexibilización o desregularización de manera que pueda ofrecer tarifas competitivas sobre todo a la industria y generar así nueva demanda.

El mercado lleva varios años esperando ajustes en estas metodologías, las propuestas deben ser completamente analizadas bajo una metodología de análisis de impacto normativo que brinde confianza sobre que los resultados previstos realmente cumplen el objetivo propuesto.

Gas en el sector Eléctrico

Contando con mecanismos adecuados que garanticen el abastecimiento, la confiabilidad, el transporte, la distribución y comercialización, puede pensarse en promover aumento en la demanda del gas para el desarrollo de nuevos usos y para el reemplazo de energéticos más contaminantes. En materia de generación eléctrica, el Gobierno nacional está haciendo importantes esfuerzos para cumplir sus compromisos de disminución de emisiones de CO₂ promoviendo el uso de fuentes no convencionales de energía, los proyectos de generación con gas natural resultan dar confiabilidad a los de generación con renovables, pues los riesgos asociados a uno y otro resultan ser contrarios. Actualmente, el sistema de generación termoeléctrico cuenta con plantas duales que declaran como respaldo de sus obligaciones de Energía Firme combustibles diferentes al gas (Diesel, Carbón, Fuel Oil, Jet A1) reincorporar estas plantas e incorporar nuevas como consumidores de gas podría representar un aumento en la demanda de más de 700 GBTUD [18] para lo cual debe establecerse el mecanismo por el cual se reconocen los costos fijos de suministro y transporte de gas que en la formación de precio de mercado spot los agentes no pueden recuperar.

De otro lado, a nivel mundial se vienen adelantando pilotos de la tecnología “*power to gas*” [19] que permite aprovechar los excedentes de electricidad generados en momentos de exceso de viento, caudal o radiación solar de los sistemas de energía renovable para realizar la electrólisis de agua, separando el hidrógeno del oxígeno, para luego combinar el hidrógeno con el CO₂ para producir metano, CO₂ que puede provenir de lodos o biomasa forestal, el metano como principal componente del gas natural, se puede almacenar o puede utilizarse en el sector transporte, para la producción de calor o para la generación eléctrica. Aunque es una tecnología todavía incipiente, ha sido probada con éxito en plantas piloto de Dinamarca, Holanda, España y Alemania, siendo este último de los países más avanzados en el tema con 18 proyectos de plantas piloto en ejecución y 5 más en preparación [20]. Teniendo en cuenta el importante potencial de renovables de que dispone el país vale la pena hacer seguimiento a la evolución de esta tecnología para determinar el papel que pueda jugar en el futuro del sistema energético.

Gas en el sector Transporte

Otro sector en el que podría ampliarse la participación del gas, es el sector transporte, el gobierno nacional promueve la reducción de emisiones contaminantes, mediante el uso de energéticos de cero y bajas emisiones, para lo cual incluyó en el artículo 96 de la Ley del Plan (Ley 1955 de 2019) la obligación al Ministerio de Minas y Energía y al Ministerio de ambiente de establecer la definición de los energéticos de cero y bajas emisiones, en desarrollo de esta tarea, los mencionados ministerios emitieron la resolución 40177 del 3 de julio del 2020 “Por la cual se definen los energéticos de bajas o cero emisiones teniendo como criterio fundamental su contenido de componentes nocivos para la salud y el medio ambiente y se adoptan otras disposiciones”; definiéndolos así:

Energéticos de cero emisiones

- a) Hidrógeno
- b) Energía eléctrica para movilización de Vehículos

Energéticos de bajas emisiones

- a) Gas Natural

- b) GLP
- c) Gasolina, alcohol carburante y sus mezclas, con contenido de azufre máximo de 50 ppm
- d) Diésel, biodiesel y sus mezclas, con contenido de azufre máximo de 50ppm

con una disminución progresiva del azufre en estos dos últimos hasta llegar a máximo 10ppm en 2030 y 2025 respectivamente

Los energéticos considerados como de cero o de bajas emisiones y sus tecnologías asociadas gozan de beneficios tributarios, arancelarios, ahorros respecto al tanqueo con combustibles líquidos, incentivos locales (parqueos preferenciales, exenciones de pico y placa, libre circulación por zonas restringidas, etc.)

