



Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural

Versión Marzo de 2015



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía



Unidad de Planeación Minero Energética

República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía
Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. www.upme.gov.co
Elaboró: Subdirección de Hidrocarburos

Avda. Calle 26 # 69 D-91, Torre 1 Piso 9°. Bogotá
PBX: 57-1 222 06 0. Fax: 57-1 221 95 37
Línea Gratuita Nacional: 01 8000 91 17 29

Tabla de Contenido

1	Contexto Normativo y Metodología del Plan	9
1.1	Antecedentes	9
1.2	Metodología de desarrollo del PIAGN	10
1.2.1	Lineamientos metodológicos	10
1.2.2	Lineamientos técnicos	11
2	Contexto Internacional del Mercado de Gas Natural	13
2.1	Coyuntura actual	13
2.2	Prospectiva económica mundial	14
2.3	Prospectiva energética global	16
2.4	Prospectiva global del gas natural	18
2.4.1	Reservas y producción	18
2.4.2	Consumo de gas natural	22
2.4.3	Balance oferta - demanda	23
2.5	Mercado del Gas Natural Licuado	27
2.5.1	Actividad de Licuefacción	27
2.5.2	Actividad de Transporte	28
2.5.3	Actividad de regasificación	29
3	Marco de política y regulación del servicio de gas natural en Colombia	30
3.1	Política sectorial	31
3.1.1	Decreto 2100 de 2011 del Ministerio de Minas y Energía	32
3.1.2	Regulación	34
3.2	Organización de la industria	36
3.2.1	Restricciones a la integración vertical	38
3.2.2	Mecanismos de comercialización y modalidades de contratos	39
3.2.3	Gestión de la información	42
3.2.4	Tarifas	43
3.2.5	Confiabilidad	44
4	Proyección de Precios de Gas Natural	45

4.1	Supuestos y metodología de proyección.....	45
4.2	Precios del gas natural (2014 – 2037).....	47
5	<i>Oferta de Gas Natural.</i>	52
5.1	Reservas de gas natural.....	52
5.2	Declaración de producción	54
5.3	Escenarios de oferta.....	57
5.3.1	Escenario bajo de oferta	58
5.3.2	Escenario medio de oferta	58
5.3.3	Escenario alto de oferta	59
6	<i>Escenarios de Demanda de Gas Natural</i>	60
6.1	Metodología de proyección de demanda.....	60
6.2	Modelo de vectores autorregresivos- VAR.....	60
6.2.1	Sector residencial.....	61
6.2.2	Sector Comercial	63
6.2.3	Sector Petroquímico.....	65
6.3	Modelo de Vectores de Corrección del Error, Vec: Sector Industrial.....	66
6.4	Modelo Analítico: Sector Transporte	68
6.5	Modelo Simulación: Sector Termoeléctrico	70
6.6	Caso Especial: Ecopetrol	73
6.7	Proyección Demanda Gas Natural Nacional	74
7	<i>Balance de gas natural</i>	78
7.1	Balance de oferta y demanda – Escenario de Referencia	78
7.2	Balance de oferta y demanda – Escenarios de sensibilidad.	80
7.2.1	Escenario estocástico	80
7.2.2	Escenario con retraso en la importación de gas natural	81
7.2.3	Escenario con retraso en el refuerzo de interconexión Costa-Interior	82
7.2.4	Escenario bajo condiciones de Fenómeno de El Niño.....	83
8	<i>Transporte de gas natural.</i>	85

8.1	Modelo para el balance nodal de gas natural.	85
8.1.1	Distribución nodal de la oferta.....	85
8.1.2	Distribución nodal de la demanda	86
8.1.3	Descripción del sistema de transporte y del modelo utilizado	89
8.2	Resultados del modelo para el balance nodal de gas natural	91
8.2.1	Gasoducto La Belleza-Vasconia	92
8.2.2	Gasoducto Cusiana - Apiay.....	93
8.2.3	Gasoducto Mariquita - Gualanday	94
8.2.6	Efecto agregado de las limitaciones de la infraestructura de transporte	100
9	Confiabilidad de Gas Natural.....	102
9.1	Indisponibilidad operativa del sistema nacional de gas natural.	102
9.2	Escenarios de mayor confiabilidad para el sistema nacional de transporte	105
9.2.1	Confiabilidad mediante gasoductos redundantes	105
9.2.2	Confiabilidad mediante gasoductos enmallados	107
10	Análisis financiero de la expansión de la infraestructura.	110
10.1	Supuestos del análisis	110
10.1.1	Costos indicativos de la infraestructura de transporte.....	110
10.1.2	Costos de racionamiento de gas natural.....	112
10.2	Análisis financiero de la expansión de la capacidad de transporte.....	112
10.2.1	Gasoducto La Belleza - Vasconia	112
10.2.2	Gasoducto El Porvenir - Apiay.....	113
10.2.3	Gasoducto Mariquita - Gualanday	114
10.2.4	Comparación de costos asociados a una segunda etapa de importación de gas natural.....	115
10.2.5	Consideraciones de confiabilidad relacionadas con una segunda etapa de importación.....	117
10.3	Análisis financiero de la expansión con propósitos de confiabilidad.	120
10.3.1	Confiabilidad por gasoductos redundantes	120
10.3.2	Confiabilidad por gasoductos enmallados	122
10.3.3	Análisis financiero de la construcción de una planta de almacenamiento para Bogotá.....	125
11	Conclusiones y Recomendaciones.....	128
11.1	Conclusiones.....	128
11.2	Recomendaciones.....	128

12 ANEXOS..... 130

Presentación

En el ámbito internacional, el gas natural está jugando un papel cada vez más importante en la atención de la demanda de energía debido a su menor costo en relación con otros energéticos y a un menor impacto ambiental, favoreciendo económica y socialmente las naciones que lo consumen.

Así como los indicadores internacionales muestran al gas natural como la fuente energética de mayor tasa de crecimiento, a escala nacional durante las dos últimas décadas este combustible ha ganado progresivamente participación, de manera que en la actualidad constituye cerca de la quinta parte del consumo energético final, restando una parte significativa del país donde podría expandirse su cobertura.

Este rol creciente a escala mundial ha sido originado, además de su menor precio y beneficio ambiental, por la posibilidad de ser transado internacionalmente y por disponerse de grandes reservas de este combustible. Durante las últimas décadas, el Gas Natural Licuado (GNL) constituyó una importante oportunidad de desarrollo, al vincular grandes países productores y consumidores geográficamente distanciados. Así mismo, la producción de este recurso a partir de yacimientos no convencionales ha permitido multiplicar las reservas y limitar el aumento de su precio, así como el de otros combustibles.

A escala local se prevé que Colombia participe aún más activamente del mercado internacional, no solo con las exportaciones a Venezuela vía gasoducto, sino como importador de este energético próximamente. Paralelamente, también se desarrollan el marco institucional y las inversiones para su exploración y explotación desde yacimientos no convencionales.

En este contexto se enmarca el futuro del gas natural en el país: por el lado de la demanda, una significativa expectativa de crecimiento relacionado al desarrollo económico; y por el lado de la oferta, su internacionalización y diversificación. Así, los retos que se deben afrontar en el sector para garantizar un suministro confiable y a precios competitivos son significativos, requiriéndose la participación conjunta de los sectores público y privado para enfrentar satisfactoriamente tal desafío y desarrollar un país competitivo y dinámico.

Este plan, si bien es realizado desde el sector estatal, ha contado con la participación activa y propositiva de diversas entidades privadas, por lo que agradecemos sus importantes aportes y esperamos seguir contando con éstos.

El objetivo de este documento es presentar una prospectiva para la próxima década de diferentes escenarios alternativos, tanto de oferta como de demanda de gas natural en el país. En consecuencia, se establecen los requerimientos de infraestructura de abastecimiento y transporte para suplir la demanda, así como un planteamiento para aumentar la confiabilidad en el suministro de este combustible, lo cual exige cambios en la normatividad del sector.

De acuerdo al Decreto 2100 del Ministerio de Minas y Energía, el carácter de este plan es indicativo. Constituye una propuesta a ser discutida en el sector y sobre la que se debe evolucionar, con la finalidad de asegurar el abastecimiento energético competitivo y ambientalmente sostenible.

Este documento está integrado por diez capítulos: El primero aborda los preceptos normativos y la metodología con que se elabora el plan; en el capítulo segundo se aborda el contexto internacional y nacional del mercado del gas natural; el tercer capítulo contiene un análisis de la institucionalidad del sector. Lo anterior constituye una visión de contexto del sector gas natural.

El capítulo cuarto expone la metodología y resultados de la proyección de los precios del gas natural usados en este plan, considerando los efectos que puede tener su importación; en el capítulo cinco se analiza el comportamiento esperado de la oferta, presentando los escenarios futuros de incorporación de reservas de gas natural y la producción esperada; el sexto capítulo considera la demanda futura de gas natural, profundizando en los factores que determinan su evolución a escala regional y sectorial.

El capítulo séptimo presenta diferentes combinatorias de escenarios de oferta y demanda de gas natural y consecuentemente establece los requerimientos de incorporación de nuevas fuentes de producción local o de importación. En el capítulo ocho se realiza un balance oferta-demanda a escala nodal, proyectado los flujos en el sistema nacional de transporte de gas natural y determinando las necesidades de expansión futura de la infraestructura. El capítulo noveno analiza probabilísticamente la indisponibilidad de los elementos del sistema de oferta y transporte, y propone alternativas de infraestructura para incrementar la confiabilidad en el abastecimiento.

Finalmente, el capítulo décimo examina la viabilidad financiera de incorporar los requerimientos de expansión de la infraestructura definidos en el capítulo ocho, precisando el tipo de infraestructura requerida, así como la viabilidad de los esquemas propuestos de confiabilidad del sistema. Al terminar el documento se presentan las conclusiones y recomendaciones en orden a asegurar el abastecimiento de gas natural en condiciones competitivas.

1 Contexto Normativo y Metodología del Plan

1.1 Antecedentes

A lo largo de las últimas décadas, el sector de gas natural en Colombia ha experimentado un alto crecimiento de la demanda dentro del marco de mercado establecido por la Ley 142 de 1994. Se logró, por medio de una combinación de política energética y de mecanismos de mercado, desarrollar y mantener la producción de gas natural, permitiendo el abastecimiento del país, exportar sus excedentes, así como construir los sistemas de transporte y distribución que suplen las necesidades de las principales poblaciones donde actualmente se usa. Vale decir que esta fuente representaba en 2014 cerca de 22% del consumo de energía final del país, mientras que hacia 1995 participaba con cerca de 7%.

Cuando el dinamismo del sector comenzó a dar claras señales de estancamiento, al igual que ocurría en el sector petrolero, se incorporaron cambios institucionales como la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el año 2004, lo que permitió reactivar el sector en un ambiente internacionalmente favorable de precios altos. No obstante, con una creciente demanda y producción de gas natural, las reservas poco aumentaron en la última década, por lo que el Ministerio de Minas y Energía definió a través del Decreto 2100 de 2011 nuevos lineamientos de política en orden a promover el desarrollo del mercado nacional e internacional de gas natural, tratando temas como:

- i. Desarrollo de recursos no convencionales.
- ii. Nuevas políticas de comercialización (mercado secundario, subastas de venta de corto plazo).
- iii. Gestión de la información operativa y comercial, por medio de un nuevo agente institucional.
- iv. Exportación de gas con criterios flexibles: se establece la libertad de precios para importaciones y exportaciones.
- v. La posibilidad de autorizar inversiones en confiabilidad con una metodología que desarrollará la CREG.
- vi. Posibilidad de realizar inversiones para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural, por parte de los agentes.

En particular, su artículo 17 estableció la realización de un Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural por parte de UPME, con base en unos lineamientos técnicos que determinaría el propio Ministerio, encaminado fundamentalmente a la orientación de las decisiones de los agentes y las acciones del gobierno para asegurar el abastecimiento pleno y eficiente de gas natural en el mediano y largo plazo.

Tal norma es compatible con el artículo 16 de la Ley 143 de 1994, que encargó a la UPME, entre otras funciones, de elaborar planes indicativos con el fin de alcanzar

una asignación óptima de recursos para satisfacer los requerimientos energéticos internos.

1.2 Metodología de desarrollo del PIAGN

La propia naturaleza de las actividades asociadas con el desarrollo del sector de hidrocarburos implica incertidumbre sobre la disponibilidad de estos recursos, la posibilidad económica de su exploración y producción frente a variaciones en el precio, así como la viabilidad social de estos desarrollos, que debe ser convenida con las comunidades. Lo anterior conlleva que relativamente pocas compañías con gran capacidad de inversión de largo plazo participen en la producción de gas natural.

Por otra parte, la demanda nacional de esta fuente está sujeta, además de la incertidumbre del consumo futuro de los sectores no eléctricos, a los efectos de las anomalías climáticas que exigen grandes consumos de gas por corto tiempo para el sector termoeléctrico, lo cual presiona, además de la producción, el transporte de gas natural y eventualmente puede limitar el abastecimiento de otros sectores.

Otra característica del sistema colombiano hace referencia a que el sistema de transporte es radial, dado los elevados costos de la infraestructura, de manera que los nodos de demanda se suplen casi siempre desde una única vía, lo cual implica que el riesgo de desabastecimiento es significativo frente a cualquier falla en uno de los elementos del sistema.

En vista de lo anterior y con el propósito de coadyuvar para asegurar el abastecimiento energético nacional, resulta conveniente realizar el presente ejercicio de planificación. Su objetivo general es suministrar información de prospectiva del sector, a fin de orientar la oportuna decisión de inversión por parte de los agentes y las medidas de política que les corresponde a las autoridades competentes.

1.2.1 Lineamientos metodológicos

Los lineamientos metodológicos con los que se elaboró el documento fueron los siguientes:

- i. Ser integral y flexible, susceptible de ser ajustado según los cambios económicos, políticos y ambientales tanto del entorno nacional como internacional.
- ii. Formular acciones y soluciones que permitan el pleno abastecimiento de gas natural, dando las señales apropiadas para facilitar la toma de decisiones de inversión.
- iii. Satisfacer la demanda de gas natural considerando criterios de uso eficiente de las fuentes energéticas.
- iv. Basarse en escenarios que consideren las variables más influyentes sobre el consumo de gas natural y sus sustitutos en un horizonte de largo plazo.

- v. Propender por la minimización de los costos para lograr la sostenibilidad económica y ambiental del sistema en el largo plazo, con precios competitivos para los usuarios y maximización de la cobertura.

1.2.2 Lineamientos técnicos

- i. La oferta de gas natural corresponde a la última declaración de producción nacional e importación por parte de agentes (abril de 2014). Ésta es afectada por las interrupciones causadas por mantenimientos programados y eventos no programados. Se incluye la importación de este combustible desde enero de 2017.
- ii. El periodo considerado para comercialización de gas de nuevos hallazgos será mínimo de tres años desde la fecha de su descubrimiento; en tanto que la entrada en operación de proyectos de regasificación será mínimo de cuatro años, desde su etapa de planificación.
- iii. La puesta en marcha de nuevos gasoductos será como mínimo de tres años, desde su etapa de proyección; la entrada en operación de nuevas estaciones de compresión será de dos años desde la etapa de planificación. La capacidad de los gasoductos troncales corresponderá a la capacidad nominal de cada uno de dichos sistemas y será afectada por la indisponibilidad histórica de los mismos.
- iv. El horizonte de planeación es de 10 años.

La elaboración del plan implica entonces un análisis de la perspectiva de abastecimiento de largo plazo ante diferentes escenarios de oferta nacional y de recurso importado. Con el tiempo, la dinámica del sector permitirá identificar los escenarios sobre los cuales será conveniente profundizar; esto supone una actualización periódica del documento para evaluar la situación de abastecimiento del sector.

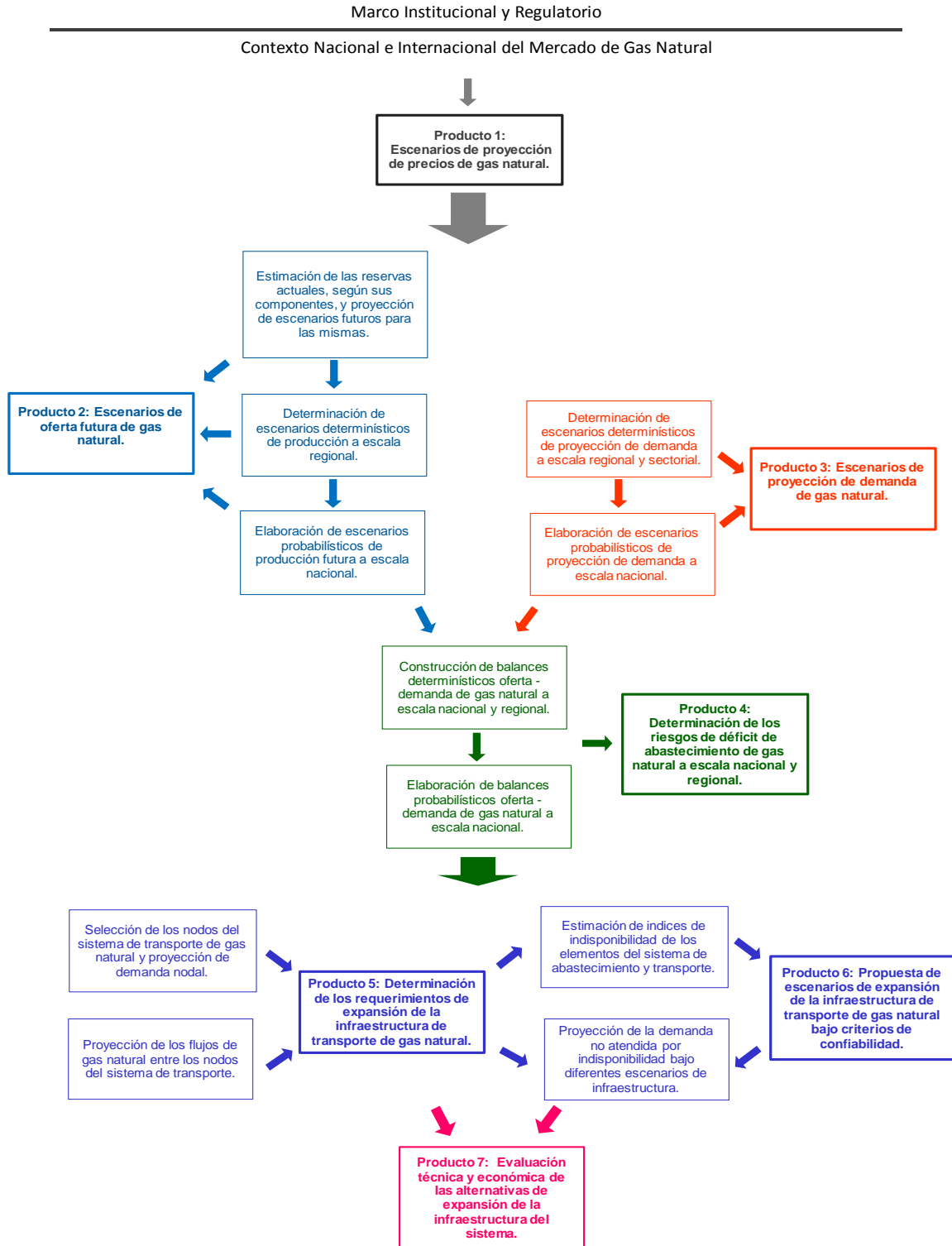
La metodología empleada para la elaboración del Plan Indicativo de Abastecimiento pretende establecer un marco analítico flexible que pueda ser usado para posteriores revisiones bajo cualquier escenario de suministro y transporte dentro del mercado de gas natural.

En este marco, se ha realizado un trabajo conjunto con todos los agentes para establecer escenarios que evalúen el comportamiento de las principales variables que tienen incidencia en la evolución del sector e identificar distintas alternativas atractivas para quienes toman decisiones de inversión, en cualquiera de los casos respondiendo a los objetivos desde la perspectiva del Estado. La Gráfica 1-1 presenta de manera esquemática la metodología seguida en el análisis.

Para efectos de este estudio se define abastecimiento como la capacidad del sistema (con la infraestructura operando normalmente) de proveer respaldo físico de corto y largo plazo de producción y transporte para la demanda total. Confiabilidad es el complemento de la probabilidad de ocurrencia de interrupciones en el abastecimiento

de la demanda, en razón a eventos del sistema de transporte o los campos de producción de gas natural.

Gráfica 1-1 Esquema metodológico del PIAGN



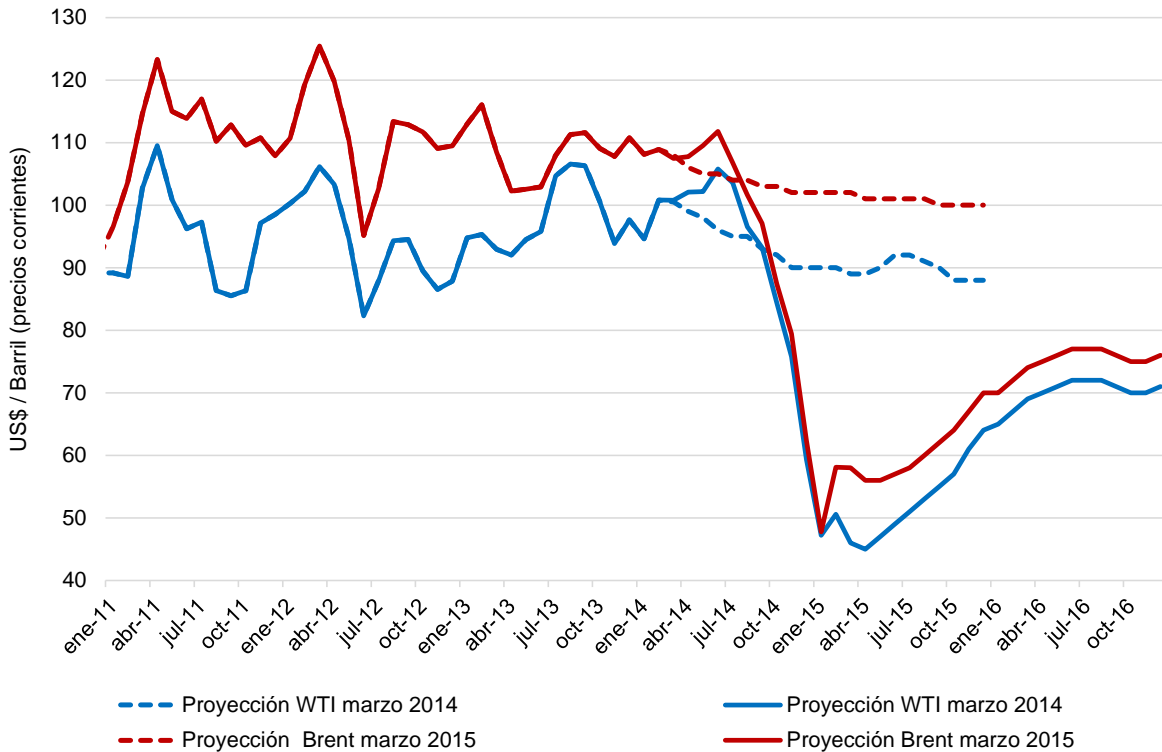
2 Contexto Internacional del Mercado de Gas Natural

2.1 Coyuntura actual

El contexto internacional del sector energético siempre se ha caracterizado por su dinamismo. Condicionado y subordinando a las transformaciones de la geopolítica, las fluctuaciones económicas y la evolución tecnológica, la industria de los hidrocarburos ha sido protagonista en la historia moderna del progreso de la sociedad. En la actualidad como en el pasado, la situación política en el Medio Oriente es agitada, a lo cual se suma la incertidumbre sobre la evolución del régimen administrativo de Venezuela y el desenlace del conflicto entre Rusia y Ucrania, todas estas naciones grandes exportadores de hidrocarburos que pueden afectar en el mediano plazo el mercado global.

Las proyecciones sobre la creciente oferta de hidrocarburos en Norteamérica y las expectativas de una demanda menor (a la esperada hace algunos años) para China e India, han exigido que los mercados de hidrocarburos se ajusten vía precios. Lo anterior, junto con la competencia entre las naciones exportadoras por mantener su participación en el mercado, habría presionado en los últimos meses a la baja los precios del petróleo (ver gráfica 2-1), con serias consecuencias macroeconómicas para muchas naciones en desarrollo como Colombia.

Gráfica 2-1 Comparación de proyecciones de corto plazo de precios de petróleo



• Fuente: EIA; Cálculos: UPME.

Existe cierto consenso entre los analistas de que la recuperación de los precios del petróleo podría tomar algunos años, y que en largo plazo, el precio convergería al costo medio de producción de los yacimientos no convencionales que estarían en el margen de la producción internacional (70 - 90 USD barril, WTI). Por ello, se supone que la nueva proyección de precios del crudo próxima a publicarse por la Energy Information Administration (EIA) sea significativamente inferior a la del año 2014.

2.2 Prospectiva económica mundial

EIA estima que la economía mundial crezca a una tasa promedio anual de 3,5% durante las próximas tres décadas, de manera que hacia el año 2035 la producción sea el doble respecto a su magnitud actual. Así, las naciones ahora en vía de desarrollo, creciendo a tasas mayores, lograrían duplicar el PIB de aquellas ahora desarrolladas, hacia mediados del presente siglo (ver Tabla 2-1 y Gráfica 2-2).

Tabla 2-1 Evolución económica regional.

	PIB [Billones US\$ 2005]				Participación de las Regiones				Crecimiento de las Regiones		
	2010	2020	2030	2040	2010	2020	2030	2040	2010-20	2020-30	2030-40
OECD	36,609	45,711	56,358	68,357	51.9%	44.8%	38.3%	34.1%	2.2%	2.1%	1.9%
Americas	15,929	20,709	26,153	32,836	22.6%	20.3%	17.8%	16.4%	2.7%	2.4%	2.3%
Europa	14,618	17,681	21,775	26,304	20.7%	17.3%	14.8%	13.1%	1.9%	2.1%	1.9%
Asia Oceanía	6,062	7,320	8,431	9,216	8.6%	7.2%	5.7%	4.6%	1.9%	1.4%	0.9%
No-OECD	33,889	56,432	90,672	132,123	48.1%	55.2%	61.7%	65.9%	5.2%	4.9%	3.8%
Europa y Eurasia	4,502	6,257	8,451	10,689	6.4%	6.1%	5.7%	5.3%	3.3%	3.1%	2.4%
Asia	18,206	33,695	57,688	85,314	25.8%	33.0%	39.2%	42.6%	6.3%	5.5%	4.0%
Africa	3,963	6,188	9,977	16,148	5.6%	6.1%	6.8%	8.1%	4.6%	4.9%	4.9%
Latinoamérica	4,927	6,794	9,394	12,759	7.0%	6.7%	6.4%	6.4%	3.3%	3.3%	3.1%
Medio Oriente	2,292	3,498	5,162	7,213	3.3%	3.4%	3.5%	3.6%	4.3%	4.0%	3.4%
Total Mundo	70,498	102,142	147,030	200,479	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	3.8%	3.7%	3.1%

Fuente: EIA; Cálculos: UPME.

Se espera que China en 2015 sobrepase a los Estados Unidos como la mayor economía del mundo (en términos de poder de paridad de compra) y que en las próximas décadas siga aumentando su ventaja frente a la economía norteamericana. La India se haría la tercera economía mundial hacia el año 2030 y la segunda en el 2050, sobrepasando a los Estados Unidos.

Las economías emergentes como Brasil, Rusia, México e Indonesia podrían sobrepasar a naciones como el Reino Unido, Alemania y Francia a mediados del presente siglo. Colombia, si bien mantendría una significativa tasa de crecimiento en relación con sus vecinos latinoamericanos, casi mantendría su lugar a escala mundial como número 30 (ver Tabla 2-2).

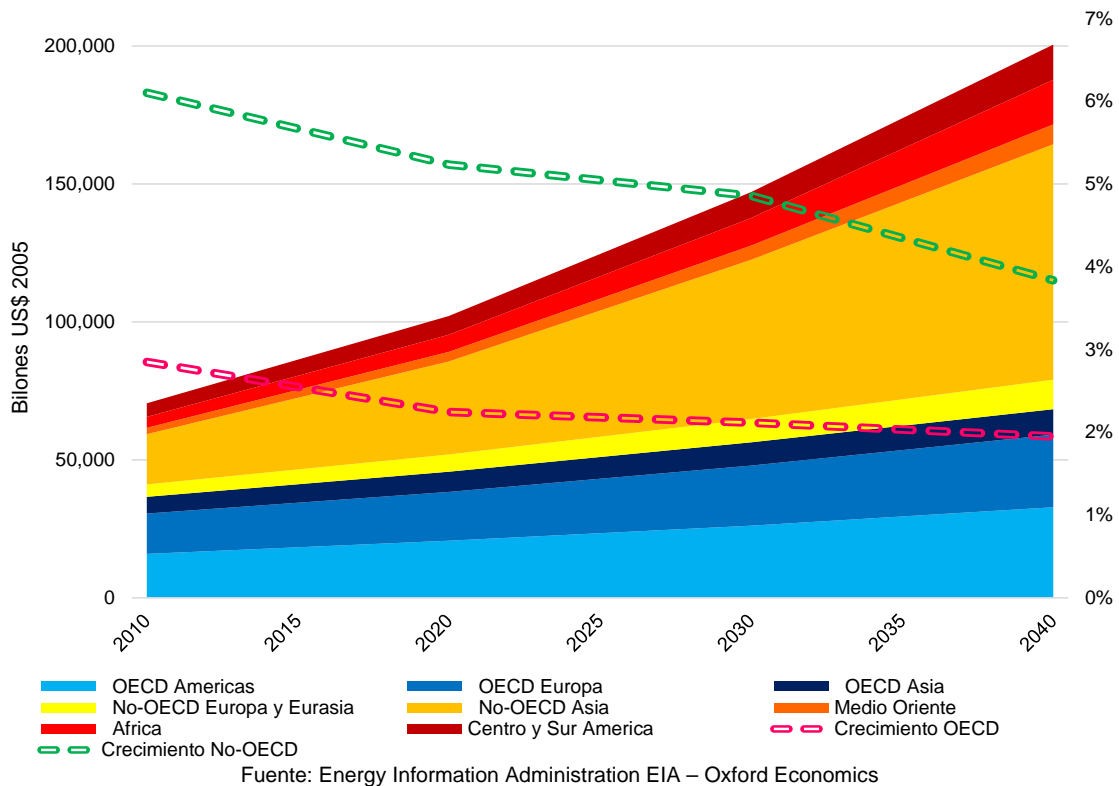
Tabla 2-2 Evolución de las principales economías del mundo.

Posición	2014		2030		2050	
	País	GDP*	País	GDP*	País	GDP*
1	China	17,632	China	36,112	China	61,079
2	United States	17,416	United States	25,451	India	42,205
3	India	7,277	India	17,138	United States	41,384
4	Japan	4,788	Japan	6,006	Indonesia	12,210
5	Germany	3,621	Indonesia	5,486	Brazil	9,164
6	Russia	3,559	Brazil	4,996	Mexico	8,014
7	Brazil	3,073	Russia	4,854	Japan	7,914
8	France	2,587	Germany	4,590	Russia	7,575
9	Indonesia	2,554	Mexico	3,985	Nigeria	7,345
10	United Kingdom	2,435	United Kingdom	3,586	Germany	6,338
11	Mexico	2,143	France	3,418	United Kingdom	5,744
12	Italy	2,066	Saudi Arabia	3,212	Saudi Arabia	5,488
13	South Korea	1,790	South Korea	2,818	France	5,207
14	Saudi Arabia	1,652	Turkey	2,714	Turkey	5,102
15	Canada	1,579	Italy	2,591	Pakistan	4,253
16	Spain	1,534	Nigeria	2,566	Egypt	4,239
17	Turkey	1,512	Canada	2,219	South Korea	4,142
18	Iran	1,284	Spain	2,175	Italy	3,617
19	Australia	1,100	Iran	1,914	Canada	3,583
20	Nigeria	1,058	Egypt	1,854	Philippines	3,516
21	Thailand	990	Thailand	1,847	Thailand	3,510
22	Egypt	945	Pakistan	1,832	Vietnam	3,430
23	Poland	941	Australia	1,707	Bangladesh	3,367
24	Argentina	927	Malaysia	1,554	Malaysia	3,327
25	Pakistan	884	Poland	1,515	Iran	3,224
26	Netherlands	798	Philippines	1,508	Spain	3,099
27	Malaysia	747	Argentina	1,362	South Africa	3,026
28	Philippines	695	Vietnam	1,313	Australia	2,903
29	South Africa	683	Bangladesh	1,291	Colombia	2,785
30	Colombia	642	Colombia	1,255	Argentina	2,455
31	Bangladesh	536	South Africa	1,249	Poland	2,422
32	Vietnam	509	Netherlands	1,066	Netherlands	1,581

* Billones US\$ 2014, considerando poder de paridad de compra.

Fuente: www.pwc.co.uk/economics

Gráfica 2-2 Proyección de crecimiento del PIB en el mundo.



A nivel agregado, se prevé que las siete grandes economías emergentes –E7 (China, India, Brasil, Rusia, Indonesia, México y Turquía) sobrepasen a las siete grandes y tradicionales economías del mundo G7 (Estados Unidos, Japón, Alemania, Reino Unido, Francia, Italia y Canadá) hacia el año 2017, lo anterior favorecido por la recuperación desde la crisis de finales de la década pasada. La diferencia entre ambos grupos continuará, de manera que hacia el año 2040 los E7 contarían con un producto casi 65% mayor a los G7 (en términos de poder de paridad de compra).

No obstante, en valores per cápita los E7 mantendrían un importante rezago respecto a los G7, aunque menor a la actual (por ejemplo, el PIB per cápita de China respecto al de los Estados Unidos aumentaría de 23% a 42% entre 2014 y 2050). En general, se tiene que el orden actual de los cinco primeros países mantendría esta variable, aunque en lugares posteriores sería notable el ascenso de Rusia, Turquía, México, Brasil y China.

2.3 Prospectiva energética global

En el escenario base (*Current Policies*) de la Agencia Internacional de Energía, estima que hacia el año 2040 el consumo energético mundial sea un 40% superior al actual, con un promedio de crecimiento anual de 1,5%, menos de la mitad del crecimiento previsto para la economía. Esto indicaría una economía cada vez menos energo-intensiva, dinamizada por los sectores de servicios y la industria ligera, a lo cual también contribuyen políticas de racionalización del consumo energético en un

ambiente de precios con tendencia creciente, a pesar de la coyuntura actual (ver Tabla 2-3).

Tabla 2-3 Proyección del consumo energético mundial según fuentes.

	Demanda de Energía (Mtoe)					Participación de las fuentes					Crecimiento de la demanda			
	1990	2012	2020	2030	2040	1990	2012	2020	2030	2040	1990-12	2012-20	2020-30	2030-40
Carbón	2,231	3,879	4,457	5,191	5,860	25.4%	29.0%	29.1%	29.2%	29.2%	2.5%	1.8%	1.5%	1.2%
Petróleo	3,232	4,194	4,584	5,028	5,337	36.8%	31.4%	29.9%	28.3%	26.6%	1.2%	1.1%	0.9%	0.6%
Gas Natural	1,668	2,844	3,215	3,921	4,742	19.0%	21.3%	21.0%	22.1%	23.7%	2.5%	1.5%	2.0%	1.9%
Nuclear	526	642	838	957	1,005	6.0%	4.8%	5.5%	5.4%	5.0%	0.9%	3.4%	1.3%	0.5%
Hidroenergía	184	316	383	448	504	2.1%	2.4%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	1.6%	1.2%
Biomasa	905	1,344	1,551	1,761	1,933	10.3%	10.1%	10.1%	9.9%	9.6%	1.8%	1.8%	1.3%	0.9%
Otras renovables	36	142	289	462	658	0.4%	1.1%	1.9%	2.6%	3.3%	6.4%	9.3%	4.8%	3.6%
Total	8,782	13,361	15,317	17,768	20,039	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	1.9%	1.7%	1.5%	1.2%

Fuente: World Energy Outlook 2014 – IEA, Cálculos UPME

A escala regional, se prevé que los países desarrollados agrupados en la OECD apenas incrementen su consumo a una tasa de 0,4% promedio anual en los próximos 25 años, mientras que aquellos en desarrollo lo hagan a una tasa de 2%, con la consecuente pérdida de participación de los primeros (ver Tabla 2-4).

Tabla 2-4 Proyección del consumo energético mundial según regiones.

	Demanda de Energía Primaria (Mtoe)					Participación de las fuentes					Crecimiento de la demanda			
	1990	2012	2020	2030	2040	1990	2012	2020	2030	2040	1990-2012	2012-20	2020-30	2030-40
OECD	4,628	5,392	5,676	5,889	6,094	52.7%	40.4%	37.1%	33.1%	30.4%	0.7%	0.6%	0.4%	0.3%
Americas	2,313	2,688	2,911	3,064	3,225	26.3%	20.1%	19.0%	17.2%	16.1%	0.7%	1.0%	0.5%	0.5%
Europa	1,669	1,817	1,837	1,871	1,907	19.0%	13.6%	12.0%	10.5%	9.5%	0.4%	0.1%	0.2%	0.2%
Asia Oceanía	646	887	927	954	962	7.4%	6.6%	6.1%	5.4%	4.8%	1.5%	0.6%	0.3%	0.1%
No-OECD	4,154	7,969	9,641	11,878	13,945	47.3%	59.6%	62.9%	66.9%	69.6%	3.0%	2.4%	2.1%	1.6%
Europa y Eurasia	1,574	1,210	1,227	1,255	1,387	17.9%	9.1%	8.0%	7.1%	6.9%	-1.2%	0.2%	0.2%	1.0%
Asia	1,625	4,673	5,900	7,457	8,720	18.5%	35.0%	38.5%	42.0%	43.5%	4.9%	3.0%	2.4%	1.6%
Africa	401	759	943	1,185	1,459	4.6%	5.7%	6.2%	6.7%	7.3%	2.9%	2.7%	2.3%	2.1%
Latinoamérica	339	627	739	920	1,082	3.9%	4.7%	4.8%	5.2%	5.4%	2.8%	2.1%	2.2%	1.6%
Medio Oriente	216	699	832	1,062	1,297	2.5%	5.2%	5.4%	6.0%	6.5%	5.5%	2.2%	2.5%	2.0%
Total Mundo	8,782	13,361	15,317	17,768	20,039	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	1.9%	1.7%	1.5%	1.2%

Fuente: World Energy Outlook 2014 – IEA, Cálculos: UPME

Por otra parte, en las siguientes décadas se presentaría una reducción de la participación del consumo de petróleo y un incremento marginal de la participación del gas natural, mientras la del carbón se mantendría igual; en el agregado las fuentes fósiles reducirían su parte aporte de 81,7% a 79,5% hacia el año 2040. Para esa época, el consumo energético mundial se sostendría casi equitativamente entre carbón, gas natural, petróleo y fuentes renovables (nuclear, hidroenergía, biomasa, etc.).

No obstante, seguir dependiendo masivamente de fuentes fósiles llevaría al planeta por la senda de un incremento de temperatura de 3,6°C, muy por encima de la meta internacional de 2°C, con consecuencias funestas sobre los regímenes climáticos y en general, sobre la vida de la población futura. El llamado general sigue siendo a que los hacedores de política de todas las naciones adelanten conjuntamente reformas y regulación para promover el uso de las fuentes menos contaminantes y a racionalizar el consumo de una población creciente y cada vez con mayor nivel de ingresos.

Si bien la prospectiva general para el petróleo señala un mercado bien abastecido, en el futuro se prevé desafíos para adelantar las inversiones en el Medio Oriente en un ambiente de inestabilidad política, así como para suplir los grandes capitales requeridos para extraer los hidrocarburos brasileños en aguas profundas.

Igualmente, las cuestiones técnicas aún no resueltas para la producción en las arenas bituminosas canadienses y los riesgos ambientales no completamente conjurados para la extracción de hidrocarburos no convencionales, son temas que generan incertidumbre sobre los posibles niveles de oferta y el precio del petróleo en las próximas décadas¹.

Entre los combustibles fósiles, el gas natural es aquel con la mayor tasa de crecimiento, gracias a factores como ser menos adverso ambientalmente y por su mayor disponibilidad en un creciente mercado internacional de gas natural licuado a precios menores, gracias a las nuevas reservas encontradas en los Estados Unidos. Sin embargo, al igual que el petróleo, la evolución de la producción dependerá de un precio que lo viabilice, así como de una regulación que permita el desarrollo de los nuevos recursos ahora considerados no convencionales.

2.4 Prospectiva global del gas natural

2.4.1 Reservas y producción

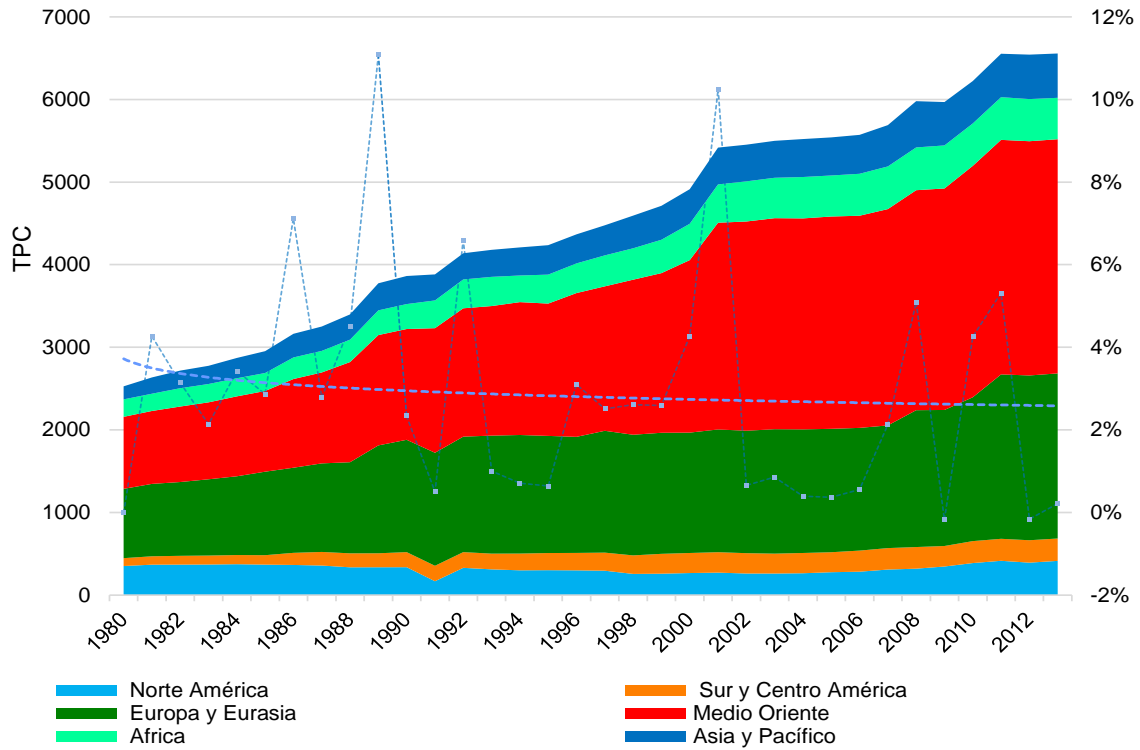
Una mirada a la evolución histórica de las reservas probadas de gas natural mundial, señala que durante el periodo comprendido entre 1980 y 2013, las reservas probadas crecieron a una tasa de 2,8% promedio año, pasando de 2.527 TPC² a 6.557 TPC. No obstante, si bien tales reservas han aumentado, lo han hecho a una tasa cada vez menor (ver Gráfica 2-3).

Al finalizar el año 2013, las reservas probadas de gas natural en el mundo se concentraban en el Medio Oriente con un 43.2% del total mundial, seguido por Europa Oriental con 30.5%. Consecuentemente, los países con mayores reservas del mundo son en la actualidad Irán con 18.2% y la Federación Rusa con 16.8% (ver Gráfica 2-4).

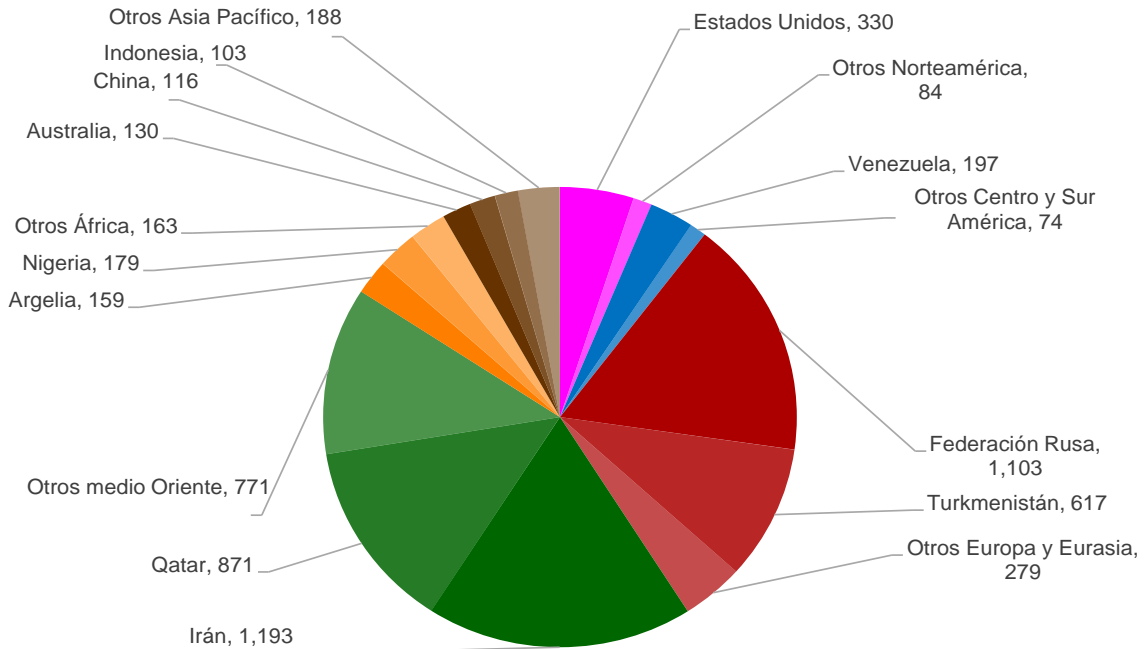
¹ Ver: World Energy Outlook 2014 –IEA.

² TPC = Tera Pies Cúbicos

Gráfica 2-3 Evolución de reservas probadas mundiales de gas natural 2013

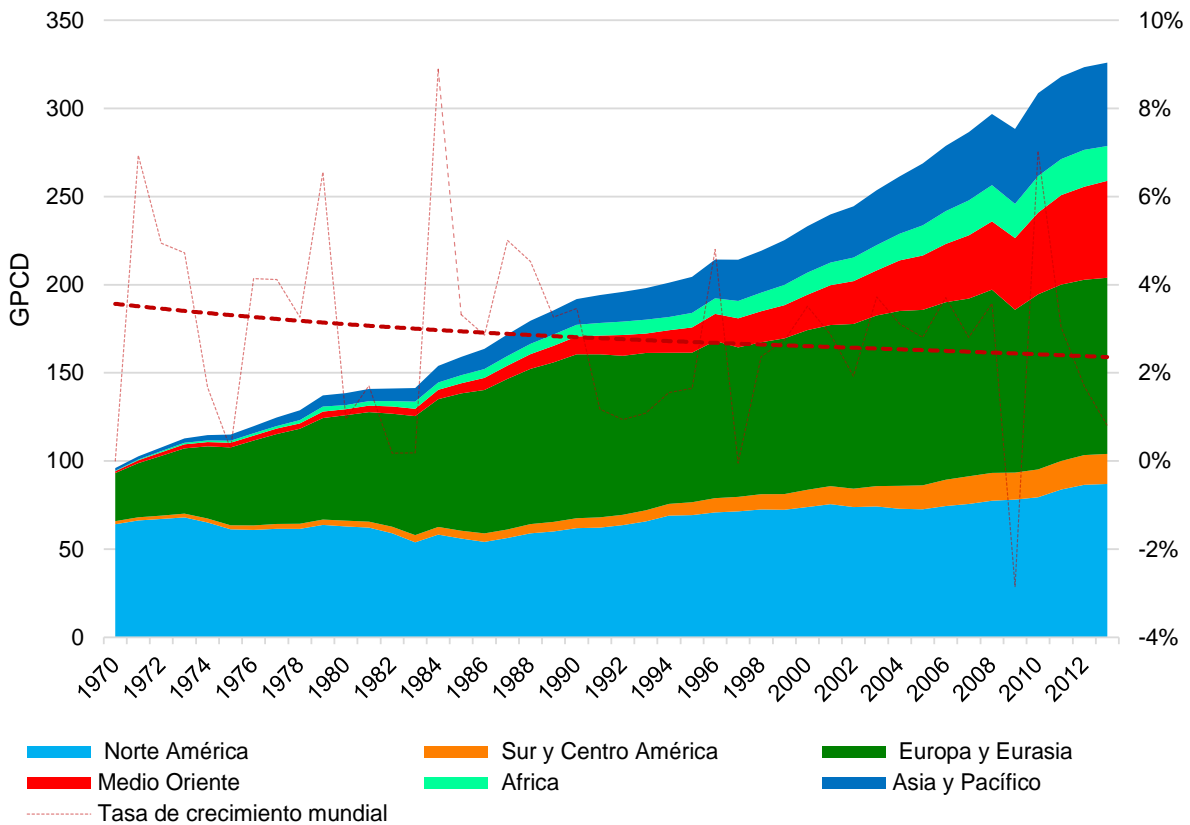


Gráfica 2-4 Distribución de reservas probadas mundiales de gas natural 2013 [TPC].



Durante 2013, la producción mundial de gas natural llegó a 326 GPCD³ representando un aumento promedio de 2,6% anual en lo corrido del siglo. La región de Europa y Eurasia aportó cerca de 30,7% del total mundial seguida de Norteamérica con 26,7%. Las zonas geográficas de Medio Oriente, África y Asia Pacífico de manera conjunta representaron el 37,4% en tanto que Centro y Sudamérica fueron responsables por tan sólo el 5,2% (ver Gráfica 2-5).

Gráfica 2-5 Evolución de la producción mundial de gas natural



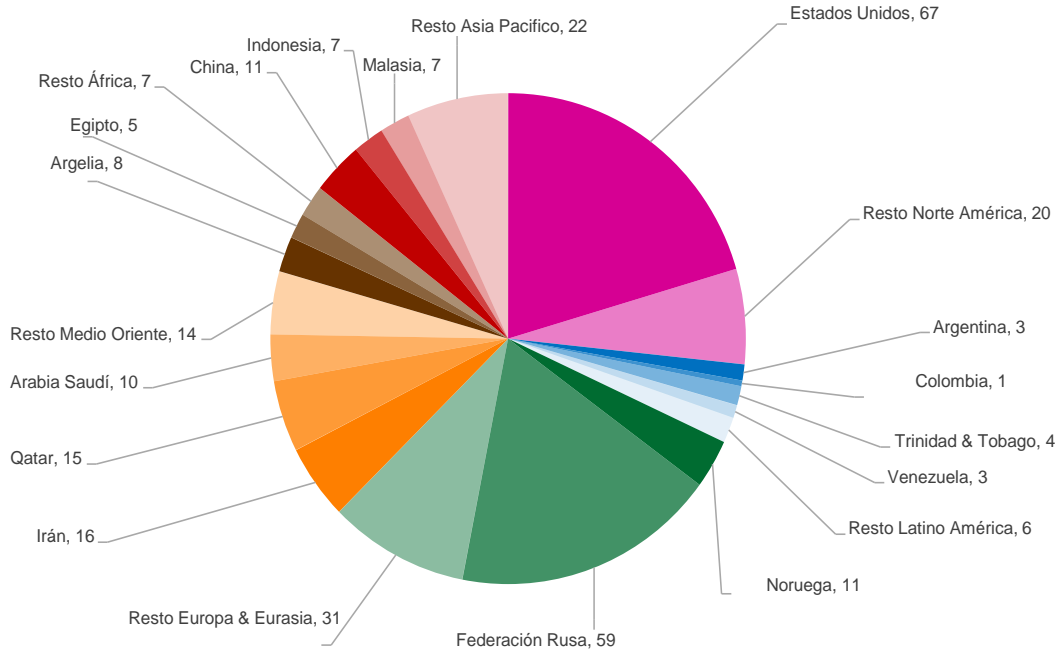
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2014. Cálculos UPME.

En el año 2013, la mayor producción se realizó por parte de Estados Unidos y la Federación Rusa con 66,5 GPCD y 58,5 GPCD, respectivamente. En América Latina y el Caribe los mayores productores fueron Trinidad y Tobago, Argentina y Venezuela con 4,1 GPCD, 3,4 GPCD y 2,8 GPCD, respectivamente (ver Gráfica 2-6).

Consecuentemente, la relación reservas probadas/producción de gas natural se ha mantenido casi igual durante los últimos treinta años con un valor un tanto superior a los cincuenta años. En el año 2013 este valor alcanzaba una magnitud de 55 años, siendo notable que en Medio Oriente este valor es superior a los 140 años, mientras que en Norteamérica es de solo 13 años (ver Gráfica 2-7).

