

Análisis Prospectivo del Mercado del Gas Natural en Colombia Mediante la Formulación de
Escenarios

Sergio Oswaldo Ardila Ribo

Trabajo de Grado para Optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Director

Erik Giovany Montes Páez
M. Sc. Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector

Camilo Andrés Guerrero Martin
M. Sc. Macromoléculas

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2020

Dedicatoria

A mi madre Deyanira Riobo y a mi padre Benjamín Ardila, mi héroe y heroína, este es hasta ahora el primero, pero les aseguro que cada uno de mis logros serán para ustedes.

A Kevin y Santi, mis niños, mis campeones, desde hace 14 años llegaron a nuestra familia para alegrarnos la vida con su amor, dulzura, humildad y alegría. A July, mi hermana...

A ti linda, has sabido permanecer junto a mí en momentos difíciles cuando cualquier otra mujer se hubiese marchado, has sacrificado tus planes por apostarme a mí, a ti, te lo dedico, este logro es tan tuyo como mío Paula. Fue un amor conocerte placer de mi vida. Te amo.

A Bernarda y Exelino, mis padrinos y segundos padres, cada consejo, regaño e instrucción que con amor me brindaron desde que era un niño las he tenido muy presentes, sé que se alegran tanto como yo, al ver materializada esta meta.

A la profesora Sandra Fontecha, recuerdo el día en que ella sin saberlo me compro la única merienda del día, bromeando le dije que le dedicaría mi trabajo de grado: aquí estoy cumpliendo. Su fortaleza, tenacidad y berraquera es inspiradora profe.

A Edwin, Camilo y Yadi, aunque el tiempo y la distancia nos tienen en sitios muy lejanos, siempre los pienso y los llevo conmigo. Ustedes son los mejores.

A Jhonathan, Clavijo, Nelson, Faber, Alvaro, Cruz, Juliancho y Wilmar, parceros, aunque no lo crean cada uno de ustedes es muy importante en mi vida y por eso les dedico este logro.

A Daniel, Jenifer, Luz, Mayra, Ratona y Alejo, con ustedes que tanto aprecio me tienen y les tengo, viví una de las etapas más bellas, UD.

A Esteban, Rafa y Capera, amigos de infancia, ya podemos decir que todos somos ingenieros.

Al apto 401, ¡Qué tiempos!

Agradecimientos

A ti Padre Santo, por darme la oportunidad de vivir, solo tú, mamá y papá saben la lucha que di desde el minuto uno de vida para ser parte de este universo. Gracias padre, gracias por cada plan que pensé y no prospero, siempre sabes sorprenderme con algo mejor de lo que esperaba, gracias...

A papá y mamá, prometo siempre serán mi primera opción y, reconozco, no alcanzara la vida para agradecerles las noches en vela, trabajo, amor, paciencia, compasión, comprensión, esfuerzo, sacrificio, sacrificio, sacrificio... que por mí han decidido pasar. Por eso y más, GRACIAS.

A Doña Luz, porque desde aquel 5 de agosto hasta el último día que estuve en su pensión fue quien siempre se preocupó por mí. Gracias, muchas gracias por su paciencia. A doña Raquel, por siempre tener a mi disposición un plato de comida, lo agradezco y no lo olvido.

A la Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por formarme como profesional, por los momentos que formaron carácter y por enseñarme de excelencia profesional, por las experiencias y por ser mi alma máter, gracias...

Al grupo de investigación en Planeamiento Energético Galileo, por ser el soporte en todos los aspectos académicos que durante el desarrollo de esta investigación requerí. Por los conocimientos que mediante la discusión se formaron, gracias. No quiero presumir, pero seré el primero de sus estudiantes de pregrado en alcanzar el título y no pude, no escribirlo acá. A Galileo Galilei por supuesto, sin sus descubrimientos me hubiesen llamado loco al leer el nombre de mis escenarios.

Al ingeniero Erik Montes, por el empeño que pone en cada clase de producción, pero, sobre todo, por su paciencia, creatividad y diligencia dirigiendo este trabajo. Por su tiempo profe, y ayuda incondicional, por todo el trabajo tras bambalinas que hace y que seguramente muy pocos reconocen... ¡Muchas gracias!

Al ingeniero Camilo Guerrero, por aportar sus conocimientos, experiencia, paciencia, ideas y tiempo para lograr consolidar el proyecto, por compartir hasta el mínimo detalle de lo aprendido en su doctorado conmigo... ¡Mil gracias! Después de algunas madrugadas y una que otra traspasada: lo logramos.

A los expertos quienes con sus conocimientos generaron valor y seriedad a esta tesis de grado, por esto y por el tiempo que de forma desinteresada me brindaron solo porque creyeron en mi trabajo, gracias, muchas gracias: MS. Esteban Quintana, MS. Erik Montes, PhD. Camilo Guerrero, PhD. Rafael Garaffa, PhD. Joaquim Pinto y PhD. Bruno Cunha.

A mí, por ser tan juicioso, aplicado, consistente, perseverante, atento, amable, apuesto, inteligente, diligente, divertido y demás adjetivos que seguramente faltaron... ¡Nehh! en realidad, solo gracias por terminar el documento.

Tabla de Contenido

INTRODUCCIÓN.....	16
1. ASPECTOS GENERALES DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN.....	18
1.1 Alcance del Proyecto	18
1.2 Objetivos	19
1.2.1 Objetivo General.....	19
1.2.2 Objetivos Específicos.....	19
1.3 Marco Teórico	20
1.3.1 Demanda.....	20
1.3.2 Oferta.	20
1.3.3 Mercado.....	20
1.3.4. Mercado Energético.	22
1.3.5 Sectores del Mercado del Gas Natural.	22
1.3.6 Comercio Internacional.....	23
1.3.7 Tendencias.....	23
1.3.8 Matriz Energética.....	23
2. GAS NATURAL Y SU MERCADO	25
2.1 Definición, clasificación y usos del gas natural	25
2.1.2 Clasificación del gas natural.....	28
2.1.3 Usos del gas natural.	30
2.2 Comparación del gas natural con otras fuentes energéticas.....	31

2.3 Mercado del gas natural	33
2.3.1 Oferentes de gas natural.	35
2.3.2 Demandantes de gas natural.	36
2.3.3 Transporte de gas natural.	36
2.4 Precios del gas natural	37
2.5 Estadísticas de gas natural en el mundo.....	39
2.5.1 Canasta energética mundial.....	41
2.5.2 Conceptos estimación de reservas.	47
2.5.3 Reservas, producción y consumo de gas natural.	50
2.6 Diagnostico del mercado de gas natural en Colombia.....	53
2.6.1 Reservas, producción y consumo de gas natural en Colombia.	60
2.6.2 Transporte.....	74
2.6.3 Comercialización.	79
3. FORMULACIÓN DE ESCENARIOS	84
3.1 Definiciones en la literatura especializada.	84
3.2 Tipos de escenarios.....	86
3.2.1 Escenarios Estratégicos.	86
3.2.2 Escenarios en planificación o prospectiva energética.....	86
3.3 Variables e hipótesis significativas.....	87
3.3.1 Los sistemas y sus relaciones.	89
3.3.2 Hipótesis relevantes del contexto mundial.....	90
3.3.3 Hipótesis regionales.	91
3.3.4 Hipótesis del sistema nacional.....	91

3.3.5 Variables relevantes.	92
3.4 Metodología de construcción y evaluación de escenarios	95
3.4.1 Integración de los planes.	97
3.5 Construcción de escenarios mediante opiniones de expertos.....	98
3.6 Referentes de escenarios energéticos nacionales e internacionales.....	99
3.6.1 Escenarios Prospectiva Energética Colombia 2050.....	100
3.6.2 Escenarios Ideario Energético UPME.....	101
3.6.3 Escenarios World Energy Council – WEC:	103
3.6.4 Escenario British Petroleum (BP):.....	105
3.6.5 Escenarios Shell:.....	107
3.7 Escenarios nacionales del gas natural propuestos por el autor.....	109
3.7.1 Ganimedes.	123
3.7.2 Ío.	124
3.7.3 Calisto.	125
4. PROSPECTIVA	126
4.1 Definición.....	126
4.2 Características de la prospectiva.....	127
4.2.1 Análisis prospectivo.....	127
4.2.2 Modelos e información de escenarios para la prospectiva.	129
4.3 Enfoque simplificado: prospectiva del balance energético.	132
4.4 Simulación de Montecarlo y LEAP.	132
4.4.1 Simulación de Montecarlo.....	133
4.4.2 LEAP.....	135

4.5 Recolección de información.....	138
4.5.1 Data de reservas de gas natural en Colombia.....	139
4.5.2 Data de producción de gas natural en Colombia.....	139
4.5.3 Data de consumo de gas natural en Colombia.....	140
4.5.4 Data reservas de petróleo en Colombia.....	141
4.5.5 Data producción de petróleo en Colombia.....	141
4.5.4 Crecimiento demográfico en Colombia.....	142
4.5.5 Evolución del PIB y PIB per cápita.....	143
4.5.6 Producción de energía primaria por energético.....	143
4.6 Prospectiva de los escenarios propuestos.....	145
4.6.1 Ganimedes.....	145
4.6.2 Ío.....	147
4.6.3 Calisto.....	149
4.7 Análisis de Resultados.....	150
4.7.1 Ganimedes.....	150
4.7.2 Ío.....	151
4.7.3 Calisto.....	152
4.7.4 Comparación de escenarios.....	153
5. CONCLUSIONES.....	155
6. RECOMENDACIONES.....	159
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	160

Lista de Figuras

Figura 1. Orden jerárquico de las entidades públicas en el sector energético.	22
Figura 2. Productos obtenidos en la recuperación de líquidos.....	29
Figura 3. Emisiones de CO2 por fuentes de energía, Mundo 1990-2017	31
Figura 4. Emisiones de CO2 de la electricidad por fuente de energía.	32
Figura 5. Emisiones totales de CO2.	33
Figura 6. Consumo de energía a nivel mundial por combustible.....	44
Figura 7. Consumo de energía por región.....	45
Figura 8. Porcentaje del consumo mundial de energía primaria por combustible.	46
Figura 9. Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos.....	48
Figura 10. Clasificación de las reservas.	49
Figura 11. Fator R/P por región.	51
Figura 12. Distribución porcentual de las reservas años 1998, 2008 y 2018.	52
Figura 13. Ejes de la industria del gas natural en Colombia.....	56
Figura 14. Nueva estructura del mercado sector gas natural en Colombia.	58
Figura 15. Canasta energética nacional.	60
Figura 16. Reservas y factor R/P del gas natural en Colombia.....	62
Figura 17. Consumo de gas natural en Colombia por regiones.	66
Figura 18. Consumo de gas natural en Colombia por sector.	67
Figura 19. Consumo gas natural por estrato.	72
Figura 20. Vehículos convertidos a gas natural.	73
Figura 21. Volumen total de gas transportado en Colombia 2019.....	76

Figura 22. Kilómetros adjudicados por compañía transportadora de gas natural.	78
Figura 23. Etapas en la comercialización de gas natural en Colombia.	83
Figura 24. Proceso de construcción y evaluación de escenarios.	97
Figura 25. Cuestionario Delphi a expertos.	113
Figura 26. Cuestionario actores del mercado.	114
Figura 27. Componentes prioritarios de la transición energética en Colombia.	116
Figura 28. Marco regulatorio adecuado para la transición energética en Colombia.	117
Figura 29. Factores que benefician la transición energética en Colombia.	118
Figura 30. Factores que dificultan la transición energética en Colombia.	119
Figura 31. Retos por superar para la transición energética según los actores del sector.	120
Figura 32. Retos por superar para la transición energética según los expertos.	121
Figura 33. Prospectiva	128
Figura 34. Esquema del proceso prospectivo.	129
Figura 35. Concepto método de Montecarlo.	134
Figura 36. Interfaz LEAP.	136
Figura 37. Ventana "Vistas" de LEAP.	138
Figura 38. Data reservas de gas natural en Colombia.	139
Figura 39. Data producción de gas natural en Colombia.	140
Figura 40. Data consumo de gas natural en Colombia.	140
Figura 41. Data de reservas de petróleo en Colombia.	141
Figura 42. Data producción de petróleo en Colombia.	142
Figura 43. Data crecimiento poblacional en Colombia.	142
Figura 44. Data PIB y PIB per cápita de Colombia.	143

Figura 45. Data evolución de la matriz energética de Colombia.	144
Figura 46. Producción de gas en Ganimedes.	146
Figura 47. Reservas de gas en Ganimedes.	146
Figura 48. Consumo de gas en Ganimedes.	147
Figura 49. Producción de gas en Ío.	147
Figura 50. Reservas de gas en Ío.	148
Figura 51. Consumo de gas en Ío.	148
Figura 52. Producción de gas en Calisto.	149
Figura 53. Reservas de gas en Calisto.	149
Figura 54. Consumo de gas en Calisto.	150
Figura 55. Comparación de producción en los tres escenarios.	153
Figura 56. Comparación de las reservas para cada escenario.	154
Figura 57. Comparación de consumo para cada escenario.	154

Lista de Tablas

Tabla 1. Composición típica del gas antes de ser refinado.	26
Tabla 2. Países con mayor consumo de energía primaria.	42
Tabla 3. Consumo energético por combustible para los cinco mayores consumidores	43
Tabla 4. Top 5 países con mayores reservas probadas de gas.	51
Tabla 5. Top 5 de los países mayores productores de gas natural.	53
Tabla 6. Top 5 mayores consumidores de gas natural.	53
Tabla 7. Consumo energético de Colombia.	61
Tabla 8. Mayores empresas productoras de gas natural en Colombia.	64
Tabla 9. Demanda total gas natural en Colombia.	65
Tabla 10. Consumo nacional promedio de gas natural por sector.	68
Tabla 11. Consumo de gas natural en Colombia por departamento.	69
Tabla 12. Consumo de gas natural de usuarios regulados por departamento.	71
Tabla 13. Evolución anual suscriptores gas natural por regiones	72
Tabla 14. Gas transportado por región en el 2019.	77
Tabla 15. Red de gasoductos nacional.	78
Tabla 16. Reglamento único de transporte RUT.	79
Tabla 17. Energía primaria en Colombia 2019.	145

Lista de Apéndices

Los apéndices están adjuntos en el CD y puede visualizarlos en base de datos de la biblioteca UIS.

Resumen

Título: ANÁLISIS PROSPECTIVO DEL MERCADO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA MEDIANTE LA FORMULACIÓN DE ESCENARIOS*

Autor: ARDILA RIOBO, Sergio Oswaldo.**

Palabras Clave: Gas Natural, Prospectiva, Mercado, Escenarios, Producción, Consumo, Demanda.

Descripción: El presente trabajo analiza el panorama actual del mercado de gas natural en Colombia, identificando la oferta y la demanda del recurso, y presentando cifras oficiales de las reservas, producción y consumo de gas natural del país. Posteriormente, se generan tres escenarios prospectivos para el mercado del gas natural en el país del café para el año 2030.

Por otro lado, en la elaboración de los escenarios propuestos, se definieron las variables e hipótesis significativas, no necesariamente cuantificables, abordadas desde una óptica general hacía la particular, es decir, se procedió identificando las hipótesis relevantes en el contexto mundial, así mismo las relativas a la región, lo cual convergió en la formulación de las hipótesis nacionales.

La integración de los planes y proyectos económicos, sociales, energéticos y ambientales en curso y en el horizonte de tiempo seleccionado, que están contemplados en las políticas de gobierno colombianas; fue otro de los parámetros decisivos en la formulación y modelamiento de los escenarios, los cuales son premisas consistentes, condensadas y congruentes con la visión del país.

Finalmente, mediante el uso de modelos estadísticos, se generan las curvas de oferta para cada uno de los escenarios previamente propuestos, discutiendo sus principales generalidades y las condiciones de mercado prevalecientes que permiten un comportamiento similar al de los modelos.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez, M. Sc. Ingeniería de Hidrocarburos. Codirector: Camilo Andrés Guerrero Martín, M. Sc. Macromoléculas.

Abstract

Title: PROSPECTIVE ANALYSIS OF THE NATURAL GAS MARKET IN COLOMBIA THROUGH THE FORMULATION OF SCENARIOS*

Author: ARDILA RIOBO, Sergio Oswaldo.**

Key Words: Natural Gas, Forecasting, Market, Scenarios, Production, Consumption, Demand.

Description: This paper analyzes the current panorama of the natural gas market in Colombia, identifying the supply and demand of the resource, and presenting official figures of the reserves, production and consumption of natural gas in the country. Subsequently, three prospective scenarios are generated for the natural gas market in the coffee country by 2030.

On the other hand, in the elaboration of the proposed scenarios, significant variables and hypotheses were defined, not necessarily quantifiable, approached from a general perspective towards the particular, In other words, it proceeded by identifying the relevant hypotheses in the global context, as well as those relating to the region, which converged in the formulation of the national hypotheses.

The integration of economic, social, energy and environmental plans and projects in progress and over the selected time frame, which are included in Colombian government policies; was another of the decisive parameters in the formulation and modeling of the scenarios, which are consistent, condensed and congruent with the country's vision.

Finally, using statistical models, supply curves are generated for each of the previously proposed scenarios, discussing their main generalities and prevailing market conditions that allow a behavior like that of the models.

* Bachelor Thesis.

** . Faculty of Physico-chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Erik Giovany Montes Páez, M. Sc. Hydrocarbon Engineering. Co-director: Camilo Andrés Guerrero Martín, M. Sc. Macromolecules.

Introducción

El cambio climático ha fomentado el debate académico, económico y político sobre la transición energética en el mundo. Así pues, cada país, respondiendo particularmente con su oferta y demanda de energía, necesita cambiar gradualmente su matriz energética para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en la mayor medida posible. Este objetivo implica la formulación de políticas públicas, el desarrollo sostenible y la promoción de otras fuentes de energía más respetuosas con el medio ambiente. Así, en el caso colombiano, el gas natural adquiere una atención especial con el objetivo de reducir gradualmente la exploración y producción de petróleo y carbón.

Debido a los cambios en la canasta energética a nivel mundial en los últimos años, donde se involucra directamente la producción y el consumo de hidrocarburos y, para este caso concreto el gas natural, se ve la necesidad de estar preparados para afrontar los nuevos escenarios del mercado energético en el país de forma oportuna y congruente al momento que se esté viviendo, asimismo, urge la toma de decisiones asertivas de acuerdo al instante que, permitan un desarrollo sostenible y duradero de la industria del gas natural en Colombia.

Documentos similares han sido desarrollados por diversas entidades en el mundo, sin embargo, son cuatro las instituciones expertas en este tipo de investigaciones: World Energy Council (WEC), Shell, British Petroleum (BP) y Shell, en el contexto nacional, se cuenta con los trabajos realizados por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

En este proyecto se formularán tres escenarios, estableciendo las variables e hipótesis de cada uno, lo que permitirá presentar información de las reservas, la producción y la demanda del gas

natural en Colombia para cada caso. Las predicciones de estos se realizarán mediante el uso de la simulación Monte Carlo, con el software LEAP.

Como se ha mencionado, en la transición energética, el protagonismo a nivel mundial y nacional del gas natural es notorio, se debe a las ventajas que ofrece frente a las diferentes fuentes de energía como el petróleo, la energía nuclear y otras energías renovables, por esta razón, se ha propuesto analizar el mercado colombiano mediante la formulación de los tres posibles escenarios, lo cual, entre otras cosas, permitirá establecer límites de autosuficiencia en el país e identificar posibles proveedores y compradores del recurso, desde luego, todo lo anterior basado en el momento actual de la nación y de la industria del gas.

Este documento hace una importante contribución a la construcción del conocimiento y constituirá un insumo para la generación de políticas energéticas en el país. Si bien la formulación de escenarios prospectivos es el foco principal del documento (el apropiado análisis de estos permite la oportuna y correcta toma de decisiones), también se pretende exponer el papel protagónico y, reconocer al gas como actor e indicador relevante en términos de evolución energética e incursión de energías renovables en la matriz energética de un país.

1. Aspectos Generales del Trabajo de Investigación

1.1 Alcance del Proyecto

En este proyecto se formularán escenarios estableciendo condiciones que permitan presentar los aspectos en cuanto a las reservas, la producción y la demanda del gas natural en Colombia.

Las predicciones de estos factores se analizarán mediante el uso de la simulación Monte Carlo, con el software LEAP generando conclusiones frente al estudio realizado.

1.2 Objetivos

1.2.1 *Objetivo General.*

Realizar un análisis prospectivo del mercado del gas natural en Colombia mediante la formulación de escenarios.

1.2.2 *Objetivos Específicos*

- Realizar un diagnóstico del comportamiento histórico y la situación actual de la industria y del mercado del gas natural en Colombia, enfocado en reservas, consumo y producción.
- Formular escenarios prospectivos del mercado del gas natural en Colombia mediante la revisión de información de referentes internacionales y entidades relacionadas con el área de investigación.
- Generar pronósticos de producción, demanda y reservas de gas natural para cada escenario, según las respectivas suposiciones y basados en la situación actual de la industria del gas natural en el país, empleando tendencias mediante el uso de la simulación de Monte Carlo.

1.3 Marco Teórico

1.3.1 Demand.

Es la conducta demostrada por los compradores de cualquier producto o servicio, desde luego, la cantidad de la demanda depende de los demandantes, los cuales se ven afectados por algunos parámetros, entre esos se encuentran: el precio (con el cual la demanda está relacionada negativamente y es a lo que se le conoce como la *ley de la demanda*¹), los ingresos, los precios de los productos similares, la necesidad y las expectativas. (Mankiw, 1998).

1.3.2 Oferta

Se entiende como la conducta de los vendedores. La cantidad ofrecida es la cantidad que los vendedores quieren y pueden vender, dicha cantidad también se ve determinada por algunos factores: el precio (cuando es alto, la venta se vuelve más rentable y consecuentemente la cantidad ofrecida es mayor, existe una relación positiva y es a lo que se le conoce como *Ley de la oferta*²), los precios de las materias primas, la tecnología y las expectativas. (Mankiw, 1998).

1.3.3 Mercado

Numerosas son las definiciones que se le han dado al concepto de mercado, puede decirse que es un término común en la jerga popular, muchos lo definirían como el contexto o espacio en el cual se ofrecen productos esperando recibir una contribución a cambio, sin embargo, esta escueta definición carece de tecnicismos y básicamente estudios previos para certificarla, académicos del

¹ Ley de la demanda: Cuando todo lo demás este constante y, el precio suba entonces baja la demanda.

² Ley de la oferta: Cuando lo demás este constante y sube el precio de un bien también aumenta la cantidad ofrecida.

tema tienen algunas definiciones un poco más sofisticadas, como las que se pueden observar a continuación:

(Fisher de la Vega & Espejo Callado, 2012), exponen la definición de mercado como el lugar donde se encuentran oferentes y demandantes y, en esa dinámica, se determina el precio de los bienes y servicios ofrecidos, el cual fluctúa con base al comportamiento de la oferta y la demanda.³

El mercado para efectos de la Mercadotecnia toma otra definición un tanto distinta, allí está constituido por los consumidores reales y potenciales de algún producto o servicio y, se deben cumplir tres condiciones: la primera es que existan individuos con necesidad y deseos por satisfacer, la segunda es que haya un producto capaz de satisfacer esas necesidades y deseos, por último, deben existir personas que vendan esos productos.⁴

Para (Stanton, Etzel, & Walker, 2007), el mercado es el conjunto de personas, entidades, empresas, etc, que tienen necesidades por satisfacer, cuentan con el dinero para subsanarlas y tienen la voluntad de gastarlo.

Según (Bonta & Farber, 1994), el mercado es donde coexisten la oferta y la demanda. Particularmente, el mercado es el conjunto de todos los compradores reales y potenciales de un bien o servicio.

El profesor (Mankiw, 1998), definió afirmó que el mercado es el grupo de compradores y vendedores de un producto o servicio. Donde, entre todos los compradores determinan la demanda y todos los vendedores la oferta.

Así las cosas, el presente trabajo se desarrollará bajo los conceptos de Bonta & Farber.⁵

³ Fisher de la Vega, L. E., & Espejo Callado, J. (2012). *Mercadotecnia* (Cuarta Edición). Ciudad de México.

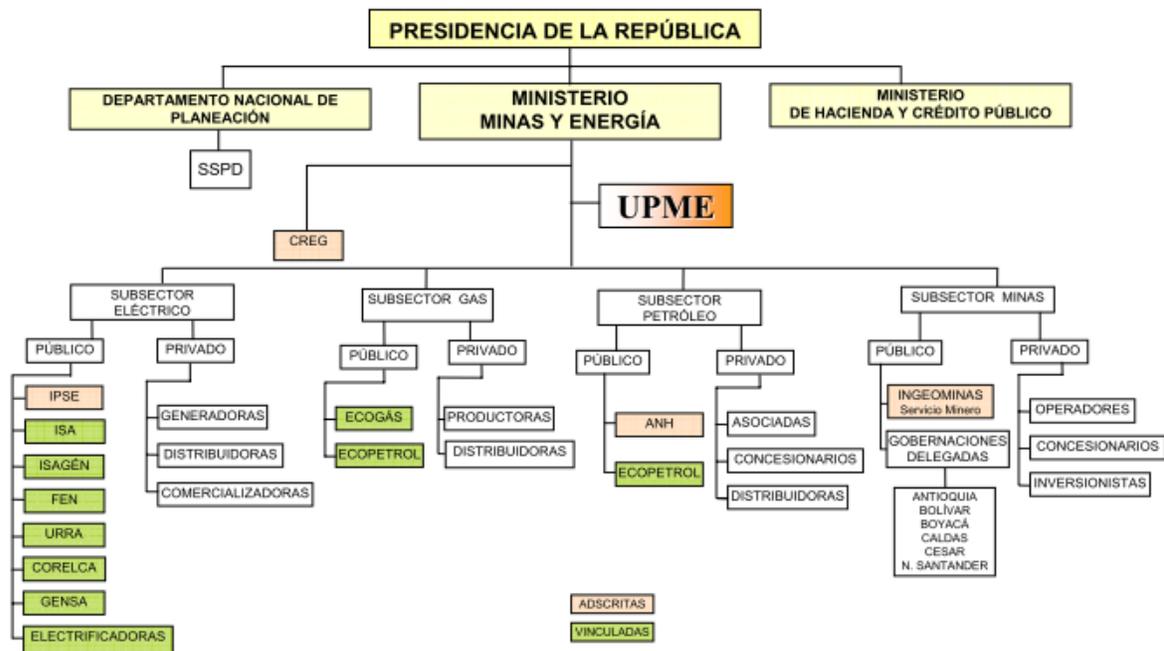
⁴ Ibid.

⁵ Bonta, P., & Farber, M. (1994). *199 preguntas sobre Marketing y Publicidad*. Bogotá, Colombia.

1.3.4. Mercado Energético

Es el mercado donde se tranza energía. En particular, el sector energético colombiano está conformado por distintas entidades y empresas que cumplen diversas funciones en los mercados de generación, transmisión, comercialización y distribución de energía. (Grupo Energía Bogotá, n.d.). Dicho mercado en Colombia está regulado como se muestra en la figura 1. Orden jerárquico de las entidades públicas en el sector energético.

Figura 1. Orden jerárquico de las entidades públicas en el sector energético.



Nota: Tomado de (Unidad de Planeación Minero Energética UPME, 2007)

1.3.5 Sectores del Mercado del Gas Natural

Según (Unidad de Planeación Minero Energética UPME, 2018), el mercado del gas natural en Colombia se divide en sectores: industrial, termoeléctrico, refinería, residencial, GNVC,

transportadores, consumo Ecopetrol, petroquímico y terciario. En la cadena de valor del sector terciario del país, están representados los siguientes subsectores: comercio; alojamiento, suministro de comidas y bebidas; intermediación financiera; salud; y educación. (Aristizábal, Dyner, Energética-upme, & Lozano, 2017).

1.3.6 Comercio Internacional

Es la capacidad de acceder a productos cuya fabricación o manufactura no es en la región de consumo. Gran cantidad de bienes y servicios solo se obtienen en ciertas partes del mundo, de no ser por el comercio exterior sería imposible satisfacer la demanda de los consumidores de estas zonas.⁶

1.3.7 Tendencias

Las tendencias son hechos que ocurren en un sistema y que pueden impactar positiva o negativamente el desempeño de un sector. Pueden ser económicas, sociales, ambientales, tecnológicas, políticas o sectoriales y son elementos que tienen su inicio en el presente y su desarrollo en el futuro. Constituyen hechos que esperan su consolidación e impacto hacia el futuro. (Universidad del Valle & Universidad Nacional, 2018).

1.3.8 Matriz Energética

Representa cuantitativamente el consumo de energía de un país, e indica la incidencia relativa de las fuentes de las que procede cada tipo de energía: nuclear, hidráulica, solar, eólica, biomasa,

⁶ Stanton, W. J., Etzel, M. J., & Walker, B. J. (2007). *Fundamentos de Marketing* (Décimo Cua). Ciudad México.

geotérmica o combustibles fósiles como el petróleo, el gas y el carbón. La matriz energética es útil para realizar análisis y comparaciones sobre los consumos energéticos de un país a lo largo del tiempo, o para comparar con otros países, y es una herramienta fundamental para la planificación. (Educar & Fundación YPF, 2012).

2. Gas Natural y su Mercado

En esta sección se analizará lo relacionado al recurso fósil más amigable con el medio ambiente.

2.1 Definición, clasificación y usos del gas natural

Mokhatab, Poe, & Speight (2006), afirmaron que el gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso, esto significa que los principales componentes son metano y etano, sin embargo, no son los únicos, en menor proporción se encuentran propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados. Muchos gases naturales contienen nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. También pueden estar presentes trazas de argón, hidrógeno y helio. La composición del gas natural puede variar ampliamente. Una composición típica del gas antes de ser refinado se puede observar en la tabla 1.

El gas natural se considera un combustible limpio y respetuoso con el medio ambiente, asimismo ofrece importantes beneficios ambientales en comparación con otros combustibles fósiles. Como lo expresa (Mokhatab et al., 2006), posee mejores cualidades medioambientales comparándolo con el carbón o el petróleo crudo, es decir, las emisiones de dióxido de azufre son insignificantes, los niveles de emisiones de óxido nitroso y de dióxido de carbono son menores. Esto ayuda a reducir los problemas de la lluvia ácida, la capa de ozono o los gases de efecto invernadero.

Tabla 1. Composición típica del gas antes de ser refinado.

Nombre	Formula	% Volumen
Metano	CH ₄	>85
Etano	C ₂ H ₆	3-8
Propano	C ₃ H ₈	1-2
Butano	C ₄ H ₁₀	<1
Pentano	C ₅ H ₁₂	<1
Dióxido de Carbono	CO ₂	1-2
Sulfuro de Hidrogeno	H ₂ S	<1
Nitrógeno	N ₂	1-5
Helio	He	<0.5

Nota: Modificado de Natural Gas a Basic Handbook. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.

El descubrimiento del gas natural data de tiempos antiguos en el Medio Oriente, en lo que hoy se conoce como Irán entre los años 6000 y 2000 a.C. Hace miles de años, se notó que las filtraciones de gas natural encendidas por rayos de luz generaron manantiales ardiendo. En Persia, Grecia, o India, la gente construyó templos alrededor de estas llamas eternas para sus prácticas religiosas.

Sin embargo, el valor energético del gas natural no fue reconocido hasta aproximadamente el 900 a. C en China y, justamente los chinos perforaron el primer pozo de gas natural conocido, en el 211 a. C, se presume la perforación se realizó con varas de bambú y primitivas brocas de percusión, con el claro objetivo de encontrar gas en yacimientos de caliza. En el siglo VII en Japón se descubrió la existencia de un pozo de gas. Desde luego, las civilizaciones griega y romana, así como la Edad Media, conocieron los efectos de la combustión del gas (Guerrero Suárez & Llano Camacho, 2003).

En el siglo XVI Paracelso, quien floreciese como alquimista y médico suizo, fue quien produjo por primera vez gas combustible (hidrógeno) por contacto de ácidos con metales y lo llamó «espíritu salvaje»; Juan Bautista van Helmot lo denominó «ghost» (fantasma, espíritu) de donde se derivó, por deformación de esta palabra, el nombre de «gas». En el siglo XVII Robert Boyle, químico y físico irlandés, obtuvo vapor de agua, alquitrán gas por destilación o carbonización de la hulla.

En Europa, el gas natural era desconocido hasta que fue descubierto en Gran Bretaña en 1659, aunque no fue comercializado hasta alrededor de 1790, William Murdock consiguió en 1792 alumbrar con gas su casa y sus talleres. En 1797 se instaló luz, a partir del gas, en la Avenida Pall Mall de Londres, y a partir de entonces se desarrolló rápidamente la industria del gas en Inglaterra. (Guerrero Suárez & Llano Camacho, 2003).

Guillermo Augusto Lampidus, un farmacéutico y químico, alumbro un sector de Freiberg, Alemania, en 1811. En 1821 en Fredonia, Estados Unidos, los residentes observaron burbujas de gas elevándose a la superficie desde un arroyo. (Mokhatab et al., 2006). Para 1828 en presencia del rey de Sajonia, se alumbraron las calles de Dresden, Alemania, sin embargo, no fue sino hasta 1895, gracias al Austriaco Carl Auer, que el gas de alumbrado adquirió importancia relevante en las principales ciudades del mundo.

Pero el gran auge en la historia del gas natural no llega, prácticamente, hasta 1960. Entonces los grandes descubrimientos y la explotación de importantes yacimientos en diferentes partes del mundo, especialmente en Europa Occidental, Rusia y norte de África, dan progresivamente una dimensión mundial a la industria del gas natural.

El primer gran yacimiento de gas libre en el país fue Ballena, descubierto por Texaco en 1973, y meses después hallarían Chuchupa, otro campo aún mayor mar adentro, los dos ubicados en la

Guajira. En los años siguientes, el gas natural tuvo un bajo crecimiento, sin embargo, en 1986 se dio inicio al programa “Gas para el cambio”, el cual permitió ampliar el consumo de gas en las ciudades, realizar interconexión nacional y tener nuevos hallazgos.

2.1.2 Clasificación del gas natural

En líneas generales el gas natural se puede clasificar de dos formas, por su origen y por su composición.

2.1.2.1 Clasificación del gas natural por su origen. En esta clasificación se tiene el *gas libre*, es aquel gas que no contiene hidrocarburos líquidos en fondo y, el *gas asociado*, es aquel gas que contiene hidrocarburos líquidos en fondo.

2.1.2.2 Clasificación del gas natural por su composición. Según la composición del gas, se subclasifica en:

2.1.2.2.1 Contenido de líquidos. Esta clasificación se hace a partir del GPM, el cual hace referencia a los galones de líquido que se pueden extraer por cada mil pies cúbicos de gas natural a condiciones estándar. Así pues, el gas se puede clasificar en:

- Gas Rico: Es aquel cuyo $GPM > 1$.
- Gas Pobre: Es aquel cuyo $GPM < 1$.

Cuando se hace referencia a un gas rico o uno pobre, es importante tener presente que el alcance de la clasificación llega al punto de mostrar o brindar nociones de la cantidad relativa de líquidos en la corriente de gas, mas no constituye un indicador preciso de la calidad del hidrocarburo.

En los campos petroleros, durante el tratamiento al gas y, dependiendo de las especificaciones de entrega, es posible hacer un recobro de estos líquidos asociados al gas natural, los productos obtenidos en este proceso son: Líquido de Gas Natural (LGN), Gas Natural Licuado (GNL), Gas Licuado del Petróleo (GLP), la figura 2 muestra una breve descripción de cada uno de estos productos.

Figura 2. *Productos obtenidos en la recuperación de líquidos*

Producto	Descripción
Líquido de gas natural (LGN)	Es un término general que se aplica a los líquidos recuperados de gas natural y, como tal, se refiere al etano, propano, butano, pentano y productos más pesados (mayor peso molecular).
Gas natural licuado (GNL)	Se refiere básicamente a los hidrocarburos metano y etano que se han licuado a temperaturas criogénicas y a una presión cercana a la atmosférica, con el fin de ser transportado.
Gas licuado de petróleo (GLP)	Es una mezcla de hidrocarburos que contiene propano y butano, que existen en estado gaseoso en condiciones atmosféricas, pero se puede convertir al estado líquido en condiciones de presión moderada a temperatura ambiente.

Nota. Tomado de Evaluación del sistema de refrigeración mecánica con propano industrial en una planta de recobro de líquidos de gas natural (Carvajal Mejía & Osorio Calderón, 2019).

2.1.2.2.2 Contenido de azufre. Se tienen dos tipos de gas:

- Gas Amargo: Contiene derivados del azufre (ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros) (>1% de su composición).

- Gas Dulce: Libre de derivados del azufre, se obtiene generalmente al endulzar el gas amargo utilizando solventes químicos o físicos, o adsorbentes (< 1% de su composición).

Resulta sumamente importante anotar que no se puede caer en el error de pensar que es imposible tener un gas, por ejemplo: asociado – dulce, pues claramente, como los parámetros de clasificación son diferentes, puede existir el gas que encaje perfectamente con las dos clasificaciones.

2.1.3 Usos del gas natural.

El gas natural se utiliza principalmente como combustible y como materia prima en la fabricación.

Se utiliza en hornos domésticos, calentadores de agua y cocinas. Como combustible industrial, se utiliza en hornos de ladrillos, cemento y baldosas cerámicas; en fabricación de vidrio; para generar vapor en calderas de agua; y como calor limpio fuente para esterilizar instrumentos y procesar alimentos.

Como materia prima en la fabricación petroquímica, el gas natural se utiliza para producir hidrógeno, azufre y amoníaco. El amoníaco se usa en una variedad de fertilizantes y como materia prima secundaria para la fabricación de otros productos químicos, incluyendo ácido nítrico y urea. El etileno, un importante petroquímico, también se produce a partir de gas natural.

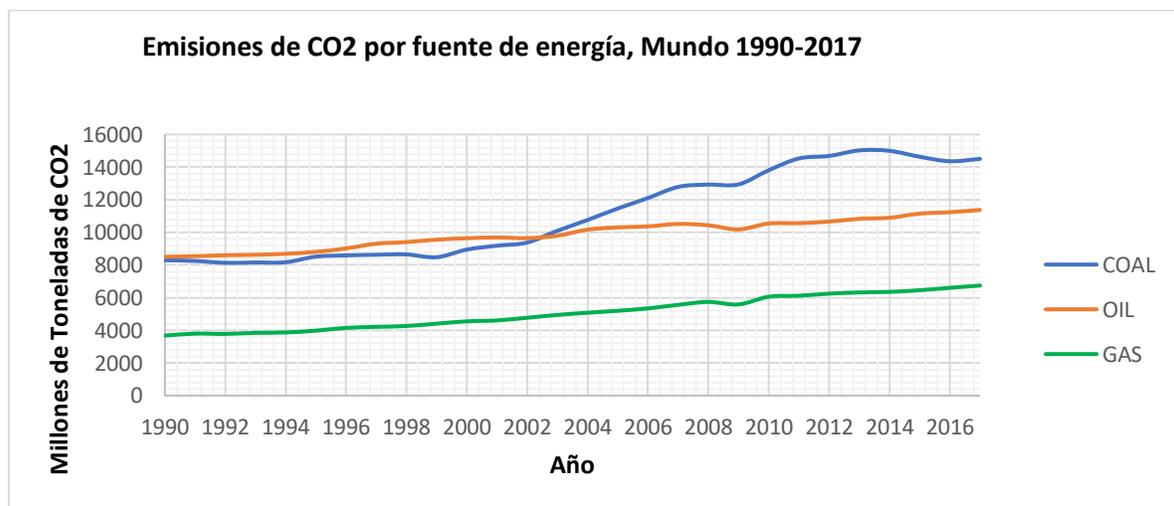
En Colombia los usos que se le dan al gas natural están condicionados por los sectores de consumo.

