



Plan de Abastecimiento de Gas Natural Mayo de 2014



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

Carrera 50 No. 26 – 20
PBX : (57) 1 2220601 FAX: (57) 1 2219537
Bogotá D.C., Colombia
Mayo de 2014

Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural

Tabla de Contenido

Presentación	12
1 Introducción.....	14
1.1 Antecedentes.....	14
1.2 Metodología de desarrollo del PIAGN	16
1.2.1 Lineamientos Generales del Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural	17
1.2.2 Lineamientos Técnicos	18
2 Contexto Internacional y Nacional del Mercado de Gas Natural.....	20
2.1 Contexto Internacional.....	20
2.1.1 Reservas.....	20
2.1.2 Producción y consumo de gas natural.....	22
2.1.3 Balance	25
2.2 Mercado del Gas Natural Licuado	27
2.2.1 Cadena del servicio	27
2.2.2 Actividad de Licuefacción	27
2.2.3 Actividad de Transporte	28
2.2.4 Actividad de regasificación	29
2.2.5 Distribución del mercado del GNL.....	29
2.2.6 Plantas de licuefacción a nivel mundial	30
2.2.7 Plantas de Regasificación a nivel mundial	33
2.3 Contexto Nacional.....	37
2.3.1 Reservas y producción	37
2.3.2 Oferta.....	39
2.3.3 Consumo.....	40
2.3.4 Sistema de transporte	43
2.4 Planta de regasificación.....	48
3 Marco de política y regulatorio del servicio de gas natural en Colombia.....	50
3.1 Política sectorial.....	51

3.1.1	Plan Nacional de Desarrollo (2010 – 2014)	52
3.1.2	Decreto 2100 de 2011	53
3.1.3	Regulación	55
3.2	Organización de la industria	57
3.2.1	Restricciones a la integración vertical	59
3.2.2	Mecanismos de comercialización y modalidades de contratos	60
3.2.3	Gestión de la información	64
3.2.4	Tarifas	64
3.2.5	Confiabilidad	65
3.2.6	Conclusiones	66
4	<i>Proyecciones de precios de gas natural</i>	68
4.1	Supuestos considerados:	68
4.1.1	Precio del gas Guajira	68
4.1.2	Precio del Gas Cusiana	72
4.2	Tarifas de Transporte	74
4.3	Resultados	74
5	<i>Escenarios de Oferta de Gas Natural</i>	77
5.1	Escenarios de Incorporación de Reservas	77
5.2	Escenarios de Suministro	83
5.2.2	Escenario medio de producción de gas natural	84
5.2.3	Escenario alto de producción de gas natural	85
5.3	Proyección de demanda de gas natural	87
5.3.1	Antecedentes	87
5.3.2	Demanda de gas natural para el sector doméstico	88
5.3.3	Demanda de gas natural para el sector industrial	93
5.3.4	Demanda de gas natural para el sector vehicular	96
5.3.5	Demanda de gas natural para el sector eléctrico	100
5.3.6	Demanda de gas natural sector petrolero (Ecopetrol)	107
5.3.7	Demanda de gas natural sector petroquímico	109
5.4	Demanda agregada nacional de gas natural	110

6	Balance de gas natural.....	112
6.1	Balance de oferta y demanda.	112
6.2	Análisis Estocástico de la oferta y la demanda.....	114
6.2.1	Marco teórico de la demanda de gas	115
6.2.2	Resultados de la demanda.....	117
6.2.3	Resumen del análisis estocástico de la demanda.....	120
6.2.4	Marco teórico de la oferta de gas.....	120
6.2.5	Resultados del análisis de la oferta de gas natural.....	122
6.2.6	Resumen del análisis estocástico de la oferta	124
6.3	Marco teórico del balance	124
6.3.1	Resultados del balance	125
6.3.2	Resumen del análisis estocástico del balance	127
7	Confiabilidad.....	129
7.1.1	Eventos de fuerza mayor	135
7.1.2	Eventos planeados.....	137
7.1.3	Ampliación de suministro	142
8	Análisis Financiero	153
8.1	Inversiones para ampliar la capacidad de transporte del sistema.....	153
8.2	Expansión del Sistema de Transporte.....	153
8.2.1	Costos de incremento de capacidad con adición de gasoductos	154
8.2.2	Costo incremento de capacidad compresores y <i>loops</i>	156
8.3	Inversiones para aumentar la confiabilidad del sistema.....	158
8.3.1	Análisis financiero con gasoductos redundantes	158
8.3.2	Análisis financiero con plantas <i>peak shaving</i>	158
9	Conclusiones y Recomendaciones	161
9.1	Conclusiones	161
9.2	Recomendaciones	162

Índice de Gráficas

<i>Gráfica 1-1 Esquema de desarrollo del Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural.</i>	19
<i>Gráfica 2-1 Evolución regional de la Reservas Probadadas de gas natural.</i>	21
<i>Gráfica 2-2 Distribución de la Reservas Mundiales de Gas Natural 2012</i>	22
<i>Gráfica 2-3 Producción mundial 1991 – 2012</i>	23
<i>Gráfica 2-4 Consumo mundial 1991 - 2012</i>	24
<i>Gráfica 2-5 Balance Mundial por Región de Gas Natural.</i>	25
<i>Gráfica 2-6 Esquema de licuefacción del Gas Natural.</i>	28
<i>Gráfica 2-7 Localización de las plantas de regasificación.</i>	34
<i>Gráfica 2-8 Utilización de capacidad de regasificación</i>	36
<i>Gráfica 2-9 Evolución de las reservas y producción de gas natural.</i>	38
<i>Gráfica 2-10 Oferta de gas por campos.</i>	39
<i>Gráfica 2-11 Consumo de gas natural por sector</i>	41
<i>Gráfica 2-12 Consumo de gas natural total y sector eléctrico excluida.</i>	42
<i>Gráfica 2-13 Mapa topológico – Sistema Interior</i>	46
<i>Gráfica 2-14 Mapa topológico – Sistema Costa</i>	47
<i>Gráfica 2-15 Esquema de la red nacional de transporte de gas natural.</i>	48
<i>Gráfica 3-1 Proyección del índice de abastecimiento (IA)</i>	59
<i>Gráfica 3-2 Energía contratada en firme por campo 2014.</i>	63
<i>Gráfica 3-3 Potencial de producción de gas vs. Energía contratada en firme</i>	63
<i>Gráfica 4-1 Evolución del comportamiento de precios del Gas Natural</i>	69
<i>Gráfica 4-2 Estimación de precios Campo Guajira- Escenarios de referencia</i>	70
<i>Gráfica 4-3 Escenarios de precios del Campo Guajira</i>	71
<i>Gráfica 4-4 Escenario de precios del Campo Cusiana</i>	73
<i>Gráfica 4-5 Estimación de precios del Campo Guajira.</i>	75
<i>Gráfica 4-6 Estimación de precios del Campo Cusiana</i>	76
<i>Gráfica 5-1 Reservas estimadas periodo 2012-2030.</i>	79
<i>Gráfica 5-2 Proyecciones de oferta de gas según escenarios</i>	80
<i>Gráfica 5-3 Proyecciones de oferta de gas natural escenario base</i>	81
<i>Gráfica 5-4 Declaración de producción de gas natural.</i>	84
<i>Gráfica 5-5 Escenario medio de oferta</i>	85
<i>Gráfica 5-6 Escenario medio y alto de oferta entrada planta regasificación</i>	86
<i>Gráfica 5-7 Evolución de la cobertura de gas natural en el país</i>	87
<i>Gráfica 5-8 Evolución del consumo sectorial de gas natural.</i>	88
<i>Gráfica 5-9 Evolución regional del número de usuarios de gas natural.</i>	89

Gráfica 5-10 Evolución de la cobertura del servicio de gas natural según regiones.....	90
Gráfica 5-11 Proyección de población en cabeceras municipales, según regiones.	91
Gráfica 5-12 Escenarios de proyección de demanda nacional de gas natural para el sector doméstico.	92
Gráfica 5-13 Proyección regional de demanda de gas natural sector doméstico, escenario medio.	92
Gráfica 5-14 Proyección de crecimiento del PIB en Colombia	94
Gráfica 5-15 Proyección de precios relativos de los combustibles industriales	95
Gráfica 5-16 Proyección de demanda regional de gas natural para el sector industrial, escenario medio.	95
Gráfica 5-17 Evolución de las conversiones a GNV y tasa de crecimiento.....	97
Gráfica 5-18 Evolución del consumo de GNV según usos del transporte.	97
Gráfica 5-19 Distribución del parque automotor según tipo de vehículo.....	98
Gráfica 5-20 Evolución histórica y proyección de precios de los combustibles.....	99
Gráfica 5-21 Evolución histórica y proyección del crecimiento del consumo regional de gas natural vehicular, Escenario Medio.	100
Gráfica 5-22 Evolución histórica y proyección de demanda de energía eléctrica en Colombia.....	101
Gráfica 5-23 Evolución histórica y proyección de la capacidad nominal de generación eléctrica en Colombia.	102
Gráfica 5-24 Evolución histórica y proyección de precios de carbón mineral para generación eléctrica en Colombia.....	103
Gráfica 5-25 Evolución histórica del consumo del de gas natural del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al despacho ideal y real.	104
Gráfica 5-26 Relación autoconsumo de gas natural para generación eléctrica y consumo total del sector eléctrico	105
Gráfica 5-27 Evolución histórica y proyección de demanda de gas natural l sector eléctrico, según sus componentes.	106
Gráfica 5-28 Evolución histórica y proyección de demanda regional de gas natural sector eléctrico.....	106
Gráfica 5-29 Escenarios de proyección de demanda de gas natural sector eléctrico.....	107
Gráfica 5-30 Escenarios de proyección de demanda de gas natural sector	108
Gráfica 5-31 Proyección de demanda nacional de gas natural refinerías, escenario medio.	108
Gráfica 5-32 Proyección de demanda nacional de gas natural sector petroquímico, escenario medio.	109
Gráfica 5-33 Proyección de demanda regional de gas natural sector petroquímico, Escenario Medio.	109
Gráfica 5-34 Escenarios de proyección de demanda nacional de gas natural.	110
Gráfica 5-35 Proyección sectorial de demanda de gas natural, escenario medio.	110
Gráfica 5-36 Escenarios de proyección de demanda de gas natural, total nacional.	111
Gráfica 6-1 Balance de Gas Total.	112
Gráfica 6-2 Análisis espectral de la serie de demanda del escenario bajo	116

<i>Gráfica 6-3 Separación de las componentes de señal y ruido.</i>	<i>117</i>
<i>Gráfica 6-4 Comparación demanda media con filtrado de la misma</i>	<i>118</i>
<i>Gráfica 6-5 Función de densidad de probabilidad escenario bajo de demanda</i>	<i>119</i>
<i>Gráfica 6-6 Función de densidad de probabilidad escenario medio de demanda</i>	<i>119</i>
<i>Gráfica 6-7 Función de densidad de probabilidad escenario alto de demanda</i>	<i>120</i>
<i>Gráfica 6-8 Oferta de gas natural por tipo de reservas</i>	<i>121</i>
<i>Gráfica 6-9 Función de densidad de probabilidad de la señal de oferta nacional de gas natural</i>	<i>124</i>
<i>Gráfica 6-10 Balance escenario estocástico de oferta y escenarios alto, medio y bajo de demanda</i>	<i>125</i>
<i>Gráfica 6-11 Comparación diferentes balances.....</i>	<i>127</i>
<i>Gráfica 7-1 Probabilidad de fallas de eventos de fuerza mayor</i>	<i>132</i>
<i>Gráfica 7-2 Probabilidad de fallas de eventos planeados.....</i>	<i>132</i>
<i>Gráfica 7-3 Intervalo de confianza del 95% del ajuste de eventos de fuerza mayor a un proceso de Poisson</i>	<i>133</i>
<i>Gráfica 7-4 Intervalo de confianza del 95% del ajuste de eventos planeados a un proceso de Poisson</i>	<i>133</i>
<i>Gráfica 7-5 Mapa de la red de gasoductos tomada en cuenta en el análisis</i>	<i>134</i>
<i>Gráfica 7-6 Flujo no transportado en tramos debido a fallas.....</i>	<i>140</i>
<i>Gráfica 7-7 Curva de desabastecimiento debido a las limitaciones de capacidad y a las fallas propias del sistema de gasoductos.</i>	<i>141</i>
<i>Gráfica 7-8 Reducción de desabastecimiento mediante la entrada de la planta de regasificación y la ampliación de la capacidad del sistema de transporte.</i>	<i>146</i>
<i>Gráfica 7-9 Implementación de gasoductos redundantes</i>	<i>148</i>
<i>Gráfica 7-10 Implementación de plantas de peak shaving.....</i>	<i>149</i>
<i>Gráfica 7-11 Implementación de las dos alternativas de confiabilidad.....</i>	<i>150</i>
<i>Gráfica 7-12 Análisis del peor caso y la implementación de gasoductos</i>	<i>151</i>
<i>Gráfica 7-13 Análisis del peor caso y la implementación de gasoductos</i>	<i>152</i>
<i>Gráfica 8-1 Beneficios con alternativas de confiabilidad.....</i>	<i>160</i>