El Gobierno nacional a través de diferentes instrumentos de política como el CONPES 3934 – Crecimiento verde, CONPES 3943 – Calidad del Aire, ley 1964 de 2019- Promueve el uso de Vehículos Eléctricos y la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica- ENME ha establecido metas todas dirigidas a la movilidad de cero y bajas emisiones como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 5. Metas de Movilidad Sostenible.

Instrumento	Meta establecida
Ley 1964 de 2019	<p>Por lo menos el 30% de la flota oficial contratada o adquirida será eléctrica hasta 2025</p> <p>Los sistemas de transporte masivo incluirán en su adquisición de flota por lo menos una participación de vehículos eléctricos así:</p> <p>10% at 2025 20% at 2027 40% at 2029 60% at 2031 80% at 2033 100% at 2035</p>
PND 2018 -2022	Pasar de 1.695 a 6.600 vehículos eléctricos matriculados en el RUNT
CONPES 3943	<p>A 2028:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El 3% de los vehículos que entran al parque automotor serán de cero y bajas emisiones • El 100% de los sistemas de transporte masivo operaran vehículos eléctricos y dedicados a gas natural • El 22% de los Vehículos diésel, cumplirán el estándar de emisión Euro VI
CONPES 3934 – Crecimiento Verde	600.000 vehículos eléctricos a 2030

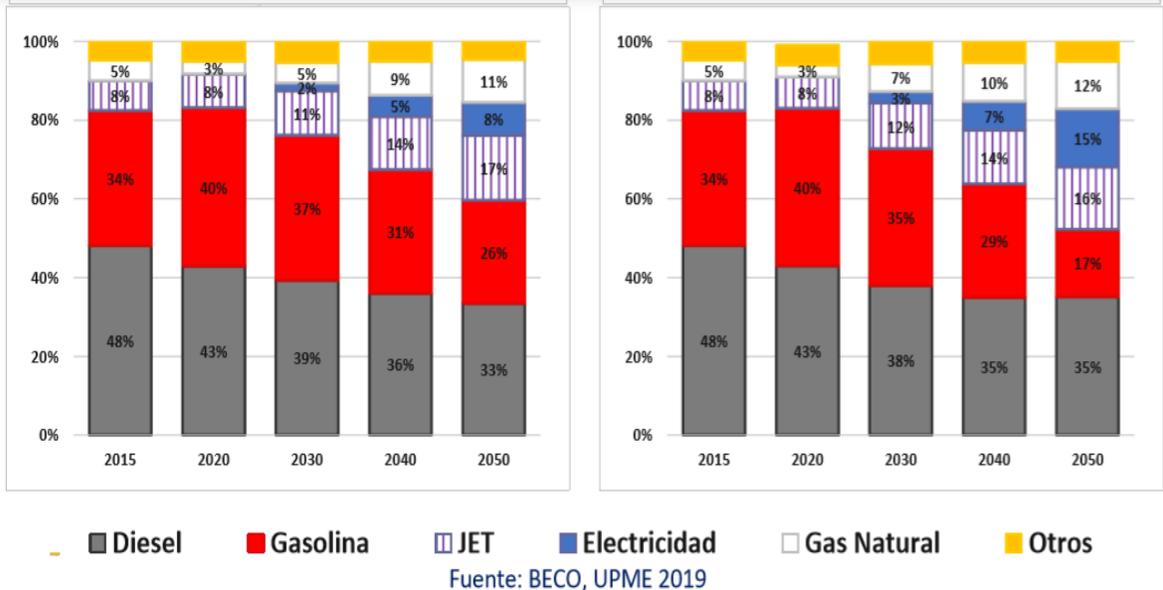
Fuente: Instrumentos de política relacionados.