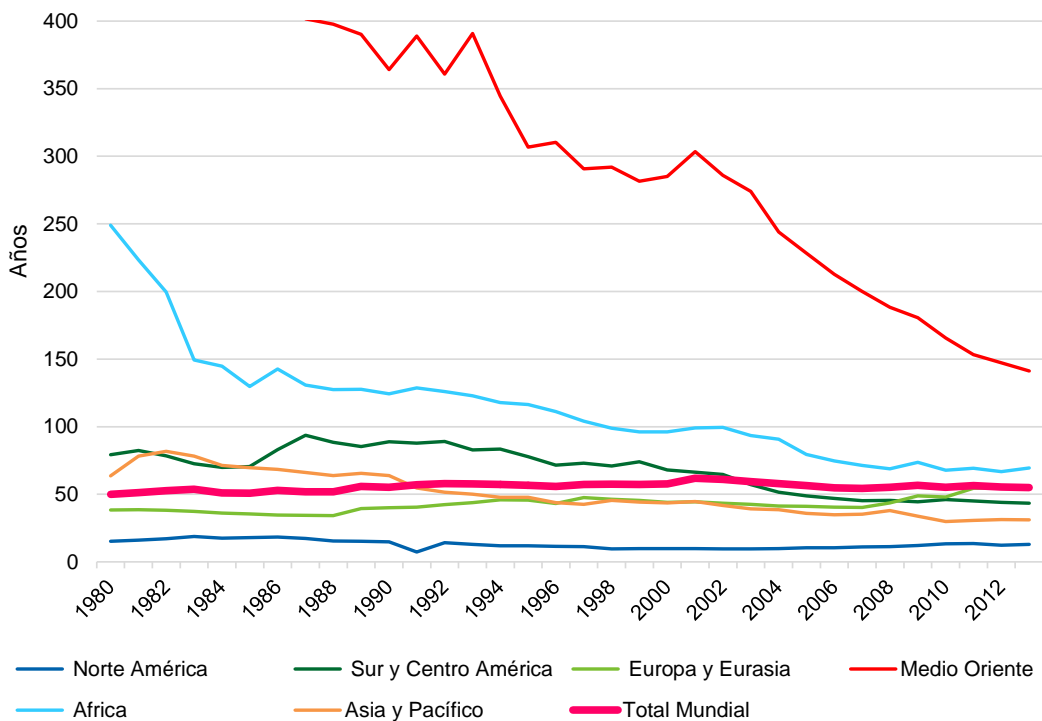
³ Giga pie cúbico día

Gráfica 2-6 Distribución de producción mundial de gas natural 2013 [TPC].



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2014. Cálculos: UPME.

Gráfica 2-7 Evolución mundial de la relación reservas/producción de gas natural.

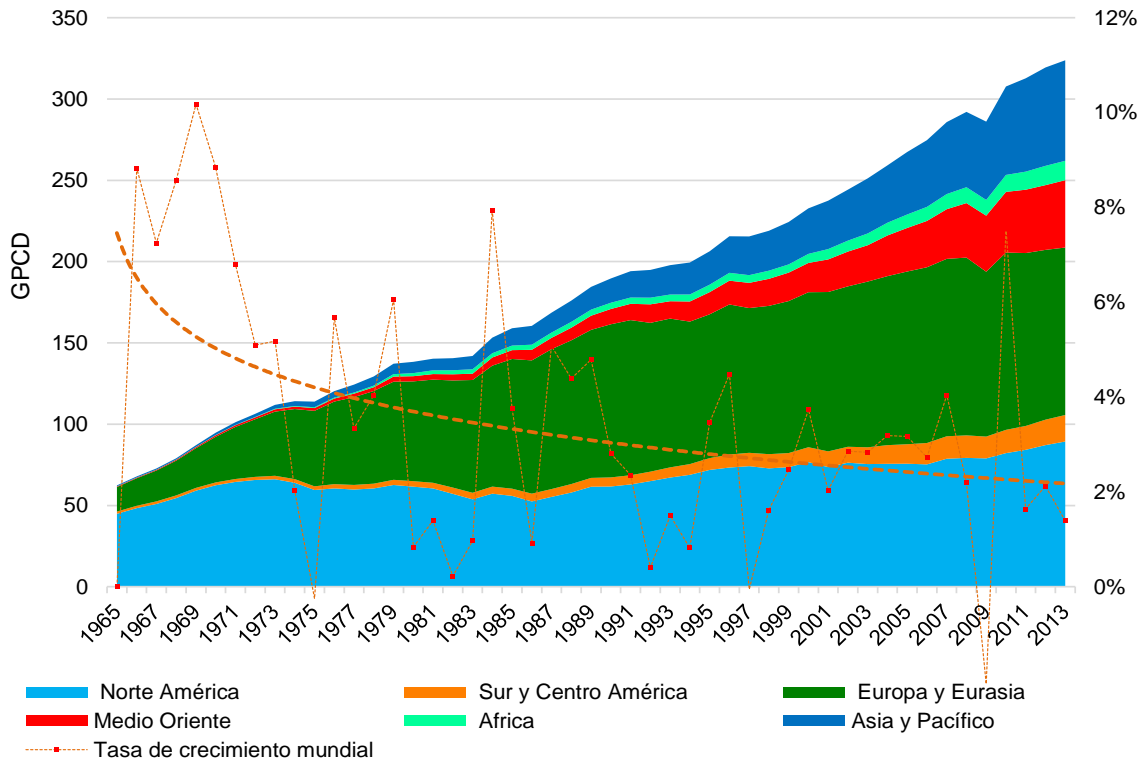


Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2014. Cálculos: UPME.

2.4.2 Consumo de gas natural

Durante 2013, el consumo mundial de gas natural llegó a 324 GPCD representando un aumento promedio de 2,6% anual en el siglo XXI. La región de Europa y Eurasia aportaron cerca de 31,8% del total seguida de Norteamérica con 27,6%. Las regiones de Medio Oriente, África y Asia Pacífico de manera conjunta representaron el 35,6% en tanto que Centro y Sudamérica fueron responsables por tan sólo el 5% (ver Gráfica 2-8).

Gráfica 2-8 Evolución del consumo de gas natural en el mundo.

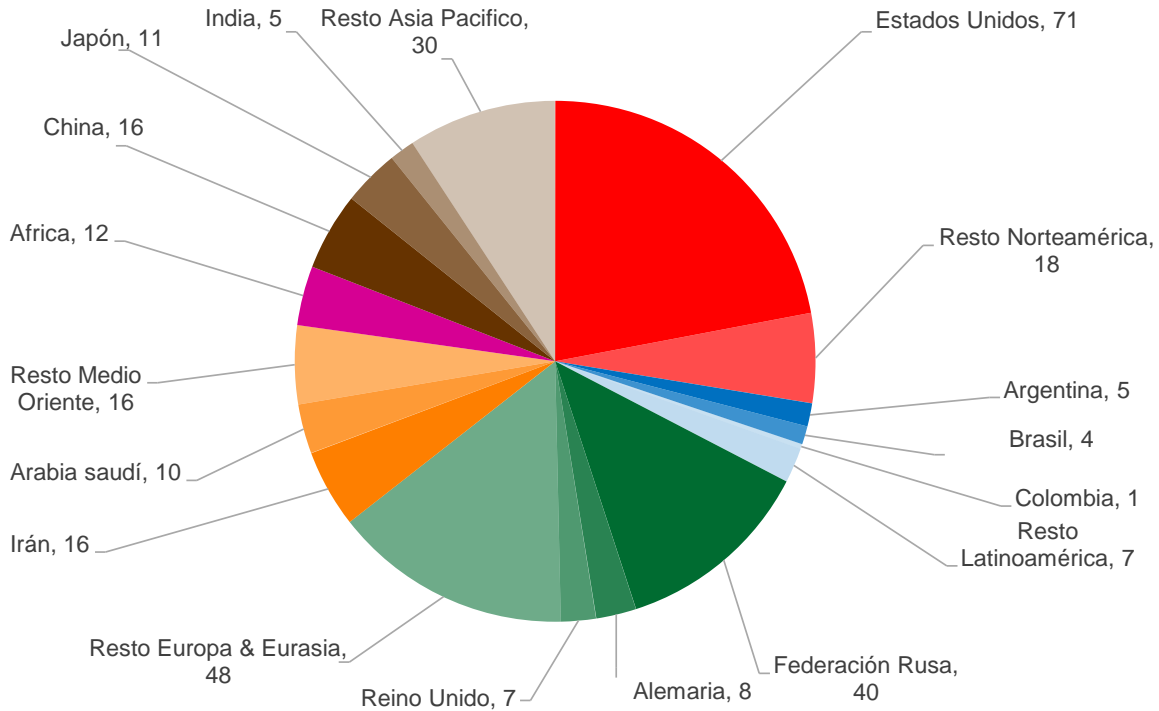


Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2014. Cálculos: UPME.

Durante el mismo año, el mayor consumo lo hizo Estados Unidos y la Federación Rusa con 71,3 GPCD y 40,0 GPCD, respectivamente. En América Latina y el Caribe los mayores consumidores fueron Argentina y Brasil con 4.6 GPCD y 3.6 GPCD, correspondientemente (ver Gráfica 2-9).

La región asiática con Japón, China e India totalizaron un consumo de 32 GPCD, disminuyendo con respecto a años anteriores especialmente Japón. Sin embargo, es un mercado robusto aún con la modulación de la tasa de crecimiento de las economías de la zona, particularmente de China. El consumo europeo, se ha mostrado menos pujante por dos razones principales: el poco dinamismo de las economías y la competencia del carbón procedente de Estados Unidos en generación eléctrica. Esto último se ha visto favorecido por una menor presión para el descenso de los gases de efecto invernadero

Gráfica 2-9 Distribución del consumo mundial de gas natural año 2013 [TPC].



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2014. Cálculos UPME.

2.4.3 Balance oferta - demanda

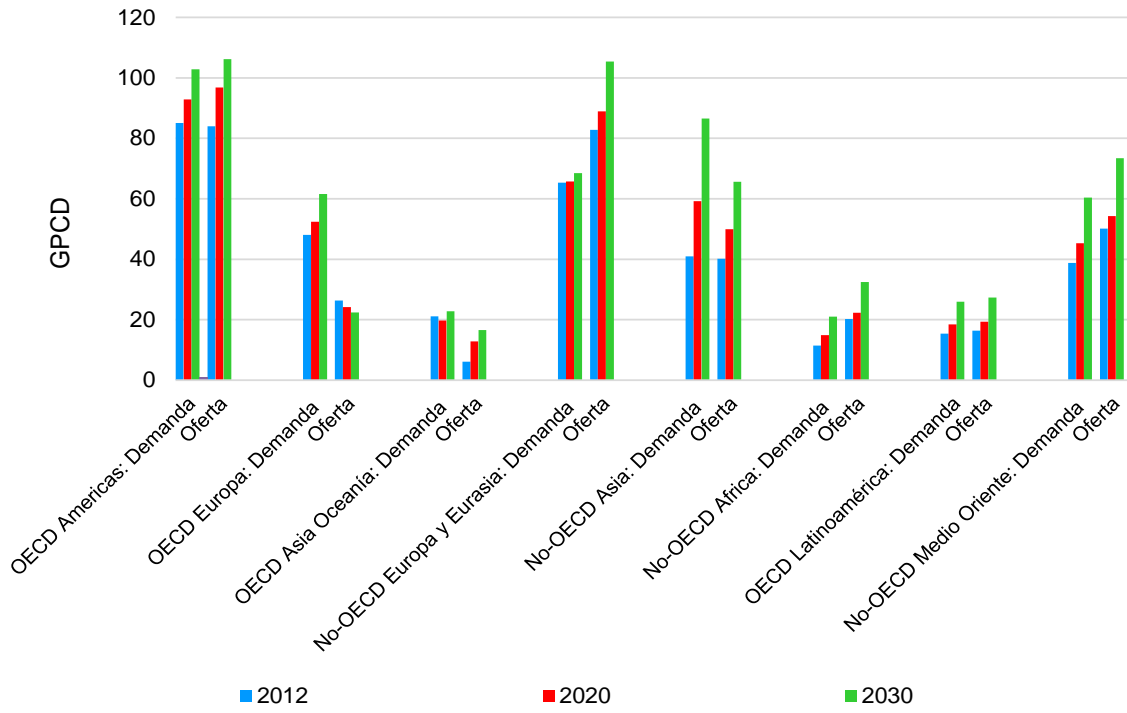
El balance de gas natural para cada una de las regiones del mundo se definió como la diferencia entre la producción y el consumo para cada una de éstas en el año de referencia. Con éstos resultados se pueden determinar los déficits y excedentes según sea el caso, los cuales son compensados gracias al comercio internacional de este combustible a través de gasoductos o vía marítima de gas natural licuado.

La Gráfica 2-10 presenta una proyección para diferentes regiones económicas de tal balance: en Norteamérica se reconoce un equilibrio frágil de corto plazo, pero con grandes perspectivas de superávit futuro, con lo cual esta región podrá convertirse en un exportador natural.

En Medio Oriente, África y Centro y Sudamérica, presentan similitudes, pues en los tres casos la demanda de gas natural se ha abastecido con producto local, pese al aumento progresivo del consumo local. Por lo anterior, cuentan con excedentes crecientes que permitirían suplir las necesidades de otras zonas geográficas.

En el continente asiático se identifica un creciente desequilibrio, explicado por los mayores consumos de gas natural con destino al sector termoeléctrico en Japón y la demanda de grandes naciones emergentes como China e India. Los países desarrollados de Europa mantienen un creciente déficit suplido principalmente por los excedentes de las naciones de Eurasia y del norte de África.

Gráfica 2-10 Proyección del balance regional oferta – demanda de gas natural.

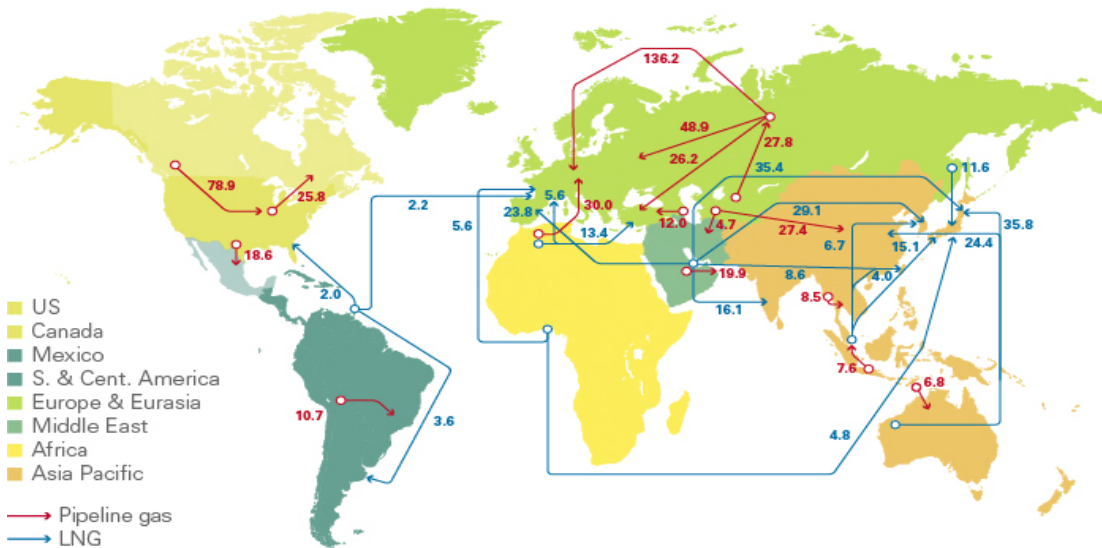


Fuente: World Energy Outlook 2014 -EIA. Cálculos UPME.

Gráfica 2-11 Flujos de gas natural en el año 2013 [billones de metros cúbicos⁴].

Natural gas major trade movements 2013

Trade flows worldwide (billion cubic metres)



Source: Includes data from Cedigaz, CISStat, FGE MENAgas service, IHS CERA, PIRA Energy Group.

BP Statistical Review of World Energy 2014 © 2014 BP p.l.c.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2014.

⁴ Un billón de metros cúbicos corresponde aproximadamente a 35.3 GPC (giga pies cúbicos)

Como ya se mencionó, los excedentes de gas natural se comercializan actualmente entre distintos países y regiones (ver Gráfica 2-11). Durante el año 2013, se comercializaron cerca de 36.579 GPC (100 GPCD, 1036 billones de m³) de gas natural, siendo el 69% movilizado vía gasoducto y el restante 31% a través de los llamados buques metaneros.

Es notable la dependencia en Europa de las importaciones de África, Eurasia y el Medio Oriente. El continente americano casi que se abastece a sí mismo, con expectativas de disponer en un futuro de importantes excedentes (ver tablas 2-5 y 2-6).

Tabla 2-5 Comercio internacional de gas natural licuado, año 2013.

Comercio de GNL, año 2013		[Billones de metros cúbicos]														Desde						
Hasta	US*	Brazil*	Trinidad & Tobago	Peru	Norway	Other Europe*	Russian Federation	Oman	Qatar	United Arab Emirates	Yemen	Algeria	Angola	Egypt	Equatorial Guinea	Nigeria	Australia	Brunei	Indonesia	Malaysia	Total Imports	
US	-	-	2.0	-	0.2	-	-	-	0.2	-	0.3	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	2.7
Canada	0.0	-	0.2	-	-	-	-	-	0.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.1
Mexico	0.1	-	0.4	2.5	0.4	0.4	-	-	1.6	-	0.5	-	-	-	-	1.6	-	-	0.4	-	-	7.8
North America	0.1	-	2.6	2.5	0.5	0.4	-	-	2.6	-	0.8	-	-	-	-	1.6	-	-	0.4	-	-	11.6
Argentina	-	0.0	3.6	-	0.1	1.6	-	-	0.9	-	-	-	-	0.2	-	0.5	-	-	-	-	-	6.9
Brazil	-	-	2.5	-	0.3	1.0	-	-	0.3	-	-	0.1	0.1	0.1	-	0.9	-	-	-	-	-	5.1
Chile	-	-	3.5	-	-	-	-	-	0.2	-	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.1
Other S. & Cent. America	-	-	3.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	3.4
S. & Cent. America	-	0.0	13.0	-	0.3	2.6	-	-	1.3	-	0.4	0.1	0.1	0.2	-	1.5	-	-	-	-	-	19.6
Belgium	-	-	-	-	0.0	-	-	-	3.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.2
France	-	-	-	-	0.3	0.1	-	-	1.8	-	0.1	5.3	-	-	-	1.2	-	-	-	-	-	8.7
Italy	-	-	-	-	-	0.3	-	-	5.2	-	-	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.5
Spain	-	-	2.0	1.5	1.1	0.3	-	0.2	3.5	-	-	3.2	-	0.0	-	3.1	-	-	-	-	-	14.9
Turkey	-	-	-	-	0.2	0.1	-	-	0.4	-	0.1	3.8	-	0.2	-	1.3	-	-	-	-	-	6.1
United Kingdom	-	-	0.1	-	0.1	-	-	-	8.6	-	-	0.4	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	9.3
Other Europe & Eurasia	-	-	0.1	-	0.6	0.2	-	-	0.8	-	-	0.7	-	0.1	-	1.3	-	-	-	-	-	3.7
Europe & Eurasia	-	-	2.2	1.5	2.3	1.0	-	0.2	23.4	-	0.2	13.5	-	0.4	-	6.9	-	-	-	-	-	51.5
Middle East	-	-	0.3	-	-	0.2	-	-	3.3	-	-	0.1	-	0.2	-	0.3	0.1	-	-	-	-	4.5
China	-	-	0.1	-	-	0.1	-	-	9.2	-	1.5	0.1	0.1	0.6	0.5	0.5	4.8	-	3.3	3.6	-	24.5
India	-	-	-	-	0.1	0.1	-	-	15.3	-	0.7	0.1	-	0.4	-	0.9	-	0.1	-	-	-	17.8
Japan	-	-	0.4	1.0	0.4	0.2	11.6	5.5	21.8	7.4	0.7	0.6	0.2	0.8	3.0	5.2	24.4	6.9	8.5	20.3	-	119.0
South Korea	-	-	0.7	0.7	0.1	0.3	2.5	5.9	18.3	-	4.9	0.2	0.1	0.8	0.2	3.8	0.8	1.6	7.7	5.9	-	54.2
Taiwan	-	-	0.1	-	-	0.1	0.1	-	8.5	-	0.1	-	-	0.2	0.4	0.9	0.1	0.2	2.6	4.0	-	17.2
Thailand	-	-	-	-	-	0.1	-	-	1.4	-	0.1	-	-	0.0	0.1	0.3	-	-	-	-	-	2.0
Other Asia Pacific	-	-	0.3	-	0.1	-	-	-	0.3	-	0.2	0.3	-	0.1	0.8	0.5	-	0.8	-	-	-	3.4
Asia Pacific	-	-	1.6	1.7	0.7	0.8	14.2	11.4	75.0	7.4	8.2	1.3	0.3	3.0	5.1	12.1	30.1	9.5	22.1	33.8	-	238.1
Total LNG exports	0.1	0.0	19.8	5.6	3.8	5.1	14.2	11.5	105.6	7.4	9.6	14.9	0.4	3.7	5.1	22.4	30.2	9.5	22.4	33.8	-	325.3

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2014, Cálculos: UPME.

Tabla 2-6 Comercio internacional de gas natural vía gasoducto, año 2013.

Comercio de gas natural por ductos, año 2013		[Millones de metros cúbicos]											Desde										
Hasia	US	Canada	Mexico	Bolivia	Other S. & Cent. America	Netherlands	Norway	United Kingdom	Other Europe	Kazakhstan	Russian Federation	Turkmenistan	Other Former Soviet Union	Iran	Qatar	Algeria	Libya	Other Africa	Indonesia	Myanmar	Other Asia Pacific	Total imports	
US	-	78.9	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78.9
Canada	25.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.8
Mexico	18.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.6
North America	44.4	78.9	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	123.3
Argentina	-	-	-	5.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.2
Brazil	-	-	-	10.7	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.8
Other S. & Cent. Americas	-	-	-	2.7	2.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.7
S. & Cent. America	-	-	-	15.9	2.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.6
Austria	-	-	-	-	-	1.2	-	-	0.5	5.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.8
Belgium	-	-	-	-	-	5.4	9.4	2.5	-	12.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.6
Czech Republic	-	-	-	-	-	3.8	-	-	-	7.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.0
Finland	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.5
France	-	-	-	-	-	6.5	15.5	-	0.4	8.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.5
Germany	-	-	-	-	-	22.4	33.5	-	0.6	39.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95.8
Greece	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6	2.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.0
Hungary	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.9
Ireland	-	-	-	-	-	-	-	4.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.9
Italy	-	-	-	-	-	8.6	1.1	-	0.3	2.9	-	-	-	-	-	11.4	5.2	-	-	-	-	-	51.6
Netherlands	-	-	-	-	-	4.8	1.6	1.6	13.0	2.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.5
Poland	-	-	-	-	-	-	-	-	1.8	9.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.4
Slovakia	-	-	-	-	-	-	-	-	1.8	5.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.3
Spain	-	-	-	-	-	-	2.7	-	1.3	-	-	-	-	-	-	11.4	-	-	-	-	-	-	15.3
Turkey	-	-	-	-	-	-	-	-	1.3	26.2	-	-	3.3	8.7	-	-	-	-	-	-	-	-	38.2
United Kingdom	-	-	-	-	-	9.5	29.1	0.0	3.3	-	-	-	3.3	-	-	2.0	-	-	-	-	-	-	41.9
Other Europe	-	-	-	-	-	0.8	1.2	0.0	6.8	10.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.7
Europe	-	-	-	-	-	53.2	102.4	8.9	28.1	162.4	-	-	3.3	8.7	-	24.8	5.2	-	-	-	-	-	397.1
Belarus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.1
Russian Federation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.5	-	9.9	6.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27.8
Ukraine	-	-	-	-	-	-	-	-	1.8	25.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.9
Other Former Soviet Union	-	-	-	-	-	-	-	-	1.8	0.2	5.6	1.1	3.8	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-	11.4
Former Soviet Union	-	-	-	-	-	-	-	-	1.8	11.7	48.9	11.0	10.1	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-	84.2
Iran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.7	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.0
United Arab Emirates	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.8	-	-	-	-	-	-	-	17.8
Other Middle East	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.7	0.4	-	-	2.1	-	-	0.2	-	-	-	-	2.2
Middle East	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.9	-	-	0.2	-	-	-	-	25.1
South Africa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.2	-	2.9	-	-	-	-	2.9
Other Africa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.2	-	0.3	-	-	-	-	3.5
Africa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.2	-	3.2	-	-	-	-	6.4
Australia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.8
China	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-	-	2.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27.4
China Hong Kong SAR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.8
Malaysia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2
Singapore	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.6	-	-	9.2
Thailand	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.5	-	-	8.5
Asia Pacific	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	24.4	2.9	-	-	-	-	-	-	-	8.9	8.5	11.1	55.9
Total exports	44.4	78.9	0.0	15.9	2.7	53.2	102.4	8.9	29.9	11.8	211.3	40.1	16.7	9.4	19.9	28.0	5.2	3.4	8.9	8.5	11.1	-	710.6

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2014, Cálculos: UPME.

2.5 Mercado del Gas Natural Licuado

Se conoce como gas natural licuado (GNL) al energético que se ha sometido a un proceso de licuefacción a temperaturas cercanas a los -162°C , lo cual hace que éste reduzca su volumen y pueda ser transportado en estado líquido de modo que sea económicamente viable. El transporte de este combustible se suele realizar en barcos metaneros, en trenes o en camiones con vagones especializados para tal fin. Para su consumo por parte de los usuarios finales, se utiliza el proceso de regasificación, que permite volver del estado líquido a su estado original.

La cadena del servicio del gas natural licuado tiene tres etapas principales que permiten comercializarlo:

- Licuefacción
- Transporte
- Regasificación

En cada una de estas etapas se encuentran unos subprocesos y, una vez surtidas dichas actividades, se comercializa en las condiciones técnicas y comerciales de cada país.

2.5.1 Actividad de Licuefacción

Esta actividad consiste en alimentar una planta con gas natural, donde se somete al proceso de purificación (remoción de agua, gas carbónico, sulfuros y metales pesados) para mantenerlo en una condición tal que evite el congelamiento de impurezas y mantenga características seguras durante el enfriamiento y condensación.

Después de esta etapa, se moviliza el gas al circuito de refrigeración donde se elimina el calor sensible y latente, de forma que se transforma de estado gaseoso a alta presión a estado líquido, siendo esto posible a una temperatura de -162°C , alcanzando una densidad relativa de 0.45.

De esta manera, el gas reduce su volumen entre 580 y 600 veces (lo que significa ocupar un espacio de 0,0017 del espacio requerido por una cantidad similar de gas a temperatura ambiente y presión atmosférica). Este estado permite su almacenamiento en recipientes o tanques térmicamente aislados, de tal manera que se minimice la entrada de calor desde el ambiente.

A finales del año 2013 se disponía de cerca de 86 trenes de licuefacción en el mundo, en 17 países exportadores de GNL. La capacidad agregada de licuefacción es de 290 millones de toneladas por año, lo cual equivale a procesar 36.2 GPCD de gas

natural. La capacidad de almacenamiento de tales plantas es de cerca de 10.5 millones de m³ de GNL⁵.

Tabla 2-7 Capacidad internacional de licuefacción de gas natural, año 2013.

	País	Capacidad de Licuefacción		Capacidad de Almacenamiento		
		[Millones de Toneladas/año, GNL]	[MPCD, Gas Natural equivalente]	[Miles m3, GNL]	[GPC, Gas Natural equivalente]	[Días]
Cuenca del Atlántico	Argelia	19.4	2,419	908	18.6	7.7
	Angola	5.2	648	320	6.6	10.1
	Egipto	12.2	1,521	580	11.9	7.8
	Guinea Ecuatorial	3.7	461	272	5.6	12.1
	Libia	3.2	399	96	2.0	4.9
	Nigeria	21.8	2,718	421	8.6	3.2
	Noruega	4.3	536	250	5.1	9.5
	Trinidad y Tobago	15.5	1,933	1,048	21.5	11.1
Medio Oriente	Emiratos Árabes Unidos	5.8	723	240	4.9	6.8
	Omán	10.7	1,334	240	4.9	3.7
	Qatar	77.0	9,601	2,340	47.9	5.0
	Yemen	6.7	835	280	5.7	6.9
Cuenca del Pacífico	Australia	24.1	3,005	753	15.4	5.1
	Brunei	7.1	885	195	4.0	4.5
	Estados Unidos	1.4	175	108	2.2	12.7
	Indonesia	34.1	4,252	1,606	32.9	7.7
	Malasia	24.2	3,017	390	8.0	2.6
	Perú	4.5	561	260	5.3	9.5
	Rusia	9.6	1,197	200	4.1	3.4
	Total	290.5	36,222	10,507	215.2	5.9

Fuente: Grupo Internacional de Importadores de GNL, GIIGNL. Cálculos: UPME.

2.5.2 Actividad de Transporte

La actividad de transporte consiste en llevar el GNL a su destinatario final o consumidor, y para ello se utilizan diversos sistemas de almacenamiento que pueden ser de diseño esférico, de membrana o estructural prismático. El medio más utilizado es el barco, dado que el principio de esta tecnología es llevar gas de sitios donde no era posible conectarse a través de gasoductos por las distancias a recorrer, lo cual no era económicamente viable. Al igual que en el almacenamiento, los barcos metaneros están diseñados con un doble recubrimiento que permite disminuir las pérdidas por contacto con el medio ambiente.

Actualmente, existen en el mundo cerca de 393 buques en servicio para transporte de GNL con una capacidad que varía entre los 3.556 m³ a 267.335 m³. También se puede transportar en camiones o en trenes; estos medios se han utilizado en casos donde las instalaciones de licuefacción y regasificación se encuentran muy cerca. Tal es el caso de países como Estados Unidos, Japón, Corea, Reino Unido, Noruega, Alemania y Australia entre otros.

⁵ Tomado de: Grupo Internacional de Importadores de GNL, GIIGNL (ver Anexo 1).

2.5.3 Actividad de regasificación

En este proceso se lleva el gas natural nuevamente a su estado gaseoso, devolviéndole el calor removido en la etapa de licuefacción, para lo cual se utilizan vaporizadores. Actualmente existen alrededor de 104 plantas de regasificación en el mundo (ver anexo 1), distribuidas en 29 países receptores. En Latinoamérica hay plantas en Chile, Argentina, México, República Dominicana, Puerto Rico y Brasil. La capacidad agregada de todas las instalaciones es 986 billones de metros cúbicos de gas natural (95,4 GPCD) y una capacidad de almacenamiento de 51 miles de metros cúbicos de GNL (1.044 GPC).

Tabla 2-8 Capacidad internacional de regasificación de gas natural, año 2013.

País	Capacidad de Almacenamiento			Capacidad de Regasificación	
	[Miles m3, Gas Licuado]	[GPC, Gas Natural equivalente]	[días]	[Billones de metros cúbicos al año, Gas Natural equivalente]	[MPCD, Gas Natural equivalente]
Argentina	302	6.2	6.3	10.2	987
Brazil	417	8.5	7.0	12.7	1,229
Canadá	160	3.3	3.4	10	967
Chile	509	10.4	18.9	5.7	551
Colombia (año 2017)	151	3.1	7.7	4.1	400
Rep. Dominicana	160	3.3	14.7	2.3	223
México	920	18.8	8.4	23.3	2,254
Puerto Rico	160	3.3	8.9	3.8	368
Estados Unidos	4,661	95.5	5.3	186.3	18,023
China	3,875	79.4	18.6	44.1	4,266
India	1,600	32.8	11.9	28.4	2,747
Indonesia	242	5.0	10.2	5	484
Japón	16,853	345.2	13.6	262.3	25,375
Malasia	260	5.3	10.6	5.2	503
Corea del Sur	9,390	192.3	15.6	127.6	12,344
Singapur	540	11.1	14.7	7.8	755
Taiwan	1,170	24.0	13.2	18.8	1,819
Tailandia	320	6.6	9.3	7.3	706
Dubai	126	2.6	5.4	4.9	474
Israel	138	2.8	6.1	4.8	464
Kuwait	320	6.6	5.2	13.1	1,267
Bélgica	380	7.8	8.9	9	871
Francia	860	17.6	7.6	23.8	2,302
Grecia	130	2.7	5.5	5	484
Italia	453	9.3	6.2	15.4	1,490
Holanda	540	11.1	9.5	12	1,161
Portugal	390	8.0	10.9	7.6	735
España	3,167	64.8	11.2	60.1	5,814
Turquía	535	11.0	9.3	12.2	1,180
Reino Unido	2,233	45.7	8.8	53.5	5,176
Total	50,962	1,044	10.9	986	95,418

Fuente: Grupo Internacional de Importadores de GNL, GIIGNL. Cálculos: UPME

3 Marco de política y regulación del servicio de gas natural en Colombia

De acuerdo con la Constitución Política de Colombia, el Estado mantiene la regulación, control y vigilancia de los servicios públicos, en procura de garantizar el mejoramiento continuo en la prestación de dichos servicios y la satisfacción del interés social. Así mismo, los servicios públicos son inherentes a la función social del Estado, siendo su deber asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional

Según lo establecido en la Ley 142 de 1994, la distribución de gas combustible y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos domiciliarios esenciales y el Estado intervendrá en la prestación de los mismos para garantizar, entre otras, la calidad del bien y su disposición final cuyo fin es asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios. Igualmente, establece que es competencia privativa de la nación planificar, asignar y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, a través de empresas oficiales, mixtas o privadas.

Los problemas de escasez de gas natural en firme ocurridos en el año 2007, dieron origen a la promulgación del Decreto 2987 de 2008, por parte del Ministerio de Minas y Energía, el cual dispuso que los transportadores y distribuidores de gas natural y cualquier otro agente, podían incluir dentro de su plan de inversiones aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural.

En desarrollo de esa política, la CREG emitió la Resolución No. 075 de 2008, introduciendo incentivos para que las empresas distribuidoras-comercializadoras adelantaran proyectos que permitieran garantizar la confiabilidad en el suministro de gas, pero la respuesta fue escasa y solo una empresa presentó un proyecto de almacenamiento (*peak shaving*) para garantizar la prestación del servicio en la capital colombiana, propuesta aún sin resolver.

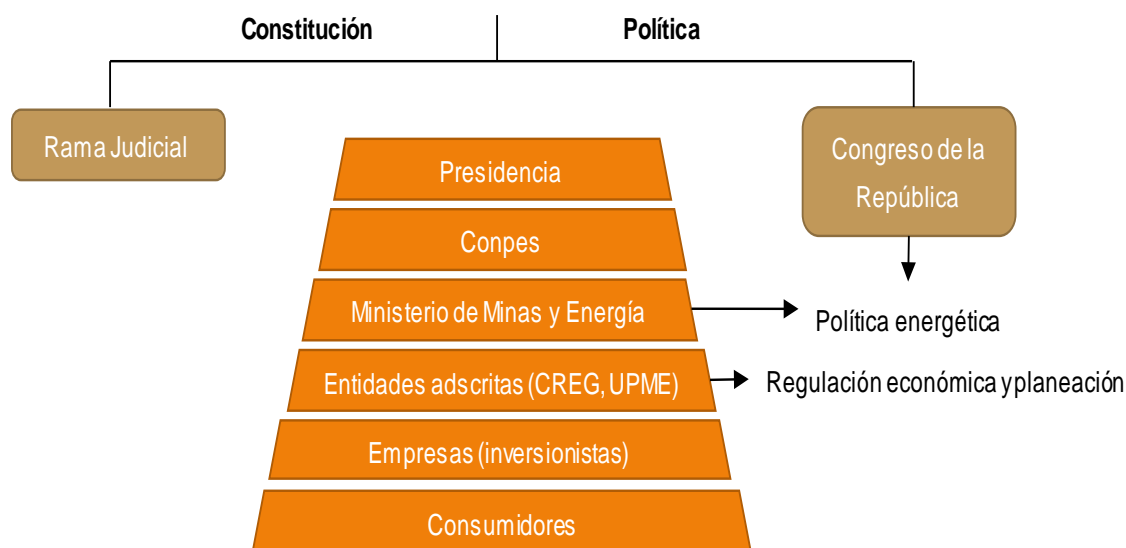
Seguidamente, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 2730 de 2010, mediante el cual estableció otro tipo de obligaciones de confiabilidad. Éste fue reemplazado por el Decreto 2100 de 2011, cuyo artículo 18 invita a todos los agentes a incluir dentro de su plan de inversiones aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural.

La industria de gas natural se ha caracterizado por ser una industria intensiva en capital, desde los primeros eslabones de la cadena y los costos en infraestructura para transporte o almacenamiento. Las inversiones son de tal magnitud que su recuperación es de largo plazo.

La participación del Estado en el sector inicialmente estuvo asociada con la producción del gas por parte de Ecopetrol y con inversiones en infraestructura de transporte. Posteriormente, ha venido aumentando la participación privada en las distintas actividades comerciales y la función del Estado se ha encaminado a la

definición de políticas para aseguramiento del abastecimiento, a la regulación del sector, la vigilancia, el estímulo a la inversión y la protección de los intereses del consumidor (ver gráfica 3-1). Dado que la infraestructura de gas natural utiliza zonas públicas y privadas, su desarrollo implica impactos ambientales y sociales, que deben ser fiscalizados por el mismo Estado.

Gráfica 3-1 Institucionalidad del sector gas natural en Colombia.



Fuente: UPME.

Dado que el sector eléctrico fue el principal impulsor de la demanda de gas natural, hoy mantienen un estrecho vínculo. Por ello el Gobierno se encarga también de diseñar políticas que de manera coordinada, planeada y eficiente, permitan asegurar el abastecimiento, tanto de energía eléctrica como de gas natural, teniendo en cuenta las estacionalidades, anomalías climáticas (Fenómeno de El Niño) y las prioridades de consumo.

Considerando el rápido crecimiento del consumo de gas natural y la relación de éste con el sector eléctrico, así como los inconvenientes de abastecimiento presentados durante el último Fenómeno de El Niño, los objetivos de la política pública en los últimos años han estado orientados a garantizar el abastecimiento, la confiabilidad y la continuidad de la prestación del servicio.

3.1 Política sectorial

En los últimos años, los principales objetivos de política para el sector del gas natural han sido:

- Fortalecimiento institucional y de la coordinación sectorial, a través de la publicación oportuna de información de producción y comercialización de gas.

- Remuneración de redes teniendo en cuenta el costo de energéticos sustitutos como criterio de eficiencia.
- Mecanismos de comercialización y precios que incentiven las actividades de exploración y producción de gas convencional y no convencional.
- Promover la inversión en infraestructura de confiabilidad en el suministro y transporte de gas.
- Promover alternativas de importación de gas para garantizar el abastecimiento.
- Dar prioridad al consumo interno sobre las exportaciones.
- Incentivar la producción de gas en yacimientos no convencionales.
- Definir mecanismos de comercialización que promuevan la competencia, propicien la formación de precios eficientes, mitiguen la concentración del mercado y generen información oportuna.

3.1.1 Decreto 2100 de 2011 del Ministerio de Minas y Energía

Como respuesta a la experiencia vivida por el sector energético, se emitió el Decreto 2100 de 2011, el cual estableció mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural. Los puntos más relevantes de este decreto son:

- La prioridad en el consumo interno frente a exportaciones. Los exportadores deben atender la demanda interna en caso de restricciones, situaciones de grave emergencia transitorias y no transitorias, o racionamientos programados. Se definió un indicador que relaciona las reservas, la demanda interna, las exportaciones y las importaciones, mediante el cual se puede monitorear la conveniencia de mantener libertad en las exportaciones de gas. A este respecto, el Ministerio de Minas y Energía definió mediante la Resolución 181704 de 2011 la metodología de cálculo para la determinación del índice de abastecimiento de gas natural.
- Definición del costo de oportunidad del gas dejado de exportar que se les reconocerá a los productores que hayan tenido que incumplir sus compromisos en firme de exportación para atender la demanda interna de gas.
- La demanda esencial (usuarios residenciales y pequeños comerciales de la red de distribución, la demanda de GNV, la demanda para la operación de estaciones de compresión del SNT y la demanda de las refinerías) debe estar asegurada mediante contratos con respaldo físico.
- En casos de emergencia, los agentes responsables de atender la demanda esencial y que no cuenten con contratos firmes, deberán asumir directamente los costos en que incurran los usuarios afectados. La CREG determinó la metodología para la estimación de dichos costos y los mecanismos para que los que atienden demanda esencial puedan tener acceso a contratos firmes.

- El gas natural de propiedad del Estado y de las participaciones de la ANH se deberá destinar prioritariamente a la atención de la demanda interna.
- La ANH debe publicar anualmente las reservas de gas por campo y ubicación geográfica.
- Los productores y productores-comercializadores deberán declarar mes a mes para un periodo de 10 años, la siguiente información:
 - * Consumo propio.
 - * Producción total disponible para la venta (PTDV).
 - * Producción comprometida (PC).
 - * Potencial de producción de cada campo (PP).
 - * Porcentaje de participación de los diferentes productores y del Estado, de la producción de cada campo.
 - * Contratos de exportación.
- Mecanismos de comercialización de la PTDV y de las cantidades importadas disponibles para la venta (CIDV), que se destinen para el consumo interno. No están sujetos a estos mecanismos de comercialización, la producción de campos menores, la producción de campos en pruebas extensas donde no se haya declarado comercialidad y la producción de campos no convencionales. Estos mecanismos de comercialización deberán promover la competencia, propiciar la formación de precios eficientes, mitigar los efectos de concentración del mercado y generar información oportuna y suficiente para los agentes.
- Los productores o productores comercializadores de gas de yacimientos no convencionales pueden realizar directamente la actividad de generación eléctrica. El Ministerio de Minas y Energía, la CREG y la ANH podrán definir incentivos adicionales a la producción no convencional de gas⁶.
- Elaboración de un plan indicativo de abastecimiento de gas, el cual tendrá como horizonte de proyección un periodo de 10 años, y será actualizado cuando MinMinas así lo determine. Este plan debe ser elaborado por la UPME siguiendo los lineamientos que determine el MME.
- Determinación de criterios de confiabilidad que deben asegurar la atención de los usuarios del servicio público de gas natural, y reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión que los agentes presenten en este sentido.

⁶ Mediante la Ley 1530 de 2012, se concedió un descuento de 40% en las regalías, para el caso de producción de gas en yacimientos no convencionales. Adicionalmente, se encuentra en discusión un proyecto de reglamento de asignación de áreas y de contrato de exploración y producción para yacimientos no convencionales, los cuales proponen aumentar, específicamente para este tipo de yacimientos, los periodos de exploración y producción a 9 y 30 años, respectivamente.

- Para que el mercado pueda operar en forma eficiente se decidió la creación de un agente encargado de prestar el servicio de gestión de la información operativa y comercial del sector.
- La comercialización de gas importado con destino al servicio público domiciliario deberá ajustarse a las disposiciones exigidas para la comercialización de gas de producción nacional. El precio del gas importado o exportado será pactado libremente por las partes
- La CREG podrá implementar mecanismos para incentivar la importación de gas natural con el fin de promover el abastecimiento de este energético. Los propietarios de infraestructura de regasificación deberán permitir el acceso a la capacidad no comprometida.

3.1.2 Regulación

Los principales aspectos que son objeto de normatividad por parte del Estado en el sector de gas natural conciernen a: los impactos sociales y ambientales, al uso de predios públicos, a la compensación por producción de este recurso no renovable propiedad del Estado (regalías y participaciones de la ANH), a aspectos de seguridad técnica y lo relacionado con las imperfecciones del mercado y externalidades a cargo de la CREG.

La regulación económica vigente ha buscado en primer lugar, afianzar los objetivos definidos en la Ley 142 de 1994: garantizar la calidad del bien objeto del servicio para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, la ampliación permanente de la cobertura, la prestación continua e ininterrumpida del servicio, la prestación eficiente, la libertad de competencia y la no utilización abusiva de posición dominante.

Así, los instrumentos establecidos para alcanzar estos objetivos, han consistido básicamente en la definición de indicadores de calidad, mecanismos de comercialización y modalidades de contratación, libertad de precios y las limitaciones a la integración vertical con el fin de promover la competencia.

En los últimos años se expidió una regulación orientada a cumplir con los objetivos del Decreto 2100 de 2011. En tal sentido, se definieron instrumentos regulatorios para incentivar las importaciones, el aumento de la producción de gas, diferentes modalidades contractuales que aseguren la atención de la demanda esencial, mecanismos de negociación que promueven la competencia y la fijación de precios eficientes y la definición de un gestor de mercado con el fin disponer de manera oportuna de información operativa y comercial del sector. La Tabla 3-1 resume por actividad y temática, la principal normativa vigente del sector del gas natural:

Tabla 3-1 Principales resoluciones para sector de Gas Natural

Actividad	Organización de la industria	Precios	Calidad del servicio	Normatividad técnica
Producción	<p>Índice de abastecimiento y límite a las exportaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Res. MME 181704 de 2011 • Res. MME 72472 de 2013 <p>Reglamento de comercialización:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Res. CREG 089 de 2013 • Res. CREG 122 de 2013 • Res. CREG 123 de 2013 • Res. CREG 130 de 2013 • Res. CREG 151 de 2013 • Res. CREG 204 de 2013 <p>Gestor del mercado:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Res. CREG 089 de 2013 • Res. CREG 123 de 2013 • Res. CREG 124 de 2013 • Res. CREG 150 de 2013 • Res. CREG 151 de 2013 • Res. CREG 156 de 2013 • Res. CREG 200 de 2013 • Res. CREG 204 de 2013 • Res. CREG 012 de 2014 • Res. CREG 021 de 2014 <p>Restricciones a la integración vertical:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Res. CREG 057 de 1996 <p>Opción con GNI para respaldar OEF Cargo por Confiabilidad:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Res. CREG 106 de 2011 • Res. CREG 025 de 2014 	<p>Precio punto de entrada al SNT:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Res. CREG 088 de 2013 <p>Costo oportunidad gas dejado de exportar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Res. CREG 041 de 2013 <p>Ingreso regulado por uso de GNI en generaciones de seguridad:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Res. CREG 062 de 2013 • Res. CREG 152 de 2013 • Res. CREG 022 de 2014 		
Transporte	<p>Reglamento Único de Transporte:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Res. CREG 071 de 1999 (RUT) • Res. CREG 084 de 2000 • Res. CREG 102 de 2001 • Res. CREG 014 de 2003 • Res. CREG 054 de 2007 • Res. CREG 033, 041, 077 y 154 de 2008 • Res. CREG 130, 131 y 187 de 2009 • Res. CREG 169 y 171 de 2011 • Res. CREG 078 y 126 de 2013 	<p>Criterios generales de remuneración económica:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Res. CREG 126 de 2010 <p>Costo transporte terrestre de GNC:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Res. CREG 008 de 2005 		
Distribución	<p>Código de distribución de gas combustible:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Res. CREG 067 de 1995 • Res. CREG 127 de 2013 	<p>Fórmulas tarifarias distribución gas por red de tubería:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Res. CREG 137 de 2013 • Res. CREG 138 de 2013 • Res. CREG 183 de 2013 • Res. CREG 184 de 2013 • Res. CREG 205 de 2013 • Res. CREG 008 de 2014 <p>Cargos de distribución y comercialización:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Res. CREG 011 de 2003 • Res. CREG 202 de 2013 • Res. CREG 037 de 2014 • Res. CREG 052 de 2014 	<p>Estándares de Calidad en el servicio público domiciliario de gas natural y GLP</p> <ul style="list-style-type: none"> • Res. CREG 100 de 2013 	<p>Reglamento Técnico de Instalaciones Internas de Gas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Res. 90902 de 2013 <p>Revisiones periódicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Res. CREG 059 de 2012

Fuente: CREG, UPME.

3.2 Organización de la industria

La cadena de prestación del servicio y la estructura de la industria se resumen de manera esquemática en la Gráfica 3-2.

Gráfica 3-2 Cadena de prestación del servicio de gas natural.



Fuente: UPME.

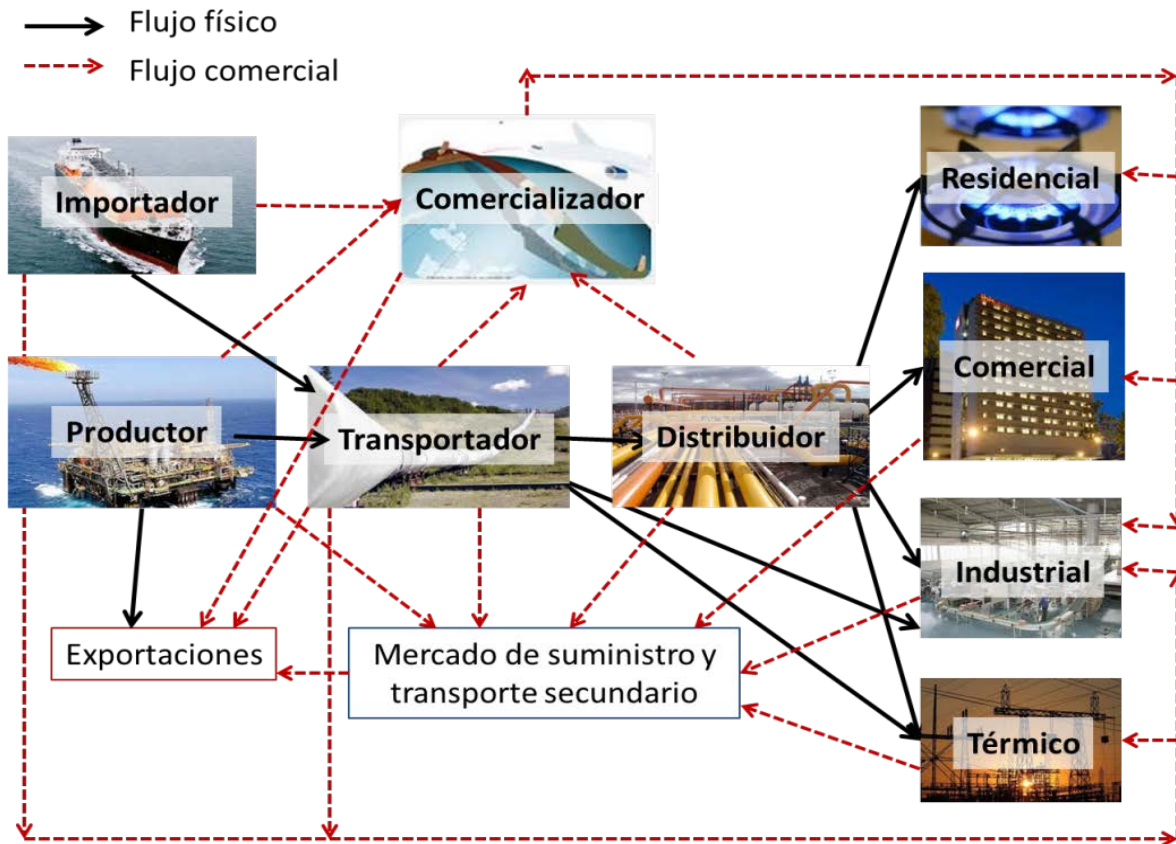
La primera actividad hace referencia a la exploración y producción y se rige por los contratos que suscriban los inversionistas con la ANH, entidad que administra los recursos del subsuelo colombiano en materia de hidrocarburos. En lo relacionado con la comercialización, la Gráfica 3-3 representa de manera sucinta las relaciones existentes entre los distintos agentes y las posibilidades de interactuar.

El importador es un agente que está contemplado en la regulación y aún no se ha materializado su operación, y se estima que en próximos años inicie operaciones. En cuanto a exportaciones, según el Decreto 2100 de 2011 y la Resolución 181704 de 2011, actualmente son libres, pero sujetas al comportamiento que vaya teniendo cada año el índice de abastecimiento y la relación entre el potencial de producción y la demanda total esperada.

Así, productores, productores-comercializadores o agentes exportadores, no podrán suscribir o modificar compromisos de cantidades a exportar cuando el índice de abastecimiento (IA) sea menor a 8 y el PP para un año determinado sea inferior a la demanda total esperada⁷ para ese mismo año.

⁷ Reportada por la UPME.

Gráfica 3-3 Estructura comercial de gas natural en Colombia.



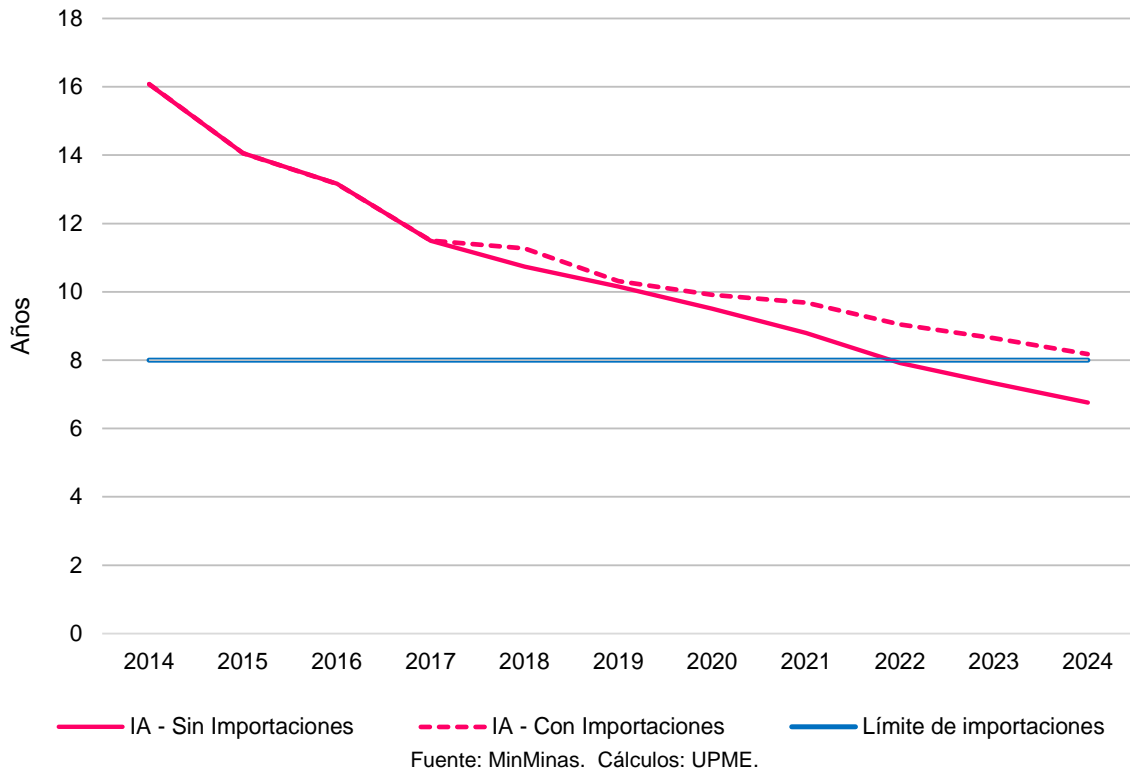
Fuente: UPME.