Índice de Tablas

<i>Tabla 2-1 Países importadores y exportadores de GNL.....</i>	<i>30</i>
<i>Tabla 2-2 Infraestructura de licuefacción en el ámbito mundial.....</i>	<i>32</i>
<i>Tabla 2-3 Producción de gas natural en Colombia 2013.....</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 2-4 Características de los 7 sistemas principales de gasoductos del país.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabla 2-5 Características del sistema de transporte de Progasur.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabla 3-1 Principales resoluciones del sector de Gas Natural.....</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 3-2 Componentes de la fórmula tarifaria.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 3-3 Cargos regulados.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 5-1 Incorporación de Reservas de Crudo.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 5-2 Incorporación de Reservas de Gas.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 5-3 Inversiones sector de hidrocarburos escenario base.....</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 5-4 Participación regional en consumo y en número de usuarios, año 2012.....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 5-5 Evolución de distribución regional de PIB, escenario medio.....</i>	<i>94</i>
<i>Tabla 5-6 Participación regional histórica y proyectada en consumo de GNV.....</i>	<i>99</i>
<i>Tabla 5-7 Proyección de generación eléctrica fuera de mérito de consumo de gas natural.....</i>	<i>104</i>
<i>Tabla 6-1 Tabla de verdad considera todas las posibilidades de oferta de gas, incluye su probabilidad su producción de gas y resultados de la oferta de gas.....</i>	<i>123</i>
<i>Tabla 6-2 Tabla de verdad con las probabilidades calculadas,.....</i>	<i>123</i>
<i>Tabla 7-1 Probabilidad de encontrar elementos del sistema de transporte fuera de servicio.....</i>	<i>136</i>
<i>Tabla 7-2 Probabilidades de desatender cada nodo de demanda del sistema de transporte.....</i>	<i>137</i>
<i>Tabla 7-3 Probabilidades de encontrar fuera de servicio cada elemento del sistema.....</i>	<i>138</i>
<i>Tabla 7-4 Probabilidades de desatender nodos de demanda por eventos planeados.....</i>	<i>139</i>
<i>Tabla 7-5 Propuesta programa de ampliación de la capacidad del sistema de transporte.....</i>	<i>144</i>
<i>Tabla 7-6 Propuesta de gasoductos redundantes para aumento de confiabilidad.....</i>	<i>147</i>
<i>Tabla 7-7 Propuesta plantas de peak shaving.....</i>	<i>148</i>
<i>Tabla 8-1 Ampliaciones de capacidad de transporte por tramo.....</i>	<i>155</i>
<i>Tabla 8-2 Inversiones mediante desarrollo de loops.....</i>	<i>156</i>
<i>Tabla 8-3 Ampliaciones de capacidad de transporte por tramo – compresores y loops.....</i>	<i>157</i>
<i>Tabla 8-4 Inversiones instalación de compresores y loops.....</i>	<i>157</i>
<i>Tabla 8-5 Inversión en confiabilidad con loops redundantes.....</i>	<i>158</i>
<i>Tabla 8-6 Inversión en confiabilidad con plantas peak shaving.....</i>	<i>159</i>
<i>Tabla 8-7 Inversión en confiabilidad conjunta gasoductos redundantes y plantas peak shaving.....</i>	<i>159</i>

Índice de Ilustraciones

<i>Ilustración 3-1 Institucionalidad</i>	<i>51</i>
<i>Ilustración 3-2 Cadena de prestación del servicio</i>	<i>57</i>
<i>Ilustración 3-3 Estructura de la industria</i>	<i>58</i>

Anexos

<i>Anexo 1 Resultados Precio Gas Natural Plantas Térmicas</i>	<i>165</i>
<i>Anexo 2 Modificación propuesta al sistema de transporte de la costa tras la entrada de la plante de regasificación de Cartagena 2016</i>	<i>167</i>
<i>Anexo 3 Propuesta de ampliación de la capacidad del sistema de transporte mediante loops</i>	<i>168</i>
<i>Anexo 4 Propuesta de ampliación de la capacidad del sistema de transporte mediante compresores y loops</i>	<i>171</i>
<i>Anexo 5 Propuesta de aumento de confiabilidad del sistema de transporte mediante gasoductos redundantes</i>	<i>172</i>
<i>Anexo 6 Propuesta de aumento de confiabilidad mediante plantas de peak shaving</i>	<i>174</i>
<i>Anexo 7 Propuesta de aumento de confiabilidad mediante gasoductos redundantes y plantas de peak shaving</i>	<i>175</i>
<i>Anexo 8 Gráficas de flujos y capacidades de los tramos analizados</i>	<i>176</i>

Siglas

BTU	British Thermal Unit
CNO-Gas	Consejo Nacional de Operación de Gas Natural
CQR	Caldas, Quindío, Risaralda
DANE	El Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DNP	Departamento Nacional de Planeación
ECOPETROL	Empresa Colombiana de Petróleos
EIA	Agencia Internacional de Energía
ENPEP	Energy and Power Evaluation Program
GNV	Gas natural vehicular
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
MME	Ministerio de Minas y Energía
PIAGN	Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural
PIB	Producto Interno Bruto
SDDP	Modelo Probabilístico de Optimización Dinámica Estocástica
SIN	Sistema interconectado Nacional
SNTGN	Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética

Presentación

El gas natural está jugando un papel cada vez más importante en la atención de la demanda de energía a nivel mundial. El mayor costo relativo de las distintas fuentes energéticas e impacto ambiental que dichos recursos generan, convierten al gas natural en una alternativa que ofrece mayores oportunidades de crecimiento, desarrollo y eficiencias. Aquellos países que han incorporado el gas natural como insumo esencial para su funcionamiento muestran mayor pujanza y vigor, no solo por el mayor dinamismo de la economía, sino por la competitividad industrial en términos de bajos costos y uso de nuevas tecnologías.

Según expertos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en poco más de dos décadas, el gas no convencional podrá representar más de un cuarto de la producción mundial de gas natural, gracias a la revolución del shale gas en los Estados Unidos. El desarrollo de los yacimientos no convencionales está modificando el mapa energético mundial y los patrones de comercio internacional.

Las estimaciones de demanda de gas natural de la gran mayoría de analistas internacionales, muestran al gas natural como la fuente energética con la mayor tasa de crecimiento en la canasta energética global, tasa que seguirá aumentando a un ritmo significativo. No en vano, en relación con otros combustibles fósiles, el gas natural presenta notables ventajas ambientales, una amplia disponibilidad y unos costos de suministro competitivos.

Por otra parte, la apuesta por el GNL en el mundo constituyó una importante oportunidad de desarrollo al vincular países productores con lejanos centros de consumo, permitiendo a los segundos anticiparse con éxito a acontecimientos energéticos desfavorables y asegurar la disponibilidad del recurso para la atención plena de los requerimientos, ubicándolos en una posición ventajosa. Por ello, explorar las perspectivas del mercado mundial no es, por tanto para nuestro país, un ejercicio trivial.

Colombia es un país privilegiado en términos de producción de energía primaria, pero los retos que se debe afrontar en el sector de gas natural para garantizar un suministro confiable, de calidad y a precios competitivos son grandes. Se requiere de la participación conjunta de los sectores público y privado para lograr en el mediano y largo plazo un país competitivo y dinámico que impulse el desarrollo económico, sin el incremento desbordado de emisiones nocivas para el medio ambiente.

Son grandes los beneficios que el gas natural ha traído a Colombia y se prevé que su aporte al sector productivo y a las familias sea creciente, sustituyendo otras formas energéticas más costosas y menos eficientes, respondiendo a las nuevas necesidades de demanda, evitando subsidios cuantiosos, lo cual reporta ventajas suficientes no solo desde la óptica social sino desde la perspectiva ambiental, hoy en día cuestión de la mayor importancia por los estragos que viene generando el cambio climático.

Este documento de prospectiva, si bien obedece a un mandato de carácter legal contiene un análisis de carácter referencial o indicativo que responde una visión integral y armónica cuyo propósito es dar cierta certidumbre e información para la toma de decisiones de inversión reduciendo el grado de incertidumbre, así como para elaborar acciones de política.

El análisis constituye un esfuerzo para ofrecer nuevos elementos de estudio que permitan ampliar en conocimiento del mercado del gas natural en Colombia y su interrelación con los demás mercados de energía, mediante la exploración del futuro bajo la técnica de escenarios guardando la coherencia y compatibilidad interna de las distintas hipótesis que definen cada uno de los

escenarios, los cuales fueron concebidos con rigor procedimental y con la información disponible más actualizada, utilizando varios escenarios bien contrastados con la finalidad de “cubrir” adecuadamente una amplia gama de trayectorias futuras.

El documento aquí presentado está integrado por nueve capítulos. El primero aborda los preceptos legales que rigen las responsabilidades de la Unidad de Planeación Minero Energética y los fundamentos de su actuación en el contexto gubernamental. Describe igualmente los elementos técnicos y lineamientos generales para la elaboración del plan indicativo de abastecimiento de gas natural (PIAGN).

En el capítulo segundo se presenta el contexto internacional y nacional del mercado del gas natural haciendo especial énfasis en la participación y evolución del gas natural en la matriz energética en cuanto a reservas, producción y consumo. Se hace una descripción de la cadena de valor del GNL y su comportamiento en el mercado mundial. Igualmente se presenta una perspectiva del desenvolvimiento del mercado nacional, la evolución de las principales variables, las características de la oferta, la demanda y el sistema actual de transporte.

El tercer capítulo contiene un análisis del marco de política y la normatividad vigente más relevante que ordena las actividades dirigidas a la prestación del servicio público de gas natural e introduce los esquemas tarifarios de las actividades reguladas. En el capítulo cuarto se expone el tema de los precios del gas natural, los supuestos considerados para la estimación de largo plazo los cuales se basan en la consideración de que en el mediano plazo; los precios nacionales serán regidos por mercados internacionales en la medida que se importe gas natural de la cuenca del Caribe.

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, así como las perspectivas de producción reportada por los agentes para los próximos 10 años. Este capítulo también presenta la demanda futura de gas natural, profundizando en los principales factores que afectan la evolución del consumo sectorial, y del desarrollo del consumo regional.

El capítulo sexto hace referencia al balance oferta demanda de gas natural luego de considerar las distintas alternativas de suministro de gas natural para los análisis de planeación de mediano y largo plazo, introduciendo un análisis estocástico de la oferta y demanda debido a la incertidumbre de cada variable relevante, de modo que las observaciones del comportamiento del gas natural pueda también arrojar resultados sobre las varianzas de los parámetros. Se cotejan los escenarios determinísticos y probabilísticos de oferta y demanda de gas natural, para establecer escenarios críticos.

El capítulo séptimo se realiza un análisis de la confiabilidad con el propósito de evaluar las repercusiones en la demanda por las fallas del sistema de transporte que generan demanda no atendida o insuficiencia parcial de abastecimiento. Igualmente se examinan los factores que influyen en el desabastecimiento donde no solo interviene la confiabilidad, sino también la capacidad de infraestructura y de suministro de las diferentes fuentes de producción o de importación. De igual formas se realiza un análisis de los requerimientos de infraestructura para minimizar racionamientos y permitir un servicio continuo y confiable.

En el capítulo octavo presenta la evaluación financiera de las distintas alternativas evaluadas para la expansión de la capacidad de transporte y el desarrollo de confiabilidad que debe tener el sistema colombiano.

Finalmente el capítulo noveno presenta de manera general las conclusiones del trabajo y todas las medidas y decisiones que se considera necesario emprender para asegurar el abastecimiento de gas natural en condiciones competitivas.

1 Introducción

1.1 Antecedentes

De acuerdo con lo definido en el Artículo 16 de la Ley 143 de 1994, que dio origen a la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, se encargó a esta institución entre otras funciones, la de apoyar la toma de decisiones en materia minera y energética y la evaluación de políticas sectoriales, realizando planes indicativos con el fin de alcanzar una asignación óptima de recursos para satisfacer los requerimientos mineros y energéticos internos y externos mediante las siguientes tareas fundamentales:

- a. Establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energéticos;
- b. Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales;

En este marco se han realizado importantes propuestas para el desarrollo del sector energético con la consecución de objetivos notables. En la última década, cambios significativos en su régimen institucional y en aspectos de la regulación de los diversos mercados energéticos, han permitido ir dando respuestas adecuadas para lograr un satisfactorio grado de inversiones y reducir la vulnerabilidad del sector energético.

Sin embargo, cabe decir que aún existen oportunidades para que Colombia encamine la matriz energética en el largo plazo, de forma tal que se asegure la máxima contribución del sector al desarrollo nacional y se ajusten los desequilibrios parciales en mercados específicos, y se reduzca la vulnerabilidad frente a fenómenos irregulares que generan alto grado de incertidumbre. Estos últimos a su vez, frente al fenómeno del cambio climático, podrían convertirse cada vez en menos predecibles, razón por la cual es necesario establecer estrategias y acciones para reducir la vulnerabilidad.

La consecución de esta estrategia requiere así de la coordinación de actividades en las distintas cadenas energéticas a fin de que el conjunto de objetivos sectoriales hallen su debida convergencia, tanto en el corto, como en el mediano y largo plazo.

A lo largo de los últimos años, el sector de gas natural en Colombia ha experimentado un alto crecimiento de la demanda acompañado de la introducción y profundización de un marco de mercado, a partir de la Ley 142 de 1994. El sector logró – por medio de una combinación de mercado y política energética – su consolidación no sólo en los mercados locales, como los de la Costa Atlántica, Santander y Huila, sino a nivel nacional, llevando el gas hasta sitios tan remotos de los campos de producción como el Valle del Cauca.

El impacto que tuvo en el consumo de energía de fuentes primarias, la entrada del gas natural al sistema del interior del país como producto del “Plan de Masificación del Gas” (PMG), fue de la mayor preponderancia, cuyos resultados comenzaron a manifestarse cuando hacia 1996 se terminaron las obras de gasoductos que conectaban el gas de la Guajira con los principales centros poblados de Colombia como son: Bogotá, Medellín, Cali y otros en sus respectivas áreas de influencia. De este modo la participación del gas en la matriz de energía fue creciente especialmente después de 1999 a medida que se sumaban consumidores de distintos sectores.

Para tener una idea de la importancia del gas natural en Colombia, vale decir que este energético representaba en 2012 un 20,5% del consumo neto de energía primaria y secundaria, mientras que hacia 1995 el consumo final de energía con gas natural se encontraba alrededor de 7%.

En términos generales Colombia ha sido un país particularmente exitoso en crear una amplia red nacional de gasoductos con participación del sector público y privado y en la penetración del gas natural en todos los sectores socioeconómicos de consumo.

No obstante, los estimativos disponibles de recursos convencionales comercialmente explotables de gas natural, sugieren que nuestro país hoy posee recursos para cubrir las estimaciones de demanda doméstica en un escenario de crecimiento medio, hasta cerca del año 2016, dada la situación de declinación del principal campo productor y no se espera nueva disponibilidad de gas relacionado con reservas probables.

Adicionalmente, en la última década las reservas de hidrocarburos en Colombia se han mantenido relativamente estancadas, pese al aumento en los niveles de exploración después del 2005, como consecuencia de los altos precios internacionales del petróleo y del gas y de los cambios institucionales y de política interna realizados como la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Pero el dinamismo de la demanda comenzó a dar claras señales de agotamiento – debido a la incertidumbre del suministro futuro – que se intentó resolver por medio de la eliminación del consumo del sector de generación térmica a gas. Además, ante la ausencia de una oferta comercial suficiente para suplir la demanda de flexibilidad de largo plazo del sector eléctrico y, de otra parte, sin el servicio de confiabilidad para los distintos usuarios en el día a día y como el sistema de transporte es radial, las indisponibilidades de suministro o de transporte ocasionan serias consecuencias sobre el conjunto de los usuarios de consumo.

Esta situación fue atendida por las autoridades sectoriales y el Ministerio de Minas y Energía definió lineamientos de política sobre el manejo de la oferta y la demanda de gas a través del Decreto 2100 de 2011, que incluyó entre otras:

- 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 criterio flexible; 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.