De lo anterior se observan que existen metas más concretas para la movilidad eléctrica que para los demás energéticos, sabemos que cada uno de ellos, presenta ventajas y enfrenta limitaciones que se deben sopesar para cada segmento específico del parque automotor. Los estudios realizados por UPME para la estructuración del mapa de ruta para la transición hacia vehículos de bajas y cero

emisiones en Colombia [21] analizan las tecnologías apropiadas para cada segmento evaluando sus beneficios económicos, técnicos y ambientales; estableciendo el energético que ganará mayor participación: el Gas Natural licuado – GNL en el transporte de carga; la energía eléctrica para el transporte urbano e interurbano de pasajeros, para el transporte de carga urbana, para las flotas de uso intensivo como los taxis y para las motos.

El análisis adelantado por UPME también considera la complementariedad modal en especial para el transporte de carga por lo que en sus proyecciones contempla un aumento de operaciones en los modos fluvial, férreo y aéreo. Adicionalmente, contempla dos escenarios el primero dando cumplimiento al compromiso COP 21 de reducción del 20% de emisiones proyectadas a 2030³ y un segundo escenario, Nuevas Apuestas que representa una mayor ambición en la reducción de emisiones hasta un 30% por debajo de las emisiones proyectadas a 2030 con respecto al escenario BAU, para lograr la meta de emisiones del segundo escenario asumen supuestos más agresivos como la paridad de precio de los vehículos en menos tiempo y la mayor participación del energético más limpio apropiado a cada modo. Como resultado de los análisis adelantados se observa que, de cumplirse los supuestos establecidos, a 2050 se reduciría el consumo de gasolina y diésel, pasando de un 83% a un 59% y se incrementaría el consumo de gas de un 3% a un 11% y de electricidad de un 0,1% a un 8%, logrando también una reducción en el consumo de energía debido a la mayor eficiencia de los motores eléctricos frente a los de combustión interna.

Gráfica 15. Proyección de la Composición de la matriz energética del transporte.



Fuente: UPME Plan Energético Nacional 2020- 2050 [22]

A diciembre 2019, se contaba con poco más de 600.000 vehículos convertidos [23] a gas, más de 1500 vehículos pesados entre buses, articulados, camiones y tractocamiones y más de 200 taxis

³ El primer escenario representa el compromiso de llegar a máximo 266 millones de toneladas de CO₂e emitidas en el año 2030, lo que equivale a reducir en un 20% en ese mismo año 2030, las emisiones proyectadas en el escenario BAU (Business As Usual)

dedicados (originales de fabrica), para lograr aumentar la participación del gas en el sector transporte se requiere eliminar barreras técnicas en las condiciones de las licitaciones de flota de transporte masivo, eliminar las asimetrías regulatorias haciendo que los energéticos compitan en igualdad de condiciones de acuerdo a sus características (por ejemplo nivel de emisiones); haciendo eficientes los procedimientos para acceder a los incentivos, ofrecer incentivos al ascenso tecnológico en los sistemas de transporte masivo financiados por la nación, reestructurar el impuesto a los vehículos, en función no solo de su valor comercial sino también de los costos de contaminación, congestión, accidentalidad.

Teniendo en cuenta que el gas natural licuado es recomendado para la sustitución del diésel usado en carga, y que esta tecnología no está disponible en el país y debe incentivarse, resulta relevante acelerar el compromiso establecido en el CONPES 3963- Política para la modernización del sector transporte automotor de carga según el cual, el Ministerio de Transporte en el 2020 diseñará e implementará un programa de fortalecimiento al transportador con los respectivos incentivos para promover la adquisición de nuevos vehículos orientados a tecnología Euro V, VI, o superior, abriendo el espacio para la utilización de energéticos como el gas natural, la electricidad u otros.