Según la información oficial⁸ de potencial de producción, reservas probadas y probables, proyección de demanda y los déficits a ser resueltos mediante importaciones según los balances contenidos en este documento, el índice de abastecimiento muestra el comportamiento descrito en la Gráfica 3-4. Así, se podría esperar que las exportaciones continúen.

Con el ánimo de promover la competencia y asegurar el abastecimiento y la continuidad en la prestación del servicio, la regulación ha definido algunas restricciones a la integración vertical, mecanismos de negociación, tipos de contratos y sistemas de gestión de la información, que permitan a los agentes disponer de ella de manera oportuna y facilitar el funcionamiento de los mercados y la coordinación de las operaciones. A continuación, se describe lo relacionado con estos temas.

⁸ Declaración de producción 2013.

Gráfica 3-4 Proyección del índice de abastecimiento (IA) de gas natural.



3.2.1 Restricciones a la integración vertical

Dado que las actividades de transporte y distribución de gas natural se caracterizan por ser monopolios naturales, la regulación ha procurado limitar la integración vertical en la cadena de prestación del servicio, con el fin de promover la competencia en las otras actividades potencialmente competitivas, tales como la producción y comercialización.

Al respecto, las resoluciones CREG 057 de 1996 y 089 de 2013, han definido lo siguiente:

- Con el fin de garantizar el acceso abierto al sistema nacional de transporte de gas natural, el transporte de dicho energético es independiente a las actividades de producción, comercialización y distribución. En consecuencia, los contratos de transporte y las tarifas, cargos o precios asociados, son independientes de las condiciones de compra o distribución.
- El transportador de gas natural no puede realizar de manera directa, actividades de producción, comercialización o distribución, ni tener interés económico en empresas que tengan por objeto la realización de esas actividades. Puede, no obstante, adquirir el gas natural que requiera para su propio consumo, para compensar pérdidas o para mantener el balance del sistema de transporte, si ello se hace necesario.

Las empresas cuyo objeto sea vender, comercializar o distribuir gas natural, no pueden ser transportadoras ni tener interés económico en una empresa de transporte de gas natural.

- El comercializador no puede tener interés económico en productores-comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6 de la Res. CREG 057 de 1996, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
- El productor-comercializador no puede tener interés económico en comercializadores, entendido el interés económico como los porcentajes de participación en el capital de una empresa que se establecen en el literal d) del artículo 6 de la Resolución CREG 057 de 1996.

3.2.2 Mecanismos de comercialización y modalidades de contratos

La Resolución CREG 089 de 2013, estableció recientemente los siguientes mecanismos de negociación para los mercados primario y secundario.

Mercado primario: Para el mercado primario, los mecanismos de negociación, previstos en la regulación son:

- Negociación directa de productores comercializadores en cualquier momento del año para el caso de yacimientos no convencionales, campos menores, campos que no hayan declarado comercialidad, campos no interconectados y nuevos campos. Sólo se podrán pactar contratos firmes, de firmeza condicionada, de opción de compra de gas, de opción de compra de gas contra exportaciones y de suministro de contingencia. Los contratos celebrados tendrán la duración que acuerden las partes.
- Negociación directa de comercializadores de gas importado, aplicable para la atención de demanda térmica, según lo establecido en la resolución CREG 062 de 2013. En este caso la modalidad de contrato sería el de suministro de contingencia.
- Negociación directa durante un periodo definido, en caso que la oferta sea mayor a la demanda del escenario bajo en un mínimo de 3 años, según los resultados del balance de oferta y demanda presentado por la UPME para un horizonte de tiempo de 5 años. Los contratos pueden ser de duración de 1, 5 o más de 5 años. La CREG establecerá los primeros 10 días hábiles de junio de cada año el mecanismo de negociación a aplicar y el cronograma de desarrollo del mismo.
- Negociación mediante subasta: En caso que la demanda supere a la oferta en al menos 3 años, según el balance presentado por la UPME. Los contratos pueden ser de duración de 1 o 5 años.

Modalidades contractuales de suministro y transporte: A diferencia de lo definido anteriormente, ya no se negociarán contratos “*Take or Pay*”. Los contratos con interrupciones serán de duración mensual y adicionalmente se podrán ofrecer contratos de contingencia. Por tanto, y de acuerdo con la nueva regulación, las modalidades contractuales aplicables al mercado primario son:

- Contrato firme o que garantiza firmeza, CF: contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.
- Contrato de suministro con firmeza condicionada, CFC: contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición de probable escasez y excepto en hasta cinco (5) días calendario definidos a discreción del vendedor.
- Contrato de opción de compra de gas, OCG: contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de probable escasez y en hasta cinco (5) días calendario adicionales definidos a discreción del comprador. El comprador pagará una prima mensual por el derecho a tomar hasta la cantidad máxima de gas, y un precio de suministro al momento de la entrega del gas nominado. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción.
- Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones, OCGX: contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural, que está comprometida para exportaciones, durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de entrega pactada entre el comprador y el vendedor. Dicha condición de entrega no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción.
- Contrato con interrupciones, CI: contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega, recibo o utilización de capacidad disponible en el suministro o transporte de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte.
- Contrato de suministro de contingencia, CSC: contrato escrito en el que un participante del mercado garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural desde una fuente alterna de suministro, sin interrupciones, cuando

otro participante del mercado que suministra o transporta gas natural se enfrenta a un evento que le impide la prestación del servicio. El suministro de gas natural desde la fuente alterna y mediante esta modalidad contractual sólo se realizará durante el período en que se presente el mencionado impedimento para la prestación del servicio.

- Contrato de opción de compra de transporte, OCT: contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor. Dicha condición no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción.
- Contrato de transporte de contingencia, CTC: contrato escrito en el que un transportador garantiza el transporte de una cantidad máxima de gas natural contratada mediante un contrato de suministro de contingencia.
- Contrato de transporte con firmeza condicionada, CFCT: contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor.

Mercado secundario: Para el mercado secundario, se definieron los siguientes mecanismos de negociación:

- Negociación directa: El Boletín Electrónico Central⁹ publicará las ofertas a los compradores y vendedores, para que las partes acuerden bilateralmente el precio, cantidad, punto de entrega, duración y garantías.
- Procesos úselo o véndalo de corto plazo para suministro y transporte, o de largo plazo para el transporte.

Adicionalmente, en el mercado secundario, se espera contar con la participación del promotor de mercado, quien será el encargado de comprar y vender diariamente contratos de gas en firme, en cada punto estándar de entrega.

Los contratos podrán tener una duración interdiaria, diaria, semanal, mensual, trimestral, anual y multianual.

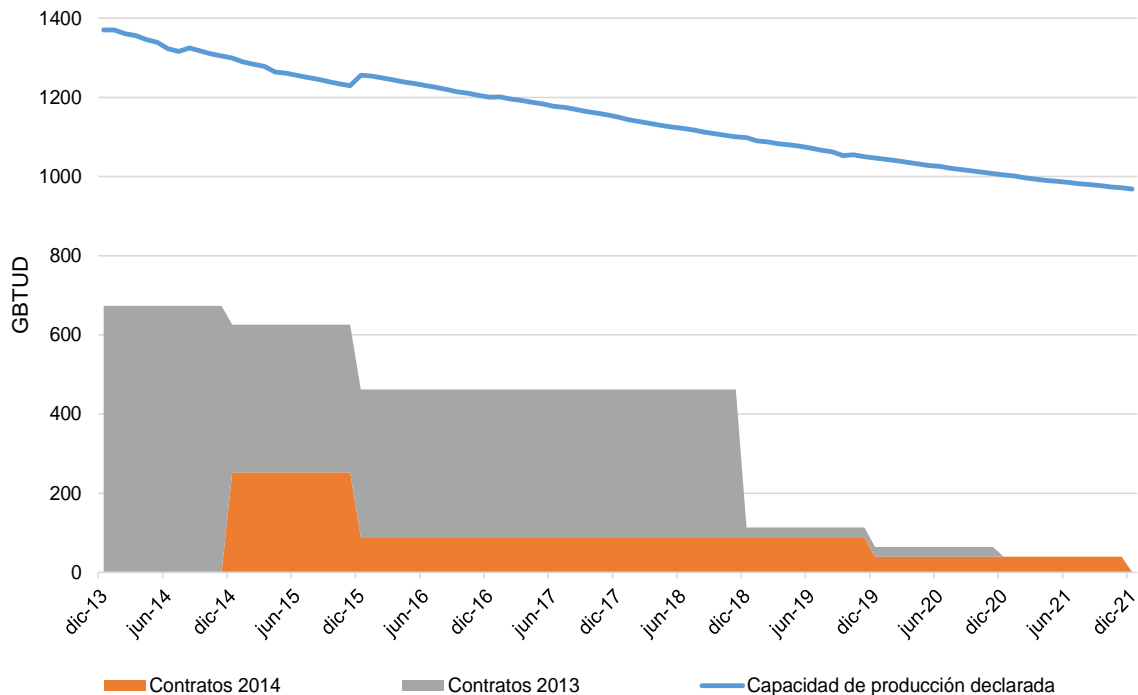
Tras la entrada en vigencia de la resolución CREG 089 de 2013, y como resultado del balance de oferta y demanda dado por la UPME, mediante Resolución de la CREG se aprobó para el mercado primario, y para el año 2014, aplicar negociaciones directas como mecanismo de comercialización. Dichas negociaciones se efectuaron

⁹ Es la página web en la que el gestor de mercado publicará la información operativa y de transacciones que recopile.

en el mes de octubre. Según la información publicada el precio promedio negociado para el gas de la Guajira fue USD 4,07/MBTU.

Teniendo en cuenta, tanto los compromisos en firme antes de las negociaciones como los volúmenes comercializados directamente a finales del año 2014, la cantidad de energía contratada en firme a enero de 2015 se presenta en la Gráfica 3-5. De la información disponible, no es posible afirmar con certeza cuál es la cifra de esta energía contratada en firme que se destina a la atención de demanda esencial (residencial, GNV, SNT y refinerías), pues en algunos casos el tipo de demanda no se encuentra desagregado.

Gráfica 3-5 Potencial de producción de gas vs. Energía contratada en firme, años 2013 y 2014.



Fuente: MinMinas. Cálculos: UPME.

3.2.3 Gestión de la información

La Resolución CREG 089 de 2013 definió al Gestor del Mercado, quien estará a cargo de:

- Diseñar, poner en funcionamiento y administrar el Boletín Electrónico Central (BEC).
- Centralizar la información del mercado de gas.
- Gestionar las subastas del mercado primario.
- Gestionar las transacciones del mercado secundario.
- Elaborar reportes para seguimiento al mercado.

Con resolución CREG 021 de 2014 se escogió a la Bolsa Mercantil de Colombia (BMC) como el gestor del mercado, cuya operación se inició en el primer semestre del año 2015.

3.2.4 Tarifas

Mediante la Resolución CREG 138 de 2013, se establecieron las nuevas fórmulas tarifarias para usuarios regulados de las áreas de servicio exclusivo así:

Fórmula tarifaria:

Cargo variable:

$$CUv = \frac{G + T}{1 - \rho} + D * f + Cv + Cc$$

Cargo fijo:

$$CUf = Cf + Kcd$$

Donde:

Tabla 3-2 Componentes de la fórmula tarifaria.

Componente	Definición
<i>G</i>	Costo promedio unitario de las compras de gas natural, \$/m3. Mediante la Res. CREG 088 de 2013 se liberó de manera general el precio del gas natural puesto en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte.
<i>T</i>	Costo promedio unitario del transporte, \$/m3. Se determina según los criterios generales establecidos en la resolución CREG 126 de 2010.
<i>ρ</i>	Pérdidas reconocidas, determinado con base en Resolución CREG 067 de 1995.
<i>D</i>	Costo uso del sistema de distribución, no incluye conexión al usuario final, \$/m3. El aprobado para el mercado relevante de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 202 de 2013.
<i>f</i>	Factor multiplicador de poder calorífico.
<i>Cv</i>	Componente variable del costo de comercialización, \$/m3. El aprobado para el mercado relevante de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 202 de 2013.
<i>Cc</i>	Costo unitario de confiabilidad. Igual a 0 hasta que la CREG lo defina.
<i>Kcd</i>	Corresponde al valor expresado en \$/mes, denominado montos cobrados en exceso o en defecto al usuario generado por el tratamiento del Kst causado.

Fuente: CREG. Cálculos: UPME.

Otros cargos regulados

Adicionalmente y siguiendo lo ordenado por el Decreto 2100 de 2011, la CREG ha definido las metodologías de cálculo para los siguientes costos:

Tabla 3-3 Cargos regulados.

Costo	Resolución
Costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar, CODE: CODE = $P_{exp} + C_{comp}$ <ul style="list-style-type: none">• P_{exp}: precio exportación, USD/MBTU• C_{comp}: costo de compensaciones pactado en el contrato, USD/MBTU	Resolución CREG 041 de 2013
Ingreso regulado por el uso de gas natural importado en generaciones de seguridad. Ingreso anual de carácter transitorio = USD 40'750.000	Resolución CREG 062 y 152 de 2013 Resolución CREG 022 de 2014

Fuente: CREG.

3.2.5 Confiabilidad

El Decreto 2100 de 2011 ordenó a la CREG establecer los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio público de gas natural y fijar las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión que para el efecto presenten los Agentes Operacionales.

El mismo Decreto en su artículo 18 invita a todos los agentes a incluir dentro de su plan de inversiones aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio

Al respecto, la CREG ha realizado varios estudios, documentos y resoluciones de consulta donde analiza y expone algunos criterios de confiabilidad.

Mediante las resoluciones CREG 062 y 152 de 2013 y 022 de 2014, se determinó un ingreso regulado por el uso de gas natural importado en generaciones de seguridad. Así pues, la inversión en confiabilidad de la demanda térmica se consideró viable por cuanto los beneficios superaban los costos. Lo anterior comparando la alternativa de suministro con GNI con otros combustibles sustitutos.

Sin embargo, para el caso de la demanda no térmica, resultó menos costoso un mercado de cortes. El Ministerio de Minas y Energía definirá los lineamientos de política que soporten dicho mercado de cortes. Adicionalmente, las resoluciones CREG 137 y 138 de 2013, incluyeron dentro de la fórmula tarifaria del servicio público domiciliario de gas, el cargo por confiabilidad, el cual será igual a cero hasta tanto la CREG no lo defina.

4 Proyección de Precios de Gas Natural

Luego de la desregulación del precio del gas natural de La Guajira y de la aplicación de la Resolución CREG 089 de 2013, los precios del gas natural en Colombia se redujeron de manera notable gracias al esquema de negociación bilateral entre productores y comercializadores, consecuencia directa de un balance con excedentes por tres años consecutivos.

Así, en el segundo semestre de 2013, el promedio nacional de las negociaciones bilaterales alcanzó un ponderado de USD 3,8/MBTU, mostrando un comportamiento muy parecido al precio del Henry Hub comercializado en Estados Unidos, y cuyo resultado suscitó una disminución del precio al usuario final en un porcentaje cercano al 20% del componente de producción (G) en la fórmula.

Aunque las negociaciones bilaterales para la comercialización de gas natural se mantuvieron en 2014, el precio aumentó frente al reporte de 2013, aún cuando la declaración de producción enviada a Ministerio de Minas y Energía por los operadores se incrementó. También es cierto que la demanda mostró un aumento, en particular la de generación de electricidad, en razón a la expectativa durante el 2014 de la presencia del Fenómeno del Niño para finales del año y comienzos del 2015, el cual ocurrió en forma leve, y que ha cedido terreno durante el primer trimestre del presente año.

Con la última negociación bilateral se obtuvo un incremento en el precio promedio nacional cuyo valor alcanzó los USD 4,09/MBTU. Lo anterior, consecuencia directa del mayor consumo para generación eléctrica en el primer semestre de 2014, la suspensión de la exportaciones en mayo y la declinación de la producción de los campos de la Guajira, que sumados a pequeños cuellos de botella en la infraestructura de transporte, están ocasionado atrapamiento de gas en los campos de Cupiagua y La Creciente, originando cierta sensación de escasez.

El supuesto básico en la determinación de los precios es la evolución hacia la paridad de importación, teniendo en cuenta el balance nacional de mediano y largo plazo, construido con la mejor información disponible en el momento del análisis. Este supuesto no significa que se reduzca o ralentice las actividades de exploración de hidrocarburos, pues el gobierno continúa con su propósito de aumentar las reservas y la producción para garantizar la atención de la demanda interna y la continuidad de las exportaciones.

4.1 Supuestos y metodología de proyección

La elaboración de proyecciones requiere de la definición de parámetros que son datos de entrada en los modelos de planeación; valores sobre los cuales se asumen comportamientos futuros y que deben ser entendidos como cifras de referencia que

emplean los modelos para definir los probables “futuros energéticos”, que no son únicos.

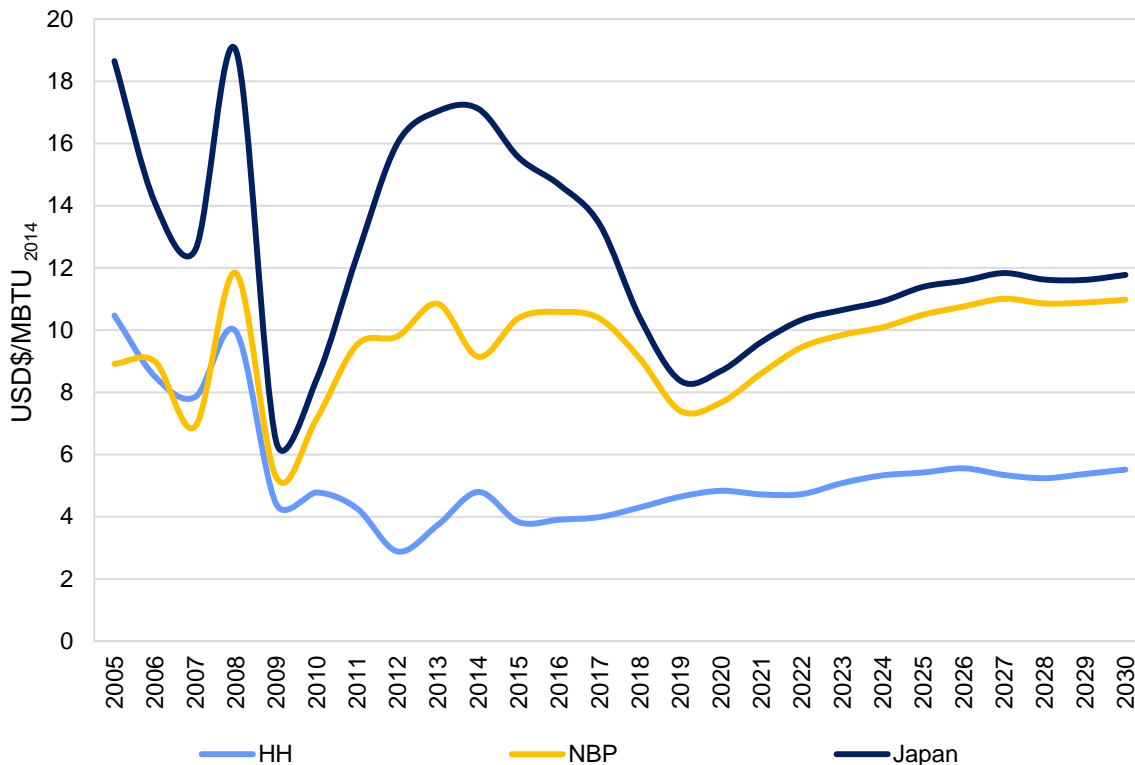
Estos parámetros, conocidos como “supuestos de proyección”, de ninguna manera son mandatorios, ni deben ser entendidos como políticas establecidas de antemano. Dado el alto grado de incertidumbre se establecerán franjas o rangos sobre los diferentes supuestos para incrementar la probabilidad de que los valores futuros estén incluidos dentro de los análisis realizados durante el proceso de la planeación.

Para el desarrollo de este trabajo se revisó toda la información disponible a diciembre de 2014, más el reporte de la CREG sobre los resultados del proceso de comercialización de gas natural de 2014. La estimación de los precios de gas natural de largo plazo incluyó los siguientes supuestos:

- Precio promedio resultado de los acuerdos bilaterales de 2014, para cada una de las dos fuentes principales de producción (Ballena y Cusiana).
- Entrada de planta de regasificación en enero de 2017, según los reportes de distintos agentes y considerando un año de atraso, además del balance oferta demanda en el capítulo posterior, que muestra la necesidad de importación a partir de ese año por suministro insuficiente.
- Precio de gas natural importado calculado con metodología paridad de importación de GNL (considerando costos de la cadena de valor del GNL). Por tanto, a partir de enero de 2017 el precio es compuesto en proporción a la necesidad de gas importado.
- Precio del gas de Ballena y Cusiana atado al indicador Henry Hub para los tres escenarios existentes (alto, medio y bajo). Desde el año 2017 los tres escenarios se modifican en lo referente al gas importado, los cuales serán construidos siguiendo los mercados existentes: América (Henry Hub escenario bajo), Europa (NBP escenario medio) y Asia (JKM escenario alto).
- Los costos de la cadena de valor del GNL están conformados por las actividades de licuefacción, transporte marítimo y regasificación, dado que la licuefacción se encuentra incluida dentro de los precios de referencia internacionales, con excepción del mercado de América (Henry Hub) que no incluye este último.

Los índices internacionales que actualizan los precios del gas natural importado en la metodología presentada, se basan en las estimaciones más recientes realizadas por Wood Mackenzie en términos reales de 2014, tal y como se puede ver en la siguiente gráfica.

Gráfica 4-1 Índices internacionales de precios de gas natural.



Fuente: Wood Mackenzie. Cálculos: UPME.

4.2 Precios del gas natural (2014 – 2037)

Luego de realizado el proceso de comercialización adelantado entre compradores y vendedores de gas, los resultados son interesantes, pues el precio promedio nacional alcanzado se ubicó en USD 4,09/MBTU. Este valor es semejante al indicador Henry Hub y se encuentra debajo del precio que tenía La Guajira cuando se encontraba regulado. Este valor aumentó 13,6% frente al ponderado que se obtuvo en el proceso de 2013.

El volumen de gas natural transado sumó en total 252,5 GBTU, de los cuales 50% correspondió a gas de Guajira, seguido por el gas Cusiana con 38% y finalmente Cupiagua con 12%. Con contrato a 1 año se negoció el 65% del total, mientras que a 5 años se comercializó el 19% y a 7 años el 16%.

El sector térmico adquirió un 23,6% del total de gas natural negociado y de ese monto el 87,8% correspondió a gas del Campo Chuchupa, siendo tan solo el 12,2% vinculado al gas del interior. El sector residencial adquirió en firme el 7,1% del total, el sector transporte se comercializó 3,5% y la industria 32,5%, además de un 12,4% con firmeza condicionada.

Luego de analizar en detalle las negociaciones de 2014, la UPME considera que ponderando los volúmenes mencionados anteriormente, el precio promedio del gas Cusiana es de USD 3,4/MBTU, en tanto que el precio del gas de Guajira corresponde a USD 4,7/MBTU, registrándose un incremento con respecto al año anterior del 25% en el caso del gas en la Costa y un 16% en el gas de Cusiana. A partir de estas dos cantidades, se estimarán los precios de gas natural de las principales fuentes de suministro.

Teniendo en cuenta la perspectiva e influencia del mercado internacional del gas natural en el precio del gas colombiano y dada la similitud entre los precios en la Costa Atlántica colombiana y los del índice Henry Hub en Estados Unidos, se construyeron los escenarios de precios siguiendo la tendencia de la estimación de largo plazo de los tres escenarios establecidos por U.S. Energy Information Administration del Departamento de Energía de los Estados Unidos (alto, medio y bajo).

Como se mencionó anteriormente, desde el año 2017 y en razón al desequilibrio en el balance oferta demanda, el precio se vuelve compuesto en proporción a la cantidad importada y los precios a los cuales se negociaría ese gas importado, tal y como se observa en la siguiente fórmula:

$$Precio_t = Pnacional_{t-1} * \left(\frac{IN_t}{IN_{t-1}} \right) * (\%O_N) + Pinternacional_{t-1} * \left(\frac{II_t}{II_{t-1}} \right) * (\%O_I)$$

Donde,

Precio_t = Precio para el año *t*.

Pnacional (t-1) = Precio nacional del año *t-1*.

Pinternacional (t-1) = Precio internacional del año *t-1*.

IN_t = Indexador nacional de actualización.

IN_{t-1} = Indexador nacional de actualización del año *t-1*.

II_t = Indexador internacional de actualización.

II_{t-1} = Indexador internacional de actualización del año *t-1*.

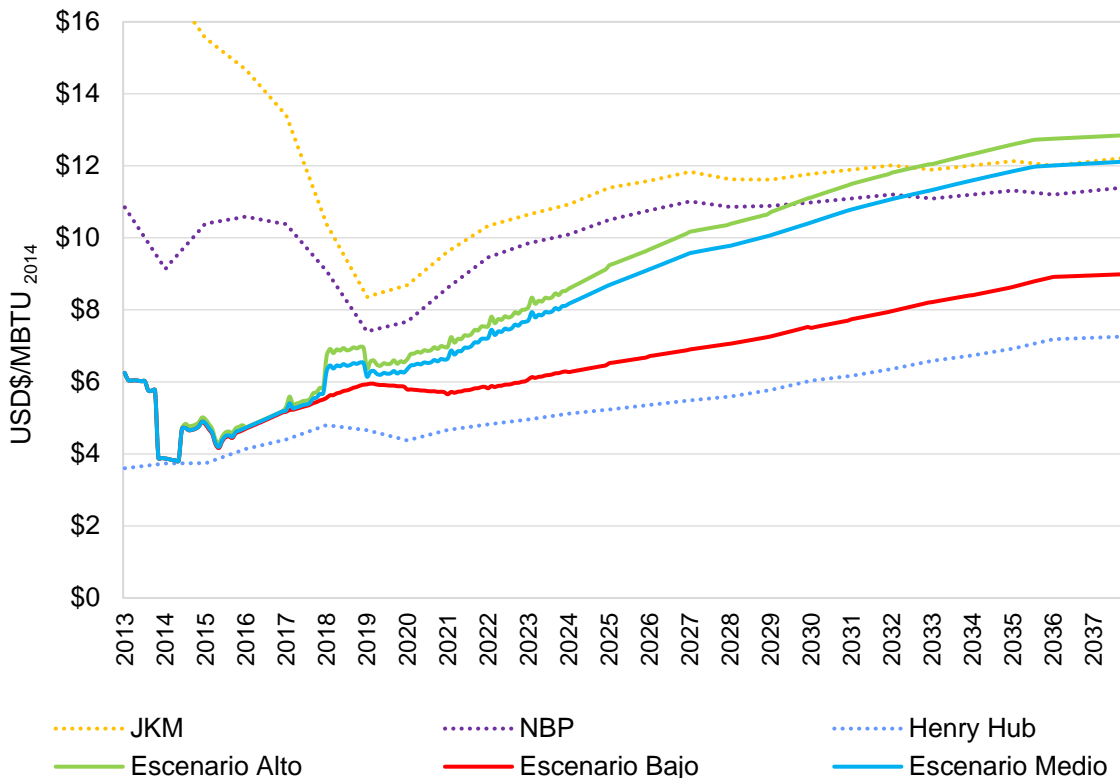
%O_N = Volumen de gas natural nacional ofertado en porcentaje sobre el total de oferta.

%O_I = Volumen de gas natural internacional ofertado en porcentaje sobre el total de oferta.

El precio compuesto considera que el componente nacional corresponde al precio de la negociación realizada en octubre de 2014 y la porción internacional desde el año 2017 sigue la tendencia de cualquiera de los índices que son el referente de cada uno de los mercados existentes a saber, América, Europa y Asia. La siguiente gráfica

presenta los resultados de los tres escenarios considerados para el caso del gas comercializado en la Costa Atlántica.

Gráfica 4-2 Proyección de precios de gas natural, Costa Atlántica.



Fuente: DOE y Wood Mackenzie. Cálculos: UPME.

El escenario medio o de referencia parte del precio medio de las negociaciones bilaterales y crece en la misma magnitud como lo hace el escenario de referencia del gas Henry Hub del DOE-IEA, “Annual Energy Outlook 2014”, y desde el año 2017 se adiciona el producto entre precio de importación del índice NBP y el porcentaje del déficit nacional en cada mes, sumados los costos de regasificación y transporte.

La proyección muestra dos periodos diferenciados, uno de corto y mediano plazo que sigue el comportamiento del mercado Henry Hub en su escenario base, debido a la mayor participación de la oferta nacional y a partir de 2017 como se indicó, el precio interno sigue la señal del mercado NBP. Los resultados mantienen una tendencia creciente en el horizonte de análisis. Estos fluctúan en una banda en términos reales de junio de 2014, cuyo precio mínimo es de USD 4,68/MBTU iniciando el año 2015 y un máximo de USD 12,12/MBTU en el año 2037.

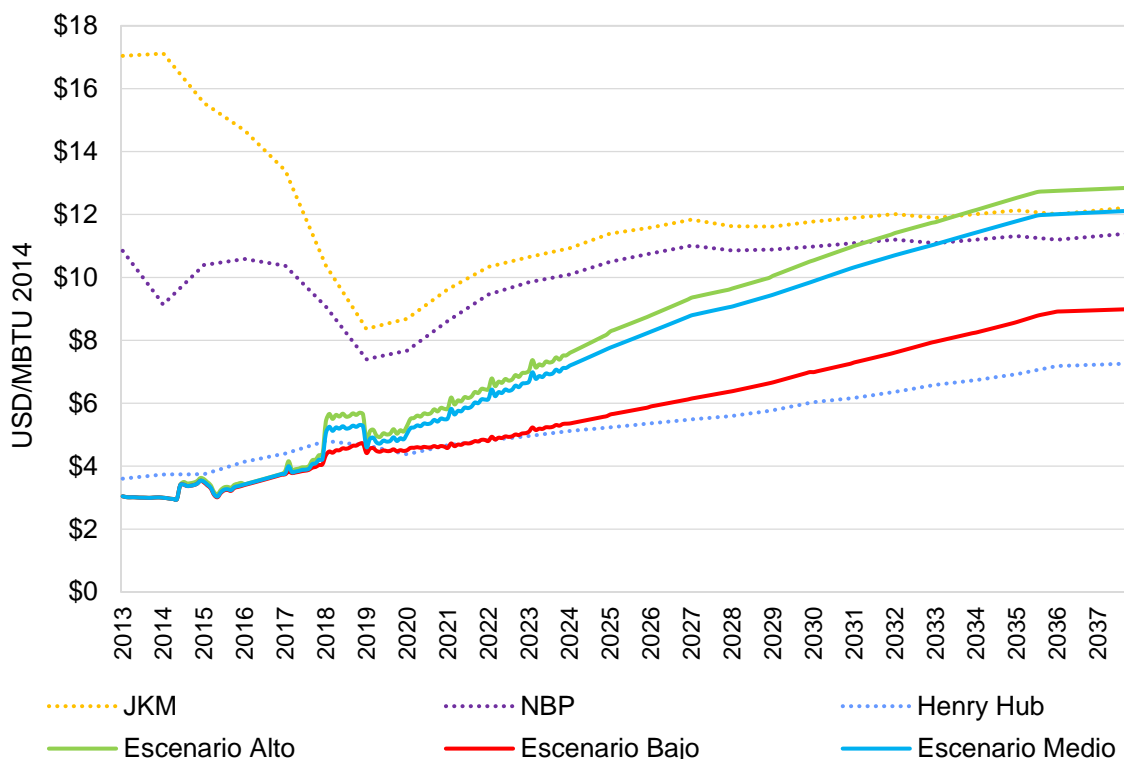
El escenario bajo de precios en la costa colombiana implicó el seguimiento de la tendencia del escenario bajo de precios del Henry Hub, aplicada al precio medio de las negociaciones de octubre de 2014 y para la fracción internacional a partir del precio Henry Hub del escenario medio más el componente de exportación. Así, se

determinó una banda de precios que fluctúan en términos reales de 2014 entre USD 4,65/MBTU y USD 8,99/MBTU, al final del horizonte de proyección.

Finalmente, el escenario alto se construyó aplicando al precio medio de la subasta las tasas de crecimiento del escenario alto de Henry Hub del “Annual Energy Outlook 2014”, adicionado desde 2017 por el producto entre precio de importación del índice JKM y el porcentaje del déficit nacional en cada mes, más los costos de regasificación y transporte, registrando precios que fluctúan entre los USD 4,79/MBTU y un techo de USD 12,85/MBTU.

El cálculo de los precios del interior del país, siguió la misma metodología aplicada al caso de la Costa Atlántica, diferenciada por el precio utilizado para Cusiana cuyo punto de partida fue de USD 3,4/MBTU, equivalente al promedio ponderado de las negociaciones. Los precios de mediano y largo plazo son construidos con una porción internacional basada en índices de los tres mercados existentes, dado el desequilibrio entre oferta y demanda desde 2017 y la dificultad de incorporar nuevas reservas. La Grafica 4-2 muestra la estimación de los precios de gas natural en el interior del país, para cada uno de los tres escenarios establecidos.

Gráfica 4-3 Proyección de precios de gas natural, interior del país.



Fuente: DOE y Wood Mackenzie. Cálculos: UPME.

Los resultados señalan un escenario medio próximo al escenario alto, por la consideración de los expertos sobre globalización del mercado del gas natural, situación que se presenta casi desde el inicio de la estimación. Sin embargo, en el

escenario de referencia la estimación parte de USD 3,39/MBTU y culmina en el año 2037 con USD 12,12/MBTU, en términos reales de 2014.

En el escenario alto la estimación empieza con USD3,46/MBTU y finaliza con USD 12,85/MBTU, en tanto que el escenario bajo parte de USD 3,36/MBTU y termina con USD 8,99/MBTU. Estos valores son, en todo caso, inferiores en términos absolutos a los mercados Europeo y Asiático, sin que se prevea convergencia en el largo plazo.

Es importante mencionar que si bien se espera que los precios tengan un incremento en el horizonte de planeación, éstos se darán de manera gradual. Entre el año 2017 y 2020 y, en especial para la entrada de la planta de regasificación, se espera un incremento de los precios entre los USD 6/MBTU y USD 6,5/MBTU para Guajira y USD 3,7/MBTU y USD 4/MBTU para Cusiana, los cuales no afectarán los precios nacionales debido a que los niveles de importación son bajos.

Así entonces, se espera que en el mediano plazo los precios no tengan un incremento que afecte de manera importante la demanda nacional y que mediante un análisis del mercado del Gas Natural Licuado, los entes reguladores puedan generar las herramientas y mecanismos adecuados para que el mercado no genere incentivos a un alza de los precios como consecuencia de la entrada de los mercados internacionales.

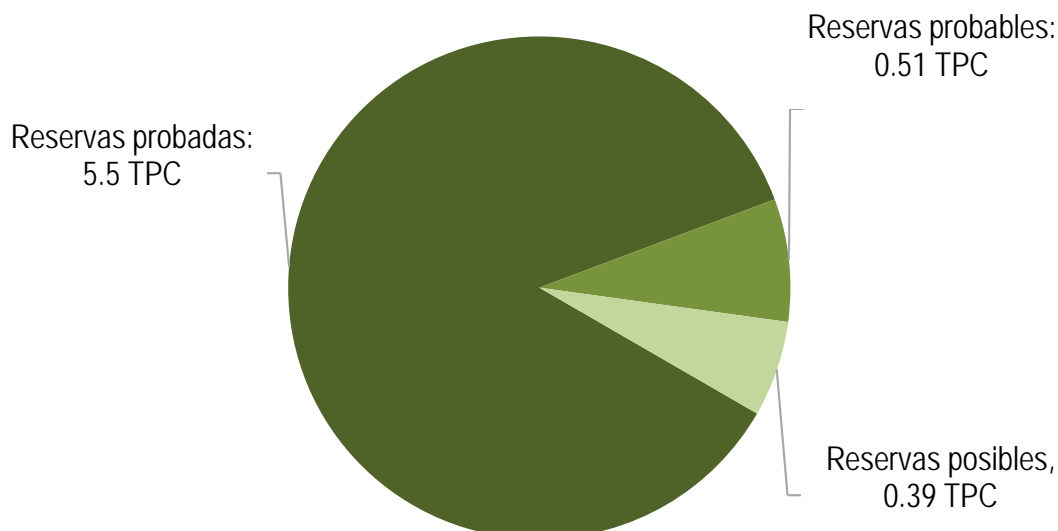
5 Oferta de Gas Natural.

5.1 Reservas de gas natural

A diciembre 31 de 2013, el país contabilizó un volumen total de reservas de gas natural de 6,41 TPC¹⁰ de las que el 86% corresponden a reservas probadas equivalentes a 5,51 TPC, el 8% de las reservas probables con 0,51 TPC y el 6% posibles con 0,39 TPC.

Las reservas probadas se encuentran ubicadas principalmente en la cuenca de los Llanos Orientales con una participación de 50%, seguidas por la cuenca de La Guajira que representan el 31% y el restante 19% están localizados en las cuencas del Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio, Valle Superior y zona del Catatumbo (Gráfica 6-1).

Gráfica 5-1 Distribución de las reservas nacionales de gas natural 2013.



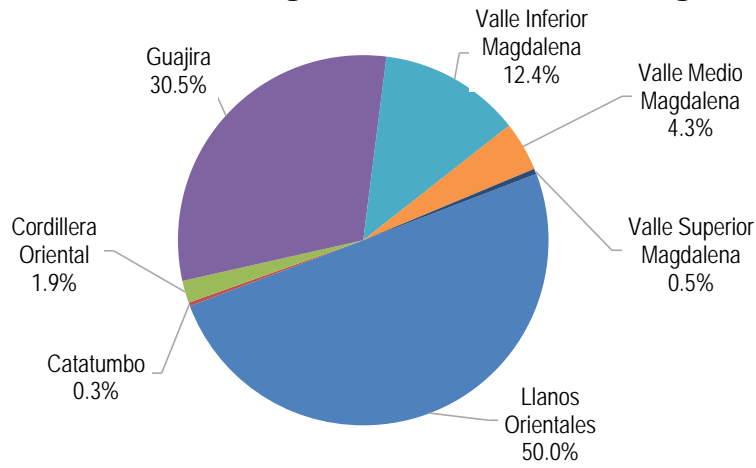
Fuente: MinMinas. Cálculos: UPME.

Las reservas probables se ubican en los Llanos Orientales y el Valle Inferior del Magdalena, con una participación de 37% y 34%, respectivamente. Finalmente, el 58% de las reservas posibles se encuentran en el Valle Inferior del Magdalena, el 18% en el Valle Medio del Magdalena y el 15% en la cuenca de los Llanos Orientales.

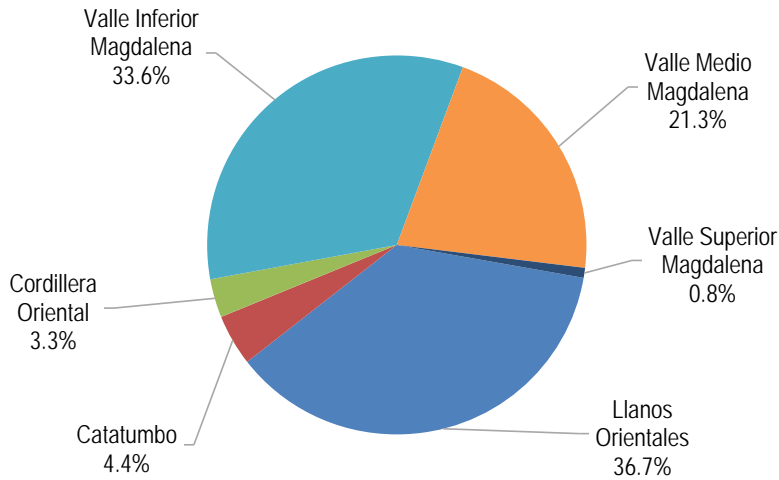
Los campos de la cuenca de La Guajira (Chuchupa, Ballena, Riohacha) no contribuyen a la categoría de reservas probables y posibles. La Gráfica 5-2 presenta la distribución regional de las reservas a 31 de diciembre de 2013.

¹⁰ TPC: Tera Pies Cúbicos

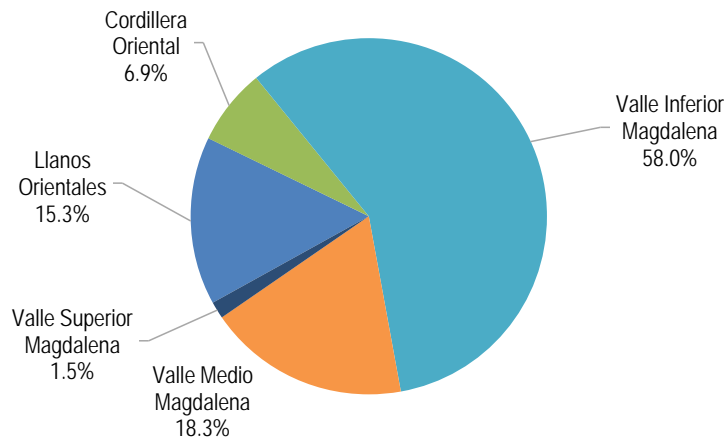
Gráfica 5-2 Distribución regional de las reservas de gas natural.



a)- Reservas probadas



b)- Reservas probables

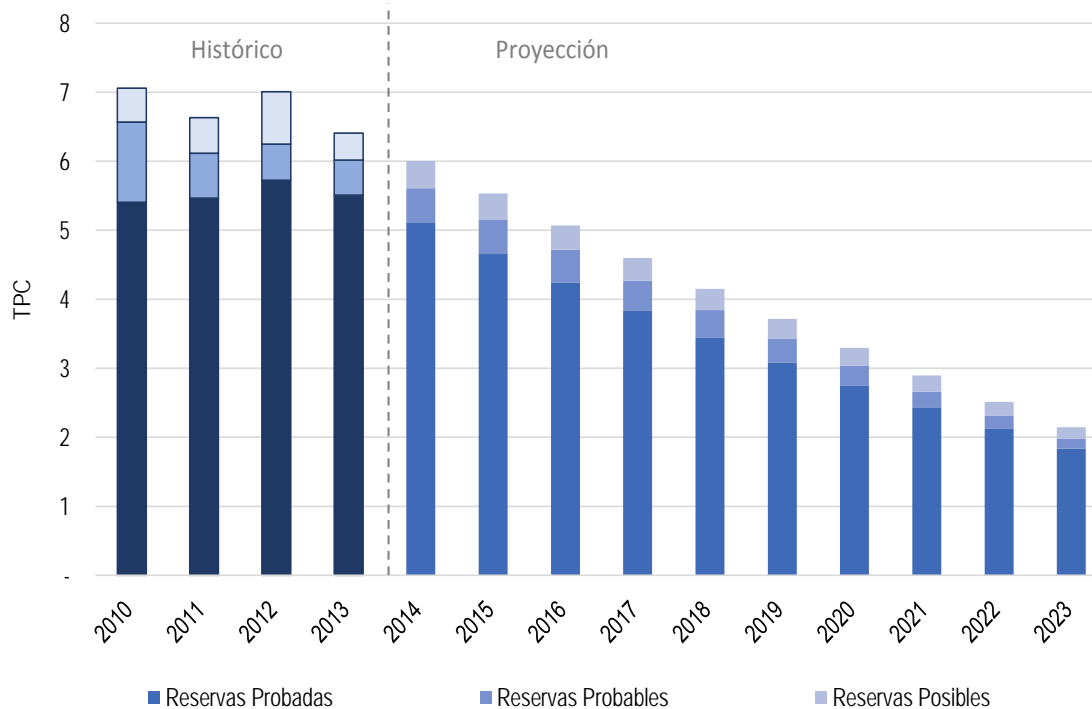


c)- Reservas posibles

Fuente: MinMinas. Cálculos: UPME.

En la Gráfica 5-3 se observa la evolución de las reservas durante los últimos años y una proyección del comportamiento de las mismas, sin considerar nuevos descubrimientos. La estimación fue realizada a partir de las curvas de producción esperadas, según la información de los productores a la ANH. Los resultados indican que en los últimos años las reservas totales han disminuido. En el año 2013 el volumen total de reservas disminuyó con respecto al anterior en 8.5%.

Gráfica 5-3 Evolución y proyección de la reservas de gas natural, sin considerar nuevos descubrimientos.



Fuente: ANH. Cálculos: UPME.

5.2 Declaración de producción

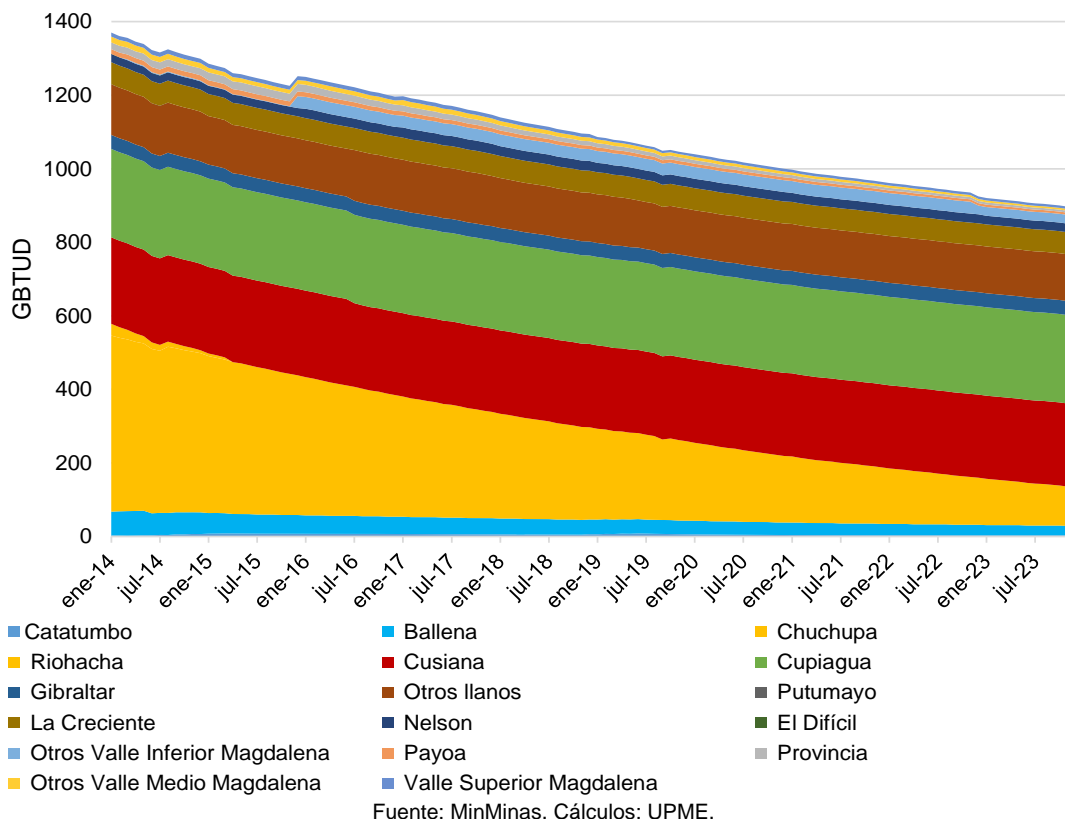
La declaración de producción realizada por los agentes y publicada mediante la Resolución 72206 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía es considerada como la oferta base para la realización del balance aquí presentado. La Gráfica 5-4 registra la declaración de producción de gas natural por campo para los próximos diez años.

Es notable la presencia de numerosos campos con bajos aportes, algunos de los cuales no están interconectados al sistema nacional de transporte, debido a que su distancia geográfica y volúmenes bajos no lo hacen financieramente viable. Se observa entonces que la oferta de gas natural se soporta en los campos de Chuchupa, Ballena, Cusiana, Cupiagua, La Creciente y Gibraltar.

La máxima producción se alcanzó en enero de 2014 con volumen de 1.360 GBTUD y participación estable de Cusiana, de Cupiagua y Gibraltar, mientras que los campos

de Chuchupa, Ballena y Riohacha presentan declinación sostenida durante todo el período. Los campos de la cuenca de Los Llanos registran una participación relativa de 36% al iniciar el período y finalizan con 51%. Así mismo, el Valle Inferior comienza a mostrar una mayor participación en el suministro, por la cantidad de campos menores presentes en el reporte al Ministerio.

Gráfica 5-4 Declaración de producción de gas natural 2014, por campos.



La Gráfica 5-5, muestra la oferta disponible agrupada por cuenca, donde se identifica que los principales aportes son realizados por las cuencas de los Llanos Orientales y Guajira, seguidas por las cuencas del Valle Inferior del Magdalena, Catatumbo y Valle Superior del Magdalena.

La Tabla 5-1 desagrega los campos de producción por cuenca que hoy producen gas natural en nuestro país.

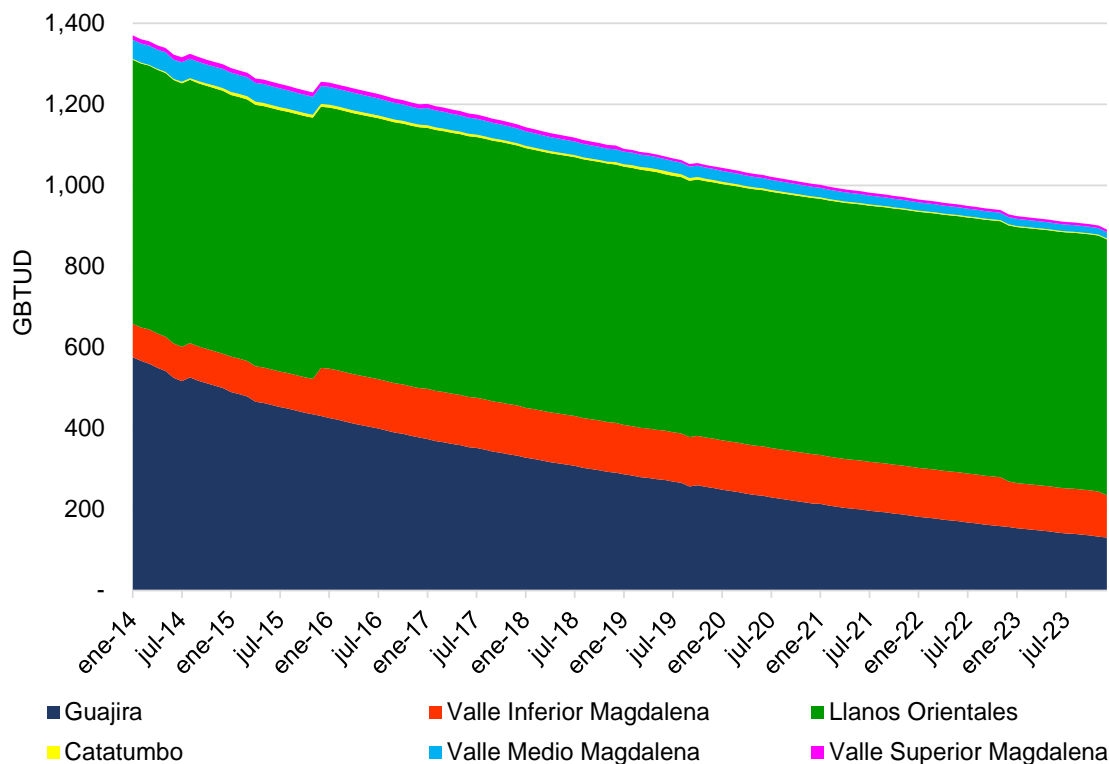
Tabla 5-1 Distribución de los campos de producción según cuencas

Cuenca	Campos de Producción
Catatumbo	Tibú, Sardinata, Cerrito, Rio Zulia
Guajira	Ballena, Chuchupa, Riohacha
Llanos Orientales	Apiay, Balay, Kona, Acordionero, Floreña, Pauto Sur, Rancho Hermoso, Rancho Hermoso Mirador, Cusiana Norte, Cusiana, Cupiagua, Gibraltar,

	Santiago, Caño Garza, Cravo Sur, Tocaría, Morichal, La Gloria, Corocora, Remache Norte, Remache Sur, Casona, Ramiriquí, Oropéndola, Vireo, Trinidad,
Putumayo	Moqueta, Costayaco, Guayuyaco, Juanambú
Valle Inferior del Magdalena	Arianna, Cañaflecha, Nelson, La Creciente, La Creciente-D, Bonga, Mamey, Brillante, El Difícil
Valle Medio del Magdalena	Lisama Profundo, Lisama Norte, Llanito, Lisama, La Cira-Infantas, Liebre, Juglar, Colón, Payoa, Corazón West, Corazón 9, Corazón West C, Corazón, La Salina, Opón, Provincia, Santa Lucia, Los Ángeles, Yarigüí-Cantagallo
Valle Superior del Magdalena	Abanico, Guandó, Guandó Sw, Chaparro, Rio Ceibas, Guaduas, Purificación, La Jagua, Mana, Brisas, Dina Cretáceo, Dina Terciario, Loma Larga, Santa Clara, Tenay, Ortega, Toy, Pacandé, Balcón, Palermo, San Francisco, Arrayán, Tempranillo, Toqui-Toqui, Espino, La Hocha, Tello, Toldado, Yaguará, Matachín Norte Y Sur, La Cañada Norte, Maracas

Fuente: Minminas. Cálculos: UPME

Gráfica 5-5 Declaración de producción de gas natural 2014, por cuencas



Fuente: MinMinas. Cálculos: UPME.