Dicho 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 público de gas natural. En términos generales, el Decreto fijó la política para la promoción del abastecimiento de gas natural en Colombia y definió que la comercialización del gas debía promover la competencia, mitigar los efectos de la concentración de la producción, propiciar la formación de un precio eficiente del recurso y ofrecer información oportuna y suficiente para todos los agentes.

La norma en su Artículo 17 incorporó la realización de un Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural, por parte de la UPME con base en unos lineamientos técnicos que determinará el Ministerio de Minas y Energía, 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.

Es dentro de este mandato que se desarrolla el Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural -PIAGN-, que se presenta en este documento. Este Plan tiene el propósito de suministrar información resultante de los amplios análisis para que orienten las decisiones de los agentes y de las autoridades competentes en la toma de decisiones oportunas que aseguren la satisfacción de demanda en el largo plazo, en las debidas condiciones técnicas y de confiabilidad del suministro de gas natural a precios competitivos.

1.2 Metodología de desarrollo del PIAGN

Mientras que la planificación de la expansión de los sistemas de abastecimiento y transporte de gas natural resulta sencilla en un esquema integrado verticalmente y bajo criterios de garantía de suministro, este tema se vuelve de alta complejidad en un sistema guiado por la maximización de beneficios y con actores no integrados.

Es de anotar que la Masificación del Gas se realizó bajo ciertos criterios hasta la privatización de Ecogas y la capitalización de Ecopetrol. Por otra parte, las particularidades de la demanda de gas para generación de electricidad ha implicado formas contractuales entre productores de gas, transportadores y generadores eléctricos, que distorsionan los propios principios del mercado e impiden una expansión concertada de la oferta de gas, pero también de la oferta de generación eléctrica.

Adicionalmente, la oferta futura de gas natural también genera una incertidumbre, la que se traslada al sector transporte de gas toda vez que éste, desvinculado en propiedad de los productores, no logra percibir señales claras para proceder a la expansión de su capacidad, generando así un cuello de botella adicional a la mencionada inflexibilidad de la oferta de gas. Dado que el sistema es radial, cualquier cuello de botella en un punto estratégico del sistema (próximo a la recepción de gas) se traslada al conjunto de los ramales del sistema integrado.

El dilema es entonces como puede abordar la Planificación esta complejidad, ya que sin una prospectiva de oferta y demanda de los distintos mercados de gas, no pueden existir señales integradas de expansión que lleguen a tiempo dada la anticipación necesaria de la expansión de la oferta a la demanda si se desea confiabilidad en ambos sistemas: a) eléctrico y de gas y b) de infraestructura de transporte y de abastecimiento en campos productores.

Así las cosas, los principales factores que impiden el desarrollo equilibrado del mercado de gas natural se vinculan no solo con las características de la demanda altamente influenciada por la demanda de gas para generadores térmicos sino también con una incertidumbre acerca de la oferta disponible, a corto plazo, pero también a largo plazo.

Por lo tanto, se pueden apreciar al menos las siguientes incógnitas generales a ser resueltas por el esquema de planificación para lograr un abastecimiento pleno y eficiente de gas natural:

- a. El de la incertidumbre geológica, que hace al riesgo minero propio de la actividad y que se supone sólo se mitiga parcialmente mediante inversión de riesgo en exploración.
- b. El vinculado a los actores que deben invertir a riesgo o pueden optar por estrategias de maximización de beneficios postergando o limitando las inversiones en exploración.
- c. El vinculado a la anticipación de problemas de abastecimiento.

En un sistema abierto y de múltiples actores como el colombiano, las dos primeras dificultades no son controlables más que mediante algún tipo de instrumento regulatorio que incentive la exploración, sin que ello garantice resultados. En el tercer caso mediante ejercicios de planificación se pueden elaborar recomendaciones o advertencias que permitan anticipar posibles déficits.

El conjunto de esta problemática es por ahora abordable desde el sistema de planificación con un carácter indicativo y en ese papel responde a la dificultad vinculada con la anticipación de complicaciones de abastecimiento y por lo tanto del estudio de escenarios de oferta y demanda combinados, lo que permite al menos cuantificar los déficit y superávits previstos en el corto, mediano y largo plazo y cuya precisión, por acotada que sea, es útil para advertir problemas con la suficiente antelación.

Para establecer la cuantificación del déficit posible y probable de oferta de gas natural para satisfacer los requerimientos totales de la demanda, se consideraran multiplicidad de escenarios tanto desde el punto de vista de la oferta como de la demanda, con el propósito de tomar en cuenta una gama amplia de trayectorias futuras que permita reducir el grado de incertidumbre de mediano y largo plazo, para que responda a la finalidad y características del análisis prospectivo pretendido.

Para analizar la problemática de confiabilidad se consideraran escenarios muy críticos y otros menos o no críticos, recordando que el análisis de confiabilidad suele introducir, por definición, la asunción del peor caso posible, pero al mismo tiempo probable. Sin embargo, desde el punto de vista de la señal que el sistema de planeamiento envía al mercado de gas natural, una sobrestimación del déficit podría conducir a generar una visión distorsionada y a decisiones que implican una sobreinversión.

Al mismo tiempo no enviar una señal de magnitudes de escenarios críticos implicaría avalar una crisis previsible con costos muy elevados en términos económicos (cortes de gas o electricidad, sustitución por combustibles muy costosos, improvisación, etc.).

El análisis del impacto de la demanda sobre la confiabilidad del sistema de transporte es sin embargo el aspecto fundamental para el caso colombiano, pues es por esa causa que el sistema es más vulnerable a provocar desabastecimientos totales o parciales. Por ello se determinarán índices probabilísticos de falla del sistema de transporte, bien sea por daños en alguno de sus componentes o por incremento en la demanda de gas que haga que el sistema no sea capaz de transportar todo el gas requerido y, como consecuencia de ello colapse.

Para la elaboración del Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural se consideraron unos lineamientos generales que hacen referencia al cumplimiento de unos criterios generales en la elaboración del Plan y de unos criterios técnicos para la realización del ejercicio de planificación así:

1.2.1 Lineamientos Generales del Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural

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

- 5) 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

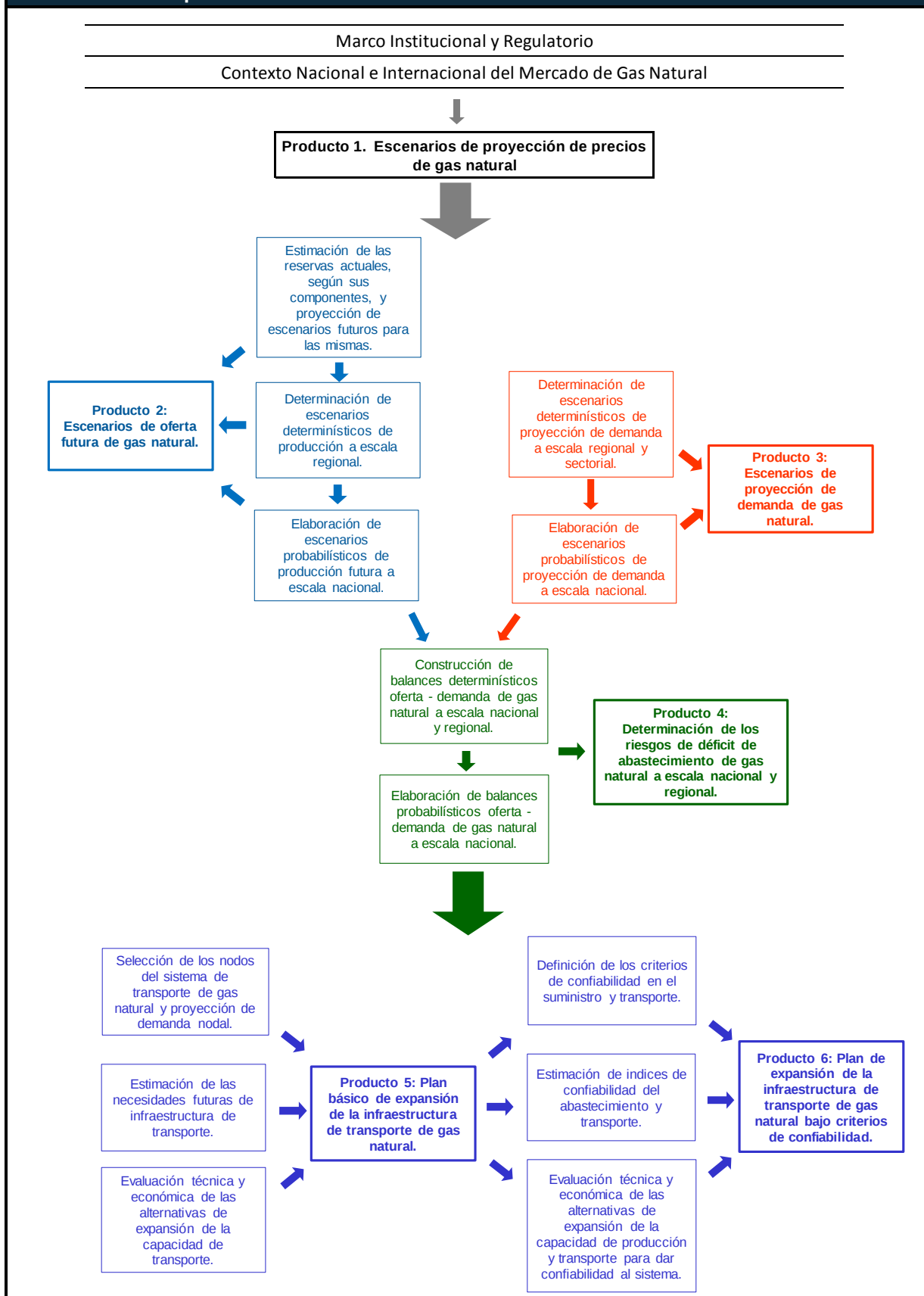
- a) La oferta de gas natural corresponde a la última declaración de producción nacional e importación por parte de agentes.
- b) La oferta es afectada por las interrupciones causadas por mantenimientos programados y no programados.
- c) El periodo considerado para comercialización de gas de nuevos hallazgos será mínimo de tres años desde la fecha de su descubrimiento.
- d) La entrada en operación de proyectos de regasificación será mínimo de cuatro años, desde etapa de planificación.
- e) La entrada en operación de nuevos gasoductos será como mínimo tres años, desde su etapa de proyección.
- f) La entrada en operación de nuevas estaciones de compresión será de dos años, desde etapa de planificación.
- g) La capacidad de los gasoductos troncales corresponderá a la capacidad nominal de cada uno de dichos sistemas.
- h) La capacidad de transporte de cada uno de los tramos será afectada por la indisponibilidad más alta de los mismos.
- i) Horizonte de Planeación de 10 años.

La elaboración del Plan significa entonces un análisis de la perspectiva de abastecimiento de mediano y largo plazo ante diferentes escenarios de incorporación de oferta nacional y extranjera. Con el tiempo, la dinámica del sector permitirá identificar los escenarios sobre los cuales será conveniente profundizar en su estudio y proposición, lo cual 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 el planeamiento y que permitan la identifiquen distintas alternativas que resulten atractivas para quienes toman decisiones de inversión, pero que en cualquiera de los casos responda a los objetivos de la perspectiva del Estado. La Gráfica 1-1 presenta de manera esquemática la metodología seguida en el análisis.

Para efectos de éste análisis se define abastecimiento como la capacidad del sistema (infraestructura existente para producción, importación y transporte) disponible para el suministro de gas en el corto, mediano y largo plazo; y confiabilidad en función de la demanda no atendida o el desabastecimiento ocasionado debido a la probabilidad de falla del sistema tanto por eventos programados como por situaciones de fuerza mayor.

Gráfica 1-1 Esquema de desarrollo del Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural.



2 Contexto Internacional y Nacional del Mercado de Gas Natural

2.1 Contexto Internacional

El contexto energético mundial está cambiando de manera acelerada, resultado del incremento de producción de petróleo y gas en los Estados Unidos, así como la extendida utilización de tecnologías amigables con el medio ambiente como eólica y solar, la disminución del uso de la energía nuclear y el desarrollo de los yacimientos no convencionales de gas natural, entre otros aspectos.

Una de las circunstancias que están causando mayor impacto, hace referencia al cambio en los flujos de comercio de hidrocarburos en Norteamérica, promovidos por la mayor producción de petróleo de alta calidad y de gas natural no convencional, cuyo resultado ha sido una disminución de los precios particularmente del gas natural y de electricidad, promoviendo con ello una industria más competitiva.

Si bien, los precios del gas vienen decreciendo en el continente americano, en Europa y Japón los mismos se han incrementado de forma exponencial, como consecuencia del bajo precio del carbón que se liberó en Estados Unidos y que viene sustituyendo al gas en el viejo continente. Lo anterior demuestra la fuerte interacción entre las diversas fuentes de energía sus mercados y precios a nivel mundial.

Indudablemente el gas natural atraviesa un periodo favorable, pues en todos los escenarios de prospectiva se aprecia una demanda creciente especialmente para generación de electricidad y como combustible industrial, independientemente de la localización geográfica, favorecido por menores emisiones de carbono frente al petróleo y el carbón.

Nuevas técnicas de exploración y de perforación de pozos han contribuido de manera decidida al aumento significativo de las reservas mundiales de gas y a una reducción de sus costos de producción reposicionando su competitividad y mayor disponibilidad del recurso, permitiendo la expansión de los mercados globales de GNL.

2.1.1 Reservas

Una mirada a la evolución histórica de las reservas de gas natural señala que durante el periodo comprendido entre 1991 y el 2012, las reservas probadas crecieron a una tasa de 2,35% promedio año, pasando de 4.062 TPC a 6.611,3 TPC, totalizando una incorporación de 121,4 TPC por año durante los veintiún años de análisis, con una disminución de 0,3% con respecto a 2011, de acuerdo con lo presentado en el *BP Statistical Review of World Energy 2013*.

Al finalizar el año 2012, las reservas probadas de gas natural en el mundo ascendían a 6.611,3 TPC un 0,3% menos que el año 2011, cuando totalizaron 6.628,6 TPC, reducción atribuible a las estimaciones a la baja que efectuó Rusia, ubicando a Irán como el mayor poseedor de reservas de este energético en el planeta, las cuales en importante proporción se localizan costa afuera, aunque una parte significativa de la producción de gas natural proviene de campos de gas asociado *on shore*.