El gas natural se considera un combustible limpio, ecológico, ofreciendo importantes beneficios ambientales en comparación con otros fósiles combustibles.

2.2 Comparación del gas natural con otras fuentes energéticas

A continuación, se mostrará una serie de comparaciones realizadas por la International Energy Agency (2018), sobre las emisiones de dióxido de carbono de algunas fuentes energéticas. En la figura 3, se aprecian las toneladas de CO₂ producidas en el mundo cada año, debido al uso del carbón, el petróleo y el gas natural, desde 1990 hasta 2017. Como se observa, la fuente energética con menor emisiones de CO₂ es el gas natural, produce 50% menos emisiones que el carbón

Figura 3. Emisiones de CO₂ por fuentes de energía, Mundo 1990-2017



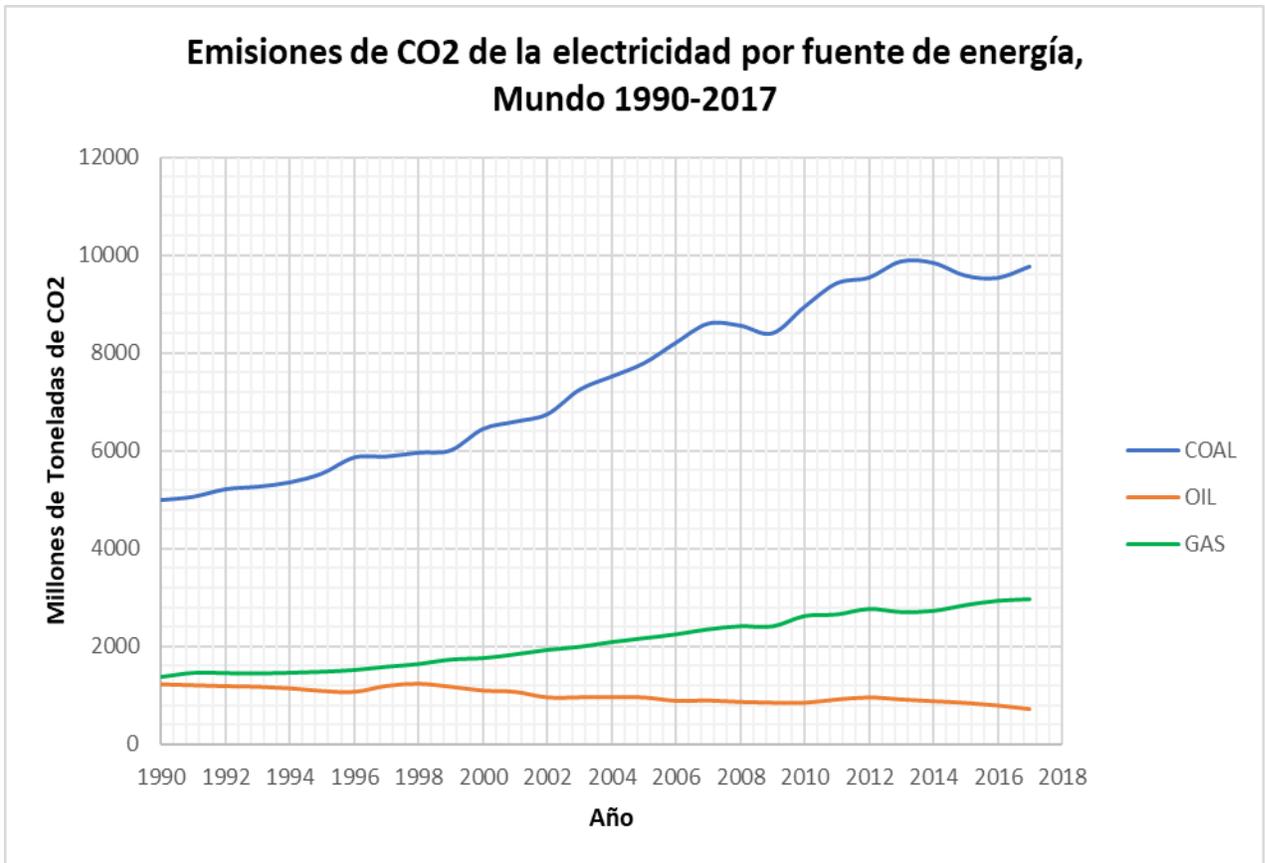
Nota: Modificado de International Energy Agency, Data and statistics, CO₂ emissions⁷

La figura 4, muestra las toneladas de CO₂ producidas en el mundo cada año, debido al uso del carbón, el petróleo y el gas natural para la generación de electricidad. Evidentemente, se aprecia que la electricidad generada con carbón alcanza valores de emisiones muy superiores a la producida con gas y petróleo, esto se debe justamente a que, en proporción, su uso para tal fin es

⁷ International Energy Agency. (2018). Data and statistics. Retrieved from <https://www.iea.org/data-and-statistics/?country=WORLD&fuel=CO2>

muy superior al de los otros dos combustibles fósiles, cuyos principales sectores de consumo difieren del que se está analizando.

Figura 4. Emisiones de CO2 de la electricidad por fuente de energía.



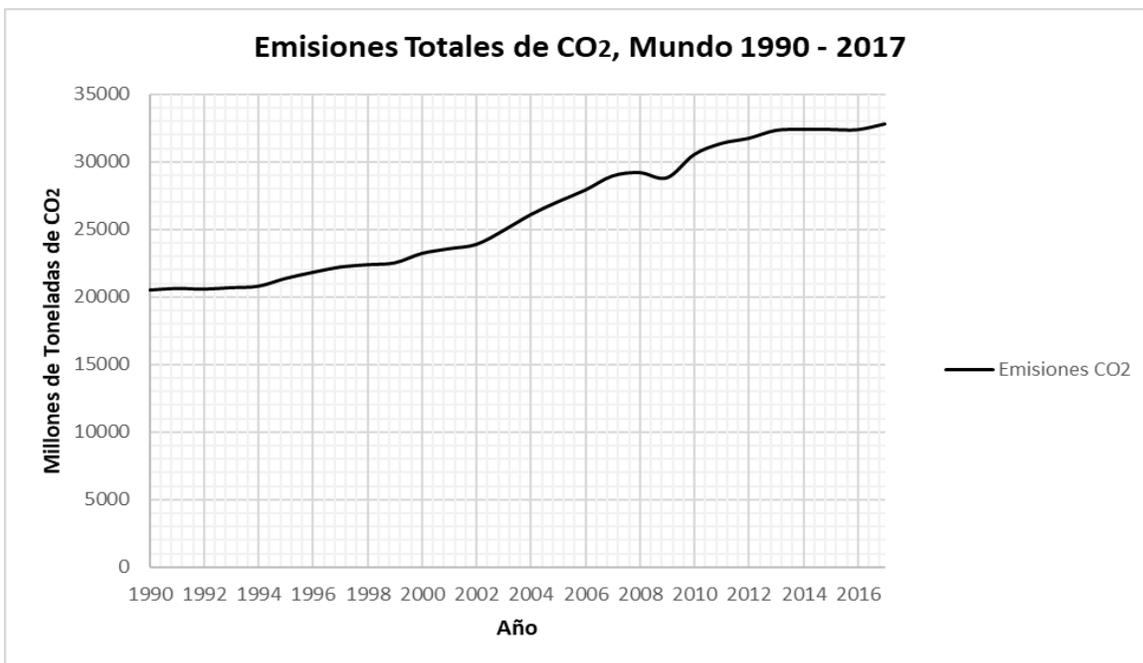
Nota: Modificado de International Energy Agency, Data and statistics, CO2 emissions⁸

Finalmente, la figura 5, representa las emisiones totales de CO2 producidas en el mundo cada año, desde 1990 hasta 2017. Se evidencia incremento continuo año tras año, una posible causa es el aumento de la población mundial y, los avances en tecnología que por una parte han llevado electricidad a zonas que hace 30 años no tenían cobertura y por otro lado representan un mayor

⁸ Ibid.

consumo energético en los hogares contemporáneos, donde, por poner un ejemplo, prácticamente cada integrante del núcleo familiar tiene a su disposición un dispositivo móvil, diferencia notable con los hogares de la década de los 90's. Es por esto por lo que gobiernos y organizaciones en todo el mundo han puesto la lupa en busca soluciones para controlar el incremento de las emisiones.

Figura 5. Emisiones totales de CO2.



Nota: Modificado de International Energy Agency, Data and statistics, CO2 emissions⁹

2.3 Mercado del gas natural

Según lo expresan Santillana & Salinas de Santillana (2016), hoy por hoy el mercado del gas natural está en su fase de desarrollo, eso sí, con mucho potencial debido a que es considerado el

⁹ Ibid.

puente necesario a cruzar si se desea alcanzar una diversificación energética significativa. En este momento no sería del todo preciso hablar de un mercado a nivel global, como si se puede hacer con el petróleo, para conseguir este objetivo, el gas debe lograr gradualmente el estatus de “commodity” (bien transable) comercializado globalmente. Cuando esto finalmente ocurra su comercialización (Trading) tendrá impactos significativos en la economía mundial, existirán mayores oportunidades, pero también mayores riesgos, interdependencias y alineamientos geopolíticos.

Por sus características en términos de recursos, conexión física y evolución de los precios se puede hablar en la actualidad de tres mercados regionales para el gas natural y, la comercialización o Trading de gas natural se da en la actualidad por dos medios: por gasoducto y por vía marítima (cuando se comercializa Gas Natural Licuefactado (LNG)). Los mercados regionales son los Estados Unidos de Norteamérica, la Cuenca Asia Pacífico y la Región Europea.

El negocio del gas natural se maneja en unidades de volumen (metros cúbicos m^3 o pies cúbicos ft^3) y de energía (kilovatio hora kWh o unidades caloríficas BTU). En este orden de ideas, se compra o vende (normalmente en dólares) capacidad volumétrica y capacidad para la generación de energía.

La forma general en la que opera el mercado del gas natral es la siguiente: existen empresas encargadas de explotar el recurso, es decir, extraerlo del yacimiento, estas empresas son conocidas como operadoras o productoras y tienen a cargo uno o varios campos, son compañías del sector de hidrocarburos cuya función es producir el recurso y venderlo a los comercializadores.

Los comercializadores son las organizaciones que compran y venden gas y/o capacidad de transporte, estas compañías compran el gas a los productores y capacidad de transporte a las empresas transportistas, evidentemente. Posteriormente realizan las ventas en los diferentes

mercados que conforman el global del gas natural. Dentro de este grupo también se encuentran los comercializadores de gas importado, la función es la misma, varía el lugar de donde proviene el recurso. Las empresas transportadoras o transportistas son las encargadas de recibir el crudo en los gasoductos a unas condiciones específicas y entregarlo en otro punto de la red de oleoductos a determinadas condiciones (según la regulación del país). Se podría decir que son las operadoras de los oleoductos, razón por la cual ofrecen el servicio de transportar el gas por las redes de alta presión o, lo que es igual, venden capacidad de transporte. Las distribuidoras son las empresas que venden el servicio de distribución de gas natural a los consumidores finales, esto implica que la operación se realice en líneas de baja presión. Reciben el gas en las City Gates (Puerta de la Ciudad), estas son unas plantas de regulación de presión, medición y tratamiento secundario. Posteriormente se distribuye. Los consumidores de gas natural se clasifican en dos grupos principales, el primero está conformado por los de consumo industrial como las termoeléctricas, el segundo, los consumidores del sector terciario¹⁰. Existen interacciones propias entre los participantes que conforman los sectores del mercado global del gas natural, dentro de los cuales están: el sector primario, secundario y terciario, se ahondará en la descripción de estos mercados en la sección 2.6 de este trabajo.

2.3.1 Oferentes de gas natural

Los oferentes del gas natural son las empresas operadoras de los campos petroleros que producen el hidrocarburo, son el primer eslabón en la cadena productiva del gas natural, y su propósito es venderlo a los comercializadores, mas no a los consumidores finales.

¹⁰ El sector terciario está compuesto por: comercio; alojamiento, suministro de comidas y bebidas; intermediación financiera; salud; y educación.

Bajo esa misma línea de pensamiento, los comercializadores de gas nacional como los de gas importando también actúan como oferentes del recurso, pero su segmento de mercado serán los consumidores finales o el sector secundario. El gas natural se vende en USD/MMBTU (dólares por millón de BTU¹¹).

2.3.2 Demandantes de gas natural

Como se había mencionado anteriormente, los usuarios de gas natural se pueden dividir en dos grandes grupos: los de consumo industrial (o consumidores no regulados) y los consumidores regulados. Cuando una empresa tiene un consumo mayor a 100000 ft³/día o 2810 m³/día se considera consumidor no regulado. (Guerrero Suárez & Llano Camacho, 2003). Sin embargo, por lo menos para el escenario nacional, los usuarios no son los únicos compradores de gas natural, las dinámicas del mercado expresadas en la resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG 089 (2013), muestra que existen figuras como el comprador cesionario, comprador de corto plazo, comprador primario y comprador secundario.

2.3.3 Transporte de gas natural

El transporte de gas natural se realiza por gasoductos o buques, las empresas que contratan este servicio pagan por capacidad de transporte, es decir, por el volumen que desean transportar. Los oleoductos son tuberías de polietileno o acero y están diseñadas para operar a altas presiones, según la regulación de cada país, en Colombia aplica el Reglamento Único de Transporte (RUT);

¹¹ BTU: Cantidad de calor para incrementar la temperatura de una libra de agua (16 onzas) en 1 °F (0.6 °C)

interconectan puntos específicos de la geografía de cada país, como lo son: principales campos productores, puertos marítimos, puntos de acopio, ciudades principales, etc.

El transporte por gasoductos termina en las puertas de la ciudad o City Gate, ya que en estas plantas se regula la presión, es decir, se baja la presión, también se realizan operaciones de medición y tratamiento secundario. El valor del transporte lo asumirá el comerciante o la empresa productora, según los términos del contrato y/o el punto del gasoducto en que se acordó entregar el gas natural.

Desde las City Gates se reparte el gas natural a los consumidores finales usando las redes de distribución de presión baja, son las mismas que llegan hasta los hogares, comercios, hospitales, colegios, etc. Sin embargo, no es el único tipo de gas que llega a los hogares, también se usa el Gas Licuado del Petróleo (GLP), es un hidrocarburo que se obtiene durante la refinación del petróleo. Se llama licuado porque mediante un proceso de compresión y enfriamiento se puede almacenar en forma líquida.

2.4 Precios del gas natural

Santillana & Salinas de Santillana (2016) afirman que la determinación de los precios están en función de micro factores. De manera particular la localización de un mercado específico, la estructura de los contratos de suministro hacia dicho mercado y el tiempo de entrega suelen ser factores más importantes que los balances de oferta y demanda.

Es preciso aclarar que dichos balances más las diferencias de fletes entre regiones, es lo que permite las denominadas “ventanas de arbitraje” que es el fundamento del trading internacional de petróleo. Esto aún no sucede con la comercialización de gas natural debido a que el mercado en su

mayoría es regional. También hay que recordar que este trading global requiere de un mayor desarrollo del suministro y comercialización de gas natural licuado (LNG) a nivel global.

En los mercados de grandes superficies están presentes los Hubs, básicamente son lugares donde se reúnen las cargas de mercancías con la finalidad de ser redistribuidas, allí se transan importantes volúmenes físicos de productos y volúmenes considerables de papeles a futuro en lo que se denomina Hedging, o inversiones de cobertura, consiste en abrir una posición en un producto correlacionado de manera contraria para evitar movimientos imprevistos en la cotización.

El más famoso de los Hubs es Cushing en Oklahoma (Estados Unidos) punto sobre el cual se comercializa el petróleo crudo llamado West Texas Intermediate (WTI).

Para el caso del gas natural el mercado más importante en Estados Unidos es el Henry Hub que está ubicado en Luisiana. El Henry Hub es el mercado spot y de futuros de gas natural más grande de los Estados Unidos. El mercado spot es aquel donde todos los activos que se compran o venden se entregan de forma inmediata (o en un corto período de tiempo) al precio de mercado del momento de la compra/venta y, el mercado de futuros consiste en la realización de contratos de compra o venta de ciertas materias en una fecha futura, pactando en el presente el precio, la cantidad y la fecha de vencimiento. Muchos intermediarios de gas natural también emplean el Henry Hub como su punto de entrega física del contrato o su precio de comparación para sus transacciones spot de gas natural.

Al igual que el petróleo crudo WTI, el gas natural que fija su precio en el Henry Hub se comercializa en un mercado a futuro de gas físico y papeles en el New York Exchange Mercantile (NYMEX), hoy CBE. El precio en este mercado de referencia debe reflejar el poder de los actores que especulan con precios a futuro y que pueden llegar a influir mucho más que los factores

técnicos (balance oferta demanda y disponibilidad de transporte) en la formación de precios del gas. (Santillana & Salinas de Santillana, 2016).

Cada mercado regional tiene su propio esquema de formación de precios (con los cambios ya mencionados). Así, en los Estados Unidos se forma el precio del gas natural relacionado con el Henry Hub (como se explicó). En la Región europea la formación de precios se relaciona a dos puntos diferentes; el precio de importación CIF de Alemania y los precios en Gran Bretaña en NBP (National Balancing Point). En Japón los precios se forman en relación con el precio de importación promedio CIF Japón.

2.5 Estadísticas de gas natural en el mundo

Las cifras y estadísticas de gas natural aquí expuestas son tomadas del boletín periódico de British Petroleum (2019), el cual maneja cifras del 2018, únicamente se maneja esta fuente informativa con el fin de minimizar discordancias entre las mismas. Para el año 2018:

- El consumo mundial de energía primaria creció rápidamente, liderado por el gas natural y las renovables. Sin embargo, las emisiones de carbono se elevaron a su mayor tasa en siete años.
- En cuanto al combustible, el crecimiento del consumo de energía fue impulsado por el gas natural, que contribuyó más del 40% del aumento. Las energías renovables representaron el segundo mayor incremento de crecimiento energético.
- China, EE. UU y la India juntos representaron más de dos tercios del aumento global de la demanda de energía.

- El consumo de gas natural aumentó en 195 billones de metros cúbicos (bcm), o 5.3%, una de las tasas de crecimiento más rápidas desde 1984.
- El crecimiento del consumo de gas fue impulsado principalmente por los EE. UU. (78 bcm), apoyado por China (43 bcm), Rusia (23 bcm) e Irán (16 bcm).
- Fuera de los Estados Unidos, el crecimiento de la demanda mundial de gas fue relativamente concentrado en tres países: China (43 bcm), Rusia (23 bcm) e Irán (16 bcm) que, junto con los EE. UU, representaron el 80% del crecimiento mundial.
- El consumo de gas de China creció un asombroso 18% en el 2018. Este crecimiento se derivó en gran medida de la continuación de las políticas ambientales que fomentan el cambio de carbón a gas en la industria y los edificios para mejorar la calidad del aire local, junto con un fuerte crecimiento de la actividad industrial durante el primer semestre del año.
- Por el lado de la oferta, el crecimiento de la generación de energía fue liderado por las energías renovables, que crecieron 14.5%, contribuyendo alrededor de un tercio del crecimiento; seguido por el gas natural (3.9%) y el carbón (3.0%). China siguió liderando el crecimiento de las energías renovables, representando el 45% del crecimiento global de la generación de energía renovable.
- Si bien las renovables porcentualmente fueron las que mayor crecimiento presentaron en el 2018, en el marco de la canasta energética mundial parecen estar envejeciendo, a pesar de la creciente penetración de estas energías, la combinación de combustibles en el sistema energético global sigue siendo deprimente plana, con la proporción de combustibles no fósiles (36%) y carbón (38%) en 2018 sin cambios en sus niveles de hace 20 años.

Para dar una idea del reto que plantea la fortaleza del crecimiento de la demanda de energía: al centrarse exclusivamente en las energías renovables, dado el perfil del crecimiento de la demanda, para mantener el nivel de emisiones de carbono del sector energético a su nivel de 2015, la generación de energía por parte de las renovables habría necesitado crecer más del doble de lo que realmente lo hizo, por más de 1800 TWh (Tera vatio hora) en los últimos tres años, en lugar de su crecimiento real de un poco más de 800 TWh. Un número asombroso, esa generación renovable adicional de alrededor de 1000 TWh es aproximadamente equivalente a toda la generación renovable de China y los Estados Unidos combinados en 2018.

Alternativamente, se podría haber logrado el mismo resultado para las emisiones de carbono sustituyendo alrededor del 10% del carbón en el sector de la energía eléctrica por gas natural. La intuición es que las energías renovables siguen siendo una parte relativamente pequeña de la generación de energía en relación con el carbón, sin embargo, si se proyecta un fuerte posicionamiento de estas, por lo que los movimientos proporcionales del carbón son mucho menores.

2.5.1 Canasta energética mundial

Antes de hablar de la canasta energética mundial, es preciso tener presente algunos datos que ayudan a formar un contexto completo en términos energéticos. Así las cosas, es necesario comenzar mostrando en la tabla 2 cinco (5) las naciones con el mayor consumo de energía primaria.

La energía primaria es la energía disponible en la naturaleza antes de ser transformada. Existen dos grupos: las energías primarias no renovables (petróleo, carbón, gas y uranio) y las energías primarias renovables (hidráulica, eólica, solar y biomasa etc.)

Tabla 2. Países con mayor consumo de energía primaria.

País	Consumo
China	3273.5
Estados Unidos	2300.6
India	809.2
Rusia	720.7
Japón	720.3

Nota: Elaboración propia, datos tomados de BP Statistical Review of World Energy 2019. Consumo dado en millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtoe o Mtep)¹².

El consumo de energía primaria de estos cinco países representa el 54.5% del consumo total del planeta. La región con mayor consumo es Asia Pacifico, 40% del consumo a nivel mundial.

En la tabla 3 se observa el consumo energía primaria de cada uno de los cinco países discriminados por tipo de combustible.

Se puede observar que, en China, el país con mayor consumo energético primario predomina aún el uso del carbón, a pesar de ser el país que más genera y consume energías renovables. En Estados Unidos los combustibles con mayor consumo son el petróleo y gas natural, asimismo, es el país que más consumo de energía nuclear presenta. India por su parte tiene al carbón como el combustible con mayor consumo, y es el país que menos energía nuclear consume. En Rusia el

¹² Toneladas equivalentes de petróleo. Es una unidad de energía. Su valor equivale a la energía que rinde una tonelada de petróleo. Es usado como parámetro de referencia.

gas natural es el que predomina el consumo, más del 50% de la energía consumida proviene de este combustible y es la nación con menor consumo de energías renovables. En Japón el petróleo es el combustible de mayor consumo seguido por el carbón y el gas natural.

Tabla 3. Consumo energético por combustible para los cinco mayores consumidores

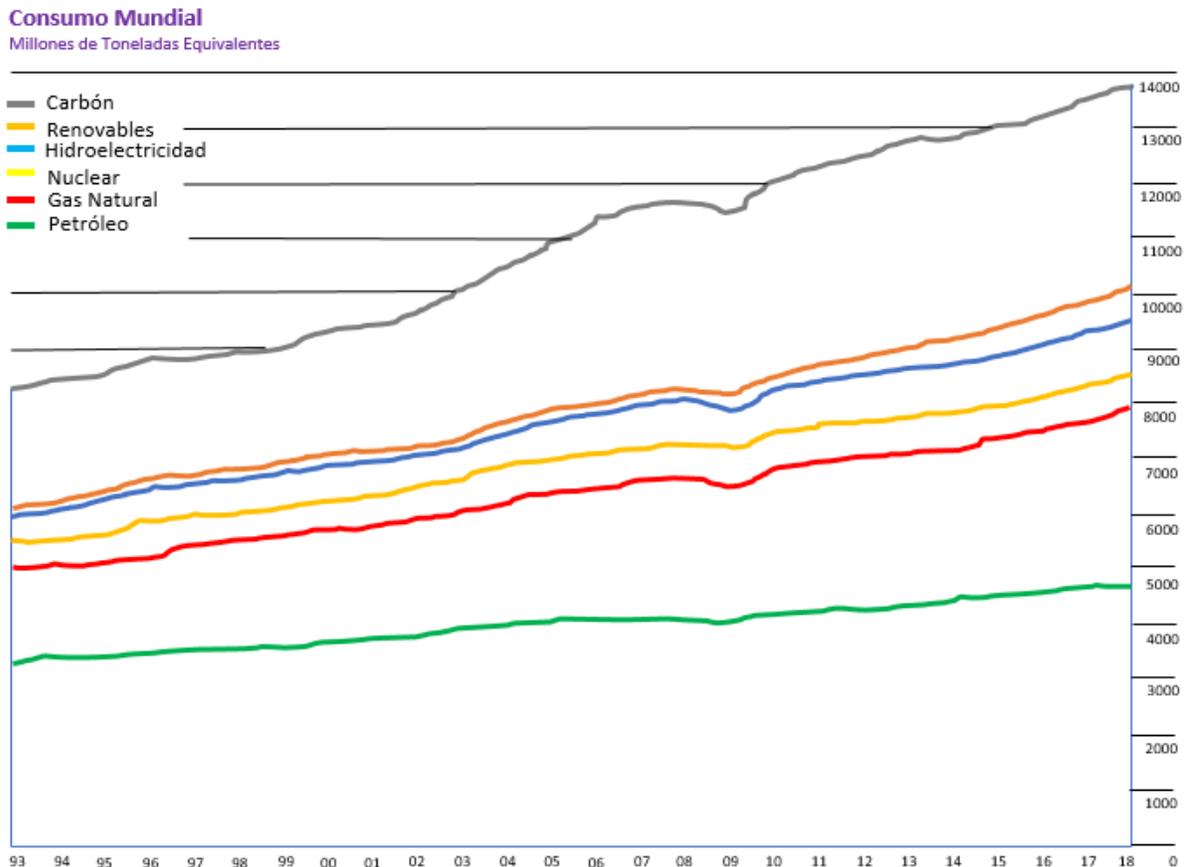
País	Petróleo	Gas	Carbón	Energía Nuclear	Hidro electricidad	Renovables	Total
China	641.2	243.3	1906.7	66.6	272.1	143.5	3273.5
EE. UU	919.7	702.6	317.0	192.2	65.3	103.8	2300.6
India	239.1	49.9	452.2	8.8	31.6	27.5	809.2
Rusia	152.3	390.8	88.0	46.3	43.0	0.3	720.7
Japón	182.4	99.5	117.5	11.1	18.3	25.4	454.1

Nota: Elaboración propia, datos tomados de BP Statistical Review of World Energy 2019. Consumo dado en millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtoe o Mtep).

Con base en esta data se puede comprender mejor el porqué del difícil reto de la descarbonización del planeta, en las cinco naciones con mayor consumo energético primario el carbón se encuentra por lo menos en la tercera posición de los combustibles más usados.

En la figura 6 se aprecia el consumo a nivel mundial por combustible, en primer lugar, se encuentra el petróleo, seguido por el carbón y el gas natural.

Figura 6. Consumo de energía a nivel mundial por combustible.



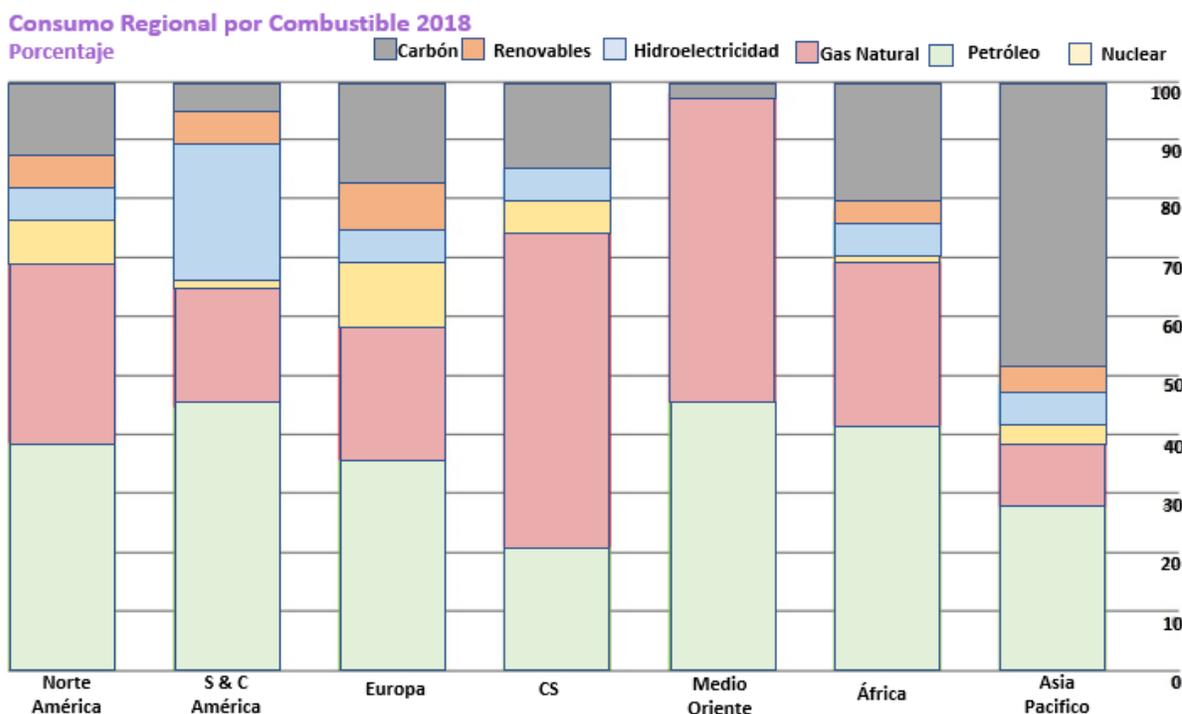
Nota: Modificado de BP Statistical Review of World Energy 2019. Consumo dado en millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtoe o Mtep).

El consumo mundial de energía aumentó un 2.9% en 2018. El crecimiento fue el más fuerte desde 2010 y casi el doble del promedio de los últimos 10 años. La demanda de todos los combustibles aumentó, pero el crecimiento fue particularmente fuerte en el caso del gas (168 Mtep, que representan el 43% del aumento mundial) y las energías renovables (71 Mtep, 18% del aumento mundial).

La figura 7 muestra el consumo de energía por región, CIS hace referencia a la Comunidad de Estados Independientes compuesta por Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Moldavia, Kazakstán,

Rusia, Turkmenistán y Uzbekistán. En Norte América están Canadá, Estados Unidos y México. Para el continente africano se discretizo en las naciones más relevantes en términos energéticos, es decir: Argelia, Egipto, Moroco y Sudáfrica.

Figura 7. Consumo de energía por región.



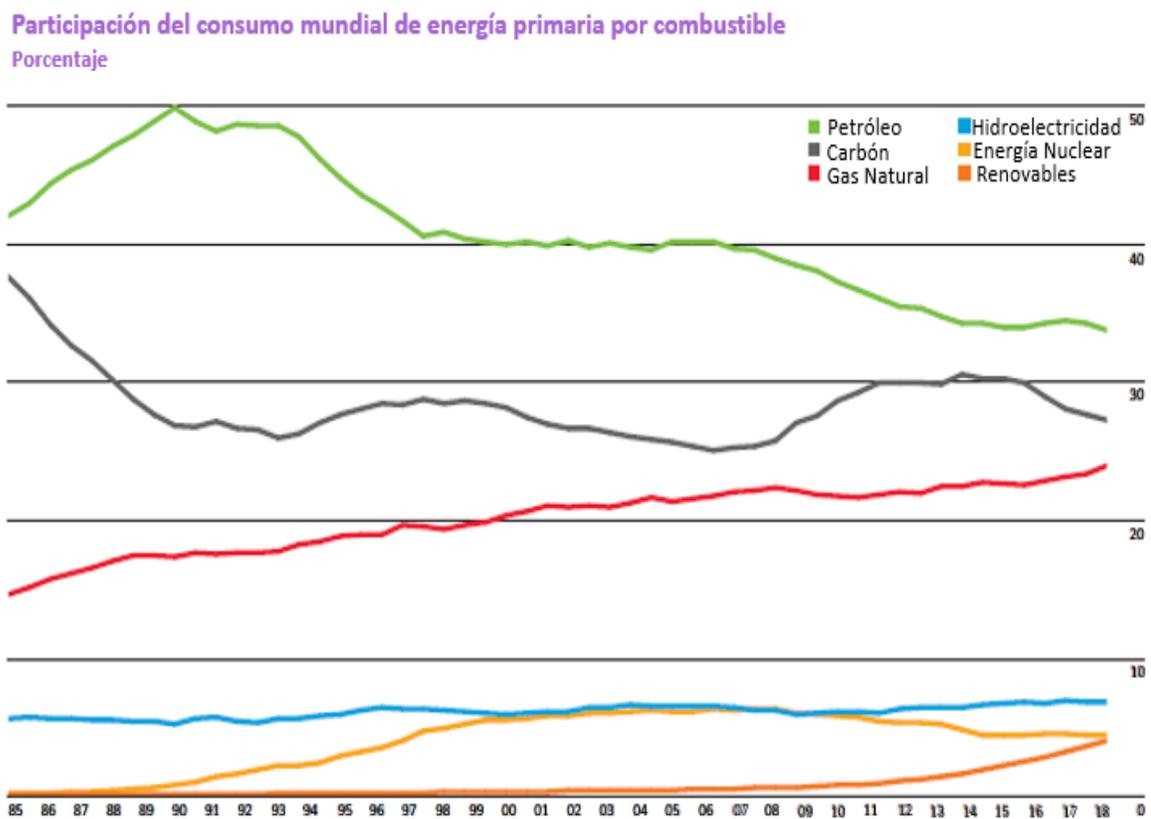
Nota: Modificado de BP Statistical Review of World Energy 2019. Consumo en porcentaje.

El petróleo sigue siendo el combustible dominante en África, Europa y América, mientras que el gas natural domina en la CIS y el Oriente Medio, y representa más de la mitad de la canasta de fuentes de energía en ambas regiones. El carbón es el combustible dominante en la región de Asia y el Pacífico.

En la figura 8 se muestra el porcentaje del consumo mundial de energía primaria por combustible desde el año 1985 hasta el 2018. Se pueden observar las fluctuaciones que ha tenido

la canasta energética mundial durante 33 años, apreciándose como con el pasar de los años se disminuye la brecha entre los combustibles fósiles, sin embargo, se mantiene con respecto a los combustibles no fósiles, lo cual se traduce en la necesidad de implementación de políticas públicas certeras e incursión de tecnologías que permitan un acceso y uso más eficiente de hidroelectricidad, energía nuclear y las renovables.

Figura 8. Porcentaje del consumo mundial de energía primaria por combustible.



Nota: Modificado de BP Statistical Review of World Energy 2019. Consumo en porcentaje.

El petróleo sigue siendo el combustible más utilizado en la matriz energética con una participación de 34%. El carbón es el segundo combustible más importante, pero perdió su parte

en 2018 para llegar al 27%, el nivel más bajo en 15 años. La proporción de gas natural aumentó al 24%, de modo que la brecha entre el carbón y el gas se ha reducido a tres puntos porcentuales. La contribución de la energía hidroeléctrica y la energía nuclear se mantuvo relativamente estable en 2018 con un 7% y un 4%, respectivamente. El fuerte crecimiento hizo que la cuota de las renovables aumentara al 4%, justo detrás de la nuclear.

2.5.2 Conceptos estimación de reservas

Es importante comenzar por conocer los conceptos relacionados con las reservas de hidrocarburos, se presentan a continuación.

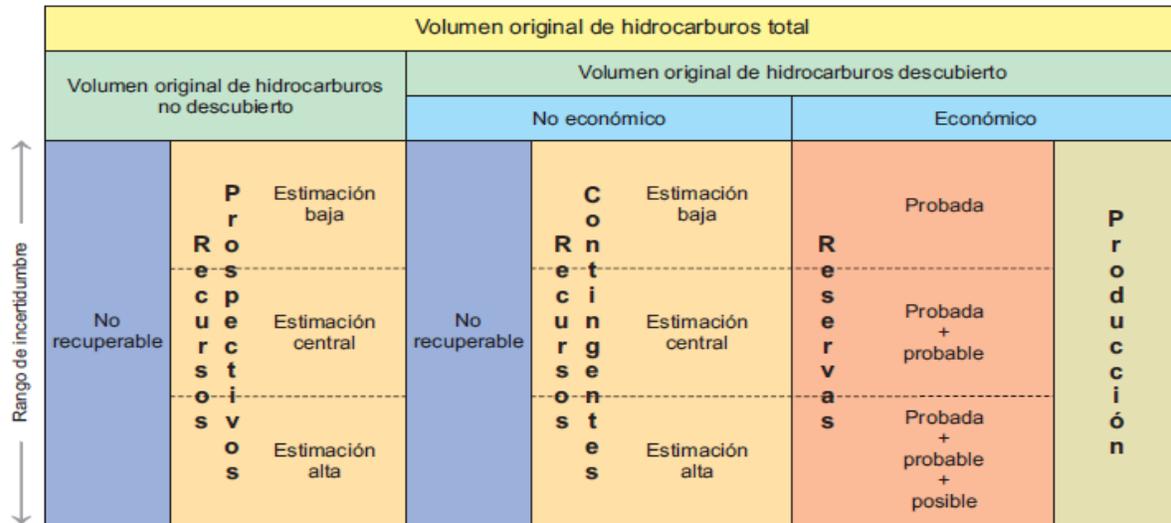
2.5.2.1 Volumen original de hidrocarburos. Es la cantidad de hidrocarburos que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Dicho volumen está en equilibrio, a la temperatura y presión del yacimiento. Se expresa también a condiciones de superficie. (PEMEX, 2002)¹³.

2.5.2.2. Recursos petroleros. Son todas las cantidades de hidrocarburos que inicialmente se estimaron en el subsuelo a condiciones de superficie. Sin embargo, empleando consideraciones de producción se le llama recurso únicamente a la parte recuperable de esas cantidades. Dentro de esta definición, a las cantidades estimadas en un principio se les denomina volumen original total, el cual puede estar descubierto o no descubierto; y a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas. En consecuencia, el concepto de reservas constituye una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones conocidas, son recuperables y

¹³ PEMEX. (2002). *Las reservas de hidrocarburos de México*. Ciudad de México.

comercialmente son explotables. La figura 9 proporciona una explicación gráfica del concepto. (PEMEX, 2002).

Figura 9. Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos.



Nota. Tomado de PEMEX. (2002). *Las reservas de hidrocarburos de México*. Ciudad de México.