El potencial promedio de producción de gas natural en 2014 fue de 1.331 GBTUD, aunque el máximo estuvo cercano a los 1.400 GBTUD. Los campos de producción de Guajira participaron en promedio con un 40% del total nacional, equivalente a 553 GBTUD, en tanto que Cusiana – Cupiagua aportaron en promedio 480 GBTUD, correspondiente al 36%. Al final del periodo de análisis, año 2023, la relación de oferta

se transforma y los campos de Guajira contribuyen con 16% del total, en tanto que Cusiana y Cupiagua registran una participación de 51%.

Es importante mencionar que se identifican campos que disponen de volúmenes de gas natural adicionales a los reportados por los agentes en la declaración de producción y que están siendo comercializados o en breve lo serán. Específicamente es el caso de los campos de El Difícil, Arjona, Palmer, Clarinete y La Creciente, donde éste último reporta una capacidad máxima de producción. Sin embargo, actualmente adelanta gestiones para desarrollar un proyecto de exportación vía licuefacción de gas natural, pero que eventualmente podría suspenderse por la situación de precios globales de petróleo que en la actualidad se tienen.

5.3 Escenarios de oferta

Para el ejercicio de planeación aquí presentado se incluyeron tres escenarios de oferta con un horizonte de 10 años. El primer escenario es normativo y los otros dos consideran la perspectiva sobre reservas de gas natural y disponibilidad complementaria mediante un esquema de suministro proveniente del mercado externo.

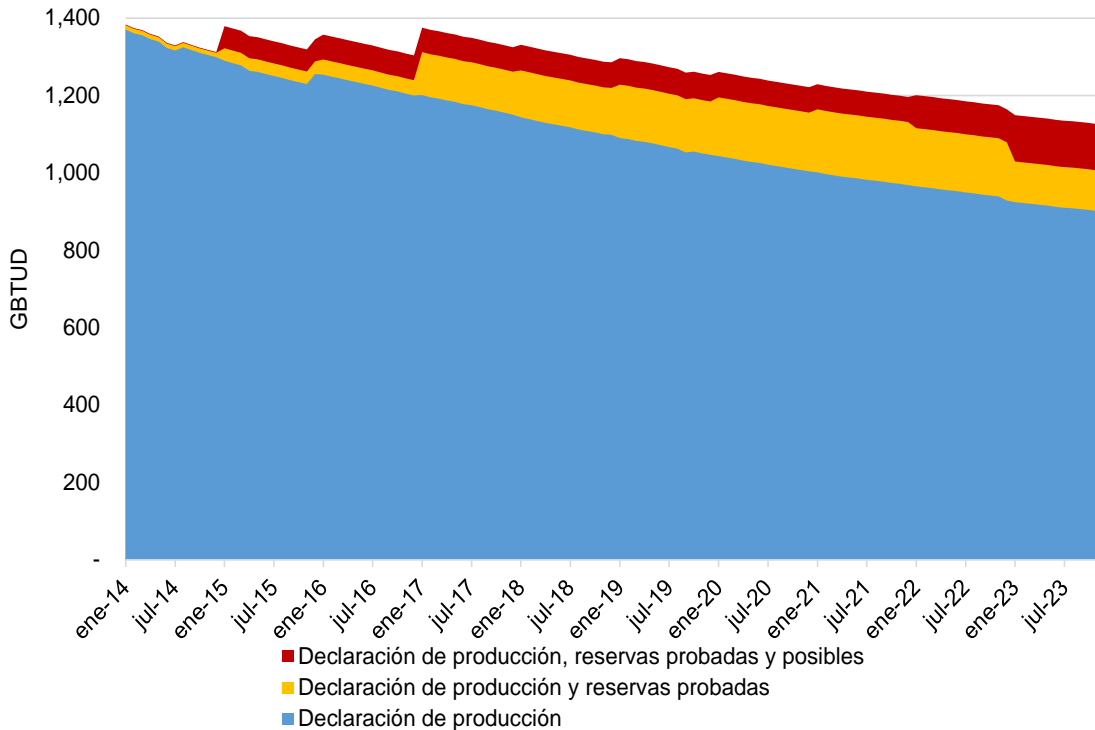
Conforme a lo definido por el Decreto 2100 de 2011 del Ministerio de Minas y Energía y con los lineamientos generales para la realización del Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural, el escenario más probable de oferta de gas natural corresponde a la última declaración de producción nacional, adicionada con las importaciones destinadas a atender generación eléctrica de seguridad en la Costa Atlántica, cuya infraestructura actualmente se desarrolla.

En la Gráfica 5-6 se presenta una posible evolución de la oferta nacional de gas natural que considera la declaración de producción, así como la inclusión de las reservas probables y las reservas posibles. Se estima que el máximo volumen de producción se alcanzará en los meses de enero de 2015 y enero de 2017, con 1.380 GBTUD y 1.375 GBTUD respectivamente, y posteriormente se espera un comportamiento conforme a la declinación normal de los campos productores, alcanzando los 1.116 GBTUD al final del período de análisis.

Es de resaltar que esta información no incluye la producción proveniente de campos que aún no cuentan con comercialidad, pero que suministran gas al mercado nacional bajo el mecanismo de prueba extensa, con lo cual se dificulta condensar la totalidad de la oferta de gas natural que se puede entregar al sistema para la atención de la demanda.

Por otra parte, es necesario precisar el concepto de consumo de gas para operación que incluye el Decreto 2100, para una mayor claridad en el potencial de producción de gas natural de un campo y de la cantidad de gas disponible para la venta

Gráfica 5-6 Declaración de producción de gas natural 2014 y perfil de producción a partir de las reservas probables y posibles



Fuente: MinMinas y ANH. Cálculos: UPME.

Adicionalmente a la oferta nacional, en el año 2013 el país tomó la decisión de disponer de una nueva fuente de suministro, debido al déficit en el balance oferta demanda que se venía proyectando anteriormente. Esta fuente supletoria corresponde a la instalación de una planta de regasificación ubicada en inmediaciones de la ciudad de Cartagena, con una capacidad de 400 MPCD y capacidad de almacenamiento de 155 mil m³ de GNL, la cual hará parte de la oferta en los escenarios planteados a partir de enero de 2017.

5.3.1 Escenario bajo de oferta

Este escenario corresponde exclusivamente al volumen informado por los productores en la declaración de producción de gas natural en el año 2014, Resolución 72206 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía, descrito en el numeral 5.2.

5.3.2 Escenario medio de oferta

En el escenario medio se adicionan a la declaración de producción (escenario bajo) la capacidad de producción de la planta de regasificación (400 MPCD) a partir de enero de 2017, asumiendo que si bien tal planta suministrará gas a la demanda termoeléctrica de la Costa Atlántica, dispondría de excedentes para abastecer los requerimientos de otros sectores de la demanda.

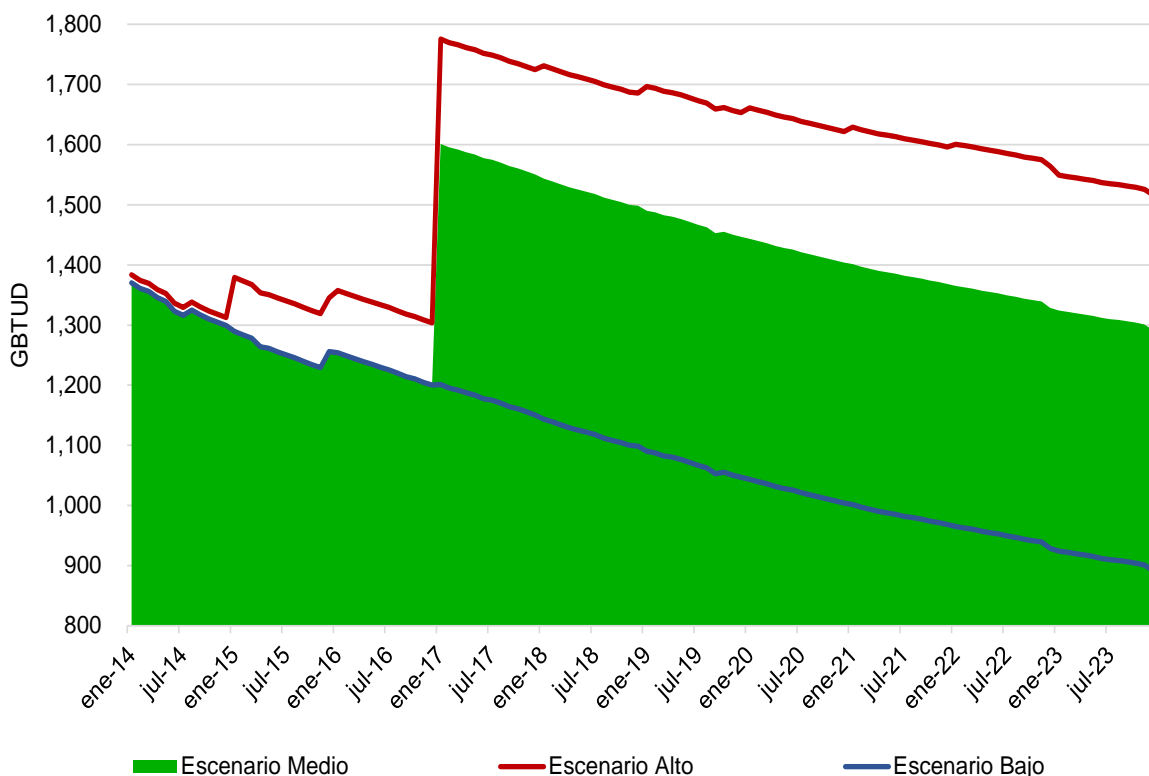
Se considera que este escenario tiene la menor incertidumbre, toda vez que la declaración de producción corresponde con las reservas probadas, volúmenes que tienen una probabilidad del 90% de ser extraídas. Por otra parte, a la fecha de redacción de este documento la información disponible no indicaba retrasos en la entrada en operación de la planta de regasificación.

5.3.3 Escenario alto de oferta

El escenario alto es el resultado de la combinatoria entre el escenario medio y el aporte esperado por la extracción de reservas probables y posibles. Teniendo en cuenta que la probabilidad de contar con tales volúmenes es de 50% y 10% respectivamente, la incertidumbre sobre la disponibilidad de estos volúmenes es menor respecto a las reservas probadas. Adicionalmente, la situación actual y prospectiva de los precios del petróleo podría causar retrasos en las inversiones necesarias para producir gas natural desde las mencionadas reservas.

Finalmente, en la Gráfica 5-7, se presenta de manera esquemática los tres escenarios considerados.

Gráfica 5-7 Escenarios de oferta de gas natural.



Fuente: MinMinas. Cálculos: UPME

6 Escenarios de Demanda de Gas Natural

6.1 Metodología de proyección de demanda

Para realizar la estimación de la demanda de gas natural, se reconstruyó la serie de consumo de cada uno de los 7 sectores (residencial, comercial, industrial, petroquímico, petrolero, transporte y termoeléctrico), de manera regional (centro, costa, CQR, noreste, noroeste, suroeste y Tolima grande). La periodicidad de los datos utilizados es mensual y las fuentes de información fueron Ecopetrol (1996 – 2002), UPME – Chevron (2003 – 2007), CNO-GAS (2008) y Concentra (2009 – 2014).

Otros datos como el PIB (periodicidad trimestral), la población y el Índice de Producción Industrial – IPI (mide la evolución de la actividad manufacturera) –, fueron obtenidos del DANE y el Banco de la República; por su parte, los precios y demandas de diferentes energéticos fueron obtenidos internamente. En las siguientes secciones se presentan tanto los modelos utilizados para la proyección de demanda en cada sector, como los resultados obtenidos para cada uno de ellos.

En primera instancia se describe el modelo de Vectores Autorregresivos -VAR-, utilizado para la proyección de la demanda de los sectores residencial, comercial y petroquímico. Luego se presenta el modelo de Vectores de Corrección del Error, VEC por sus siglas en inglés, utilizado para proyectar la demanda del sector industrial. Seguidamente, se hace referencia al modelo analítico utilizado para la proyección del sector transporte. Posteriormente, se muestra el modelo de simulación utilizado para la proyección del sector termoeléctrico y finalmente el caso especial del consumo de gas de Ecopetrol, quien reporta directamente sus propias proyecciones.

Por último, se consolida la proyección de la demanda total de gas natural, diferenciándola a su vez tanto por sectores como a nivel regional.

6.2 Modelo de vectores autorregresivos- VAR

El método de Vectores Autorregresivos- VAR- es una técnica desarrollada en los años 80, para caracterizar el comportamiento dinámico conjunto de una colección de variables. El planteamiento de un modelo VAR se realiza para captar las interrelaciones entre las variables endógenas.

En un sistema VAR con n variables endógenas, cada una de ellas puede ser expresada como una función lineal de las $n-1$ variables restantes y sus rezagos, en función de sus propios rezagos y en función del error. De esta manera, si tenemos un sistema con dos variables y s rezagos, se expresaría de la siguiente manera (Parker, 2012):

$$y_t = \beta_{y0} + \beta_{yy1}y_{t-1} + \dots + \beta_{yys}y_{t-s} + \beta_{yx1}x_{t-1} + \dots + \beta_{yxs}x_{t-s} + v_t$$

$$x_t = \beta_{x0} + \beta_{xx1}x_{t-1} + \dots + \beta_{xxs}x_{t-s} + \beta_{xy1}y_{t-1} + \dots + \beta_{xys}y_{t-s} + u_t$$

Cabe resaltar que todas las variables en el sistema VAR deben ser estacionarias y para comprobar si una serie es o no estacionaria, se aplican pruebas estadísticas de raíz unitaria como Dickey Fuller, Dickey Fuller aumentado, Philips – Perron, entre otras. Adicionalmente, se realizan pruebas de longitud de rezagos, para encontrar el número de rezagos que mejor expliquen el modelo, Para tal fin, se utilizan los criterios de información Akaike (AIC), Schwarz (SC) y Hannan-Quinn (HQ).

A continuación, se presenta la descripción de los modelos utilizados para la proyección de la demanda de los sectores residencial, comercial y petroquímico. Para estos tres sectores se utilizaron modelos VAR. Debido a que algunas de las series que se utilizaron en los modelos eran no estacionarias, se utilizó la primera diferencia del logaritmo natural de cada una de ellas. Además, de presentar el escenario medio, escenario de mayor probabilidad de ocurrencia, se presenta una “banda”, en la que los escenarios alto y bajo son definidos por un intervalo de confianza del 95%.

6.2.1 Sector residencial.

Actualmente, la cobertura del servicio llega a cerca de siete millones de hogares, con un consumo promedio de 18 m³ mensuales. La estimación de demanda residencial consideró un modelo de Vectores Autorregresivos, donde se evaluó la relación entre la demanda de GN con otras variables como: precios de suministro de GN tanto de Guajira como de Cusiana; la demanda de electricidad regulada y; los precios de energéticos sustitutos, como el GLP y la energía eléctrica.

Adicionalmente, se relacionó la demanda con la evolución de la cobertura del servicio. A pesar de que actualmente se está continuando con la conexión de nuevos hogares a la red de distribución de GN, la tasa de crecimiento de la misma viene disminuyendo a medida que se aproxima a la cobertura total. Para simular este comportamiento, se utilizó la función logística, por su habilidad para describir procesos de crecimiento en diferentes áreas de estudio (Forouzanfar, Doustmohammadi, Menhaj, & Hasanzadeh, 2009). La forma funcional utilizada para simular el crecimiento de la cobertura de GN es la siguiente:

$$C(t) = \frac{k}{1 + e^{-r(t-t_0)}}$$

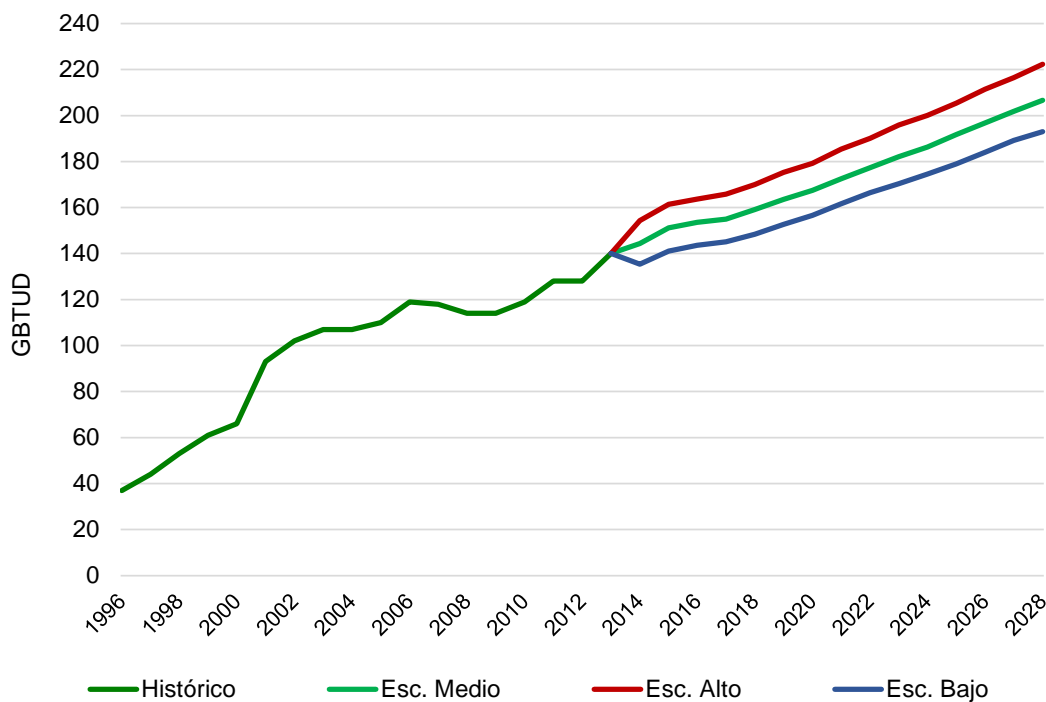
Donde t_0 es el primer período de simulación, $C(t)$ es el número de hogares con servicio en el tiempo t , k es el número máximo de hogares que serán cubiertos y r es la tasa de crecimiento. Para determinar los valores que tomarán los parámetros t_0 , k y r , se utiliza un algoritmo genético, cuyo fin es minimizar el error entre el consumo real y el pronosticado, sujeto a un conjunto de restricciones. El algoritmo genera inicialmente un conjunto aleatorio de parámetros y luego, mediante procesos de selección, cruce y mutación, va eligiendo los conjuntos más adecuados de acuerdo

con las características del problema, hasta que uno de éstos cumpla con el criterio de terminación del problema (Forouzanfar, Doustmohammadi, Menhaj, & Hasanzadeh, 2009).

De acuerdo con las pruebas de longitud de rezagos, se encontró que el mejor ajuste se logra con dos rezagos. Adicionalmente, se agregó una variable dicótoma, en virtud de la incertidumbre en la validez de los datos, de 2000 a 2002, que hace que la serie tome comportamientos explosivos. La gráfica 6-1 presenta los resultados de la estimación de demanda y la gráfica 6-2 la demanda del sector residencial de manera regional

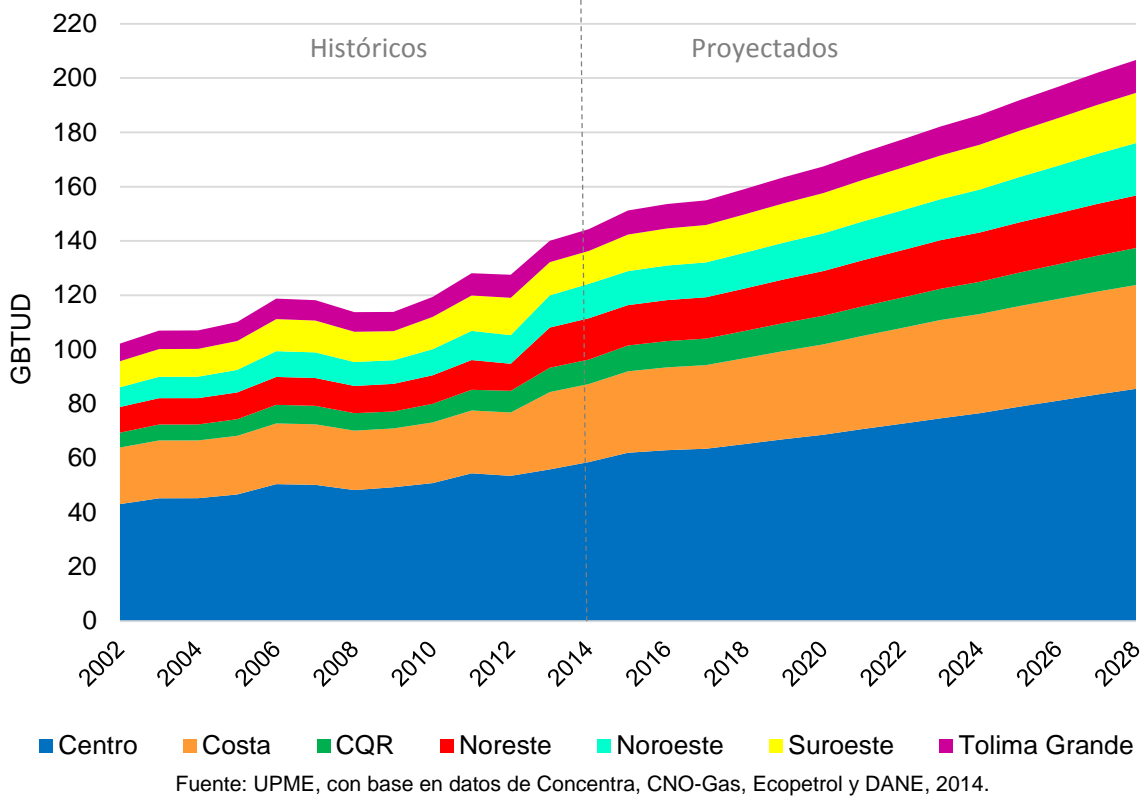
Gráfica 6-1 Escenarios de demanda nacional de gas natural sector residencial.

$$\text{demanda residencial GN} = f \left(\begin{array}{l} \text{cobertura,} \\ \text{precio}_{glp}, \\ \text{precio}_{ee_{regulada}}, \\ \text{demanda}_{ee_{regulada}}, \\ \text{precio}_{gn_{guajira}}, \\ \text{precio}_{gn_{cusiana}}, \\ \text{dicotoma} \end{array} \right)$$



Fuente: UPME. Incluye datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Gráfica 6-2 Proyección regional de demanda de gas natural residencial, escenario medio

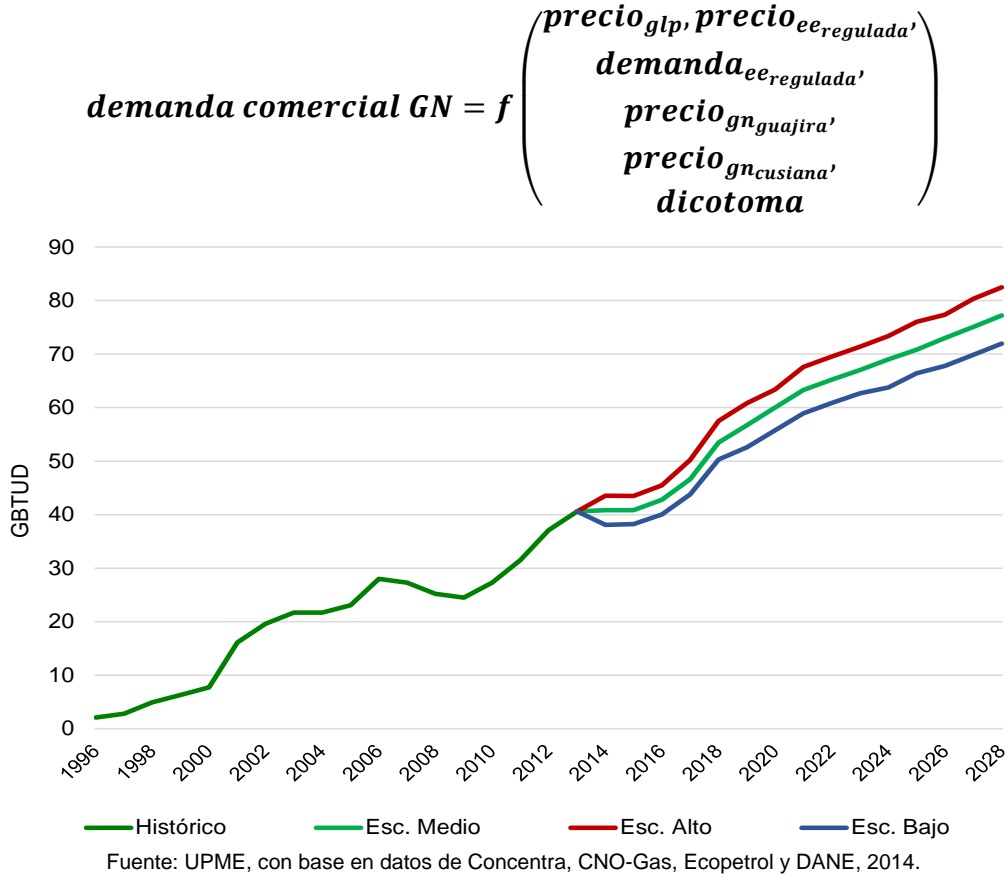


La demanda del sector residencial presenta un crecimiento promedio anual de 2.8% (Gráfica 6-1). La región de Noroeste presenta la mayor tasa de crecimiento promedio anual, 5.28 %, pasando de un consumo de 13,6 GBTUD a un consumo de 29,6 GBTUD en 2028. Por su parte, la región Costa es la que presenta una menor tasa de crecimiento promedio, con 1,1 % anual, lo que indicaría que se está alcanzando el nivel de saturación del mercado residencial (Gráfica 6-2).

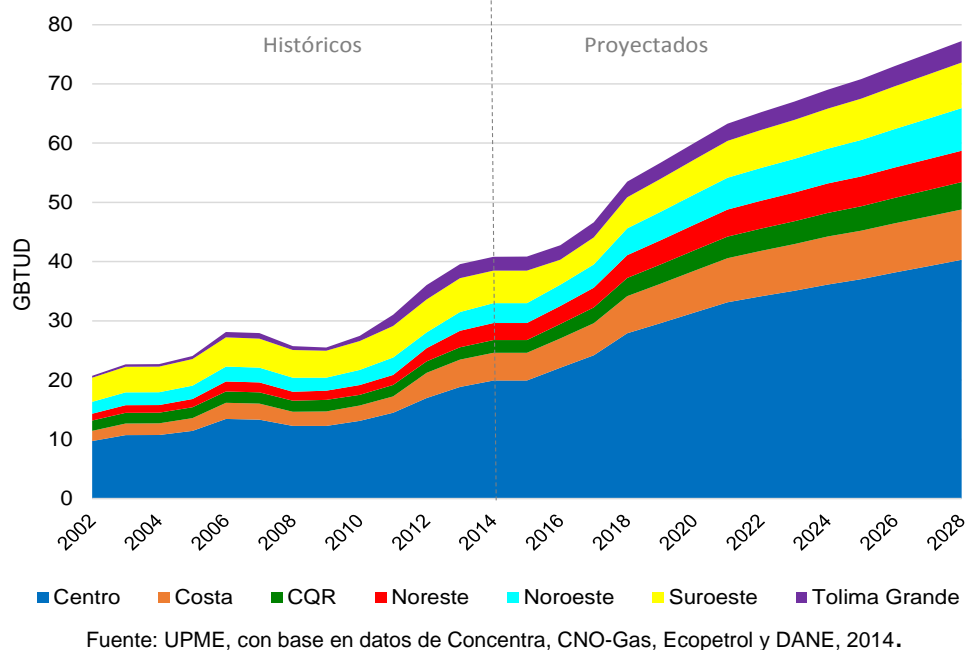
6.2.2 Sector Comercial

El sector Comercial junto con el sector residencial hace parte del denominado sector doméstico. Al igual que en el sector residencial, la proyección se realizó mediante un modelo VAR, en el que se relacionó la demanda de GN con variables como la demanda de energía eléctrica regulada y los precios de energéticos sustitutos como el GLP y la electricidad. Similar al sector residencial, se encontró que el mejor ajuste se logra con dos rezagos.

Gráfica 6-3 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector comercial.



Gráfica 6-4 Proyección regional de demanda de gas natural sector comercial, escenario medio.



En el escenario medio la tasa crecimiento anual promedio para los próximos diez años se estima en 5.4% (Gráfica 6-3) y se espera que la región Centro siga siendo la de mayor consumo de gas natural, con un crecimiento promedio de 3% anual. Para la región de Tolima Grande se proyecta un crecimiento promedio de 2% anual, es decir, pasar de un consumo de 6,45 GBTUD a cerca de 8,63 GBTUD (Gráfica 6-4).

6.2.3 Sector Petroquímico

La proyección de demanda de GN del sector petroquímico en cada región, se realizó con un modelo VAR en el que se relacionaron una variable económica, el PIB y una variable social, la población, ambas endógenas. De acuerdo con los criterios de información se estableció que el modelo que mejor ajuste presentaba era el de dos rezagos, de manera similar a los dos sectores anteriormente descritos.

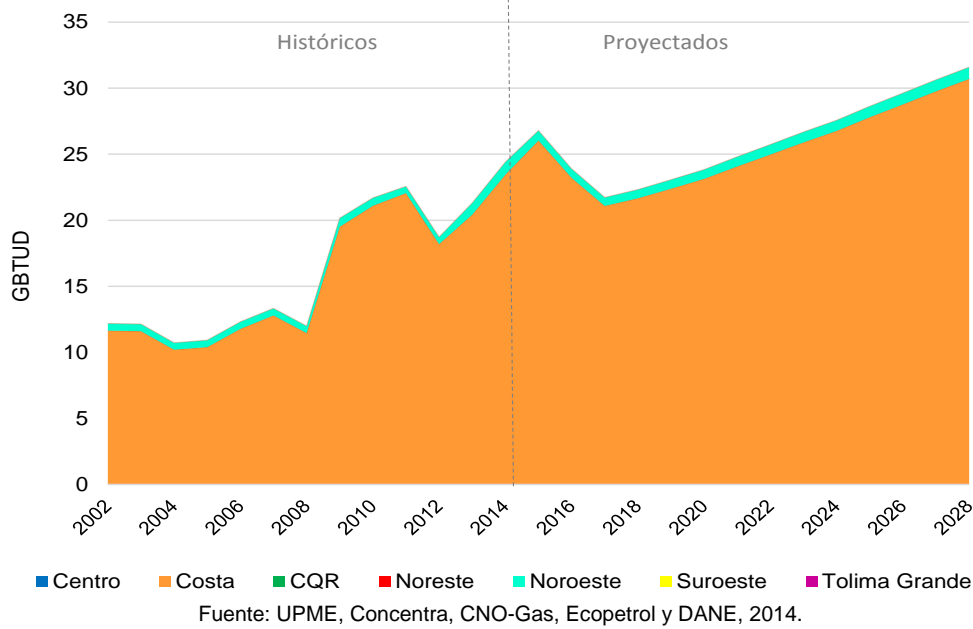
Gráfica 6-5 Escenarios de demanda nacional de gas natural sector petroquímico.
demanda petroquímica GN = f(PIB, Población)



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

El escenario de demanda medio proyecta un crecimiento promedio año de 1,8% con un consumo total de 32 GBTD, al final del período de análisis. La industria petroquímica sólo es desarrollada en dos de las siete regiones conectadas al Sistema Nacional de Transporte, SNT. De esas dos regiones, la Costa consume más del 95% y se proyecta que el crecimiento promedio será de 2.2% anual. Por su parte, la región noroeste se proyecta con un crecimiento promedio de 1.31% anual (ver Gráfica 6-5 y Gráfica 6-6).

Gráfica 6-6 Proyección regional de demanda de gas natural sector petroquímico, escenario medio.



6.3 Modelo de Vectores de Corrección del Error, Vec: Sector Industrial

Cuando las variables que se van a incluir en el modelo no son estacionarias pero están cointegradas de primer orden (o un orden superior), se usan Vectores de Corrección del Error, VEC.

$$\Delta y_t = \beta_{y0} + \beta_{yy1}\Delta y_{t-1} + \dots + \beta_{yys}\Delta y_{t-s} + \beta_{yx1}\Delta x_{t-1} + \dots + \beta_{yxs}\Delta x_{t-s} - \lambda_y(y_{t-1} - \alpha_0 - \alpha_1 x_{t-1}) + v_t$$

$$\Delta x_t = \beta_{x0} + \beta_{xx1}\Delta x_{t-1} + \dots + \beta_{xxs}\Delta x_{t-s} + \beta_{xy1}\Delta y_{t-1} + \dots + \beta_{xys}\Delta y_{t-s} - \lambda_x(y_{t-1} - \alpha_0 - \alpha_1 x_{t-1}) + u_t$$

La ecuación $y_{t-1} - \alpha_0 - \alpha_1 x_{t-1}$ representa la relación de cointegración de largo plazo entre las dos variables y λ_y y λ_x representan los parámetros de corrección del error que miden las desviaciones del equilibrio de x y y en el largo plazo (Parker, 2012).

En la actualidad, el sector industrial representa cerca del 28% de la demanda nacional de gas natural. Adicionalmente, el gas natural representa más de 30% de los energéticos consumidos por la industria, en la cual es utilizado principalmente en usos calóricos y en producción de vapor. La estimación de demanda de este sector utilizó un modelo de Vectores de Corrección del Error (VEC), donde se evalúan las relaciones entre demanda con diferentes variables como los precios del gas natural y la demanda y precios de la electricidad no regulada, precios de los sustitutos, como carbón y GLP. La selección de las variables usadas se realizó según su significancia

estadística y esperando que la relación con la variable demanda de gas natural presentada en la ecuación de cointegración sea la esperada.

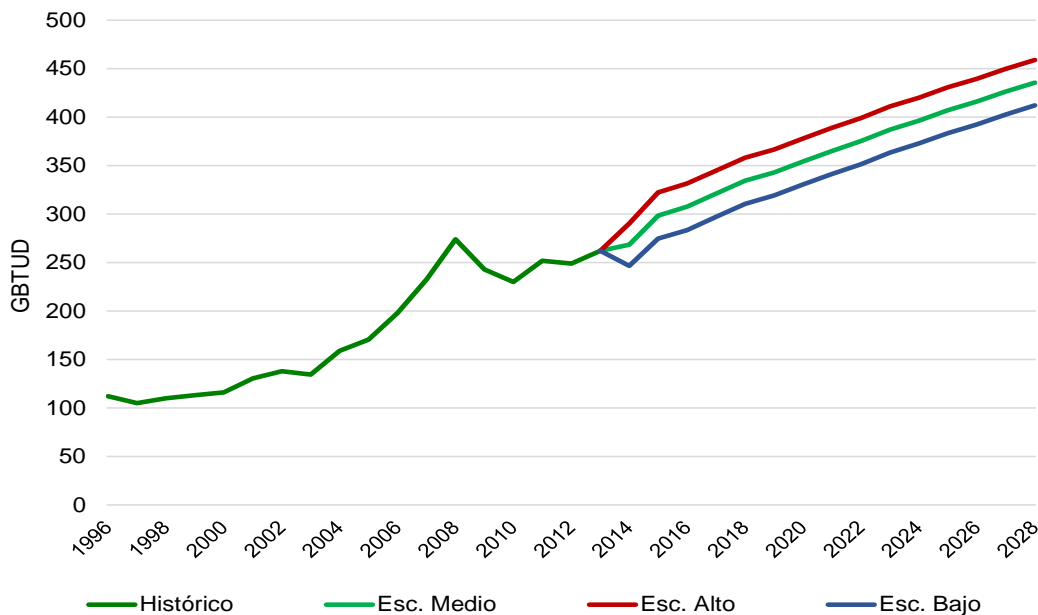
Finalmente, las variables seleccionadas fueron el precio de La Guajira, la demanda de electricidad no regulada y el Índice de Producción Industrial, IPI (se utilizó el IPI porque el signo del PIB en el modelo es contrario al crecimiento de la demanda).

En el modelo, el precio de Guajira fue negativo, indicando que ante un aumento del precio la demanda disminuye. La demanda de energía eléctrica resultó positiva, mostrando que la electricidad en el sector es un bien complementario del gas, por lo tanto, si aumenta la demanda de energía eléctrica, aumenta la demanda de gas.

Por último, el IPI resultó con signo positivo, señalando que la demanda de gas natural aumenta si la actividad industrial presenta crecimiento. De la misma manera que para los sectores residencial, comercial y petroquímico, se presenta una “banda”, en la que los escenarios alto y bajo son definidos por un intervalo de confianza del 95% que se mantiene a lo largo del tiempo (Gráfica 6-7).

Gráfica 6-7 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector industrial.

$$demanda\ industrial\ GN = f \left(\begin{matrix} demanda_{ee\ no\ regulada} \\ precio_{gn\ guajira} \\ indice\ produccion\ real \end{matrix} \right)$$

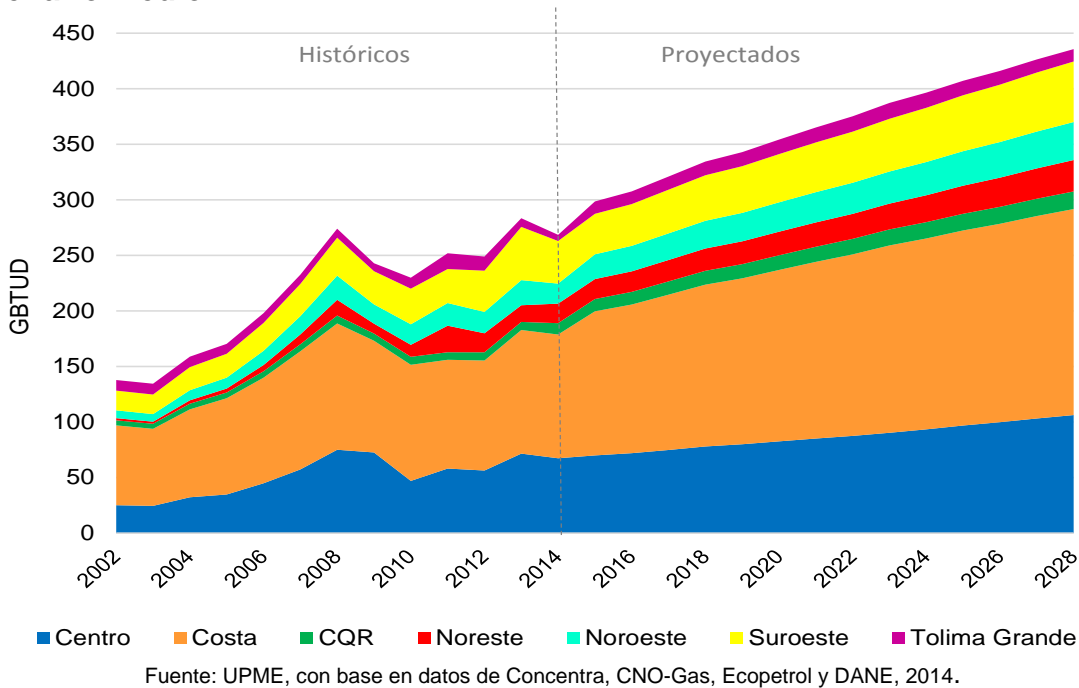


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

El escenario medio de demanda de gas natural en el sector industrial presenta un crecimiento promedio anual de 4.0% para los próximos diez años. En el año 2028, el

consumo proyectado es de 424,5 GBTUD, 1,5 veces el consumo del año 2013. Se estima que la región Costa siga siendo la de mayor consumo, con tasas de crecimiento promedio de 2,18% anual, mientras que en la región de Tolima Grande se proyecta que siga disminuyendo el consumo (Gráfica 6-8).

Gráfica 6-8 Proyección regional demanda de gas natural sector industrial, escenario medio.



6.4 Modelo Analítico: Sector Transporte

La estimación de demanda de gas natural para sector transporte consideró como punto de partida dos conceptos comúnmente utilizados:

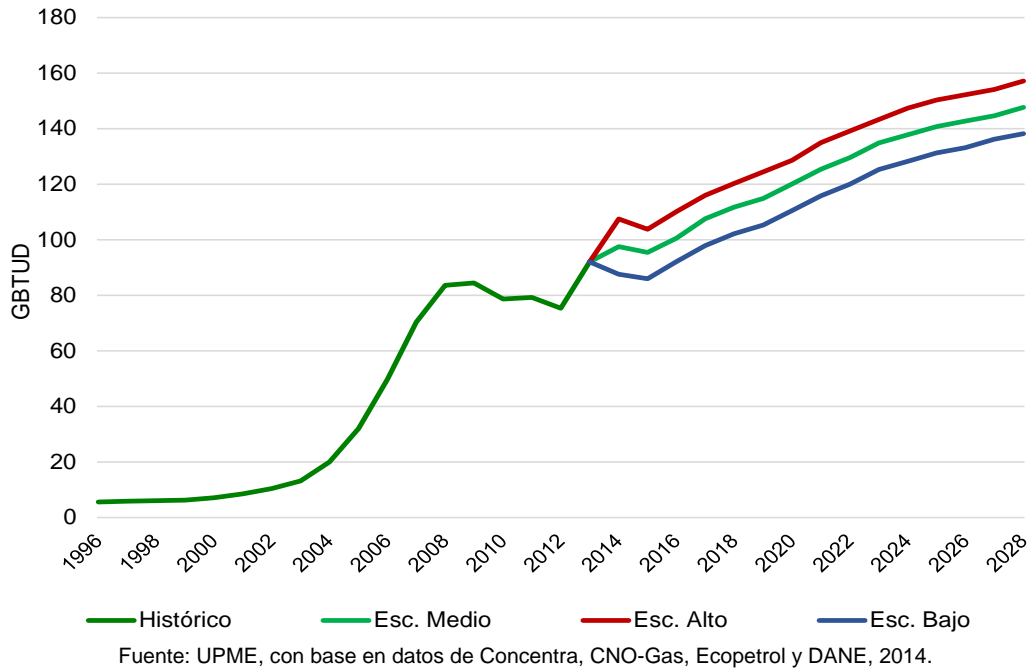
- El número de vehículos a nivel nacional.
- El número de viajes y distancias recorridas por vehículo.

Para proyectar la cantidad de vehículos, se utiliza de nuevo la función logística, pero esta vez la variable dependiente será el número de vehículos en un instante del tiempo. El cálculo del número de viajes y distancias recorridas se tomó como referencia de estudios realizados al respecto en las áreas metropolitanas de Bogotá, Medellín y Barranquilla. Luego, se restan los datos de los vehículos en las áreas metropolitanas principales del total nacional, para no incurrir en doble contabilidad, y según un número promedio de kilómetros recorridos por un vehículo en Colombia, se calcula la cantidad de gas natural necesaria.

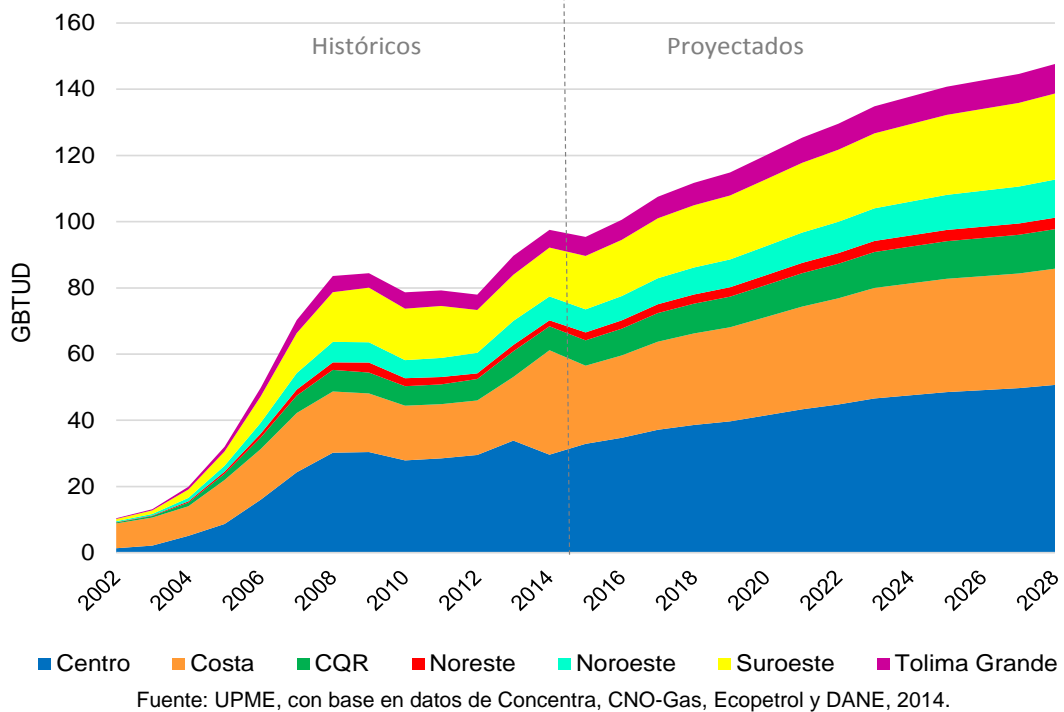
En el cálculo de la demanda futura de GNVC se tuvieron en cuenta los siguientes supuestos: 1) Se mantuvo el consumo actual en la flota privada; 2) Se aumenta en 10 el número de vehículos transformados en flota de carga y en transporte público en un

horizonte de 10 años. Como en los modelos anteriores, se presenta una “banda”, en la que los escenarios alto y bajo son definidos por un intervalo de confianza del 95% que se mantiene a lo largo del tiempo (ver Gráficas 6-9 y 6-10).

Gráfica 6-9 Escenarios de demanda de gas natural para el sector vehicular.



Gráfica 6-10 Proyección regional de demanda de gas natural sector vehicular, escenario medio.



6.5 Modelo Simulación: Sector Termoeléctrico

El comportamiento de la demanda del sector termoeléctrico está ligado a condiciones propias de la operación del Sistema Interconectado Nacional -SIN-, así como a otras variables exógenas como los aportes hidrológicos y el volumen útil de los embalses o fallas en el Sistema de Transmisión Nacional. La demanda de gas natural para la generación de electricidad se establece teniendo en cuenta dos criterios: generación por despacho ideal y generaciones de seguridad.

Para el consumo de generación por despacho ideal se utiliza el Modelo de Programación Dual Estocástica, MPODE o SDDP por sus siglas en inglés (Stochastic Dual Dynamic Programming), el cual simula el funcionamiento del despacho de un sistema de generación eléctrica, donde se consideran no solo la demanda de energía eléctrica, sino también el nivel del embalse, los aportes hidrológicos en diferentes instantes del tiempo y los precios de los diferentes energéticos utilizados para la generación de energía eléctrica.

Según el comportamiento de las variables, se establecen los costos marginales de las plantas de generación del sistema, con las que se va a suplir la demanda y también la cantidad de energético necesaria para tal fin.

Para el consumo de generación de seguridad, se tienen en cuenta las restricciones de funcionamiento del sistema, así como las condiciones necesarias para mantener la estabilidad del mismo.

Luego de establecer las necesidades de gas para cada uno de los criterios anteriores, se establece la cantidad necesaria en cada momento del tiempo mediante la función *máx(generación ideal, generación de seguridad)*. Además, se adiciona la cantidad de gas necesaria para arranque y parada.

Para establecer las necesidades de gas natural del SIN, se simularon tres escenarios de demanda:

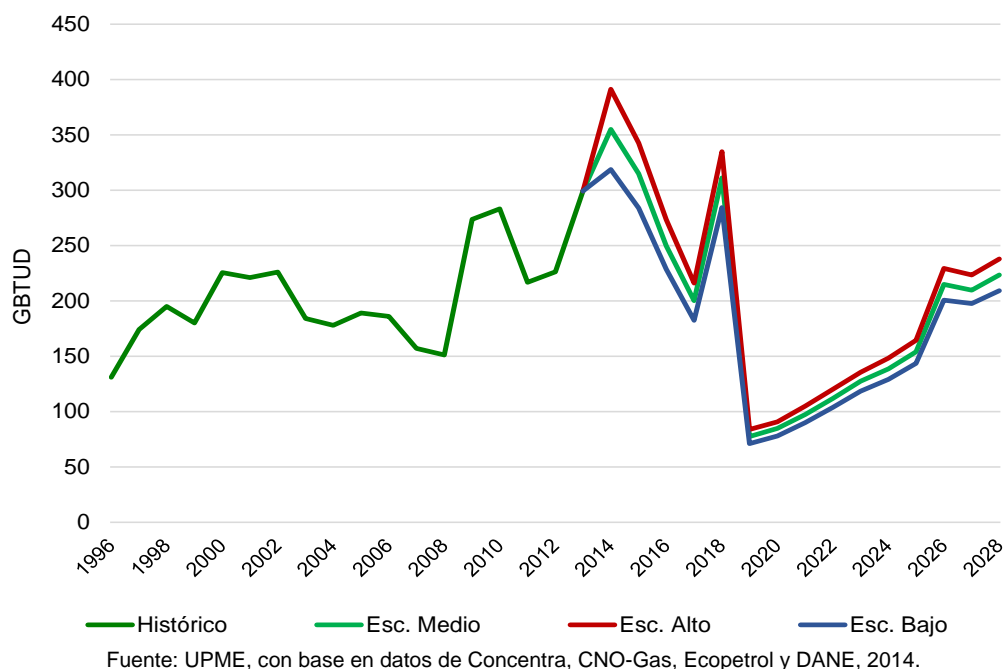
- Alto: Escenario alto revisión demanda de energía eléctrica julio de 2014 + Expansión en generación definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad + Evolución de las Restricciones Eléctricas considerando el Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2027 + Serie seca del SDDP que considera los menores aportes hídricos en el periodo marzo de 2014 – Junio de 2015.
- Medio: Escenario medio revisión demanda de energía eléctrica julio de 2014 + Expansión en generación definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad + Evolución de las Restricciones Eléctricas considerando el Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2027 + Serie seca del SDDP que considera los menores aportes hídricos en el periodo marzo de 2014 – Junio de 2015.

- Bajo: Escenario bajo revisión demanda de energía eléctrica julio de 2014 + Expansión en generación definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad + Evolución de las Restricciones Eléctricas considerando el Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2027 + Serie seca del SDDP que considera los menores aportes hídricos en el periodo marzo de 2014 – Junio de 2015.

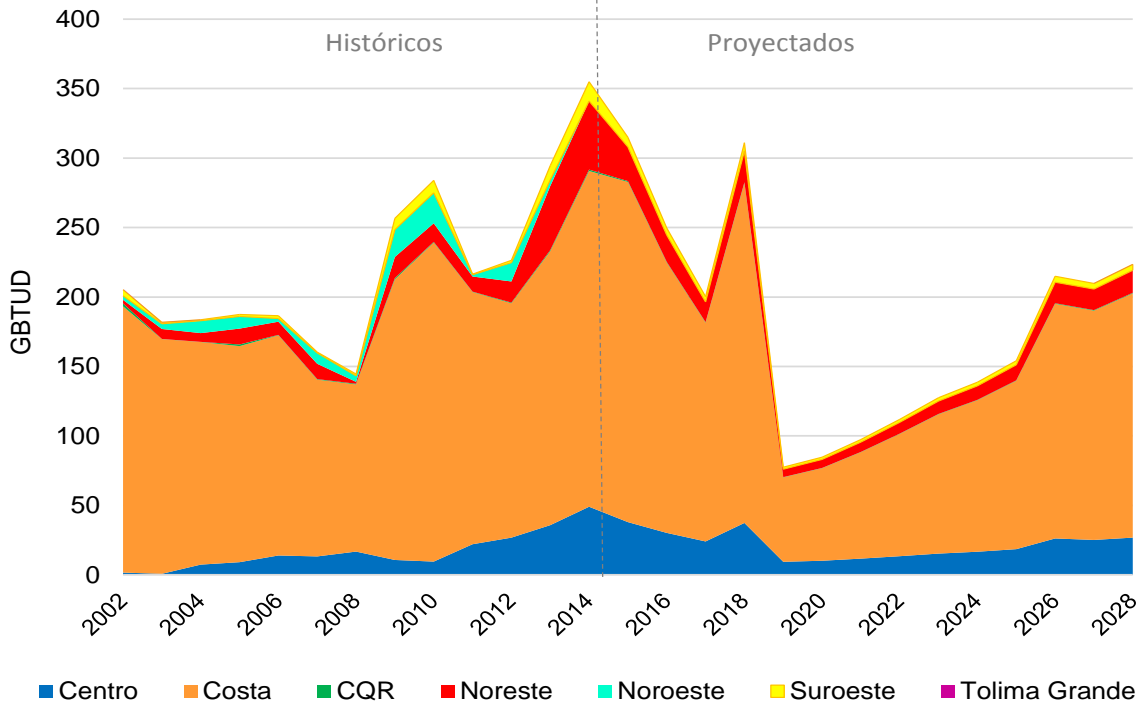
A continuación, se enlistan los parámetros tenidos en cuenta para la determinación del consumo de gas natural, desde el punto de vista energético, es decir, considerando un despacho uninodal:

- Sistema de generación Colombiano a marzo de 2014.
- Índices de indisponibilidad considerados en el cálculo del Cargo por Confiabilidad de cada agente.
- Proyección de demanda de energía eléctrica, revisión de julio del año 2014, escenarios altos, medio y bajo.
- Características de las plantas hidráulicas y térmicas a marzo de 2014.
- Proyecciones de precios de gas natural, combustibles líquidos y carbón mineral del mes de febrero de 2014.
- Mínimos Operativos vigentes a marzo de 2014.
- Costos fijos y de administración y operación determinados por el equipo de generación de la UPME.
- Series sintéticas de caudales generadas por el modelo ARP, lo anterior a partir de datos históricos del período 1937 – 2014 (marzo), hidrología que contiene los períodos secos de los horizontes 1991 – 1992, 1997 – 1998 y 2009 – 2010.