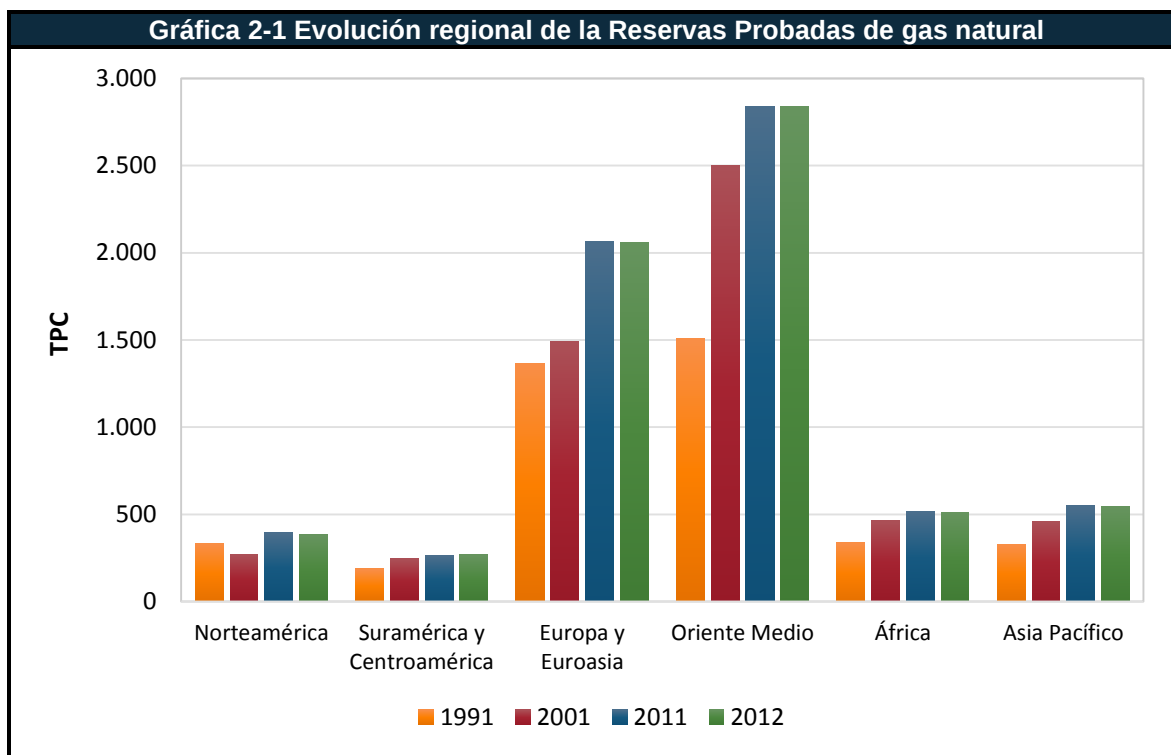
Regionalmente, el Medio Oriente concentró la mayor tasa de admisión de reservas con un 3,1% promedio año, correspondiente a 1.334 TPC en los últimos 21 años, seguido de la región de Europa y Euroasia las cuales agregaron la totalidad de 693,7 TPC, equivalentes a una tasa media anual de 1,98%.

En menor escala, se adicionaron reservas probadas en India, Arabia Saudita, Malasia y Venezuela en las regiones de Asia Pacífico, Medio Oriente y Centro y Suramérica, mientras que en la demás regiones se presentó retracción de los volúmenes totales y particularmente los principales productores europeos Noruega, Holanda y el Reino Unido y del continente Americano como Argentina y Trinidad y Tobago.

El continente americano participó con el 9,84 % del total mundial, destacándose Norte América que aumentó medio punto porcentual con respecto del 2011, revirtiendo la tendencia decreciente que venía registrándose en la década de 1991 a 2001. Este aumento se debió esencialmente al inicio de explotación del shale gas o gas de esquisto de Estados Unidos, Unidos cuya aporte significó un 4,5% del total, el cual viene creciendo de forma notable.

Evidentemente, la combinación de nuevas técnicas de perforación y el fracturamiento hidráulico han incrementado las tasas de incorporación de los últimos años, permitiendo el desarrollo de los recursos no convencionales traducido en la inclusión de recursos prospectivos a las reservas probadas

La región de Suramérica y Centroamérica muestra una tasa de crecimiento medio del 1,76% en los 21 años de análisis con un mínimo de incremento entre el 2011 y el 2012 de tan sólo 0,6% totalizando 268,6 TPC de reservas probadas que corresponde a una participación relativa de 4.1%. La Gráfica 2-1 representa un comparativo de la evolución regional de las reservas probadas de gas natural.



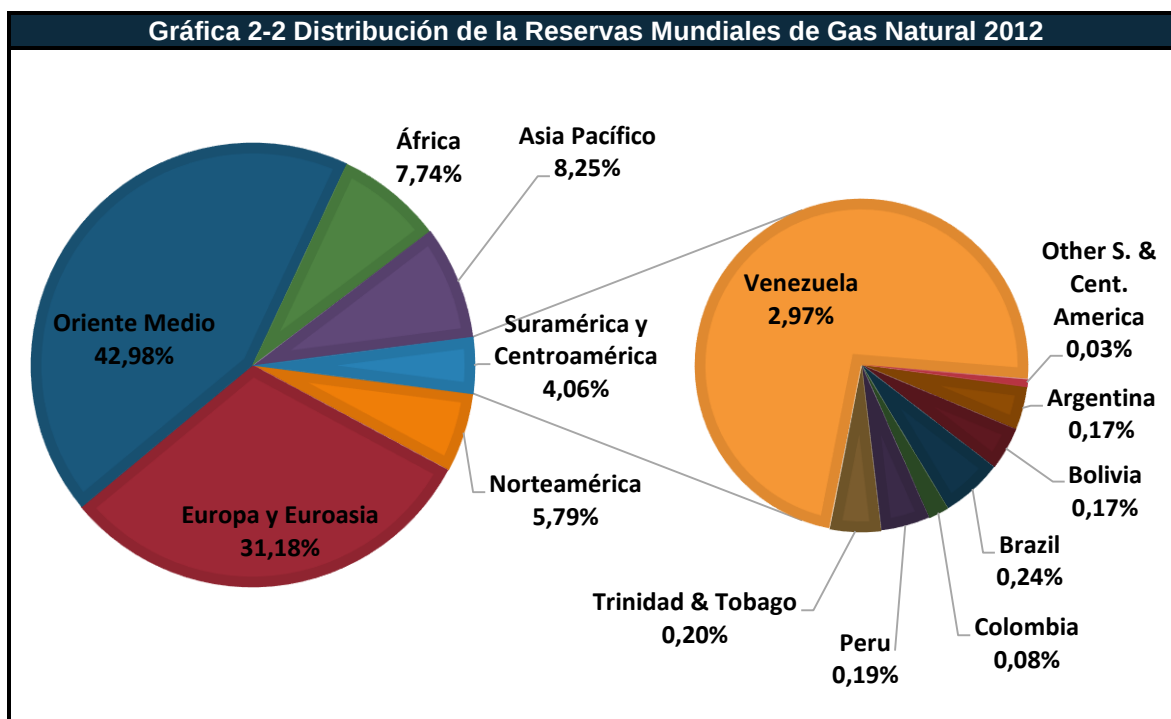
Fuente: BP, 2013

Como lo muestra la gráfica la región del Medio Oriente sigue manteniendo una incorporación de reservas de manera sostenida y en mayor proporción que la región de Europa y Euroasia cuya proporción al nivel mundial alcanza una tercera parte del total, en tanto que de manera conjunta acumulan el 74% de las reservas probadas de gas natural en el planeta.

El resto de regiones presentaron participaciones modestas, siendo Asia Pacífico la de mayor aporte con 8,2% dentro de este grupo, seguida de África y América del Norte con 7,7% y 5,2%

correspondientemente. En la zona Norteamericana se destaca Estados Unidos cuya aporte significó un 4,5% del total, durante el mismo año 2012, la cual viene creciendo de forma extraordinaria.

En Centro y Suramérica, alrededor del 73,2% del total de reservas se localizan en Venezuela representando individualmente un 3% del total mundial equivalente a 96,3 TPC. Le siguen en cantidad Brasil con 15, 9 TPC, Perú que contaba con 12,6 TPC, Argentina con 11,3 y Bolivia 11,2 TPC, mientras que Colombia disponía de 5,4TPC ubicándose en una posición humilde frente a los demás países productores. La Gráfica 2-2 presenta la situación de reservas probadas de gas natural al finalizar el 2012.



Fuente: BP, 2013

2.1.2 Producción y consumo de gas natural

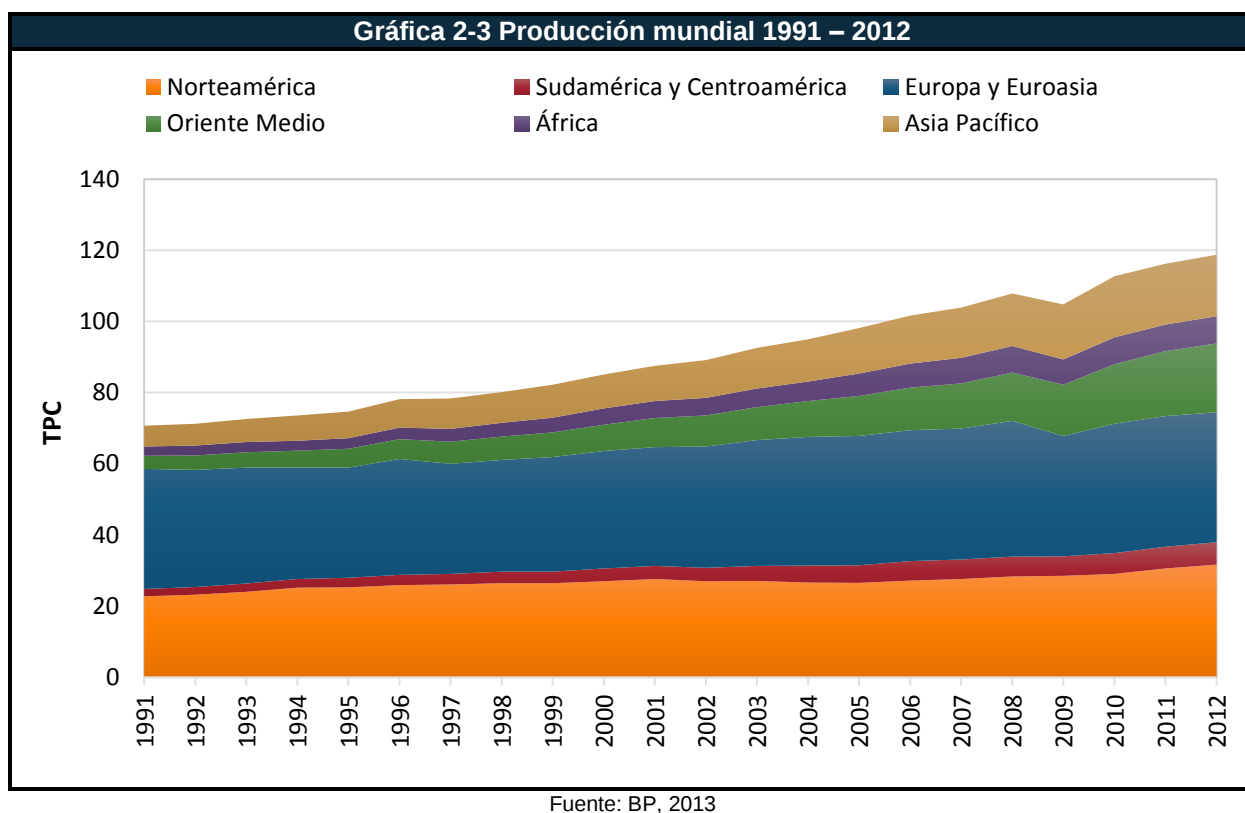
Al finalizar el 2012, la producción mundial de gas natural llegó a 324,6 GPCD representando un aumento del 1,9% en relación con el volumen promedio alcanzado en 2011. La región de Europa y Euroasia, aportaron cerca del 30,7% del total mundial seguida de Norteamérica con 26,8%. Las zonas geográficas de Medio Oriente, África y Asia Pacífico de manera conjunta representaron el 37,2% en tanto que Centro y Suramérica fueron responsables por tan sólo el 5,3%.

Durante el 2012, la mayor producción se realizó por parte de Estados Unidos y Rusia con 65,7 TPCD y 57,1 TPCD correspondientemente, en tanto que Irán con 15,5, Qatar con 15,2, China con 10,3 y Arabia Saudita con 9,9 TPC registraron producción adicional frente a 2011, pero colectivamente no alcanzaron a superar la participación del 17,6% de Rusia.

Según las estadísticas de BP (*British Petroleum*), fueron muchos los países que registraron reducción de producción frente al 2011, destacándose Canadá, Rusia, Iraq, India, Indonesia, lo cual significa que países con menor tradición en producción de gas natural aumentaron de forma importante sus aportes como Brasil, Perú, Noruega, Turkmenistán y Libia entre otras naciones.

La tasa de crecimiento medio anual de la producción mundial entre 1991 y 2012 fue del 2,54% destacándose las regiones de Oriente Medio con 8,36%, Asia Pacífico que sobrepasó 5,8% y

África con 5,6 %. Individualmente, la mayor tasa de crecimiento en el mismo horizonte la alcanzó Qatar con 16,5% y luego Kuwait 12,1% y Egipto 10% correspondientemente. La Gráfica 2-3 presenta la evolución de producción mundial de gas natural.



En cuanto a la producción de Centro y Suramérica, se presentó un aumento de 513 MPCD en 2012, pese al descenso continuo de la oferta de gas natural de Argentina. Por su parte, Bolivia y Perú registraron aumentos de su producción de 213 MPCD y 150 MPCD, correspondientemente. En cuanto a Venezuela se reportó aumento de 141 MPCD por los buenos resultados de la producción en el área cercana al Lago de Maracaibo.

Asimismo, la región Asia-Pacífico alcanzó una producción de 47.299 MPCD aproximadamente 512 MPCD más que en 2011, donde China incrementó en 410 MPCD con respecto al 2011, logrando 10.345 MPCD. Buena parte de la capacidad adicional de producción procedió de países que normalmente presentaban insuficiencia, como Tailandia y Pakistán. En el caso de Australia, la producción de gas natural llegó en 2012 a 4.732 MPCD, incrementándose en un 8,8% con referencia a 2011.