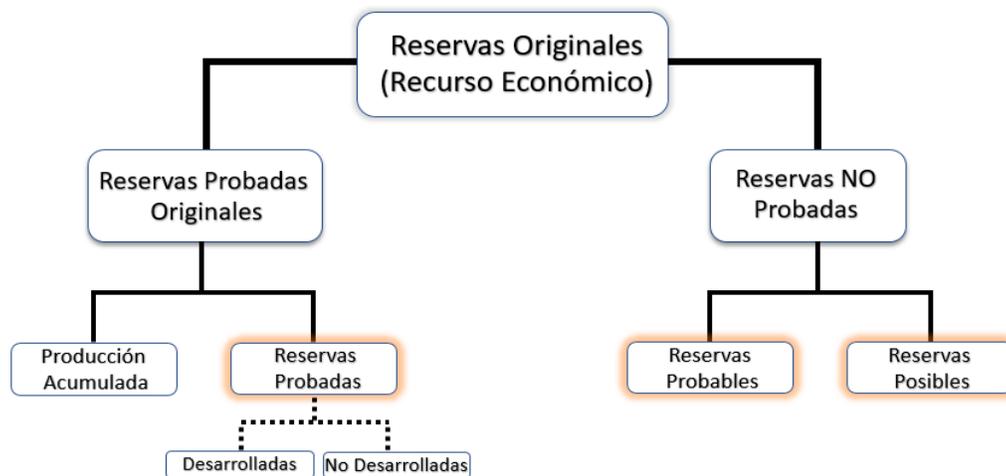
2.5.2.3 Reservas. Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de datos de geología, geofísica, petrofísica e ingeniería, disponibles al tiempo de la estimación e interpretación de esos datos. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. La figura 10 muestra cómo se clasifican las reservas. ¹⁴

¹⁴ Ibid.

2.5.2.3.1 Reservas probadas (1P). Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido identificados por medio del análisis de información geológica y de ingeniería. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.¹⁵

2.5.2.3.2 Reservas probables (2P). Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.¹⁶

Figura 10. Clasificación de las reservas.



Nota. Elaboración propia, fuente: PEMEX. (2002).

¹⁵ Ibid.

¹⁶ Ibid.

2.5.2.3.3 Reservas posibles (3P). Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.¹⁷

2.5.3 Reservas, producción y consumo de gas natural

Según British Petroleum (2019), las reservas totales de gas natural son de 196.9 trillones de metros cúbicos o 6951.8 trillones de pies cúbicos. Los países con mayores reservas probadas de gas natural se pueden ver en la tabla 4. Los cinco países con mayores reservas de gas natural suman aproximadamente el 65% de las mismas.

El factor R/P es la relación reservas – producción, en términos prácticos se entiende como los años que tienen de autosuficiencia los países si continuasen produciendo al ritmo que actualmente lo están haciendo.

Para el caso de Colombia, se cuenta con 0.1 trillones de metros cúbicos o 3.7 trillones de pies cúbicos de gas en las reservas, lo cual aporta el 0.1% de las reservas mundiales y se tiene un factor R/P de 8.3 años. La figura 11 muestra el factor R/P para las diferentes regiones del mundo. Como se puede observar la región con mayor autosuficiencia es Medio Oriente (a pesar de no tener en su territorio al país con mayores reservas), Norte América y Europa son las dos regiones con menor capacidad de autoabastecerse en los próximos años.

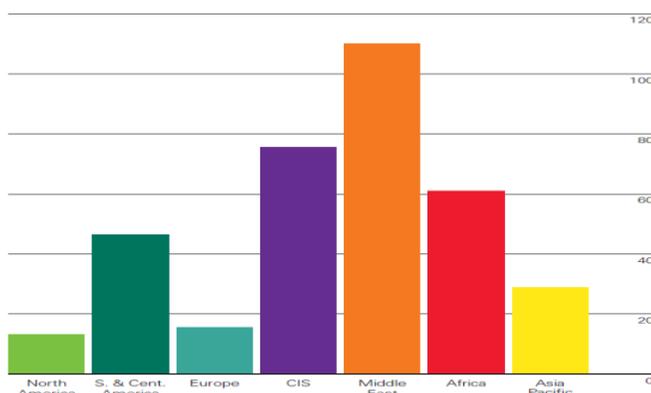
¹⁷ Ibid.

Tabla 4. Top 5 países con mayores reservas probadas de gas.

País	Trillones de metros cúbicos	Trillones de pies cúbicos	Factor R/P (Años)
Rusia	38.9	1375.0	58.2
Irán	31.9	1127.7	133.3
Qatar	24.7	872.1	140.7
Turkmenistán	19.5	688.1	316.8
Estados Unidos	11.9	419.8	14.3

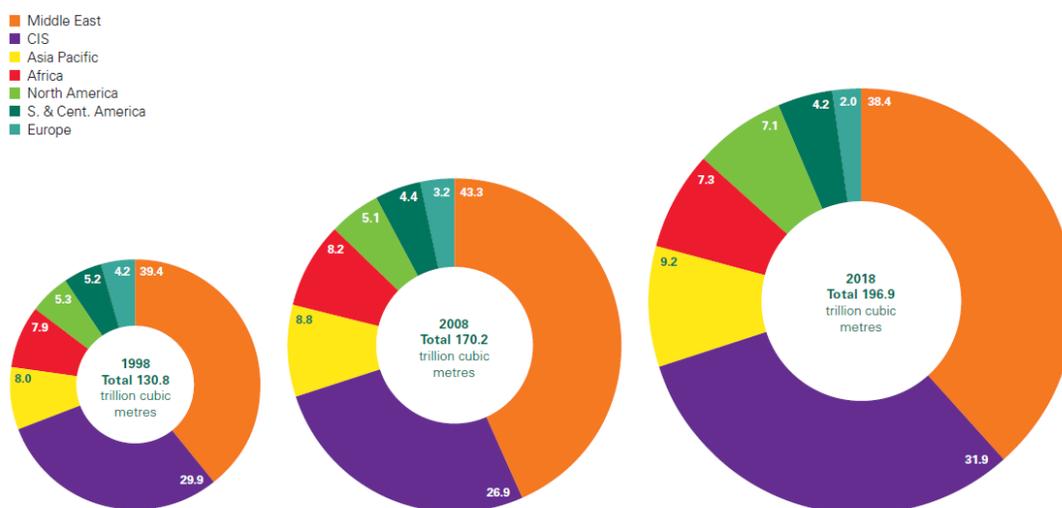
Nota: Elaboración propia, datos tomados de BP Statistical Review of World Energy 2019.

La figura 12 muestra como ha sido la distribución de las reservas mundiales de gas natural en tres décadas consecutivas, específicamente en los años 1998, 2008 y 2018. En la actualidad, Medio Oriente es la región que mayores reservas tiene, con un total de 38.4%, seguido por CIS con 31.9%, Asia Pacífico tiene 9.2% de las reservas totales, África el 7.3%, Norte América cuenta con 7.1%, seguido por Sur y Centro América con 4.2% y finalmente Europa con el 2% de las reservas.

Figura 11. Fator R/P por región.

Nota. Tomado de BP Statistical Review of World Energy 2019.

Figura 12. Distribución porcentual de las reservas años 1998, 2008 y 2018.



Nota. Tomado de BP Statistical Review of World Energy 2019.

Se puede observar cómo desde el año 1998 hasta el 2018 han crecido las reservas mundiales en 66.1 trillones de metros cúbicos (Tcm), en los últimos años el comportamiento se debe principalmente al aumento de estas en Azerbaiyán (0.8 Tcm).

Respecto a la producción de gas natural, la tabla 5 presenta los cinco países que más produjeron gas natural en el 2018. Según British Petroleum (2019), la producción total de gas natural para el año 2018 fue de 3867.9 billones de metros cúbicos (Bcm).

La producción de los cinco países mostrados en la tabla 5 representa aproximadamente el 54% del total mundial. Norte América es la región que mayor producción aporta, seguida por CIS.

Colombia en términos porcentuales se contribuyó con 0.3% de la producción mundial. La tabla 6 presenta los países que tuvieron mayor consumo de gas natural en el año 2018, algunos de los cuales se vieron en la necesidad de importar el recurso de sus socios estratégicos, según la ubicación geográfica y aspectos geopolíticos.

Tabla 5. Top 5 de los países mayores productores de gas natural.

País	Producción (Billones de metros cúbicos, Bcm)
Estados Unidos	831.8
Rusia	669.5
Irán	239.5
Canadá	184.7
Qatar	175.5

Nota: Elaboración propia, datos tomados de BP Statistical Review of World Energy 2019.

Tabla 6. Top 5 mayores consumidores de gas natural.

País	Consumo (Billones de metros cúbicos, Bcm)
Estados Unidos	817.1
Rusia	454.5
China	283.0
Irán	225.6
Canadá & Japón	115.7

Nota: Elaboración propia, datos tomados de BP Statistical Review of World Energy 2019.

El consumo de gas natural de estos seis países representa más del 52% del consumo mundial, se aprecia que Canadá y Japón comparten el quinto lugar cada uno con consumo de 115.7 Bcm en 2018. El consumo en Colombia fue de 13 Bcm, hubo una tasa de crecimiento en el consumo de 7.1% y represento el 0.3% del consumo total.

2.6 Diagnostico del mercado de gas natural en Colombia

Esta sección analizará el mercado del gas natural en Colombia desde diferentes frentes, tendrá en cuenta las reservas que posee el país, la producción y consumo según cifras oficiales. Asimismo,

describirá el mercado en el cual se tranza el recurso, cuáles son los sectores que lo caracterizan, se definirán e identificarán los principales actores que influyen en el desarrollo de este. Es menester examinar la realidad del país y la influencia de esta en el desarrollo del mercado del gas, en el marco de la infortunada emergencia que se está viviendo a causa del COVID-19.

Resultará adecuado hablar sobre los tipos de contratos que manejan las empresas del sector en el desarrollo de sus actividades. Se enunciarán algunos de los lineamientos más importantes para el sector del gas natural expedidos por el gobierno nacional, respondiendo someramente (ya que no es el objetivo de esta investigación) a la pregunta: ¿qué se regula en el sector del gas natural? Lo cual ayudará a situar al lector en contexto sobre los por mayores de esta industria.

Sin más comentarios introductorios y, hablando grosso modo, la historia de este recurso se remonta a los descubrimientos de algunos campos en Santander, posteriormente Chuchupa y Ballenas. En 1973 se inicia la construcción en la Costa Atlántica del primer gasoducto para atender las necesidades del sector industrial de esa zona del país, extendiéndose a todos sus departamentos.

Según afirman Guerrero Suárez & Llano Camacho (2003), en Colombia los cimientos del mercado del gas natural comenzaron entre 1990 y 1991 con el documento oficial “Lineamientos del cambio”, el cual da vía libre a la realización de una serie de estudios que concluirían beneficios económicos para el país a partir de la utilización de este combustible y con la aprobación del programa para la masificación del consumo de gas.

Hacia finales de 1991, el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) aprobó el programa para la masificación del consumo de gas, con base en los estudios que se habían adelantado en cooperación con la Comunidad Económica Europea, en el cual se identificaron los principales proyectos del plan de masificación del gas. (Guerrero Suárez & Llano Camacho, 2003).

Al mando del sector energético en Colombia está el Ministerio de Minas y Energía (MME), el cual cuenta con las siguientes entidades adscritas según el decreto 1073 de 2015 (Ministerio de Minas y Energía de Colombia, 2015): Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Agencia Nacional de Minería (ANM), Comisión de Regulación de Energía, Gas y Combustibles (CREG), Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE), Servicio Geológico Colombiano y la Unidad de Planeación Minero Energética.

Este mismo decreto establece el objetivo principal de cada una de las instituciones, se deja a consideración del lector si desea profundizar al respecto. En esta oportunidad solamente se mostrará el propósito de ser del MME, ANH, CREG y UPME.

MME. Tiene como objetivo formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía. (Ministerio de Minas y Energía de Colombia, 2015).

ANH. Tiene como objetivo administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarbúferos de propiedad de la Nación; promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarbúferos y contribuir a la seguridad energética nacional.

CREG. tiene por objeto regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abusos de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad. Igualmente tiene por objeto expedir la regulación económica para las actividades de la cadena de combustibles líquidos derivados de hidrocarburos, en los términos y condiciones señalados en la Ley. (Ministerio de Minas y Energía de Colombia, 2015).

UPME. Según el MME (2015), tiene por objeto planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos; producir y divulgar la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones; y apoyar al MME en el logro de sus objetivos y metas.

Según la Comisión de Regulación de Energía y Gas (2017)¹⁸, para que el sector funcione y se desarrolle de la mejor forma posible, se estableció un esquema que involucra a las entidades que producen el gas, las que lo transportan, las que lo venden, las que coordinan a todas las anteriores, las que establecen las políticas generales, las que hacen las normas para entregar productos de buena calidad a un precio razonable y las que vigilan que todos cumplan las normas existentes. La figura 13 muestra los ejes del mercado del gas natural en Colombia.

Figura 13. Ejes de la industria del gas natural en Colombia.



Nota: Tomado de Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2017). Estructura del sector gas. Retrieved from <https://www.creg.gov.co/sectores-que-regulamos/gas-natural/estructura-del-sector>

¹⁸ Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2017). Estructura del sector gas. Retrieved from <https://www.creg.gov.co/sectores-que-regulamos/gas-natural/estructura-del-sector>

La figura 13 es ideal para comprender el rol que juega cada institución sobre los ejes en que se desarrolla la industria del gas natural en la nación, los cuales son: política, regulación, mercado y supervisión y control. En términos de políticas, el Gobierno Nacional está encargado de diseñar la política del sector, a través del Ministerio de Minas y Energía.

En la parte regulatoria la CREG es la encargada de reglamentar, a través de normas jurídicas, el comportamiento de los usuarios y las empresas con el objetivo de asegurar la prestación de estos servicios públicos en condiciones de eficiencia económica con una adecuada cobertura y calidad del servicio.¹⁹

El mercado está compuesto por los usuarios que se clasifican en regulados y no regulados, y los agentes. Los usuarios regulados son persona natural o jurídica cuyo consumo es inferior a 100 mil pies cúbicos por día (ft³d) o su equivalente en metros cúbicos (m³). En esta clasificación están los pequeños usuarios industriales y comerciales y todos los usuarios residenciales clasificados por estratos socioeconómicos.²⁰

Los usuarios no regulados son persona natural o jurídica cuyo consumo es superior a 100 mil pies cúbicos por día (ft³d) o su equivalente en metros cúbicos (m³). En este nivel de consumo están las plantas de generación eléctrica a base de gas (termoeléctricas) y grandes usuarios industriales y comerciales.

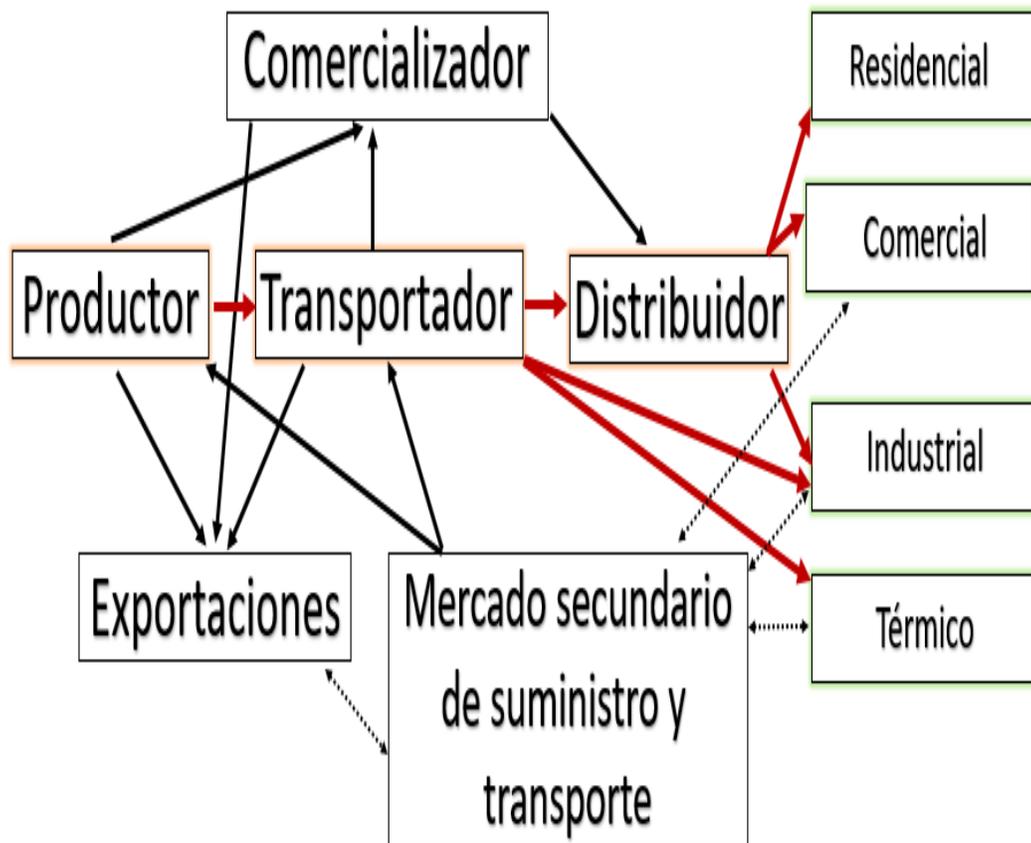
Los agentes del mercado del gas natural hacen posible llevar el gas al usuario final y son: productores, transportadores, distribuidores y comercializadores. La supervisión y control está en cabeza de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), encargada de vigilar el comportamiento de los agentes y sancionar las violaciones a las leyes y reglas. (Comisión de

¹⁹ Ibid.

²⁰ Ibid.

Regulación de Energía y Gas, 2017). Por otra parte, la figura 14, muestra la estructura más detallada del mercado del gas natural en Colombia. Grosso modo, está conformado por los productores, transportadores, comercializadores, distribuidores y consumidores.

Figura 14. Nueva estructura del mercado sector gas natural en Colombia.



Nota: Modificado de Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2017). Estructura del sector gas. Retrieved from <https://www.creg.gov.co/sectores-que-regulamos/gas-natural/estructura-del-sector>

Se puede observar que el mercado del gas natural no es ajeno al comercio exterior, de hecho, se importa gas natural, también es posible deducir los sectores de mercado que son: primario, secundario y terciario (el cual se definió en el primer capítulo).

La resolución 0089 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (2013), define los sectores del mercado, de la siguiente manera:

Mercado primario: es el mercado donde los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural. También es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden ofrecer su capacidad de transporte.²¹

Mercado secundario: mercado donde los participantes del mercado con derechos de suministro de gas y/o con capacidad disponible secundaria pueden negociar sus derechos contractuales. Los productores-comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los transportadores podrán participar como compradores en este mercado, en los términos de la Resolución.²²

De la figura 14 se puede concluir más de un aspecto, el primero de ellos es que las empresas productoras no pueden vender gas natural al consumidor final, pero si lo puede hacer a exportadores y comercializadores. El transportador vende capacidad a las empresas productoras, a los exportadores, a las firmas participes del mercado secundario y a los comercializadores, también son los encargados de entregar el recurso a las empresas distribuidoras, las cuales tienen como mercado objetivo los sectores residencial, comercial e industrial. El comercializador compra el recurso de las operadoras y lo vende a los exportadores y distribuidores. Cuando las cantidades consumidas son muy grandes (consumidores no regulados) el transporte del combustible fósil lo realiza el transportador, mas no el distribuidor, esto implica se realiza por el Sistema Nacional de Transporte (SNT), el mercado secundario de suministro y transporte interactúa con: productores, exportadores, sector comercial, industrial y térmico.

²¹ Ibid.

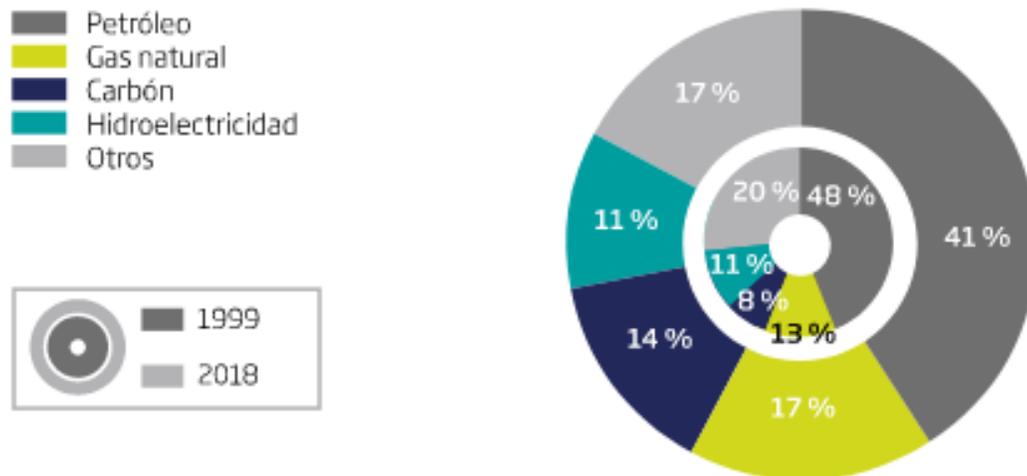
²² Ibid.

2.6.1 Reservas, producción y consumo de gas natural en Colombia.

Las estadísticas aquí presentadas son tomadas del Informe Sector Gas Natural (Promigas, 2019). Es apropiado empezar por conocer la canasta energética nacional y los cambios que ha tenido desde 1999 al 2018, para tal fin se muestra la figura 15.

Se puede ver que el gas natural ha tenido un crecimiento de 4 puntos porcentuales desde 1999 hasta 2018, también es evidente la desaceleración que ha tenido el petróleo, disminuyendo 7% y el crecimiento de 6 puntos del carbón.

Figura 15. Canasta energética nacional.



Nota: Tomado de Informe Sector Gas Natural (Promigas, 2019).

El consumo energético de la nación es de 47 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep). La tabla 7 muestra como está distribuido el consumo y hace una comparación entre los años 1999, 2009, 2017 y 2018. El aumento en los últimos años principalmente está asociado al sector transporte, crecimiento poblacional y aumento de la inversión extranjera que redunda en el desarrollo industrial.

Tabla 7. Consumo energético de Colombia.

Fuente de Energía	1999	2009	2017	2018
Petróleo	16	16	19	19
Gas Natural	4	7	8	8
Carbón	3	4	6	6
Hidroelectricidad	3	4	5	5
Otros	7	10	7	8
Total	33	42	45	47

Nota: Tomado de Informe Sector Gas Natural (Promigas, 2019). Consumo dado en millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep).

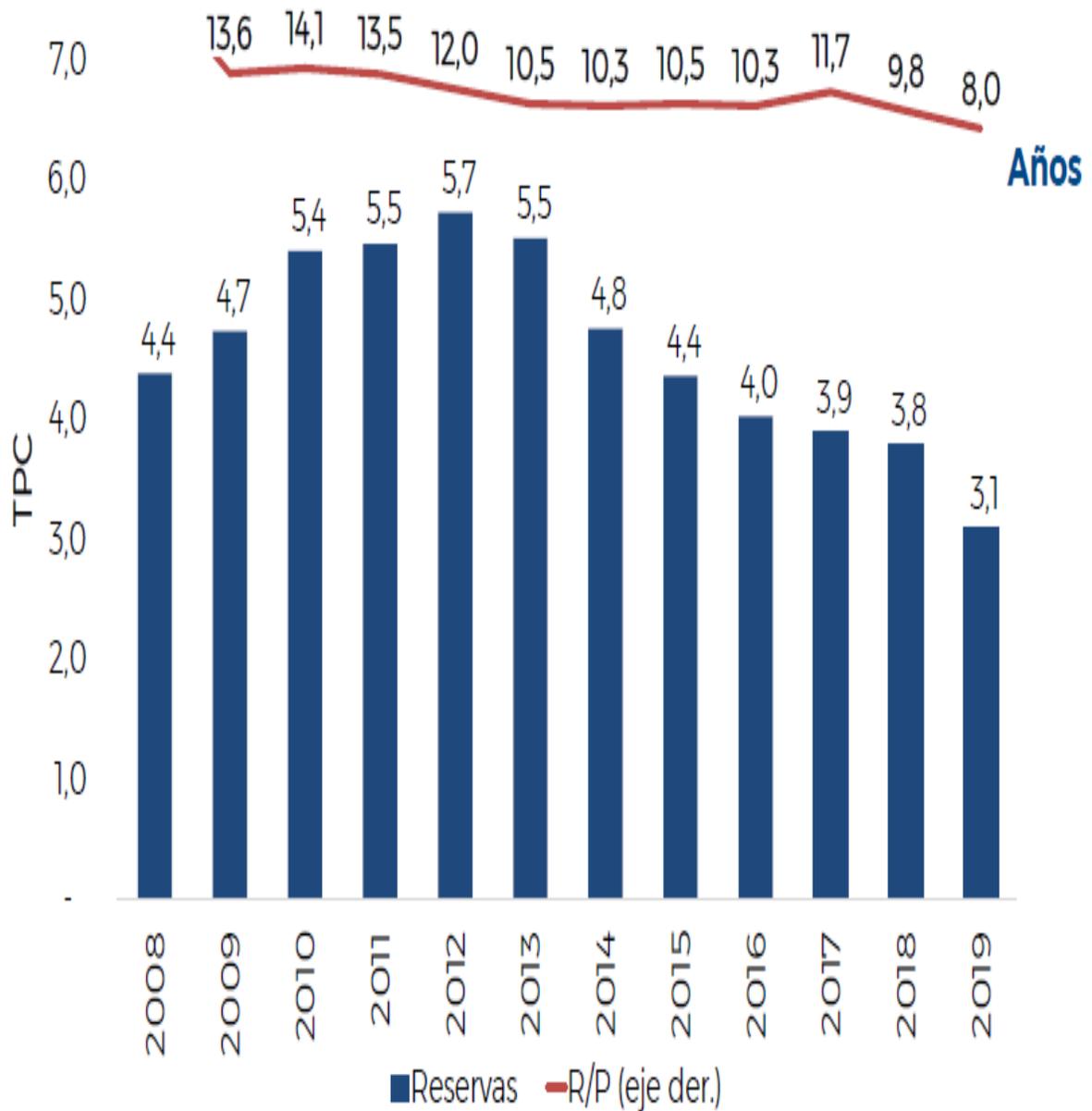
2.6.1.1 Reservas. Las reservas de Colombia de gas natural y petróleo según el Informe Anual de Recursos y Reservas de Hidrocarburos (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2020), se configuraron de la siguiente manera:

En cuanto al petróleo, 2036 MMBls (millones de barriles) que representan autosuficiencia de 6.3 años, se explica el aumento respecto al año 2018 (6.2 años), por la incorporación de nuevas reservas principalmente provenientes por procesos de EOR y revisiones técnicas, realmente los nuevos descubrimientos representan un porcentaje mínimo de las nuevas incorporaciones.

Concerniente al gas natural, 3.1 Tpc (tera pies cúbicos) que representan autosuficiencia de 8 años, lo cual significa que las reservas de gas disminuyeron 1.8 años en el 2019, durante el año pasado se produjo en promedio 1061 MMcpd (millones de pies cúbicos por día) la totalidad fueron

destinados para consumo interno, no hubo incorporaciones nuevas para reemplazar el recurso producido, también hubo influencia por aplazamiento de proyectos y decisiones comerciales, asimismo hubo reclasificación de las reservas. La figura 16 condensa las reservas probadas de gas.

Figura 16. Reservas y factor R/P del gas natural en Colombia.



Nota: Tomado de Informe Anual de Recursos y Reservas de Hidrocarburos (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2020)

En cuanto al comportamiento de reservas y recursos de gas natural se tiene que, las reservas probadas son 3127 Gcp (giga pies cúbicos o 3.1 Tcp), las probables son 635 Gcp, las posibles son 358 Gcp, los recursos contingentes son 2362 Gcp y los recursos prospectivos (P50) (incluye offshore) son de 17690 Gcp, para un total de 24172 Gcp (24.1 Tcp).

2.6.1.2 Producción. La producción de gas natural está a cargo del productor-comercializador que según la Resolución 0089 de la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2013), se define como productor de gas natural quien vende gas en el mercado primario, con entrega al comprador en el campo o en un punto de entrada al SNT.

El productor-comercializador puede comprar gas en el mercado secundario, sin ser considerado un comercializador, pero no podrá realizar transacciones de intermediación comercial de la compra de gas natural y su venta a usuarios finales.

El productor-comercializador no podrá tener interés económico en comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa.

Como se había manifestado, en Colombia la producción de gas natural durante el año pasado fue en promedio de 1061 MMcpd lo cual, según Concentra (2020), en términos energéticos, equivale aproximadamente a 1029 GBTUD (giga BTUD) y, en su totalidad, fue usada para consumo interno. El mes que mayor producción represento para el país fue diciembre, con 1067.17 GBTUD.

En el país las siete mayores empresas productoras y por ende oferentes de gas natural, según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (2020), para el año 2019, se pueden observar subrayadas en la tabla 8:

Tabla 8. Mayores empresas productoras de gas natural en Colombia

Departamento	Operadora	Campo	Diciembre
Casanare	Equion Energía Limited	Pauto Sur	425,49
Casanare	Ecopetrol S.A.	Cupiagua	316,68
Casanare	Ecopetrol S.A.	Cupiagua Sur	165,55
Guajira	Chevron Petroleum Company	Chuchupa	125,93
Casanare	Equion Energía Limited	Floreña	115,00
Casanare	Ecopetrol S.A.	Cusiana	105,10
Casanare	Ecopetrol S.A.	Cupiagua Liria	101,59
Casanare	Ecopetrol S.A.	Cusiana Norte	100,76
Córdoba	Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia	Nelson	64,87
Casanare	Equion Energía Limited	Floreña Mirador	59,13
Sucre	CNE Oil & Gas S A S	Clarinete	58,81
Sucre	CNE Oil & Gas S A S	Pandereta	42,72
Departamento NN	Ecopetrol S.A.	Gibraltar	37,56
Casanare	Ecopetrol S.A.	Cusiana	34,82
Sucre	Hocol S.A.	Mamey	28,98
Atlántico	Lewis Energy Colombia Inc.	Bullerengue	24,00
Córdoba	CNE Oil & Gas S A S	Clarinete	22,04
Guajira	Chevron Petroleum Company	Ballena	17,18

Nota: Tomado de Balance producción de gas 2019, DICIEMBRE. ANH. Millones de Pies cúbicos por día calendario MPCPDC.

Como se puede deducir de la tabla 8, las siete empresas que más producción de gas natural aportan al país son: Equion Energía Limited, Ecopetrol S.A, Chevron Petroleum Company, Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, CNE Oil & Gas S A S, Hocol S.A y Lewis Energy Colombia Inc. No necesariamente en ese orden.

El top diez de los campos con mayor producción de gas natural son: Pauto Sur, Cupiagua, Chuchupa, Cupiagua Sur, Cusiana, Cupiagua Liria, Cusiana Norte, Floreña, Nelson y Floreña Mirador.

En el año 2019, los campos de Cusiana y Cupiagua tuvieron una participación de 45.24 % en la producción total; 17.35 %, La Guajira; 6.05 %, Nelson Ciénaga de Oro; 19.90 %, otros campos del Interior y la Costa; 3.35 %, Gibraltar; 1.60 %, la planta de LNG y 6.51 % campos de Zonas Aisladas. Con relación al año 2018, en 2019 se destaca que la producción de los campos de Guajira, Gibraltar y Zonas Aisladas tuvieron una disminución de 22.2% (50.8 GBTUD), 9.1 % (3.5 GBTUD) y 8.1 % (5.9 GBTUD) respectivamente. Por otro lado, para el campo de Cusiana - Cupiagua la producción presentó un aumento de 11.2 % (47.1 GBTUD), (Concentra, 2020).

2.6.1.3 Consumo. La demanda total promedio de gas natural en Colombia para el año 2019 alcanzó los 989 GBTUD, aumentando 0.2 % con relación al año anterior, lo que representa un aumento de 1.8 GBTUD. La tabla 9 compara la demanda en el país desde el 2016 hasta el 2019, discriminando por regiones.

En el año 2019, el mes de mayor demanda fue diciembre (1,032 GBTUD) que estuvo 4.4 % por encima del promedio del año. El valor mínimo se presentó en mayo (936.7 GBTUD), 5.3 % por debajo del promedio anual.

Tabla 9. Demanda total gas natural en Colombia.

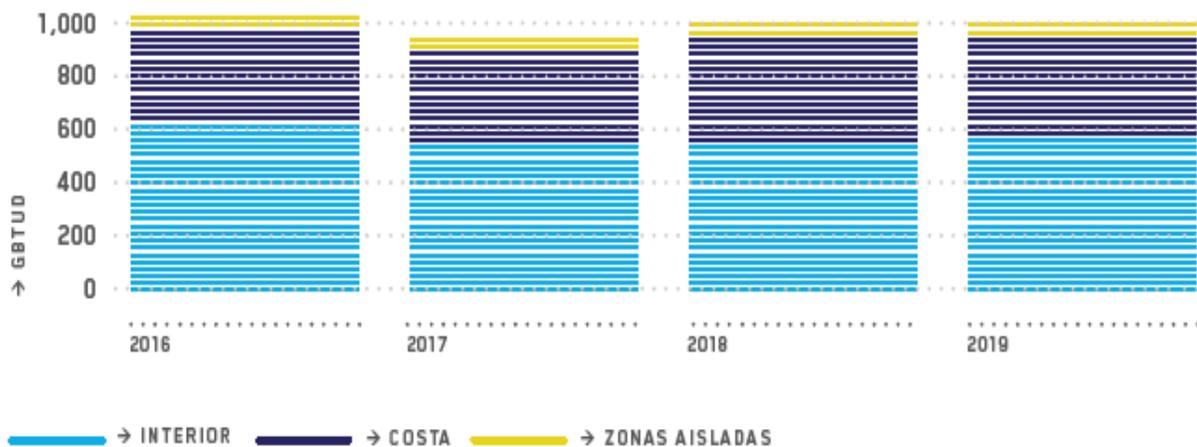
Región	2016	2017	2018	2019
Interior	612.4	531.9	541.9	565.1
Costa	361.0	362.4	388.4	361.9
Zonas Aisladas	47.0	44.3	56.7	61.9
Total	1024.4	938.7	987.0	988.8

Nota. Tomado de: Informe anual Gas Natural en Colombia Cifras Consolidadas 2019. Concentra. Consumo dado en GBTUD.

Bajo estos lineamientos, se puede analizar el consumo de gas natural en Colombia por regiones. La figura 17 permite comparar el consumo de tres grandes regiones denominadas “Interior”, “Costa” y “Zonas Aisladas”. Las convenciones aquí utilizadas son adoptadas del Informe anual de gas natural en Colombia cifras consolidadas 2019 (Concentra, 2020), por términos prácticos no se definen en este documento, se deja al libre albedrío el lector la consulta de las mismas.

De la figura 17 se puede destacar que el mayor consumo de gas natural está en el interior del país y el menor en las zonas aisladas, desde luego influyen aspectos como la densidad poblacional en cada una de las regiones, entre otros. En términos porcentuales, del total de la producción de gas natural en 2019, 56.2 % tiene como destino el interior del país; 37.3 %, la costa y 6.5 % las zonas aisladas.

Figura 17. Consumo de gas natural en Colombia por regiones.



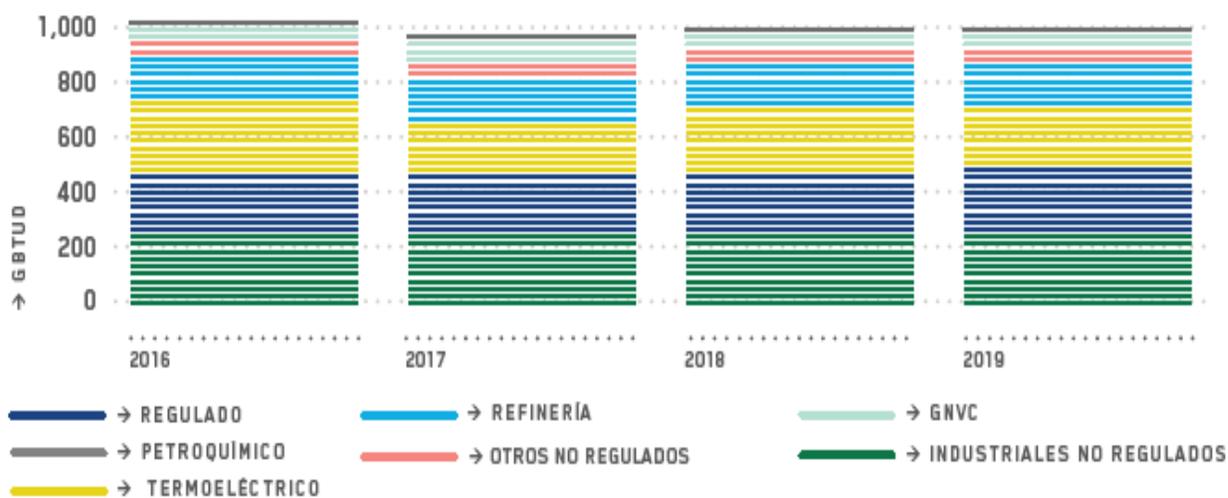
Nota. Tomado de: Informe anual Gas Natural en Colombia Cifras Consolidadas 2019. Concentra. Consumo en GBTUD.

La producción dirigida al interior del país, en el 2019, aumentó 3.1 % con relación al año anterior, lo que equivale a 17.46 GBTUD. Por otro lado, la producción con destino a la costa, en

el 2019, presentó una disminución de 3.9 % con relación al año anterior, lo que representa una disminución de 15.51 GBTUD. De la misma manera, la producción con destino a las Zonas Aisladas presentó una disminución de 8.1 %, entre el año 2018 y 2019, lo que equivale a 5.89 GBTUD. (Concentra, 2020).

En la figura 18 se observa el consumo de gas natural en el país para el año 2019, pero discretizado por sectores, los de mayor consumo fueron Industriales no regulado, regulado.

Figura 18. Consumo de gas natural en Colombia por sector.



Nota. Tomado de: Informe anual Gas Natural en Colombia Cifras Consolidadas 2019. Concentra. Consumo en GBTUD.

Para el año 2019, la demanda del mercado regulado presento un aumentó de 4.8 %, mientras que el mercado no regulado presento una disminución de 1.1 %. En el mercado no regulado, las mayores variaciones se presentaron en los sectores Otros No Regulados, transportadores de gas natural y consumos de Ecopetrol que registraron un aumento de 9.3 %. Refinería y Termoeléctrico registraron una disminución de 4.9 % y 3 % respectivamente. En la tabla 10 se puede ver los valores de la demanda promedio nacional de gas natural en GBTUD desde los años 2016 a 2019.

Tabla 10. Consumo nacional promedio de gas natural por sector.

Sector	2016	2017	2018	2019
Regulado	205.3	214.9	221.6	232.2
GNVC	73.6	62.5	57.8	57.2
Industriales no regulados	248.4	245.5	241.7	243.4
Petroquímico	16.8	17.9	17.9	17.9
Refinería	159.9	170.2	176.5	167.8
Termoeléctrico	270.3	177.5	215.7	209.3
Otros no regulados	46.0	50.2	55.8	61.0
Total	1024.4	938.7	987.0	988.8

Nota. Tomado de: Informe anual Gas Natural en Colombia Cifras Consolidadas 2019. Concentra. Consumo en GBTUD.

Respecto al sector térmico, el consumo se distribuye entre las plantas generadoras de regeneración termoeléctrica, las que hay en Colombia son: Merieléctrica, Termocentro, Termodorada, Termocali, Termopaipa, Termosierra, Termotasajero, Termovalle, Termoyopal, Termozipa, Gecelca, Proeléctrica, Termobarranquilla, Termocandelaria, Termocartagena, Termoflores, Termoguajira y Termonorte. En el 2019, se destaca la disminución en la demanda del sector Termoeléctrico, con una variación de 3.0 % respecto al año 2018, el cual alcanzó su mínimo en mayo con 163.8 GBTUD.

La tabla 11, muestra el consumo para cada sector por departamento o ciudad, para la correcta comprensión de esta, se establecen las siguientes convenciones: Departamento (D), Transporte (T), Gas Natural Vehicular Comprimido (GNVC), Petroquímica (P), Termoeléctrico (Term), Sector petrolero (S. P), Refinería (Ref), Regulado (Reg), Consumo total (C. T).