Gas en el sector Industrial

Veamos ahora el sector industrial, como segundo sector consumidor de energía tiene entre sus principales fuentes energéticas el gas natural 28%, el carbón 26%, bagazo 21% y energía eléctrica 19% [22] el principal uso final de esta energía es el calor, directo e indirecto, que representa un 87% de los usos, las mayores ineficiencias en la industria están asociadas a la obsolescencia tecnológica de los equipos térmicos y eléctricos, a la prevalencia del uso de calor indirecto en los procesos y a la falta de implementación de buenas prácticas operacionales.

Por lo anterior, la UPME en su Plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017 – 2022 establece una meta de ahorro de energía del 1,71% para este sector y entre las medidas para lograrlo se identifican buenas prácticas en las instalaciones eléctricas (compra, operación, mantenimiento), sustitución de motores estándar por motores de alta eficiencia, cambios en los procesos productivos, cogeneración, estudio de demanda y oferta de energía térmica de calor y de frío en parques industriales que permita promover iniciativas de tercerización de este servicio.

La combustión de gas natural es generalmente más eficiente que la de combustibles sólidos como el carbón, es más limpia con lo cual disminuye costos en sistemas de control ambiental y facilita procesos de recuperación de calor, luego el sector industrial que consume carbón y la nueva demanda industrial deben ser el foco de sustitución con gas natural sin embargo, teniendo en cuenta que la mayoría de hornos y calderas de la industria son de tipo dual, es decir son sistemas de combustión que pueden operar tanto con gas, como con líquidos o carbón por lo que nuevamente resulta fundamental garantizar el suministro, no pensado desde la oferta sino desde la demanda, pues al no ser considerada como demanda esencial pierde prioridad en el abastecimiento.

Se estima que la atención de la sustitución en la industria está alrededor de los 72 MPCD [24] para lo cual se requiere la articulación de los sistemas de transporte y la revisión de la metodología tarifaria de comercialización y distribución establecidas por la CREG de tal manera que se cuente con tarifas competitivas que reactiven el uso del gas en la industria no solo como sustituto de los combustibles sólidos sino para el desarrollo de nuevos proyectos entre ellos la cogeneración y los distritos térmicos.

Gas en el sector Residencial

El sector residencial en 2019 contaba con más de 9,6 millones de usuarios [25] del servicio de gas natural, una cobertura cerca al 80% y un consumo alrededor del 22% del gas natural producido, a pesar de ello, de acuerdo con la encuesta de calidad de vida publicada DANE - 2018, aún hay 1,6 millones de hogares que cocinan con leña, la sustitución de esta por energéticos más limpios tendría importantes beneficios pues disminuiría la reducción de la contaminación intradomiciliaria y con ello las enfermedades respiratorias.

De acuerdo con el estudio adelantado por la UPME [26] las soluciones energéticas para la sustitución de leña contemplan el GLP en cilindros, el biogás de residuos orgánicos, la mejora de las estufas de leña, las redes eléctrica y de gas natural para la selección de la solución resulta de gran importancia la ubicación geográfica por las condiciones asociadas a la ruralidad, los hogares con acceso a GLP se estiman en 499.809, con acceso únicamente a leña 252.765 y con presencia de redes 911.656.

Para ampliar la cobertura del servicio de gas natural en el sector residencial se dispone de recursos de Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural- FECFGN, cuyo objeto es promover y cofinanciar proyectos dirigidos al desarrollo de infraestructura para el uso de gas natural en los municipios y el sector rural, prioritariamente dentro del área de influencia de los gasoductos troncales y que tengan el mayor Índice de necesidades básicas insatisfechas. Los proyectos que se presenten al FECFGN pueden ser financiados hasta en un 70% de su valor, no deben exceder los 25.000 smlmv, y para las conexiones de usuarios de Menores Ingresos de estrato 1 se financia hasta el 30% y para los de estrato 2 hasta el 20%.