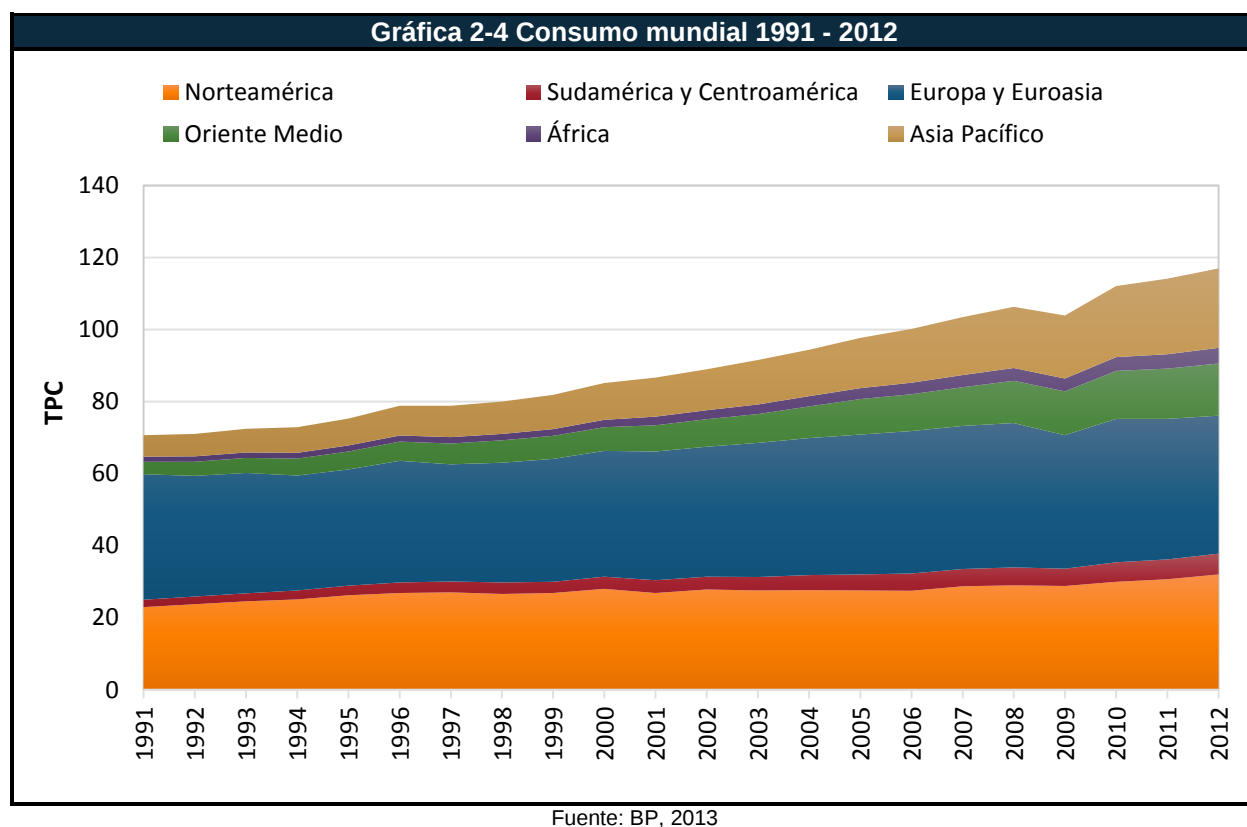
Es notoria la recuperación mostrada por la región Africana, que desde el 2009 ha venido aumentando los niveles de producción de manera sostenida, con Libia a la cabeza, mientras que Algeria es la única nación de ese continente que presentó una disminución de producción en el último año.

Países como Qatar, Omán, Nigeria, Egipto y Trinidad y Tobago presentan unas tasas de crecimiento superiores al 10% promedio año en los veinte últimos años de historia, muy superior al promedio mundial que se ubica en el 2,5%. China, India y Myanmar son igualmente jugadores importantes, cuya evolución muestra tasas de crecimiento por encima del 5% promedio año en el mismo horizonte de estudio.

El consumo a nivel mundial tiene un comportamiento similar al de la producción y se explica por el desarrollo del sector, efectuado a través de mercados regionales que se interconectaban a través de gasoductos. Esta situación ha cambiado con el desarrollo del mercado del Gas Natural Licuado (GNL) que ha permitido movilizar gas de países con grandes reservas a países con mayores consumos.

El consumo a nivel global creció un 2,2% en proporción al 2011, explicado básicamente por su uso en las regiones de Norteamérica, Europa - Euroasia y Asia - Pacífico los cuales representan aproximadamente el 80% del consumo mundial, valor que ascendió a 319,8 GPCD, 7,1 GPCD más que en 2011.

En los últimos 10 años la demanda total de gas ha crecido a una tasa promedio año del 3,2%, sobresaliendo la región de Oriente Medio que aumentó la demanda por encima del 8,2% promedio año, seguida de la región de Asia - Pacífico, cuyo incremento medio es fue del 8% y África con 7,8% promedio año. La Gráfica 2-4 muestra la tendencia seguida a nivel mundial en consumo de gas natural.



En Norteamérica el consumo se incrementó en 3,5 GPCD, alcanzando 87,5 GPCD, donde se destaca Estados Unidos demandando una cuarta parte del consumo mundial, equivalente a 69,7 GPCD. Por otro lado, Rusia responde por el 12,5% de la demanda total y la región Europa – Euroasia consume un tercio del total mundial, aunque presentó una disminución en 2,5 TPCD respecto de 2011 debido a la crisis en países como Alemania, Francia, el Reino Unido, entre otros.

Durante el 2012, la región de Suramérica y Centroamérica demandó 0,8 GPCD más que en 2011 pasando de 15,1 a 15,9 GPCD, lo que representa un incremento de 5,3%. Su participación relativa correspondiendo al 5% de la demanda total mundial, ubicándola como una de las

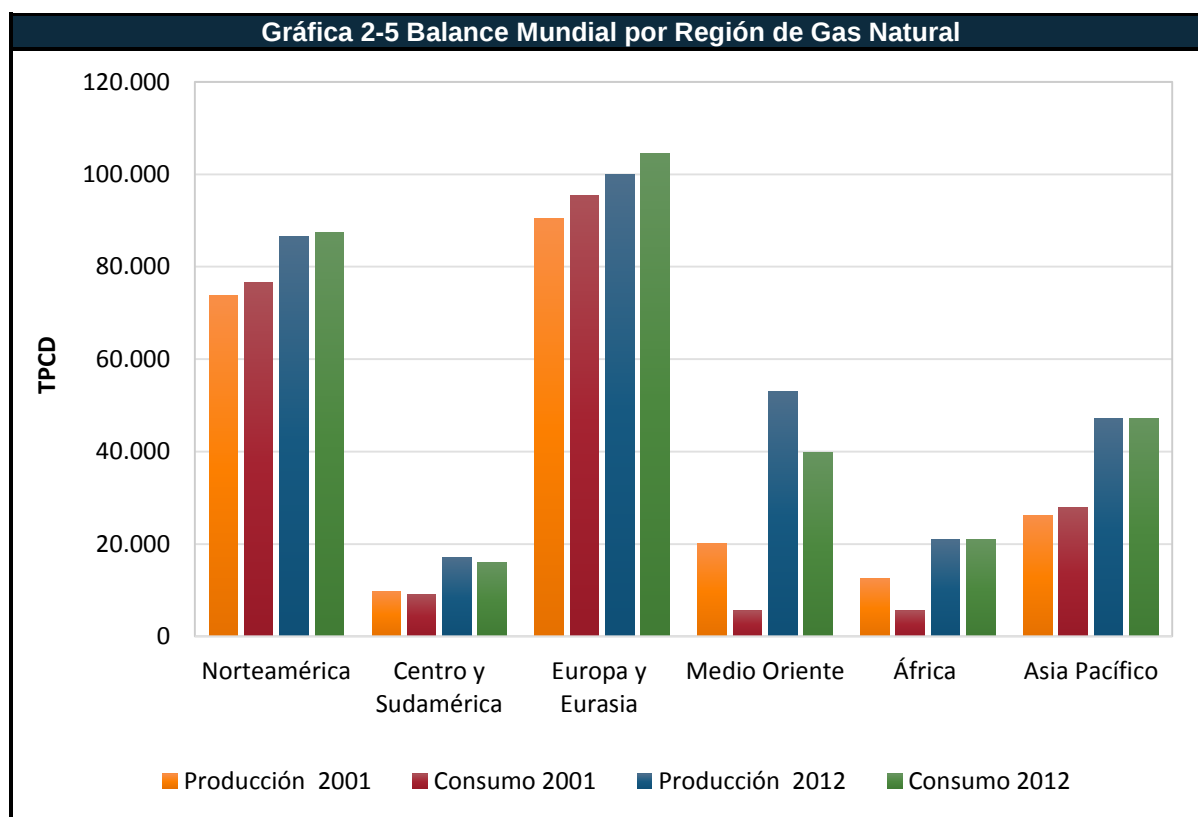
regiones de menor demanda junto con la región africana, donde se utilizó en promedio 11,8 GPCD.

De manera individual, Estados Unidos es el mayor consumidor seguido de Rusia, luego se encuentra Irán con 15,1 GPCD, China con 13,9 GPCD y Japón con 11,3 GPCD, aclarando que el gas natural utilizado en Irán no es para consumo final en ese país. En Centro y Suramérica, Argentina, Venezuela, Brasil y Trinidad y Tobago son los países de mayor consumo, que en conjunto responden por el 80,7% del total registrado en la región.

La región de Europa y Euroasia sufrió una reducción de 0,709 TPCD, lo que condujo a un nivel de 104,5 TPCD en 2012. Por su parte, en la Unión Europea la producción fue de 14,4 TPCD y demandó 42,8 TPCD, representando el 40% del consumo total de la región y mostrando una reducción del 2,3% con respecto a 2011. Fueron pocos los países de la Unión Europea que incrementaron tímidamente su consumo como es el caso de Francia, Alemania y Bélgica, en tanto que países como el Reino Unido, Suecia, Portugal y España registraron disminución importante de su demanda debido a la recesión económica de esa región.

2.1.3 Balance

El balance de gas natural para cada una de las regiones se definió como la diferencia entre la producción de la región en el año de referencia y el consumo para el mismo año, con lo cual se puede determinar los déficits y excedentes según sea el caso, pero gracias al comercio internacional de GNL los flujos de gas se han intensificado permitiendo compensar en aquellas regiones deficitarias la falta de gas disponible para el consumo. La Gráfica 2-5 representa una comparación regional en los años 2001 y 2012.



Fuente: Bp, Cálculos: Propios

El comportamiento de la región Norteamericana, luego de un periodo de déficit, inició una nueva etapa de producción de gas natural que permite en 2012 un equilibrio frágil, pero con grandes perspectiva de superávit futuro con lo cual esta región podrá convertirse en un exportador natural.

En Medio Oriente, África y Centro y Suramérica, presentan similitudes, pues en los tres casos la demanda de gas natural se ha abastecido con producto local y cuentan con excedentes crecientes aumentando su disponibilidad y permitiendo suplir las necesidades de otros territorios, pese al aumento progresivo del consumo en cada una de estas regiones.

Las regiones de Asia - Pacífico, Europa y Euroasia se identifican por su progresivo desequilibrio que se hace más notorio en el territorio de Asia - Pacífico, donde se ha multiplicado por cuatro la restricción durante los últimos 10 años, explicándose por los mayores consumos de gas natural con destino al sector termoeléctrico que aumentó de manera excesiva en Japón, por reemplazo de la generación nuclear por tecnologías de generación de ciclos combinados de electricidad que usan gas natural y vapor, luego del terremoto y posterior tsunami ocurrido en 2011.

Centro y Suramérica pasó de mantener un equilibrio frágil en 2001 a ser excedentaria en 2012, aunque algunos de los países de Suramérica importan gas para atender sus necesidades y otros como Colombia y Perú lo exportan.

Como se mencionó anteriormente, los excedentes de gas natural se comercializan entre distintos países y regiones a través de gasoductos o vía GNL. Por ejemplo, África vende excedentes de producción a través de gasoductos o LGN a Europa¹ y Medio Oriente vende excedentes de gas a Europa y Asia - Pacífico en LGN. En el caso particular de Suramérica, se vende excedentes desde Colombia vía gasoducto a Venezuela y se estima que próximamente vía barco a la multinacional Gazprom.

Se estima que durante el año 2012, se comercializaron aproximadamente 99,7 GPCD de gas natural de los cuales el 68% se movilizó vía gasoducto y el restante 32% se realizó se en barcos metaneros. Fue notable la disminución de importaciones de Europa, las cuales provenían de Rusia y de GNL. La región Asia Pacifico se consolidó como el mayor importador de GNL con un aumento de 10% que correspondió a 1,9 TPCD al pasar de 19,9 TPCD a 21,8 TPCD. Asimismo, China que se consolidó como el tercer mayor importador, al aumentar tanto sus compras de GNL como de gas natural por ducto

En la región Norteamericana, las importaciones de GNL se redujeron drásticamente en Estados Unidos y Canadá con reducciones de 50% y 45%, proporcionalmente, distinto a lo ocurrido en México. Por otra parte, en el mismo 2012 se presentó un exceso de oferta de GNL en el mercado mundial, que permitió compensar la falta de gas disponible e interrupciones en ciertas plantas, pero igualmente, se ha generado una competencia entre las exportaciones y las necesidades nacionales en muchos países lo cual significó mayores importaciones de GNL en Centro y Suramérica.

En razón a la tendencia de crecimiento de la producción de gas natural en Estados Unidos, y la importante expectativa de disponer de excedentes en el mercado de gas natural a mediano plazo en ese país, empezaron a generarse proyectos de exportación vía GNL que ya cuentan con la aprobación del gobierno de ese país y es una realidad la suscripción de contratos de largo plazo con compradores (particularmente asiáticos) indexados con el precio spot *Henry Hub*.

Así, los proyectos se intuyen muy competitivos frente a otros proyectos con recursos convencionales, debido a que los compradores pagarán cargos por capacidad de uso con lo cual

¹ Ejemplos de esta situación son las ventas a través de Argelia a España a través del gasoducto del Magreb o e ventas de GNL de Argelia a Reino Unido y España.

los proyectos cuentan con la posibilidad de recibir y enviar GNL por su cuenta a cualquier lugar. Además, en estos contratos no existirá la obligación tradicional “*take-or-pay*”, ya que los compradores deberán pagar el cargo fijo por capacidad, es más, si deciden no utilizar su capacidad de licuefacción contratada sino vender el gas en el mercado interno de Estados Unidos por razones económicas, lo pueden hacer.

Pese a la alta volatilidad del precio spot del *Henry Hub* y en ausencia de garantía de que se mantendrá en niveles bajos en el futuro, la diversificación de los sistemas de precios es importante para que los compradores puedan atemperar los riesgos de fluctuación de los mismos.

Adicionalmente, hay que recordar que durante el 2012 Rusia experimentó una escasa demanda de gas natural por parte de Europa, debido, entre otros, a los altos precios que son influenciados por su indexación al precio del petróleo, lo que explica la mayor preferencia del mercado Europeo por el gas natural Noruego, que viene modificando el esquema de indexación del precio de gas natural al mercado spot. Sin embargo, no parece una solución de largo plazo, toda vez que el gas de Noruega viene declinando. Las características y actividades de este mercado se explicarán en un capítulo posterior.