Gráfica 6-11 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector termoeléctrico.



Gráfica 6-12 Proyección regional de demanda de gas natural sector termoeléctrico, escenario medio.



Fuente: UPME, Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

De las gráficas anteriores se puede concluir:

- Que la demanda de Gas Natural para el sector termoeléctrico seguirá aumentando entre los años 2014 a 2018, principalmente por el incremento de las generaciones de seguridad, en particular en la región Caribe, todo ello para evitar que contingencias locales en los Sistemas Regionales de Transporte, al igual que la pérdida de uno de los circuitos a nivel de 500 kV que interconecta la Costa Atlántica con el interior del país, ocasionen desatención de demanda eléctrica.

Así mismo, se observan necesidades de gas en el área nordeste en menor proporción, particularmente en el Departamento de Casanare, ellas relacionadas a un despacho permanente de Termoyopal para el soporte de tensión en la red eléctrica del Operador de Red Enerca.

- Se aprecian picos de consumo en el año 2015, que son consecuencia de un período de baja hidrología previsto por el modelo SDDP en función de la serie de aportes considerada, y otro más prolongado en el año 2018, que corresponde a la generación de seguridad que se debería programar para soportar los intercambios de energía con Centroamérica a través de la línea de interconexión HVDC con Panamá. En términos de demanda de Gas Natural, la interconexión con Centroamérica implica un aumento en el consumo de aproximadamente 83 GBTUD.

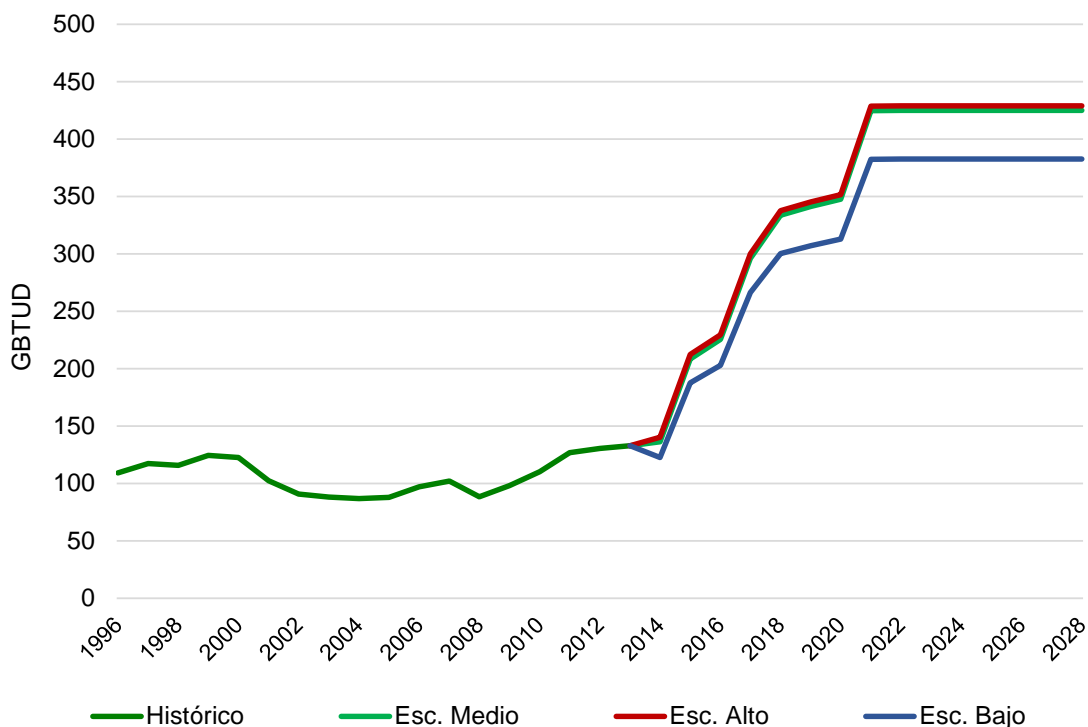
- En el año 2019 se proyecta una fuerte caída en el consumo de Gas Natural para la generación eléctrica, de aproximadamente 211 GBTUD, debido a la entrada de nuevos proyectos hidroeléctricos como Ituango y Porvenir, así como por la entrada en servicio del corredor en 500 kV Cerratoso – Chinú – Copey, que disminuye de manera significativa la generación de seguridad en el área Caribe.

6.6 Caso Especial: Ecopetrol

Los datos de demanda de GN del sector petrolero corresponden a los consumos de las refinerías de Ecopetrol ubicadas en Cartagena y Barrancabermeja y otros consumos de la misma compañía. Los datos de proyección fueron suministrados por Ecopetrol de acuerdo a las expectativas de ampliación de las refinerías y otros proyectos de la compañía.

Los escenarios alto y medio corresponden a los máximos consumos esperados en cada una de las instalaciones y usos, mientras que el escenario bajo corresponde al 90% del máximo consumo esperado.

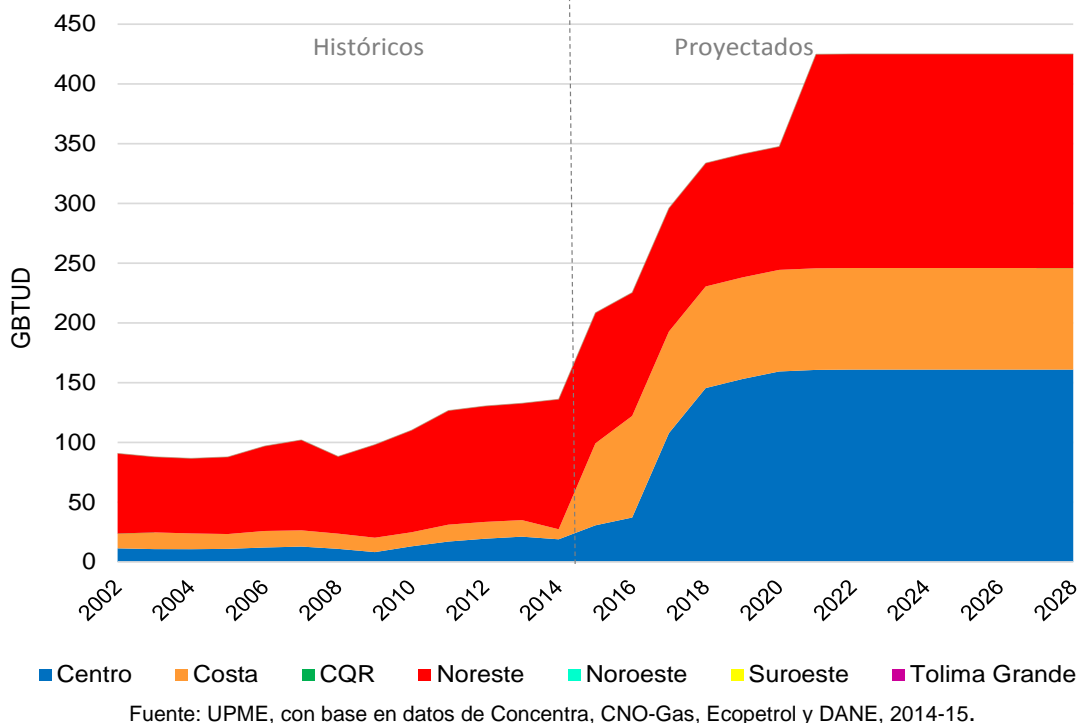
Gráfica 6-13 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector Petrolero.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014-15.

En la proyección de la demanda de Ecopetrol se observan 3 escalones definidos por distintos eventos (ver Gráfica 6-14):

Gráfica 6-14 Proyección regional de demanda de gas natural sector petrolero, escenario medio.



Tales escalones hacen referencia a:

- Ampliación refinería de Cartagena. Aumento de 15 GBTUD a 85 GBTUD en la región Costa.
- Proyecto Integral de Energía en los llanos. Proyecto de autogeneración de 700MW. Aumenta la demanda de 40 a 150 GBTUD en la región Centro en el año 2018.
- Ampliación refinería Barrancabermeja. Aumento de 100 GBTUD a 200 GBTUD en la región Noreste, en 2020.

6.7 Proyección Demanda Gas Natural Nacional

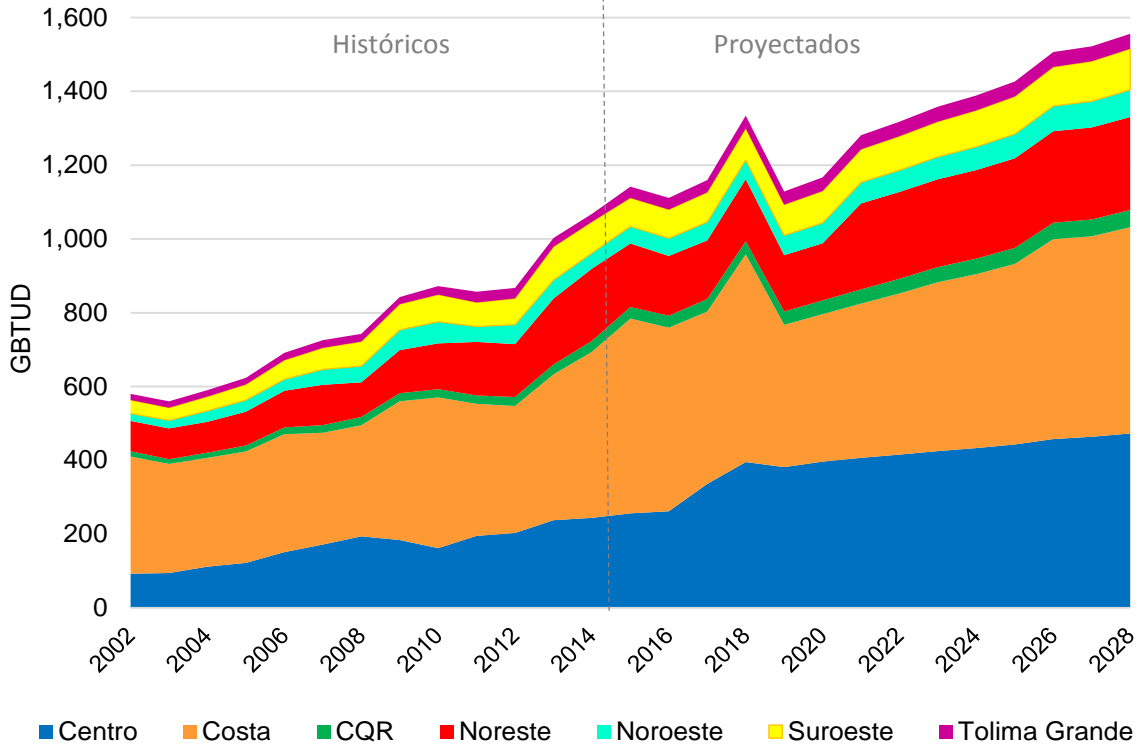
Para la mayoría de los sectores analizados en el presente capítulo se esperan crecimientos en el período 2014 – 2028. Los sectores que presentan mayor crecimiento son el sector petrolero y el sector industrial, en los que se esperan crecimientos de 59% y 51% respectivamente, en el período evaluado.

El incremento en el sector petrolero se debe a la ampliación de carga de crudo en las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, mientras que el sector Industrial debe su crecimiento a las expectativas de crecimiento de la economía colombiana. Por otra parte, para el sector termoeléctrico se espera una disminución en el consumo, hacia el año 2019, respecto al nivel actual, debido a la entrada de nuevos proyectos hidroeléctricos y por la nueva línea de transmisión de 500kV Cerromatoso –Chinú-

Copey, que disminuirá las generaciones de seguridad en la Costa Atlántica a partir del año 2019.

En las gráficas que se presentan a continuación se encuentran las demandas totales de gas natural, tanto por sectores de consumo como por regiones para el escenario medio.

Gráfica 6-15 Proyección nacional de demanda de gas natural por regiones, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

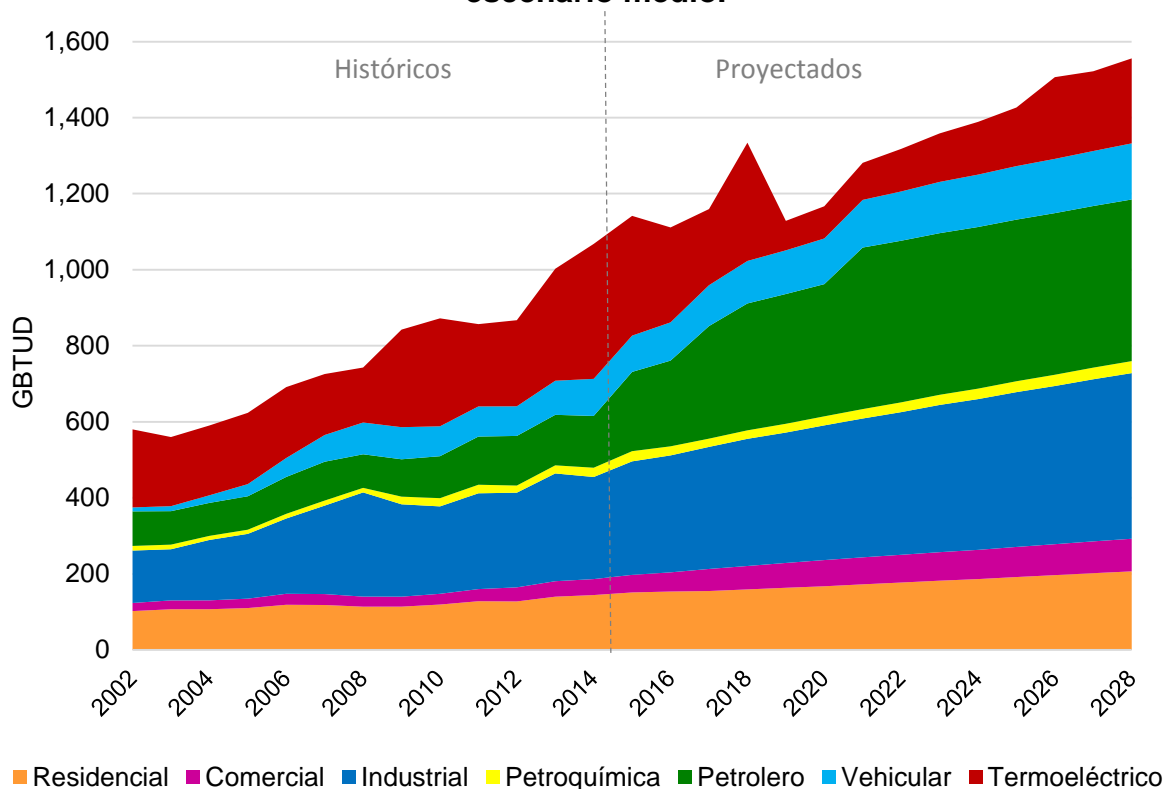
Al analizar la evolución de la demanda a nivel regional, se observa que Centro y Costa siguen siendo las regiones con mayores consumos de gas natural. Así mismo, se observa que las regiones que tienen mayores tasas de crecimiento son el Noroeste y el Suroeste.

En la Gráfica 6-16 se puede ver cómo el consumo de la mayoría de los sectores presenta tasas de crecimiento estables a lo largo del período proyectado, a excepción de los sectores termoeléctrico y petrolero.

En el caso del sector termoeléctrico, los picos de consumo que se presentan son consecuencia de las expectativas de bajos aportes hídricos que observa el SSPD, así como la entrada de la línea HDVC de 300MW hacia Panamá, que implica un aumento de cerca de 100 GBTUD. Adicionalmente se puede observar la caída en consumo en el año 2019 por la entrada de la línea Cerromatoso – Copey, que ayuda a disminuir

las generaciones de seguridad en la costa Atlántica (-200 GBTUD). En el caso del sector petrolero, se resalta el aumento de 150 GBTUD a casi 450 GBTUD, que resulta de los trabajos de ampliación en las refinerías de Cartagena (2015, +90 GBTUD) y Barrancabermeja (2020, +100 GBTUD), así como el proyecto de energía Integral en el llano (2018, +110 GBTUD)

Gráfica 6-16 Proyección nacional por sectores de demanda de gas natural, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

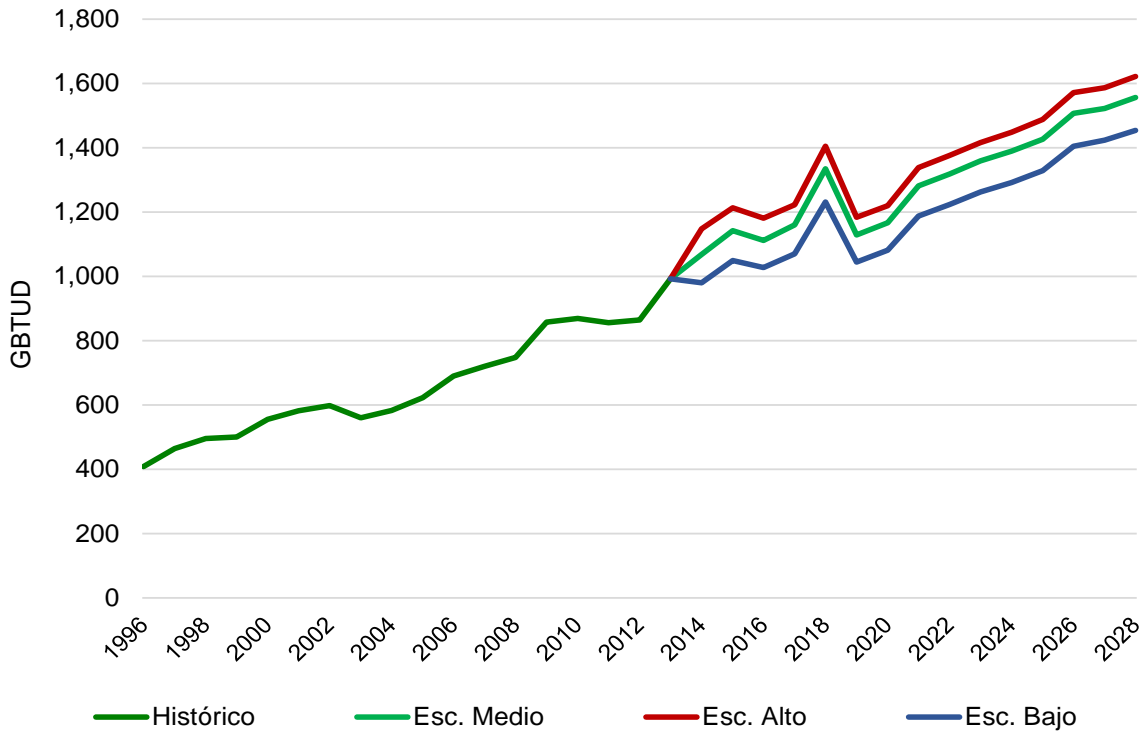
Por último, se presenta la evolución proyectada de la demanda de gas natural para los escenarios alto, medio y bajo, para una resolución anual.

En la Gráfica 6-17 se observa que los escenarios medio y alto están muy cerca, dado que para el sector petrolero se definieron los mismos valores para los escenarios medio y alto. Aunque todos los sectores presentan crecimientos promedio anuales entre el 2 y el 4%, se observan picos de consumo en los años 2015 y 2018 (y en la gráfica mensual en los meses de verano), debido a expectativas de incremento en el consumo por eventos de bajos aportes hídricos, así como por la entrada de proyectos de autogeneración y de ampliaciones en las refinerías de Ecopetrol.

De la misma manera se observa que en el año 2019 hay una caída en el consumo como consecuencia de la disminución de las generaciones de seguridad en la costa Atlántica por la entrada de nuevas centrales hidroeléctricas como Ituango y

Sogamoso y por la entrada de la línea de transmisión de 500kV Ituango – Cerromatoso – Copey.

Gráfica 6-17 Escenarios de demanda nacional de gas natural



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Cabe anotar que para el año 2014 se proyecta una caída en el consumo de los escenarios medio y bajo, como consecuencia de la utilización de series estocásticas para su modelamiento, mientras que para el escenario alto se utilizó una seca para simular, no sólo el comportamiento de bajos aportes hidrológicos que se presentaron al inicio de este año, sino también el Fenómeno del Niño que no se ha desarrollado, pero que aún presenta probabilidades de ocurrencia de más del 50% hasta el trimestre marzo – abril – mayo de 2015, de acuerdo con el reporte de inicio de octubre del Instituto Internacional de Investigación para el Clima y la Sociedad, IRI por sus siglas en inglés¹¹.

¹¹ IRI ENSO FORECAST. 2014 October Quick Look. Octubre 9 de 2014. <http://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/>

7 Balance de gas natural

En los capítulos anteriores se presentaron los diferentes escenarios de proyección de la oferta y demanda de gas natural del país. A continuación, el análisis se dirige a confrontar los distintos escenarios a fin de determinar la situación futura de abastecimiento de gas natural (déficit o superávit) para el agregado nacional. En este capítulo se asume una red con capacidad infinita de transporte y en el capítulo próximo se incluirán las restricciones propias de este sistema nacional de transporte.

7.1 Balance de oferta y demanda – Escenario de Referencia

La Gráfica 7-1 presenta el escenario medio de proyección de demanda nacional y el escenario bajo de oferta de gas natural, al cual se le adiciona la capacidad de importación en el nodo Cartagena de 400 MPCD (≈ 400 GBTUD) desde enero de 2017¹². Estos constituirán en adelante el *Escenario de Referencia*:

Gráfica 7-1 Escenario de Referencia para abastecimiento de gas natural



Fuente: UPME y MinMinas. Cálculos: UPME.

Sin la inclusión del suministro proveniente de la planta de regasificación se tendría un déficit en el balance oferta demanda del escenario de referencia, desde el segundo semestre de 2017. El efecto de disponer un suministro adicional se manifiesta en un

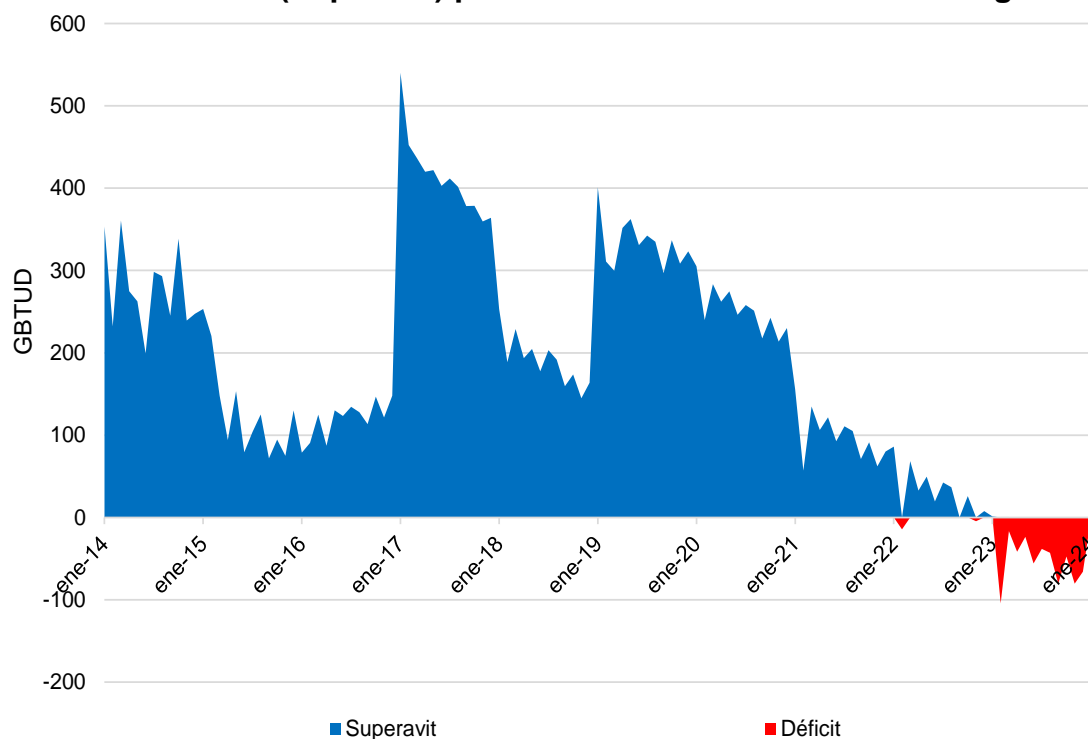
¹² Se considera que si bien la planta de regasificación atendería primeramente la demanda termoeléctrica de generadores de la Costa Atlántica, dispondría de excedentes para abastecer otros sectores de consumo. En el **Anexo 2** de este documento se proyecta la magnitud de tales excedentes.

superávit de este combustible, para el mismo escenario de referencia como se muestra en la Gráfica 7-2.

Adicionalmente, se aprecia que en el año 2021 la oferta superaría marginalmente a la demanda, con riesgo de que, en caso de presentarse una situación hidrológica particularmente seca se suscite un déficit, bien sea de gas natural y/o de energía eléctrica (ver Anexo 2). Hacia el año 2022 se presentan pequeños faltantes de gas natural (menores al 2% de la demanda) durante los períodos hidrológicamente secos. y para el año 2023 el déficit sería de mayor magnitud (superior al 7 % de la demanda) y sostenido.

Lo antes expuesto indica la necesidad de construir nueva capacidad de importación bien sea adicionando nueva capacidad de regasificación a la ya existente y almacenamiento en Cartagena, o construyendo en la Región Pacífica nueva infraestructura de importación, en caso de no aumentar significativamente la oferta nacional de gas natural en los próximos años¹³.

Gráfica 7-2 Déficit (Superávit) para el Escenario de Referencia de gas natural



Fuente: UPME y MinMinas. Cálculos: UPME.

En el Capítulo 8 de este documento, los análisis indican que la importación complementaria por el Pacífico en el año 2021 exigiría menores costos en la infraestructura de transporte asociada, frente a una ampliación de la capacidad de

¹³ A la fecha de elaboración de este documento no se dispone de información oficial sobre nuevos hallazgos de gas natural nacional, los cuales de acuerdo con su volumen de producción, reservas y fecha de entrada en operación, cambiarían significativamente la prospectiva expuesta en este documento.

importación desde el Caribe, así como mayor confiabilidad. Por tanto, en adelante este plan asumirá una segunda etapa de importación desde Buenaventura.

7.2 Balance de oferta y demanda – Escenarios de sensibilidad.

A continuación, se consideran cuatro escenarios alternativos de análisis de abastecimiento de gas natural para el país, considerando no sólo la oferta de campos productores de gas colombiano, sino las posibilidades de suministro gracias a la tecnología, frente a las proyecciones de la demanda así:

i)- Escenario estocástico; ii)- Escenario con retraso en la entrada en la importación de gas natural; iii) Escenario con retraso en la entrada en operación de la línea de transmisión de 500 kV, Cerromatoso – Chinú – Copey; iv)- Escenario bajo Fenómeno de El Niño:

7.2.1 Escenario estocástico

En este escenario se proyecta un valor esperado de la oferta y demanda de gas natural al agregarse estadísticamente los correspondientes tres escenarios expuestos en capítulos anteriores. El Anexo 3 del presente documento hace explícito el procedimiento.

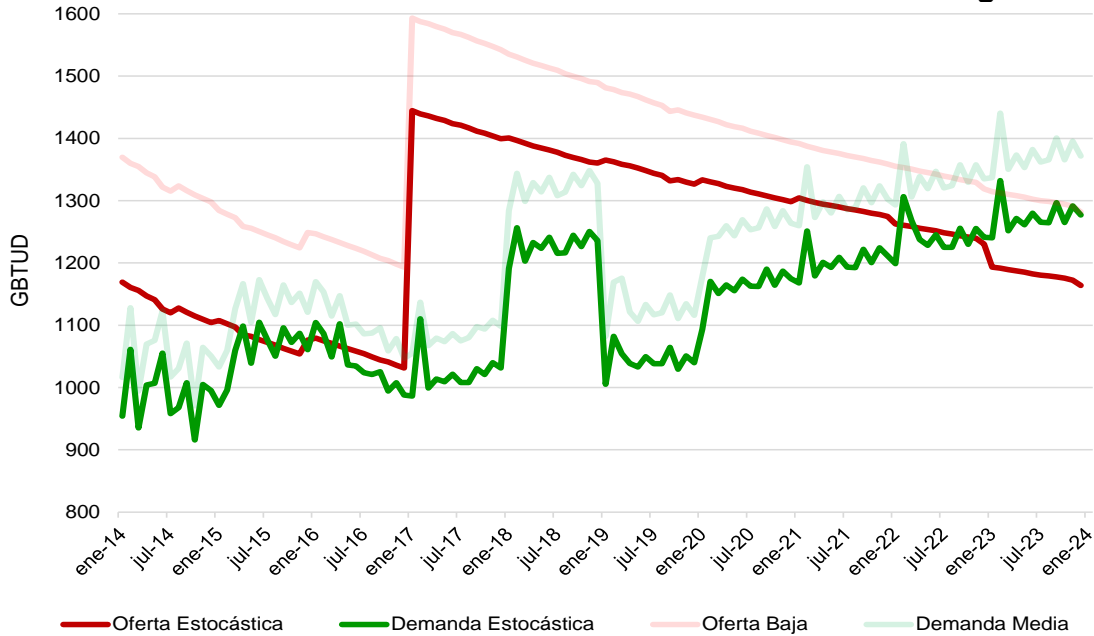
Expresándolo de manera sintética, para proyectar el valor esperado de la oferta de gas natural, se asignan parámetros estadísticos y probabilidades de extracción a los diferentes tipos de reservas (probadas, probables y posibles) a partir de cifras establecidas en la práctica internacional y acogidas por la ANH en Colombia.

De estos diferentes tipos de reservas se generan los distintos escenarios de producción expuestos en el Capítulo 5 y se agregan en orden, para generar un único escenario que incorpore, de manera ponderada, todas las posibilidades de evolución de la producción de gas natural.

Para proyectar el valor esperado de demanda de gas natural, se asume una distribución de probabilidad normal para esta variable, donde el escenario medio corresponde al valor central y los escenarios alto y bajo se sitúan a una desviación estándar sobre y bajo la media, respectivamente; el valor esperado corresponde a la media de la distribución de probabilidad descrita. Tanto para la oferta como para la demanda, este proceso se realiza con resolución mensual en el horizonte de proyección.

La Gráfica 7-3 representa los escenarios estocásticos de oferta y demanda en relación con el Escenario de Referencia (numeral 7.1). En dicha gráfica, se registra que el valor esperado de la oferta de gas natural es superior a la demanda hasta el año 2022, con pequeños déficit en el 2015 debido a la posibilidad de una situación hidrológica severa.

Gráfica 7-3 Balance escenario estocástico de abastecimiento de gas natural.

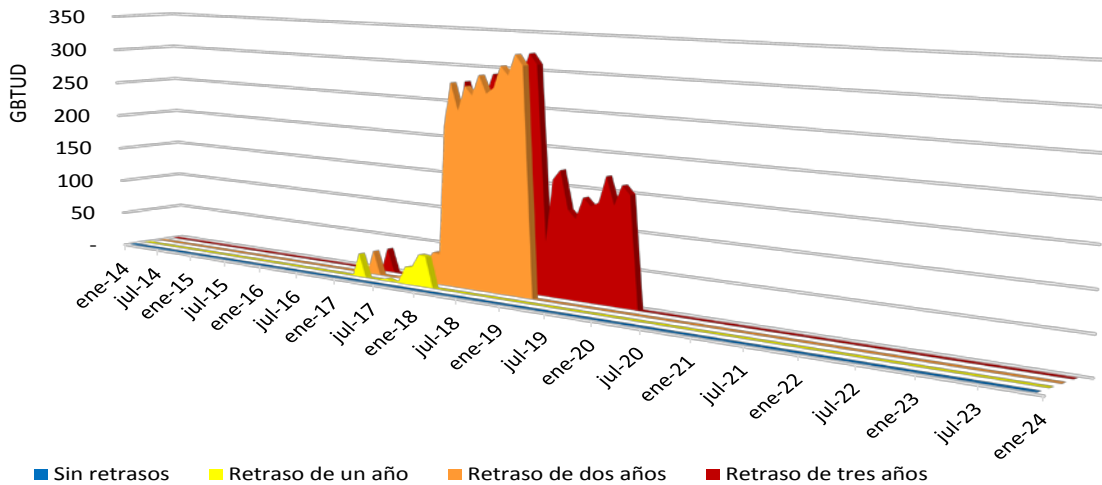


Fuente: UPME y MinMinas. Cálculos: UPME.

7.2.2 Escenario con retraso en la importación de gas natural

En este caso, el escenario de referencia es afectado en su oferta con diferentes ciclos de retraso así: un año en la entrada de gas importado (disponibilidad desde enero de 2018), dos años (disponibilidad desde enero de 2019) y tres años (disponibilidad desde enero de 2020). Ver Gráfica 7-4

Gráfica 7-4 Balance para el escenario con retraso en la importación de gas natural.



Fuente: UPME

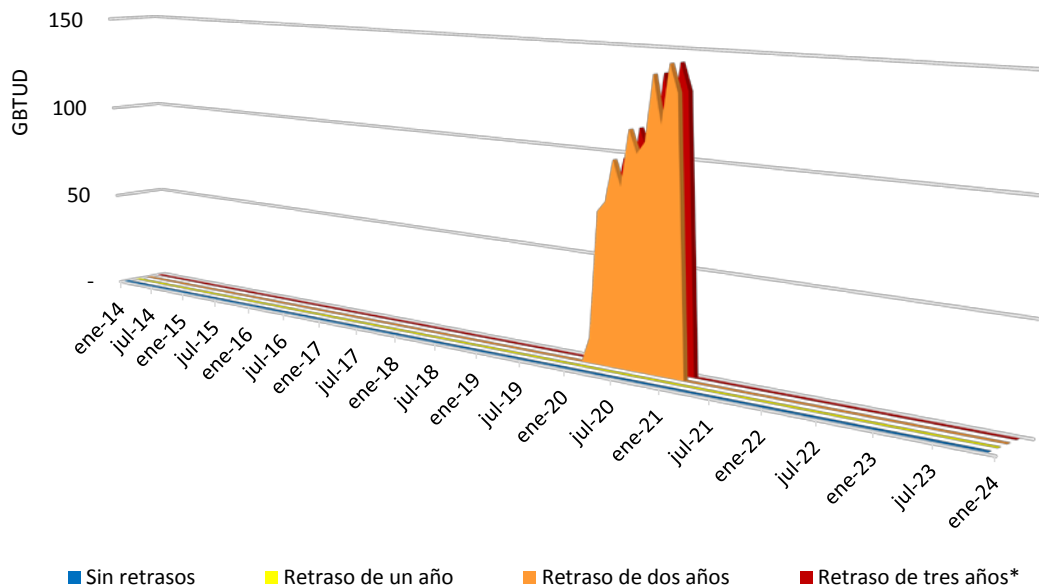
Dicha grafica muestra los riesgos de déficit de abastecimiento en tales situaciones, es decir desde enero de 2018, los cuales se estiman que pueden alcanzar una magnitud de déficit superior a 300 GBTUD.

7.2.3 Escenario con retraso en el refuerzo de interconexión Costa-Interior

En los próximos años se espera un incremento significativo en la demanda de gas natural del sector termoeléctrico en la Costa Caribe colombiana como consecuencia de un aumento de la generación eléctrica por restricciones (fuera de mérito) en esta región. Para enfrentar esta situación se proyecta la entrada en operación de la línea de transmisión Cerromatoso – Chinú – El Copey a comienzos del año 2019¹⁴, la cual reforzaría la interconexión eléctrica entre la Costa Caribe y el interior del país, reemplazando generación termoeléctrica con gas natural de la Región Atlántica por generación hidráulica del interior del país.

El escenario aquí registrado (ver Gráfica 7-5) muestra los efectos de un retraso de un año en la entrada en operación de tal línea, siendo su consecuencia directa un incremento significativo de la demanda de gas natural para generación termoeléctrica en la Costa Atlántica mientras entra la línea, a fin de mantener la necesaria confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional, causándose riesgo de déficit en el año 2020 y superándose la situación en el año 2021 gracias a la importación de gas natural desde el Pacífico colombiano.

Gráfica 7-5 Balance escenario con retraso en la línea de trasmisión Cerromatoso – Chinú – Copey.



Fuente: UPME

¹⁴ De acuerdo al Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2014-2028, disponible en <http://www1.upme.gov.co/energia-electrica>

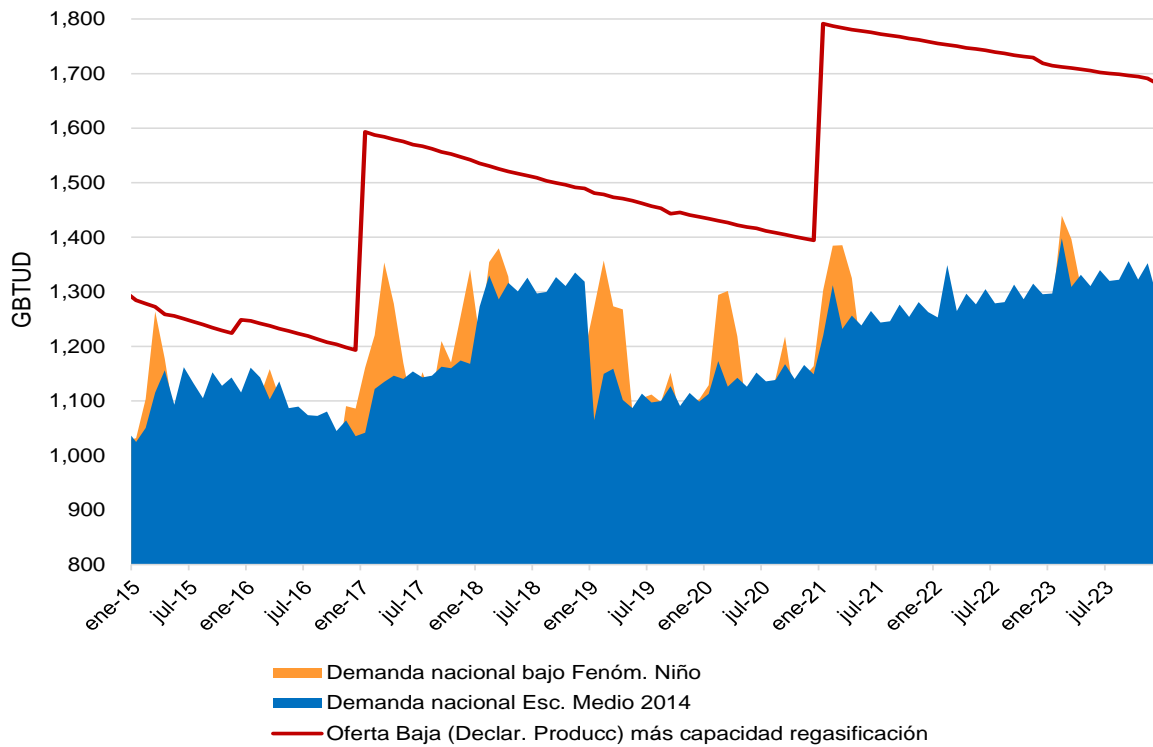
7.2.4 Escenario bajo condiciones de Fenómeno de El Niño.

Ante la incertidumbre sobre cuándo se podría presentar este fenómeno, se procede a considerar la posibilidad de que en cualquiera de los próximos años pueda ocurrir, de manera independiente de lo que suceda en los demás años. Así, a continuación se estima el consumo de gas natural en caso de que suceda este fenómeno en los periodos julio 2016 - junio de 2017, julio 2017 - junio de 2018, y julio 2020 - junio de 2021; lo anterior no significa que se prevea su ocurrencia consecutivamente, sino que puede darse en cualquiera de estos periodos.

Para esta condición, se simula la operación del sistema eléctrico colombiano, sin red de transmisión, bajo 100 condiciones hidrológicas diferentes y equiprobables, y se escogen aquellas 10 series que tengan la menor hidrología entre julio de un año en particular y junio del siguiente (10% series más secas). En cada una de estas 10 condiciones se determina el correspondiente despacho de generación eléctrica y el consecuente consumo de gas natural en cada una de las plantas termoeléctricas que utilizan este combustible.

El promedio del consumo de gas natural de estas 10 hidrologías multiplicado por 1,15, en razón al consumo por arranques y paradas, constituye la demanda de gas natural del sector termoeléctrico bajo condiciones del fenómeno de El Niño. Finalmente, se adiciona la demanda de los demás sectores para conseguir la demanda total de gas natural bajo condiciones de Niño.

Gráfica 7-6 Balance para el escenario bajo Fenómeno del Niño 2016-17.



La Gráfica 7-6 presenta el balance oferta-demanda para este escenario, en el cual se determina que se dispondría de oferta suficiente de gas natural para superar la mencionada condición climática en las circunstancias antes expuestas, bajo el supuesto de entrada de gas importado desde enero de 2017 y la segunda etapa en enero de 2021. En este escenario se mantiene la misma oferta base nacional de la declaración de producción del año 2014.

8 Transporte de gas natural.

Si bien en el pasado no se han presentado problemas de abastecimiento por transporte de gas natural en el país, exceptuando algunos eventos que se analizarán en el capítulo de confiabilidad, la infraestructura de transporte deberá incrementarse en la medida que la demanda aumente en las diferentes regiones y nodos del país.

Por otra parte, la declinación de algunos campos de producción en el país, además de implicar la necesidad de importar gas natural, tiene como consecuencia nuevas obras de infraestructura de transporte debido a que algunas regiones se abastecerían desde nodos diferentes. El presente capítulo tiene como objetivo presentar los requerimientos de expansión de la capacidad de transporte de gas natural en respuesta a la evolución proyectada de la demanda y la oferta, presentados en capítulos anteriores.

Luego de definir las características del sistema actual en cuanto a condiciones físicas y restricciones de operación impuestas por el mismo sistema, se consideró la topología, diámetros de tubería, presiones mínimas, entre otros, además de la capacidad de entrada en los nodos de producción y de entrega del sistema actual de transporte.

8.1 Modelo para el balance nodal de gas natural.

8.1.1 Distribución nodal de la oferta.

La red de gas de Colombia es esencialmente radial, contando con dos fuentes principales de suministro que son los campos de la Guajira (Ballena, Chuchupa y Riohacha) y los campos del Casanare (Cusiana, Cupiagua y otros). Existen otros campos de menor magnitud, distribuidos en distintas regiones del país (Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena, etc.), y algunos aislados del sistema de transporte sirviendo ciertas zonas, como los campos que surten Yopal (Pauto, Floreña, etc.) y los campos del Catatumbo que abastecen Cúcuta (Sardinata, Cerrito, etc.).

Por otra parte, se estima la importación de gas natural licuado y posteriormente regasificado desde comienzos del año 2017, la cual entraría al sistema nacional de transporte desde el nodo de Cartagena. A continuación, la Tabla 8-1 presenta a modo ilustrativo para el mes de julio de 2014 cómo fue la distribución nodal de la oferta de gas natural y la Gráfica 8-1 la ubicación geográfica de los mismos. Debe tenerse en cuenta que la capacidad de producción de los diferentes campos evoluciona de manera propia, por lo que las participaciones y aportes de cada uno de éstos varía en el tiempo, según se estableció en el Capítulo 5.

Tabla 8-1 Distribución nodal de la oferta de gas natural (julio de 2014).

Nodo	Participación	Capacidad de producción [MPCD]	Poder calorífico [BTU / PC]
Guajira	43.4%	530.1	996
Cusiana y Cupiagua	39.3%	479.9	1,128
Pauto y Floreña	3.3%	40.0	1,200
Apiay + Rancho Hermoso	0.8%	10.1	1,113
Gibraltar	2.9%	35.3	1,080
Campos Magdalena Medio	2.2%	27.3	1,073
Valle Superior	0.2%	2.1	1,072
Valle Inferior	7.7%	94.1	1,008
Catatumbo	0.3%	3.6	1,127
Total Nacional	100.0%	1,222.5	1,061

Fuente: Concentra y MINMINAS. Cálculos: UPME

8.1.2 Distribución nodal de la demanda

Para efectos del análisis, la demanda nacional de gas natural se distribuye en 43 nodos (ver Gráfica 8-1 y Tabla 8-2) con una participación variable en el tiempo según el consumo de las regiones y nodos evoluciona a tasas diferentes (ver capítulo 6).

En la mencionada distribución de demanda es particularmente notable la participación de las grandes ciudades, toda vez que concentran demanda residencial, comercial, industrial y vehicular de forma significativa. Entre éstas, sobresalen Barranquilla y Cartagena porque además consumen gas natural para generación termoeléctrica; la ciudad de Barrancabermeja localizada en el interior del país por sus requerimientos para la refinería de petróleo allí ubicada y finalmente Bogotá donde se presenta la mayor porción de demanda esencial.

En el futuro, grandes cambios en esta distribución de la demanda se originaran por la ampliación de la capacidad de producción de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, así como por la entrada de nueva generación eléctrica para el sector petrolero en los Llanos Orientales, específicamente, en el nodo de Apiay y en las cercanías de los campos de Cusiana, lo cual requerirá cambios en la dirección de los flujos, de las capacidades de infraestructura, si las fuentes de suministro, también se modifican.

De manera contraria, la entrada de la línea de transmisión a 500 kV Cerromatoso-Chinú-Copey reduciría drásticamente el consumo de gas natural en la Costa Atlántica, especialmente en las ciudades de Barranquilla y Cartagena, cambiando la percepción

y opciones de abastecimiento, en tanto que es factible la manifestación de un nuevo mercado intermedio entre Costa e Interior.

Tabla 8-2 Distribución nodal de la oferta de gas natural (julio de 2014).

	Nodo	Participación	Demanda media Ene.-Sept. 2014 [MPCD]
COSTA ATLÁNTICA	Barranquilla	26.61%	264.63
	Cartagena	9.19%	91.40
	Montería	2.34%	23.27
	Riohacha	1.19%	11.79
	Santa Marta	0.83%	8.22
	Sincelejo	0.77%	7.63
NOROESTE	Medellín	3.94%	39.15
	Sebastopol	0.00%	0.03
NORESTE	Intercor	0.04%	0.38
	Hatonuevo	0.08%	0.77
	Valledupar	1.18%	11.75
	Curumaní	0.28%	2.76
	La Mata	0.05%	0.54
	San Alberto	0.28%	2.82
	Barrancabermeja	15.90%	158.08
	Cúcuta	0.31%	3.04
CENTRO	Bucaramanga	1.06%	10.53
	Villa de Leyva	0.12%	1.19
	Tunja	0.28%	2.77
	Sogamoso	0.29%	2.91
	Aguazul	0.21%	2.10
	Yopal	4.02%	39.98
	Barranca de Upía	0.18%	1.81
	Miraflores	0.01%	0.11
	Santana	0.02%	0.19
	Puente Nacional	0.05%	0.52
	Usme	1.29%	12.85
	Restrepo	0.03%	0.31
	Villavicencio	2.42%	24.06
	Bogotá	10.53%	104.73
	Zipaquirá	0.39%	3.91
La Belleza	0.01%	0.13	
Vasconia	3.31%	32.94	
TOLIMA	Purificación	0.04%	0.38
	Neiva	0.49%	4.88
	Aipe	0.01%	0.10
	Gualanday	1.13%	11.22
	Mariquita	0.12%	1.24
CQR	Manizales	1.12%	11.14
	Pereira	0.75%	7.42
	Cartago	0.47%	4.69
	Armenia	0.42%	4.14
SUROESTE	Tuluá	0.63%	6.29
	Cali	7.35%	73.12
	Popayán	0.25%	2.52
TOTAL NACIONAL		100.00%	994.5

Fuente: Concentra. Cálculos: UPME

Gráfica 8-1 Modelo geográfico de análisis para el sistema de transporte de gas natural



Fuente: UPME.

8.1.3 Descripción del sistema de transporte y del modelo utilizado

Con la distribución nodal anteriormente descrita, se desarrolló un modelo para la red de transporte a fin de simular la operación futura del sistema y determinar los flujos de gas natural. Se consideraron las características físicas de la infraestructura (diámetro, longitud, rugosidad, etc.), geográficas (altitud, temperatura, distancias, etc.); también se consideró la capacidad de compresión disponible en algunos nodos (ver Gráfica 8-1 y Tabla 8-3).

Se utilizó el escenario medio de proyección de demanda y el escenario bajo de proyección de la oferta, los cuales corresponden al escenario de referencia establecido en el numeral 7.1.

La simulación de estado estable de la operación se hizo con resolución mensual, utilizando los valores medios de flujos diarios¹⁵, para el horizonte comprendido entre los años 2014- 2023. Se hizo un doble modelamiento de la operación: en primer lugar, se programó en MATLAB 2014a, siguiendo la termodinámica de los fluidos usando la ecuación de rozamiento de White-Colebrooke y la ecuación de estado de hidrocarburos regida por la VWRS.

De manera alternativa y con propósitos de verificación, también se elaboró un modelo de proyección de flujos nodales en Excel y se simuló la operación física usando el programa especializado en transporte de gas combustible TGNET de Energy Solutions.

El propósito del modelo de transporte es proyectar los flujos de gas natural [MPCD] necesarios para satisfacer las demandas energéticas nodales [GBTUD] desde los campos que producen un flujo de gas natural [MPCD] con un determinado poder calorífico [BTU/PC], para el horizonte mencionado y con resolución mensual.

Una vez determinados los flujos, se verifica que la infraestructura de transporte correspondiente tenga la capacidad necesaria y en caso de no ser así, se estima la expansión de la infraestructura requerida que puede ser bajo dos mecanismos: instalando o aumentando la capacidad de compresión o construyendo nuevos ductos paralelos (*loops*).

Según se definió en el Capítulo 7, se asume para el modelamiento del sistema de transporte que para el año 2021 se dispone de nueva capacidad de importación de gas natural ubicada en el puerto de Buenaventura, ingresando al sistema nacional de transporte en el nodo Cali. A continuación, se presentan los resultados de la simulación:

¹⁵ Si bien cada sector de la demanda tiene variaciones horarias significativas en su consumo, para propósitos del análisis de estado estable se usó el flujo medio determinado en la proyección de demanda [MPCD].

Tabla 8-3 Características de los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, julio de 2014.