Dentro del plan de acción del Pacto por los Hidrocarburos, se han identificado 12 proyectos para ampliación del servicio a 357313 usuarios en 20 departamentos [27] con una inversión total de \$655.320 millones de pesos y una solicitud de financiación del FECF de \$201.638 millones de pesos.

Teniendo en cuenta que el FECF tiene saldos acumulados de los recursos aportados pero no ejecutados en vigencias anteriores, se propone adelantar la promoción de la presentación de proyectos de ampliación de cobertura para ser cofinanciados, que la cofinanciación de las conexiones de los usuarios estrato 1 y 2 se aumente para garantizar la conexión de los beneficiarios y que se aumente también el tope establecido para la cofinanciación de proyectos; medidas que procurarán la ejecución de los recursos y la ampliación de cobertura en el sector residencial.

CONCLUSIONES

Es clara la tendencia mundial de promover el uso de energías más limpias, sin embargo, los pronósticos también indican que los combustibles fósiles nos acompañaran por varios años más, cambiando eso sí, la composición de la matriz energética mundial. En línea con lo anterior, con el desarrollo de la pandemia se pronostica una disminución en el consumo energético con una baja en la demanda de fuentes como el petróleo, el carbón y el gas mientras se avizoran las renovables como la única fuente con incremento de demanda. El gas puede compensar las fluctuaciones diarias y estacionales en la disponibilidad de viento y luz solar dando confiabilidad al sistema.

El Gobierno Nacional está comprometido frente a la amenaza del calentamiento global, conoce que la mayor parte de las emisiones contaminantes provienen de los combustibles fósiles y trabaja en la transformación de la matriz energética nacional que permita cumplir por lo menos con el compromiso de COP21, aplicando medidas de eficiencia energética, aumentando la participación de fuentes de

energía renovable y con ellas de la energía eléctrica, aumentando la participación del gas y conservando el crecimiento de la gasolina y el diésel a tasas menores al 1% anual. El gas natural, por sus características resulta ser un combustible más limpio que otros empleados en la matriz energética colombiana, y es el llamado a sustituir otros más contaminantes en todos los sectores, a la gasolina y diesel en transporte, al carbón en la industria y la leña en el sector residencial. Teniendo en cuenta que estos sectores son los de mayor consumo energético, se han presentado algunas recomendaciones particulares para cada uno de estos sectores adicionales a unas recomendaciones generales sobre la cadena del gas.

Al cierre de 2019, en Colombia se observó pérdida de autosuficiencia y disminución de reservas sin embargo la prospectiva de reservas es prometedora y para su materialización dependen en gran medida de factores económicos determinados por los precios internacionales del crudo pues con bajos niveles de precio se disminuye la inversión en sísmica y en pozos y con ello la posibilidad de incorporar reservas; para 2020 con un precio entre 60 y 65 dólares por barril se esperaba la perforación de 42 pozos y la adquisición de 1400 Km de sísmica, si el precio disminuye a niveles entre 25 y 45 dólares se estima que se perforarán entre 20 y 33 pozos y se adquirirá 850 Km de sísmica.

Los análisis presentados parten de decisiones de política energética que orienten la planeación del sector en función de la demanda, de la ampliación de la demanda de este energético debido a la sustitución de energéticos más contaminantes y al desarrollo de nuevos proyectos, para lo cual es fundamental garantizar el abastecimiento del recurso, disponer de la infraestructura de transporte que conecte las fuentes de suministro con la demanda oportunamente y contar con instrumentos tarifarios que le permitan ser confiable y competitivo ante energéticos sustitutos en los diferentes sectores. La toma de decisiones y las reformas regulatorias deben acompañarse de análisis de los impactos que puedan generar y de una evaluación ex ante del excedente del consumidor que permita evaluar si la modificación propuesta desarrolla precios eficientes o incentivan comportamientos competitivos.