2.2 Mercado del Gas Natural Licuado

Se conoce como gas natural licuado (GNL) al combustible que se ha sometido a un proceso de licuefacción a temperaturas cercanas a los -162°C , lo cual hace que el gas reduzca su volumen y por ende, se pueda transportar a mayores distancias en una mayor cantidad. El transporte de este gas se suele realizar en barcos metaneros o especializados, no obstante, se puede realizar en trenes o en camiones con vagones especializados para el transporte de este combustible. Para su uso comercial se utiliza el proceso de regasificación que permite volver el gas líquido a su estado natural.

2.2.1 Cadena del servicio

La cadena del servicio del gas natural licuado luego del proceso de exploración y producción tiene en cuenta tres etapas principales que permiten que el gas se pueda comercializarse, las cuales son:

- ***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 del sistema de cada país.

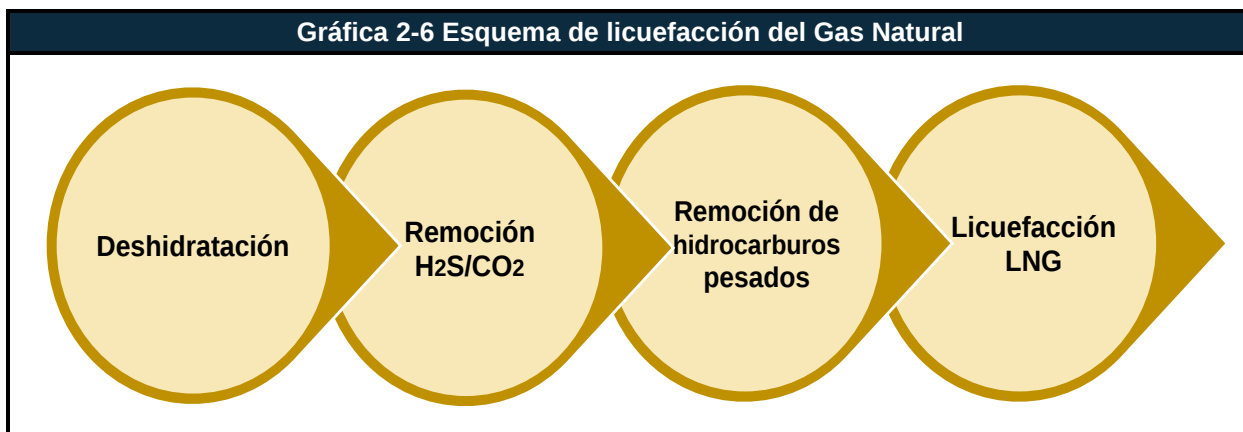
2.2.2 Actividad de Licuefacción

Esta actividad consiste alimentar una planta con gas natural donde se somete al proceso de purificación y enfriamiento, que permite la separación y remoción de impurezas para mantener el gas en una condición tal que evite el congelamiento de impurezas y mantenga las características de combustión después del enfriamiento y condensación.

Después de esta etapa, donde se removieron los componentes de hidrocarburos pesados de contaminantes y aquellos susceptibles de congelarse, se moviliza el gas al circuito de refrigeración donde se elimina el calor sensible y latente del gas natural, de forma que se

transforma de estado gaseoso a alta presión a estado líquido a presión atmosférica, siendo esto posible a una temperatura de -162°C con una característica especial: pesa la mitad del agua en estado líquido. La Gráfica 2-6 presenta de manera somera el esquema de licuefacción del gas natural

De esta manera el gas reduce su volumen en 600 veces, lo que significa ocupar un espacio de 0,0016 del espacio requerido por una cantidad similar de gas a temperatura ambiente y presión atmosférica. Este estado permite su almacenamiento en recipientes o tanques aislados, de tal manera que se minimice la entrada de calor desde el ambiente.



Fuente: GIIGNL

2.2.3 Actividad de Transporte

La actividad de transporte consiste en llevar el GNL a su destinatario final o consumidor, y para ello se utilizan diversos medios de transporte incluyendo sistemas de almacenamiento que pueden ser de diseño esférico, o de membrana o estructural prismático.

El medio más utilizado es el barco, teniendo en cuenta que el principio de esta tecnología se desarrolló buscando llevar gas de sitios donde no es posible conectarse a través de gasoductos debido a las distancias que se deben recorrer, lo cual lo hacía inviable.

Al igual que en el almacenamiento, los barcos metaneros están diseñados con un doble recubrimiento que permiten disminuir las pérdidas por contacto con el medio ambiente. En la mayoría de los barcos el gas que se pierde por evaporación se utiliza como combustible para el funcionamiento del mismo.

Actualmente, existen cerca de 380 buques de GNL en servicio con una capacidad que varía entre los 120.000 metros cúbicos (m^3) a 175.000 m^3 de GNL. Las peticiones de construcción comprenden 78 buques para el año 2014. En el año 2012 fueron completados 3.982 transportes, comparados con 4.110 de 2011. (Fuente: SEDIGAS). No obstante lo anterior y debido al aumento de los requerimientos de este combustible, se ha comenzado a construir buques nuevos con capacidad de carga de hasta 267.000 m^3 según los expertos. Finalmente, el costo de los buques de GNL oscila entre los 225 y 250 millones de dólares para uno de 135.000 m^3 de capacidad.

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. Esto ha sido desarrollado en países como Estados Unidos, Japón, Corea, Reino Unido, Noruega, Alemania, Bélgica, España, Portugal, China, Brasil, Turquía y Australia.

2.2.4 Actividad de regasificación

En este proceso se lleva el gas natural nuevamente a su estado gaseoso, devolviéndole el calor removido en el proceso de licuefacción. Para realizar el proceso se utilizan vaporizadores que usan agua de mar como fluido intercambiador y se alimentan de GNL a través de tuberías provenientes de los grandes tanques donde es almacenado.

Actualmente existe alrededor de 63 plantas de regasificación en el mundo y en Latinoamérica hay plantas en Chile, Argentina y Brasil. Los terminales típicos de regasificación de GNL están compuestos de los siguientes elementos:

- *Brazos de descarga.*
- *Tuberías Criogénicas.*
- *Tanques de almacenamiento.*
- *Bombas de baja presión.*
- *Compresores y recondensadores de gas.*
- *Bombas de Alta Presión.*
- *Vaporizadores.*

2.2.5 Distribución del mercado del GNL

Comparando la oferta y demanda mundial, se aprecia un exceso en el suministro que va más allá del 2014, y de manera regional algunos mercados pueden tener un exceso por más tiempo. Expertos como GIIGNL (*International Group of Liquefied Natural Gas Importers*) señalan que en 2012 la capacidad de procesamiento sobrante alcanzaba cerca del 50%, situación que puede debilitarse como consecuencia del aumento en la demanda de Europa y Asia, y la disminución de la producción interna de gas en los países que conforman las dos regiones.

Los recientes cambios en la demanda del continente Asiático y particularmente en Japón, han transformado de manera estructural el comercio mundial de GNL, que muestra unas perspectivas positivas debido a una mayor demanda para generación de electricidad reemplazando la nuclear, además de su flexibilidad y respaldo para atender situaciones coyunturales que requieren respuestas apresuradas. La Tabla 2-1 relaciona los países que importan y exportan GNL. No obstante que los países exportadores son 19 y los importadores 23, se puede identificar que las instalaciones de regasificación son mayores que las estaciones de licuefacción.

Países Exportadores	Países Importadores
Australia	Argentina
Angola	Bélgica
Estados Unidos	Brasil
Brunei	Canadá
Argelia	Chile
Trinidad & Tobago	China
Perú	República Dominicana
Noruega	Francia
Egipto	Grecia
Guinea Ecuatorial	India
Rusia	Italia
Omán	Japón

Países Exportadores	Países Importadores
Qatar	Corea
Emiratos Árabes Unidos	Kuwait
Yemen	México
Libia	Noruega
Nigeria	Polonia
Indonesia	Portugal
Malasia	Puerto Rico
	España
	Turquía
	Reino Unido
	Estados Unidos

Tabla 2-1 Países importadores y exportadores de GNL

Fuente: AIE Natural Gas Information 2012

En el mediano plazo (2017) se estima que la Cuenca del Pacífico incrementará sus importaciones de GNL por mayores demandas en China e India, cuyas tasas de crecimiento superan las de Japón y Corea que hoy dominan el mercado, contribuyendo a un aumento del 35% en el mercado de GNL entre 2012 y 2017.

Históricamente, la cuenca Pacífica se ha abastecido adicionalmente con GNL proveniente de Medio Oriente y de la cuenca del Atlántico, situación que se podrá revertir por mayores aportes de gas de Rusia y Asia Central, con lo cual la cuenca de Atlántico tendrá mayor disponibilidad de GNL para países de América Latina particularmente.

Al mismo tiempo, la región de Europa muestra una demanda disminuida que se abastece con gas de región - de Rusia - y de la cuenca del Atlántico tanto por gasoducto como GNL. A futuro se prevé que los flujos de gas hacia Europa dependerán del precio, de las desviaciones que se puedan presentar en mercados flexibles de GNL, de los contratos de largo plazo y de posibles exportaciones de Estados Unidos después del 2016.

Teniendo en cuenta los precios actuales, el exceso de oferta y la situación de abastecimiento en Norteamérica, no se presume movilización de GNL hacia esa cuenca y los volúmenes contratados con anterioridad serán capturados por otras regiones en búsqueda de mejores remuneraciones. Todos estos factores parece, provocaron una desconexión entre los precios del GNL provenientes de la misma cuenca y un desacople con el precio del petróleo, desincentivando el uso del precio del crudo como referente o indexador en los contratos de GNL.

2.2.6 Plantas de licuefacción a nivel mundial

Considerando las necesidades mundiales de gas y dada la cantidad del recurso, son diversas las rutas existentes para llevar el combustible desde los centros de producción a los lugares de consumo. La Tabla 2-2 presenta la infraestructura de licuefacción en el ámbito mundial y sus principales características.

Durante el 2012 se comercializaron cerca de 236,3 millones de toneladas por año (MTPA), un 1,9% menos que en 2011 debido particularmente a interrupciones y mantenimientos no programados de las instalaciones de licuefacción existentes y de algunos proyectos que debían entrar en operación y que vienen mostrando retrasos. Esta caída se da después de 30 años de crecimiento consecutivo.

Japón y Corea del Sur importan el 53% del total de GNL transado en el ámbito mundial y representaron tres cuartas partes de las importaciones de Asia. Los mayores volúmenes de GNL transados provinieron de Qatar (que dispone del 27% de la capacidad de licuefacción mundial) y Nigeria en aproximadamente un 50% de las exportaciones al contado.

El comercio de GNL se ha visto intensificado gracias al mejoramiento de la oferta proveniente de Qatar y Australia, gracias a sus nuevas instalaciones en operación y a menores requerimientos de GNL en los Estados Unidos motivados por la producción sostenida de gas natural en los últimos años, además del impulso dado a la construcción de proyectos de Norte América, cambiando las perspectivas de GNL, aunque el número de proyectos de licuefacción de propuestas son en su mayoría menos avanzado que los proyectos en Australia.

Al finalizar el año 2012 y a nivel mundial, se contaba con 89 trenes de licuefacción que en conjunto sumaban 282 (MTPA), en 24 instalaciones con 88 tanques de almacenamiento, equivalentes a 7 días consumo. La capacidad nominal mundial es superior en 46 MTPA a la demanda, sin embargo no parece suficiente para balancear la oferta y la demanda mundial de gas natural si continúa creciendo la demanda a las tasas registradas durante el 2011 y 2012.

País	Lugar	No Trenes	Capacidad Nominal 104 t/año	Propietario	Inicio de Operación	Operador	Comprador
Argelia	Arzew GL1Z	6	8,19	Sonatrach	1981	Sonatrach	GDF Suez; Botas, SNAM-Rete, Iberdrola, Depa, Cepsa gas, Statoil, Endesa
	Arzew GL2Z	6	7,98	Sonatrach	1972	Sonatrach	GDF Suez; Botas, SNAM-Rete, Iberdrola, Depa, Cepsa gas, Statoil, Endesa
	Skikda GL 1K	3	3,13	Sonatrach	1981	Sonatrach	GDF Suez; Botas, SNAM-Rete, Iberdrola, Depa, Cepsa gas, Statoil, Endesa
Angola	Soyo	1	5,2	Angola LNG	2012	Sonangol	Gulf LNG Energy, Repsol,
Australia	Darwin	1	3,4	Darwin LNG, ENI, TEPCo	2006	Conoco Phillips	Tokyo Electric.
	Wthnell Bay	5	16,4	NWS LNG	1989	Woodside	Tokyo Electric, Shell, Osaka gas, Kogas, DPLNG
Brunei	Lumut	5	7,2	Brunei LNG Sdn	2005	Brunei LNG Sdn	Tokyo Electric, Tokyo gas, Kogas, Osaka gas.
Egipto	Damietta	1	5	Fenosa gas EGPC Egas	2005	Segas Service	Fenosa Gas , Bp
	Idku	2	7,2	Egyptian LNG (	2005	Egyptian LNG	GDF Suez
Guinea Ecuatorial	Bioko Island	1	3,7	Maraton, Songas, Mitsui, Marubeni	2007	Marathon	BG Gas Marketing
Indonesia	Blang Lancang Arun	2	4,75	Pertamina	1978	PT Arun NGL Co	Kogas
	Bontang Badak	16	22,2	Pertamina	1994-1998	PT Badak NGL	CPC, Tokyo Electric, Tokyo gas, Kogas, Osaka gas.
	Tangguh	2	7,6	Gobierno de Indonesia	2009	Bp	Posco, Semptra LNG, kogas
Libia	Marsa – El Brega	4	0,6	LNOC	1970	LNOC	Unión Fenosa Gas
Malasia	Brintulu MLNG1	3	8,1	Malasia LNG Sdn Bhd	1983	Malasia LNG Sdn Bhd	Tokyo Electric, Tokyo gas, Kogas, Osaka gas
	Brintulu MLNG 2	4	9,3	Malasia LNG Dua	1995-2000	Malasia LNG Dua	Tokyo Electric, Tokyo gas, Kogas, Shikoku electri.
	Brintulu MLNG 3	2	6,8	Malasia LNG Tiga	2003	Malasia LNG Tiga	Tokyo Electric, Tokyo gas, Kogas, Oskas gas
Nigeria	Bonny Island	6	21,7	Nigeria LNG	1999	Nigeria LNG Ltda	Enel, Unión Fenosa, Botas, GDF Suez, Ren atlántico
Noruega	Hammerfest	1	4,3	Statoil, Petoro, Total, GDF Suez, RWE, Hess	2007	Statoil	Total, Statoil, GDF Suez, Iberdrola
Omán	Qalhat	3	10,7	Omán LNG (	2000	Omán LNG	Kogas, Shell, Osaka gas, Bp, Itochu
Perú	Perú LNG	1	4,45	Hunt Oil, Marubeni, Repsol, Sk Corp	2010	Hunt Oil	Repsol YPF
Qatar	Ras Laffan 1	3	16,1	Qatargas	1999	Qatargas I	Chuchu, Elect., Osaka gas, Tokyo gas, Toho gas, Tohoku Elect., Kansai Electr. Fenosa, PGNIG, PTT
	Ras Laffan 2	4	14,1	Qatargas	1999	Qatargas II	Tokyo gas
	Ras Laffan 3	7	31,2	Qatar Petroleum, Exxonmobil	2009	Qatargas III	Exxonmobil Chubu
Rusia	Sakhalin II	2	9,55	Sakhalin Energy Invest Co	2010	Hunt Oil	Repsol YPF
Trinidad & Tobago	Point Fortin	4	15,1	Atlantic LNG,	1999	Atlantic LNG	Fenosa, GDF Suez, Bp, Repsol, Naturgas, Repsol
Emiratos Árabes	Das Island	3	5,6	ADGAS	1977	Adgas	Tokio Electric Power
Estados Unidos	Kenai	1	1,4	Conoco Phillips	1969	Conoco Phillips	Tokyo Electric, Tokyo gas
Yemen	Balhaf	2	6,7	Yemen LNG	2009	Yemen LNG	Kogas, GDF Suez, Total

Tabla 2-2 Infraestructura de licuefacción en el ámbito mundial

Fuente: GIIGNL 2011

Hay nuevos proyectos en construcción que representan un incremento importante en la capacidad de procesamiento en Australia 4, Canadá 1, Indonesia 1, Nueva Guinea 1, Estados Unidos 2, de acuerdo con lo señalado por el GIIGNL; lo que permitirá satisfacer la creciente demanda en Asia. Pese a estos proyectos subsiste incertidumbre sobre la magnitud de participación de Norte América en el mercado de GNL y el ritmo al que los proyectos de esa región son capaces de superar las dificultades presentadas en otros.