Tabla 11. Consumo de gas natural en Colombia por departamento.

D	T	GNVC	P	I	Term	S. P	Ref	Reg	C. T
Antioquía	-	5.33	0.41	16.97	39.54	-	-	31.40	93.65
Bogotá	-	15.72	-	15.32	-	-	-	61.34	92.38
Boyacá	21.82	1.17	-	35.55	-	-	-	5.76	64.29
Caldas	-	1-40	-	4.77	0	-	-	5.04	11.22
Caquetá	-	-	-	-	-	-	-	0.48	0.48
Cauca	-	0.11	-	3.79	-	-	-	2.41	6.30-
Cundinamarca	-	2.76	-	32.20	-	-	-	16.86	51.82
Guaviare	-	-	-	-	-	-	-	0.07	0.07
Huila	-	1.21	-	0.69	-	-	-	3.39	5.29
Meta	-	2.64	-	0.55	-	26.88	-	4.17	34.24
Nariño	-	-	-	-	-	-	-	0.48	0.48
Putumayo	-	-	-	-	-	-	-	0.13	0.13
Quindío	-	1.27	-	-	-	-	-	3.25	4.52
Risaralda	-	1.71	-	4.25	-	-	-	5.88	11.84
Santander	-	0.98	-	0.60	1.17	3.41	94.26	10.49	110.90
Tolima	-	1.26	-	3.32	-	-	-	6.00	10.58
Valle Cauca	-	8.14	-	31.84	5.69	-	-	21.60	67.27
Atlántico	1.41	6.90	-	23.48	142.11	-	-	14.25	188.15
Bolívar	0.21	2.62	16.59	19.79	13.72	-	68.59	8.35	129.86
Cesar	1.79	0.35	-	11.49	-	-	-	4.41	18.05
Córdoba	-	0.84	-	19.30	-	-	-	4.10	24.24
Guajira	0.95	-	-	-	9.77	-	-	2.55	13.28
Magdalena	-	1.87	-	3.47	4.85	-	-	5.13	15.33
Sucre	1.19	0.93	-	0.26	-	-	-	2.72	5.09
Casanare	-	0.61	-	16.56	48.58	-	-	2.34	68.09
Nte Santander	-	-	-	-	-	-	-	8.49	8.49

Nota. Elaboración propia, datos tomados de Informe anual Gas Natural en Colombia Cifras Consolidadas 2019.
Concentra. Consumo en GBTUD.

Según (Concentra, 2020), el consumo regulado promedio de gas natural para el año 2019 en Colombia alcanzó los 232 GBTUD, presentando un aumento de 4.8 % con relación al año inmediatamente anterior.

La tabla 12, muestra el consumo regulado para cada estrato por departamento o ciudad, con el fin de establecer una apropiada comprensión de esta, se establecen las siguientes convenciones: Departamento (D), Estrato uno (E.1), Estrato dos (E.2), Estrato tres (E.3), Estrato cuatro (E.4), Estrato cinco (E.5), Estrato seis (E.6) y otros regulados (O. R).

De la tabla 12 se puede apreciar que el mayor consumo regulado se tiene en la capital Bogotá, y los departamentos de Antioquía y Valle del Cauca, razón que es congruente con el hecho de que la mayor producción de gas natural migre hacia el interior del país.

En el año 2019, el servicio de gas natural alcanzó 9.4 millones de suscriptores regulados, aumentando 4.7 % con relación al 2018 (9.0 millones). Durante 2019, se conectaron aproximadamente 427 mil nuevos usuarios al sistema de gas natural.

La tabla 13 muestra la evolución por año desde el 2017 hasta el 2019 de los suscriptores de gas natural en cada región.

Según cifras de Concentra (2020), del total de los suscriptores a diciembre de 2019, 79.8 % fueron en la región del Interior, en los departamentos de Antioquia, Boyacá, Caldas, Caquetá, Cauca, Cesar, Cundinamarca, Guaviare, Huila, Meta, Nariño, Putumayo, Quindío, Risaralda, Santander, Tolima, Valle del Cauca y en la ciudad de Bogotá. Por su parte, 17.1 % de suscriptores se concentran en la región de la Costa, ubicados en los departamentos de La Guajira, Atlántico, Magdalena, Bolívar, Sucre, Cesar y Córdoba. Finalmente, 3.1 % del total de suscriptores se ubican en las llamadas zonas aisladas que comprenden los departamentos de Norte de Santander y Casanare.

Tabla 12. Consumo de gas natural de usuarios regulados por departamento.

D	E.1	E.2	E.3	E.4	E.5	E.6	O. R	Suscriptores
Antioquía	157920	984777	428312	139019	81385	37553	25023	1353989
Bogotá	150159	718759	716930	269011	90193	64373	53733	2063158
Boyacá	25557	110278	52457	14905	4913	11	7324	215445
Caldas	30880	65238	64677	19542	6054	8880	3444	198715
Caquetá	19469	14215	7320	1025	59	-	112	42200
Cauca	44599	41943	20035	9769	2594	462	1102	120504
Cundinamarca	85894	297396	226122	52747	7532	3376	12539	685606
Guaviare	2074	2427	381	6	-	-	65	4953
Huila	86475	113143	24462	9243	1845	109	2050	237327
Meta	61445	83092	68784	11485	3890	1175	7745	237616
Nariño	10990	14586	4608	655	241	-	78	31158
Putumayo	9846	3062	201	-	-	-	19	13128
Quindío	34006	54773	35672	12590	9201	1626	2572	150440
Risaralda	39474	85566	68638	30118	11980	8159	4021	247956
Santander	81559	134501	120610	85730	14395	11817	8989	457601
Tolima	74690	144865	61526	17486	2810	494	3813	305684
Valle Cauca	225338	394052	269768	98972	58727	18927	16425	1082209
Atlántico	242253	169170	99334	47088	17895	12568	8453	596761
Bolívar	184553	115823	43450	17484	9385	11611	4201	386507
Cesar	109099	71049	23991	8487	3176	1038	2046	218886
Córdoba	125899	54847	19014	5291	1716	1577	1869	210213
Guajira	49294	48257	10603	1403	200	-	1722	111479
Magdalena	103350	66272	42710	10503	5027	10415	2642	240919
Sucre	82978	39961	8425	3447	656	298	1629	137394
Casanare	30968	42073	12822	4512	30	4	3852	94261
Nte Santander	96304	134181	48320	13661	2138	152	1914	296670

Nota. Elaboración propia, datos tomados de Informe anual Gas Natural en Colombia Cifras Consolidadas 2019. Concentra. Consumo en GBTUD.

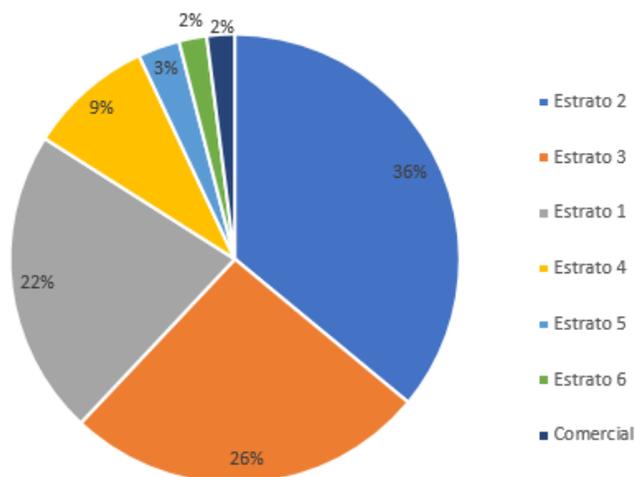
Tabla 13. Evolución anual suscriptores gas natural por regiones

Año	Interior	Costa	Zona Aislada	Total
2017	6825.83	1489.00	254.31	8569.14
2018	7159.00	1554.98	274.78	8988.76
2019	7499.06	1621.43	294.79	9415.28

Nota. Tomado de Informe anual Gas Natural en Colombia Cifras Consolidadas 2019. Concentra. En Miles.

La figura 19 muestra el consumo regulado de gas natural, por estratos y sector comercial.

Figura 19. Consumo gas natural por estrato.

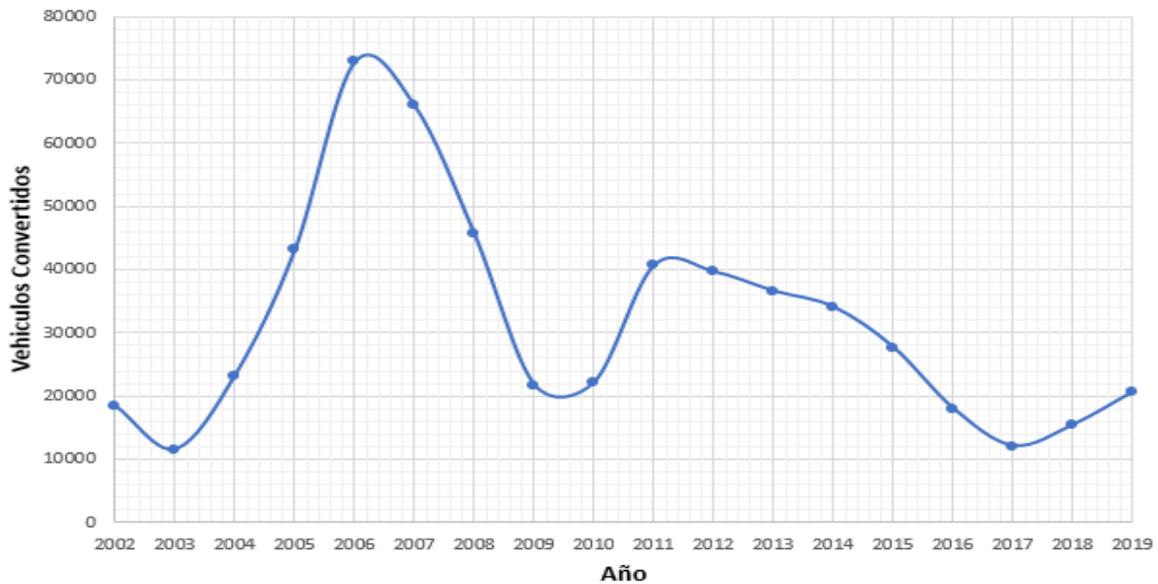


Nota. Elaboración propia. Fuente: Informe anual Gas Natural en Colombia Cifras Consolidadas 2019. Concentra.

Durante el 2019, el consumo promedio por suscriptor para el estrato 1 fue 13.6 m³; 13.9 m³, estrato 2; 12.1 m³, estrato 3; 12.4 m³, estrato 4; 14.1 m³, estrato 5 y 21.5 m³ para el estrato 6. Con relación al sector no residencial, durante 2019 la región Interior consumió en promedio 26 % (15533 m³), la Costa 62 % (37533 m³) y el restante 13 % (7751 m³) fue consumido en las Zonas

Aisladas del país. (Concentra, 2020). Respecto al consumo de gas natural vehicular en el país se tiene que en la actualidad hay 569241 vehículos convertidos a gas y una red de infraestructura de 813 estaciones de servicio certificadas ante el Ministerio de Minas y Energía, distribuidas en Bogotá y 21 departamentos según el MME. Para 2019 en Colombia, el número de vehículos convertidos fue 3.6 % del total del parque automotor. (Concentra, 2020). La figura 20 muestra el número de vehículos convertidos a gas natural desde el 2002 hasta 2019.

Figura 20. Vehículos convertidos a gas natural.



Nota. Elaboración propia. Fuente: Informe anual Gas Natural en Colombia Cifras Consolidadas 2019. Concentra.

Durante el 2019, el sector de GNV consumió en promedio 57.2 GBTUD al mes, lo cual representa 5.8 % del consumo nacional. La variación anual de 2018 y 2019 muestra una tendencia negativa. Para el año 2019 el consumo nacional de GNV se concentra en Bogotá, Cali, Barranquilla y Medellín con un 29 %, 11 %, 9 % y 6 % respectivamente. (Concentra, 2020).

Finalmente es adecuado finalizar esta sección con una anotación importante, la regulación de la prestación de servicios públicos domiciliarios como el gas natural, esta estipulada en la ley 142 de 1994 (Congreso de la República de Colombia, 1994), donde, entre otras cosas, también aplica a las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte de gas por un gasoducto principal, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en donde se conecte a una red secundaria.

2.6.2 Transporte

El transporte de gas natural en Colombia se realiza a través de gasoductos, en forma de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuado - GNL (en el caso del gas importado). Cuando el transporte se hace por gasoductos, se refiere a conducirlo por tuberías aprovechando la diferencia de presiones.

El transporte como GNC se da a presiones por encima de 200 bares para lograr transportar la mayor cantidad de gas en un volumen reducido. En zonas donde por factores técnicos y/o económicos no es viable la atención por red física, son cilindros de compresión.

El transporte como GNL, tiene lugar cuando el gas se lleva a estado líquido, enfriando a temperaturas menores a -160°C y se transporta por medio de buques que cuentan con las facilidades de almacenamiento necesarias, consecuentemente es entregado en estaciones resgasificadoras para su distribución.

En Colombia, la red de gasoductos empezó a inicios de los años 70, con los descubrimientos de la costa atlántica y Santander, posteriormente la red interconectó el interior del país a finales de los 80. Ecopetrol ejercería, directamente o por contrato, la construcción de los gasoductos utilizando esquemas de BOMT (siglas en inglés del esquema de financiación en donde un

inversionista privado Construye (B), Opera (O), Mantiene (M) y Transfiere (T o similares)), para conectar los campos de producción con los centros de consumo en el país.

Respecto a la parte regulatoria del transporte de gas natural, es una tarea asignada a la CREG, adjunto a esta institución está el Consejo Nacional de Operación CNO-Gas, dentro de sus funciones está: proponer modificaciones al Registro Único de Transporte (RUT), recomendar a CREG protocolos de información, preparar guías sobre manual de transportador y acuerdo de balances, conceptuar a la CREG sobre conflictos entre agentes, proponer compensaciones y horarios para renominaciones.

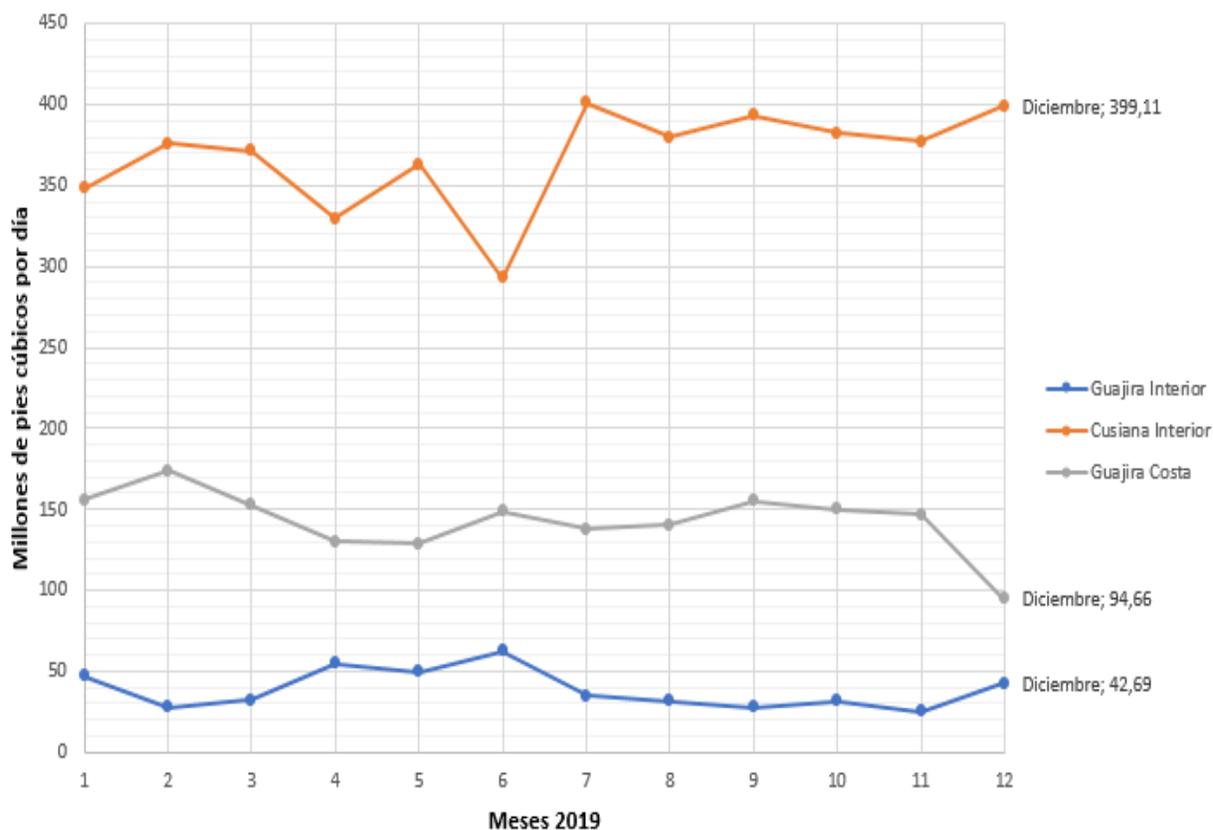
Dentro de las resoluciones emitidas por la CREG se establece que, si existe la capacidad de transporte por oleoductos, se debe garantizar el acceso a él para las empresas autorizadas en el mercado. Si hay congestión, la asignación de capacidad se realiza por subastas. Si no hay capacidad, debe justificarlo e indicar costos y fechas de expansión en caso de ejecutarse. Asimismo, los contratos podrán realizarse entre cualquier punto de entrada y salida del SNT, podrán involucrar más de un transportador cuando la ruta así lo necesite y deberán contemplar cesión y liberación de capacidad.

En la resolución 114 de la (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2017) se definen los tipos de remitentes hay en el mercado, es decir, las personas jurídicas con la cual un transportador celebra un contrato para prestar el servicio de transporte de gas natural. O, en otras palabras, los clientes de las empresas transportadoras.

El Boletín Electrónico de Operaciones BEO es la red nacional de información electrónica de libre acceso en línea y de carácter permanente. Que permite acceder a: manual del transportador, ciclo de nominación, volumen total transportado por gasoducto, capacidad disponible primaria, solicitudes del servicio, cuentas de balance, capacidad contratada.

Ahora, en cifras se tienen las publicadas en el Informe del Sector de Promigas (2019) y algunas de (Concentra, 2020). La figura 21, muestra el volumen total de gas transportado en 2019 dividido en tres regiones: Guajira Interior, Cusiana Interior y Guajira Costa.

Figura 21. Volumen total de gas transportado en Colombia 2019.



Nota. Elaboración propia. Fuente: Informe anual Gas Natural en Colombia Cifras Consolidadas 2019. Concentra. Meses desde enero (1) hasta diciembre (12).

Es congruente la figura 21 con las cifras de producción, ya que la zona que más produce gas natural en la actualidad son los llanos orientales. Los Mpcd transportados en cada mes para cada región se pueden observar en la tabla 14, que representan los valores de la figura 21.

Tabla 14. Gas transportado por región en el 2019.

Mes	Guajira Interior	Cusiana Interior	Guajira Costa
Enero	46,86	348,37	155,71
Febrero	27,5	376,12	173,98
Marzo	31,94	371,29	152,23
Abril	54,84	329,76	129,87
Mayo	49,45	363,21	128,57
Junio	62,61	292,99	148,47
Julio	34,87	400,87	137,51
Agosto	31,68	379,85	140,17
Septiembre	27,6	393	155,24
Octubre	31,6	382,34	150
Noviembre	25,17	377,15	146,54
Diciembre	42,69	399,11	94,66

Nota. Elaboración propia. Fuente: Informe anual Gas Natural en Colombia Cifras Consolidadas 2019. Concentra. Consumo en Millones de pies cúbicos por día (Mpcd).

Por otra parte, la tabla 15 muestra como está distribuida la red de gasoductos del país por empresas transportadoras y la cantidad de kilómetros adjuntos a cada una de ellas desde los años 1999, 2009, 2017 y 2018.

Las empresas distribuidoras de gas natural en el país son: Alcanos de Colombia, Efigas, EPM, Gas Natural, Gases de la Guajira, Gases de Occidente, Gases del Caribe, Gasoriente, Gas del Oriente, Gas Natural Cundiboyacense, Gasnacer, Gdo, Llanogas, Metrogas, Surtigas, Vanti y otras pocas cuya cobertura de clientes es infima.

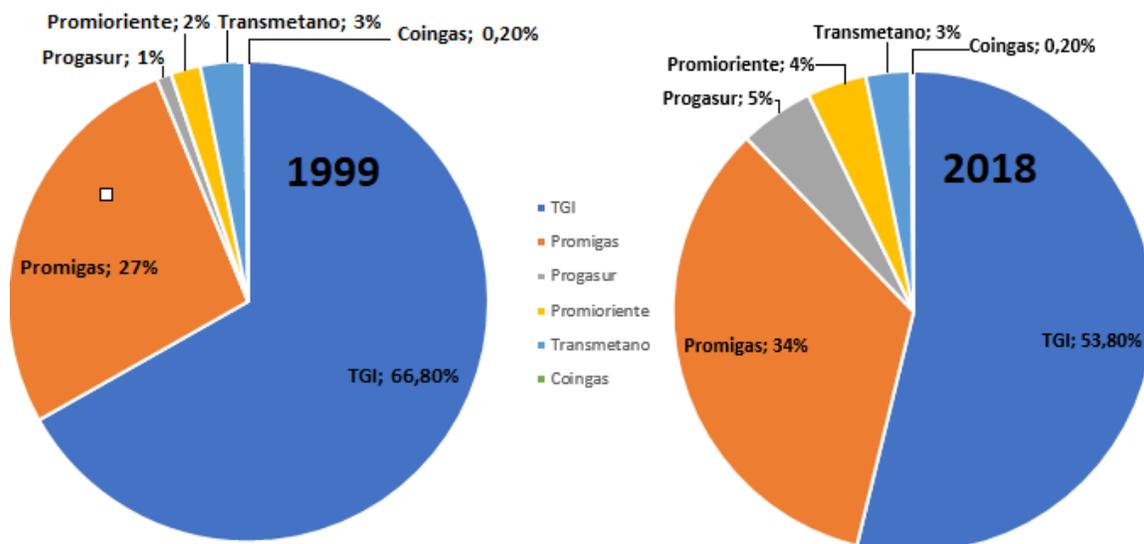
Tabla 15. Red de gasoductos nacional.

Empresa	1999	2009	2017	2018
Coinogas	0	18	18	18
Progasur	50	62	352	354
Promigas	1269	2188	2556	2561
Promioriente	59	158	333	333
TGI	3123	3529	3957	3994
Transmetano	149	149	189	189
Transoccidente	11	11	11	11
Total	4661	6114	7416	7460

Nota. Tomado de Informe del Sector de Promigas (2019). Valores dados en Kilómetros (Km).

En la figura 22, de forma clara está representada la variación porcentual en los kilómetros adjudicados a cada compañía para los años 1999 y 2018.

Figura 22. Kilómetros adjudicados por compañía transportadora de gas natural.



Nota. Elaboración propia. Fuente: Datos tomados de Informe del Sector de Promigas (2019). Valores porcentuales.

Los principales gasductos de Colombia son: Ballena – Barrancabermeja (siendo el más extenso de la nación), Centro – Oriente, Mariquita – Calí, Sebastopol – Medellín y Gibraltar – Bucaramanga. Finalmente, la resolución de la CREG 071 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1999), decreta el Reglamento Único de Transporte (RUT), donde se especifican las condiciones para recibir y entregar el gas natural en la red del sistema nacional de transporte (SNT). La tabla 16 las expone.

Tabla 16. Reglamento único de transporte RUT.

Propiedad Física del gas	Valor
Máximo poder calorífico bruto o superior	1150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto o superior	950 BTU/ft ³
Contenido de líquidos	Libre de líquidos
Máximo contenido de H ₂ S	0.25 granos/100ft ³
Máximo contenido de CO ₂	4ppmv 2% Vol.
Máximo contenido de vapor de agua	6 lb/MMPCS
Máxima temperatura de entrega	120 °F
Mínima temperatura de entrega	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	0.7 granos/1000 ft ³ Máximo tamaño de partículas 15 micras

Nota. Tomado de Reglamento Único de Transporte de Gas Natural- (RUT)

2.6.3 Comercialización

La comercialización de gas natural se define según lo establecido en la resolución 114 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (2017), y se designa a la actividad consistente en la

compra de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado primario y/o en el mercado secundario y su venta con destino a otras operaciones en dichos mercados, o a los usuarios finales.

En ese orden de ideas y según el mismo estatuto, un comercializador es una persona jurídica participante del mercado que desarrolla la actividad de comercialización. Sin embargo, el comercializador no podrá tener interés económico en productores-comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa.

Dentro de los comercializadores se tiene la figura de comercializador de gas importado, y hace referencia a la persona jurídica que importa gas y que vende el recurso importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible.

También, en la resolución 114 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (2017), se definen los tipos de compradores que tienen lugar en el mercado del gas natural, allí se manifiestan los siguientes: comprador cesionario, comprador de corto plazo, comprador primario y comprador secundario. Si el lector desea profundizar en estos conceptos se recomienda la consulta del estatuto.

Los contratos usados para la comercialización en el mercado mayorista (mercado primario y secundario) del gas son los siguientes: contrato con interrupciones (CI), contrato de opción de compra de gas (OCG), contrato de opción de compra de gas contra exportaciones (OCGX), contrato de opción de compra de transporte (OCT), contrato de suministro con firmeza condicionada (CFC), contrato de suministro de contingencia (CSC), contrato de transporte con firmeza condicionada (CFCT), contrato de transporte de contingencia (CTC), contrato firme o que garantiza firmeza (CF). En el apéndice A, se puede obtener descripción de cada uno de ellos.

En la comercialización de transporte toman lugar los remitentes, personas jurídicas que buscan adquirir el servicio, dentro de esos están: remitente cesionario, remitente de corto plazo, remitente

primario y remitente secundario. La definición de cada uno está consignada en la Comisión de Regulación de Energía y Gas (2013). El apéndice B detalla mejor cada tipo de remitente.

Entre los aspectos regulados en el sector del gas natural se encuentran: seguridad y medio ambiente, uso de predios públicos, compensación por recurso no renovable (regalías), imperfecciones del mercado o externalidades como: regulación económica, monopolios naturales (precios), comportamiento anticompetitivo de vendedores (desempeño), seguridad en el suministro (inversión de corto y largo plazo), protección de usuarios especiales.

Por otra parte, con el fin de facilitar la comercialización y centralizar la información del mercado de gas natural en Colombia se creó el Boletín Electrónico Central (BEC), que se define en la resolución 089 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (2013), como una página web en la que el Gestor del Mercado²³ (desde cuyo portal web se accede al BEC) brinda información transaccional y operativa que haya sido recopilada, verificada y publicada.

En términos comerciales y, según el informe de Resultados del Proceso de Comercialización de Gas Natural en Colombia 2019 (CONCENTRA, 2019), el modelo para la contratación de suministro de gas en el país se basa en el modelo “Contract Carriage”, esto quiere decir que la forma en la que se adquiere el gas es mediante contratos a un plazo determinado, la razón es la falta de un mercado spot²⁴ que proporcione a los agentes señales de precio para la toma de decisiones de consumo e inversión.

El proceso de comercialización de gas consta de varias etapas, la primera se denomina “negociación bilateral de contratos a largo plazo”, en ella la negociación inicia con la publicación

²³ Gestor del mercado: responsable de la prestación de los servicios de gestión del mercado primario y del mercado secundario

²⁴ El Mercado Spot es aquel donde todos los activos que se compran o venden se entregan de forma inmediata (o en un corto período de tiempo) al precio de mercado del momento de la compra/venta, y no al precio que haya en el momento de la entrega del activo.

de la Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDVF), la cual es reportada por los productores para cada campo y equivale a la cantidad de gas natural que se puede comercializar en un período determinado. En 2019, la PDTVF se publicó el 26 de junio, y los vendedores y compradores de gas tuvieron plazo para negociar hasta el 14 de agosto.

En la primera etapa durante la negociación no interviene directamente alguna autoridad regulatoria, sin embargo, los contratos firmados deben cumplir algunas condiciones como: duración mínima 3 años, inicio el 1 de diciembre de 2019 o 1 de diciembre de 2020, finalización 30 de noviembre de 2022 o posterior (si inicia en 2019), o 30 de noviembre de 2023 o posterior (si inicia en 2020) y debe ser un contrato bajo la modalidad firme al 95 % (CF95), lo cual significa que el comprador siempre se ve obligado a pagar el 95 % de la cantidad contratada independientemente de si la consume o no. El productor, por su parte, garantiza la entrega del 95 % de la cantidad contratada. El 5 % restante se entrega si el consumidor la requiere y si el productor tiene disponibilidad para suministrarla.

En esta primera etapa se espera vender la mayor cantidad de gas disponible, en caso de que algún demandante se quede sin las cantidades que necesita comprar, lo podrá hacer en la siguiente etapa que son las subastas C1 y C2.

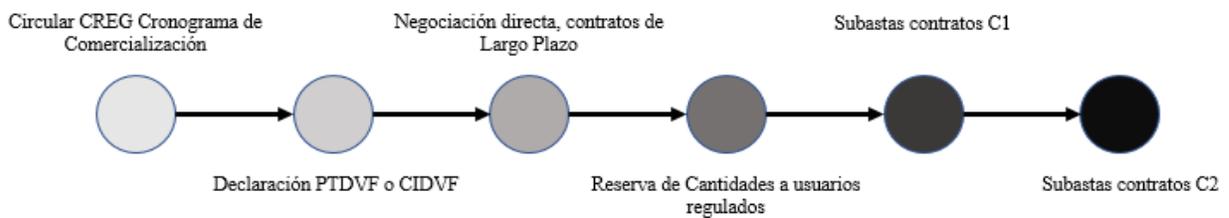
El tipo de contratos que se manejan en las subastas C1 y C2 tienen las siguientes características: duran 1 año, iniciaron el 1 de diciembre de 2019 y terminan el 30 de noviembre 2020, la modalidad de contrato C1 son firme al 30 % y variable al 70 %, mientras que los contratos C2 son firme 75% y variable 25%.

Es preciso tener presente que antes de que los productores subasten el gas remanente los comercializadores proveedores de gas a los consumidores regulados tienen prioridad, y pueden solicitar aparten las reservas para garantizar el servicio a sus usuarios, los contratos serán

modalidad CF95, con duración de un año, iniciando el 1 de diciembre de 2019, y el precio del gas se define a partir del resultado de las subastas.

En la gráfica 23 se resume una línea de tiempo con el cronograma de la CREG para el proceso de comercialización.

Figura 23. *Etapas en la comercialización de gas natural en Colombia.*



Nota. Tomado de Resultados del Proceso de Comercialización de Gas Natural en Colombia 2019

La emergencia sanitaria que se está viviendo actualmente a causa del COVID – 19, impacta el mercado del gas natural en el país, la consecuencia más evidente es la disminución en el consumo, esto se puede argumentar en el hecho que gran parte de las actividades industriales están detenidas, consecuentemente la demanda se reduce. También se presenta una situación de austeridad por parte de las empresas del sector energético, lo que redunda en disminución del presupuesto para exploración y consecuentemente, disminución de las reservas del país.

3. Formulación de Escenarios

Los escenarios se entienden como las condiciones que se vislumbran como posibles previas al ejercicio de prospectiva que, en términos muy simples es prever el futuro con el fin de tomar decisiones oportunas y asertivas en el presente; el fundamento radica en explicar de forma condensada y sencilla unos posibles (mas no probables) contextos coherentes y consistentes que podrían, o no, ocurrir.

En el pasado quedo la idea de predecir el futuro únicamente con el uso de extrapolaciones, entendiendo que el futuro es incierto, variante, e irónicamente en cierto grado, impredecible. Sin embargo, precisamente esa es la ventaja de los escenarios prospectivos, no contemplan solamente una posibilidad de ocurrencia, por el contrario, el propósito es cobijar la mayor cantidad de futuros posibles y diferentes.

3.1 Definiciones en la literatura especializada.

Distintos han sido los autores que explicaron el concepto de escenarios prospectivos, según el Manual de Planificación Energética de la Organización Latonamericana de Energía - OLADE (2017), los escenarios prospectivos se basan en cinco pilares fundamentales: el primero, son una construcción imaginativa de los aspectos estructurales relevantes de un contexto energético en un horizonte determinado; consecuentemente, será una construcción basada en hipótesis racionalmente posibles; tercero, son expresiones resumidas y sencillas pero de trasfondo complejo; cuarto, define posibilidades y no probabilidades de ocurrencia y por último, permite reducir la

incertidumbre en la toma de decisiones. Para Barma, Durbin, Lorber, & Whitlark (2016), la construcción de escenarios constituye las respuestas de una serie de preguntas basadas en la premisa ¿qué pasaría si? Lo que permitirá imaginar diferentes futuros posibles.

Herman Kahn, el fundador del Hudson Institute, habla sobre los escenarios como intentos de describir con cierto de talle una secuencia de hechos que conllevarían a determinada situación (Kahn, Wiener, & Hudson Institute, 1967).

En la opinión de Godet & Durance (2009), los escenarios son las descripción de un contexto futuro y los acontecimientos en serie que se deben presentar para la transición de la situación actual a la futura.

Peter Schwartz quien fuese el desarrollador del sistema de construcción de escenarios mediante los Ejes de Schwartz, dice que los escenarios son una descripción que pueden ayudar a prepararse y adaptarse al cambio de la situación presente.

Los escenarios no se encuentran condicionados por la disponibilidad de evidencias que respalden la relación de causalidad de las variables ni el valor de cada una de ellas. Los escenarios se basan en asunciones provisionales sobre dichas relaciones de causalidad. (Jordán, 2016).

Finalmente, una óptica algo distinta a las anteriores la aporta Denes (2001), afirma que el objetivo de los escenarios no es únicamente constituir una predicción, es decir, no se pretende mediante él describir una situación de la que se tiene alto grado de convicción de ocurrencia. Incluso afirma que los escenarios no tienen por qué ser creíbles, se sustenta en el hecho de que los procesos de cambio son constantes, razón por la cual lo que se considera creíble o probable eventualmente dejara de serlo. Lo único que necesariamente tiene que ser es intrínsecamente consistente. Para efectos de este trabajo se adoptará la definición conferida por la OLADE, ya que la misma condensa todos los conceptos de los autores anteriormente expuestos.

3.2 Tipos de escenarios

Acentuándose en el objetivo del documento, son de interés dos tipos de escenarios, los escenarios estratégicos y los escenarios en planificación o prospectiva energética.

3.2.1 Escenarios Estratégicos

Es un método de planificación estratégica que algunas organizaciones usan para hacer flexible la planificación a largo plazo. Los primeros escenarios estratégicos fueron usados en la segunda guerra mundial, claramente con fines bélicos, posteriormente evolucionaron hacia el planeamiento estratégico en organizaciones e instituciones económicas, políticas, sociales y ambientales.

En sus aplicaciones económicas, la planificación de escenarios deja de enfatizar el juego confrontativo entre oponentes (enfoque militar) y se orienta a considerar las variables naturales. Shell, por ejemplo, ve la planificación de escenarios como bloques dinámicos de pensamiento sobre partes exógenas del universo en análisis (las variables energéticas), antes de la formulación de las estrategias específicas. (Organización Latonamericana de Energía, 2017).

La formulación de estos escenarios es inherente al pensamiento sistémico, entendiendo que se contempla un sistema general conformado por varios subsistemas que interactúan entre sí y por lo tanto no son ajenos a los cambios.

3.2.2 Escenarios en planificación o prospectiva energética

Se centran exclusivamente en el estudio energético, organizaciones como Shell, World Energy Council, BP y la EIA los han implementado. Ganaron popularidad a partir de la definición de

políticas públicas en materia de cambio climático y de eficiencia energética, sin embargo, su origen data de la década de los sesenta.

Es indispensable usar escenarios cuando se desea estimar el uso final de la energía con fines de planificación. En este orden de ideas, que tantas opciones contemplen dichos escenarios estará determinada por la habilidad de capturar explícitamente cambios estructurales, tomando en cuenta giros repentinos en las tendencias en desarrollo. (Organización Latinoamericana de Energía, 2017).

3.3 Variables e hipótesis significativas

Se podrían considerar como la columna vertebral de los escenarios prospectivos y hacen referencia a los factores que modelaran el cambio de estos y las premisas que se deben asumir para su formulación.

Los escenarios energéticos se ven afectados por variables cuantitativas y cualitativas, en el primer grupo se encuentran la población, el PIB, los precios de la energía entre otras, en el segundo están la tecnología, el incremento en el uso de nuevas fuentes energéticas, el uso racional de la energía, etc. Las variables pueden ser consideradas como previsiones externas al sector energético o también pueden formar parte de los escenarios, conformando una serie de parámetros exógenos.

La variable población tendrá más una connotación económica que demográfica, es decir, se evaluará su influencia en el mercado energético, claramente mayor población implica mayor consumo de energía. Resulta preciso subrayar que es una variable que también va de la mano con el PIB, la influencia en cambios sociales y económicos es evidente, ejemplo: China e India.

El rubro tecnológico también es protagonista en la construcción de escenarios, si bien se acepta como punto inicial reciprocidad entre las variables precio – tecnología, no siempre los grandes

cambios tecnológicos están asociados a la escasez (precios altos) de materias primas. Es cierto que no debe ignorarse la importancia de los precios, sin embargo, una retrospectiva del último siglo y medio parecería indicar que la tecnología ha seguido un sendero bastante independiente de las fuentes energéticas y sus precios (Organización Latinoamericana de Energía, 2017).

Para la identificación de variables existen algunos métodos, por nombrar algunos, la técnica PESTEL y el análisis DOFA, son procedimientos originalmente planteados para la construcción de escenarios corporativos pero que bien pueden extrapolarse al análisis que se está desarrollando en esta investigación, la primera permite tener una idea de cuáles son las variables influyentes analizadas desde varios frentes: Políticos, Económicos, Socio – Culturales, Tecnológicos, Ecológicos y Legales. Concretamente se basa en reducir el mercado a esos aspectos. (Jordán, 2016).

El análisis DOFA, se basa en identificar las fortalezas y debilidades competitivas del mercado, es decir, para este caso el del gas natural. Idealmente se procede con dos análisis uno interno y otro externo, en el primero se establecen aspectos como la producción, ventajas competitivas respecto a otras fuentes energéticas, la estructura del mercado, potenciales descubrimientos entre otros. Por la parte del análisis externo, se debe tener en cuenta quienes son los consumidores del recurso y describirlos (p.e si es el sector residencial, entonces de que estrato socioeconómico), así mismo es relevante las tendencias del mercado, en otras palabras, hacia donde apunta el mercado global de gas natural, finalmente es importante reconocer la competencia, cuáles son los otros insumos energéticos que restan protagonismo al gas natural. (Jordán, 2016).

Las variables también suelen recibir el nombre de “drivers”, cuya traducción literal sería conductores, entendiéndose como conductores del mercado, así mismo, aunque poco comunes se

presentan los “cisnes negros”, hacen mención de los sucesos poco usuales, con posibilidad de ocurrencia mínima pero que ocurren, el caso que encaja en la definición es el COVID – 19.

3.3.1 Los sistemas y sus relaciones

Entiéndase en este estudio un sistema global, que sería el contexto social, económico, tecnológico, ambiental y político que acarrea el mercado del gas natural en todo el planeta y, un subsistema, que sería el mercado del gas natural en Colombia, lo que se busca es explicar los factores que pueden relacionar estos dos sistemas.