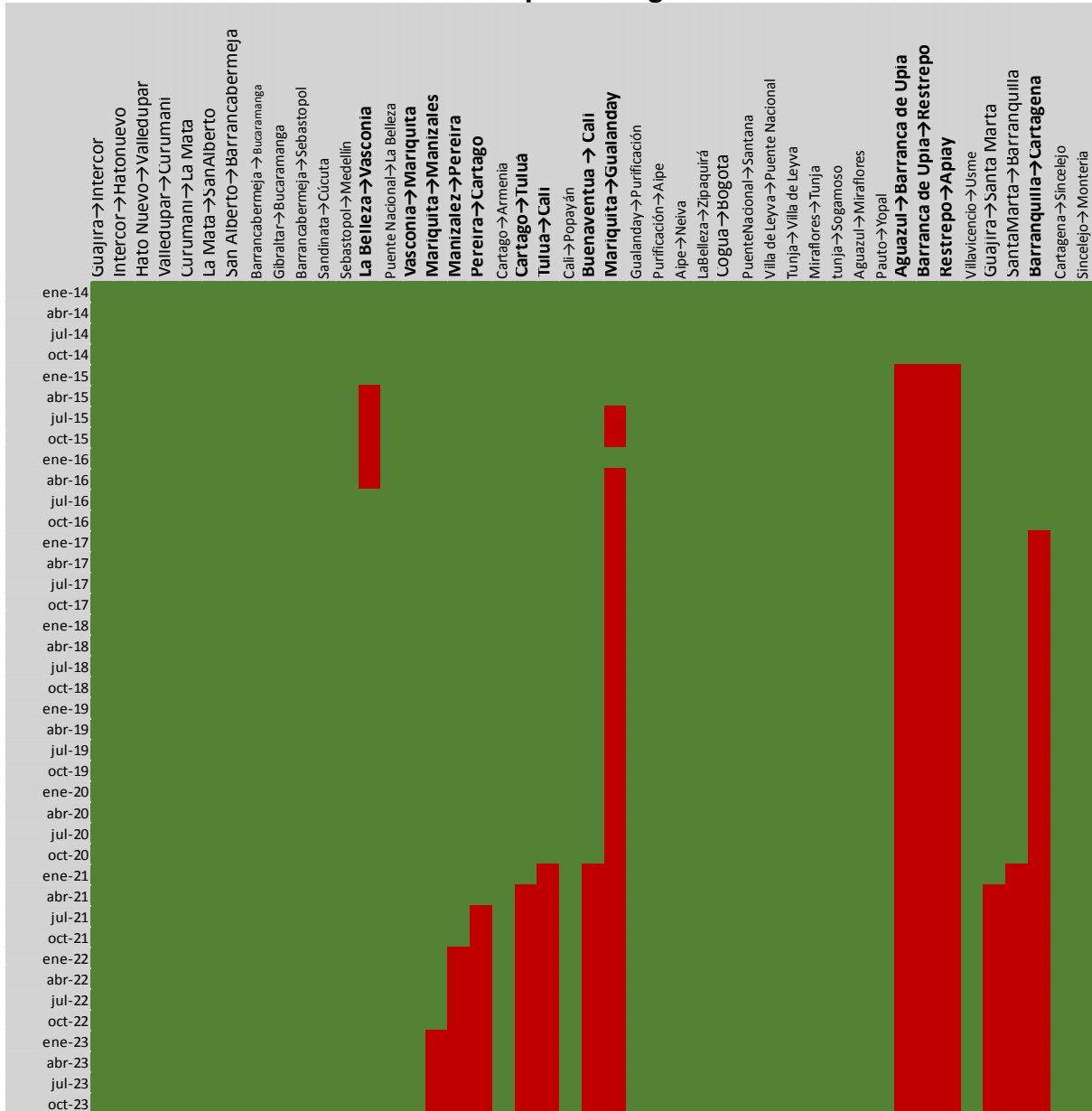
Región	Tramo	Longitud y Diámetro Exterior	Dispone de Capacidad de Compresión ?
COSTA ATLÁNTICA	Sincelejo -- Montería	70 km en 10"	Si
	Cartagena -- Sincelejo	123 km en 10" + 8 km en 20"	Si
	Barranquilla -- TermoFlores	17 km en 32"	
	TermoFlores -- Cartagena	110 km en 20"	Si
	Santa Marta -- Barranquilla	82 km en 20" y 24" (doble)	
	Riohacha -- Ballenas	27 km en 2 x 20" (doble)	
	Riohacha -- Palomino	95 km en 20" y 24" (doble)	
	Palomino -- Santa Marta	54 km en 20" y 24" (doble) + 23 km en 20"	Si
NORDESTE	Guajira -- Hatonuevo	80 km en 18"	Si
	Hato Nuevo -- Valledupar	81 km en 18"	Si
	Valledupar -- Curumaní	160 km en 18"	Si
	Curumaní -- La Mata	91 km en 18"	Si
	La Mata -- San Alberto	86 km en 18"	Si
	San Alberto -- Barrancabermeja	82 km en 18"	Si
	Barrancabermeja -- Sebastopol	110 km en 20"	Si
	Barrancabermeja -- Bucaramanga	80 km en 8" + 78 km en 8" y 6" (doble)	
	Gibraltar -- Bucaramanga	177 km en 12"	
	Sardinata -- Cúcuta	68 km en 4"	
NOROESTE	Sebastopol -- Medellín	142 km en 12" + 5 km en 14"	
CENTRO	Sebastopol -- Vasconia	60 km en 20"	
	Vasconia -- La Belleza	70 km en 12" y 16" (doble)	Si
	La Belleza -- Sucre	30 km en 22"	
	Sucre - Zipaquirá	140 km en 22"	
	Cogua -- Bogotá	55 km en 20"	Si
	Puente Nacional -- La Belleza	50 km en 20"	Si
	Puente Nacional -- Sucre	25 km en 20"	
	Puente Nacional -- Santana	35 km en 8"	
	Villa de Leyva -- Puente Nacional	50 km en 12" y 16" (doble)	
	Puente Nacional -- Tunja	70 km en 12" y 16" (doble)	
	Tunja -- Villa de Leyva	35 km en 12" y 16" (doble)	
	Miraflores -- Tunja	55 km en 12" y 16" (doble)	Si
	Tunja -- Sogamoso	60 km en 10"	
	Porvenir -- Miraflores	50 km en 12" y 16" (doble)	
	Porvenir -- Barranca de Upía	50 km en 12"	
Barranca de Upía -- Restrepo	100 km en 10"		
	Restrepo -- Apiay	40 km en 10"	
	Apiay -- Usme	115 km en 6"	Si
	Floreña -- Yopal	18 km en 6"	
	Morichal -- Yopal	14 km en 4"	
TOLIMA-HUILA	Vasconia -- Mariquita	90 km en 20"	Si
	Mariquita -- Gualanday	70 km en 6"	
	Gualanday -- Purificación	60 km en 12"	
	Purificación -- Aipe	110 km en 12"	
	Aipe -- Neiva	30 km en 6"	
CQR	Mariquita -- Manizalez	125 km en 20"	Si
	Manizalez -- Pereira	55 km en 20"	
	Pereira -- Cartago	35 km en 20"	
	Cartago -- Zarzal	40 km en 20"	
SUROESTE	Zarzal - Armenia	62 km en 6"	
	Zarzal -- Tuluá	50 km en 20"	
	Tuluá -- Cali	70 km en 20"	
	Cali -- Popayán	120 km en 4"	

Fuente: empresas transportadoras de gas natural. Cálculos: UPME.

8.2 Resultados del modelo para el balance nodal de gas natural

De acuerdo con los resultados de las simulaciones de la operación futura del sistema nacional de transporte de gas natural, se requiere incremento de capacidad en los siguientes tramos, pues los flujos proyectados son superiores a su capacidad registrada (ver Gráfica 8-2):

Gráfica 8-2 Proyección de déficit de capacidad en los tramos del sistema nacional de transporte de gas natural.



Fuente: UPME.

- i)- La Belleza-Vasconia.
- ii)- Mariquita – Gualanday.

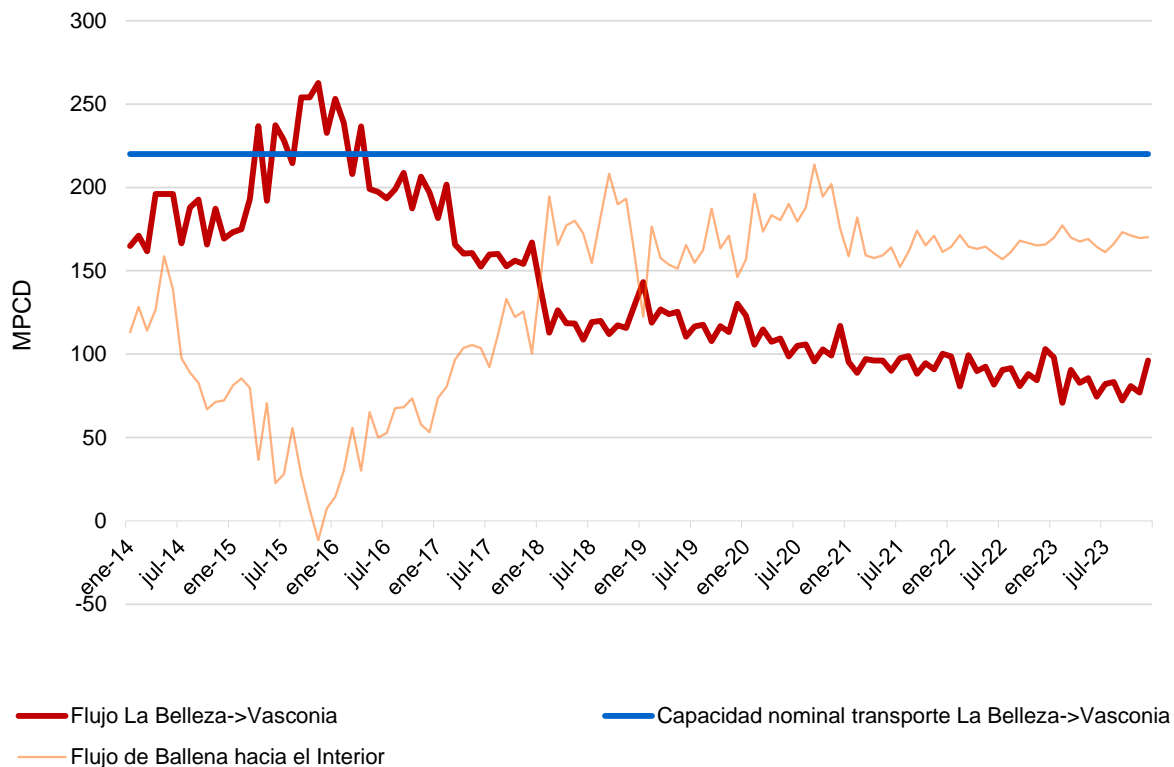
- iii)- Aguazul – Apiay.
- iv)- Cartagena – Guajira.
- v)- Construcción del gasoducto Buenaventura – Cali y gasoducto Cali – Vasconia en comparación con el gasoducto Guajira - Vasconia.

A continuación, se profundiza en el análisis de cada uno de éstos y en el capítulo 10 se presentan las medidas propuestas para superar estos déficits y el correspondiente análisis financiero:

8.2.1 Gasoducto La Belleza-Vasconia

Se espera para el año 2015 que entre en operación la ampliación de la refinería de Cartagena, lo cual exigiría un mayor flujo desde los campos de La Guajira hasta Cartagena. Por ello, es necesario que el gas de los Llanos Orientales compense la insuficiencia del gas Guajira al interior del país, exigiendo para esto más flujo en el tramo La Belleza – Vasconia en el corto plazo (ver Gráfica 8-3), excediéndose la capacidad de transporte registrada (ver numeral 10.2.1).

Gráfica 8-3 Proyección de flujo de gas natural y capacidad de transporte en el tramo La Belleza-Vasconia.



Fuente: UPME.

Por otra parte, frente a la expectativa de mayor demanda termoeléctrica en la Costa Atlántica y Magdalena Medio ante la posibilidad de ocurrencia del Fenómeno del Niño

durante el primer semestre de año 2015, cabe la posibilidad de un incremento del flujo en este tramo.

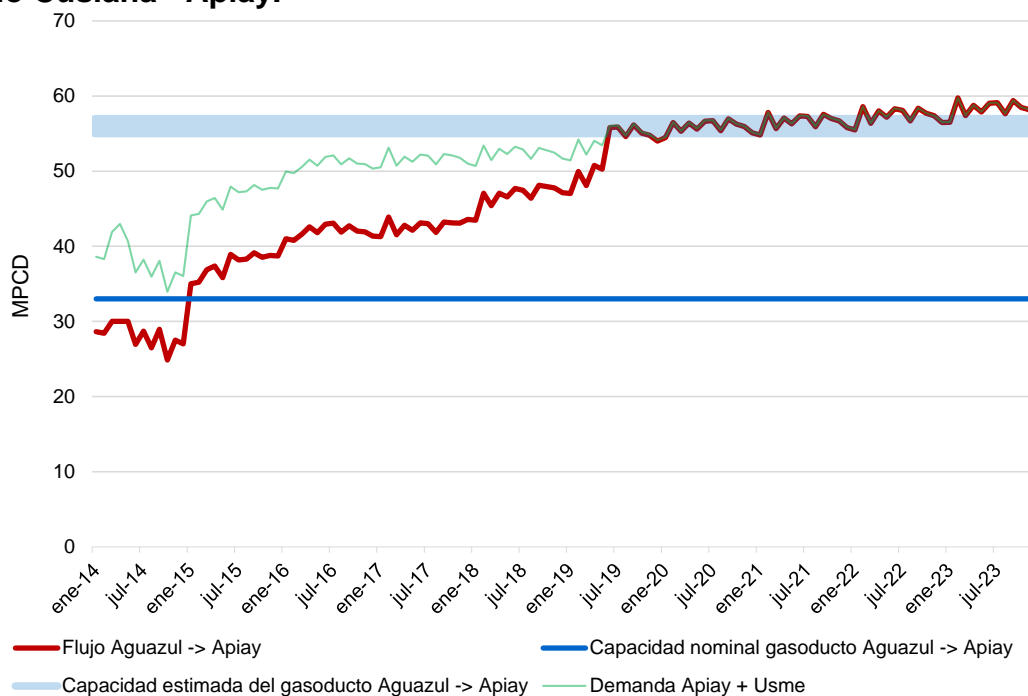
Además, la capacidad de producción de Cusiana-Cupiagua estaría alcanzando su máximo en el corto plazo, mientras que la demanda de Bogotá, Cundinamarca y Boyacá continúa creciendo progresivamente, por lo que el excedente de gas a entregar al resto del interior del país a través del ducto La Belleza – Vasconia paulatinamente se reduce. En razón de lo anterior, se estima que en el largo plazo el flujo en este tramo tendría tendencia decreciente.

8.2.2 Gasoducto Cusiana - Apiay

La proyección de demanda (basada también en reportes de Ecopetrol) señala que, además del incremento de los municipios de la zona, se presentará un aumento significativo del consumo por parte de dicha empresa en los años 2015 y 2018 para propósitos principalmente de generación eléctrica en la región de Apiay (ver Gráfica 8-4).

Respecto a la capacidad de transporte registrada para el tramo Cusiana – Apiay de 33 MPCD, se tendría el riesgo en el corto plazo de no abastecer suficientemente la demanda. No obstante, la simulación del sistema nacional de transporte realizada indica que este tramo tiene una capacidad aproximada de 57 MPCD, suficiente para cubrir los requerimientos hasta el final de la actual década, siendo necesario entonces instalar potencia de compresión (ver numeral 10.2.2).

Gráfica 8-4 Proyección de flujo de gas natural y capacidad de transporte en el tramo Cusiana - Apiay.

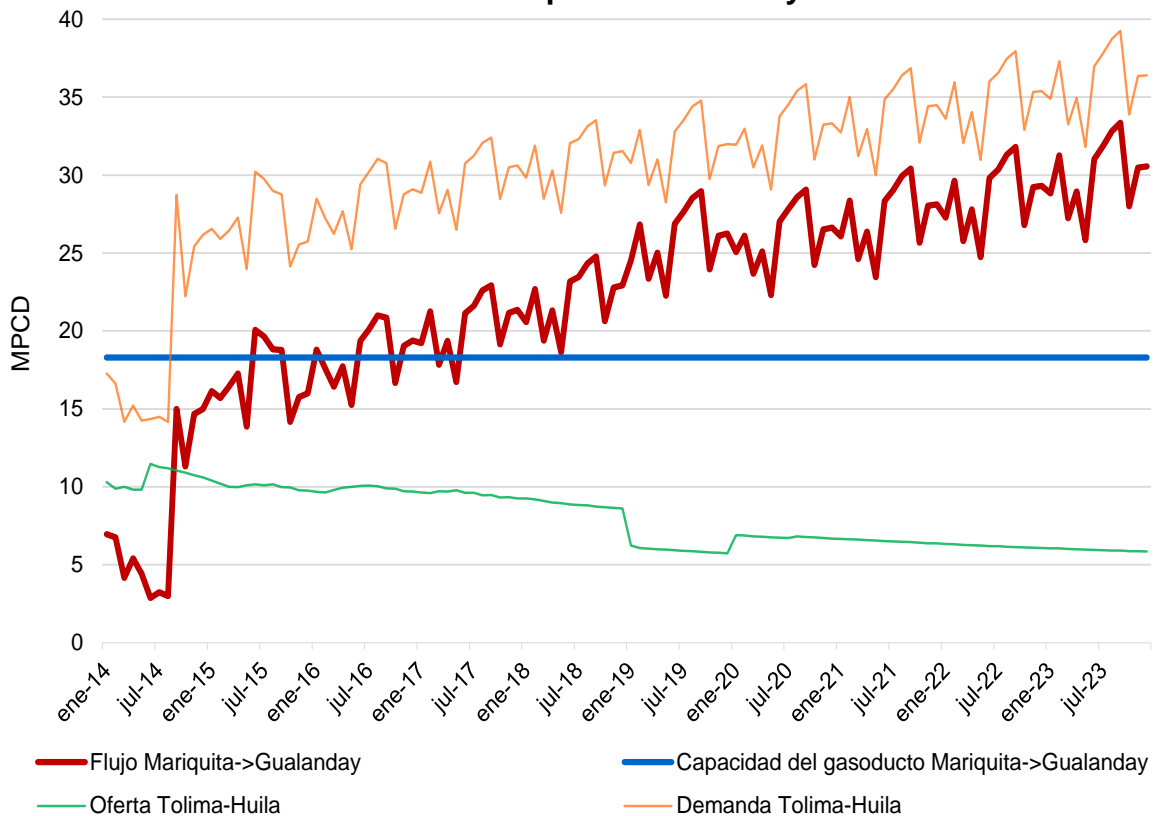


Fuente: UPME.

8.2.3 Gasoducto Mariquita - Gualanday

Este ducto alimenta los municipios de los departamentos de Tolima, Huila, Caquetá (virtualmente) y algunos del sur de Cundinamarca. La estimación de demanda para esta región indica un crecimiento progresivo, de manera que para mediados del año 2015 el gasoducto alcanzaría el límite de su capacidad de transporte (ver Gráfica 8-5), lo cual exigiría aumentar su capacidad. La simulación del sistema de transporte indica que este tramo de diámetro de 6 pulgadas requeriría la construcción de loops debido a que la instalación de compresión solo incrementaría marginalmente su capacidad (ver numeral 10.2.3).

Gráfica 8-5 Proyección de flujo de gas natural y capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday.



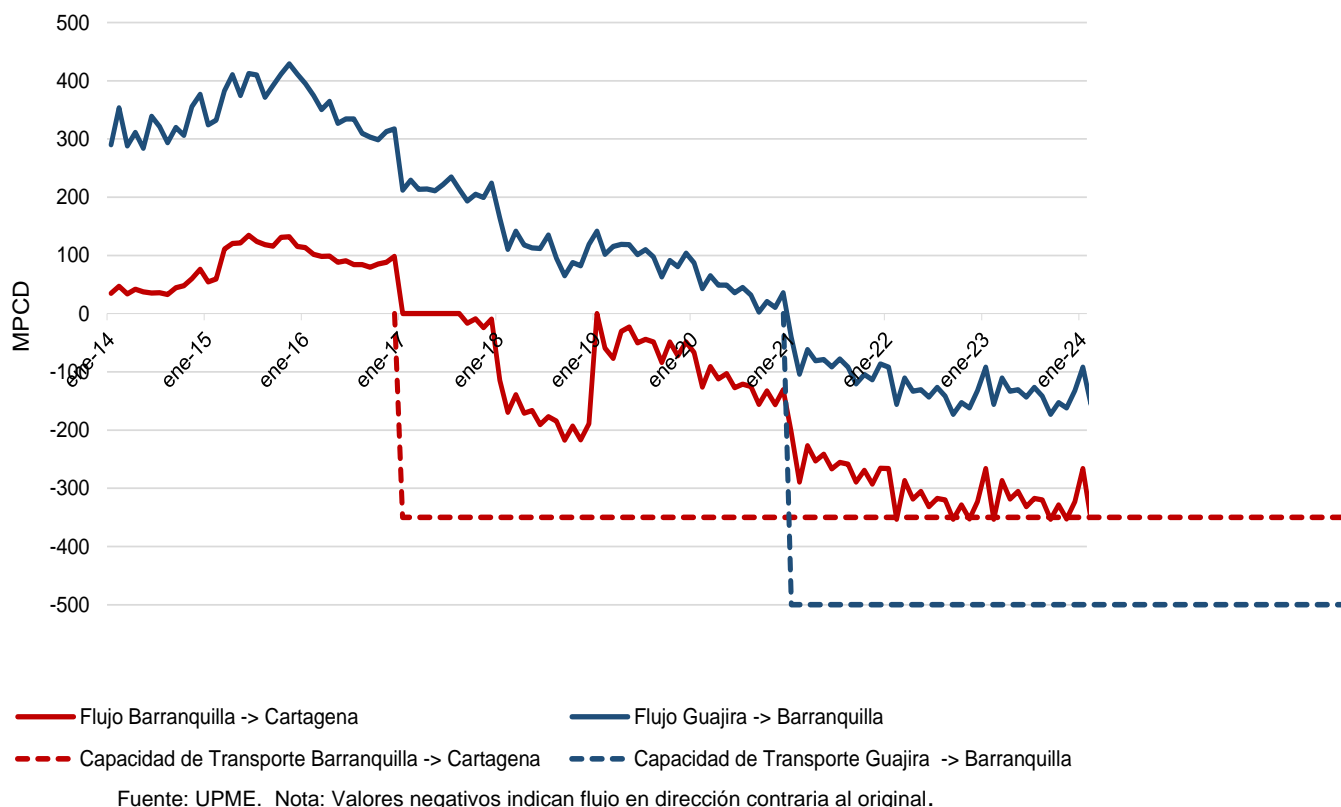
Fuente: UPME.

8.2.4 Gasoducto Cartagena – La Guajira

Desde el año 2017 se requeriría abastecer parte de la demanda de Barranquilla con gas natural importado, por lo que se tendría que disponer de capacidad de transporte en sentido Cartagena - Barranquilla (en sentido contrario al actual). El diámetro y longitud del tramo determina que tal capacidad es cercana a los 350 MPCD, suficiente para cubrir las necesidades previstas (ver Gráfica 8-6).

Por otra parte, desde el año 2021, con ocasión de un mayor consumo de la Refinería de Barrancabermeja, se tendría flujo de gas natural importado abasteciendo progresivamente el oriente de la Costa Atlántica y parte del Magdalena Medio, lo que implicaría disponer de capacidad de transporte (contrario al actual) entre Barranquilla y La Guajira (en sentido contrario al actual).

Gráfica 8-6 Proyección de flujo de gas natural y capacidad de transporte en la Costa Atlántica.



8.2.5 Construcción del gasoducto Buenaventura – Cali y gasoducto Cali – Vasconia en comparación con el gasoducto Guajira - Vasconia.

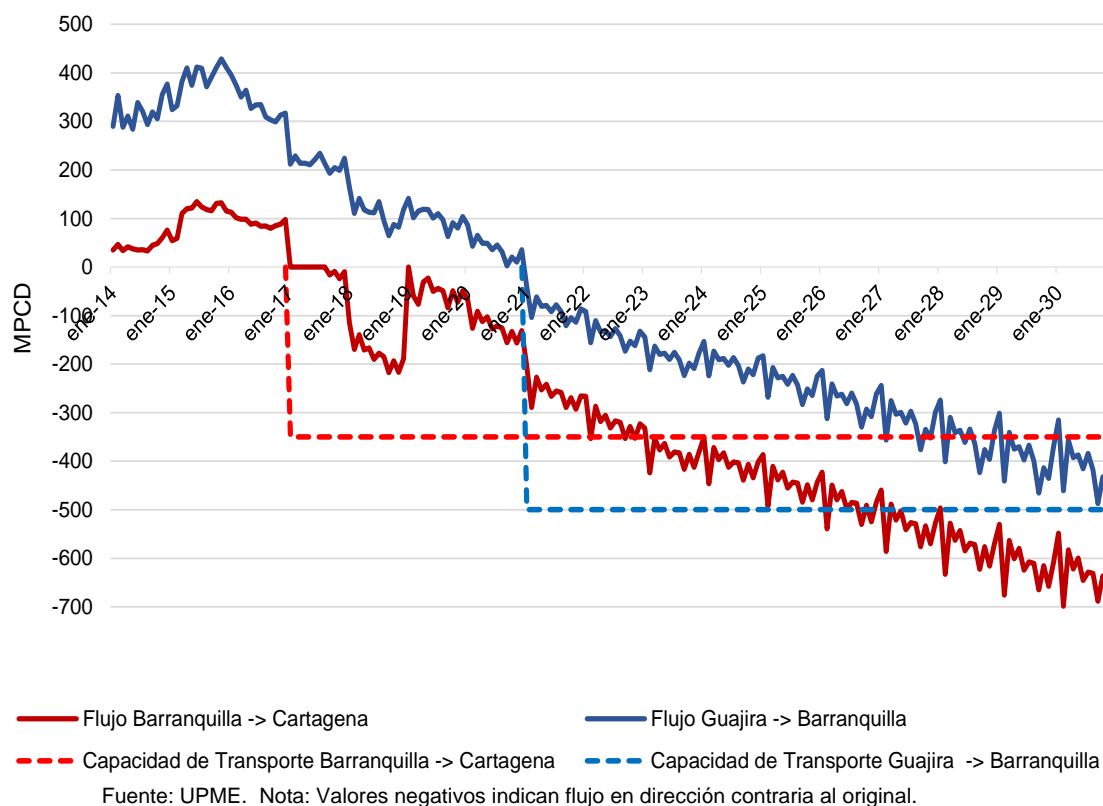
8.2.5.1 Implicaciones de aumentar la importación de gas natural por la Costa Atlántica

Según los análisis de transporte realizados, incrementar en el año 2021 la capacidad de importación desde Cartagena más allá de los 400 MPCD para abastecer la demanda nacional exigiría (ver gráfica 8-11 y numeral 10.2.6.1):

- i)- Incrementar la capacidad de transporte entre Cartagena y Barranquilla: Desde la entrada en operación de la planta de regasificación en el año 2017 se requiere disponer de capacidad de transporte entre las ciudades de Cartagena y Barranquilla (contraflujo), siendo la capacidad del ducto actual

suficiente para satisfacer los requerimientos. En caso de incrementarse la importación en el año 2021 más allá de 400MPCD, se requeriría disponer de un *loop* entre Cartagena y Barranquilla desde el año 2022 (ver gráfica 8-7).

Gráfica 8-7 Proyección de flujos de gas natural y capacidad de transporte en caso de aumentarse la capacidad de importación por la Costa Atlántica.

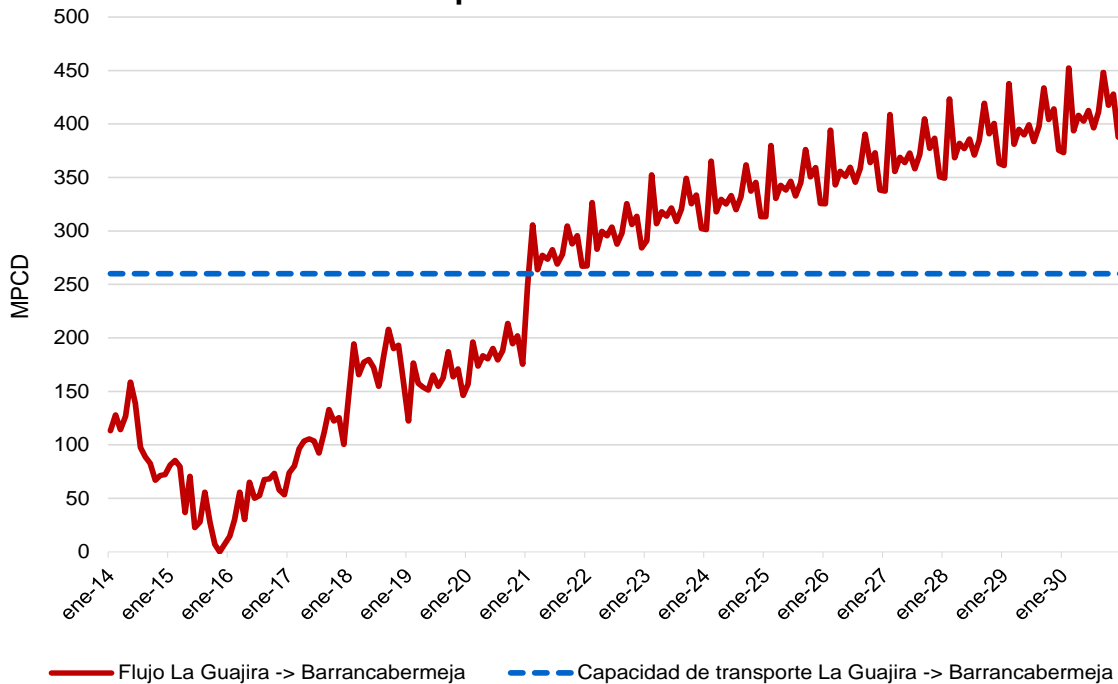


ii)- Incrementar la capacidad de transporte entre Barranquilla y La Guajira: La importación de gas natural por encima de los 400 MPCD tendría también como destino el interior del país. Actualmente, se dispone en este tramo de ductos con diámetro suficiente para transportar cerca de 500 MPCD, lo que requeriría adelantar, entre otras, las obras asociadas al tránsito hacia el interior del país. No se requeriría la construcción de nuevos *loops* en este tramo hasta después del año 2030 (ver Gráfica 8-7).

iii)- Incrementar la capacidad de transporte entre La Guajira y Barrancabermeja: la capacidad de transporte nominal de este tramo es de 260 MPCD. Aumentar la potencia de compresión puede elevar solo marginalmente el flujo, de manera que se precisa la construcción de un segundo ducto de características semejantes al primero (580 km, 18 a 24") y la infraestructura de compresión asociada (ver Gráfica 8-8).

iv)-Adecuaciones para el transporte entre Barrancabermeja y Vasconia: Considerando que del flujo de gas natural proveniente de la Costa Atlántica una parte importante abastecería la refinería de Barrancabermeja (≈ 200 MPCD), se estima que el flujo restante hasta Vasconia puede abastecerse con el ducto existente de diámetro de 20" hasta finales de la próxima década.

Gráfica 8-8 Proyección de flujo de gas natural entre La Guajira y Barrancabermeja en caso de aumentarse la capacidad de importación por la Costa Atlántica.



Fuente: UPME

Gráfica 8-9 Obras de infraestructura requeridas en caso de aumentarse



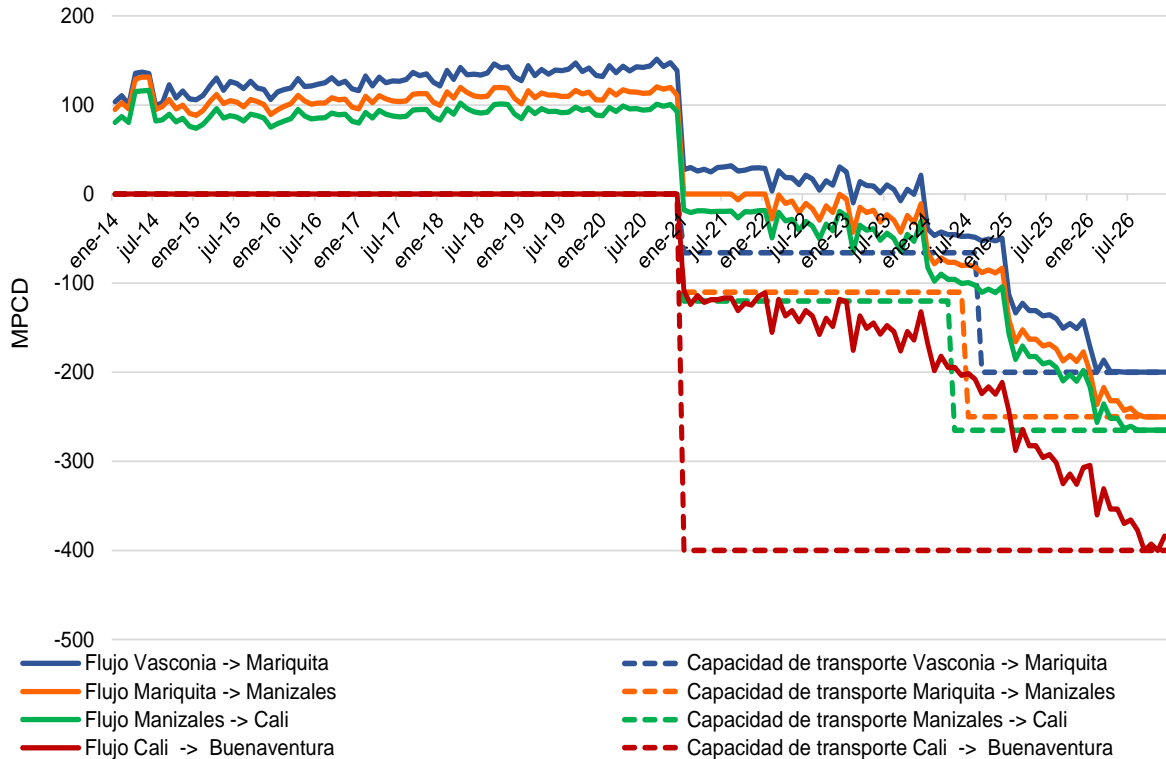
la capacidad de importación por la Costa Atlántica

Fuente: UPME.

8.2.5.2 Implicaciones de la importación de gas natural por la Costa Pacífica

Según los análisis de transporte realizados, posibilitar en el año 2021 la capacidad de importación desde el puerto de Buenaventura en 400 MPCD para abastecer la demanda nacional exigiría (ver gráfica 8-11 y numeral 10.2.4.2):

Gráfica 8-10 Proyección de flujos y máximos flujos transportables entre



Buenaventura y Vasconia

Fuente: UPME. Nota: Valores negativos indican flujo en dirección contraria al original; ver Nota al Pie 16.

i)- Construir el tramo de transporte entre Buenaventura y Cali: con una distancia aproximada de 110 km y un diámetro de 24" que tendría capacidad superior a los 400 MPCD. Debe recordarse que en la actualidad entre estas dos ciudades existe un poliducto y en el puerto se dispone de instalaciones para el tráfico de hidrocarburos, las cuales, si bien no se usarían para el transporte de gas natural pueden facilitar la construcción de la nueva infraestructura.

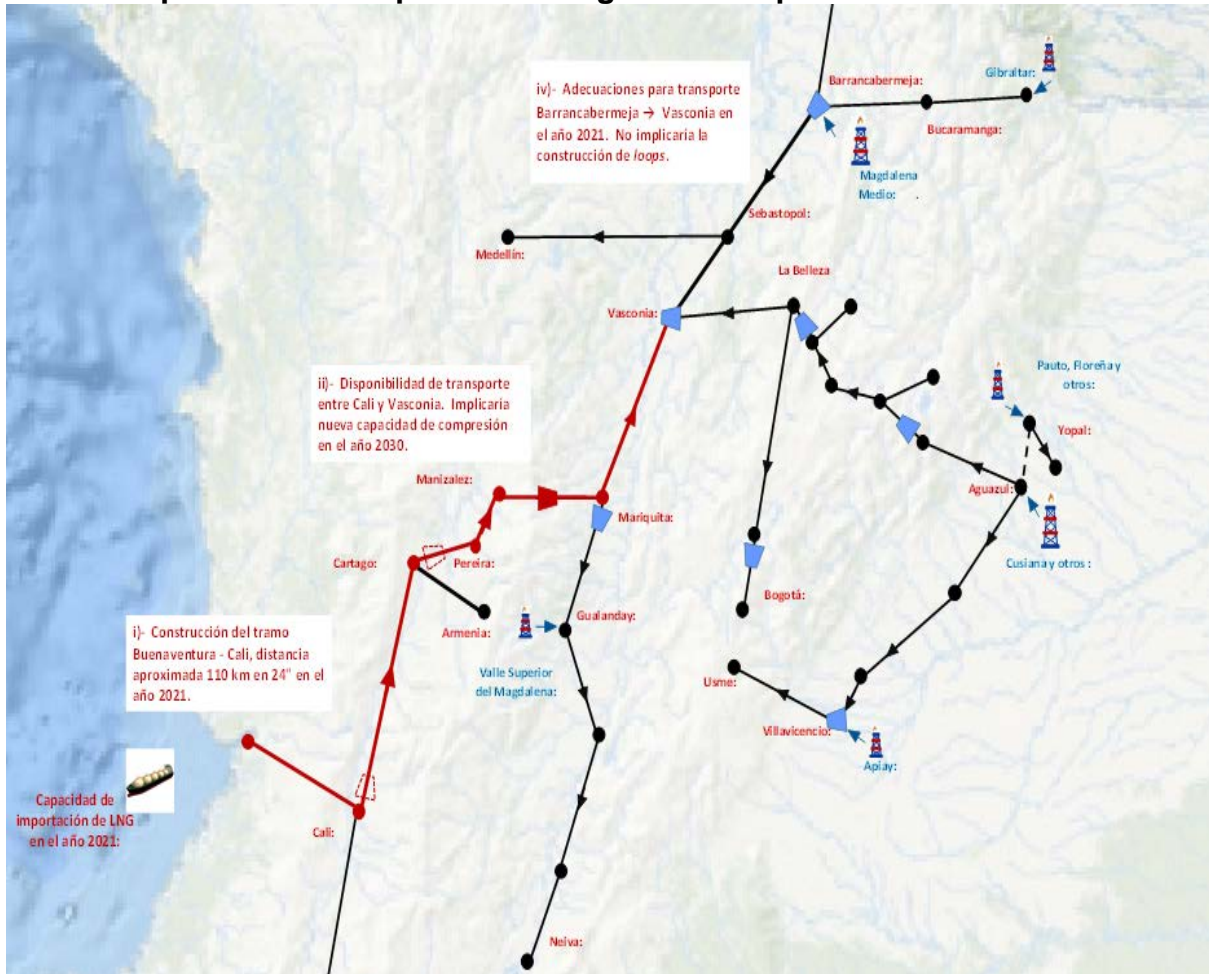
ii)- Posibilitar el transporte de gas natural entre Cali y Vasconia (contraflujo): La importación de gas natural tendría como destino, en principio, la región del Valle del Cauca, posteriormente la zona cafetera y el Tolima-Huila y en el mediano plazo abastecer demanda al norte del nodo Vasconia.

La simulación de la operación del sistema de transporte entre Vasconia y Buenaventura denota que éste tiene capacidad para abastecer la demanda proyectada¹⁶ hasta el año 2023, luego de realizados los ajustes necesarios para contraflujos. En el año 2024, se requeriría instalar nueva potencia de compresión en

¹⁶ Se consideran los mismos elementos actuales del sistema, operando bajo condiciones de contraflujo (transporte en dirección Sur->Norte).

la ciudad de Cali y en la región cafetera a fin de poder disponer de toda la capacidad de importación desde el Pacífico y transportarlo al interior del país (ver gráfica 8-10).

Gráfica 8-11 Obras de infraestructura de infraestructura requeridas en caso de posibilitar la importación de gas natural por la Costa Pacífica.

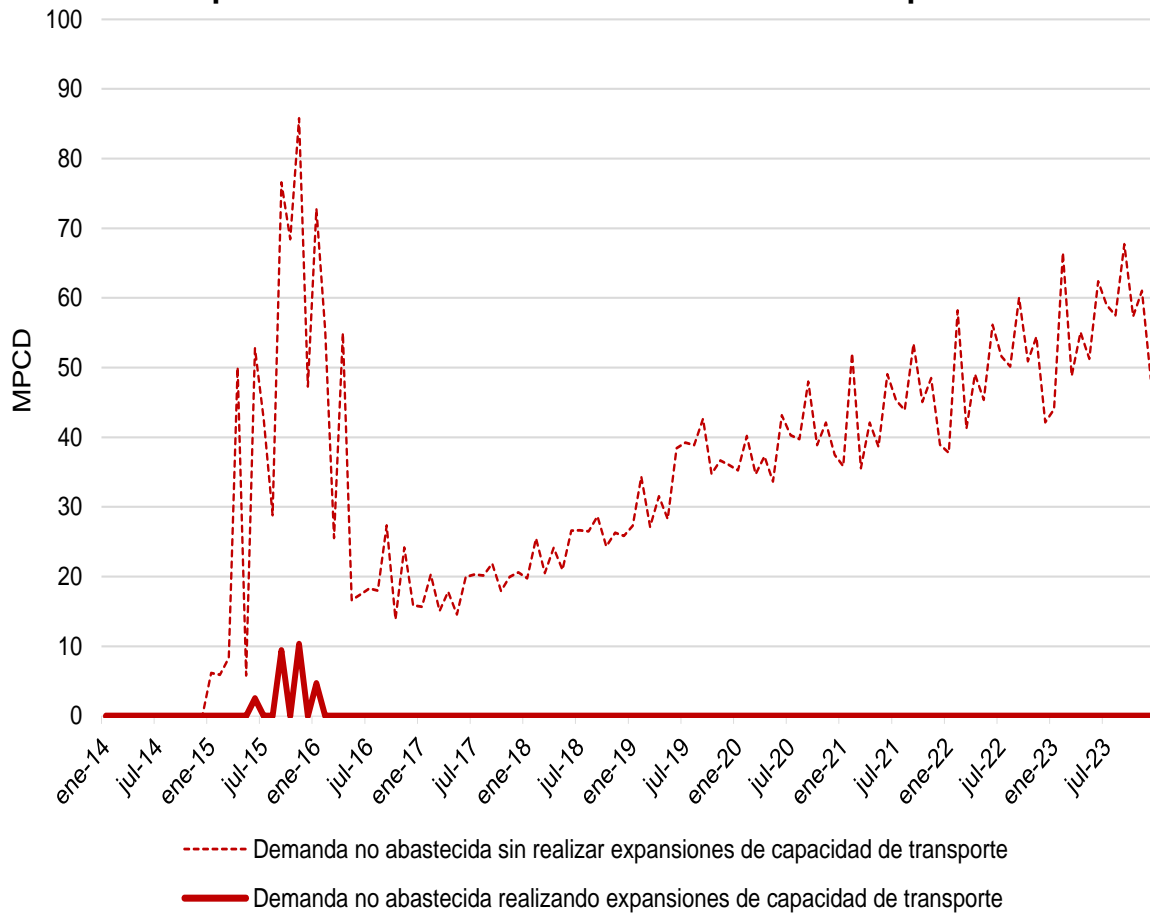


Fuente: UPME.

8.2.6 Efecto agregado de las limitaciones de la infraestructura de transporte

A continuación, la gráfica 8-12 presenta la proyección de la demanda de gas natural no atendida por limitaciones de la infraestructura de transporte en los tramos antes descritos, la cual se contrasta con el escenario en el cual se realizan las ampliaciones de capacidad necesarias. El capítulo siguiente elabora un análisis técnico y financiero para definir el tipo de infraestructura necesaria de construir en los mencionados tramos.

Gráfica 8-12 Proyección de la demanda nacional de gas natural no atendida por limitaciones de la infraestructura de transporte.



Fuente: UPME.

9 Confiabilidad de Gas Natural.

En los capítulos anteriores se ha asumido que los diversos componentes del sistema operan la totalidad del tiempo sin interrupciones. No obstante, debido a la indisponibilidad propia que pueden tener los componentes de un sistema (detenciones programadas o no programadas en la operación) hay una probabilidad mayor a cero de que la demanda en ciertos nodos no pueda ser atendida durante algunos períodos de tiempo.

La confiabilidad hace referencia al complemento de esta probabilidad, es decir, a la disponibilidad de operación del sistema y sus partes, de manera que éste será más confiable si dicha probabilidad de falla es menor.

Aún cuando el gas natural sea un compuesto compresible, es decir que ante cambios de presión puede reducir su volumen con lo cual se tiene la posibilidad de almacenarse en los gasoductos y por ello la facilidad de disponer de inventarios para atender la demanda ante cualquier interrupción de suministro, es elemental para el sistema, prevenir riesgos de desabastecimiento y mantener continuidad del servicio haciendo uso del concepto de confiabilidad.

El análisis aquí presentado se centra en la influencia que tiene la indisponibilidad operativa de los componentes del sistema, en el abastecimiento de los diversos nodos de demanda. Se busca esencialmente determinar su impacto y proponer medidas correctivas para reducir sus efectos y así aumentar la confiabilidad.

9.1 Indisponibilidad operativa del sistema nacional de gas natural.

Para determinar el grado de indisponibilidad histórica del sistema nacional de suministro y transporte se recurrió a información de interrupciones de los diversos componentes en el pasado (2008-2014), entre las que se incluyen las programadas (asociadas a mantenimientos del sistema) y las no programadas (que corresponderían propiamente a fallas).

La indisponibilidad histórica de cada uno de los elementos j se determinó como la relación entre el número de horas al año de indisponibilidad de tal elemento y el número de horas al año, (Ver Gráfica 9-1):

$$\textit{Indisponibilidad}_j = \frac{\textit{horas indisponible al año}_j}{8760 \textit{ horas}} 100\%$$

Para cuantificar la probabilidad esperada de indisponibilidad de los elementos, se agruparon los tramos por áreas geológicas y ponderando por su longitud se estimó la indisponibilidad regional por unidad de longitud. Consecuentemente, se determinó para cada tramo la indisponibilidad proyectada, lo cual se presenta en la tabla 9-1, junto con otras características.

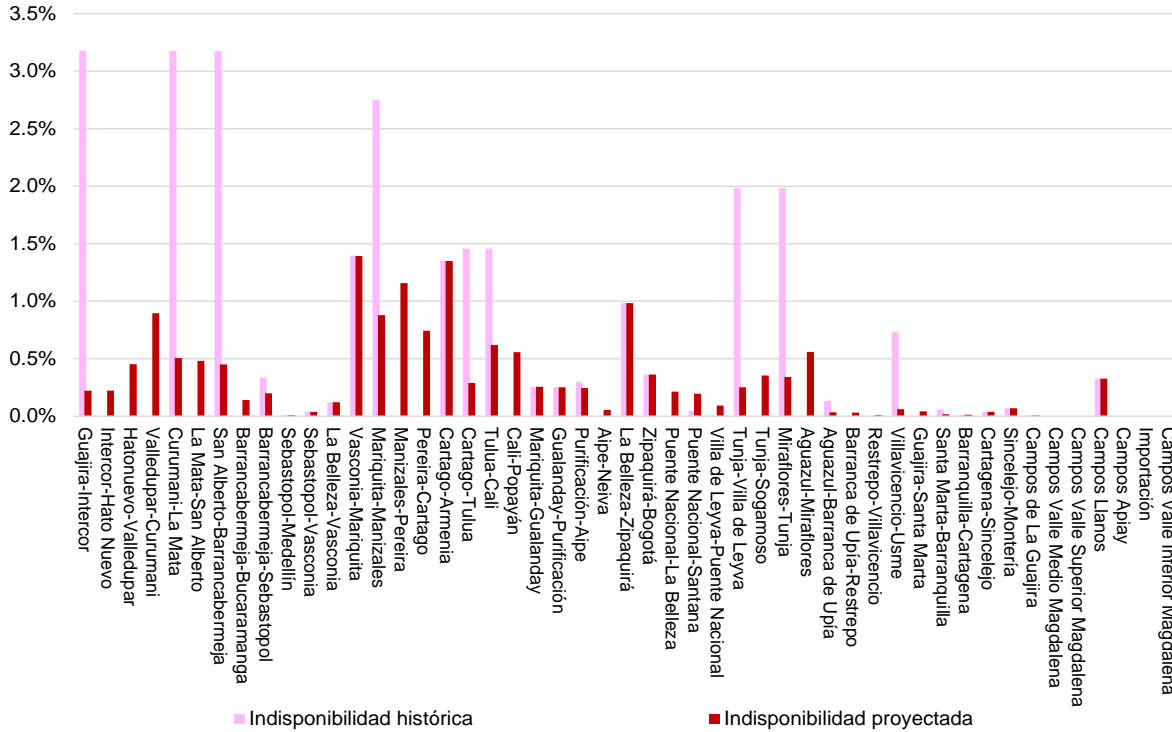
Tabla 9-1 Características de indisponibilidad en los elementos del sistema nacional de abastecimiento y transporte de gas natural.

Tramo	Indisponibilidad histórica	Longitud [km]	Indisponibilidad regional por unidad de longitud [% / km]	Indisponibilidad proyectada
Guajira-Intercor	3.176%	39.5	0.005576%	0.220%
Intercor-Hato Nuevo	0.000%	39.5		0.220%
Hatonuevo-Valledupar	0.000%	81.0		0.451%
Valledupar-Curumani	0.000%	161.0		0.894%
Curumani-La Mata	3.176%	90.8		0.505%
La Mata-San Alberto	0.000%	86.2		0.480%
San Alberto-Barrancabermeja	3.176%	80.8		0.450%
Barrancabermeja-Bucaramanga	0.000%	80.8	0.001718%	0.139%
Barrancabermeja-Sebastopol	0.336%	115.0		0.197%
Sebastopol-Medellín	0.007%	112.7	0.00065%	0.007%
Sebastopol-Vasconia	0.037%	55.0	0.000664%	0.037%
La Belleza-Vasconia	0.121%	92.0	0.001321%	0.121%
Vasconia-Mariquita	1.392%	160.6	0.008730%	1.392%
Mariquita-Manizales	2.752%	37.0	0.023848%	0.879%
Manizales-Pereira	0.000%	48.8		1.157%
Pereira-Cartago	0.000%	31.2		0.741%
Cartago-Armenia	1.349%	32.4	0.041926%	1.349%
Cartago-Tulua	1.456%	60.2	0.004769%	0.287%
Tulua-Cali	1.456%	130.2		0.619%
Cali-Popayán	0.000%	117.0		0.556%
Mariquita-Gualanday	0.254%	122.8		0.002069%
Gualanday-Purificación	0.251%	40.6	0.006189%	0.251%
Purificación-Aipe	0.299%	89.1	0.002747%	0.244%
Aipe-Neiva	0.000%	19.8		0.055%
La Belleza-Zipacquirá	0.982%	108.1	0.009128%	0.982%
Zipacquirá-Bogotá	0.362%	20.0	0.018107%	0.362%
Puente Nacional-La Belleza	0.000%	32.6	0.006549%	0.214%
Puente Nacional-Santana	0.046%	29.5		0.193%
Villa de Leyva-Puente Nacional	0.000%	13.8		0.090%
Tunja-Villa de Leyva	1.982%	38.3		0.250%
Tunja-Sogamoso	0.000%	54.0		0.353%
Miraflores-Tunja	1.982%	52.1		0.341%
Aguazul-Miraflores	0.000%	85.5		0.558%
Aguazul-Barranca de Upía	0.131%	65.9	0.000485%	0.032%
Barranca de Upía-Restrepo	0.000%	62.3		0.030%
Restrepo-Villavicencio	0.000%	20.8		0.010%
Villavicencio-Usme	0.734%	122.0		0.059%
Guajira-Santa Marta	0.000%	199.4	0.000206%	0.041%
Santa Marta-Barranquilla	0.058%	81.5		0.017%
Barranquilla-Cartagena	0.012%	128.6	0.000097%	0.012%
Cartagena-Sincelejo	0.037%	127.2	0.000294%	0.037%
Sincelejo-Montería	0.067%	70.1	0.000957%	0.067%
Campos de La Guajira	0.005%	NA	NA	0.005%
Campos Valle Medio Magdalena	0.000%	NA	NA	0.000%
Campos Valle Superior Magdalena	0.000%	NA	NA	0.000%
Campos Llanos	0.326%	NA	NA	0.326%
Campos Apiay	0.000%	NA	NA	0.000%
Importación	0.000%	NA	NA	0.000%
Campos Valle Inferior Magdalena	0.000%	NA	NA	0.000%

Fuente: UPME.

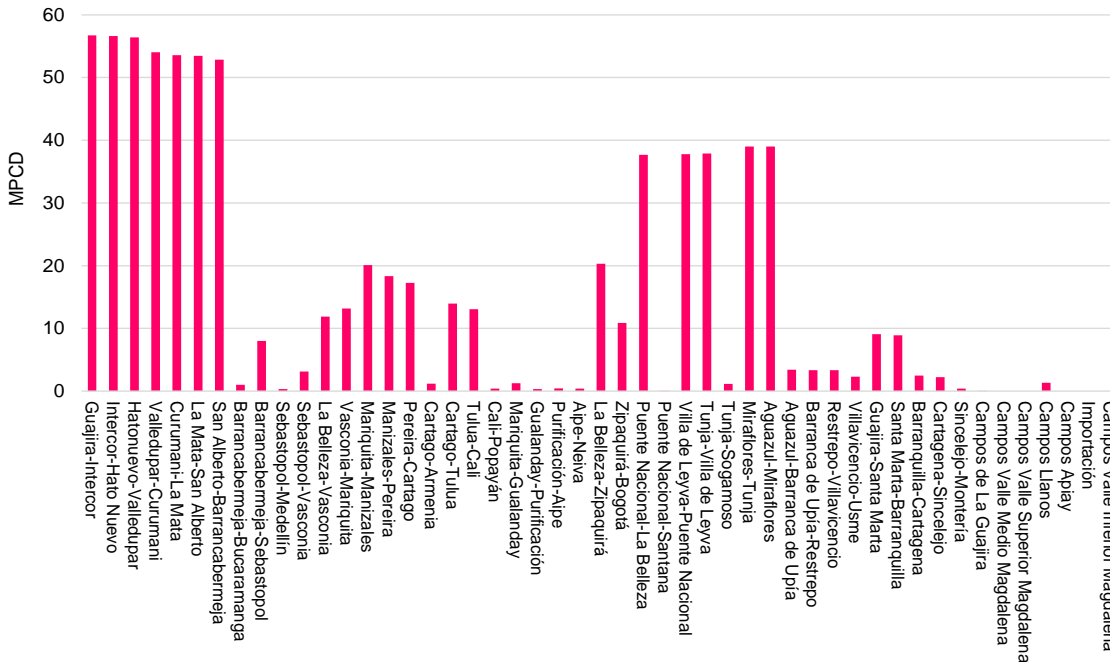
El desabastecimiento proyectado por razones de indisponibilidad es igual al volumen que producen o transportan los elementos del sistema multiplicado por su indisponibilidad.

Gráfica 9-1 Indisponibilidad histórica y proyectada de los elementos del sistema nacional de abastecimiento y transporte de gas natural.



Fuente: SSPD y UPME.

Gráfica 9-2 Desabastecimiento estimado por elemento, en razón a la indisponibilidad de los elementos de transporte y producción.