2.2.7 Plantas de Regasificación a nivel mundial

En cuanto a facilidades de regasificación y de infraestructura para almacenamiento y posterior tratamiento del GNL, se cuenta con 98 terminales que incluyen 10 instalaciones flotantes que en total suman 650 MTPA de capacidad, de los cuales 14 son de pequeña escala y participaron con una capacidad de 4,6 MTPA, concentrando la región asiática más del 50% de los servicios, y las regiones de América y Europa cada una con un 25%. La Gráfica 2-7 representa de manera espacial la distribución de regasificación mundial.

El número de países importadores de GNL se está expandiendo de manera importante tal es el caso de los mercados existentes en Asia y de otros pequeños consumidores de Centro y Suramérica que al igual que los países industrializados están en proceso de sustitución de combustibles por GNL.

Simultáneamente, el uso intensivo de nuevas tecnologías para regasificación como la técnica flotante ha introducido al mercado alto grado de flexibilidad brindando la oportunidad de añadir capacidad de regasificación con costos relativamente baratos en un período de tiempo corto. Por ello, distintas economías emergentes han utilizado terminales de regasificación flotantes como la forma más expedita de satisfacer rápidamente la demanda de gas. Además, hay un renovado interés por el incremento de la flota en razón a la velocidad y la facilidad relativa de llevar un terminal flotante en línea y así reducir las diferencias de oferta y demanda de carácter temporal.

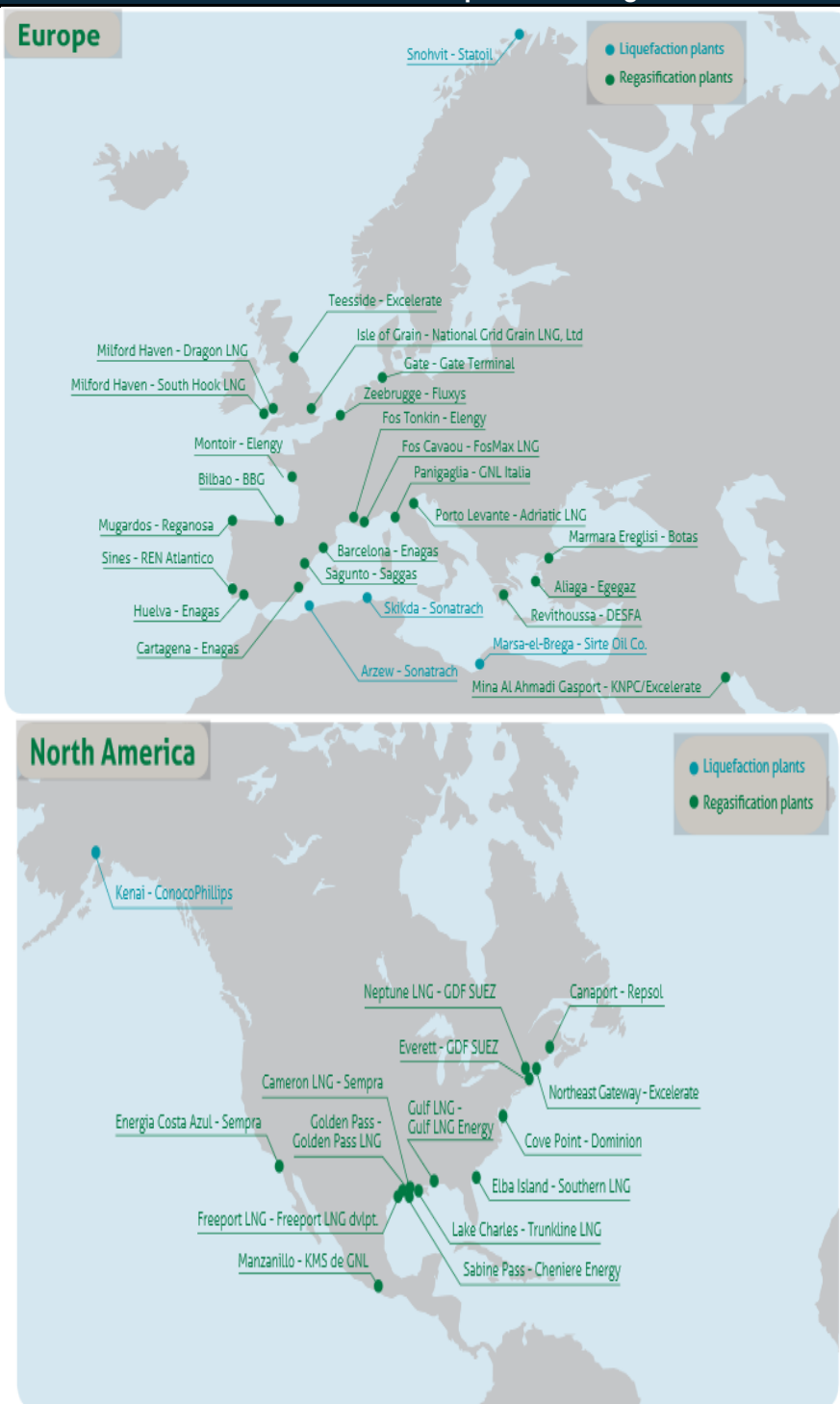
En el 2012, la cantidad de países importadores de GNL creció en algo más del 150% con respecto al número de países importadores de 2002, y entre 2009 y 2012 diez nuevas naciones construyeron su primer terminal de regasificación como Indonesia, Tailandia, Países Bajos, Noruega, Suecia, Brasil y Chile.

En la región de Europa utilizan un esquema de abastecimiento un tanto novedoso, donde España y Bélgica reexportan parte de sus importaciones al resto de Europa, pero la crisis económica del continente ha generado disminución de importaciones de GNL en todo el continente, con excepción de Turquía quien ha renovado contratos de importación con Argelia.

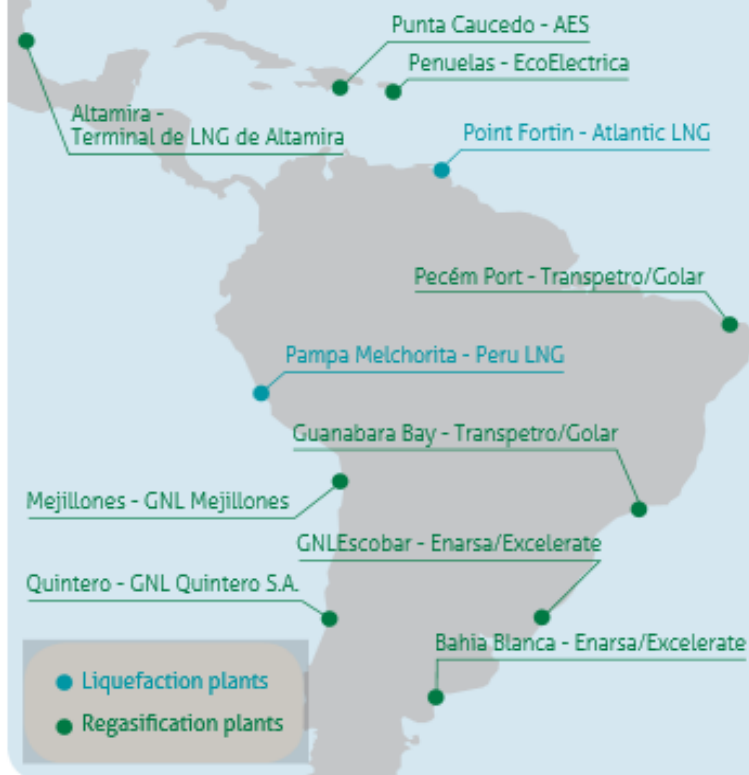
En el caso de América Latina el mercado de GNL se encuentra en pleno auge por el desarrollo de plantas de regasificación en países deficitarios y hoy, Argentina, Brasil y Chile y próximamente Colombia hacen parte del club de países que pretenden garantizar el abastecimiento de gas natural con diversificación de su oferta, que gracias a la tecnología es una realidad disponer de este energético. La situación en América Latina responde a dos circunstancias distintas: Brasil y Chile que prestan demandas crecientes de GNL como respuesta a los problemas de generación de electricidad que conlleva la crisis hidrológica en el continente, fenómeno de La Niña en Chile y baja hidraulicidad en la zona del río Paraná.

El caso de Argentina responde a la disminución en la producción doméstica, cuyo déficit es cubierto vía gasoductos desde Bolivia y GNL de distinta procedencia.

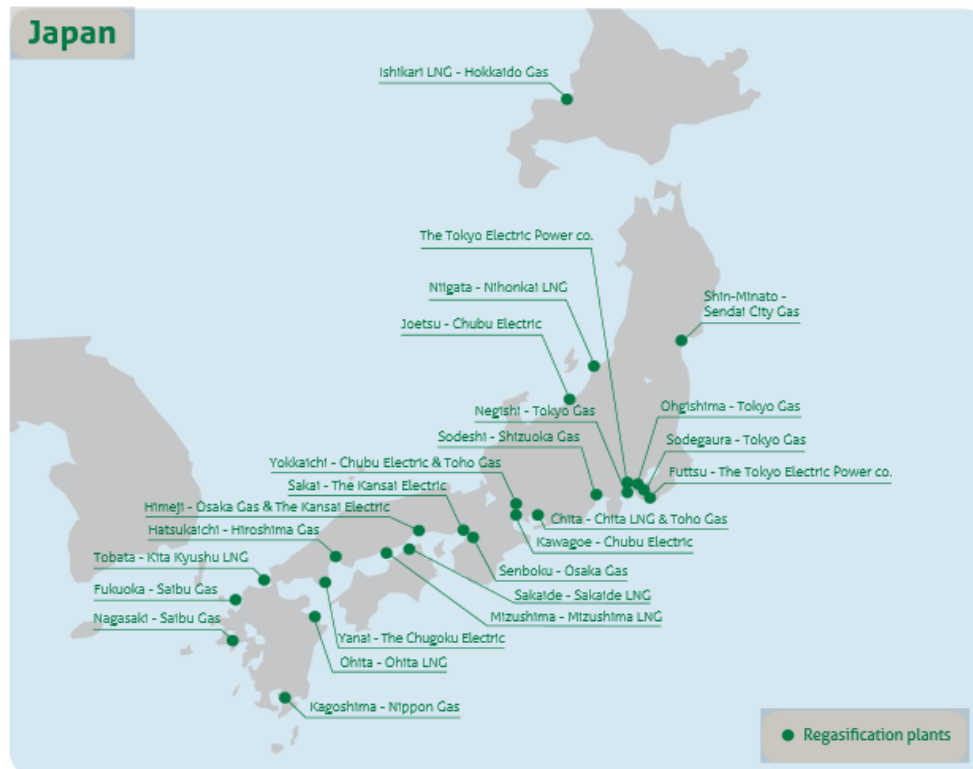
Gráfica 2-7 Localización de las plantas de regasificación



South America



Japan

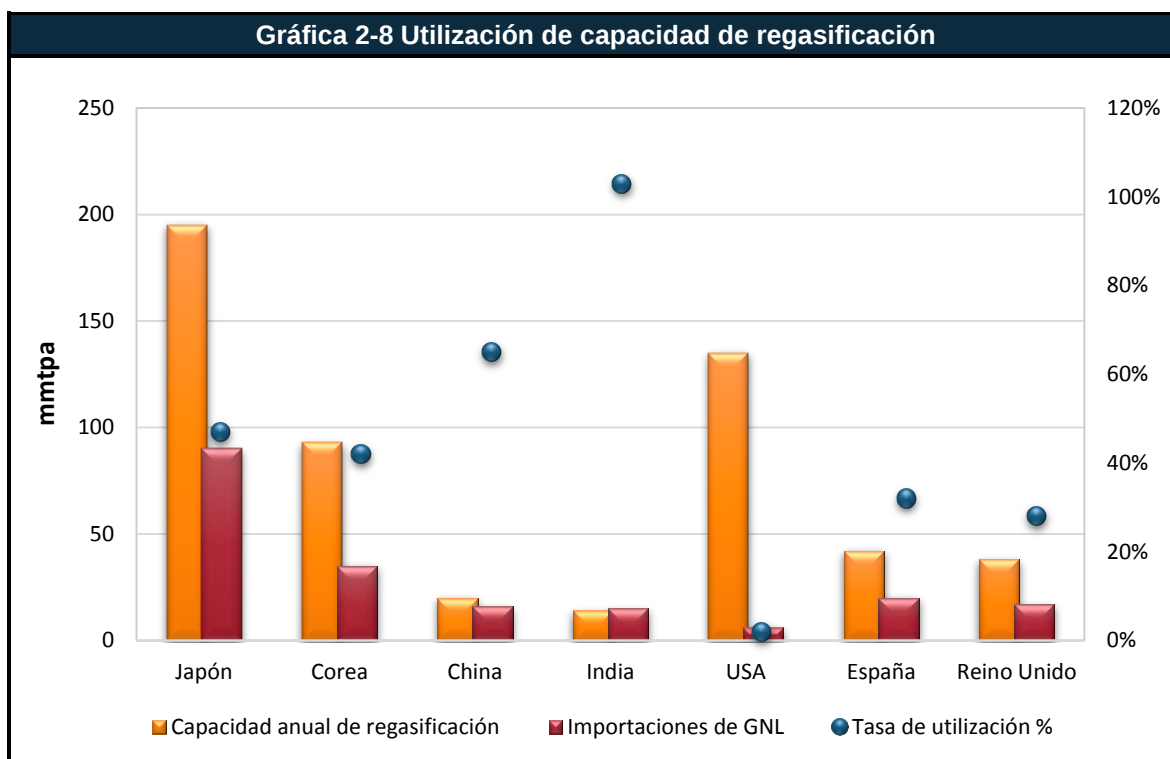


Fuente: GIIGNL, 2012

La región de Asia – Pacífico abarca un grupo de países con las más grandes necesidades de GNL como son: China, Corea del Sur, EAU, India, Indonesia, Japón, Kuwait, Tailandia y Taiwán. En su orden, Japón, Corea del Sur y China son los mayores consumidores a nivel mundial y los expertos señalan que las importaciones de GNL crecerán en la medida que la capacidad de regasificación esté disponible.