Bajo esta línea de pensamiento, se tienen relaciones de causalidad unidireccional y/o recíprocas, es decir, las primeras serían causas (del mercado global de gas natural) que generan una consecuencia en el subsistema (mercado del gas natural en Colombia). Las segundas, serían causas de cualquiera de los dos sistemas que necesariamente afecta al otro. (Organización Latinoamericana de Energía, 2017).

Así las cosas, resulta correcto afirmar que en la construcción de escenarios energéticos de un país se deben considerar tanto las condiciones internas como externas del país, se debe evaluar el sistema exógeno dentro del cual tendrán lugar los escenarios. Los sucesos económicos y políticos que ocurren a nivel global y regional afectan al propio sistema económico, social y político del país en cuestión. El grado de perturbación que sufran los escenarios nacionales a causa de las variables exógenas dependerá de cuán abierto sea el mercado nacional al global.

La globalización ya de por sí hace que los mercados nacionales se vean más afectados por los global. Producto de la globalización se dan por ejemplo los tratados de libre comercio o mercados comunes, lo cual, justamente constituirá una relación de causalidad por factores exógenos.

La evolución de los sistemas que se pretende escenificar “responde también a cambios endógenos de diferente grado de significación. Es precisamente este tipo de cambios el que puede permitir ciertos grados de libertad en el diseño de las hipótesis que se incluyen en los escenarios sobre los sistemas nacionales, respecto de aquellas de los planos de orden internacional (regional o mundial)”. (Organización Latonamericana de Energía, 2017).

3.3.2 Hipótesis relevantes del contexto mundial

En la determinación de hipótesis globales, se tienen en cuenta dos focos, uno tiene que ver con la organización y funcionamiento del sistema económico mundial, y el otro con aspectos más particulares que afecten directamente al país (p.e corrientes de inversión, acceso a los mercados de ciertos bienes y servicios).

En ese orden de ideas, según la Organización Latonamericana de Energía (2017), para establecer dichas hipótesis se deberá hacer un análisis cualitativo respecto a aspectos como:

- Grado de globalización del país, y relevancia de los países de la región en él, como aspectos geopolíticos y potencial de conflictos.
- Grado de competencia regional en el mercado del gas natural.
- Nuevas características que impacten al mercado provenientes de cambios tecnológicos.
- Ritmo de crecimiento del mercado global del gas natural.
- Grado de acceso del país a créditos internacionales.
- Inversión extranjera directa al país, y sectores de inversión.
- Nivel de exportaciones del mercado nacional de gas natural.
- Acuerdos medioambientales globales.

3.3.3 Hipótesis regionales

Conforme a lo estipulado en el Manual de Planificación Energética de la Organización Latonamericana de Energía (2017), deben de ser coherentes con las hipótesis mundiales, en esta oportunidad deben de ser más puntuales respecto a sucesos propios de América Latina, es así como los parámetros a tener presente son:

- Alianzas estratégicas con países de la región.
- Compatibilidad con las políticas macroeconómicas de la región.
- Nivel de cooperación regional en el marco investigativo y de desarrollo tecnológico.
- Incursión de conglomerados internacionales en la región.
- Campos de acción de los conglomerados.
- Ritmos de crecimiento económico y de población en los países de la región.
- Evolución de asimetrías sociales y del ritmo de expansión de ciertos mercados masivos.
- Condiciones ambientales propias de América Latina.

3.3.4 Hipótesis del sistema nacional

Según la Organización Latonamericana de Energía (2017), en la construcción de éstas hipótesis se establecen cuatro dimensiones principales.

Dimensión económica global y sectorial:

- Principales actividades que contribuyen a la economía del país.
- Acceso a financiamiento internacional.
- Contribución al crecimiento económico mundial.
- Evolución de las importaciones y exportaciones.
- Participación de pequeñas y medianas empresas en el mercado.

Dimensión social:

- Ingreso medio de la población.
- Niveles de desempleo y subempleo.
- Asimetrías sociales: distribución en el ingreso, pobreza, acceso a los servicios básicos, niveles de educación formal.

Dimensión demográfica:

- Crecimiento de la población.
- Evolución de los niveles de urbanización.
- Migraciones internas.
- Éxodo a países de la región.

Dimensión ambiental:

- Grado de adhesión del país a los acuerdos internacionales sobre medio ambiente.
- Política nacional referida a la preservación de los recursos del patrimonio natural y a los impactos en el medio ambiente local.

3.3.5 Variables relevantes

Como lo establece la Organización Latinoamericana de Energía (2017), con el fin de abordar las dimensiones expuestas para la construcción de las hipótesis, se establecen algunas variables relevantes exógenas al mercado del gas natural en Colombia, que permiten reflejar adecuadamente el fenómeno que se quiere presentar.

Seleccionar las variables es en esencia identificar las fuerzas que impactan el mercado del gas natural en Colombia, entendiendo que la multiplicidad de éstas no constituye necesariamente una

virtud. En la correcta elección de las mismas influye la percepción y colaboración de expertos en la materia, en gran medida la asertividad se atribuye a la experiencia y conocimiento del mercado.

Una primera selección de variables estará asociada a la inserción internacional del país en materia energética, contemplar si es importador o exportador de energía, si es parte de bloques económicos internacionales, si hace parte de tratados binacionales, si puede ser afectado o ser parte de conflictos internacionales. (Organización Latinoamericana de Energía, 2017).

En segunda medida según lo establece la Organización Latinoamericana de Energía (2017), se debe tener un enfoque relacionado con el aparato productivo interno, es decir, grandes variables macroeconómicas como PBI, urbanización, distribución del ingreso, ingreso a cuenta de la demanda energética.

El último criterio de análisis para la identificación de variables apunta a procesos de naturaleza política, por ejemplo, la forma en la que se han de procesar demandas en materia de cuidados ambientales y la forma en la que se impulsa o dificulta la transición energética.

Dichas variables son cualitativas y cuantitativas, así mismo, son a escala global y local. La lista a continuación no es una lista cerrada, entendiéndose que se puede modelar de acuerdo con la óptica de los investigadores, tipo de mercado y estudio que se desea realizar, sin embargo, el grupo investigativo a cargo del presente trabajo consideró oportuno las siguientes:

VARIABLES CUANTITATIVAS GLOBALES:

- Población.
- Crecimiento económico mundial.
- Consumo de energía.
- Participación de fuentes renovables en la oferta global de energía.
- Precio internacional del petróleo y el gas (volatilidad).

Variables cuantitativas locales:

- Población, con diversas aperturas regionales.
- Crecimiento económico regional / local. PIB bruto y per cápita.
- Ingreso por consumo energético.

Variables cuantitativas de relacionamiento global – local:

- Apertura comercial externa y principales mercados de exportación.
- Participación del gas natural importado en el total de la oferta.
- Integración en bloques regionales.

Variables cualitativas globales:

- Conflictividad regional que afecten las fuentes o rutas de abastecimiento de energía.
- Conflictividad interna de países relevantes en el mercado.
- Conflictividad global.

Variables cualitativas tecnológicas:

De impacto sobre la demanda:

- Implementación o evolución de políticas de uso eficiente de la energía.
- Penetración de bombillos de bajo consumo / LED.
- Penetración de automóviles eléctricos.

De impacto sobre la oferta:

- Cambios en tecnologías eólica o solar.
- Difusión de técnicas de fracking sobre shale oil y shale gas.
- Desarrollo de yacimientos off shore.

Variables cualitativas ambientales:

- Implantación o evolución de políticas sobre contaminación de aire, agua, suelos.

- Adhesión teórica y práctica a políticas sobre efecto invernadero.

La acumulación de variables no necesariamente nutre los escenarios, es sumamente importante la correlación de éstas con el mercado que se pretenda analizar.

3.4 Metodología de construcción y evaluación de escenarios

En el trabajo de (Antezana, 2012) identifican dos métodos principales de construcción de escenarios: el de “Lógicas de construcción con alta formalización”, asociados a métodos de análisis cuantitativos, y se busca obtener escenarios para los cuales se pueda estimar su probabilidad de ocurrencia, Godet & Durance (2009), pertenecen a esta corriente; y el de “Lógicas de construcción intuitivas”: son los que suelen surgir de la consulta a expertos y se maneja información cualitativa y cuantitativa, Schwartz (1991), es representativo de esta variante.

Respecto a la metodología de construcción de los escenarios de *“lógica de construcción con alta formalización”*, Godet & Durance (2009) reconocen dos tipos de escenarios, los exploratorios que buscan describir el futuro a partir de una serie de hechos lógicos basados en la situación actual y las tendencias dominantes; pueden ser tendenciales o basarse en cambios bruscos respecto al escenario tendencial, pero igualmente han de ser posibles (no irracionales). Y, los escenarios normativos o de anticipación que no se basan en la situación actual sino en la imagen de un futuro deseable, descrita a partir de un grupo de objetivos, y describen un camino que enlaza el futuro con el presente. En la construcción de estos Godet & Durance (2009) lo primero que hacen es construir la base, después exploran el campo de los posibles para reducir la incertidumbre y finiquitan con la elaboración de los escenarios.

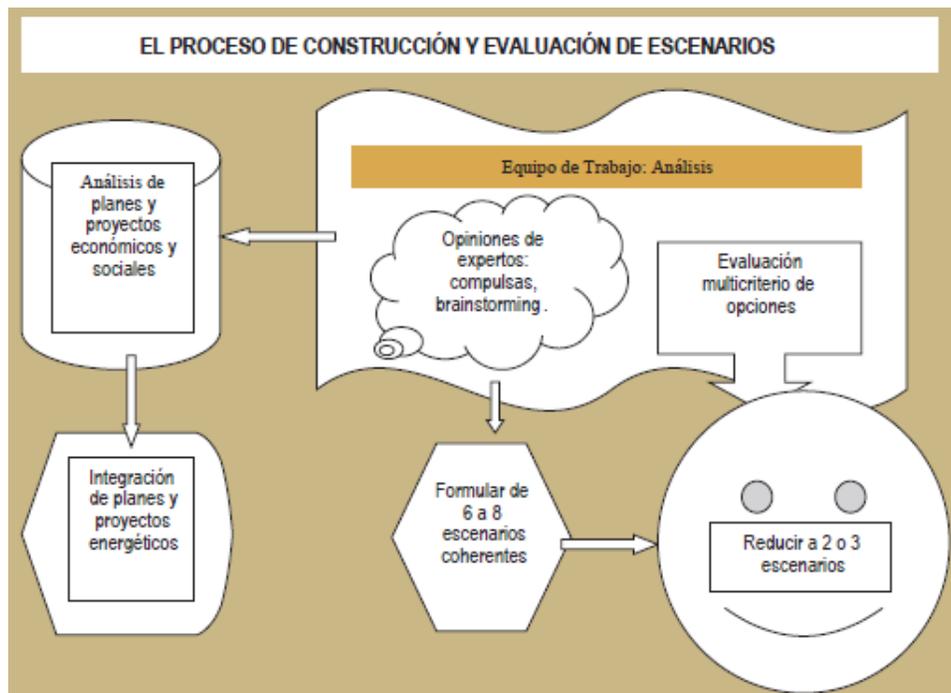
La primera fase (construcción de la base) es hacer una evaluación del estado actual del sistema, que refleja el resultado de la interacción de una serie de variables relacionadas entre sí, dicha base dependerá de los límites del sistema, de las variables relevantes y del proceder de los actores. En la segunda fase (explorar el campo de los posibles) se señalan los futuros posibles a partir de una serie de hipótesis. Finalmente, en la tercera fase (elaborar los escenarios), se deberá describir el camino a recorrer desde la situación actual hasta la futura, a este ejercicio se le denomina “fase diacrónica”.

Ahora, la base metodológica para la construcción de escenarios de “*lógicas de construcción intuitivas*” se debe especialmente a Schwartz (1991), en ella se reconoce la diversidad de los actores (en cuanto a disciplinas, sectores, culturas, especialidades) y la información (se debe tener disponibilidad de estudios sectoriales y opiniones de expertos).

Con base en dichos parámetros, la construcción de los escenarios se realiza siguiendo cinco etapas: inicialmente se determina el foco de los escenarios y su horizonte temporal, ejercicio que se ve enriquecido con las ópticas de un equipo multidisciplinar. En segunda instancia, se procede con la lluvia de ideas de factores determinantes, con el fin de identificar las fuerzas de cambio que pueden influir en el futuro. Tercera, distinguir entre tendencias estructurales y factores de ruptura, entendiendo que las primeras conforman el contexto – ejemplo, la globalización- y las segundas podrían resultar de decisiones de actores determinados. Cuarta, identificar la lógica de los escenarios, implica consensuar los factores que representan incertidumbres más relevantes, y analizar las posibles situaciones a las que se llegaría, cada uno de las cuales constituye el esqueleto de un escenario. Finalmente, se redactan los escenarios, describiendo como se llega desde el presente hasta la situación futura.(Organización Latonamericana de Energía, 2017).

Es preciso anotar que la técnica usada en este documento para la construcción de los escenarios será de “lógicas de construcción intuitivas”, ya que se considera idónea para el alcance formulado. La figura 24 condensa el procedimiento.

Figura 24. Proceso de construcción y evaluación de escenarios.



Nota: tomado de Organización Latinoamericana de Energía. (2017). Manual de Planificación Energética 2017 (Segunda Ed). Quito, Ecuador.

3.4.1 Integración de los planes

Se refiere a la relación que debe existir entre los escenarios y la visión del país, de allí que sean congruentes con los planes y proyectos económicos, sociales y ambientales de la nación. (Organización Latinoamericana de Energía, 2017). En caso de que la accesibilidad a estos programas sea compleja o simplemente no se pueda dar, otorgaría más grados de libertad a los escenarios, aunque eventualmente la incertidumbre aumentará.

También deben considerarse los planes y proyectos energéticos, la forma de hacerlo es inspeccionando los objetivos generales que se pretenden alcanzar en el horizonte de tiempo establecido. Grosso modo, se suelen constituir como desafíos comunes en políticas energéticas: la seguridad en el abastecimiento de energía, las naciones que cuentan con ella buscan asegurar su futuro y las que no buscan un proveedor confiable; el acceso de la población a la energía y la calidad de ésta, se clasifica como el principal reto para alcanzar un desarrollo sostenible; las prácticas no sustentables, es decir, crecimiento desmesurado de la demanda de energía, concentración de la oferta en regiones políticamente inestables, incertidumbre sobre las empresas del sector; y finalmente, aspectos legislativos. Son estos parámetros los que perfilan el futuro energético y el sendero a recorrer.

3.5 Construcción de escenarios mediante opiniones de expertos.

El nombre ya es muy dicente, consiste en construir los escenarios basados en la óptica de los que mejor conocen el mercado (en este caso), para recoger las opiniones de los expertos se usan cuatro técnicas: la compulsa, la encuesta, la entrevista y el brainstorming. Para la Organización Latinoamericana de Energía (2017), las técnicas que se consideran más directas y de hecho las de mayor uso, se muestran a continuación: La compulsa, sencillamente es pedirles a los expertos que basados en sus conocimientos respondan un cuestionario escrito sobre la posible evolución de las variables seleccionadas. La encuesta, en esencia también es un cuestionario, sin embargo, al ser encuesta necesita cumplir con rigor estadístico, hacer una clasificación de los expertos según la especialidad, grado académico, país de residencia, ocupación y, en consecuencia, generar los resultados. Las entrevistas, hacen parte también de los cuestionarios, pero éstas representan la

ventaja que se puede ahondar en las preguntas, así como repreguntar y seguir el hilo conductor que se considere oportuno en el momento e indiscutiblemente nutren los resultados finales. Aunque lo ideal sería realizarlas cara a cara, igualmente son válidas las que son a distancia, normalmente se suelen hacer entrevistas a expertos en los cuales haya un interés genuino. Brainstorming es una de las técnicas más usadas en la construcción de escenarios y consiste en reunir a los expertos con el fin de que debatan y expresen libremente sus visiones. Lo interesante de la técnica consiste en que generalmente la exposición a otras ideas suele desembocar en nuevas ideas. El aprovechamiento del ejercicio consiste en la capacidad de recolectar y organizar todas las ideas.

Cualquiera haya sido la técnica utilizada el paso siguiente consistirá en la construcción de un primer conjunto manejable de escenarios, la experiencia y la literatura aconsejan no más de seis u ocho escenarios organizados en torno de las que se consideren las variables más relevantes. Cada uno de estos escenarios deben ser comunicables, es decir, deben poder ser expresados de forma sencilla y breve, así mismo, deben estar explícitos los supuestos que se asumen como invariantes.

Acto seguido, se procede a reducir el número de escenarios, y se hace con base al análisis de las variables y los vínculos entre ellas, descartando así los que se consideren compatibles o que sean inconsistentes. Lo normal es presentar como resultado final dos o tres escenarios, sobre los cuales se podrá elaborar planes para afrontar las circunstancias previstas. Se recomienda que el nombre de los escenarios no sea jerárquico como: alto – bajo, tendencial – improbable, etc.

3.6 Referentes de escenarios energéticos nacionales e internacionales

Diferentes son las instituciones privadas y públicas que se encargan de realizar estudios energéticos prospectivos mediante la formulación de escenarios, en esta sección se expondrán los

trabajos realizados por algunas corporaciones internacionales como el World Energy Council (WEC), Shell y British Petroleum (BP), y otras nacionales como la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y Prospectiva Energética Colombia 2050.

3.6.1 Escenarios Prospectiva Energética Colombia 2050

En el trabajo realizado por (Claderón et al., 2018), se generaron tres escenarios prospectivos para el sector del gas natural en Colombia, guiados por la pregunta ¿Cuál será la participación del gas natural en la canasta energética de Colombia hasta el 2050?

Los tres escenarios planteados fueron: tendencial, seguridad energética y, diversificación energética.

Escenario tendencial: Se asumió que las tendencias en precios del barril de petróleo (50 USD aprox.) se mantendrían en el futuro, consecuencia de ello habría disminución exploratoria, lo que conllevaría a disminuir las reservas y eventualmente habría desabastecimiento, razón por la cual se tendría que importar gas a través de gasoductos o mediante la implementación de plantas de regasificación. (Claderón et al., 2018).

Escenario seguridad energética: A corto plazo se consideró un aumento del precio del petróleo aproximadamente a 70 USD/Barril, con tendencia al alza, lo cual provocaría mayor inversión extranjera, en consecuencia, aumentaría la exploración y, así mismo, las reservas de yacimientos de gas convencionales y no convencionales. Dicha situación conllevaría a que se generen políticas que incentiven el uso de gas natural como combustible en diferentes sectores de la economía, con lo que se intensificaría el consumo comparado con el escenario tendencial. (Claderón et al., 2018).

Escenario de diversificación energética: La premisa para este caso fue bajo precio del petróleo, lo que provocaría baja inversión en exploración y paralelamente se imposibilitaría el desarrollo de

proyectos con altos costos. También se consideró que no habría inversión extranjera en el país ni la incursión de nuevas tecnologías como fracturamiento hidráulico para producir shale gas. En términos de reservas solo se proyectó las asociadas a mantos de carbón. La demanda se vería reducida por la incursión de las renovables, necesarias para reducir los impactos ambientales. (Claderón et al., 2018). Se recomienda al lector consultar el documento original con el fin de conocer los resultados obtenidos en el ejercicio prospectivo. No se exponen acá, pues salen del alcance del documento.

3.6.2 Escenarios Ideario Energético UPME

En el Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050 (UPME, 2015), se exponen escenarios que proyectan la demanda total de energía en Colombia con horizonte temporal 2050. En el texto original se puede apreciar un diagnóstico de la situación actual y posteriormente se proponen 5 escenarios: uno base y cuatro alternativos (T1, T2, ME y EE).

Escenario base: La proyección de demanda de los energéticos se realiza por sectores de consumo final: residencial, comercial, industrial, transporte y ACM, que reúne Agricultura, Construcción y Minería y por procesos de transformación. Para la elaboración de este escenario se tomaron como datos base los consumos de los años 2010 a 2012 del Balance Energético Nacional (BEN) y adicionalmente se tuvieron en cuenta los siguientes supuestos:

- a. Crecimiento anual de la economía del 4,6% constante desde 2014 hasta 2030, y de 3,5% de 2031 a 2050.
- b. Proyección de la población del DANE hasta 2020, con tasa de crecimiento constante hasta 2050 del último año.
- c. Crecimiento de la demanda de energía eléctrica a una tasa del 2% promedio anual.

d. Crecimiento del gas natural a una tasa de 2.98% promedio anual para los sectores de consumo final y 2,6% para los procesos de transformación.

e. Crecimiento del consumo de energéticos por sector de acuerdo con las tendencias de los años recientes (datos Balance Energético Nacional) y de acuerdo con el crecimiento económico.

f. Estructura de los usos de energía y eficiencias en la industria y en el transporte.

g. Disminución del uso de leña, especialmente en el sector residencial rural, en beneficio del uso del gas natural, GLP y la electricidad.

h. Ampliación de la cobertura de los servicios de gas natural y electricidad.

i. Crecimiento de la demanda de energía en el transporte en función del crecimiento del parque automotor y de los viajes realizados en los principales centros urbanos del país.

j. Penetración del gas natural como energético para el segmento de transporte de carga, de acuerdo con las perspectivas del gremio de distribuidores de gas natural. (UPME, 2015).

Escenario tecnológico T1: Parte del escenario base, pero en este escenario se asume mayor consumo de gas natural y energía eléctrica, en contraste se desacelera el consumo de los energéticos tradicionales y del carbón mineral. Se busca mayor eficiencia en los procesos industriales y contribuciones significativas al medio ambiente. (UPME, 2015).

Escenario tecnológico T2: Tiene como base el escenario T1, se suponía la firma del acuerdo de paz, lo cual conllevaría a un crecimiento económico y a la aplicación de políticas de impulso a las Fuentes No Convencionales de Energía que podría verse reflejado en un mayor desarrollo rural, aumentando la participación de la biomasa en la matriz energética nacional. Además, se presenta una mayor participación de la electricidad y del GLP en detrimento del gas natural. (UPME, 2015).

Escenario Mundo Eléctrico (ME): Parte del escenario base, pero suponiendo que el energético de mayor consumo será la electricidad, es decir, remplazaría a todos los energéticos en sectores

como ACM e industria, así mismo será usado en calentamiento directo e incursionara en la fuerza motriz, también repuntará en el sector residencial y de servicios. La electricidad se usará en los procesos de cocción y calentamiento de agua. En cuanto a las renovables, se consumirá 0.5% del total al 2050, de energía solar y, 1.7% a 2050, de energía eólica. En la transformación se presentan dos alternativas: Fuentes Convencionales de Energía, FCE y Fuentes No Convencionales de Energía, FNCE. (UPME, 2015).

Escenario Eficiencia Energética (EE): Parte del escenario base, suponiendo metas de aumento de eficiencia en procesos agrícolas e industriales (25% a 2030 y 30% a 2050), así como en procesos de cocción y calentamiento de agua en el sector residencial. También se presenta penetración de energía solar (0.6%) y eólica (2%) en los procesos de transformación. (UPME, 2015).

Se recomienda al lector consultar el documento original con el fin de conocer los resultados obtenidos en el ejercicio prospectivo. No se exponen acá, ya que están fuera del alcance del documento.

3.6.3 Escenarios World Energy Council – WEC

Los tres escenarios planteados por el World Energy Council (WEC) & Paul Scherrer Institute (2019), son enfocados al mercado energético europeo. Los tres escenarios son: Modern Jazz, Unfinished Symphony y Hard Rock.

Modern Jazz: Contempla un mundo innovador, por lo cual se esperan cambios constantes, hay un crecimiento económico desigual pero productivo. La oferta de las energías limpias es abundante, así mismo, la electrificación de los sistemas productivos y de movilidad ocurren a un ritmo acelerado. Es un mundo de oportunidades de crecimiento exponencial generadas por el acceso a información (data). Se trata de un mundo digital, flexible y orientado al consumidor, con

una eficiencia energética mucho mayor, en el que las nuevas inversiones en innovación se valorizan rápidamente. Hay una caída en los precios de la energía y un aumento de la velocidad del mercado mundial. (World Energy Council (WEC) & Paul Scherrer Institute, 2019).

Unfinished Symphony: En este escenario la mayoría de los gobiernos son muy conscientes de cuatro riesgos principales:

- El cambio climático y sus trastornos ambientales y sociales asociados, incluida la migración en masa.
- Las vulnerabilidades sistémicas debidas a la digitalización (como los ataques cibernéticos) y el desarrollo de infraestructuras que luchan por mantenerse al día con las nuevas fuentes de energía.
- La necesidad de equilibrar las políticas de carbono con la seguridad, la disponibilidad y los costes energéticos.
- El reto de asumir los precios de las transiciones de sistemas energéticos completos de una manera socialmente aceptable.

Hard Rock: Es un mundo en el cual los ciudadanos de todo el mundo se sienten cada vez más insatisfechos con las clases políticas tradicionales y el aumento de la burocracia. Igualmente, con los estragos de las fuerzas del mercado mundial. Los candidatos populistas y nacionalistas ganan sorprendentes victorias en muchos países occidentales e insisten en seguir su propio camino en un mundo bajo la premisa “yo primero”. El sistema multilateral se fractura debido al Brexit, la Unión Europea cada vez más fragmentada, el nacionalismo estadounidense y al autoritarismo chino. Las naciones están mucho más preocupadas por el empleo, la salud y las tensiones ambientales locales que por las cuestiones mundiales. La innovación tecnológica continúa, pero lentamente, en el

contexto de abundancia de carbón barato y, de gas y petróleo no convencionales, habrá uso continuo de petróleo y gas en la calefacción, el transporte y la industria. (World Energy Council (WEC) & Paul Scherrer Institute, 2019).

Se recomienda al lector consultar el documento original con el fin de conocer los resultados obtenidos en el ejercicio prospectivo. No se exponen acá, pues salen del alcance del documento.

3.6.4 Escenario *British Petroleum (BP)*

En el trabajo de la compañía British Petroleum (2019), se contemplaron nueve escenarios: Se expondrá el escenario base “Evolving Transition”, y cuatro alternativos que se consideraron más relevantes: “More Energy”, “Rapid Transition”, “Less globalization” y “Single Use Plastics Ban”. Los otros cuatro escenarios alternativos son: Lower-carbon industry and buildings, Lower-carbon transport, Lower-carbon power y Greater reform.

El informe de BP considera la transición energética desde tres perspectivas diferentes, cada una de las cuales ayuda a iluminar diferentes aspectos de la transición: los sectores en los que se utiliza la energía; las regiones en las que se consume y produce la energía; y el consumo y producción de diferentes combustibles. (British Petroleum, 2019).

Evolving Transition: Es el escenario base, asume que las políticas gubernamentales, las tecnologías y las preferencias sociales evolucionan de manera y velocidad similares al pasado reciente. Es un mundo con rápido crecimiento de las economías en desarrollo, la energía consumida por el sector industrial y la edificación representa alrededor del 75% del aumento en la demanda energética global; mientras que el crecimiento de la demanda energética en el sector transporte se reduce considerablemente, en comparación con el pasado, a medida que se aceleran las avances en la eficiencia de los vehículos.

La electricidad representa el 75% del aumento de la energía primaria, el 85% del crecimiento de la demanda mundial de energía se cubre con energía renovable y con gas. Las energías renovables se convierten en la mayor fuente de generación eléctrica a nivel mundial en 2040. Las emisiones globales de CO₂ continúan aumentando, lo que indica la necesidad de un exigente conjunto de acciones políticas integrales para lograr una reducción sustancial de las emisiones de carbono. (British Petroleum, 2019).

More Energy: Representa un escenario en el que es necesario más energía para respaldar el crecimiento económico que permita una mejora de posición económica y social de miles de millones de personas. Hay un fuerte vínculo entre el progreso humano y el consumo de energía; el Índice de Desarrollo Humano de la ONU sugiere que el incremento del consumo de energía de hasta 100 gigajulios (GJ) por persona está asociado a un aumento sustancial del bienestar y el desarrollo humano. (British Petroleum, 2019).

Rapid Transition: Es un escenario que se basa en una transición energética mucho más rápida, en el que se incorporan todas las medidas políticas necesarias para reducir emisiones en todos los sectores: industria, edificación, transporte y electricidad. (British Petroleum, 2019).

Less Globalization: Retrata un mundo en el cual el comercio internacional sostiene el crecimiento económico y permite a los países diversificar sus fuentes de energía. Por ello, en este escenario se representa el posible impacto que la escalada de disputas comerciales podría tener en el sistema energético global. Es así como habrá una reducción en la apertura y en el comercio, asociado con una escalada en las disputas comerciales. (British Petroleum, 2019).

Single Use Plastics Ban: Para este escenario se asume que la única fuente importante de crecimiento de la demanda de petróleo en los próximos 20 años proviene del uso de combustibles con fines distintos a la combustión en la industria, en particular como materia prima para productos

petroquímicos, impulsada por el aumento de la producción de plásticos. Bajo esa misma línea de pensamiento, hay una creciente preocupación por el medio ambiente con respecto a los plásticos de usar y tirar. (British Petroleum, 2019).

Se recomienda al lector consultar el documento original con el fin de conocer los resultados obtenidos en el ejercicio prospectivo y conocer la totalidad de los escenarios propuestos. No se exponen acá ya que están fuera del alcance del proyecto.

3.6.5 Escenarios Shell

La compañía en el marco del cumplimiento de los acuerdos de Paris formuló tres escenarios: Sky, Mountains y Oceans, los cuales tienen horizonte temporal 2070. Dicho acuerdo es un documento que ofrece un plan programático para resolver uno de los problemas más difíciles a los que se enfrenta la humanidad, el cambio climático. Con este acuerdo, se busca mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2 °C. (Shell, 2018).

Sky: Como se mencionó, es un escenario que surge a partir de la firma de los acuerdos de París en 2015. Debido a la necesidad de energía para casi todas las actividades, lograr Sky esencialmente implica re-cablear toda la economía global para alcanzar emisiones netas cero en sólo 50 años.

A nivel nacional en Sky, los gobiernos aplican marcos legislativos para impulsar la eficiencia y reducir rápidamente las emisiones de CO₂, tanto mediante la eliminación de las tecnologías energéticas más antiguas como mediante la promoción de la competencia para desplegar nuevas tecnologías a medida que alcancen la eficacia en función de los costos.

La fijación de precios del carbono por parte del gobierno surge en Sky como un conjunto de impuestos, gravámenes y mecanismos de mercado. El camino a las emisiones netas cero para 2070, implica cambios en todos los niveles de la economía y el sistema energético. Una de las tendencias

más importantes es la electrificación, la sustitución cada vez mayor del uso directo de combustibles fósiles (como la gasolina para la movilidad) por electricidad. Consecuentemente, la electrificación incursiona más claramente en el sistema de transporte mediante iniciativas intergubernamentales y promesas de los países y las ciudades de eliminar gradualmente los automóviles con motor de combustión interna. (Shell, 2018).

Mountains: Es un escenario que contempla un contexto mediático en el cual la ventaja, de poder generar superioridad mediante la influencia, permanece concentrada en las manos de los actualmente poderosos. Las rígidas estructuras e instituciones de poder obstaculizan el desarrollo económico. Es un mundo en el cual, con un menor número de intermediarios, es posible lograr avances positivos en ámbitos políticos secundarios, como el desarrollo urbano compacto, la energía y el impacto medioambiental. Las expectativas positivas de recursos se hacen realidad y, con marcos de políticas de apoyo, así, el gas natural se convierte en la columna vertebral del sistema energético mundial.

Como consecuencia, aumentan de las emisiones de CO₂, las tensiones ambientales son de crecimiento global más lento, al igual que la sustitución del carbón por el gas natural y el éxito en la captura y almacenamiento de carbono se ve opacado. (Shell, 2018).

Oceans: Es un mundo con precios particularmente altos del petróleo y el gas. Esta realidad económica conduce al desbloqueo de nuevos recursos y oportunidades tecnológicas, el aumento de los precios desbloquea recursos energéticos más caros e impulsa la eficiencia del usuario final.

Los combustibles líquidos y el carbón siguen desempeñando un papel destacado en la combinación energética hasta que la energía solar alcanza su nivel más alto en la última parte del siglo. El gas natural crece, pero no alcanza las altas expectativas debido a marcos de políticas inadecuados.

Las emisiones de gases de efecto invernadero alcanzan su máximo y permanecen elevadas durante un período prolongado hasta que se reducen por la combinación de biomasa y energía solar. Producto de ello se recorre un sendero cuyo aumento de la temperatura global es mayor de 2°C, lo que a su vez incrementa la atención en la adaptación a los efectos del cambio climático. (Shell, 2018).

Se recomienda al lector consultar el documento original con el fin de conocer los resultados obtenidos en el ejercicio prospectivo y conocer la totalidad de los escenarios propuestos. No se exponen acá ya que están fuera del alcance del proyecto.

3.7 Escenarios nacionales del gas natural propuestos por el autor

Es de suma importancia resaltar cual es el norte energético que tiene Colombia, las directrices para alcanzarlo están plasmadas en el Plan Energético Nacional (Unidad de Planeación Minero Energética, 2019) y toma relevancia ya que las acciones y decisiones en términos de política energética apuntan a lo allí estipulado, el plan dicta las directrices del mercado energético en Colombia, desde luego, el sector del gas natural no es ajeno y se acoge a lo allí estipulado.

Ese norte, es: Seguridad de suministro energético y diversificación de la matriz energética, Energía eje de desarrollo económico y prosperidad, Gestión ambiental del sector energético, Aseguramiento de cobertura a servicios y productos energéticos con inclusividad y desarrollo territorial, Eficiencia energética, Integración energética regional, Entorno habilitante para la implementación del PEN 2020 – 2050, lo cual es coherente con las políticas regionales y globales.

Ahora, para la construcción de los escenarios se debe comenzar por la identificación de las variables o tendencias que pueden definir el rumbo del mercado energético y del gas natural, en

ese orden de ideas, la Agencia Internacional de Energía de Estados Unidos (U.S. EIA, 2019) identifico las variables globales que para ellos son relevantes en el camino de la transición energética, luego, en este documento se hará uso de las mismas variables que son:

- Crecimiento rápido de las tecnologías de energía limpia.
- Electrificación creciente.
- China con su economía orientada a los servicios con una mezcla de energías limpias (alejarse del carbón).
- Resiliencia de los yacimientos no convencionales en Estados Unidos.
- Crecimiento de la demanda (30%), principalmente, en países en desarrollo.
- Crecimiento de la población mundial (7,4 billones a 9billones).
- Aceleración de la urbanización.
- Industrias intensivas en energía.
- Incremento de la demanda de GLP para hogares y zonas rurales.
- Crecimiento de la demanda de gas natural (45%) para generación de electricidad.
- Generación de electricidad a partir de energía nuclear.
- Rápido crecimiento de las energías renovables (incremento en la inversión en plantas de generación).
- Compromisos de países por disminuir emisiones de gases efecto invernadero.
- Uso de energía en calentamiento y transporte.
- Disponibilidad de tecnologías limpias (tratamiento de carbono, captura de CO₂).
- Crecimiento de la demanda de petróleo (por el crecimiento del sector transporte).
- Crecimiento de las emisiones de CO₂.

- Mejoramiento de la eficiencia energética (industria, hogares, transporte).

En el trabajo Transición Energética para Colombia 2050 realizado por la Universidad del Valle & Universidad Nacional (2018), se expuso los posibles escenarios en el camino a la diversificación energética. Para cumplir con el objetivo entrevistaron 31 expertos que participaron voluntariamente en el cuestionario Delphi en línea y 119 actores del sector (estudiantes, docentes, investigadores, consultores y empresarios) que participaron voluntariamente en cinco talleres regionales en las ciudades de Bogotá, Medellín, Cali, Barranquilla y Bucaramanga. En el documento mencionado, se dividieron los individuos en dos grupos: expertos y actores del mercado, posterior a ello, se les preguntó ¿qué relevancia en una escala de uno (1) a cinco (5) les asignan a las variables propuestas por la EIA en la transición energética del mundo y de Colombia? Los resultados obtenidos por la Universidad del Valle & Universidad Nacional (2018), en el cuestionario Delphi realizado a los expertos se revelan en la figura 25.

La forma idónea de interpretar los resultados es así: variable número uno, “crecimiento rápido de las tecnologías de energías limpias”, se evidencia que el 39% (color verde) de los encuestados (en este caso expertos) consideraron que ésta es una variable con el grado más alto de relevancia (5) en la transición energética, 26% (color amarillo) de ellos le asignaron una relevancia de (4), similarmente, 26% (color naranja) de (3), 6% (color gris) de (2) y 3% (color azul agua marina) de (1).

Es evidente que la mayoría de los expertos opina que el crecimiento rápido de las tecnologías de energías limpias es una de las variables que más influyen en la diversificación de la matriz energética. De hecho, es la variable en la que hay mayor consenso al respecto.

Paralelamente en la figura 26 se puede conocer la opinión que tienen los actores del sector respecto a las variables propuestas por la EIA.

Según los resultados obtenidos por la Universidad del Valle & Universidad Nacional (2018), se puede concluir que, para los expertos, las variables de alto impacto son:

- Aceleración de la urbanización.
- Crecimiento de las energías renovables.
- Uso de la energía en calentamiento y transporte.
- Mejoramiento de la eficiencia energética.
- Crecimiento de las tecnologías de energía limpia.

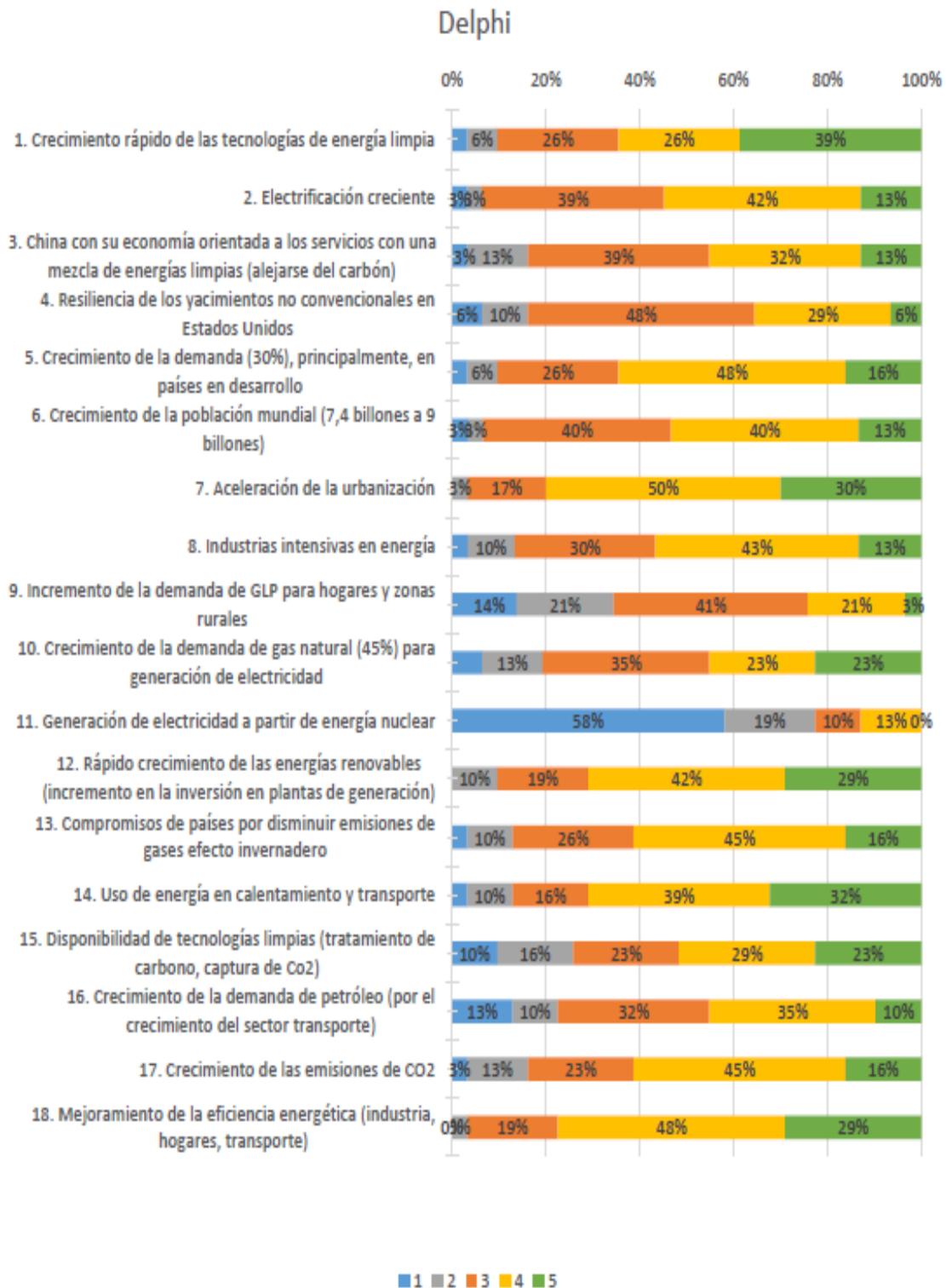
De la figura 26 es evidente que para los actores del mercado energético las variables de más peso son:

- Mejoramiento de la eficiencia energética.
- Rápido crecimiento de las energías renovables.
- Crecimiento rápido de las tecnologías de energía limpia.
- Compromisos de países por disminuir emisiones de gases efecto invernadero.
- Aclaración de la urbanización.