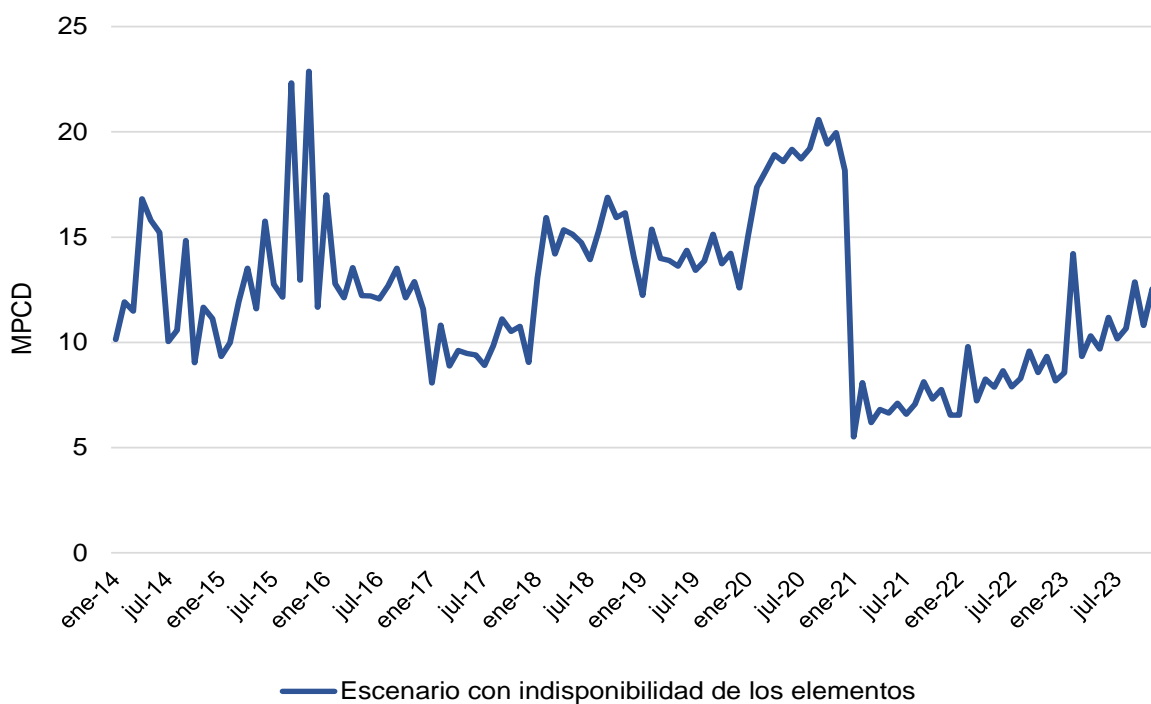


Fuente: UPME.

La gráfica 9-2 muestra en el año 2023, que los tramos de mayor vulnerabilidad en el agregado nacional son los que más volumen transportan hasta los nodos de demanda, como la troncal de La Guajira – Barrancabermeja y Cusiana – La Belleza – Bogotá.

Con la indisponibilidad determinada para los elementos del sistema, la Gráfica 9-3 presenta el valor esperado de la demanda no atendida para el horizonte comprendido entre los años 2014-23.¹⁷

Gráfica 9-3 Proyección de demanda no atendida en razón a la indisponibilidad de los elementos de transporte y producción.



Fuente: UPME.

9.2 Escenarios de mayor confiabilidad para el sistema nacional de transporte

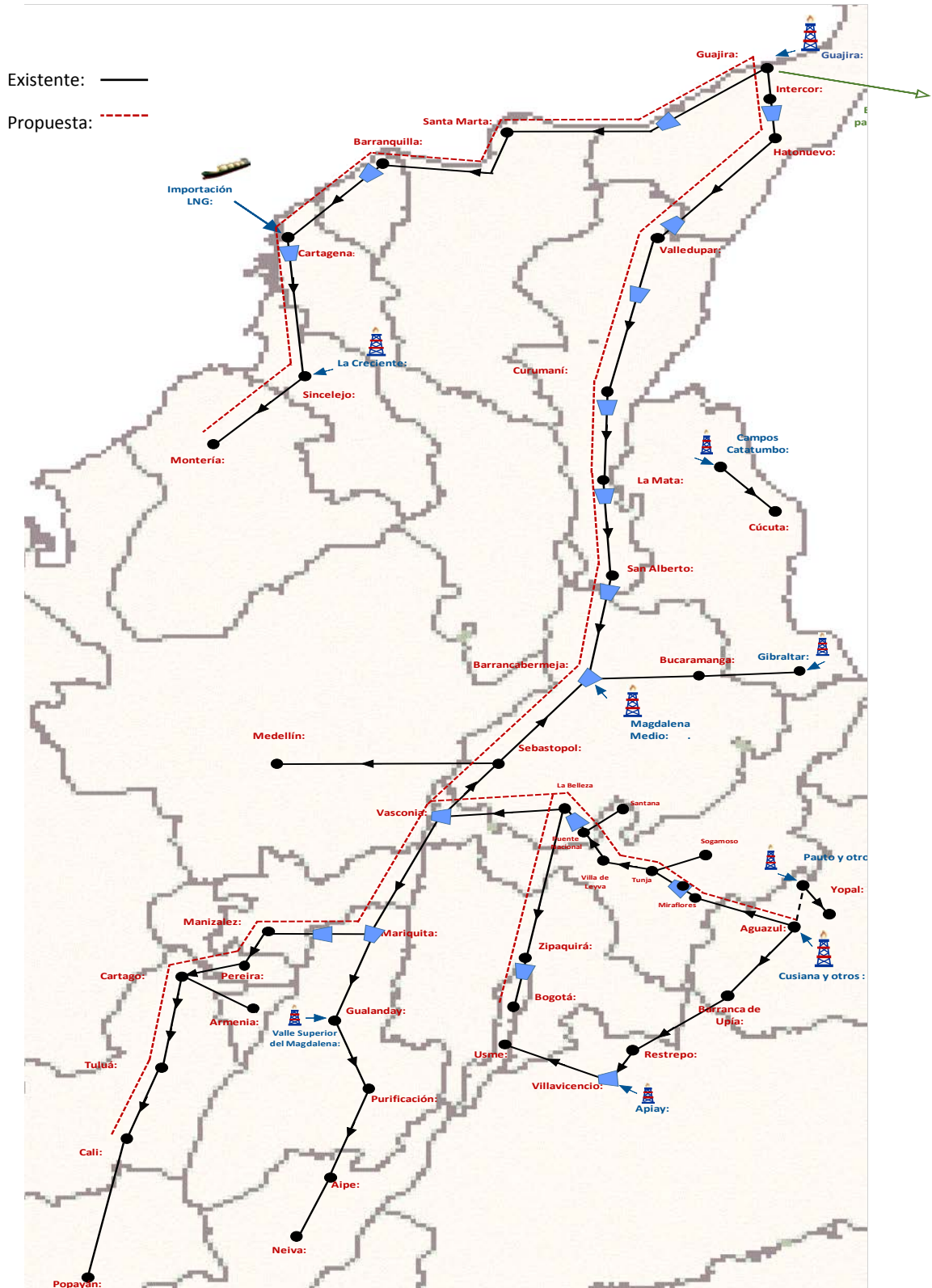
A continuación, se proponen dos alternativas sobre infraestructuras de transporte para aumentar la confiabilidad del sistema de gas:

9.2.1 Confiabilidad mediante gasoductos redundantes

En este esquema se asumieron ductos paralelos a los existentes aunque construidos sobre servidumbres diferentes, para los tramos mostrados en la gráfica 9-4, con el propósito de respaldar aquellos tramos que comprometan mayor demanda

¹⁷ Para esta versión se asume que la indisponibilidad de los elementos implica necesariamente desabastecimiento. No obstante, en el caso de las fallas de menor duración, el almacenamiento de gas natural dentro del propio sistema de transporte puede reducir significativamente tal desabastecimiento. En la próxima versión de este Plan se incluirá en los análisis tal consideración.

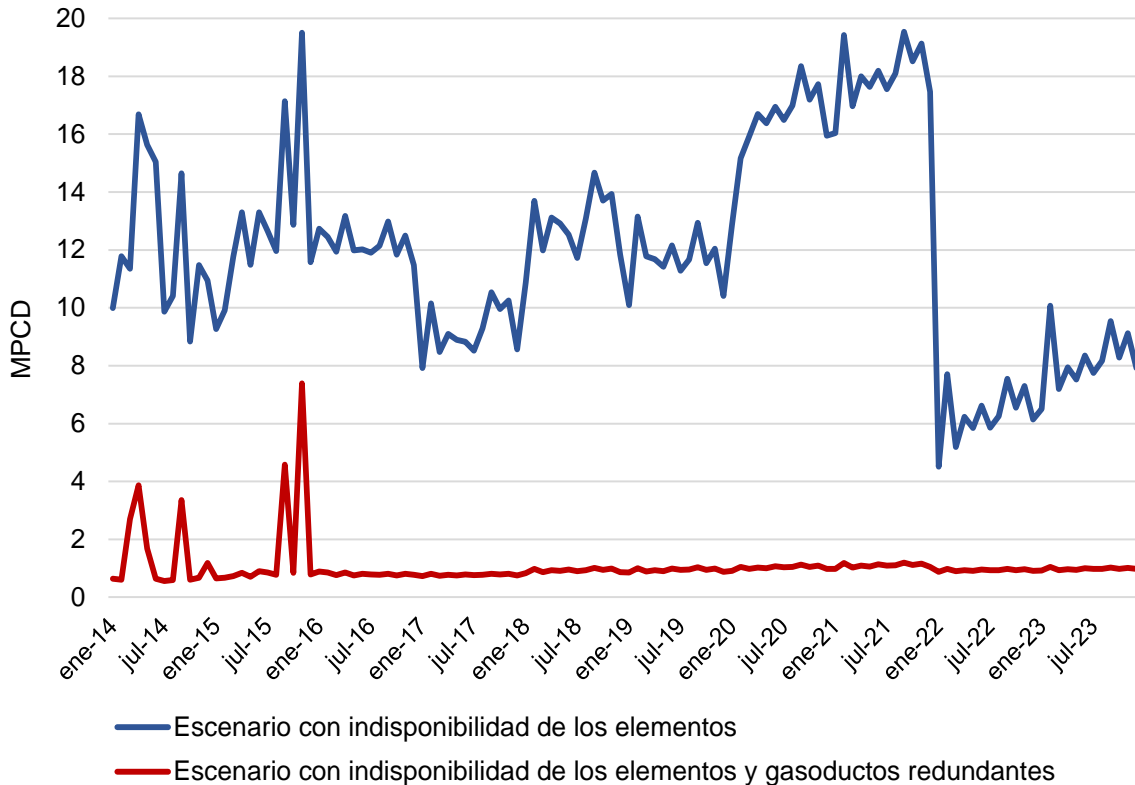
Gráfica 9-4 Nueva infraestructura con un escenario de gasoductos redundantes



Fuente: UPME.

Los efectos sobre la demanda nacional no atendida por la construcción de gasoductos redundantes se presentan en la gráfica 9-5. Es de resaltar la disminución del nivel de demanda no atendida con esta alternativa, ya que las restricciones son superadas en casi un 100%.

Gráfica 9-5 Proyección de demanda no atendida en un escenario con gasoductos redundantes.



Fuente: UPME.

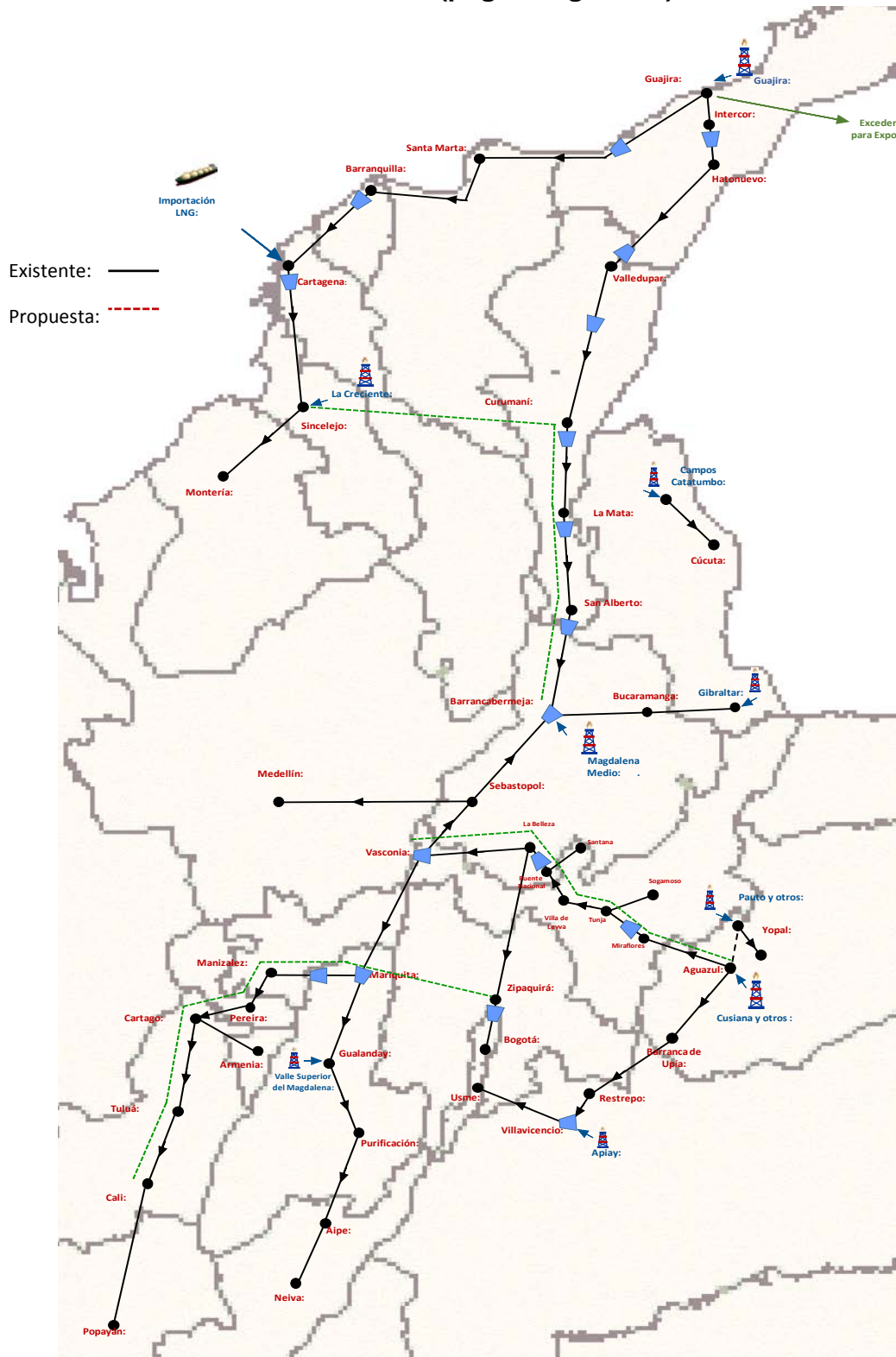
9.2.2 Confiabilidad mediante gasoductos enmallados

En este escenario se asumieron ductos alternativos que unieran la Costa Atlántica con el interior (Sincelajo –Curumaní), así como el centro y el occidente del país (Mariquita – Zipáquirá) y gasoductos redundantes en los tramos mostrados en la gráfica 9-6, para tener un sistema de transporte más confiable ante riesgos y mejorar la eficiencia en el desempeño de la red.

En realidad el propósito no es otro que el de contar con un respaldo en aquellos tramos que comprometan mayor demanda ante situaciones de suspensión del servicio. Los efectos sobre la demanda nacional no atendida se presentan en la Gráfica 9-5¹⁸:

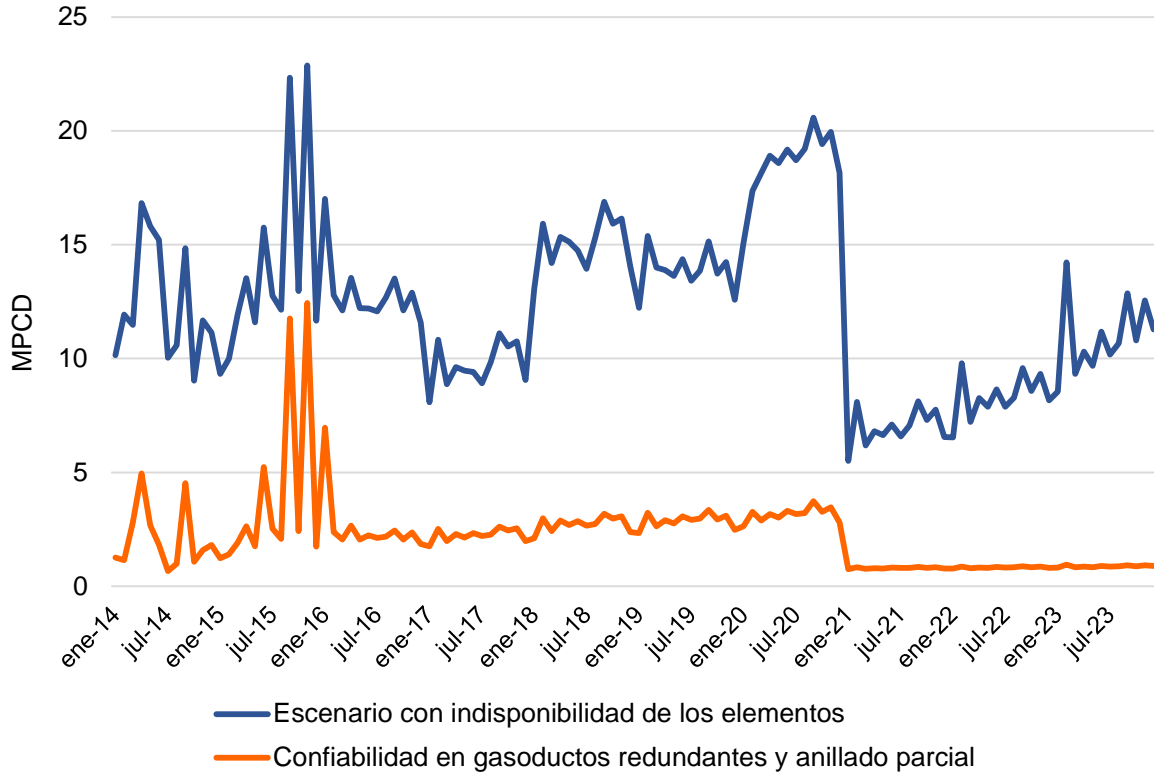
¹⁸ En el caso del nuevo ducto entre Sincelajo y Curumaní, se tiene la posibilidad de utilizar buena parte del corredor del oleoducto existente entre Ayacucho y Coveñas. Para el caso del ducto entre Mariquita y Bogotá, se tiene la posibilidad de usar el corredor del poliducto existente entre Puerto Salgar y Bogotá.

Gráfica 9-4 Nueva infraestructura con un escenario de gasoductos enmallados (página siguiente).



Fuente: UPME.

Gráfica 9-5 Proyección de demanda no atendida en un escenario con gasoductos enmallados



Fuente: UPME.

Es importante apreciar la reducción de la demanda no atendida por la construcción de infraestructura redundante y el cierre de anillos. Es evidente que esquemas redundantes pueden satisfacer la demanda en situaciones de contingencias por la seguridad y flexibilidad que proporcionan al sistema, en tanto que una red radial no está en posibilidad de atender dicha demanda.

10 Análisis financiero de la expansión de la infraestructura.

El objetivo del Capítulo financiero es evaluar la viabilidad financiera de realizar las inversiones para expandir la capacidad de transporte en los tramos señalados en el Capítulo 8 de este documento y para dar mayor confiabilidad en la prestación del servicio, según las alternativas propuestas en el Capítulo 9.

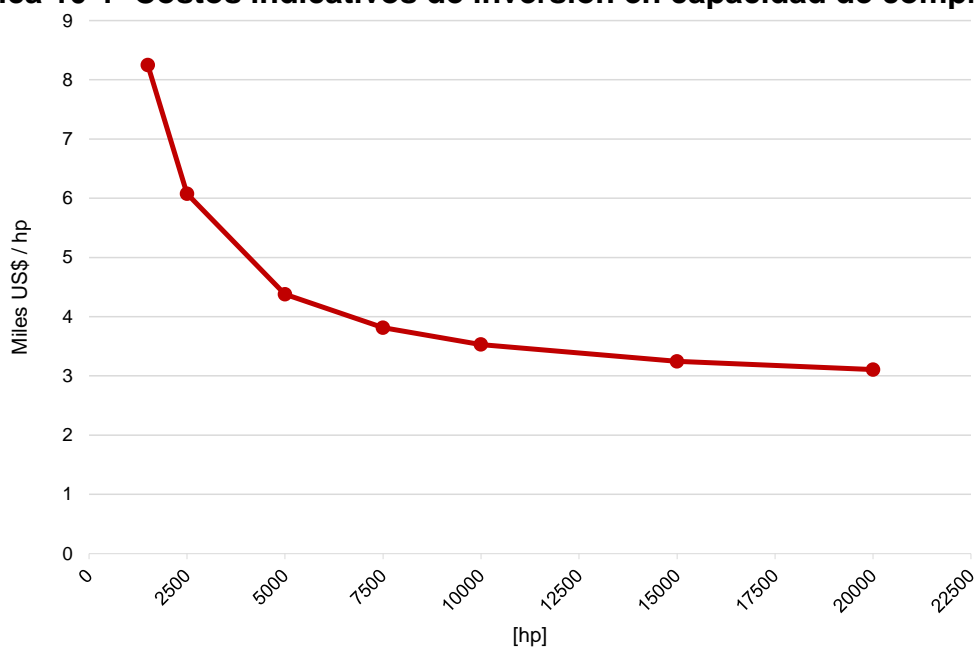
Para el caso de aumentar la capacidad de transporte en los tramos donde se requiere, se comparan los costos de aumentar la capacidad de compresión y los costos de construir nuevos ductos paralelos a los existentes (loops), optándose por los de menor valor. Para el caso de construir infraestructura de transporte para darle confiabilidad al sistema de abastecimiento, se valora la inversión y su tiempo de recuperación.

10.1 Supuestos del análisis

10.1.1 Costos indicativos de la infraestructura de transporte

Para el caso de las inversiones en compresión se determinó una función con costos decrecientes en relación con la potencia a instalar, según la Gráfica 10-1¹⁹.

Gráfica 10-1 Costos indicativos de inversión en capacidad de compresión



Fuente: UPME.

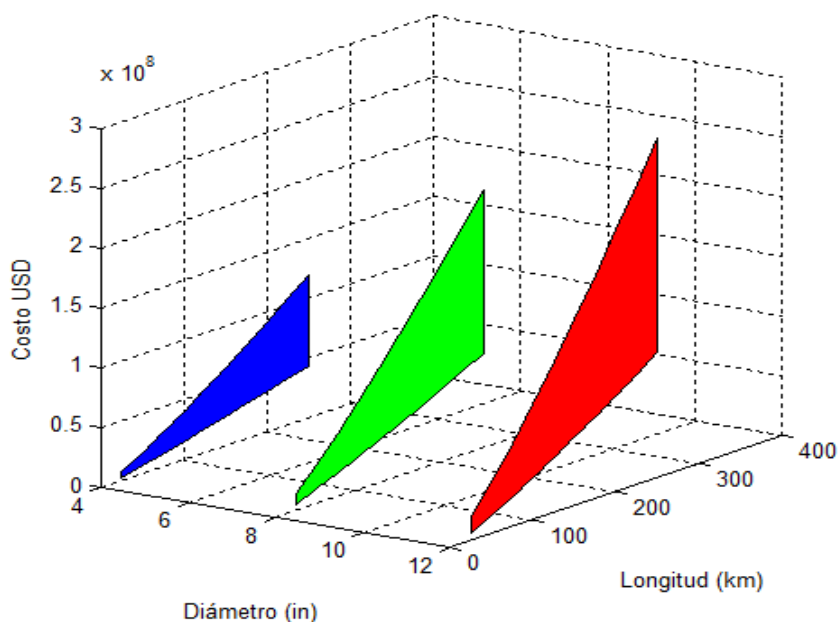
La determinación de costos de inversión de nuevos gasoductos, se materializó a partir de información histórica y de estudios previos, con lo cuales se estableció una

¹⁹ Estas magnitudes indicativas son tomadas a partir de datos del estudio: Determinación de los Costos Asociados a la Implementación del Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural. UPME – Julián Rojas. 2014.

ecuación que relaciona el costo de construcción con la longitud, diámetro y topografía del terreno. La Tabla 10-1 presenta los resultados del mismo:

$$\ln(\text{costo del gasoducto})_{[US\$]} = 10.37 + 1.17 \ln(\text{longitud del gasoducto})_{[km]} + 0.54 \ln(\text{diámetro del gasoducto})_{[in]} + 1.48 (\text{Dummy})_{\substack{=1: \text{ terreno montañoso} \\ =0: \text{ terreno llano}}}$$

Gráfica 10-2 Costos indicativos para construcción de gasoductos en el país.



Fuente: UPME

Tabla 10-1 Costos indicativos para construcción de gasoductos en el país [millones de Dólares de 2014]²⁰.

	Diámetro [in]				
	4 in	8 in	12 in	16 in	20 in
25	\$ 5.5 ± \$ 2.5	\$ 8.0 ± \$ 3.7	\$ 9.9 ± \$ 4.6	\$ 11.6 ± \$ 5.3	\$ 13.1 ± \$ 6.0
50	\$ 12.3 ± \$ 5.7	\$ 17.9 ± \$ 8.3	\$ 22.3 ± \$ 10.3	\$ 26.1 ± \$ 12.1	\$ 29.4 ± \$ 13.6
75	\$ 19.8 ± \$ 9.2	\$ 28.8 ± \$ 13.3	\$ 35.9 ± \$ 16.6	\$ 42.0 ± \$ 19.4	\$ 47.3 ± \$ 21.9
100	\$ 27.8 ± \$ 12.8	\$ 40.4 ± \$ 18.7	\$ 50.3 ± \$ 23.2	\$ 58.8 ± \$ 27.2	\$ 66.3 ± \$ 30.7
125	\$ 36.1 ± \$ 16.7	\$ 52.5 ± \$ 24.3	\$ 65.4 ± \$ 30.2	\$ 76.4 ± \$ 35.3	\$ 86.2 ± \$ 39.8
150	\$ 44.7 ± \$ 20.6	\$ 65.0 ± \$ 30.0	\$ 80.9 ± \$ 37.4	\$ 94.6 ± \$ 43.7	\$ 106.7 ± \$ 49.3
175	\$ 53.5 ± \$ 24.7	\$ 77.9 ± \$ 36.0	\$ 97.0 ± \$ 44.8	\$ 113.3 ± \$ 52.4	\$ 127.8 ± \$ 59.1
200	\$ 62.6 ± \$ 28.9	\$ 91.1 ± \$ 42.1	\$ 113.4 ± \$ 52.4	\$ 132.5 ± \$ 61.2	\$ 149.5 ± \$ 69.1
225	\$ 71.8 ± \$ 33.2	\$ 104.5 ± \$ 48.3	\$ 130.2 ± \$ 60.2	\$ 152.1 ± \$ 70.3	\$ 171.6 ± \$ 79.3
250	\$ 81.3 ± \$ 37.6	\$ 118.3 ± \$ 54.7	\$ 147.3 ± \$ 68.1	\$ 172.1 ± \$ 79.5	\$ 194.2 ± \$ 89.7

Fuente: UPME.

²⁰ Los costos de los ductos aquí asumidos corresponden al valor medio de la Tabla 10-1. No obstante, de la misma tabla se considera que este valor podría variar más o menos 50% según las condiciones topográficas, ambientales y sociales de la obra.

10.1.2 Costos de racionamiento de gas natural

A partir de los valores determinados en el *Estudio de Costos de Racionamiento de Electricidad y Gas Natural*, realizado en el año 2003, se actualizan con la variación de los precios de la última década para lograr los costos de racionamiento a precios de enero de 2015, según la siguiente tabla:

Tabla 10-2 Costos de racionamiento de gas natural.

Rango de Racionamiento [%]		Costo de racionamiento [US\$/kPC] Dic. 2014
Desde	Hasta	
0.0	1.5	14.2
1.5	5.0	14.8
5.0	10.0	15.9
10.0	20.0	18.2
20.0	32.5	20.5
32.5	40.0	22.9
40.0	60.0	25.7
60.0	80.0	28.5
80.0	100.0	30.9

Fuente: UPME.

10.2 Análisis financiero de la expansión de la capacidad de transporte.

Usando los costos indicativos antes expuestos, en cada uno de los siguientes casos se comparan los costos de inversión frente al valor de racionamiento que se causaría si no se hiciera la inversión. Se aplicó una tasa de descuento nominal del 15% anual y de inflación de 2% anual.

10.2.1 Gasoducto La Belleza - Vasconia

Se estima que la potencia de compresión de la Estación Puente Guillermo necesaria para llevar un flujo de 220 MPCD de gas natural entre los nodos La Belleza y Vasconia alcanza un valor de 2704 hp. Aumentar la capacidad de transporte hasta 266 MPCD exige una potencia de compresión extra de 524 hp.

Asumiendo como costo de USD 9164 por un caballo de fuerza de compresión instalado, se calcula que la inversión necesaria para la nueva capacidad de compresión requerida es de USD 4,8 millones (precios corrientes de 2014). Por otra parte, el gas natural no abastecido, en caso de no realizarse la adición de potencia, corresponde a la diferencia entre el flujo proyectado y la capacidad nominal de transporte original del tramo (ver gráfica 8-3). Multiplicando este valor por el costo de

racionamiento de 14,8 USD/kPC (precios diciembre 2014) se obtiene el costo del gas natural no abastecido (ver tabla 10-3).

Como resulta evidente, la inversión en infraestructura resulta significativamente menor que el costo de no abastecer la energía al no hacer las obras necesarias, de donde resulta financieramente viable la expansión de la capacidad de transporte.

**Tabla 10-3 Balance financiero para la expansión del tramo
La Belleza – Vasconia**

Año	Costo de racionamiento [Millones US\$ Dic. 2014]	Inversión en infraestructura [Millones US\$ Dic. 2014]
2014	-	-
2015	68.9	4.6
2016	27.3	-
2017	-	-
2018	-	-
2019	-	-
2020	-	-
2021	-	-
2022	-	-
2023	-	-
Totales	96.2	4.6

. Fuente: UPME.

10.2.2 Gasoducto El Porvenir - Apiay

Para aumentar la capacidad de transporte de este tramo hasta 60 MPCD resulta necesario incorporar una estación de compresión a mitad del mismo (en los alrededores de Barranca de Upía -Casanare) al final de esta década, con una potencia cercana a los 400 hp y por un valor estimado de 3,9 millones de Dólares (precios corrientes)²¹.

Por otra parte, el gas natural no abastecido, en caso de no realizarse la necesaria inversión, corresponde a la diferencia entre el flujo proyectado y la capacidad nominal de transporte original del tramo (ver gráfica 8-4). Multiplicando este valor por el costo de racionamiento de 14.8 USD / kPC (precios diciembre 2014) se obtiene el costo del gas natural no abastecido (ver tabla 10-4).

²¹ Considerando las dimensiones y características físicas del tramo, es posible incrementar hasta 65 MPCD su capacidad de transporte, incorporando nueva potencia de compresión. Aumentos mayores exigirían la construcción de nuevos ductos paralelos al existente (*loops*).

De lo anterior se tiene que la inversión en infraestructura resulta significativamente menor que el costo de no abastecer la energía por no hacer las obras necesarias, así que resulta económicamente viable la expansión de la capacidad de transporte.

Tabla 10-4 Balance financiero para la expansión del tramo Cusiana – Apiay.

Año	Costo de racionamiento [Millones US\$ Dic. 2014]	Inversión en infraestructura [Millones US\$ Dic. 2014]
2014	0.0	0.0
2015	0.0	0.0
2016	0.0	0.0
2017	0.0	0.0
2018	0.0	0.0
2019	0.1	2.1
2020	0.9	0.0
2021	2.0	0.0
2022	3.2	0.0
2023	4.5	0.0
Totales	10.7	2.1

Fuente: UPME.

10.2.3 Gasoducto Mariquita - Gualanday

Para aumentar la capacidad de transporte de este tramo resulta necesario incorporar un nuevo ducto paralelo al existente (loop). Asumiendo un *loop* de 8 pulgadas de diámetro, las simulaciones del sistema determinan que la capacidad de transporte total del tramo sería superior a los 40 MPCD, siendo suficiente para cubrir la demanda proyectada hasta más allá de finales de la próxima década.

De acuerdo con la tabla 10-1, se asume un costo indicativo de US\$ 53,0 millones (precios corrientes) para una distancia de 125 km. Por otra parte, el gas natural no abastecido, en caso de no realizarse la inversión, corresponde a la diferencia entre el flujo proyectado y la capacidad nominal de transporte original del tramo (ver gráfica 8-5). Multiplicando este valor por el costo de racionamiento de USD 14,8 / kPC (precios diciembre 2014) se obtiene el costo del gas natural no abastecido (ver tabla 10-5).

Como es evidente, la inversión en infraestructura resulta significativamente menor que el costo de no abastecer la energía al no hacer las obras necesarias, de donde resulta financieramente viable la expansión de la capacidad de transporte.

**Tabla 10-5 Balance financiero para la expansión del tramo
Mariquita – Gualanday.**

Año	Costo de racionamiento [Millones US\$ Dic. 2014]	Inversión en infraestructura [Millones US\$ Dic. 2014]
2014	-	-
2015	1.7	49.4
2016	3.9	-
2017	8.9	-
2018	13.3	-
2019	23.7	-
2020	21.5	-
2021	22.4	-
2022	22.6	-
2023	22.7	-
Totales	140.7	49.4

Fuente: UPME.

10.2.4 Comparación de costos asociados a una segunda etapa de importación de gas natural.

En capítulos anteriores se determinó, la necesidad de una segunda etapa de importación en el año 2021, basado en la oferta de gas natural establecida en la declaración de producción²². En tal sentido se consideraron las posibilidades de hacerlo a través de los puertos de Cartagena o Buenaventura y posteriormente, se determinaron las obras de infraestructura asociadas a estas posibilidades.

A continuación, se presenta una comparación de los costos de tales obras asociadas, desde los cuales puede considerarse como más ventajosa la opción de importar por la Costa Pacífica:

10.2.4.1 Importación por Cartagena

Para una segunda etapa de importación desde Cartagena, completando una capacidad total de 800 MPCD por este puerto en el año 2021, se estimó a partir de la proyección de la operación del sistema nacional de transporte de gas natural, las obras (ver numeral 8.2.4.1) y costos relacionados en la siguiente tabla, los cuales se basan en los costos indicativos descritos en el numeral 10.1

²² La oferta considerada corresponde al escenario de referencia de este documento, la cual solo incluye la declaración de producción entregada al Ministerio de Minas y Energía en el año 2014. Debe tenerse en cuenta la posibilidad de que en los próximos años se incorporen nuevos campos de producción que dependiendo de su magnitud modifiquen los análisis y propuestas aquí presentadas.

Tabla 10-6 Costos asociados a una segunda etapa de importación por la Costa Atlántica.

Ubicación	Guajira-Vasconia	Guajira-Vasconia	Cartagena-Barranquilla	Estación Palomino	Cartagena-Guajira	Cartagena	Total
Obra a realizar	Ducto: 24", 580 km	Compresión: 6 x 10.000 hp	Ducto: 24", 100 km	Ducto: 24", 25 km	Bidireccionalidad Flujo	Planta de Regasificación	
2014	-	-	-	-	-	-	-
2015	-	-	-	-	-	-	-
2016	-	-	-	-	-	-	-
2017	-	-	-	-	-	-	-
2018	-	-	-	-	-	-	-
2019	-	-	-	-	-	-	-
2020	-	-	-	-	-	-	-
2021	216.7	91.5	61.4	-	ND	190.0	559.5
2022	-	-	-	5.6	-	-	5.6
2023	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-	-

[Millones US\$ constantes de 2014]

565.1

Fuente: UPME.

10.2.4.2 Importación por Buenaventura

Para una importación por Buenaventura de 400 MPCD en el año 2021, complementaria a la dispuesta en Cartagena desde el año 2017 también de 400 MPCD, se estimó a partir de la proyección de la operación del sistema nacional de transporte de gas natural las obras (ver numeral 8.2.4.2) y costos relacionados en la siguiente tabla, los cuales se basan en los costos indicativos establecidos en el Numeral 10.1

Tabla 10-7 Costos asociados a la importación de gas natural desde la Costa Pacífica.

Ubicación	Buenaventura-Cali	Cali-Vasconia	Cali-Vasconia	Buenaventura	Total
Obra a realizar	Ducto: 24", 100 km	Compresión: 2 x 10.000 hp	Bidireccionalidad Flujo	Planta de Regasificación	
2014	-	-	-	-	-
2015	-	-	-	-	-
2016	-	-	-	-	-
2017	-	-	-	-	-
2018	-	-	-	-	-
2019	-	-	-	-	-
2020	-	-	-	-	-
2021	29.3	-	ND	237.5	266.8
2022	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-
2024	-	21.3	-	-	21.3
2025	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-

[Millones US\$ constantes de 2014]

288.1

Fuente: UPME.

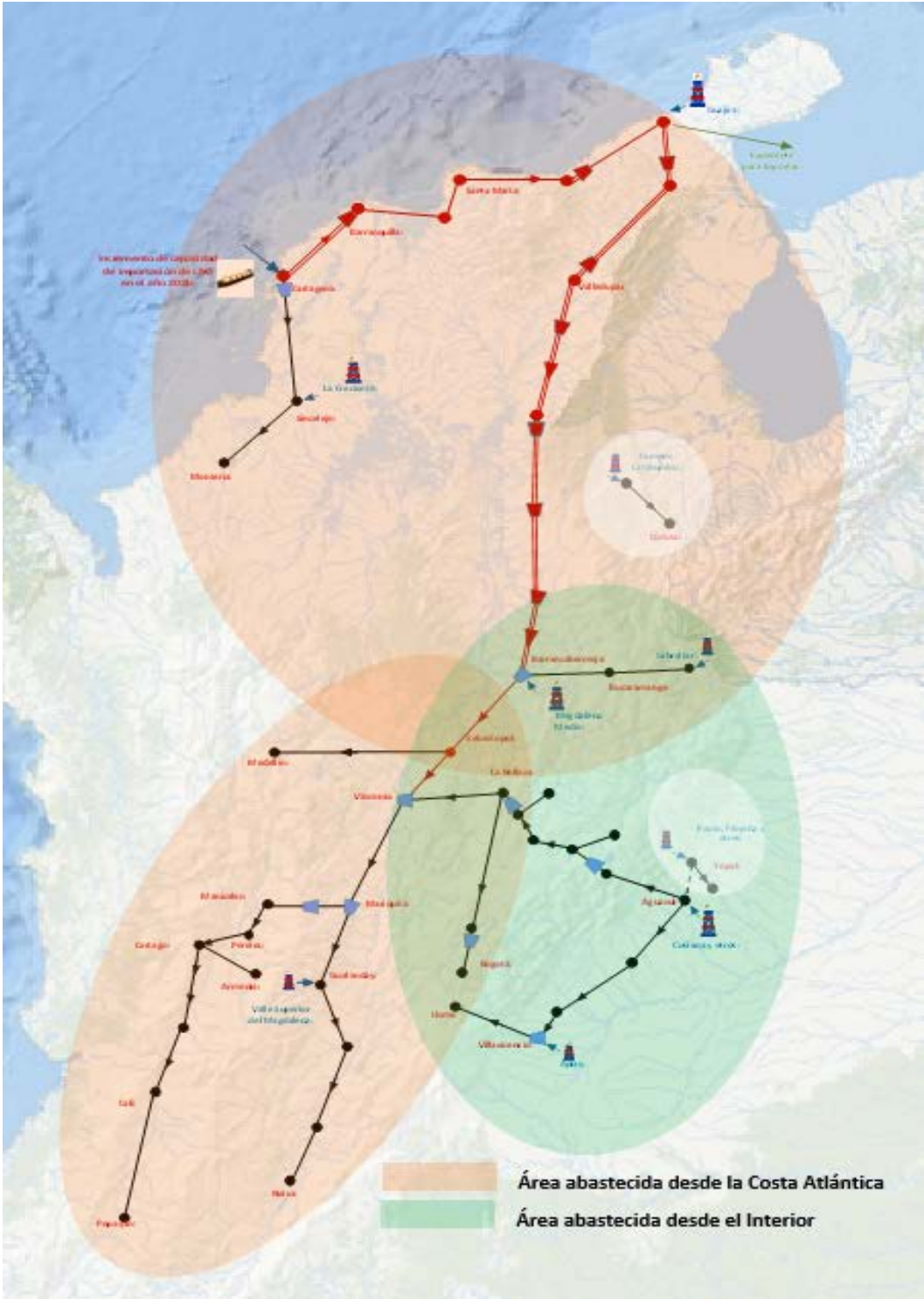
10.2.5 Consideraciones de confiabilidad relacionadas con una segunda etapa de importación.

Además de que la opción de importar gas natural desde el Océano Pacífico a partir del año 2021 implicaría un menor valor asociado a la infraestructura de transporte requerida, otro elemento a considerar es el de disponer de una fuente y acceso alternativo de este combustible en el país, diversificando el riesgo frente a eventuales fallas del sistema.

10.2.5.1 Importación por Cartagena

Para este caso se tendría que para la primera mitad de la siguiente década los campos de los Llanos Orientales abastecerían la región central y parte del Magdalena Medio, mientras que el gas natural importado o producido en la Costa Atlántica y Magdalena Medio abastecería el resto del país, según se indica en la gráfica 10-3, lo que implicaría que una gran parte de la demanda nacional dependería del transporte del tramo entre La Guajira y Vasconia.

Gráfica 10-3 Áreas de abastecimiento con importación de gas natural por la Costa Atlántica.

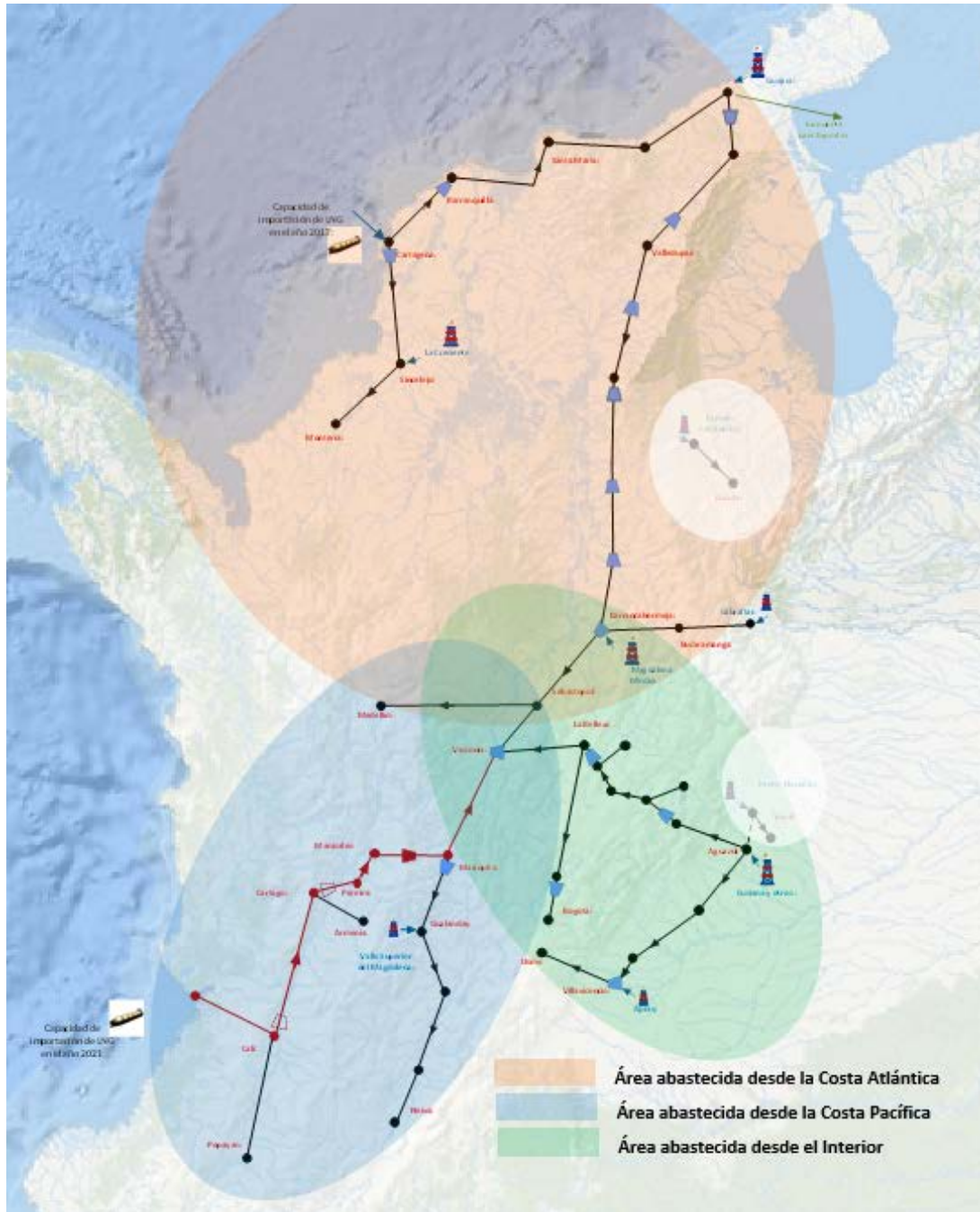


Fuente: UPME.

10.2.5.2 Importación por Buenaventura

En este caso se tendría que para la primera mitad de la siguiente década los campos de los Llanos Orientales abastecerían la región central y parte del Magdalena Medio, el gas natural importado o producido en la Costa Atlántica y Magdalena Medio abastecería el norte y oriente del país, y aquel importado desde Buenaventura alimentaría la Región Pacífica, Cafetera, Tolima Grande y parte del Magdalena Medio (ver Gráfica 10-4):

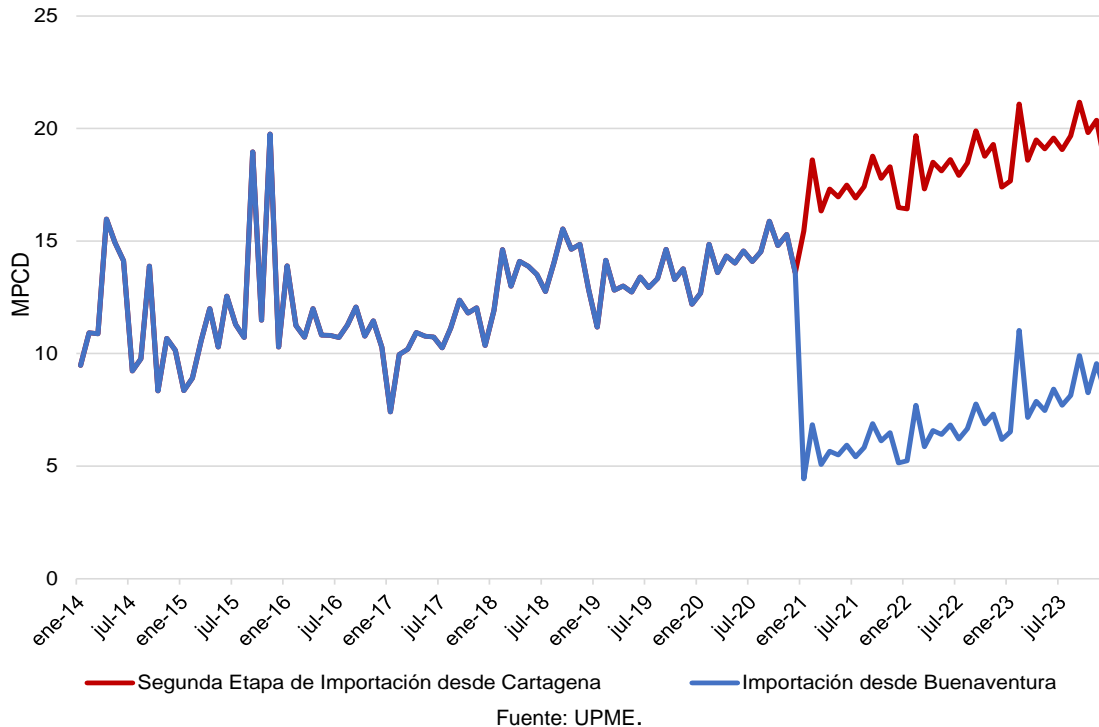
Gráfica 10-4 Áreas de abastecimiento con importación de gas natural por la Costa Pacífica.



Fuente: UPME.

Consecuentemente, la gráfica 10-5 proyecta el valor esperado de la demanda no atendida para ambas posibilidades, la cual evidencia cómo la opción de importación por la Costa del Pacífico tiene ventajas sobre la confiabilidad en el abastecimiento del sistema nacional:

Gráfica 10-5 Proyección de la demanda nacional no abastecida (confiabilidad) en caso de importarse gas natural desde el Atlántico o el Pacífico.



10.3 Análisis financiero de la expansión con propósitos de confiabilidad.

En consecuencia, con lo propuesto en el numeral 9.2 se evalúa el potencial valor que tendría la construcción de tales obras de confiabilidad, basados en los costos indicativos determinados en el numeral 10.1, frente al valor del racionamiento que se generaría al no realizar tales inversiones:

10.3.1 Confiabilidad por gasoductos redundantes

En este caso, los gasoductos alternativos que se propusieron en el numeral 9.2.1 fueron:

- Guajira –Montería: se estima un ducto de 610 km de longitud y diámetro de 24”, con un costo de USD 527,8 millones. Se adicionarían cuatro estaciones compresoras de 10.000 hp cada una, por un valor total de \$141,3 millones.
- Guajira - Vasconia: se estima un ducto de 580 km de longitud y diámetro de 24”, con un costo de USD 501,8 millones. Se adicionaría siete estaciones compresoras de 10.000 hp, por un valor de \$247,1 millones.

- Cusiana – Vasconia: se estima un ducto de 310 km de longitud y diámetro de 24”, con un costo de USD 268,2 millones. Se adicionarían tres estaciones compresoras de 10.000 hp cada una, por un valor total de \$105,9 millones.
- Vasconia – Cali: se estima un ducto de 550 km de longitud y diámetro de 24”, con un costo de USD 475,9 millones. Se adicionaría una estación compresora de 10.000 hp, por un valor de \$35,3 millones.
- La Belleza - Bogotá: se estima un ducto de 225 km de longitud y diámetro de 20”, con un costo de USD 174,8 millones. Se adicionarían una estación compresoras de 10.000 hp cada una, por un valor total de \$35,3 millones.

El valor total de las obras sería de USD1.948,5 millones para la construcción de ductos y USD 564,9 millones en sistemas de compresión, para un total final de USD 2513,4 millones. La Tabla 10-8 muestra el valor que tendría tal inversión en cada año, en caso de hacerse en valores corrientes (columna a) y constantes (columna b).

Tabla 10-8 Comparación de costos de inversión y racionamiento para el caso de aumentar confiabilidad mediante gasoductos redundantes

	(a) Valor de la inversión en infraestructura [Millones US\$ corrientes]	(b) Valor de la Inversión en infraestructura [Millones US\$ constantes de 2014]	(c) Déficit diferencial esperado [MPCD]	(d) Valor del racionamiento [Millones US\$ corrientes]	(e) Valor del racionamiento [Millones US\$ constantes 2014]	(f) Valor del racionamiento acumulado 25 años [Millones US\$ constantes de 2014]
2014	2,513.4	2,513.4	9.7	52.3	52.3	229.7
2015	2,563.7	2,229.3	8.3	45.7	39.7	177.5
2016	2,614.9	1,977.3	7.5	42.1	31.8	137.8
2017	2,667.2	1,753.8	5.2	29.6	19.5	106.1
2018	2,720.6	1,555.5	7.0	41.2	23.6	86.6
2019	2,775.0	1,379.7	5.6	33.6	16.7	63.0
2020	2,830.5	1,223.7	6.7	40.8	17.6	46.3
2021	2,887.1	1,085.4	1.9	11.8	4.4	28.7
2022	2,944.8	962.7	2.0	12.8	4.2	24.3
2023	3,003.7	853.9	2.4	15.4	4.4	20.1
2024	3,063.8	757.3	2.1	13.9	3.4	15.7
2025	3,125.1	671.7	1.9	12.5	2.7	12.2
2026	3,187.6	595.8	1.6	11.3	2.1	9.5
2027	3,251.4	528.4	1.5	10.1	1.6	7.4
2028	3,316.4	468.7	1.3	9.1	1.3	5.8
2029	3,382.7	415.7	1.1	8.2	1.0	4.5
2030	3,450.4	368.7	1.0	7.4	0.8	3.5
2031	3,519.4	327.0	0.9	6.7	0.6	2.7
2032	3,589.8	290.1	0.8	6.0	0.5	2.1
2033	3,661.5	257.3	0.7	5.4	0.4	1.6
2034	3,734.8	228.2	0.6	4.9	0.3	1.2
2035	3,809.5	202.4	0.5	4.4	0.2	0.9
2036	3,885.7	179.5	0.5	3.9	0.2	0.7
2037	3,963.4	159.2	0.4	3.5	0.1	0.5
2038	4,042.6	141.2	0.4	3.2	0.1	0.4
2039	4,123.5	125.3	0.3	2.9	0.1	0.3
2040	4,206.0	111.1	0.3	2.6	0.1	0.2
2041	4,290.1	98.5	0.3	2.3	0.1	0.1
2042	4,375.9	87.4	0.2	2.1	0.0	0.0
2043	4,463.4	77.5	-	-	-	-
2044	4,552.7	68.8	-	-	-	-
...