En relación con los recursos públicos invertidos en la prestación del servicio de gas se debe buscar su eficiencia y racionalización cofinanciando proyectos bien estructurados para la ampliación de cobertura y para la investigación y adaptación de tecnologías en desarrollo para la producción del llamado biometano, gas sintético y gas verde.

REFERENCIAS

- [1] WEF 2019. Fostering Effective Energy Transition 2019 edition, World Economic Forum (WEF), [En línea] available from http://www3.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_2019.pdf [Último acceso: 18 septiembre 2020]
- [2] IEA. 2018. World Energy outlook 2018. International Energy Agency (IEA). [En línea] Available from <https://www.iea.org/weo2018> [Último acceso: 20 septiembre 2020]
- [3] BP. 2019. BP statistical review of world energy [En línea] Available <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> [Último acceso: 10 mayo 2020]
- [4] BP. 2019. BP statistical review -2019 [En línea] Available <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy->

- [economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-global-insights.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf)) [Último acceso: 18 septiembre 2020]
- [5] EIA 2019. International Energy Outlook 2019 with projections to 2050. U.S. Energy Information Administration (EIA) [En línea] Available from , <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf> [Último acceso: 10 mayo 2020]
- [6] IEA 2020, Global Energy Review 2020, IEA, Paris [En línea] available from <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020> [Último acceso: 10 septiembre 2020]
- [7] Foros Semana 2019. Hacia una Transformación energética innovadora y sostenible La revolución en marcha energética en Colombia, logros y retos. “La revolución en marcha energética de Colombia: logros y retos” María Fernanda Suarez. Bogotá, Colombia, Noviembre 19 de 2019 [En línea] Available from, https://forossemana.com/evento/id/42718/hacia_una_transformacion_energetica_innovadora_y_sostenible [Último acceso: 9 abril 2020]
- [8] Foros Semana 2019. Hacia una Transformación energética innovadora y sostenible La revolución en marcha energética en Colombia, logros y retos. “Ecopetrol y la Transición Energética” Felipe Bayón. Bogotá, Colombia, Noviembre 19 de 2019 [En línea] Available from, https://forossemana.com/evento/id/42718/hacia_una_transformacion_energetica_innovadora_y_sostenible [Último acceso: 9 abril 2020]
- [9] J.A. Nieves, A.J. Aristizábal, I. Dyner, O. Báez, D.H. Ospina, Energy demand and greenhouse gas emissions analysis in Colombia: A LEAP model application, Energy (2018), doi: 10.1016/j.energy.2018.12.051
- [10] IPCC 2006. Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero – Grupo Intergubernamental de expertos sobre cambio climático (IPCC) 2006, [En línea] Available from, https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf [Último acceso: 6 abril 2020]
- [11] IGU 2018. The Role of the Natural gas in the energy transition, International Gas Union- IGU, 27th World Gas Conference, Washington DC, jun 25-29, 2018. [En línea] Available from <https://www.igu.org/sites/default/files/6%20-%20WFES%20Decarbonisation%20160117%20Marcel%20Kramer.pdf>. [Último acceso: 6 abril 2020]
- [12] Concentra 2019. Declaración de producción de gas natural 2019. Concentra Inteligencia en Energía. Junio 21 2019. [En línea] Available from <https://concentra.co/informe/declaracion-de-produccion/public/Declaraci%C3%B3n+de+Producci%C3%B3n+de+Gas+Natural+2019.pdf> [Último acceso: 9 abril 2020]
- [13] MinEnergía 2020, Boletín informativo 30 abril 2020. [En línea] Available from: <https://www.minenergia.gov.co/web/guest/historico-de-noticias?idNoticia=24193984> [Último acceso: 10 mayo 2020]
- [14] La República 2019. Gas natural es un factor clave para contribuir a la competitividad industrial. Lilian Mariño Espinosa. 3.09.2019. [En línea] Available from:

<https://www.larepublica.co/empresas/gas-natural-es-un-factor-clave-para-contribuir-a-la-competitividad-industrial-2903684> [Último acceso: 9 abril 2020]

- [15] Arthur D. Little 2016. Estudio para revisar y actualizar las variables del entorno nacional e internacional, que impactan el desarrollo de la actividad exploratoria de hidrocarburos en Colombia y construir tres escenarios de incorporación de reservas de petróleo y gas con un horizonte mínimo de 20 años, incluyendo recursos convencionales y no convencionales, así como las inversiones asociadas a cada escenario. Arthur D. Little Inc. octubre 2016. [En línea] Available from: <https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/001/876/2/Resumen%20ejecutivo.pdf> [Último acceso: 9 abril 2020]
- [16] UPME 2018. Análisis de abastecimiento y confiabilidad del sector gas natural convocatoria UPME (Planta de regasificación del pacífico y gasoducto Buenaventura-Yumbo). Unidad de Planeación Minero-energética UPME. Julio 2018. [En línea] Available from: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Convocatorias_Doc_General_MM_E_VF.pdf [Último acceso: 9 abril 2020]
- [17] TGI 2019. Foro TGI 2019. Perspectivas y Retos del Gas en Colombia. Marc Erb, Bogotá Colombia. Noviembre 26 de 2019. [En línea] Available from: <https://www.youtube.com/watch?v=Ef0ESoO8oqY>. [Último acceso: 9 abril 2020]
- [18] Carmenza Chaín y otros. Consultoría en apoyo a la misión de transformación energética en los temas de abastecimiento, comercialización, transporte, almacenamiento, regasificación, demanda, aspectos institucionales y regulación de gas natural. Banco Interamericano de Desarrollo- BID. Bogotá. Enero 2020 [En línea] Available from: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24166201/2.+El+Rol+del+Gas+en+la+Tr+ansformaci%C3%B3n+Ener%C3%A9tica.pdf>. [Último acceso: 9 abril 2020]
- [19] Robert Tichler, Stephan Bauer, Chapter 18 - Power-to-Gas, Editor(s): Trevor M. Letcher, Storing Energy, Elsevier, 2016, Pages 373-389, ISBN 9780128034408, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803440-8.00018-X>. [En línea] Available from: (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B978012803440800018X>) [Último acceso: 9 abril 2020]
- [20] Manuel Calvo Díaz. Almacenar electricidad produciendo gas natural: Power to Gas – Gas Natural Fenosa. Sevilla 4 de febrero de 2016 [En línea] Available from: <https://www.fundacionnaturgy.org/wp-content/uploads/2015/12/Manuel-Calvo.pdf> [Último acceso: 19 septiembre 2020]
- [21] E&Y 2017. Mapa de ruta para la transición hacia vehículos de bajas y cero emisiones. [Ernst & Young](#)- E&Y Unidad de Planeación Minero Energética UPME. Bogotá, 2017. Available from: <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1160> [Último acceso: 9 abril 2020]
- [22] UPME 2020 Plan Energético Nacional 2020-2050 (documento para consulta) Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. Bogotá, Enero 2020. Available from: https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/PEN_documento_para_consulta.pdf [Último acceso: 14 septiembre 2020]
- [23] MINENERGÍA 2019. Total vehículos convertidos a GNCV 2019. Ministerio de Minas y Energía. Colombia. Available from: <https://www.minenergia.gov.co/estadisticas-conversiones1> [Último acceso: 9 abril 2020]