Por otro lado, de los cuestionarios Delphi se concluyó que las variables de menor relevancia en el sector energético son:

- Generación de electricidad a partir de energía nuclear.
- Incremento de la demanda de GLP (gas licuado de petróleo) para hogares y zonas rurales.

Figura 25. Cuestionario Delphi a expertos.



Nota: tomado de Universidad del Valle, & Universidad Nacional. (2018). Transición Energética para Colombia 2050. Cali, Colombia.

Figura 26. Cuestionario actores del mercado.



Nota: tomado de Universidad del Valle, & Universidad Nacional. (2018). Transición Energética para Colombia 2050. Cali, Colombia.

Según el estudio realizado por la Universidad del Valle & Universidad Nacional (2018), el panorama de tendencias presenta algunas complementarias, propuestas por los actores y expertos del sector, las cuales también tendrán incidencia en el desarrollo de la transición energética del país. Estas tendencias son las siguientes:

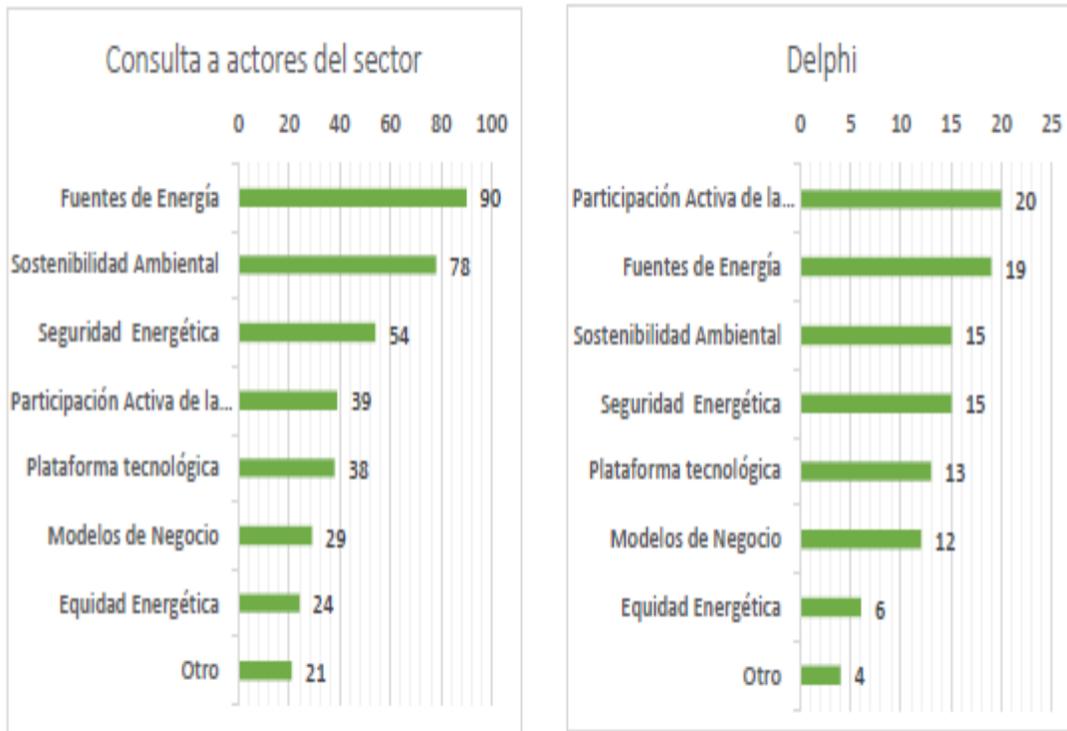
- Integración de los energéticos en redes inteligentes.
- Sustitución de energéticos con alta emisiones de CO₂.
- Desarrollo y aplicación de smart grids y micro-grids.
- Movilidad Eléctrica. Uso de medidas alternativas de transporte.
- Incremento en los problemas sociales relacionados en la producción de energía.
- Explotación de hidrocarburos no convencionales en Colombia.
- Inestabilidad política de países de la región.
- Conocimiento de la población sobre opciones energéticas.
- Aumento de la conciencia ambiental en la población.
- Crecimiento en las necesidades de suministro alimentario y de agua potable.
- Revolución industrial 4.0. Tecnologías Blockchain-Big Data.
- Políticas públicas orientadas al desarrollo energético.
- Corriente política del gobierno de Estados Unidos.
- Tecnologías de medición avanzada. Conexión de las zonas no interconectadas.

Ahora, la Universidad del Valle & Universidad Nacional (2018), también analizaron los componentes prioritarios de la transición energética, obteniendo los resultados mostrados en la figura 27.

Las áreas consideradas como prioritarias para los actores del sector son las siguientes: fuentes de energía, sostenibilidad ambiental, y la seguridad energética. Para los expertos son las siguientes: Participación de la demanda, fuentes de energía, sostenibilidad ambiental y seguridad energética. La seguridad energética y las fuentes de energía son las dos áreas más importantes para los dos grupos consultados. (Universidad del Valle & Universidad Nacional, 2018). La forma correcta de interpretar los resultados de la figura 27 es la siguiente: 20 expertos (grafica de la derecha)

consideraron que la participación activa de la demanda es un componente prioritario de la transición energética en Colombia, el análisis es similar con cada uno de los componentes.

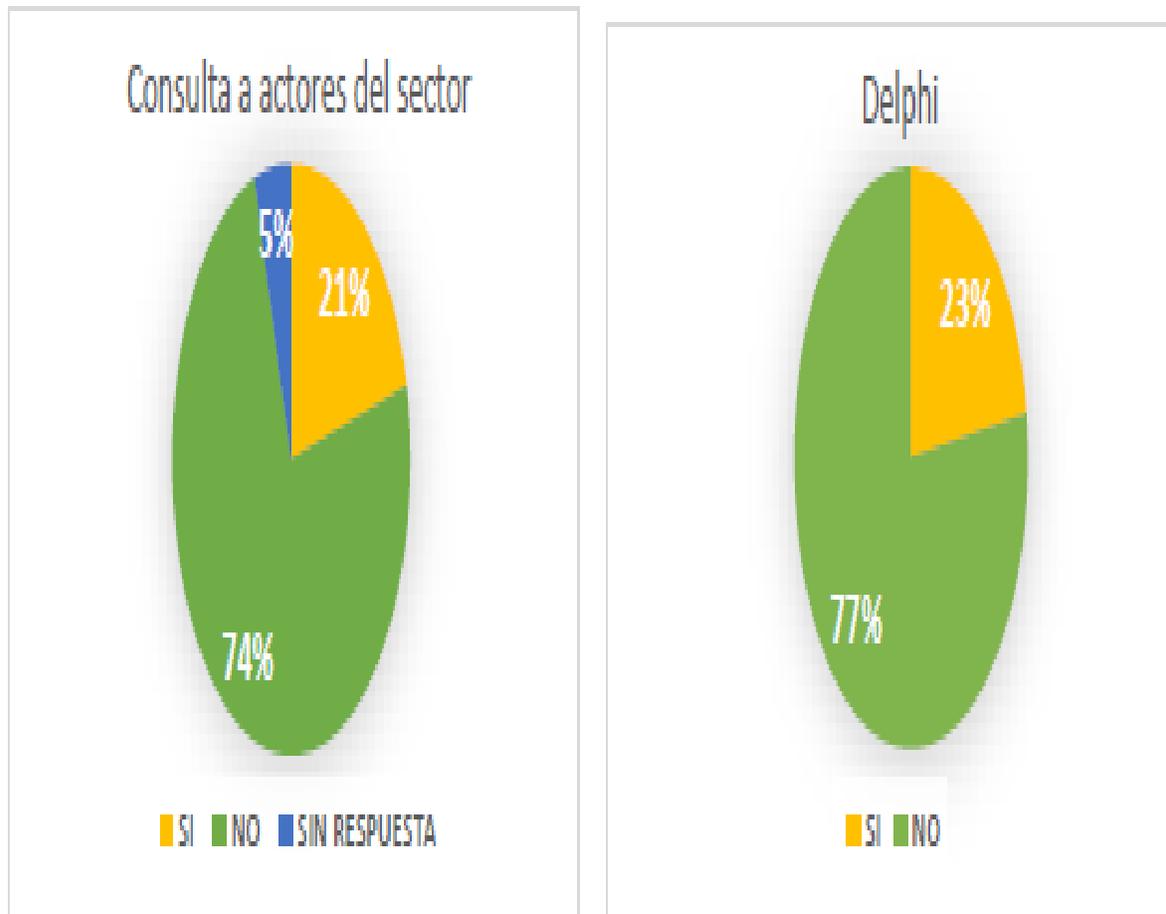
Figura 27. Componentes prioritarios de la transición energética en Colombia.



Nota: tomado de Universidad del Valle, & Universidad Nacional. (2018). Transición Energética para Colombia 2050. Cali, Colombia.

Uno de los aspectos más importantes en la transición energética es el marco regulatorio y de políticas públicas. La relevancia yace en el hecho de que sin las leyes adecuadas no se puede dar la transición, de allí que este tópico pueda retrasar o acelerar el cambio en el consumo hacia energías limpias. La figura 28 expone las respuestas de los actores del sector y los expertos a la pregunta ¿Considera que existe un marco regulatorio adecuado para la transición energética en Colombia?

Figura 28. Marco regulatorio adecuado para la transición energética en Colombia.

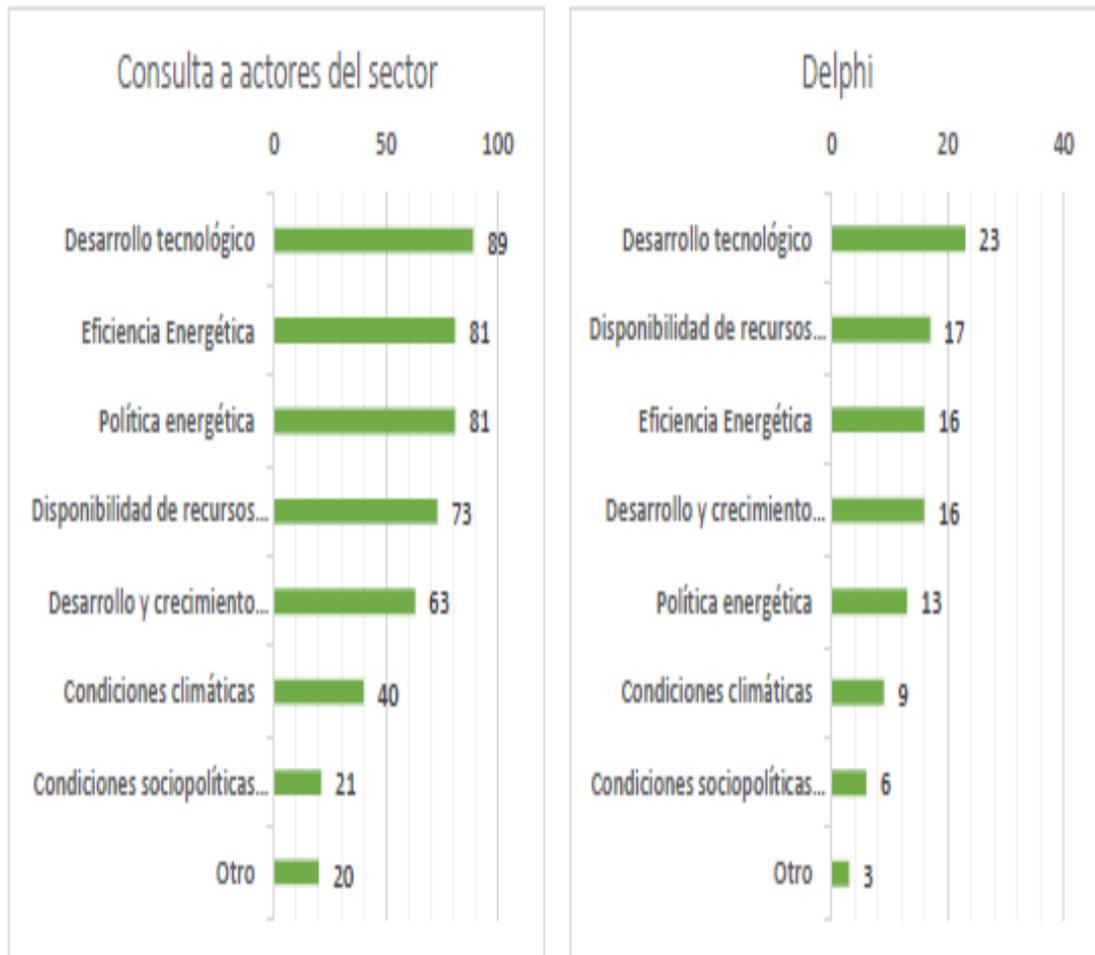


Nota: tomado de Universidad del Valle, & Universidad Nacional. (2018). Transición Energética para Colombia 2050. Cali, Colombia.

Es evidente el consenso que hay respecto a la falta de un marco regulatorio en el país que permita dar vía libre a la transición energética, lo cual sin duda da nociones fuertes de cómo podría comportarse el futuro energético de Colombia.

Según el estudio realizado por (Universidad del Valle & Universidad Nacional, 2018), los factores que benefician la transición energética en Colombia es posible observarlos en la figura 29.

Figura 29. Factores que benefician la transición energética en Colombia.

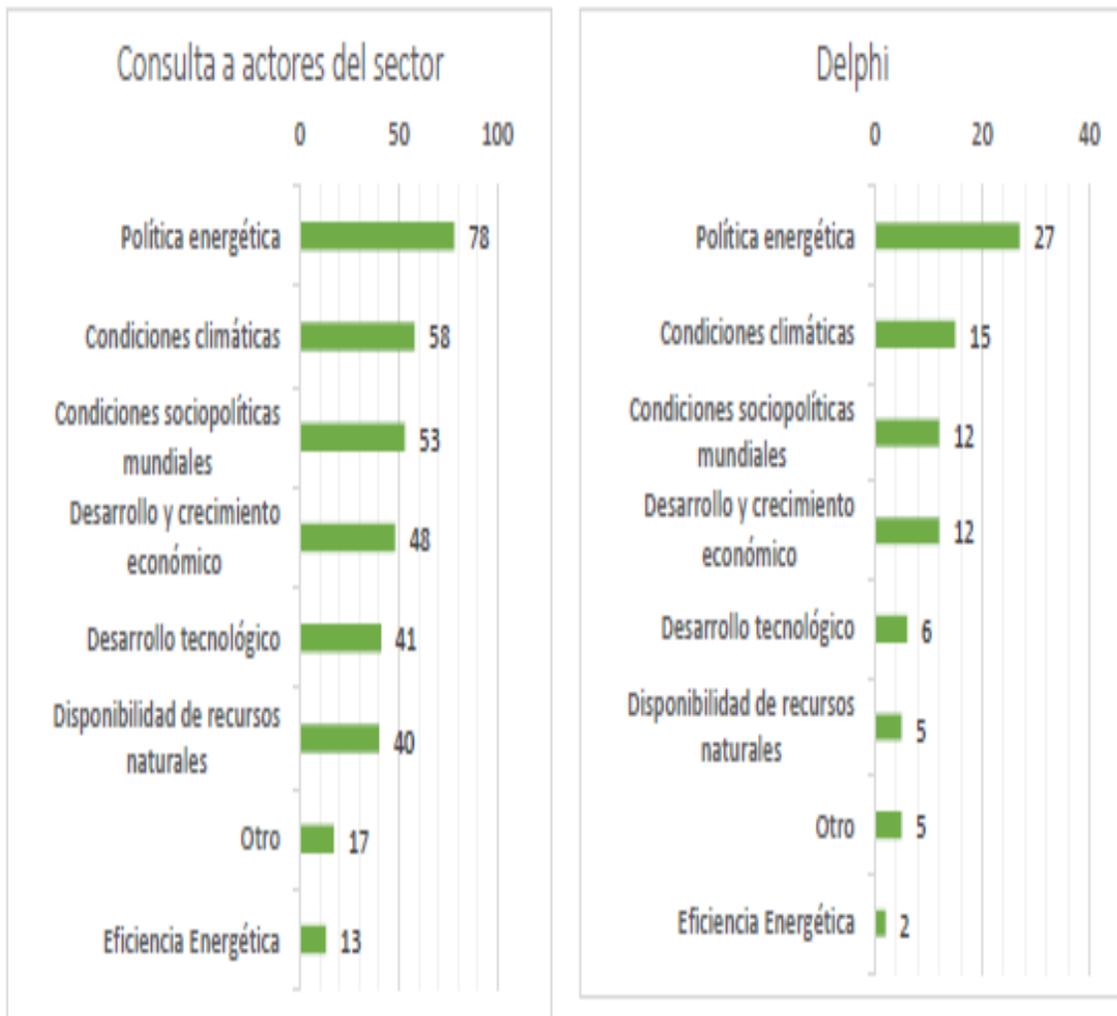


Nota: tomado de Universidad del Valle, & Universidad Nacional. (2018). Transición Energética para Colombia 2050. Cali, Colombia.

Se tiene que el desarrollo tecnológico, la disponibilidad de los recursos, la eficiencia energética, el desarrollo y crecimiento de la economía y la política energética, está en la intersección de los dos grupos, como factores más importantes para migrar hacia la diversificación.

En contraste, según la Universidad del Valle & Universidad Nacional (2018), los principales factores que pueden dificultar la transición se muestran en la figura 30.

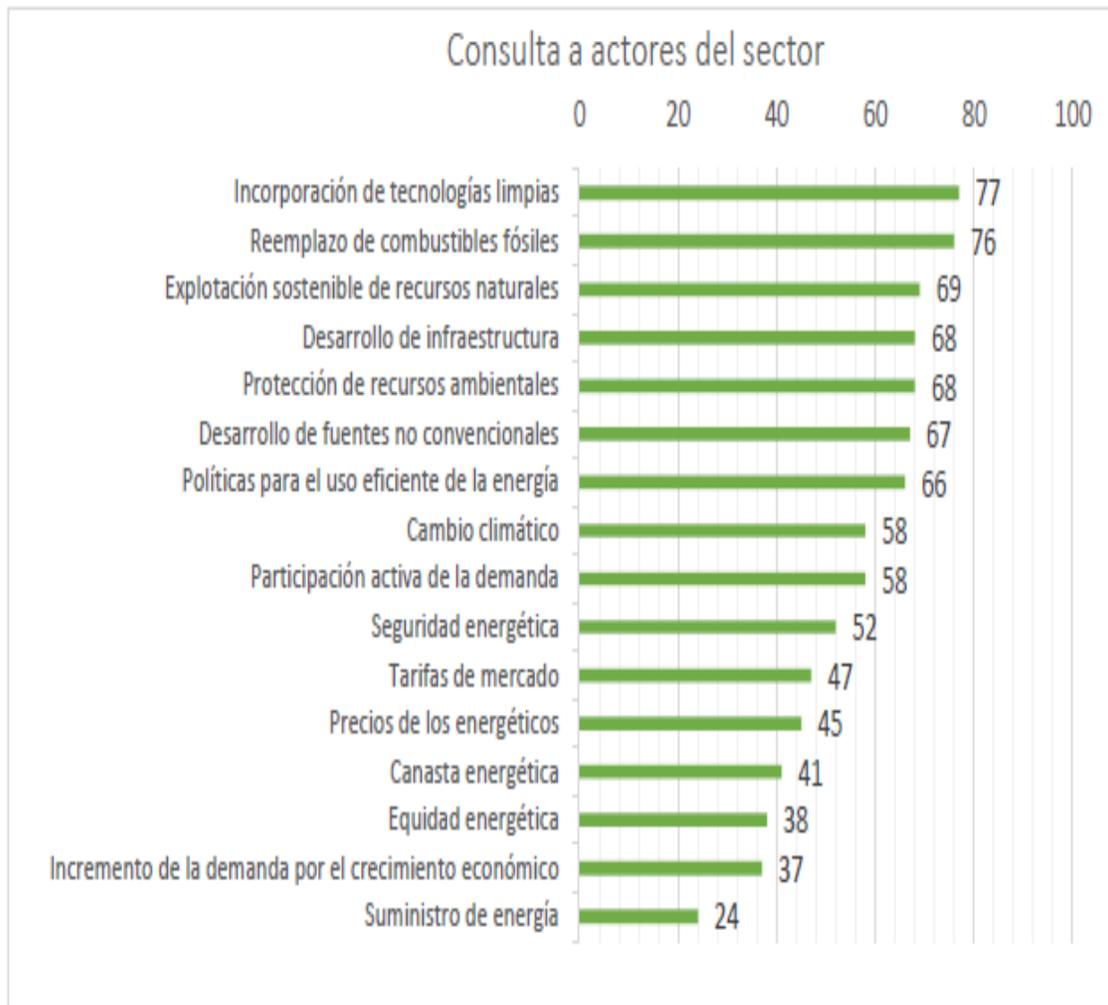
Figura 30. Factores que dificultan la transición energética en Colombia.



Nota: tomado de Universidad del Valle, & Universidad Nacional. (2018). Transición Energética para Colombia 2050. Cali, Colombia.

Esos factores son: política energética, condiciones climáticas, condiciones sociopolíticas mundiales y crecimiento económico. Ahora, las condiciones principales para que se dé la transición son: marco regulatorio, decisiones políticas, desarrollo o adopción de tecnologías e inversión pública y privada. Los retos a superar para la diversificación energética se muestran en las figura 31 y 32.

Figura 31. Retos por superar para la transición energética según los actores del sector.

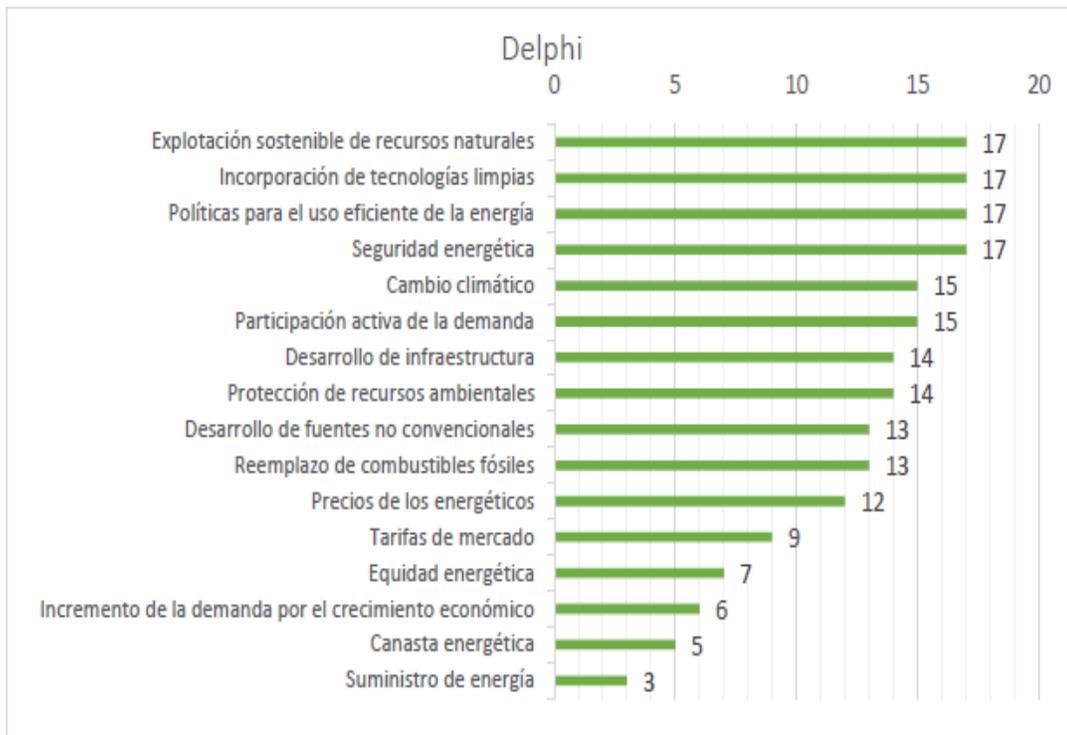


Nota: tomado de Universidad del Valle, & Universidad Nacional. (2018). Transición Energética para Colombia 2050. Cali, Colombia.

La figura 32 exhibe los retos que según los expertos se deben superar en la transición energética.

En conclusión, para los actores del sector y los expertos los retos más importantes son: incorporación de tecnologías limpias, políticas para el uso eficiente de la energía, explotación sostenible de recursos naturales, seguridad energética, reemplazo de combustibles fósiles, desarrollo de infraestructura, protección de recursos ambientales y desarrollo de fuentes no convencionales.

Figura 32. Retos por superar para la transición energética según los expertos.



Nota: tomado de Universidad del Valle, & Universidad Nacional. (2018). Transición Energética para Colombia 2050. Cali, Colombia.

Ahora, de los resultados obtenidos por la Universidad del Valle & Universidad Nacional (2018), más las visión de los expertos del sector energético y del gas natural entrevistados por el autor, permiten identificar las directrices relevantes para la construcción de los escenarios propios.

Las entrevistas se pueden leer y analizar con mayor profundidad en el apéndice C, se entrevistaron seis expertos para un total de 120 preguntas (20 a cada uno) donde se expresan conceptos técnicos y opiniones relacionas al mercado energético y del gas natural en Colombia.

Así las cosas, de dichas entrevistas se pueden sustraer valiosos aportes, por ejemplo, la necesidad de contar con un plan energético claro en donde se identifiquen las fuentes de energía limpia que van a suplir el consumo actual y la forma eficiente de producirlas, es decir, no solo

basta con la intención de querer un cambio de la matriz energética, es indispensable una hoja de ruta que permita materializar los objetivos.

En los seis expertos entrevistados hubo consenso sobre la importancia del cambio climático y los acuerdos ambientales para la construcción de los escenarios, así mismo, se identificaron como variables relevantes la oferta y demanda del gas natural y el petróleo, el dinamismo de la economía, el crecimiento de la población, el desarrollo tecnológico, las restricciones de la red nacional de energía y la voluntad política que, al final del día, será la que determine si es posible o no una diversificación de la canasta energética, lo que implica un uso necesario del gas natural que es el recurso objetivo del presente análisis.

También se identificaron factores que pueden afectar la transición energética como la desigualdad social y altos costos en términos de infraestructura para la implementación de fuentes limpias de energía, costos que deben ser asumidos por el estado colombiano. Algo similar ocurre con la ampliación de la red nacional de gasoductos, donde, si lo que se busca es popularizar el consumo de este combustible, es indispensable extender la cobertura, lo que implica inversiones significativas e imprescindibles.

Por otra parte, existen aspectos externos con capacidad de afectar el mercado colombiano del gas natural, como lo son la producción y consumo de gas y petróleo de Estados Unidos y China, entendiéndose estos países como las potencias mundiales y jugadores determinantes en la balanza de precios de los combustibles, toda vez que EEUU es el principal productor y consumidor de gas y China el tercer mayor consumidor, pero más allá de esto, simbolizan modelos económicos que generan tendencias sociales y culturales fácilmente replicables en las naciones adeptas a cada una de las corrientes, por lo cual decisiones políticas propias influyen en el comportamiento de otras regiones. Desde luego, no se puede desconocer que China representa la mayor parte de industria

manufacturera a nivel global. Se recalca como principal tendencia en el sector energético la disminución de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y el desarrollo sostenible, y los medios necesarios para un crecimiento positivo congruente con las tendencias son el desarrollo tecnológico y las acciones políticas oportunas y certeras.

Finalmente, en el caso Colombia, se debe tener en cuenta que no representa un jugador clave a nivel global, así mismo, que hoy realmente es escasa la participación de fuentes alternas de energía en comparación con las convencionales (petróleo, gas y carbón), sin embargo, tendencialmente se proyecta únicamente crecimiento de una de las tres fuentes convencionales, el gas natural, y esto ocurre por varias razones, la primera es el menor costo al consumidor final, la segunda es que ha venido desmitificando dogmas respecto al uso y eficiencia, la tercera, es el más amigable con el medio ambiente, la cuarta, eventualmente su infraestructura puede ser usada para transporte de hidrogeno y, por último, es el recurso que cumple con la primera fase de la transición energética que consiste en desincentivar el uso del carbón y el petróleo.

3.7.1 Ganimedes

Es un escenario de transición energética, tecnológicamente muy innovador, buscando honrar los compromisos ambientales internacionales donde los combustibles fósiles tradicionales pierden protagonismo mientras se busca aprovechar los beneficios intrínsecos de las energías renovables, biocombustibles y gas natural, que actúa como indicador de diversificación energética y se convierte en el protagonista y principal aliado en la generación de electricidad.

En consecuencia, concibe planes de gobierno orientados hacia la inserción de fuentes renovables de energía en la base del consumo energético, razón por la cual hay evidente decrecimiento de la producción de crudo, dado el bajo precio del barril y la limitada demanda no

se hace perforación exploratoria. El gas natural se ve impulsado por la producción de pozos offshore como lo son Chuchupa y Orca, así como por la implementación de la planta regasificadora del pacífico y la cogeneración de energía en campo, es decir, no se quema el gas en flare (GTW: Gas to Wire, generar electricidad en boca de pozo).

Se crea un programa energético pro-alcohol, en donde se fomenta el uso de combustibles a partir del bagazo de la caña de azúcar, impulsando la llegada de vehículos flex, movidos por alcohol anhidro o hidratado y también por gasolina. Congruentemente, se formulan incentivos para los productores de etanol. Se establece la cultura del consumo “Greenpeace”.

3.7.2 Ío

Es un escenario que contempla un país con rumbo energético similar al actual, se mantiene la tendencia de consumo de combustibles fósiles y la progresiva pero limitada inserción de fuentes renovables de energía. Así las cosas, el carbón y el petróleo siguen siendo protagonistas en el consumo energético mientras el gas natural lentamente gana participación en la matriz energética nacional. Debido al contexto de emergencia ocasionado por el COVID – 19, el consumo de energía en los sectores industrial, comercial y transporte se ve afectado negativamente, situación que principalmente impacta los precios del petróleo, por encima del gas natural. Dada la ausencia de políticas energéticas concretas que garanticen una fuente confiable de energía hacia la cual migrar y, por los altos costos en la construcción de la infraestructura requerida en la implementación de dichas fuentes, se ve retrasado el proceso, materializándose en un horizonte temporal más allá del analizado en esta investigación.

Por otra parte, el gas natural ve reducidas sus reservas por la ausencia de actividad exploratoria ocasionada por el bajo precio del barril y por la ampliación en la cobertura de los servicios de gas

domiciliario y electricidad, así mismo, las centrales generadoras de energía cada vez demandan más gas para la generación de energía eléctrica, lo cual conlleva a la importación necesaria del recurso. Se presenta una disminución en el uso de leña, especialmente en el sector residencial rural y el gas natural se muestra como combustible de transición hacia la diversificación de la matriz energética.

3.7.3 Calisto

Es un escenario que supone notable recuperación en los precios internacionales del crudo, aumentando la exploración y explotación de combustibles hidrocarburos y disminuyendo la investigación en tecnologías para la implementación de fuentes de energía amigables con el medio ambiente y, a su vez, disminuyendo las posibilidades de migrar hacia una energía capaz de sustituir parcialmente el petróleo, el carbón y el gas natural.

El atractivo contexto de los combustibles fósiles y la falta de voluntad política que promueva el cumplimiento de los compromisos ambientales y los objetivos de desarrollo sostenible, generan las condiciones adecuadas para la implementación de la fracturación hidráulica de pozos no convencionales horizontales, lo cual ampliaría los límites de autosuficiencia energética del país.

Por otra parte, no se forjan las condiciones óptimas en términos de incentivos tributarios que permitan a las compañías productoras de energía limpia competir en igualdad de condiciones frente a las petroleras, por lo que el consumo y producción de este tipo de energías no será representativo.

4. Prospectiva

El propósito de esta sección es mostrar el proceso de elaboración de prospectiva energética, estableciendo la información requerida y las herramientas necesarias. Se busca identificar los elementos fundamentales para realizar un buen ejercicio prospectivo que abarque la demanda, la oferta y los recursos.

Respecto a la prospectiva de la demanda, se identifica el tipo de información requerida para realizarla, por el lado de la oferta, se analizan diferentes sectores que conforman el requerimiento total, una vez se tenga la data, se puede proceder por modelos de simulación u optimización. Como rezan los objetivos del presente trabajo, en esta oportunidad es menester aplicar la simulación de Monte Carlo mediante el uso del software LEAP.

4.1 Definición

El concepto de prospectiva, etimológicamente, procede del latín ‘pro’ (adelante) y ‘spectare’ (mirar), por lo que su definición es “la acción de mirar adelante en el tiempo”. En este orden de ideas, la prospectiva es una disciplina que permite anticipar y pronosticar el futuro mediante el análisis prospectivo que, para este caso, son los escenarios planteados en la sección anterior. El objetivo final de los ejercicios prospectivos es tratar de influir en el futuro con base a intereses propios identificando aspectos que pueden tener una gran impacto social, tecnológico y económico. La primera persona que hablo de prospectiva fue el filósofo francés Gaston Berger, a mitad de la década de los cincuenta, y se refirió a ella como la ciencia que estudia el futuro, además,

afirmó que la prospectiva se nutre de historia; de esta premisa se infiere el razonable hecho de que el futuro no es un espacio temporal independiente del pasado, por el contrario, existe una conexión íntima entre los tres espacios temporales conocidos. Consecuentemente, aunque las generaciones cambien, muchos de los problemas en esencia siguen siendo los mismos, a pesar de que se aborden de formas distintas.

Es importante no confundir la prospectiva con la predicción, adivinación, pronóstico o profecía. Su intención no es adivinar ni anunciar el futuro a través de un don sobrenatural, sino especular sobre el porvenir para comprender estratégicamente el presente con la ayuda de "imágenes" y "mapas mentales de escenarios" sobre el futuro.

4.2 Características de la prospectiva.

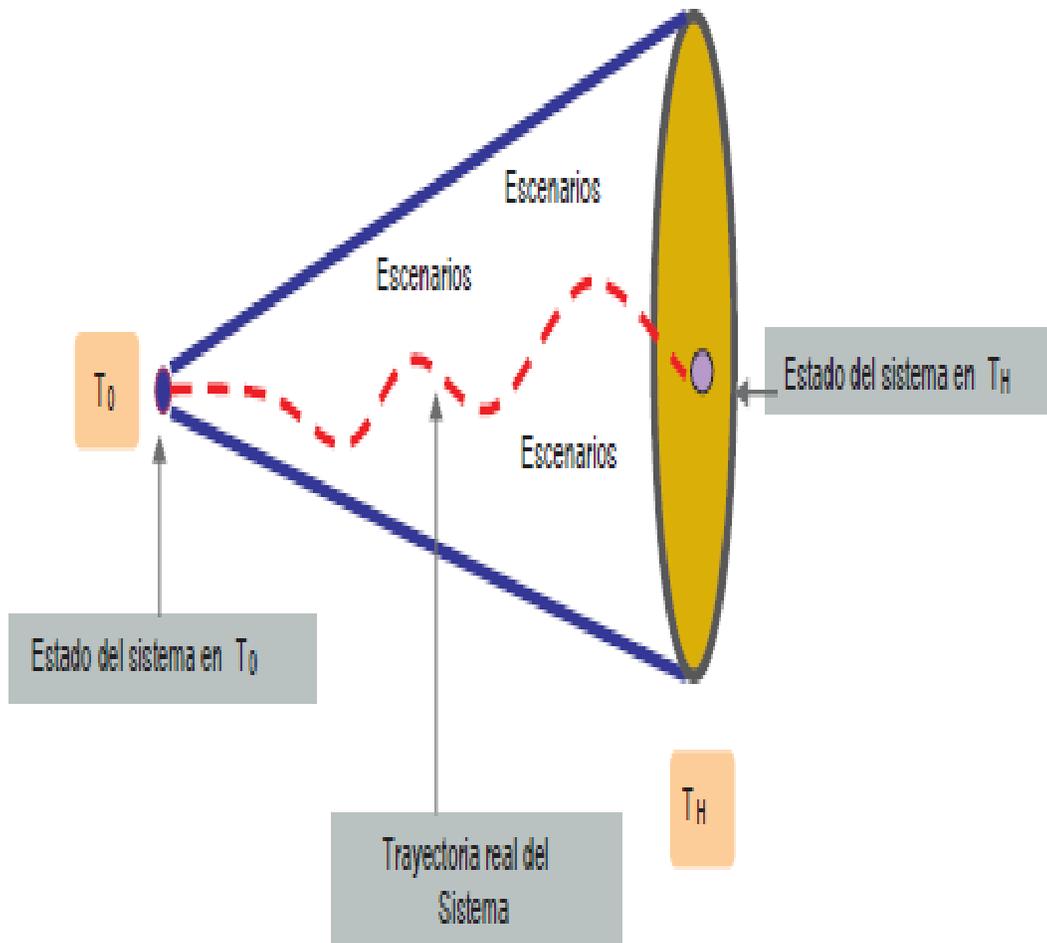
Se abordarán temas como el análisis prospectivo y modelos de escenarios para la prospectiva.

4.2.1 Análisis prospectivo

Se entiende como la acción que permite analizar los posibles futuros. Se puede expresar el concepto gráficamente, como lo muestra la figura 33 el futuro se comporta como un cono sólido, el vértice representa el momento de análisis (la situación presente), mientras que el diámetro del cono simboliza el conjunto de futuros, luego, presente solo hay uno, futuros más de uno, el análisis prospectivo busca estudiar los futuros congruentes y consecuentes con las acciones actuales, y la prospectiva es personificada por la imagen completa. Así, el análisis prospectivo esencialmente implica la formulación de escenarios que representen situaciones contrastadas, con el fin de

analizar situaciones opuestas y posibles que permitan prever con acciones oportunas el devenir del futuro.