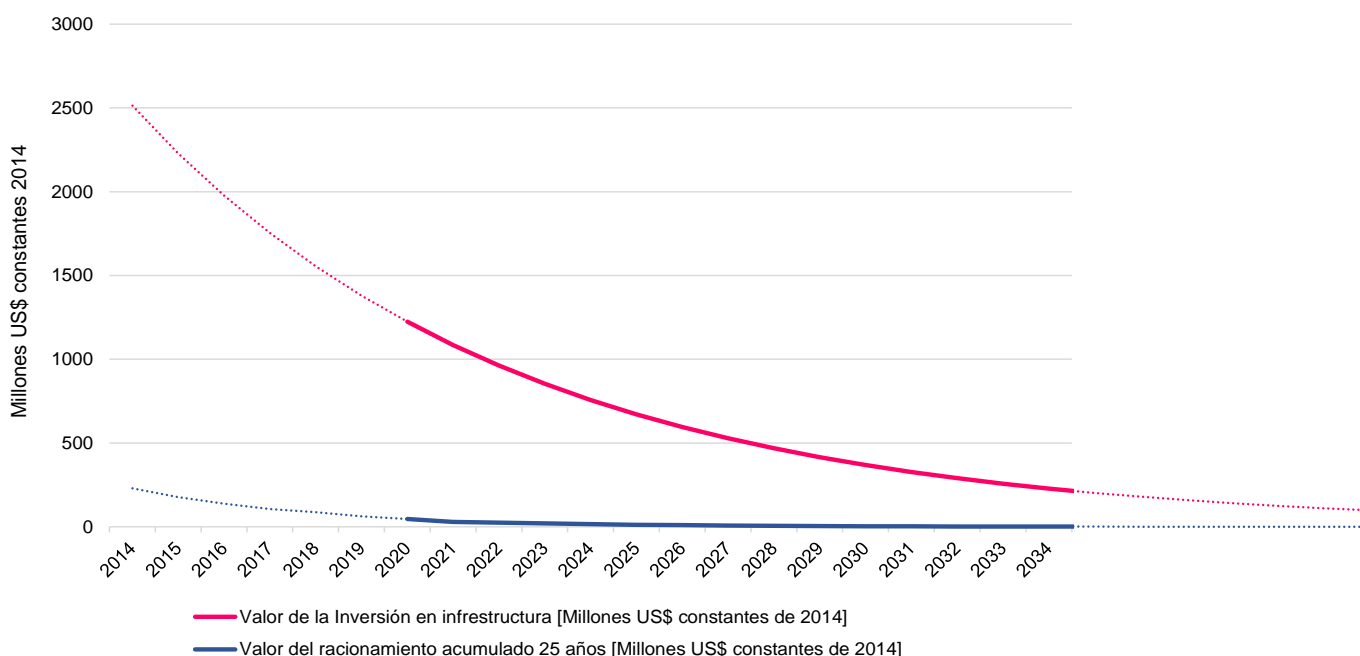
Fuente: UPME

Por otra parte, se calcula la diferencia entre las proyecciones de la demanda nacional de gas natural no atendida cuando se tiene solo el sistema nacional de transporte y

cuando se tiene éste más el sistema enmallado (columna c). Con esto se valora el racionamiento para cada año asumiendo un costo de racionamiento de 14,8 USD/kBTU (columna d)²³ y se lleva a precios de diciembre de 2014 (columna e). Finalmente, la columna (f) presenta para cada año, el valor acumulado del racionamiento para los siguientes 25 años, a precios del año 2014.

La gráfica 10-6 compara el costo de la inversión y el de racionamiento acumulado para un horizonte de 25 años, de donde puede afirmarse, para los supuestos antes expuestos, que no resulta financieramente el proyecto de darle mayor confiabilidad al sistema mediante la opción de gasoductos redundantes, debido a que en todo el horizonte de proyección los costos de inversión resultan mayores al beneficio de no racionar.

Gráfica 10-6 Comparación de costos de inversión y racionamiento para el caso de aumentar confiabilidad mediante gasoductos redundantes.



Fuente: UPME.

10.3.2 Confiabilidad por gasoductos enmallados

En el caso del enmallado, los gasoductos alternativos que se propusieron en el numeral 9.2.2 fueron:

- Sincelejo-Curumaní: se estima un ducto de 250 km de longitud y diámetro de 24", con un costo de USD 216,3 millones. Se adicionarían dos estaciones compresoras de 10.000 hp cada una, por un valor total de \$70,6 millones.

²³ Para los años posteriores al 2023 se asumió un crecimiento de la déficit diferencial del 1.5% anual.

- Zipaquirá-Mariquita: se estima un ducto de 125 km de longitud y diámetro de 24", con un costo de USD 96 millones. Se adicionaría una estación compresora de 10.000 hp por un valor de \$35,3 millones.

Con los siguientes gasoductos redundantes:

- Curumaní – Barrancabermeja: se estima un ducto de 270 km de longitud y diámetro de 24", con un costo de USD 233,6 millones. Se adicionarían tres estaciones compresoras de 10.000 hp cada una, por un valor total de \$105,9 millones.
- Mariquita – Cali: se estima un ducto de 370 km de longitud y diámetro de 24", con un costo de USD 320,1 millones. Se adicionaría una estación compresora de 10.000 hp, por un valor de \$35,3 millones.
- Cusiana – Vasconia: se estima un ducto de 310 km de longitud y diámetro de 24", con un costo de USD 268,2 millones. Se adicionarían dos estaciones compresoras de 10.000 hp cada una, por un valor total de \$70,6 millones.

El valor total de las obras sería de USD1.134,2 millones para la construcción de ductos y USD 317,7 millones en sistemas de compresión, para un total final de USD1.451,9 millones. La tabla 10-9 muestra el valor que tendría tal inversión en cada año, en caso de hacerse en valores corrientes (columna a) y constantes (columna b).

Tabla 10-9 Comparación de costos de inversión y racionamiento para el caso de aumentar confiabilidad mediante gasoductos enmallados.

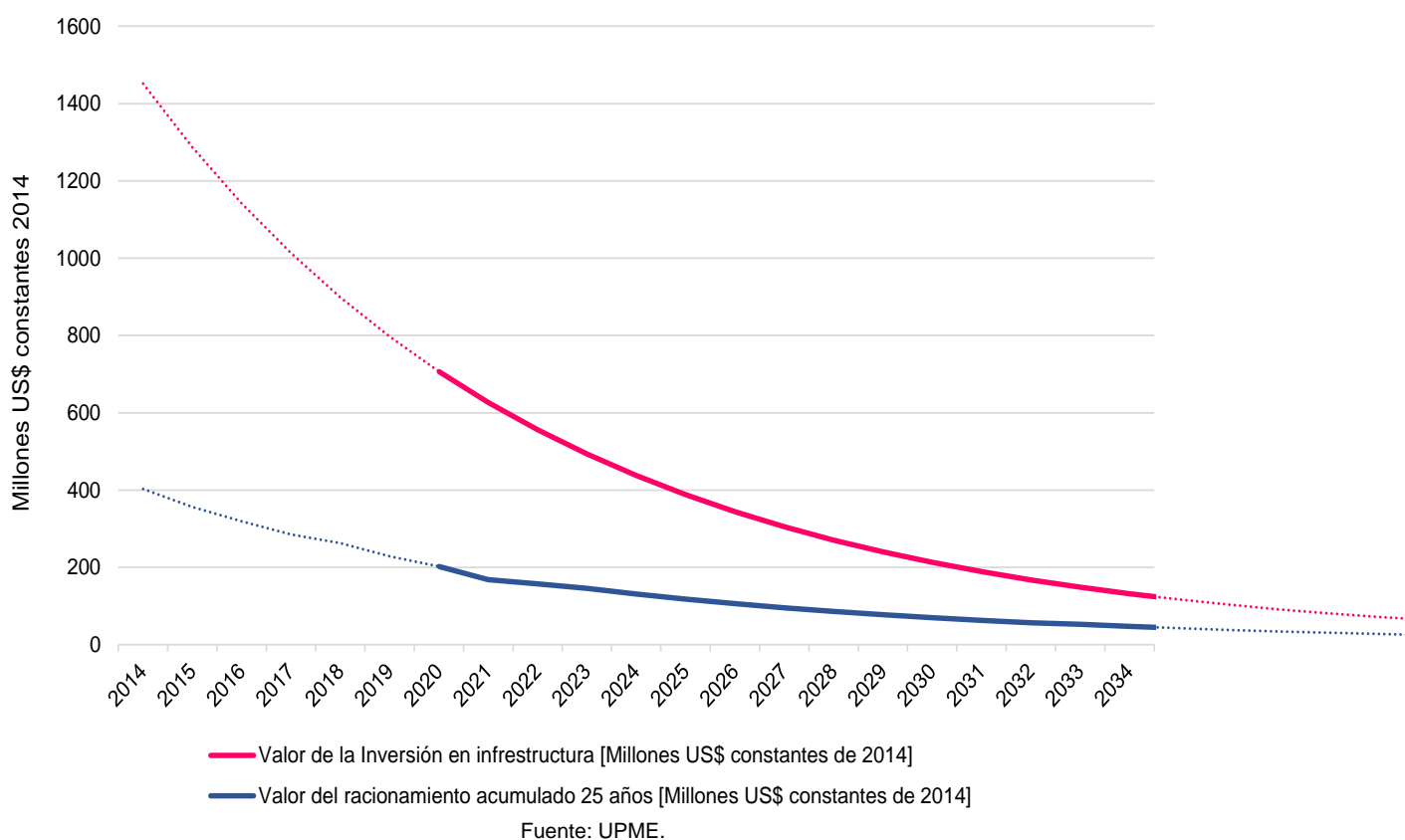
	(a) Valor de la inversión en infraestructura [Millones US\$ corrientes]	(b) Valor de la Inversión en infraestructura [Millones US\$ constantes de 2014]	(c) Déficit diferencial esperado [MPCD]	(d) Valor del racionamiento [Millones US\$ corrientes]	(e) Valor del racionamiento [Millones US\$ constantes 2014]	(f) Valor del racionamiento acumulado 25 años [Millones US\$ constantes de 2014]
2014	1.451.9	1.451.9	9.0	48.7	48.7	402.8
2015	1.480.9	1.287.8	8.3	45.6	39.6	356.7
2016	1.510.6	1.142.2	8.5	48.0	36.3	319.4
2017	1.540.8	1.013.1	6.4	36.9	24.3	285.2
2018	1.571.6	898.6	10.7	62.4	35.7	262.8
2019	1.603.0	797.0	9.5	56.9	28.3	228.9
2020	1.635.1	706.9	13.5	82.4	35.6	202.2
2021	1.667.8	627.0	5.1	31.6	11.9	167.9
2022	1.701.1	556.1	6.2	39.4	12.9	157.3
2023	1.735.2	493.2	8.5	54.6	15.5	145.5
2024	1.769.9	437.5	8.6	56.5	14.0	131.0
2025	1.805.3	388.0	8.7	58.5	12.6	117.9
2026	1.841.4	344.2	8.8	60.6	11.3	106.2
2027	1.878.2	305.3	9.0	62.7	10.2	95.6
2028	1.915.8	270.8	9.1	65.0	9.2	86.1
2029	1.954.1	240.1	9.3	67.3	8.3	77.5
2030	1.993.1	213.0	9.4	69.6	7.4	69.7
2031	2.033.0	188.9	9.5	72.1	6.7	62.8
2032	2.073.7	167.6	9.7	74.6	6.0	56.5
2033	2.115.1	148.6	9.8	77.3	5.4	52.5
2034	2.157.4	131.8	10.0	80.0	4.9	47.3
2035	2.200.6	116.9	10.1	82.8	4.4	42.6
2036	2.244.6	103.7	10.3	85.7	4.0	38.3
2037	2.289.5	92.0	10.4	88.8	3.6	34.5
2038	2.335.3	81.6	10.6	91.9	3.2	31.1
2039	2.382.0	72.4	10.7	95.1	2.9	28.0
2040	2.429.6	64.2	10.9	98.5	2.6	25.2
2041	2.478.2	56.9	11.1	102.0	2.3	22.7
2042	2.527.8	50.5	11.2	105.6	2.1	20.4
2043	2.578.3	44.8	11.4	109.3	1.9	18.4
2044	2.629.9	39.7	11.6	113.2	1.7	16.5
...

Fuente: UPME.

Por otra parte, se calcula la diferencia entre las proyecciones de la demanda nacional de gas natural no atendida cuando se tiene solo el sistema nacional de transporte y cuando se tiene éste más el sistema enmallado (columna c). Con esto se valora el racionamiento para cada año asumiendo un costo de racionamiento de 14,8 USD/kBTU (columna d)²⁴ y se lleva a precios de diciembre de 2014 (columna e). Finalmente, la columna (f) presenta para cada año, el valor acumulado del racionamiento para los siguientes 25 años, a precios del año 2014.

La gráfica 10-7 compara el costo de la inversión y el de racionamiento acumulado para un horizonte de 20 años, de donde puede afirmarse, para los supuestos antes expuestos, que no resulta financieramente el proyecto de darle mayor confiabilidad al sistema mediante la opción de gasoductos enmallados, debido a que en todo el horizonte de proyección los costos de inversión resultan mayores al beneficio de no racionar.

Gráfica 10-7 Comparación de costos de inversión y racionamiento para el caso de aumentar confiabilidad mediante gasoductos enmallados.



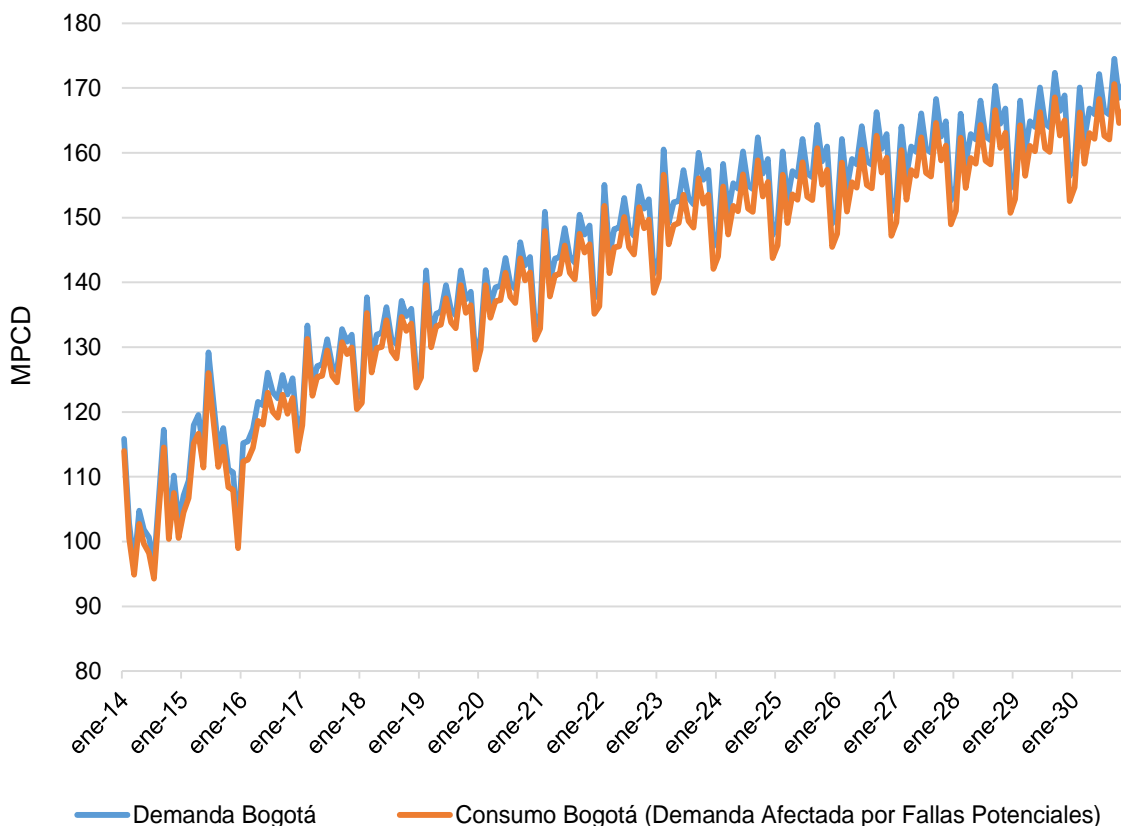
²⁴ Para los años posteriores al 2023 se asumió un crecimiento de la déficit diferencial del 1.5% anual.

10.3.3 Análisis financiero de la construcción de una planta de almacenamiento para Bogotá

El siguiente ejercicio tiene un carácter indicativo: pretende definir órdenes de magnitud para decidir sobre la posibilidad de aumentar la confiabilidad en el abastecimiento de la ciudad de Bogotá mediante sistemas de almacenamiento.

Se parte de la proyección de demanda de gas natural para la ciudad de Bogotá y del valor esperado de la demanda no abastecida²⁵ usando la metodología expuesta en el numeral 9.1. Con éste se determina el valor del racionamiento asociado, el cual acumulado por veinte años se compara con el valor de la inversión de la planta de almacenamiento²⁶.

Gráfica 10-8 Proyección de demanda y consumo para la ciudad de Bogotá.



Fuente: UPME.

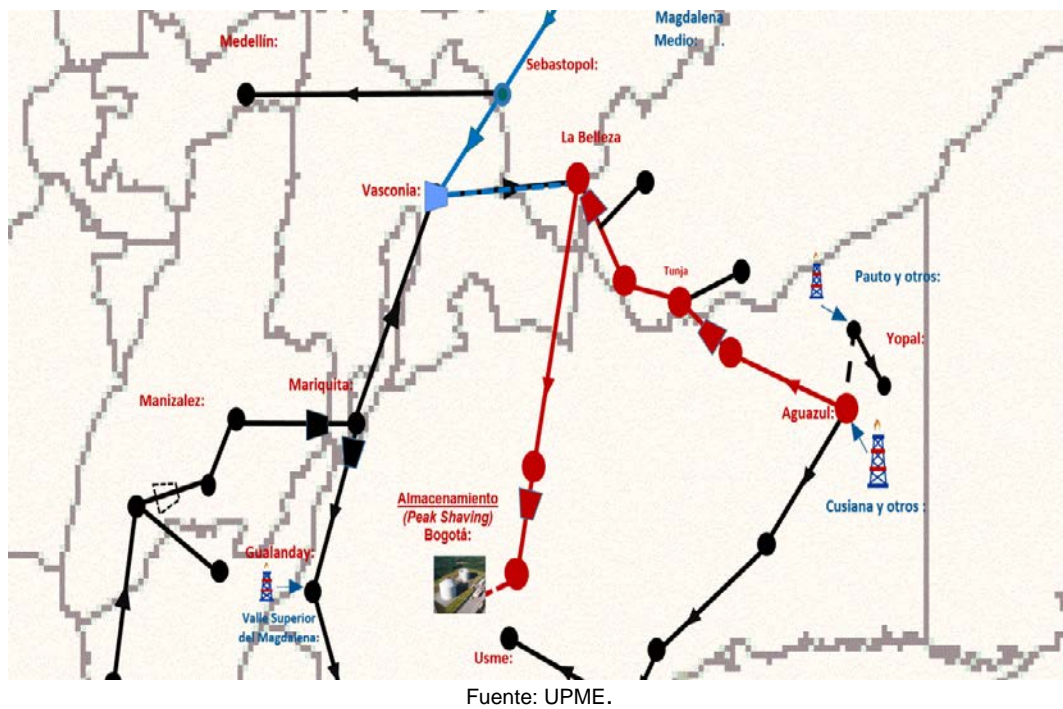
²⁵ Se considera que en el horizonte de análisis, la ciudad de Bogotá se podría abastecer además de los campos de Cusiana, desde la Costa Atlántica o Pacífica del país. Esto implicaría que se realicen obras de infraestructura que permitan el transporte de gas natural desde Buenaventura hasta Vasconia (ver numeral 8.2.4) y desde allí hasta el nodo La Belleza.

²⁶ En este caso no se considera la capacidad de almacenamiento del sistema de transporte que puede usarse para abastecer parcial o totalmente la demanda frente a contingencias del sistema, reduciendo el valor esperado de la demanda no atendida. Se espera para la siguiente edición de este plan incluir este factor en los análisis.

Otro supuesto es el de la planta de almacenamiento que sería del tipo *Peak Shaving* con capacidad de almacenamiento de 1000 MPC, la cual daría suficiente capacidad para abastecer hasta durante una semana²⁷ la demanda de Bogotá, estimándose un costo de 82 millones de dólares²⁸ del año 2014 y ubicándose en las cercanías de Bogotá (ver gráfica 10-9).

Finalmente, la gráfica 10-10 muestra, bajo los supuestos antes expuestos la comparación de los costos de inversión y el valor de racionamiento esperado en caso de no construirse la planta, los cuales indican por su relación la viabilidad de construir tal planta de almacenamiento.

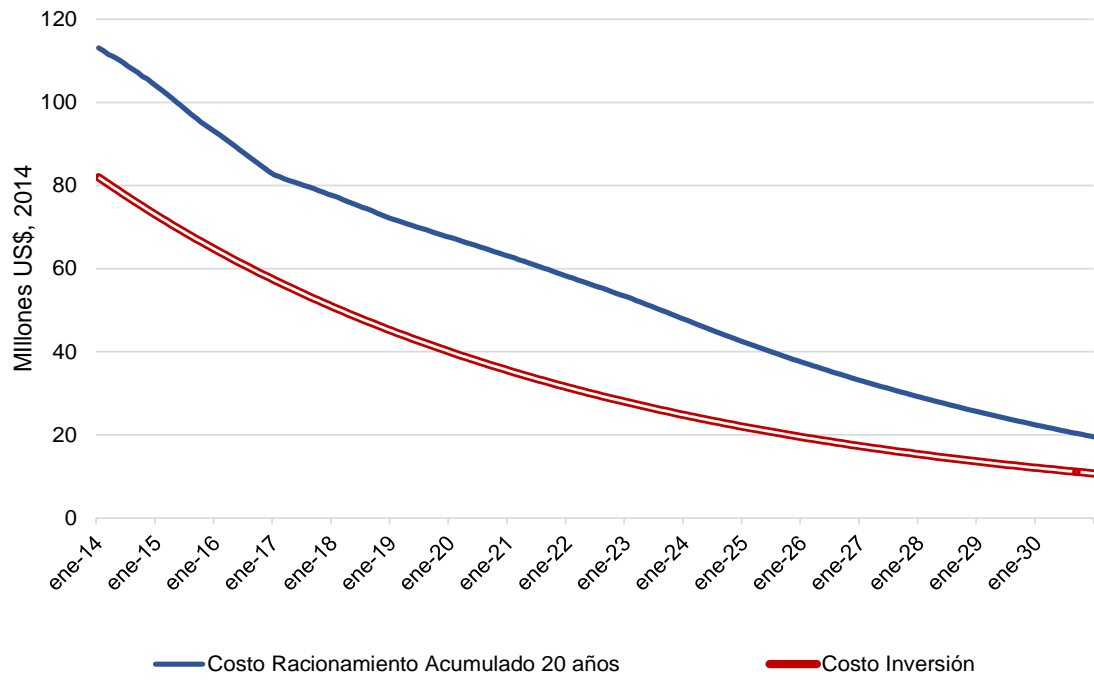
Gráfica 10-9 Esquema de posible abastecimiento de la Ciudad de Bogotá, contando con la planta de almacenamiento (Peak Shaving).



Gráfica 10-10 Comparación de costos de racionamiento e inversión en una planta de almacenamiento para Bogotá (Peak Shaving).

²⁷ Considerando que la demanda de Bogotá crece con el tiempo, los días de abastecimiento dependen de la fecha en que se presente la falla en el sistema.

²⁸ Estas magnitudes indicativas son tomadas usando datos del estudio: Determinación de los Costos Asociados a la Implementación del Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural. UPME – Julián Rojas. 2014.



Fuente: UPME.

11 Conclusiones y Recomendaciones

11.1 Conclusiones

- i. El balance oferta y demanda nacional de gas natural corrobora que hacia el año 2017 el país tendría la necesidad de importar este energético, para lo cual se continúan realizando las gestiones normativas y técnicas que aseguren disponer oportunamente del mismo.
- ii. Si bien la generación eléctrica de la Costa Atlántica es el primer usuario del gas natural importado, se estima que la capacidad de la planta de regasificación tenga excedentes de magnitud suficiente para abastecer otros sectores de la demanda nacional en lo restante de la presente década, incluso bajo condiciones hidrológicas severas. Lo anterior requeriría de una actualización normativa que lo permita.
- iii. En caso de no encontrarse una nueva y significativa fuente nacional de gas natural en lo restante de esta década, se requeriría para comienzos de la próxima de nueva capacidad de importación y regasificación. Por razones de menores costos y mayor confiabilidad, se recomienda su ubicación en la Costa Pacífica colombiana.
- iv. El sistema nacional de transporte de gas natural requeriría de expansiones en su capacidad durante los próximos años en los tramos de Mariquita – Gualanday, Cusiana – Apiay y Cartagena – Barranquilla. Igualmente, realizar las obras que posibiliten el transporte entre Cartagena y La Guajira (contraflujo) al interior del país.
- v. Los primeros análisis financieros desarrollados en esta versión del Plan indican como no viable el desarrollo de una red de transporte redundante con algunos tramos que pretenden darle un carácter enmallado al sistema. En la siguiente versión se considerarán nuevas alternativas y criterios para incrementar el grado de confiabilidad en el servicio. Asimismo, la posibilidad de una planta de almacenamiento de gas natural para la ciudad de Bogotá probó ser en este primer análisis financieramente viable.

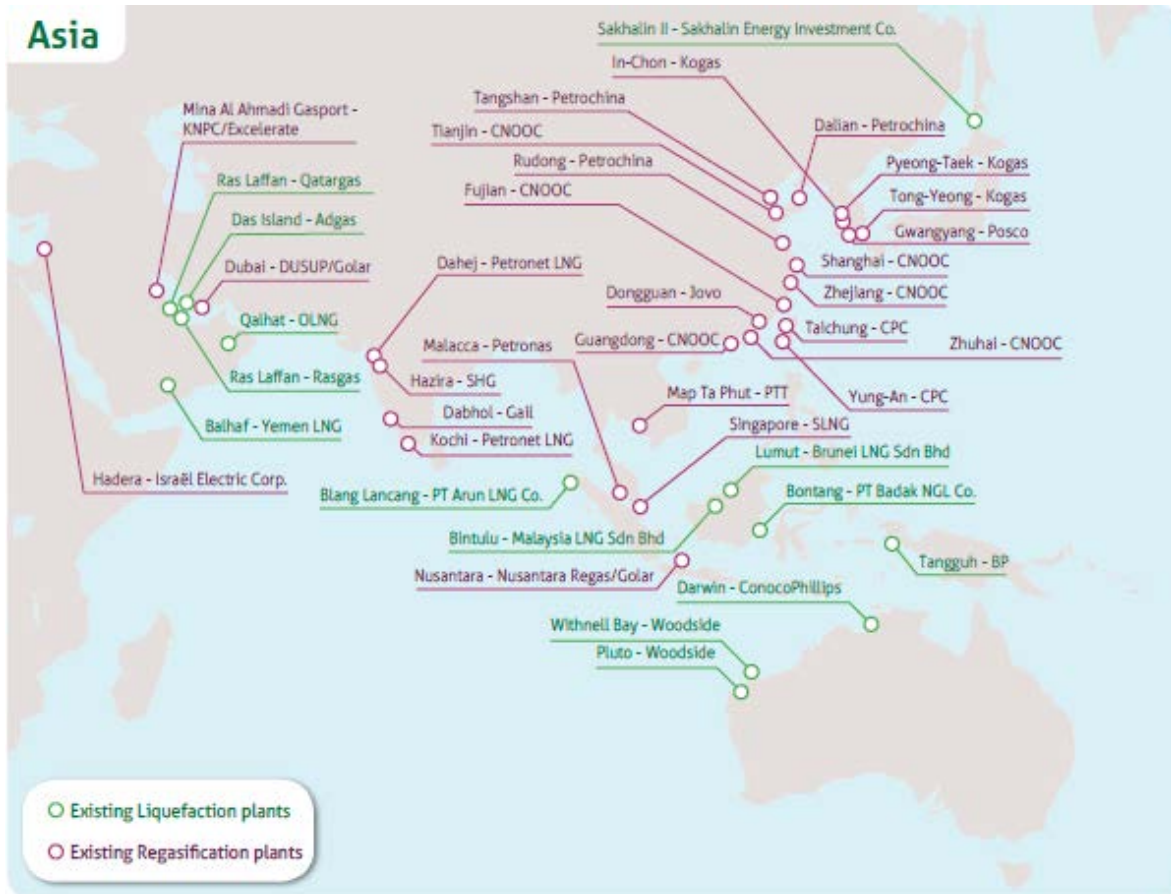
11.2 Recomendaciones

- a) Para mediados del año 2015 se espera que sea publicada una nueva versión de la declaración de producción de gas natural por parte del Ministerio de Minas y Energía, a partir de la información suministrada por los propios agentes. Junto con la proyección de demanda realizada por la UPME constituirán la base para actualizar durante el segundo semestre del año 2015 este Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural. Se espera continuar con el acompañamiento e información de los agentes e instituciones del sector para avanzar en este propósito.
- b) Es conveniente continuar haciendo seguimiento al avance de la construcción de la planta de regasificación de Cartagena y sobre la gestión comercial para importar tal combustible; igualmente sobre la posible entrada en operación de los nuevos campos nacionales de producción (Orca, Clarinete, etc.). Lo anterior con el propósito de que el sector disponga de información que le permita tomar decisiones oportunas para asegurar su abastecimiento.

- c) Aunque supera el alcance de este plan, se recomienda que la institucionalidad del sector avance en la normatividad que permita a los diferentes sectores de consumo disponer de gas natural importado de manera segura y a precios competitivos. Lo anterior, teniendo en cuenta los efectos que tendrían tales cambios sobre los incentivos a la exploración y producción de gas natural en nuestro país.
- d) Frente a la nueva situación internacional de precios del sector hidrocarburos, analizar la conveniencia de actualizar la normatividad nacional relacionada con el Government Take que condiciona la exploración y producción de hidrocarburos en relación a otros países.
- e) Se requiere del apoyo de los agentes productores de gas natural en cuanto a la información sobre el potencial total de producción de cada campo, de modo que se logre establecer otros requerimientos de expansión de infraestructura.
- f) Para las siguientes versiones de este plan se espera avanzar en los siguientes temas:
- Alcanzar un mayor nivel de desagregación geográfica de la demanda y oferta de gas natural (aumentar el número de nodos) en la simulación de la operación del sistema nacional de transporte.
 - Extender el horizonte de análisis del Plan hasta veinte años, de manera que puedan anticiparse en mayor grado las obras de infraestructura de abastecimiento y transporte a construir.
 - Análisis de la operación bajo eventos particulares como la salida temporal de elementos del sistema (fallas) y propuestas para superar tales situaciones.
 - Incluir nuevos criterios para cuantificar el nivel de riesgo y las potenciales indisponibilidades del sistema nacional de transporte de gas natural; también incluir en los análisis la capacidad de almacenamiento propia del sistema. Lo anterior permitiría cuantificar de manera más veraz el grado de confiabilidad del mismo y sus requerimientos asociados.
 - Actualizar y disponer de nuevas fuentes de información para estimar los costos indicativos de construcción de infraestructura de gas natural que permitan cuantificar de mejor manera su viabilidad financiera.
 - Desarrollar nuevos escenarios de sensibilidad en el balance oferta – demanda de gas natural, los cuales incluirían los posibles eventos y variables sobre los que se tendría mayor incertidumbre y serían de mayor impacto sobre el sector. Para estos nuevos escenarios se considerarían, entre otros, las siguientes temas:
 - a. Reservas y producción frente a la nueva situación del mercado de hidrocarburos y el potencial hallazgo de nuevos campos de producción.
 - b. Retrasos en las obras de infraestructura del sector eléctrico y de gas natural que puedan afectar la oferta y demanda de gas natural.
 - c. Frente a la importación de gas natural, efectos sobre los precios a los usuarios y consecuentemente sobre la demanda del mismo.

12 ANEXOS

Anexo 1. Ubicación Geográfica de las Plantas de Licuefacción y Regasificación de Gas Natural en el Mundo.



Fuente: The LNG Industry in 2013 – Grupo Internacional de Importadores de GNL.

Africa



Europe



South America



Japan



North America

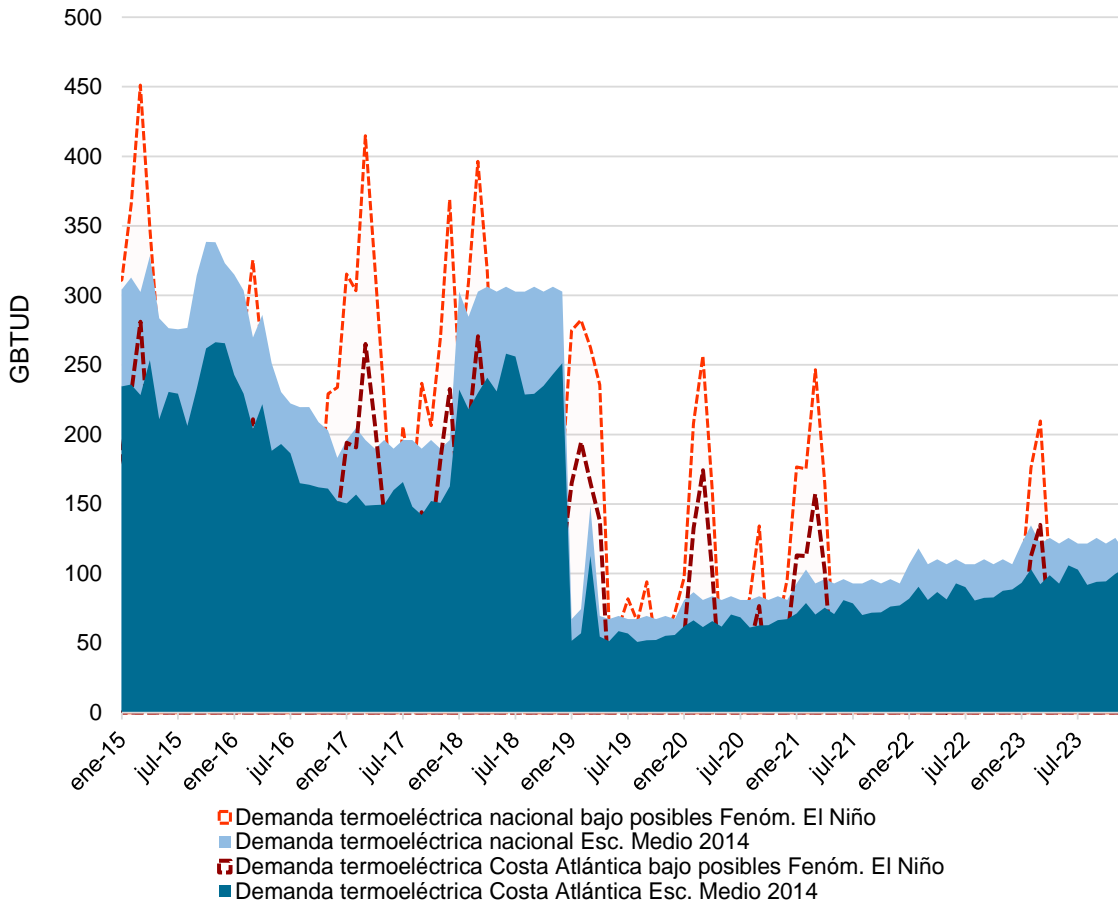


Anexo 2. Proyección de los excedentes de la Planta de Regasificación de la “Sociedad Portuaria El Callao”

Este anexo tiene como propósito realizar un balance parcial oferta y demanda de gas natural, donde la oferta correspondería a la planta de regasificación y la demanda serían solo los generadores termoeléctricos ubicados en la Costa Atlántica. De tal balance se determinan los excedentes disponibles para cubrir los requerimientos que pudiera tener lo restante de la demanda nacional. Lo anterior considera dos escenarios: demanda media y demanda bajo condiciones de Fenómeno del Niño.

A continuación, la gráfica A2- 1 presenta la proyección de demanda de gas natural del sector eléctrico a nivel nacional y Costa Atlántica, tanto para el escenario medio (ver numeral 6.1.4) como bajo Fenómeno de El Niño (ver numeral 7.2.4)²⁹.

Gráfica A2- 1 Proyección de demanda de gas natural del sector eléctrico a nivel nacional y Costa Atlántica.

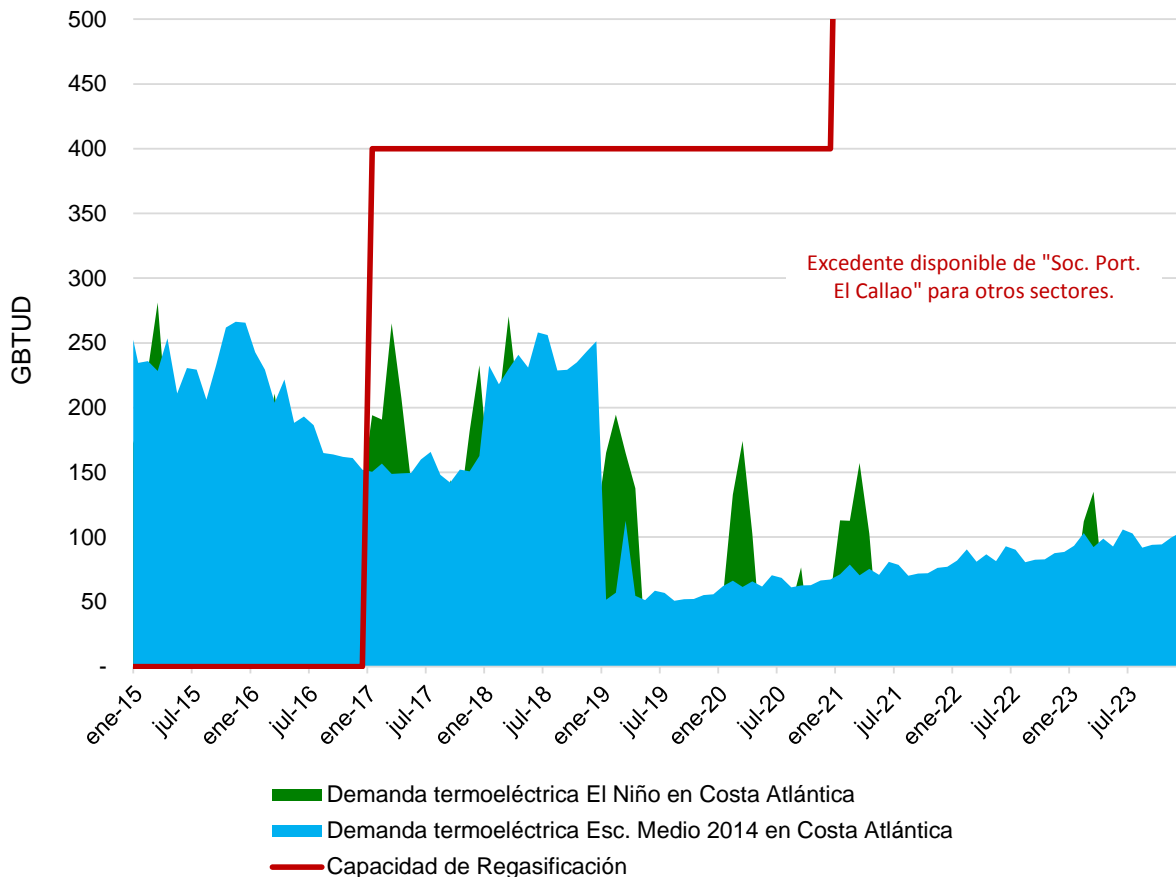


Fuente: UPME.

²⁹ Ante la incertidumbre sobre cuándo se podría presentar este fenómeno, se procede a considerar la posibilidad de que en cualquiera de los próximos años pueda ocurrir de manera independiente de lo que suceda en los demás años. Lo anterior no significa que se prevea su ocurrencia consecutiva, sino que puede darse en cualquiera de estos periodos.

Consecuentemente, la Gráfica A2- 2 compara la demanda de la Costa Atlántica bajo ambos escenarios y la potencial oferta de importación de 400 MPCD (≈ 400 GBTUD). La diferencia entre ambos corresponde a los excedentes de la capacidad de regasificación que podrían despacharse para abastecer otros sectores de consumo, los cuales se presentan en la Gráfica A2- 3.

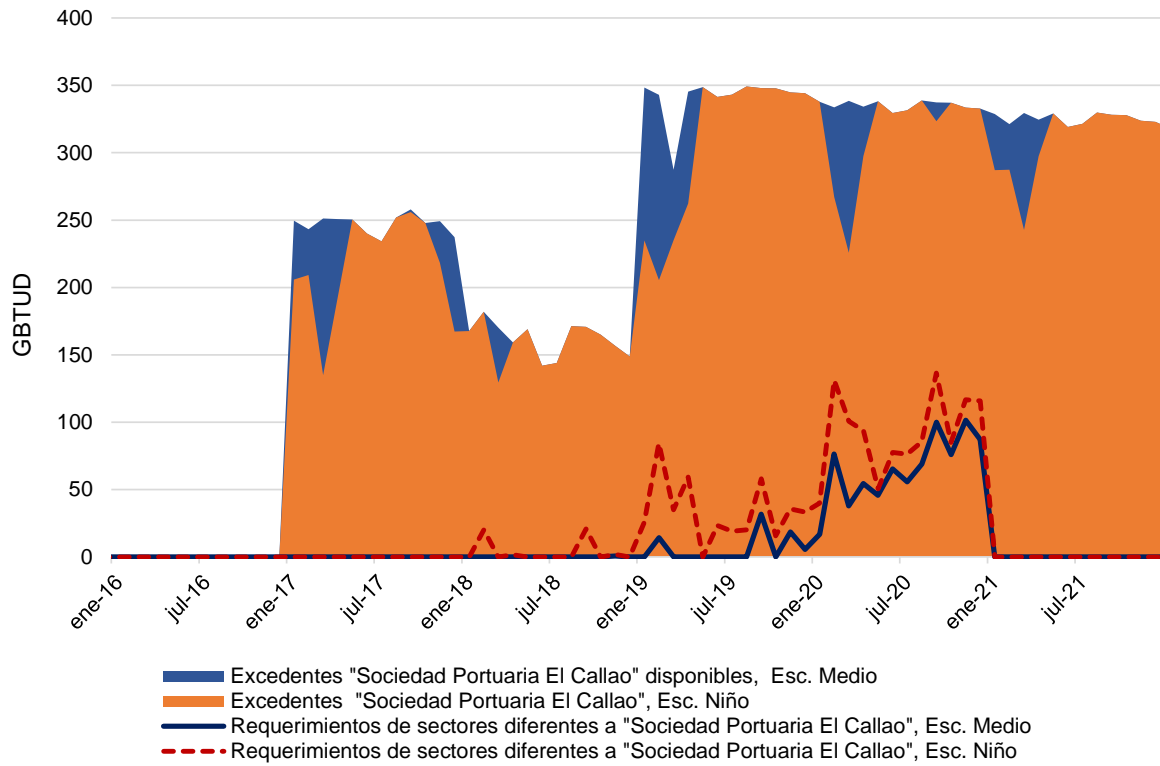
Gráfica A2- 2 Comparación de la demanda de gas natural del sector eléctrico en la Costa Atlántica y la capacidad de importación.



Fuente: UPME.

En la Gráfica A2- 3 también se presentan la proyección de requerimientos de gas natural importado de los demás sectores (diferentes al termoeléctrico de la Costa Atlántica), los cuales son menores a los mencionados excedentes de importación. Lo anterior indicaría que inclusive bajo una situación hidrológica severa habría suficiente capacidad de importación para atender la demanda no eléctrica. Se asume que hacia el año 2021 la demanda nacional contaría con la entrada de la segunda etapa de importación o con nueva capacidad de producción nacional.

Gráfica A2- 3 Estimación de la los excedentes de la capacidad de importación disponibles para otros sectores.



Fuente: UPME.

Anexo 3. Proyección estocástica de la oferta y demanda de gas natural

La tarea de predecir el comportamiento de la oferta o la demanda de gas natural está sujeta a importantes indeterminaciones, lo cual implica desviaciones considerables en los parámetros que surgen de un modelo determinístico.

En el presente anexo se hizo un análisis estocástico del comportamiento de la demanda y la oferta de gas natural: primero, se explican los desarrollos teóricos para la caracterización de la demanda de gas natural y se presenta como resultado, las funciones de probabilidad de dicha demanda. Segundo, se realiza un desarrollo paralelo en el caso de la oferta de gas natural. En tercer lugar, se contrasta la demanda y la oferta, teniendo en cuenta las limitaciones de la red de transporte, para determinar el valor esperado del desabastecimiento.

Demanda estocástica de gas natural

Se analiza la demanda mediante la composición de tres señales determinísticas, correspondientes a cada uno de los escenarios de demanda determinísticos considerados (alto, medio y bajo).

Con la consideración del ruido blanco en las componentes de señal, las probabilidades de los escenarios toman como referencia el escenario medio, partiendo de la hipótesis que ésta es la más probable y las relaciones entre las probabilidades de los otros escenarios sigue la función de probabilidad normal:

$$P_B = P_M \exp\left(-\frac{(b-m)^2}{2\sigma^2}\right) \quad (1)$$

$$P_A = P_M \exp\left(-\frac{(a-m)^2}{2\sigma^2}\right) \quad (2)$$

Los niveles de demanda de los escenarios alto, medio y bajo son a , m y b , respectivamente. Asimismo, las probabilidades de dichos escenarios son P_A , P_M y P_B , también respectivamente. Se presentan los resultados obtenidos para éstas probabilidades en 2 versiones:

La primera es tomando la varianza media y en la segunda versión se fuerza a tomar la probabilidad del escenario medio en el 90%, dado que se mayor certeza de ocurrencia de este escenario y es la base con la que se establecen los planes de expansión y confiabilidad.

Los resultados se presentan a continuación y se tiene, para la varianza ponderada:

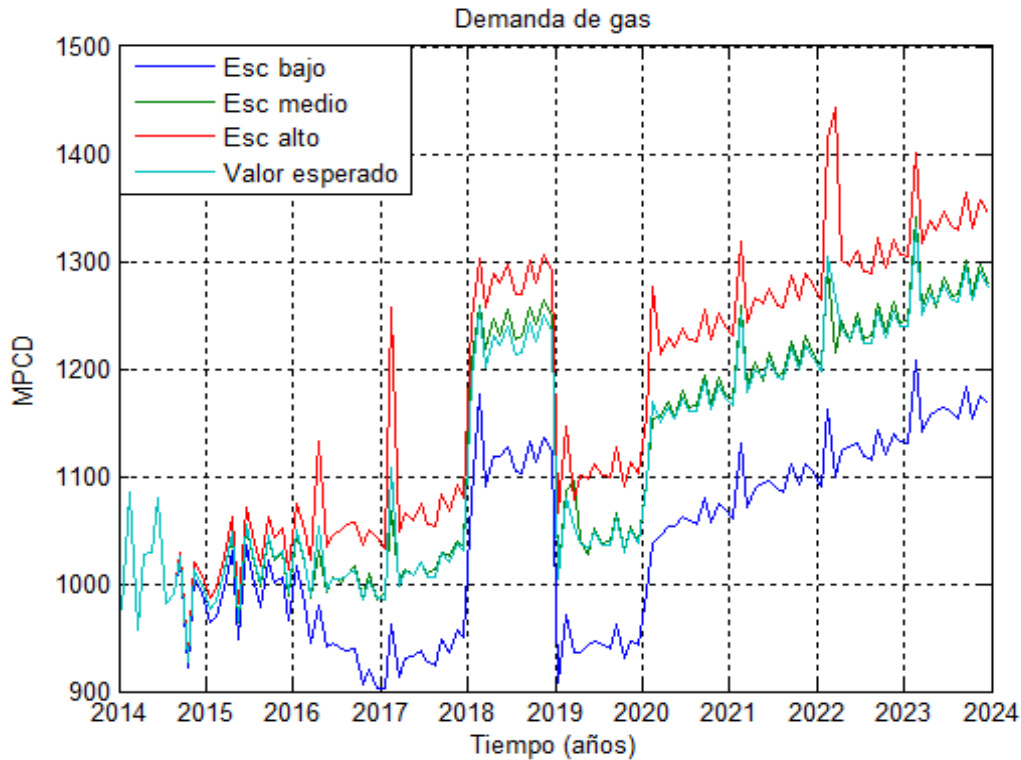
$$P_B = 0.32154$$

$$P_M = 0.42013$$

$$P_A = 0.25833$$

la gráfica A3- 1 presenta los escenarios de demanda originales determinísticos y el estocástico:

Gráfica A3- 1 Escenarios de demanda estocástica con varianza ponderada.



Fuente: UPME.

Y para un escenario medio forzada de 90%, los resultados son:

$$P_B = 0.094705$$

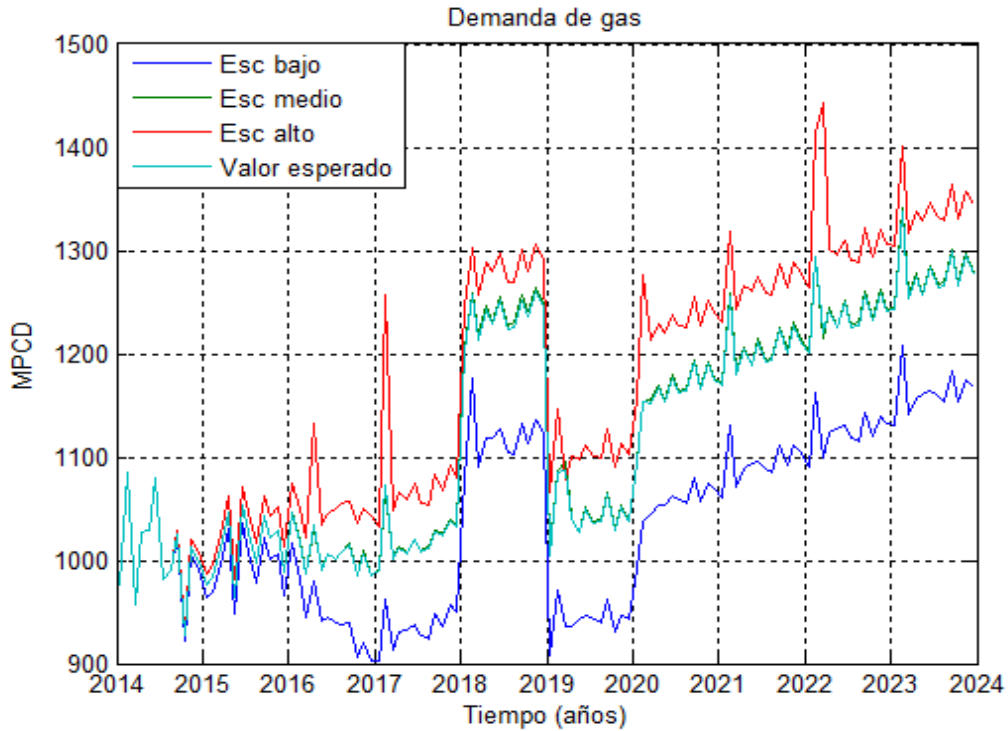
$$P_M = 0.9$$

$$P_A = 0.0052946$$

La gráfica A3- 2 presenta los escenarios de demanda originales determinísticos y el estocástico para este segundo caso:

En la versión más dispersa ($P_M = 0.42685$) ya se observa que el valor esperado de los escenarios se acerca al escenario medio, que es el resultado que se espera. Cuando se refuerza la probabilidad de ocurrencia del escenario medio ($P_M = 0.9$) El valor esperado se acerca mucho más al escenario medio.

Gráfica A3- 2 Escenarios de demanda estocástica con varianza ponderada.



Fuente: UPME.

Oferta estocástica de gas natural

La tabla 1 corresponde a una “tabla de verdad” (tabla de posibilidades) que muestra los escenarios posibles de oferta cada uno con su probabilidad y su correspondiente señal de oferta. Las probabilidades de los escenarios son igualmente:

$$\begin{aligned} R_1 &= 0.1 \\ R_2 &= 0.5 \\ R_3 &= 0.9 \end{aligned} \tag{3}$$

A diferencia de la demanda, la oferta no sigue una señal estocástica sino determinística, pero al tener incertidumbres sobre la disponibilidad de los distintos tipos de reservas de gas natural, entonces la oferta adquiere una naturaleza estocástica.

Tres tipos de escenarios han sido incluidos en el análisis dependiendo de la disponibilidad de las reservas y se ha generado una densidad de probabilidad incondicional gracias a los estándares de probabilidad empleados por expertos internacionales y que la ANH acogió.

Las probabilidades de la tabla de verdad quedan entonces:

Tabla A3-1. Tabla de verdad con sus correspondientes probabilidades.

Escenario	Probabilidad
$R_1R_2R_3$	0,1
$R_1R_2\bar{R}_3$	0,4
$R_1\bar{R}_2R_3$	0,08
$R_1\bar{R}_2\bar{R}_3$	0,32
$\bar{R}_1R_2R_3$	0,011111
$\bar{R}_1R_2\bar{R}_3$	0,044444
$\bar{R}_1\bar{R}_2R_3$	0,0088889
$\bar{R}_1\bar{R}_2\bar{R}_3$	0,035556

Fuente: UPME.