- [24] TGI 2019. Foro TGI 2019. Conversaciones acerca del gas natural, su perspectiva en Colombia y aplicaciones en la Industria. Mauricio Vera, Bogotá Colombia. Noviembre 26 de 2019. Available from: <https://www.youtube.com/watch?v=Ef0ESoO8oqY>. [Último acceso: 14 junio 2020]
- [25] MINENERGÍA 2019. Informe de cobertura nacional tercer trimestre 2019. Ministerio de Minas y Energía. Colombia. Available from: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24109840/COBERTURA+GN++III+TRIM+2019+%281%29.pdf> [Último acceso: 27 abril 2020]
- [26] CORPOEMA UPME 2019. Realizar un estudio que permita formular un programa actualizado de sustitución progresiva de leña como energético en el sector residencial en Colombia, con los componentes necesarios para su ejecución. Corporación para la energía y el medio ambiente- Corpoema, Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. Diciembre 2019. Available from: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Plan_sustitucion_progresiva_Lena.pdf#search=corpoema [Último acceso: 9 septiembre 2020]
- [27] La República 2020. Este año, se invertirán hasta US\$ 300 millones para la exploración de gas en el país. Kevin Bohórquez. 19. 02.2020. Available from: <https://www.larepublica.co/economia/este-ano-se-invertiran-hasta-us300-millones-para-la-exploracion-de-gas-en-el-pais-2966427> [Último acceso: 9 septiembre 2020]

BIBLIOGRAFÍA

- [1] BP. 2019. BP statistical review of world energy [En línea] Available <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-global-insights.pdf> [Último acceso: 10 mayo 2020]
- [2] EIA 2019. International Energy Outlook 2019 with projections to 2050. U.S. Energy Information Administration (EIA) [En línea] Available from , <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf> [Último acceso: 28 abril 2020]
- [3] EIA 2019. International Energy Outlook 2019. U.S. Energy Information Administration (EIA) [En línea] Available from <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=15-IEO2019®ion=4-0&cases=Reference&start=2010&end=2050&f=A&linechart=Reference-d080819.47-15-IEO2019.4-0~Reference-d080819.48-15-IEO2019.4-0~Reference-d080819.49-15-IEO2019.4-0~Reference-d080819.50-15-IEO2019.4-0~Reference-d080819.51-15-IEO2019.4-0~&ctype=linechart&sourcekey=0> [último acceso: 10 mayo 2020]
- [4] McKinsey 2019. Global gas & LNG outlook to 2035. McKinsey. [En línea] Available from <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-gas-and-lng-outlook-to-2035> [Último acceso: 10 mayo 2020]
- [5] UPME 2019. Balance Energético Colombiano - BECO. Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME, Bogotá, Colombia. [En línea] available from

<https://www1.upme.gov.co/InformacionCifras/Paginas/BalanceEnergetico.aspx> [Último acceso: 10 mayo 2020]

- [6] DNP 2019. Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 “Pacto por Colombia pacto por la Equidad”. Departamento Nacional de Planeación. Bogotá, Colombia. [En línea] available from <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Resumen-PND2018-2022-final.pdf> [Último acceso: 28 abril 2020]
- [7] IEA. 2018. Gas 2018 Analysis and forecasts to 2923. International Energy Agency (IEA). [En línea] Available from <https://www.iea.org/reports/gas-2018> [Último acceso: 9 abril 2020]
- [8] WEC 2015. Will natural gas slow progres son renewables? Andy Stone. Worlg Economic Council – WEC 2015. Available from: <https://www.weforum.org/agenda/2015/06/will-natural-gas-slow-progress-on-renewables/> [Último acceso: 16 abril 2020]
- [9] BP. 2018. BP statistical review of world energy [En línea] Available <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf> [Último acceso: 28 abril 2020]
- [10] IEA. 2018. World Energy balances 2018. International Energy Agency (IEA). [En línea] Available from https://webstore.iea.org/download/direct/2263?fileName=World_Energy_Balances_2018_Overview.pdf [Último acceso: 10 mayo 2020]
- [11] IEA. 2018. The gas industry’s future looks bright over next five years, according to IEA análisis. International Energy Agency (IEA). [En línea] Available <https://www.iea.org/newsroom/news/2018/june> [Último acceso: 28 abril 2020]
- [12] BP. 2020 BP statistical review of world energy [En línea] Available <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> [Último acceso: 6 mayo 2020]