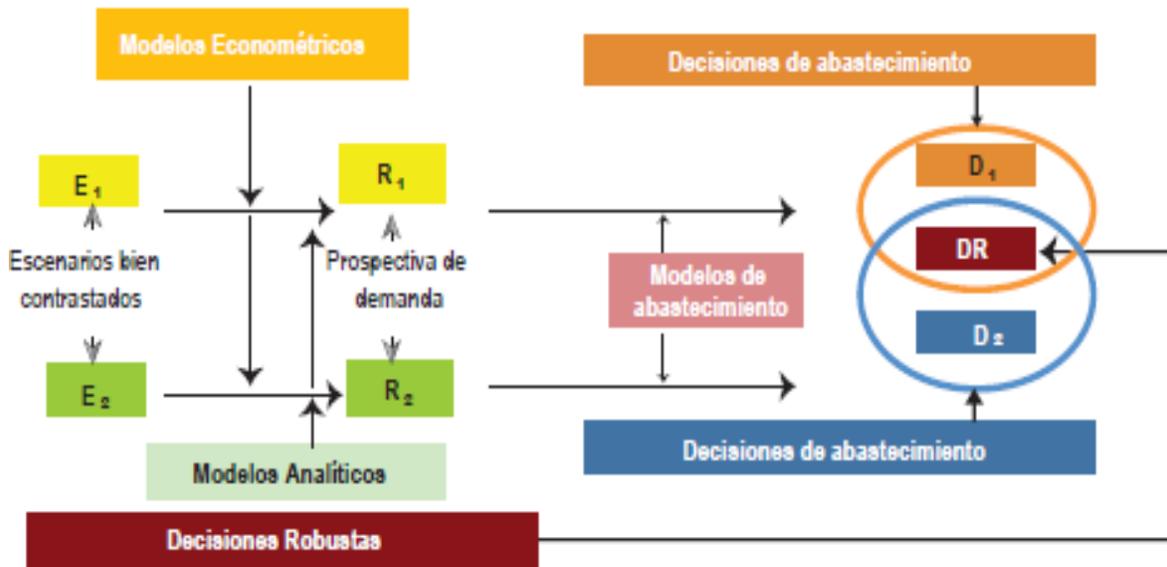
Figura 33. Prospectiva



Nota: tomado de Organización Latinoamericana de Energía. (2017). Manual de Planificación Energética 2017 (Segunda Ed). Quito, Ecuador.

Como se ha visto, la prospectiva y los escenarios no están desligados, contrario a esto, los escenarios son inherentes a la prospectiva, eventualmente son los que permiten el análisis y toma de decisiones. El esquema de todo el proceso se ve reflejado en la figura 34.

Figura 34. Esquema del proceso prospectivo.



Nota: tomado de Organización Latinoamericana de Energía. (2017). Manual de Planificación Energética 2017 (Segunda Ed). Quito, Ecuador.

El proceso comienza con la construcción de escenarios contrastantes (en este caso E_1 y E_2), donde por medio de modelos econométricos o analíticos (LEAP) se obtiene la prospectiva de la demanda, oferta o reservas representadas como R_1 y R_2 . Con base en R_1 y R_2 se formulan las decisiones correspondientes en cada caso, es decir, D_1 y D_2 , la decisión oportuna o “decisión robusta” a tomar, será la producida en la intersección de las dos posibles (para el ejemplo), dicho de otra manera, la que ayude a afrontar cualquiera de los dos futuros. (Organización Latinoamericana de Energía, 2017).

4.2.2 Modelos e información de escenarios para la prospectiva

La figura 34 mostró que se puede llegar a los resultados R_1 y R_2 por medio de modelos econométricos o analíticos, la determinación del modelo se ve condicionada por el tiempo asignado al proyecto.

Cuando se trabaja con modelos analíticos se requiere abundantes volúmenes de información, lo que a su vez demanda largos periodos de tiempo, luego, si el tiempo asignado al proyecto es limitado (como es el caso), corresponderá usar los modelos econométricos, donde se usan series de tiempo de un determinado grupo de variables que forman parte de los escenarios.

4.2.2.1 Modelos econométricos. Son modelos donde la demanda de una fuente de energía en un sector del consumo está determinada por el ingreso del consumidor final o, en el caso de un sector productivo, por el nivel de actividad. Así mismo, se ve condicionada por el precio de la fuente energética y el de la tecnología requerida para el uso de la fuente. Congruentemente, si la demanda es residencial se debe tener en cuenta un indicador de la distribución del ingreso, ya que existe una relación directa entre la capacidad económica y el consumo de energía. (Organización Latinoamericana de Energía, 2017).

Grosso modo, cuando se habla de la demanda de energía en un mercado de consumidores residenciales la misma será función del precio de la fuente, el precio de la tecnología necesaria para la utilización de la fuente, los precios de otras fuentes que eventualmente puedan sustituir la que se está demandando, el ingreso de los consumidores, el indicador de la distribución de ingresos, las variables demográficas y las medioambientales. Un dato importante es que cuanto más acceso a la información se tenga, más serán las variables que se pueden analizar y consecuentemente mejores resultados se obtendrán.

Claramente el modelo tiene algunas ventajas y desventajas, la más relevante de las limitaciones está vinculada a replicar en el futuro rasgos estructurales del pasado, lo que dificulta representar cambios estructurales futuros, se ve reflejado por ejemplo en la dificultad de representar procesos de sustitución de fuentes energéticas. La forma de tenerlas en cuenta es con la inclusión de los

precios relativos de dichas fuentes. Mencionando las ventajas, las más notoria es el tiempo de aplicación y los volúmenes moderados de información que se requieren para su aplicación.

4.2.2.2 Modelos analíticos. Se basan en un enfoque estructural, es decir, se trata de diferenciar conjuntos de consumidores en función de factores espacio-ambientales, socioespaciales, condiciones de abastecimiento energético y condiciones sociales, pretendiendo identificar grupos de consumidores que presenten rasgos semejantes, lo que permite personalizar los requerimientos presentes y futuros de los grupos. Estos conjuntos, que suelen denominarse Módulos Homogéneos, tienen componentes que van cambiando a lo largo del período de prospectiva.

Desde luego, el modelo presenta algunas ventajas y desventajas, las limitaciones están asociadas a la cantidad de información requerida para la implementación del modelo y a que no aseguran la consistencia económica, mientras que las virtudes hacen referencia a la flexibilidad para representar cambios estructurales, lo que permite contemplar estrategias de política energética y evaluar el impacto, también podría afirmarse que es un enfoque simple y transparente que asegura la coherencia física del sistema. (Organización Latinoamericana de Energía, 2017).

Por otra parte, como se observó en la figura 34, para la toma de decisiones se utiliza un modelo de abastecimiento, el cual tiene dos enfoques: el de optimización y el de simulación.

Los modelos de optimización se centran en representar la planificación de una cadena energética o al conjunto del sistema energético que incorpora todas las conexiones entre las diferentes cadenas energéticas, pretendiendo descubrir las decisiones más eficientes basados en criterios definidos por el equipo planificador y pasados en una “función objetivo”. Los modelos de simulación poseen la flexibilidad de poder representar diferentes escenarios de oferta. En

consecuencia, en la medida de lo posible parece recomendable el uso conjunto de ambos enfoques metodológicos. (Organización Latinoamericana de Energía, 2017).

4.3 Enfoque simplificado: prospectiva del balance energético.

Se trata de la prospectiva que se realiza con la data proporcionada por el Balance Energético del país, en el caso de Colombia se denomina “Balance Energético Colombiano – BECO”, es una plataforma en la cual se pueden encontrar información sobre el consumo anual de energía, indicadores energéticos, modelos analíticos entre otros datos.

Usando las cifras allí contenidas más un modelo de simulación, como puede ser LEAP, Cristal Ball etcétera, se pueden proyectar datos como: consumo final por sectores, consumo final por fuente, importaciones y exportaciones por fuente, producción nacional de fuentes secundarias y producción de energía primaria. En la medida de lo posible, se requiere una serie histórica de 10 años, con el fin de suministrar información suficiente para las proyecciones. Los sectores que comúnmente se analizan son: residencial, comercial, industrial, transporte.

4.4 Simulación de Montecarlo y LEAP.

La simulación de Montecarlo es el método usado en las proyecciones del software LEAP y es el aplicativo utilizado en el documento, por lo cual, resulta acertado hablar tanto del modelo de fondo como de la herramienta, lo cual permitirá al lector alcanzar un nivel de comprensión integral respecto al funcionamiento del software y los principios que rigen las proyecciones en el sector energético.

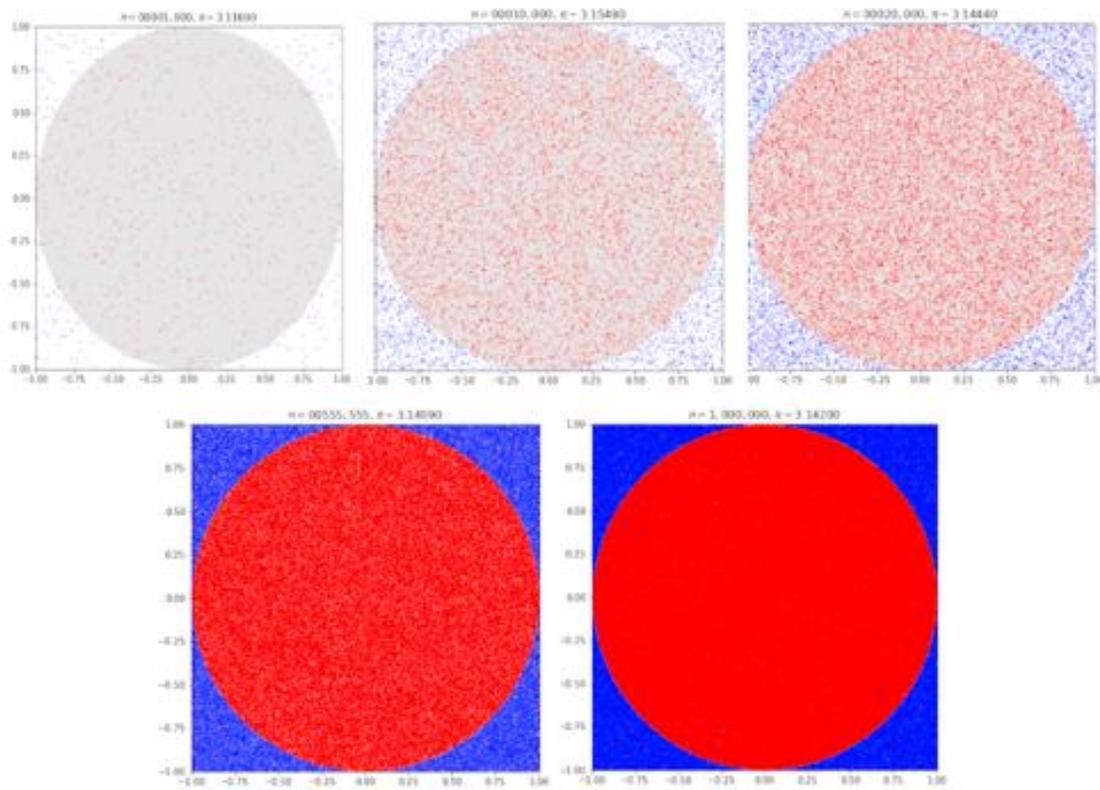
4.4.1 Simulación de Montecarlo

El desarrollo de la teoría data de la década de los 40, durante la segunda guerra mundial, mientras se creaba la bomba atómica. Fueron Stanislaw Ulam y John von Neumann quienes dieron vida al modelo, al primero de ellos se le ocurrió la idea mientras jugaba solitario, pensó: ¿Cuál sería la probabilidad de que repartidas las cartas consiguiera acabar el juego? Llegando a la conclusión que era mucho más fácil jugar numerosas partidas y luego deducir cuantas había ganado que calcularlo de forma matemática, fue así como sentó las bases del modelo de Montecarlo.

La simulación de Montecarlo es un modelo no determinista, es decir, es un algoritmo que como respuesta a un dato de entrada puede ofrecer múltiples soluciones, su uso se popularizó a raíz de la facilidad implícita para calcular valores de expresiones realmente complejas. El método se implementa a partir de repeticiones generadas en números aleatorios. (Reyes García & Morales Castro, 2018).

Dejando de lado los tecnicismos, el concepto no es complejo una vez generados los números (aleatorios) que simulan los casos (como partidas de solitario), con esos casos se pueden hacer pruebas lo que a su vez permitirá realizar los cálculos. Un ejemplo claro que permite la comprensión del método de Montecarlo es la aproximación de π , consiste en dibujar un círculo unitario, y un cuadrado de lado 2 que lo inscriba, posterior a ello, lanzar un número “n” de puntos aleatorios uniformes dentro del cuadrado. Acto seguido se cuenta el número de puntos dentro del círculo (puntos cuya distancia al origen es menor que 1) y se hace el cociente de los puntos dentro del círculo y “n” (que fueron los puntos totales lanzados dentro del cuadrado) el resultado es un estimado de, $\pi/4$ que es el cociente las respectivas áreas. Multiplicando el valor por 4 se obtiene π . La figura 35 permite ver gráficamente el procedimiento y facilitar la comprensión de la esencia del modelo.

Figura 35. Concepto método de Montecarlo.



Nota: Modificado de https://es.wikipedia.org/wiki/M%C3%A9todo_de_Montecarlo

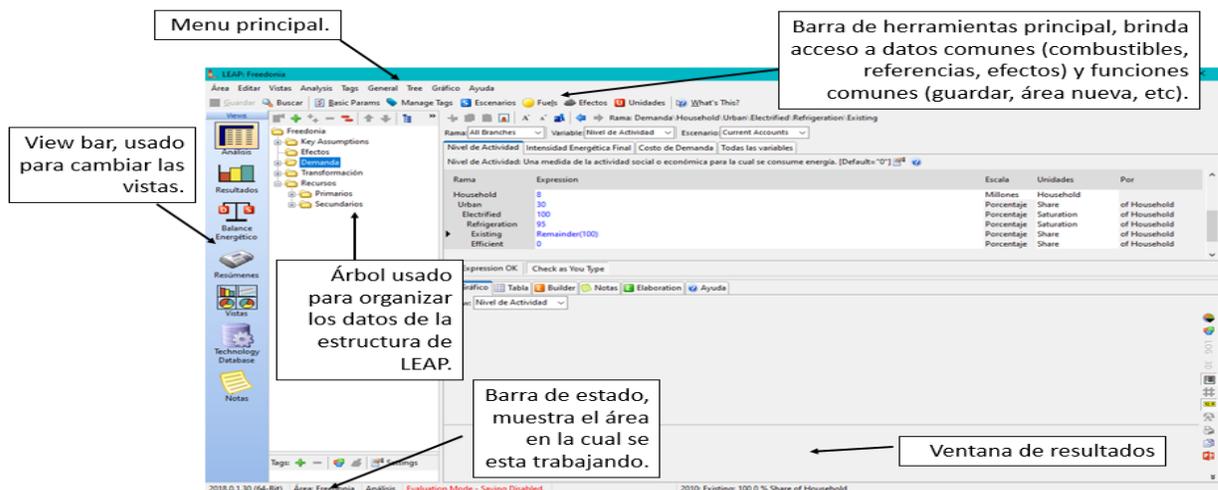
Para (Gutiérrez Torres, Molina Gomez, Ribón Barrios, Bejarano, & JuliaoLemus, 2015) es un método aplicable a los recursos potenciales que permite realizar estimaciones bajo incertidumbre y riesgo. Resta por decir que es una técnica cuantitativa que hace uso de la estadística y ordenadores para imitar, mediante modelos matemáticos, el comportamiento aleatorio de sistemas reales no dinámicos. La clave de la simulación de Montecarlo consiste en crear un modelo matemático del sistema, proceso o actividad que se quiere analizar, identificando aquellas variables cuyo comportamiento aleatorio determina el comportamiento global del sistema. (Boada, 2020).

4.4.2 LEAP

El software Long-Range Energy Alternatives Planning System (LEAP) desarrollado por el Stockholm Environment Institute – Boston (SEI-B), es un modelo de simulación que integra las dimensiones energéticas y ambientales, cuenta con la iniciativa de la Comunidad Mundial de Expertos Energéticos - COMMEND. El principal objetivo del programa es brindar soporte integrado y confiable para el desarrollo de estudios de planeamiento energético, representando la matriz energética. Para Quijano Hurtado (2010), en un escenario de demanda final de energía, LEAP asigna los flujos energéticos entre las distintas tecnologías de abastecimiento energético, calcula el uso de los recursos, impactos ambientales y detecta necesidades de ampliación de los procesos de producción de energía, así como los costos asociados y determina emisiones gases de efecto invernadero. Entre otras funciones LEAP puede calcular la prospectiva de la demanda de energía, determina recursos necesarios para suplir la demanda, representa el balance de energía y calcula las emisiones de dióxido de carbono CO₂. El programa cuenta con usuarios en más de 190 países entre los que se destacan agencias especializadas en planeamiento energético. En LEAP se pueden representar dos tipos principales de escenarios, el de referencia que es una continuación estadística de pasado, y los alternativos, basados en la progresiva ruptura de las tendencias del pasado ocasionada normalmente por temas políticos. Los escenarios en LEAP están basados en la representación detallada de la forma en que la energía es consumida, convertida y producida en una región, bajo el control de un rango de supuestos alternativos sobre población, desarrollo económico, tecnologías disponibles y precios. (Sbroiavacca, 2013). El programa permite analizar los flujos de energía dentro de una región o entre la región y el resto del mundo. Se puede aplicar a nivel local, regional, nacional o mundial. Con LEAP se puede analizar en detalle la demanda por uso final de energía por tipo de usuario, fuente y tecnología, así como todo el sistema energético

(demanda-transformación-recursos). Es software muy utilizado por su flexibilidad y facilidad de uso, permitiéndole al usuario pasar rápidamente del planteo de políticas energéticas y ambientales, al análisis de sus efectos, sin tener que utilizar modelizaciones complejas, y brindando la posibilidad de analizar los impactos de los cambios estructurales. (Fundación Bariloche, 2004). La ventana inicial de LEAP se puede observar en la figura 36, consta de una ventana vertical de vistas en el lado izquierdo, igualmente, posee una estructura en forma de árbol con cuatro aspectos relevantes supuestos claves, demanda, transformación y recursos. El árbol es usado para organizar los datos suministrados de forma jerárquica lo cual representa múltiples ventajas ya que se discretiza la data de entrada permitiendo obtener resultados más puntuales, en la parte inferior se encuentra la barra de estado que muestra el área en la cual se está trabajando, así como la ventana de resultados, en la parte superior está el menú principal y la barra de herramientas que brinda acceso a datos comunes (combustibles, referencias, efectos) y funciones comunes (guardar, área nueva, etc), la ventana central es desde la cual se pueden editar los datos.

Figura 36. Interfaz LEAP.



Nota: Fuente. Modificado de Fundación Bariloche. (2004). LEAP Sistema de Planificación de Alternativas Energéticas de Largo Plazo. San Carlos de Bariloche, Argentina.

La figura 37 muestra los iconos contenidos en la ventana vertical “Vistas” ubicada a la izquierda es muy importante ya que desde allí se tiene acceso a funciones específicas. La opción “Análisis” es el lugar donde se crean las estructuras de datos, modelos e hipótesis en LEAP. En la vista de análisis. La vista de “Resultados” muestra los resultados a detalle para todas las partes del sistema de energía. Se puede utilizar para crear amplia variedad de gráficos y tablas que cubren cada aspecto del sistema energético: la demanda, la transformación, recursos, costos y cargas ambientales. En la sección de “Balance Energético” muestra los resultados de los cálculos en forma de una tabla de balance de energía estándar, los balances energéticos pueden ser vistos en cualquier año y para cualquier escenario. El icono “Resúmenes” es una herramienta de uso general con la que puede crear informes personalizados, pueden incluir cualquier variable de datos o resultados. Desde allí también es posible acceder al informe de costo - beneficio, que resume los costos y los beneficios de los escenarios comparados con un escenario de referencia. La sección de “Vistas” se utiliza para agrupar los "favoritos" generados en la Vista de Resultados. La figura de “Technology Database” proporciona amplia información que describe las características técnicas, los costes y el impacto ambiental de una extensa gama de tecnologías energéticas disponibles a nivel internacional, regional y en los países en desarrollo. La base de datos incluye información sobre las tecnologías existentes, las mejores prácticas actuales y los dispositivos de próxima generación. Además de los datos cuantitativos, TED también incluye páginas de información cualitativa que revisan la disponibilidad, oportunidad, la rentabilidad y las cuestiones ambientales clave para una amplia gama de tecnologías energéticas. Finalmente, el icono de “Notas” es una herramienta de procesamiento de texto sencilla con la que se puede introducir documentos y referencias para cada rama del árbol, las notas pueden incluir formato (negrita, subrayado, fuentes, etc.) y también pueden incluir estándar objetos estándar de Windows tales como hojas de cálculo.

Figura 37. Ventana "Vistas" de LEAP.



Nota: Fuente. Modificado de Fundación Bariloche. (2004). LEAP Sistema de Planificación de Alternativas Energéticas de Largo Plazo. San Carlos de Bariloche, Argentina.

4.5 Recolección de información.

La dinámica consiste en hacer una recolección de data histórica, en la medida de lo posible hasta el año 2018 o 2019, la cual se usará como base para las proyecciones de cada uno de los tres escenarios propuestos (Ganimedes, Ío y Calisto), en ese orden de ideas la información a recolectar será relacionada a reservas, producción y demanda de gas natural, crecimiento poblacional, producto interno bruto, PIB per cápita y el comportamiento histórico de la matriz energética en el país.

Para el caso de las estadísticas de los recursos energéticos fósiles, se hizo uso del Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano - SIPG de la UPME (2017), es una herramienta de almacenamiento de información estadística online donde, entre otros aspectos, cuenta con datos de petróleos, gas, gas licuado de petróleo (GLP) y biocombustibles.

4.5.1 Data de reservas de gas natural en Colombia

Para la recolección de esta información es preciso acceder al portal web del SIPG (UPME, 2017b), la data de la reservas de gas natural en Colombia que se va a tener presente en el ejercicio prospectivo tiene un espacio temporal entre 1987 y 2019 (32 años). La figura 38 muestra las cifras recolectadas.

4.5.2 Data de producción de gas natural en Colombia

La información requerida en este inciso se puede obtener de la página de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, aunque en realidad concuerda con la publicada en el portal web del SIPG (UPME, 2017b), la figura 39 expone las cifras recolectadas, la producción de gas natural tiene un espacio temporal de 22 años, desde 1997 hasta 2019.

Figura 38. Data reservas de gas natural en Colombia.

Año	Reservas Probadas	Año	Reservas Probadas [Gpc]	Año	Reservas Probadas
1987	3426	1998	6928	2009	4737
1988	4492	1999	6641	2010	5400
1989	3836	2000	4539	2011	5463
1990	3577	2001	4507	2012	5727
1991	3480	2002	4225	2013	5508
1992	6538	2003	4040	2014	4758
1993	7497	2004	4187	2015	4361
1994	7544	2005	3994	2016	4024
1995	7660	2006	4342	2017	3896
1996	7667	2007	3746	2018	3782
1997	6938	2008	4384	2019	3100

Nota: Fuente. Elaboración propia, cifras tomadas del Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano - SIPG de la UPME (2017).

Figura 39. Data producción de gas natural en Colombia.

Año	Producción [Gpc]	Año	Producción [Gpc]
1997	0	2009	366,095
1998	220,46	2010	374,125
1999	181,77	2011	373,395
2000	209,145	2012	384,71
2001	215,35	2013	455,88
2002	218,635	2014	398,58
2003	214,62	2015	376,68
2004	223,015	2016	350
2005	237,98	2017	313,53
2006	256,23	2018	332,88
2007	271,195	2019	387,26
2008	319,01		

Nota: Fuente. Elaboración propia, cifras tomadas del Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano - SIPG de la UPME (2017).

4.5.3 Data de consumo de gas natural en Colombia

El acceso a esta información se dio mediante la página del del SIPG (UPME, 2017b), la figura 40 muestra la información recolectada desde el año 1997 hasta el 2019.

Figura 40. Data consumo de gas natural en Colombia.

Año	Consumo [Gpc]	Año	Consumo [Gpc]
1997	206,95	2009	295,65
1998	216,44	2010	313,9
1999	195,27	2011	288,35
2000	205,49	2012	293,82
2001	210,97	2013	327,4
2002	214,62	2014	354,78
2003	207,68	2015	349,3
2004	216,81	2016	339,81
2005	232,5	2017	296,38
2006	254,04	2018	349,74
2007	266,81	2019	350,47
2008	263,89		

Nota: Fuente. Elaboración propia, cifras tomadas del Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano - SIPG de la UPME (2017).

4.5.4 Data reservas de petróleo en Colombia

La recolección de las cifras se dio mediante la página del del SIPG (UPME, 2017b), la figura 41 muestra las cifras de reservas desde el año 1987 hasta el 2019.

Figura 41. Data de reservas de petróleo en Colombia.

Año	Reservas Oil [MMBl's]	Año	Reservas Oil [MMBl's]	Año	Reservas Oil [MMBl's]
1987	2258,8	1998	2570,6	2009	1987,6
1988	2332,7	1999	2399,7	2010	2058
1989	1991,2	2000	1905,2	2011	2259,2
1990	2.157,60	2001	1933,2	2012	2377,4
1991	1933,8	2002	1541,7	2013	2445
1992	4739,1	2003	1647,1	2014	2308
1993	3246,1	2004	1606,1	2015	2002
1994	3286,1	2005	1619,4	2016	1665
1995	2978,5	2006	1748,9	2017	1782
1996	2873,1	2007	1358,17	2018	1958
1997	2591	2008	1669	2019	2036

Nota: Fuente. Elaboración propia, cifras tomadas del Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano - SIPG de la UPME (2017).

4.5.5 Data producción de petróleo en Colombia

La recolección de las cifras se dio mediante la página del del SIPG (UPME, 2017b), el detalle de las mismas se puede observar en la figura 42, tiene un horizonte temporal de 32 años, 1987 – 2019.

Figura 42. Data producción de petróleo en Colombia.

Año	Producción Oil [MMBls]						
1987	166,08824	1995	214,280576	2003	211,16667	2011	332,23529
1988	155,51333	1996	235,5	2004	208,58442	2012	344,55072
1989	148,59701	1997	239,907407	2005	210,31169	2013	370,45455
1990	174	1998	285,622222	2006	221,37975	2014	360,625
1991	159,81818	1999	311,649351	2007	174,12436	2015	364
1992	234,60891	2000	241,164557	2008	213,97436	2016	326,47059
1993	169,95288	2001	230,142857	2009	245,38272	2017	312,63158
1994	173,86772	2002	197,653846	2010	285,83333	2018	315,80645
						2019	323,1746

Nota: Fuente. Elaboración propia, cifras tomadas del Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano - SIPG de la UPME (2017).

4.5.4 Crecimiento demográfico en Colombia

La recolección de las cifras se dio mediante la página del Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE (2019), desde el año 1987 hasta el 2030. La figura 43 muestra la evolución y proyección de la población.

Figura 43. Data crecimiento poblacional en Colombia.

Año	Personas	Año	Personas	Año	Personas	Año	Personas
1987	31200000	1998	39087389	2009	44750000	2020	50636951
1988	31820000	1999	39487654	2010	45346994	2021	51150572
1989	32460000	2000	40285966	2011	45880249	2022	51664193
1990	33100000	2001	40260000	2012	46280513	2023	52177814
1991	33760000	2002	41217269	2013	46680224	2024	52691440
1992	34420000	2003	41750155	2014	47213294	2025	53216592
1993	35090000	2004	42416215	2015	47746734	2026	53732415
1994	35760000	2005	43347888	2016	48810104	2027	54237754
1995	36420000	2006	43880774	2017	49210553	2028	54731186
1996	37080000	2007	44413474	2018	49609709	2029	55211258
1997	38288338	2008	44813739	2019	50123330	2030	55678083

Nota: Fuente. Elaboración propia, cifras tomadas del Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE (2019), número de personas dado en millones.

4.5.5 Evolución del PIB y PIB per cápita

La recolección de las cifras se dio mediante la página del Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE (2019), desde el año 1987 hasta el 2018. La figura 44 exhibe la evolución de estas variables.

Figura 44. Data PIB y PIB per cápita de Colombia.

Año	PIB Miles de Millones USD	PIB per cápita USD	Año	PIB Miles de Millones USD	PIB per cápita USD	Año	PIB Miles de Millones USD	PIB per cápita USD
1987	36,37	1165,98	1998	98,44	2566,02	2009	232,5	5195,39
1988	39,21	1232,23	1999	86,19	2209,93	2010	286,1	6326,55
1989	39,54	1218,21	2000	99,89	2520,48	2011	334,5	7324,38
1990	47,84	1445,33	2001	98,21	2439,68	2012	370,6	8042,53
1991	49,18	1456,69	2002	97,96	2396,63	2013	381,9	8212,67
1992	58,42	1697,11	2003	94,64	2281,4	2014	381,1	8114,08
1993	66,45	1893,54	2004	117,1	2782,62	2015	293,5	6175,88
1994	81,7	2284,84	2005	145,2	3404,19	2016	282,8	5871,22
1995	92,51	2539,91	2006	161,2	3731,17	2017	311,8	6375,93
1996	97,16	2620,54	2007	205,7	4703,21	2018	331	6667,79
1997	106,7	2827,38	2008	241,7	5461,78			

Nota: Fuente. Elaboración propia, cifras tomadas del Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE (2019), número de personas dado en millones.

4.5.6 Producción de energía primaria por energético

Hace referencia al comportamiento de la canasta energética del país, se recolectaron datos desde 1987 hasta 2017, con el fin de hacer una correcta comparación entre las fuentes energéticas se procedió a convertir las unidades volumétricas a unidades de energía, consecuentemente, la figura esta expresada en Tera Julios [TJ]. Las cifras se sustrajeron del Balance Energético Colombiano – BECO, que condensa la información de producción, transformación y consumo de energía del país, la cual esta expresada en unidades físicas originales y unidades energéticas comunes, correspondiente a un año calendario particular, la alimentación de esta base de datos está a cargo

de la UPME (2017). La figura 45 muestra la evolución de la canasta energética colombiana en un horizonte temporal de 30 años.

Figura 45. Data evolución de la matriz energética de Colombia.

Año	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA POR ENERGÉTICO [TJ]							
	Carbón Mineral	Petróleo	Gas Natural	Renovables	Leña	Hidroenergía	Bagazo	Residuos
1987	419727	863148	170926	0	256918	99632	102685	1453
1988	434308	835498	168540	0	254800	105083	102405	1405
1989	543626	897925	170087	0	251578	114781	101889	1450
1990	588665	977340	175934	0	246751	117839	105235	1639
1991	576096	943722	177742	0	254458	118826	103997	1645
1992	629849	977291	174385	0	268237	95488	120134	2232
1993	624471	1008959	173741	0	256017	119385	126875	2760
1994	651851	1044478	179756	0	256872	137393	131439	2800
1995	740289	1314930	250398	0	247376	137097	134314	2850
1996	850268	1431723	346793	0	236009	151233	135094	3111
1997	941668	1663582	543017	0	226253	134896	136076	3115
1998	965222	1643732	737624	0	214172	131921	139319	3300
1999	942013	1813733	1061201	0	208431	144431	143409	3220
2000	1099849	1530648	1212972	0	203027	132067	145048	3159
2001	1262905	1342282	1280936	0	198910	135569	143172	3159
2002	1135582	1281466	1287241	0	203346	145577	135886	3150
2003	1438820	1200641	1295978	0	205027	155042	147135	3120
2004	1549820	1175452	1348306	0	200228	164272	135909	3103
2005	1716270	1169163	1265374	0	198892	168090	141522	3098
2006	1903694	1171807	1391525	5169	176885	184047	78155	2669
2007	2010404	1179994	1235671	5229	164677	176929	87402	2029
2008	2113938	1309247	1395832	5807	165702	206602	77215	3688
2009	2093958	1489959	1937720	12472	161616	155300	98746	3662
2010	2138327	1746049	1153939	18347	155473	188296	83128	4954
2011	2467721	2033552	1112846	23253	152161	265315	90909	4309
2012	2560361	2103409	1096848	25554	148475	203208	82443	4895
2013	2458887	2243752	1053823	26440	145170	178629	84828	4136
2014	2547523	2200443	966537	27499	140234	181142	94375	6488
2015	2460367	2234204	908194	28053	135481	172855	90232	327
2016	2603146	1973698	912786	27203	129077	191225	89772	427
2017	2604211	1897524	864547	24808	105541	228827	95861	340

Nota: Fuente. Elaboración propia, cifras del Balance Energético Colombiano – BECO INDICADORES.

4.6 Prospectiva de los escenarios propuestos

Dentro de los objetivos del presente documento está proyectar las reservas, producción y demanda de gas natural para cada uno de los escenarios que se plantearon en el capítulo anterior, usando la información recolectada en la sección predecesora a la presente y empleando la herramienta LEAP.

En primera medida se planteó un escenario base que representa la situación de la industria del gas natural en Colombia, en el 2019. Así las cosas, la tabla 17 discriminada por energético, muestra el aporte a la producción total de energía del país de cada una de las fuentes.

Tabla 17. Energía primaria en Colombia 2019.

Energético	%
Petróleo y derivados	32
Gas Natural	15
Hidroenergía	4
Carbón Mineral	45
Biocombustibles, Leña y Residuos	3,6
Renovables	0,4

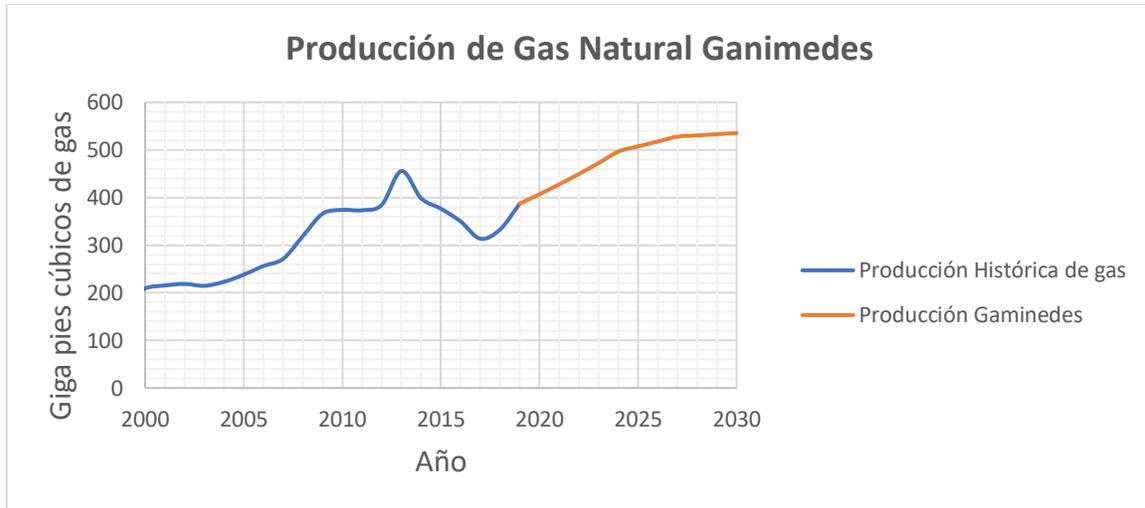
Nota. Fuente. Elaboración propia, cifras tomadas del Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano - SIPG de la UPME (2017).

4.6.1 Ganimedes

A continuación, se presentan los resultados de producción, reservas y consumo de gas natural.

La figura 46, muestra la prospectiva de la producción de gas en Ganimedes bajo las suposiciones ya conocidas.

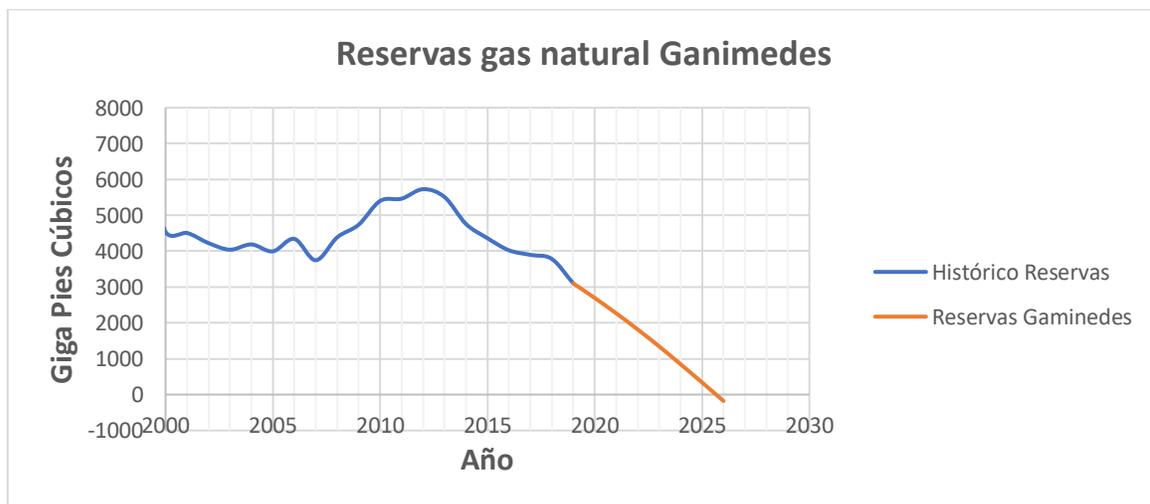
Figura 46. Producción de gas en Ganimedes.



Nota. Elaboración propia. Cifras prospectiva LEAP.

Ahora, la figura 47 exhibe las reservas de gas en Ganimedes.

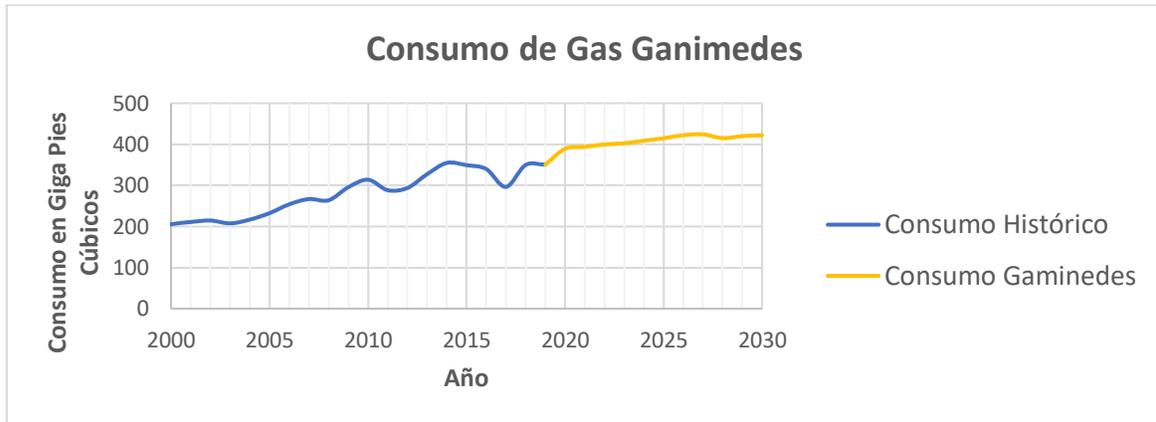
Figura 47. Reservas de gas en Ganimedes.



Nota. Elaboración propia. Cifras prospectiva LEAP.

La figura 48, expone el consumo de gas natural en Ganimedes.

Figura 48. Consumo de gas en Ganimedes.

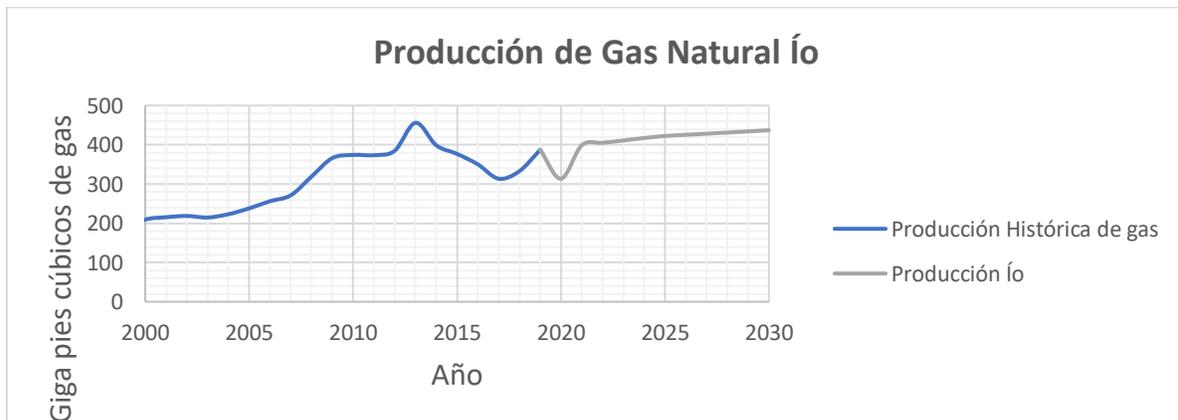


Nota. Elaboración propia. Cifras prospectiva LEAP.

4.6.2 Ío

Se presentan los resultados de producción, reservas y consumo de gas natural. La figura 49 muestra la producción de gas en Ío.

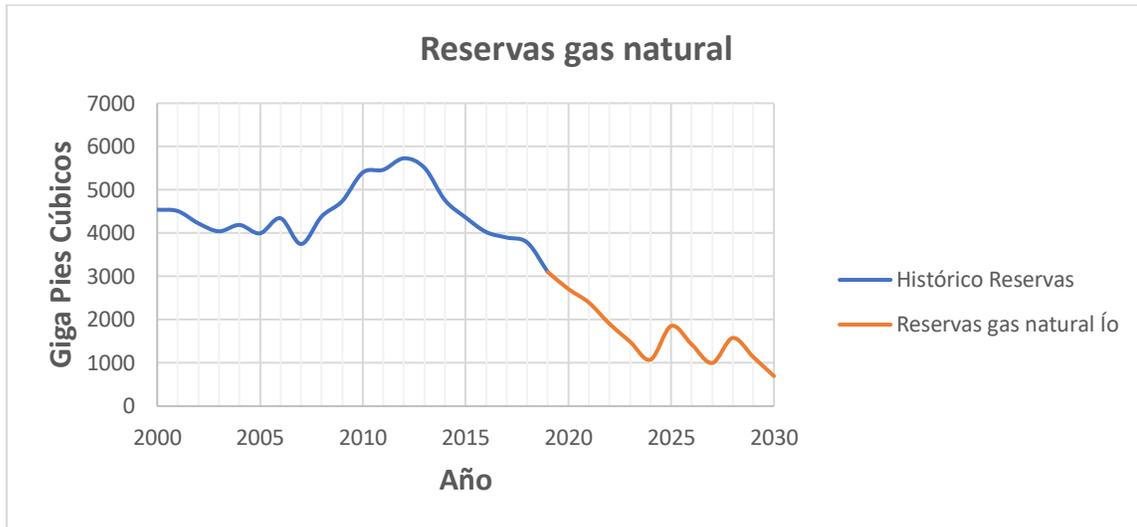
Figura 49. Producción de gas en Ío.



Nota.Elaboración propia. Cifras prospectiva LEAP.

La figura 50 exhibe las reservas de gas en Ío.

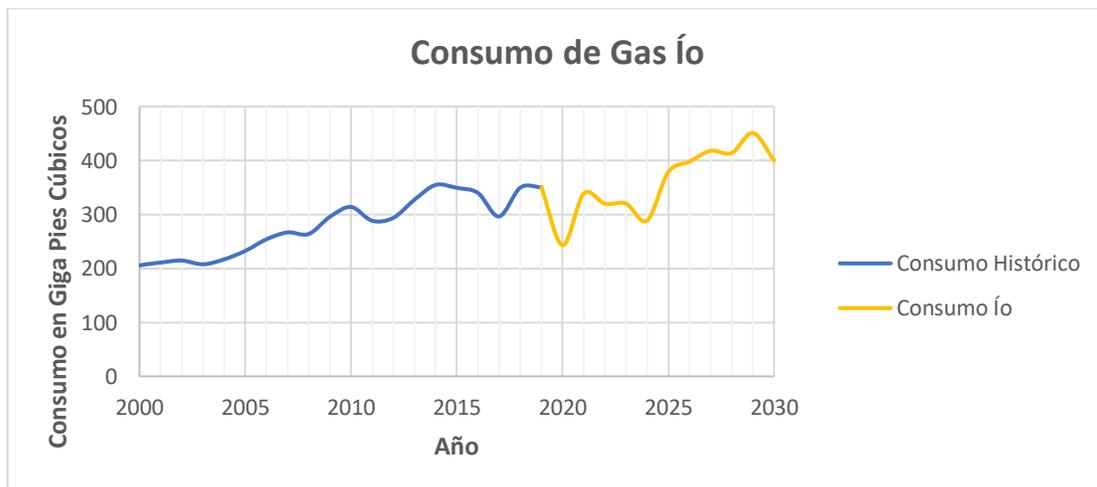
Figura 50. Reservas de gas en Ío.



Nota. Elaboración propia. Cifras prospectiva LEAP.

La figura 51 expone el consumo de gas en Ío.

Figura 51. Consumo de gas en Ío.

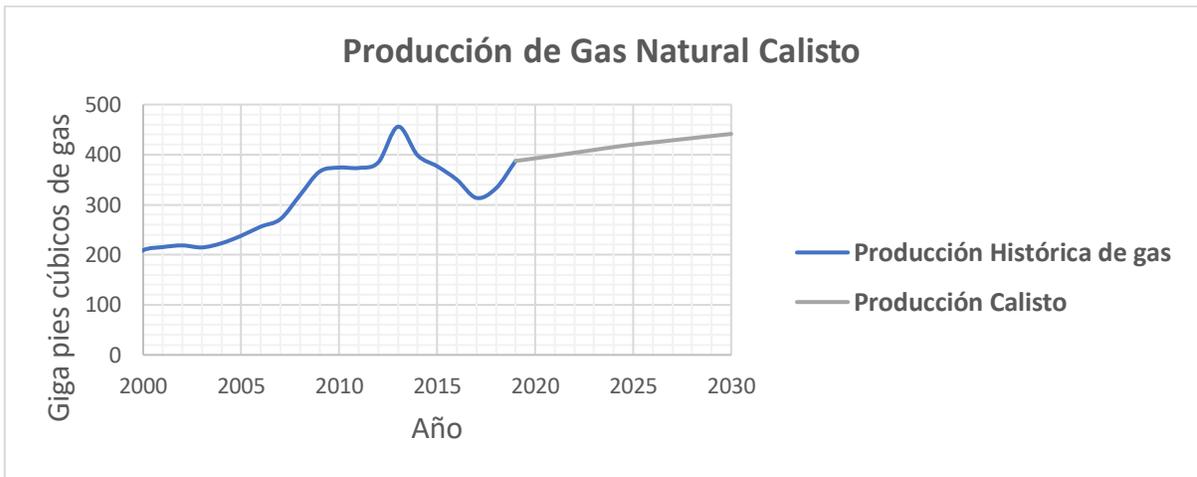


Nota. Elaboración propia. Cifras prospectiva LEAP.

4.6.3 Calisto

Se presentan los resultados de producción, reservas y consumo de gas natural. La figura 52 muestra la producción de gas en Calisto.

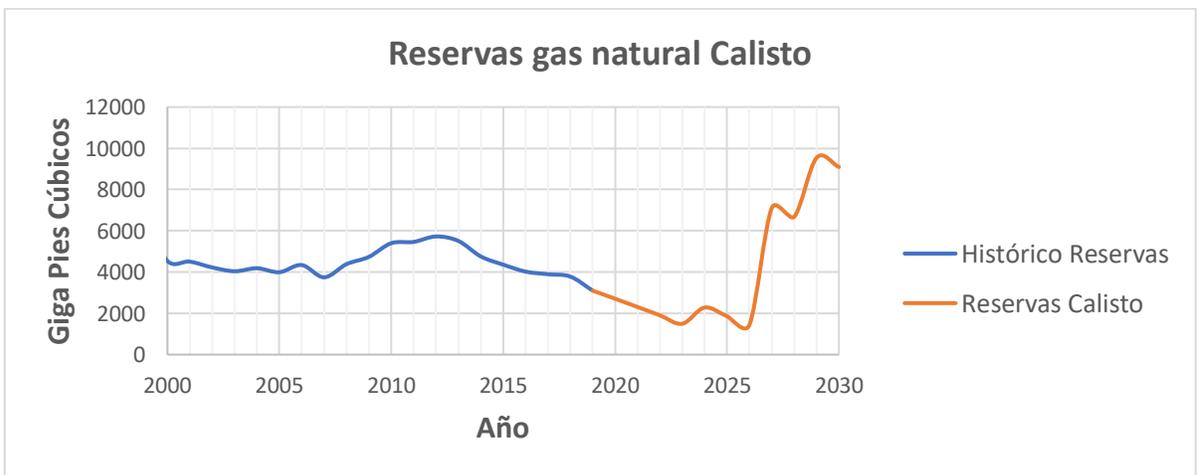
Figura 52. Producción de gas en Calisto.



Nota. Elaboración propia. Cifras prospectiva LEAP.

La figura 53 exhibe las reservas de gas en Calisto.

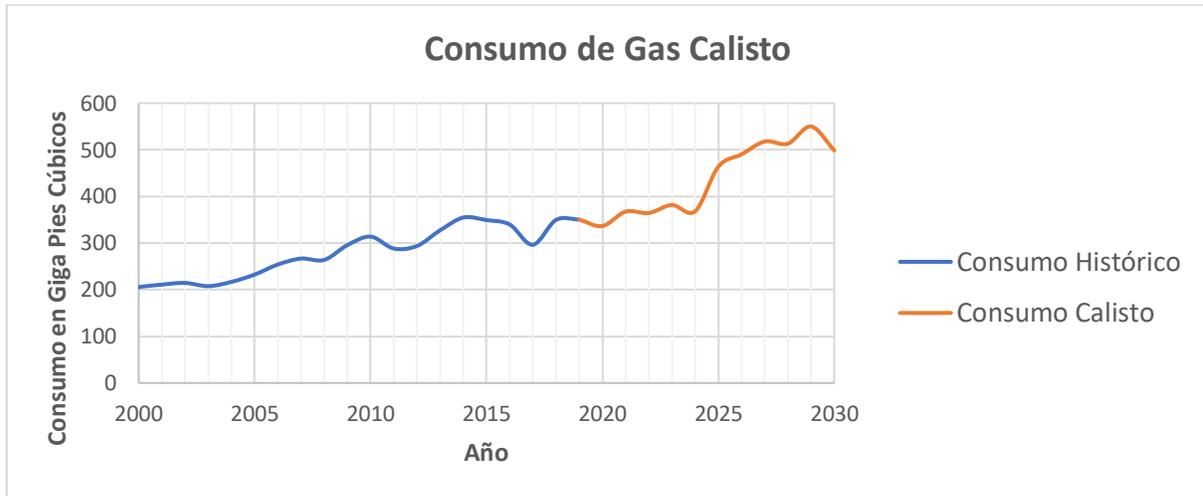
Figura 53. Reservas de gas en Calisto.



Nota. Elaboración propia. Cifras prospectiva LEAP.

La figura 54 expone el consumo de gas en Calisto.

Figura 54. Consumo de gas en Calisto.



Nota. Elaboración propia. Cifras prospectiva LEAP.

4.7 Análisis de Resultados

En los tres casos de estudio Ganimedes, Ío y Calisto, así, se procede al análisis de la situación.

4.7.1 Ganimedes

De la figura 46 es posible analizar el crecimiento continuo de la tendencia en producción de gas natural hasta el último cuarto de la década, esto se debe a que bajo las suposiciones planteadas, el gas natural cumple con el papel de combustible transitorio en la primera fase de la diversificación energética, así mismo, se aprecia una pendiente más pronunciada en la primera mitad de los diez años llegando a producir 507.56 Gpc, aunque el punto de mayor producción se da en 2030 con 535.47 Gpc. Los 10 años se pueden entender como el punto de transición, es el intervalo en el cual

se adecua la infraestructura de los otros tipos de fuentes que se van a emplear y, a la vez, contribuye la disminución de producción de los otros combustibles fósiles.

Debido al requerimiento constante de gas natural y el mercado poco atractivo de los hidrocarburos, las actividades exploratorias merman, generando desabastecimiento de gas natural, se proyecta ocurra en la segunda mitad del 2025, en tal contexto se deberá importar gas de países aliados como Estados Unidos y Trinidad y Tobago. Por tal situación, toma especial importancia la Regasificadora del Pacífico ya que, en un eventual escenario de importación, dicha obra contribuirá positivamente a reducir los costos de transporte del recurso que entre por el pacífico y se dirija al interior del país.

Respecto al consumo del gas se puede apreciar una participación notable en el marco de la diversificación en el uso de los recursos, sin embargo, la pendiente disminuye a final de la década debido a la consolidación de proyectos renovables que, en el presente escenario juegan de titulares.

4.7.2 Ío

Supone un contexto tendencial, en ese orden de ideas resulta adecuado para analizar la influencia de la crisis sanitaria vivida en el país en la actualidad, es notable la disminución en la producción y consumo de gas natural, se debe a que muchas industrias manufactureras se vieron en la obligación de cerrar sus puertas y pausar sus labores, bajo esta misma línea, el consumo en transporte no es el mismo que se presentaba unos meses atrás, claramente la razones están relacionadas a las medidas de teletrabajo optadas como barrera preventiva ante el COVID-19, los anteriores argumentos generan que países potencialmente productores del recurso acuerden disminuir la producción con el fin de equilibrar la balanza demanda – oferta, mientras que naciones como Colombia, prestan mayor atención a simplemente suplir el consumo interno. La situación,

sin embargo, tiende a mejorar hacia el primer cuarto de la década, tal y como lo expresan los expertos, y es contemporáneo con la activación de la economía, aquí la variable PIB y PIB per cápita son muy relevantes ya que a mayor dinamismo de la economía mayor consumo energético del país, consecuentemente mayor producción.

Las reservas de gas natural en 2020 comienzan el primer tercio de los diez años con una disminución continua hasta inicios del 2024, en 2025 se espera se incorporen las reservas del bloque Tayrona que se estiman en $1.2 \times 10^{12} \text{ ft}^3$ lo cual genera un alivio al temible escenario de importación, para el 2028 se prevé entraran en juego las reservas asociadas a Shale Gas de la cuenca del Valle Medio del Magdalena estimadas en $1. \times 10^{12} \text{ ft}^3$, lo que permite cerrar la década en un balance positivo con aproximadamente 0.7 Tpc de gas.

4.7.3 Calisto

En congruencia con el contexto, Calisto muestra una producción moderada de gas natural, se debe al atractivo negocio de extraer crudo y carbón, por los altos precios en que se tranza el petróleo en el mercado, luego, se deja de lado el interés por el hidrocarburo más amigable con el medio ambiente. Esto genera una tendencia bastante discreta de la producción, es preciso reconocer que, en este escenario, de los recursos fósiles es quien menor participación tiene, no obstante, tiene mayor presencia que cualquiera de las otras fuentes de energía primaria.

Gracias a la recuperación del precio del barril de petróleo se incentiva las actividades exploratorias lo cual genera resultado positivos en el negocio de hidrocarburos, así las cosas, se espera una leve recuperación de la tendencia a la baja que se presenta hasta 2023, en 2025 gracias a la tecnología del momento y el rentable mercado, entraran las reservas del bloque Tayrona aportando $1.2 \times 10^{12} \text{ ft}^3$ de gas, para el último cuarto de la década se esperan los volúmenes más

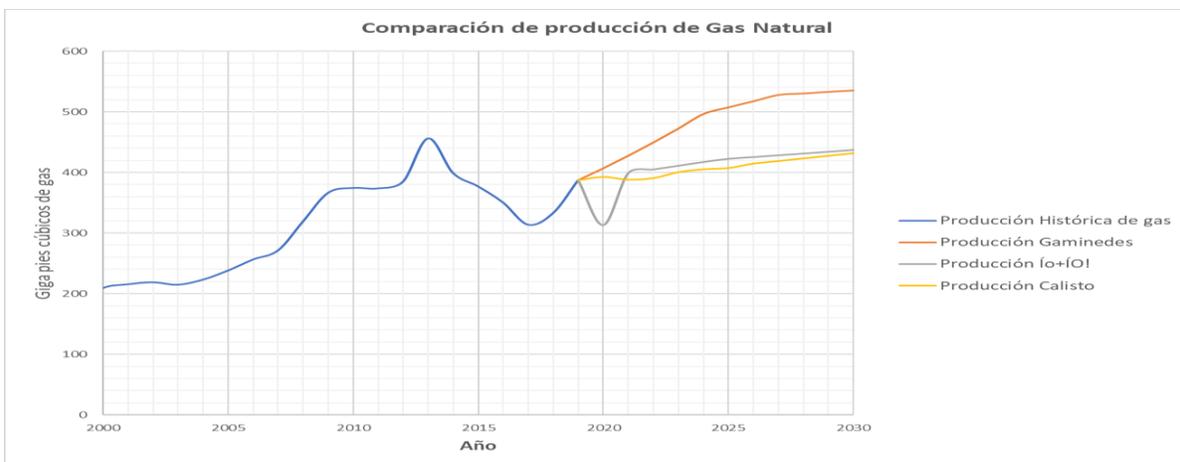
significativos, es decir, se incorporan $6,1 \times 10^{12} \text{ft}^3$ provenientes del Shale Gas, esto sin duda amplia considerablemente el factor Reservas / Producción, y sigue al alza con la entrada de 3.3 Tpc provenientes del gas asociado a mantos de carbón. Así, se tiene un escenario de seguridad en el suministro cerrando en 2030 con reservas del orden de los 9 Tpc de gas.

El consumo de gas en Calisto es moderado, aunque paralelo a las incorporaciones descritas anteriormente, en este punto, el papel protagónico lo tiene el petróleo y el carbón, es por ello, que bajo las presentes condiciones se tiene el escenario más desfavorable para el consumo de gas natural, no obstante, se genera un crecimiento sistemático, aunque poco acelerado del energético objeto del presente estudio.

4.7.4 Comparación de escenarios

Con el fin de facilitar la lectura del documento, se exponen tres graficas comparativas de los resultados obtenidos en cada escenario para producción, reservas y consumo de gas natural. La figura 55 exhibe el comportamiento de la producción para cada caso.

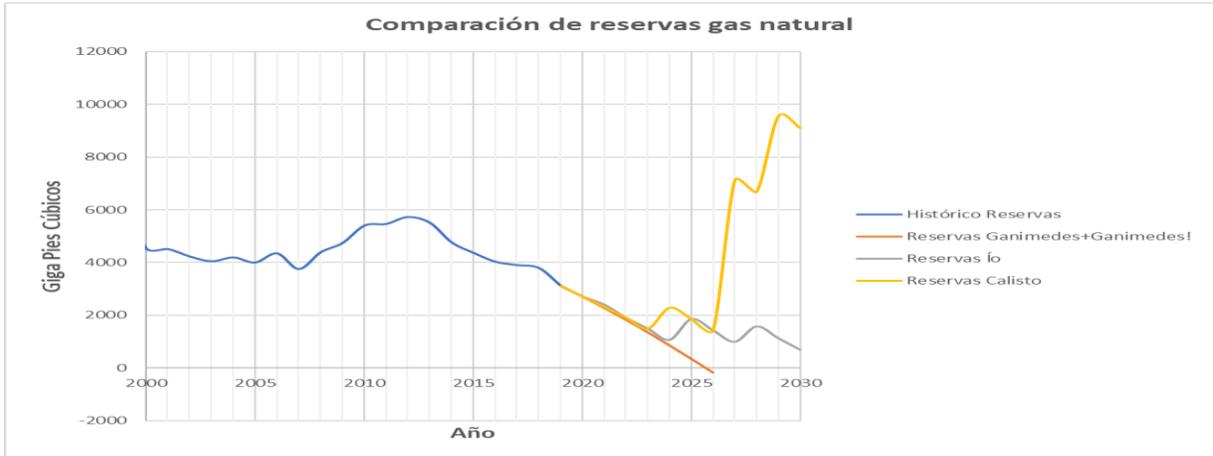
Figura 55. Comparación de producción en los tres escenarios.



Nota. Elaboración propia. Cifras prospectiva LEAP.

La figura 56 expone el comportamiento histórico y para cada escenario de las reservas de gas.

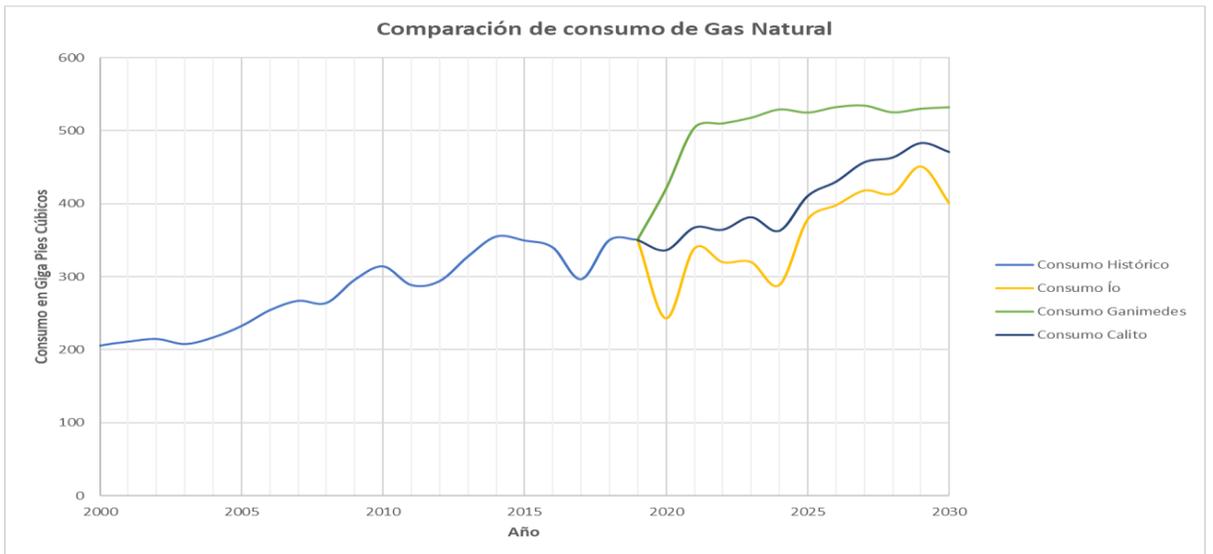
Figura 56. Comparación de las reservas para cada escenario.



Nota. Elaboración propia. Cifras prospectiva LEAP.

La figura 57 relata la tendencia histórica y para cada escenario del consumo de gas.

Figura 57. Comparación de consumo para cada escenario.



Nota. Elaboración propia. Cifras prospectiva LEAP.

5. Conclusiones

- En 2018 el consumo mundial de energía primaria creció rápidamente, liderado por el gas natural y las renovables, en Colombia el mercado del gas natural representa el 17% del consumo total, en usos tan diversos como el sector doméstico, combustibles para transporte, sector industrial en la producción de ladrillos, cementos y baldosas, así como para la fabricación de vidrio y como materia primaria prima en la fabricación petroquímica, de allí la importancia y la necesidad del estudio prospectivo de este recurso.
- Las ventajas ambientales del gas natural son notables razón por la cual es considerado como el combustible de la transición energética, produciendo cerca de 50% menos emisiones de CO₂ respecto al carbón y aproximadamente 42% menos que el petróleo.
- El mercado del gas natural es más regional que global, en gran parte porque el precio del recurso se ve mayormente afectado por el transporte del mismo, lo que genera ventanas de arbitraje significativamente distintas dependiendo del sitio de producción y de consumo, de allí que no sea considerado “commodity”.
- Países como China y Estados Unidos tienen la capacidad de impactar con decisiones políticas y comerciales el mercado nacional del gas natural, debido a que EE. UU ostenta la mayor cantidad de gas producido en el mundo y China es el tercer mayor consumidor.
- La regulación colombiana permite la cesión de derechos de suministros de gas en el mercado mayorista, en condiciones donde el consumo pactado no sea alanzado, así mismo, establece los contratos y capacidades bajo los cuales se podrá acordar.

- Apremia la necesidad de establecer aspectos regulatorios claros respecto a los yacimientos no convencionales de gas natural como lo es el gas asociado a mantos de carbón, especialmente por la profusión del recurso fósil más longevo, proyectando las políticas gubernamentales a garantizar la autosuficiencia energética afectada por el constante decrecimiento de las reservas de gas natural que se proyectan para 8 años.
- Con base en la relación reservas – producción, se hace evidente la necesidad de la incorporación de la planta resgasificadora del pacifico, la cual eventualmente en el escenario de importación de gas, permitirá disminuir costos en la cadena de valor del recurso, de allí la importancia en la diligencia de la gestión del proyecto tomando como lección aprendida la Sociedad Portuaria el Cayao.
- El gas natural configura un indicador claro de la evolución de la canasta energética del país hacia las energías limpias, razón suficiente para el estudio de su mercado y la formulación de escenarios con el fin de tomar decisiones oportunas y asertivas que permitan la preparación para el devenir del futuro.
- El mercado del gas natural en Colombia se puede ver afectado después de la contingencia ocasionada por el COVID -19 a raíz que la disminución en la demanda y el bajo precio del barril promueven una cultura de austeridad en las compañías del sector, lo que genera disminución en exploración y consecuentemente afectación a los recursos fósiles.
- El mercado del gas natural en Colombia está conformado en la parte política por el Ministerio de Minas y Energía (MME), en el aspecto regulatorio por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en lo sancionatorio la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y, en lo comercial, está conformado principalmente por las

empresas productoras, comercializadoras, importadoras, distribuidoras, transportadoras y los usuarios finales que a su vez se dividen en regulados y no regulados.

- La construcción de escenarios prospectivos se puede potenciar trabajándolos con ópticas de grupos multidisciplinarios que aborden el futuro en el marco de sus áreas investigativas y, bajo este mismo parámetro, contribuyan con la identificación de variables relevantes y construcción de hipótesis coherentes.
- Preocupa de manera especial las pocas reservas de gas natural y ponen en tela de juicio el camino hacia la diversificación, entendiéndose este recurso como indicador fundamental para tal fin, consecuentemente, se abre una ventana de importación total del combustible acarreado los costos asociados a tal operación.
- Se dificulta la inserción de energías limpias en el país debido a la idiosincrasia de la sociedad y a un sector conservador como el energético colombiano, así mismo, de tecnologías que permitan optimizar la eficiencia en el consumo y producción de combustibles.
- La esencia de la prospectiva radica en la calidad y cantidad de información suministrada al modelo, esto se debe a que todas las proyecciones parten de una base estructural que entre más nutrida esté resultados más precisos se podrán obtener, no obstante, es imposible predecir con certeza total el devenir del futuro, situaciones anormales y poco probables como la emergencia actual ocurren y seguirán ocurriendo, sin embargo, provocan cambios estructurales que alimentaran posteriores modelos.
- El software LEAP mediante el uso de la simulación de Montecarlo es uno de los más populares en la planeación energética gracias a las virtudes relacionadas con el nivel de detalle de la información resultante después del ejercicio prospectivo.

- La recolección de datos históricos en el sector energético esta condensada en el Boletín Energético Colombiano – BECO, sin embargo, existen otras plataformas también adscritas a la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME, como el Sistema de Información de Petróleo y Gas – SIPG, que facilitan el acceso a la misma y de forma gráfica permiten mejor comprensión y análisis de las cifras.

6. Recomendaciones

- Continuar con el estudio del mercado del gas natural, analizando las variables e hipótesis propuestas, el correcto y continuo análisis de estas permiten mejoras constantes de los escenarios y vislumbrar posibilidades de futuros en el tiempo posterior a esta investigación.
- Realizar una investigación similar con participación de un conjunto multidisciplinar que permita construir bajo la discusión y el análisis de las hipótesis y variables unos escenarios integrales en el aspecto social, político, económico y comercial. En esta oportunidad fue solo un autor, razón por la cual la creatividad e imaginación pudo verse coartada.
- Construir escenarios energéticos a nivel global con el potencial de impactar el mercado regional y nacional, analizando aspectos económicos, comerciales y geopolíticos, así como el juego de los actores relevantes en dicha prospectiva.
- Analizar el mercado energético desde la óptica del petróleo y las energías renovables, entendiéndose como fuentes contrastantes pero que en conjunto permitirían ampliar el espectro energético del país, facilitando la construcción de una hoja de ruta para alcanzar la diversificación de este mercado.

Referencias Bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2020a). *Balance producción de Gas 2019 DICIEMBRE*. Retrieved from <https://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-de-operaciones/estadisticas-de-produccion>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2020b). *Informe Anual de Recursos y Reservas de Hidrocarburos 2019*.
- Antezana, P. (2012). Diseños para el fortalecimiento de la democracia y la gobernabilidad democrática en AL. El análisis político y la construcción de escenarios prospectivos. *Escuela Virtual Del Programa de Naciones Unidas Para El Desarrollo*.
- Aristizábal, J., Dyner, P. H. D. I., Energética-upme, P. M., & Lozano, J. T. (2017). *EVALUACIÓN ENERGÉTICA DEL SECTOR TERCIARIO DE COLOMBIA Y PROYECCIÓN DE SU DEMANDA USANDO LEAP*.
- Banco Mundial. (2017). Energía Geotérmica. Retrieved from <https://www.bancomundial.org/es/results/2017/12/01/geothermal>
- Barma, N. H., Durbin, B., Lorber, E., & Whitlark, R. E. (2016). “Imagine a world in which”: Using scenarios in political science. *International Studies Perspectives*, 17(2), 117–135. <https://doi.org/10.1093/isp/ekv005>
- Boada, A. (2020). *Técnicas de múltiples financieros para valorar acciones de empresas en el sector eléctrico en Colombia 1*. 16(2), 0–3. <https://doi.org/10.22507/pml.v14n2a6>
- Bonta, P., & Farber, M. (1994). *199 Preguntas sobre Marketing y Publicidad*. Bogotá, Colombia.
- British Petroleum. (2019a). BP Energy Outlook 2019 edition The Energy Outlook explores the

forces shaping the global energy transition out to 2040 and the key uncertainties surrounding that. *BP Energy Outlook 2019*, 22–24, 72–76, 144–118.

British Petroleum. (2019b). *BP Statistical Review of World Energy*. In *Economics of Transition* (Vol. 1). <https://doi.org/10.1111/j.1468-0351.1993.tb00076.x>

Carvajal Mejía, J. V., & Osorio Calderón, S. M. (2019). Evaluación del sistema de refrigeración mecánica con propano industrial en una planta de recobro de líquidos de gas natural (Universidad Industrial de Santander; Vol. 53). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

Claderón, Z., Pérez, J. C., Kafarov, V., Aceros, C., Barrero, J., Jaimes, L. E., ... Semillero en Prospectiva Energética de Colombia. (2018). *Prospectiva Energética Colombia 2050* (Primera Ed). Bucaramanga, Colombia: Ediciones UIS.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2017). Estructura del sector gas. Retrieved from <https://www.creg.gov.co/sectores-que-regulamos/gas-natural/estructura-del-sector>

Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Reglamento Unico de Transporte de Gas Natural- (RUT)*. , Pub. L. No. CREG 071 de 1999 (1999).

Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Reglamentación aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.* , (2013).

Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Comercialización del mercado mayorista de gas natural.* , (2017).

Concentra. (2020). Gas Natural en Colombia Cifras Consolidadas 2019. *Efikasi Diri Dan Pemahaman Konsep IPA Dengan Hasil Belajar Ilmu Pengetahuan Alam Siswa Sekolah Dasar Negeri Kota Bengkulu*, 6. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

CONCENTRA. (2019). *RESULTADOS DEL PROCESO DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL EN COLOMBIA 2019*. 1–16.

Congreso de la República de Colombia. *SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS*. , (1994).

Denes, M. (2001). *El desafío del Siglo XXI. Estudio sobre las tendencias, políticas y posibilidades del próximo siglo*. (Primera ed). Buenos Aires, Argentina.

Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2019). Estadísticas poblacionales. Retrieved from <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-poblacion>

Educar, & Fundación YPF. (2012). Matriz Energética. Retrieved from <http://energiasdemipais.educ.ar/la-matriz-energetica-argentina-y-su-evolucion-en-las-ultimas-decadas/>

Energía Solar. (2017). Energía Fósil. Retrieved from <https://solar-energia.net/energias-no-renovables/combustibles-fosiles/energia-fosil>

Fisher de la Vega, L. E., & Espejo Callado, J. (2012). *Mercadotecnia* (Cuarta Edi). Ciudad de México.

Fundación Bariloche. (2004). *LEAP Sistema de Planificación de Alternativas Energéticas de Largo Plazo*. San Carlos de Bariloche, Argentina: STOCKHOLM ENVIRONMENT INSTITUTE.

García Garrido, S. (2012). *Centrales Termoeléctricas de Biomasa*. Madrid, España.

Godet, M., & Durance, P. (2009). Cuaderno del Lipsor La prospectiva estratégica para las empresas y los territorios El Cercle des Entrepreneurs du Futur Cuadernos del Lipsor. *Cuaderno Del Lipsor, 10*, 149.

Grupo Energía Bogotá. (n.d.). Sector energético en Colombia. Retrieved from

<https://www.grupoenergiabogota.com/eeb/index.php/transmision-de-electricidad/sector-energetico-en-colombia>

Guerrero Suárez, F., & Llano Camacho, F. (2003). *GAS NATURAL EN COLOMBIA - GAS e.s.p.* Universidad ICESI.

Gutiérrez Torres, L. A., Molina Gomez, L. D., Ribón Barrios, H. M., Bejarano, A., & JuliaoLemus, T. M. (2015). Methodology to define hydrocarbon potential in a shale reservoir based on geochemical data and well logs. *CTyF - Ciencia, Tecnologia y Futuro*, 9(1), 7. <https://doi.org/10.29047/01225383.147>

International Energy Agency. (2018). Data and statistics. Retrieved from <https://www.iea.org/data-and-statistics/?country=WORLD&fuel=CO2emissions&indicator=CO2emissionsbyenergy>

Jordán, J. (2016). La técnica de construcción y análisis de escenarios en los estudios de seguridad y defensa. *Análisis GESI 21/2016*, 15.

Kahn, H., Wiener, A., & Hudson Institute. (1967). *The year 2000: a framework for speculation on the next thirty-three years*. New York.

Koutoudjian, A. (n.d.). Energía, luz, calor, vida. *Encrucijadas*, 45. Retrieved from <http://www.uba.ar/encrucijadas/archivo/index.php>

Mankiw, G. (1998). Principios de Ecconomía. *Traducción de Esther Rabasco y Luis Toharía*, p. Pag.41. Wellesley.

Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (2015). *Decreto Reglamentario Único del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015*. 370. Retrieved from <https://www.minminas.gov.co/documents/10180//23517//36452-Decreto-1073-26May2015.pdf>

- Mokhatab, S., Poe, W. A., & Speight, J. G. (2006). *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*.
- Organización Latinoamericana de Energía. (2017). *Manual de Planificación Energética 2017* (Segunda Ed). Quito, Ecuador.
- PEMEX. (2002). *Las reservas de hidrocarburos de México*. Ciudad de México.
- Promigas. (2019). Informe del Sector de Gas Natural. Retrieved from http://www.promigas.com/Es/Paginas/Informe_sector_gas_20_edicion.aspx
- Quijano Hurtado, R. (2010). *Planificación y gestión sostenible de los recursos ambientales y naturales* (p. 15). p. 15. Retrieved from https://www.cepal.org/ilpes/noticias/paginas/8/40548/Rquijano_Modergis_Cepal_Cartagena_08_10.pdf
- Reyes García, J. L., & Morales Castro, A. (2018). Value at risk using smoothing techniques: a proposal in the foreign exchange market. *Dimensión Empresarial*, 16(2), 99–110. <https://doi.org/10.15665/dem.v16i2.1903>
- Rodríguez Murcia, H. (2008). Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas. *Revista de Ingeniería Universidad de Los Andes*, 83–89.
- Santillana, J., & Salinas de Santillana, J. (2016). *Ingeniería de procesos en la industria de gas natural y condensados*. Lima, Perú.
- Sbroiavacca, N. (2013). *El modelo LEAP, principales características y su aplicación en el diseño de políticas energéticas y ambientales*. La Serena, Chile: Fundación Bariloche.
- Schwartz, P. (1991). *The Art of the Long View*. New York.
- Servicio Geológico Mexicano. (2017). Energía Nuclear. Retrieved from https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Energia-

nuclear.html

Shell. (2018). *Shell Scenarios: Sky Meeting the goals of the Paris agreement*. 72. Retrieved from https://www.shell.com/promos/meeting-the-goals-of-the-paris-agreement/_jcr_content.stream/1521983847468/5f624b9260ef2625f319558cbb652f8b23d331933439435d7a0fc7003f346f94/shell-scenarios-sky.pdf

Stanton, W. J., Etzel, M. J., & Walker, B. J. (2007). *Fundamentos de Marketing* (Décimo Cua). Ciudad de México.

U.S. EIA. (2019). Annual Energy Outlook 2019 with projections to 2050. *Annual Energy Outlook 2019 with Projections to 2050*, 44(8), 1–64. [https://doi.org/DOE/EIA-0383\(2012\) U.S.](https://doi.org/DOE/EIA-0383(2012) U.S.)

Unidad de Planeación Minero Energética. (2019). *Plan Energetico Nacional 2020-2050 (UPME)*. 83. Retrieved from <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Plan-Energetico-Nacional-2050.aspx>

Unidad de Planeación Minero Energética UPME. (2007). *Elementos para la formulación de una política energética*. Bogotá, Colombia.

Unidad de Planeación Minero Energética UPME. (2018). Boletín Estadístico de Minas y Energía 2018. In *BOLETÍN ESTADÍSTICODE MINAS Y ENERGÍA 2016 - 2018*. Retrieved from http://www1.upme.gov.co/PromocionSector/SeccionesInteres/Documents/Boletines/Boletin_Estadistico_2018.pdf

Universidad del Valle, & Universidad Nacional. (2018). *Transición Energética para Colombia 2050*. Calí, Colombia.

UPME. (2015). Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energético 2050. *Unidad de Planeación Minero Energética, Republica de Colombia*, 184. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf

UPME. (2017a). Balance Energético Colombiano. Retrieved from

<http://www1.upme.gov.co/InformacionCifras/Paginas/PETROLEO.aspx>

UPME. (2017b). Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano. Retrieved from

<http://www.sipg.gov.co/sipg/Home/Sectores/tabid/105/language/es-ES/Default.aspx>

World Energy Council (WEC), & Paul Scherrer Institute. (2019). World Energy Scenarios 2019.

WEC Publications, 12–16.