Históricamente, la utilización de los terminales de importación ha sido inferior al 50% debido a la naturaleza estacional de muchos de los mercados de gas, que generan variaciones de la demanda. Según el Internacional Gas Unión, en 2012 la utilización se redujo a 37%, como resultado de la disminución de suministro de GNL a Europa y menor demanda en América del Norte, que dejó a muchos terminales casi vacíos. La Gráfica 2-8 presenta el factor de utilización de la infraestructura de regasificación de acuerdo con la capacidad anual y las importaciones de GNL.

Se puede observar que China es el país que menos capacidad instalada y el que más la usa con un 68%, países como Japón, Corea del Sur, España y Reino Unido están entre un 40% y un 50%, mientras Estados Unidos es el país que tiene una tasa de uso de menos del 10% de la capacidad instalada.



Fuente: GIIGNL

El arribo del shale gas a Estados Unidos modificó el esquema de mercado en el mundo no solo por la movilización del gas, sino en el modelo de precios. Los importadores buscan gas proveniente de Norte América y el suministro vía gasoducto está perdiendo importancia por los arbitrajes ocurridos.

No obstante lo anterior, en los continentes Europeo y Asiático existen proyectos de construcción de gasoductos para transportar gas natural desde los países de la Antigua Unión Soviética hacia el continente asiático y particularmente a Corea del Sur y China, así

como a otros países de la región, sin embargo ninguno ha tomado la decisión final de inversión.

El desarrollo de estos proyectos aliviaría la presión existente sobre la infraestructura de GNL y para los importadores del gas resultaría más barato que el uso del gas en estado líquido por los costos asociados con toda la cadena de valor, además de los elevados precios del GNL en el continente Asiático que ha hecho más fáciles las negociaciones con los productores de Rusia para acceder a esta fuente. De todas formas, Rusia es un gran competidor a largo plazo y seguirá siendo un integrante importante en este mercado.

2.3 Contexto Nacional

Colombia es un país que cuenta con una importante dotación de recursos naturales energéticos, entre los que se cuenta el carbón, hidroenergía y gas natural, entre otros. A lo largo de los últimos 20 años, el sector de gas natural en Colombia ha experimentado un alto crecimiento de la demanda acompañado de la introducción y profundización de un marco de mercado, a partir de la Ley 142 de 1994. El sector logró – por medio de una combinación de mercado y política energética – su consolidación no sólo en los mercados localizados alrededor de los campos de producción, sino en el nivel nacional, llevando el gas hasta sitios tan remotos de los campos de producción como el Valle del Cauca y Norte de Santander.

Desde comienzos de la década de los 90 se inició la masificación del uso del gas natural en los distintos sectores socioeconómicos y tal ha sido el impacto que tuvo en el consumo de energía, que pasó en 1990 de una participación relativa de 6,7% a un 20,5% en 2012, registrando un cambio significativo en la matriz de consumo y guardadas proporciones se constituyó en una revolución energética.

No solamente los hogares entraron en la era del gas natural, sino la industria en sus procesos, la generación de electricidad y el sector transporte con la sustitución de combustibles líquidos, viéndose favorecidos por la factura que pagaban comparada con otros recursos energéticos, con lo cual se convirtió en un caso de éxito a nivel Latinoamericano, pese a la concentración de este recurso en dos grandes áreas geográficas, la primera localizada en la Costa Norte del país con los campos Ballena y Chuchupa y la segunda en los Llanos Orientales, donde se localizan los campos de Cusiana y Cupiagua.

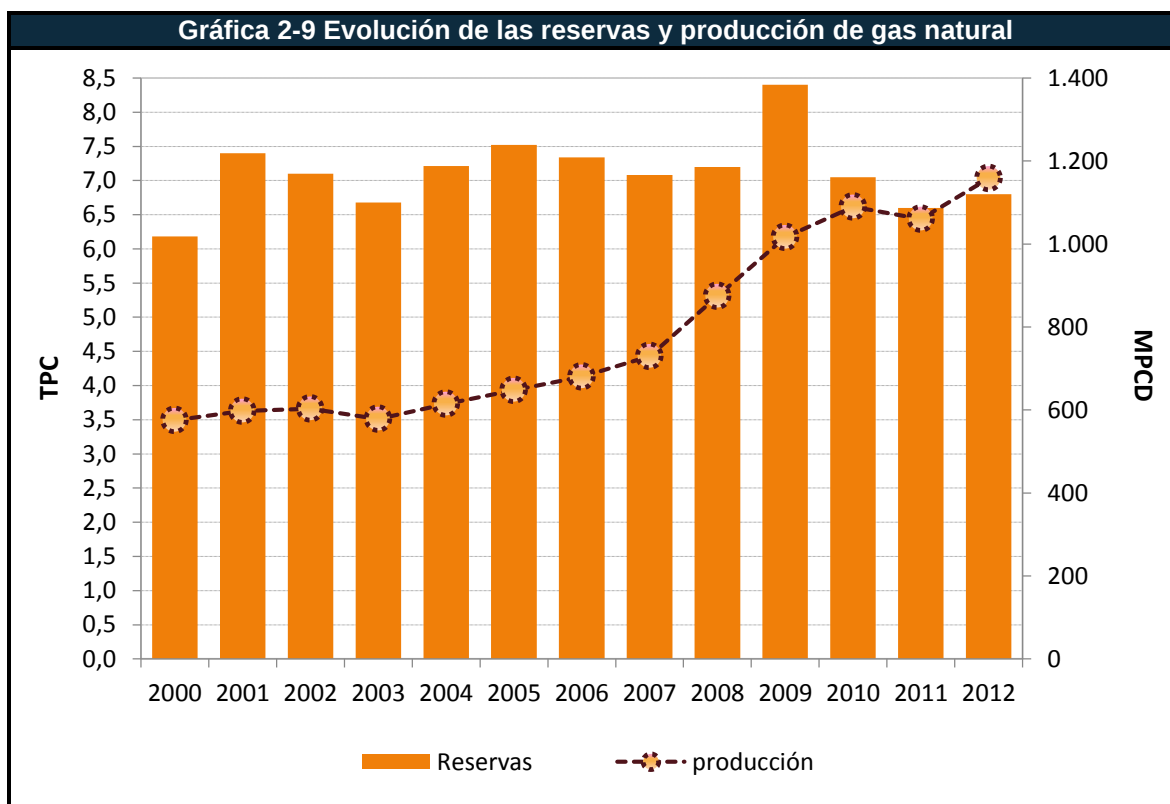
2.3.1 Reservas y producción

Los cambios generados en la organización institucional del sector de hidrocarburos a mediados de la primera década del nuevo siglo, permitieron modificar la trayectoria seguida y se dio un impulso significativo a las actividades de exploración y producción, logrando una incorporación importante de reservas de gas natural que hoy mantiene una R/P de 16 años y que se estima podría incrementarse gracias a los avances tecnológicos y nuevas técnicas para la explotación y desarrollo de Yacimientos no Convencionales y los localizados en el offshore, pese a los aumentos importantes de producción requeridos para atender la progresiva demanda. La Gráfica 2-9 presenta la evolución de las reservas y de la producción de gas natural en Colombia.

En cuanto a la producción, al finalizar el año 2012 el país disponía de 6,8 TPC, cerca de 200 GPC más que en 2011, las cuales han sido estimadas de acuerdo con los criterios establecido por SPE (*the society of petroleum engineers*). En términos generales, las reservas de gas natural se han mantenido en niveles que bordean los 7 Tera Pies Cúbicos, descontando los volúmenes producidos, que en promedio ha sido de 0,9 TCP por año, lo que representan una tasa de crecimiento promedio año de 1% entre 2000 y 2012.

Durante el 2012 se alcanzó una extracción de 1.150 MPCD, lográndose un registro histórico y superando los volúmenes logrados en 2010, cuando el sistema fue exigido al máximo para cubrir la demanda del sector eléctrico generada por el fenómeno de “El Niño”.

Los resultados indican una tasa de crecimiento promedio anual de 6% entre 2000 y 2012, interrumpiendo la trayectoria a la baja que se presagiaba en los primeros años del nuevo milenio. La Costa Atlántica ha sido la región de mayor aporte consecuencia directa de las distintas inversiones realizadas para recuperar la mayor cantidad de gas natural de los campos de Guajira, el cual se produce de forma libre, es decir que no se encuentra asociado con petróleo.



Cabe señalar que no todo el gas natural producido en los más de 55 campos con los que hoy cuenta nuestro país puede ser utilizado, pues por razones de seguridad se requiere enviar a tea (antorcha) ciertos volúmenes para evitar manifestaciones de explosión, o porque se requiere para la extracción de petróleo y es necesario reinyectarlo o porque es necesario para el autoconsumo en los campos.

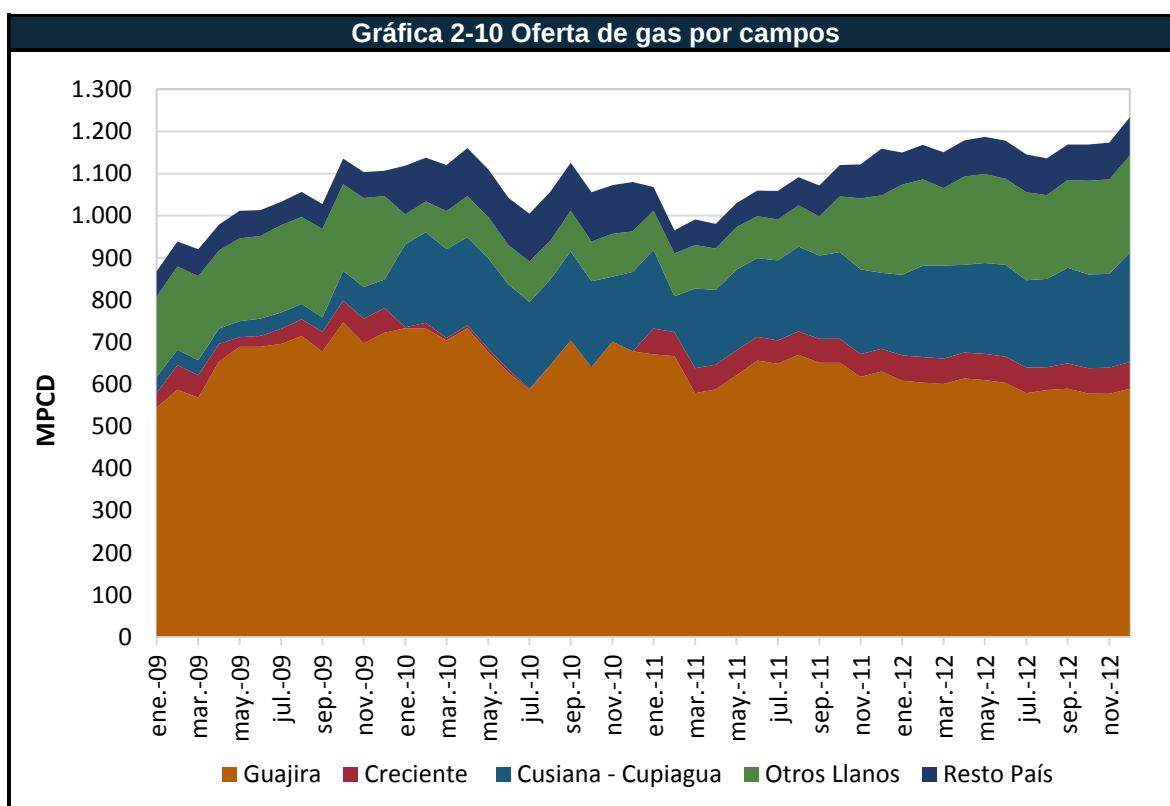
Por ello, a continuación se realiza un análisis del comportamiento de la oferta disponible para entender la situación que se genera a corto y largo plazo sobre la disponibilidad del

recurso y los riesgos percibidos en el abastecimiento y la disponibilidad para exportaciones, siendo éstas una decisión de la política energética colombiana.

2.3.2 Oferta

La oferta de gas en Colombia se halla concentrada tanto en lo que afecta a la dimensión espacial, como a la comercial, pues algo más del 44% proviene de los campos de la Guajira, 44% de Cusiana y el restante 12% emana de los campos localizados en los Valles Inferior, Medio y Superior del Magdalena, y en la mayoría de los casos ECOPETROL S.A posee una participación importante de los volúmenes comercializados. La Gráfica 2-10, representa la evolución de la oferta desde el año 2009 de manera mensual, con el fin de contrastarlo con la demanda obtenida en el mismo periodo.

Han sido importantes los esfuerzos por aumentar la producción de gas natural, especialmente en los campos de la Guajira y en el área de los Llanos Orientales. Numerosos trabajos de reacondicionamiento, así como el mejoramiento de la infraestructura y la perforación de nuevos pozos, permitieron elevar la producción de los campos localizados en el departamento de la Guajira hasta niveles cercanos a los 700 MPCD durante el año 2009.



Fuente: MME, ANH y ACP

Al finalizar el año 2009, los campos de Cusiana y Cupiagua incrementaron también su producción, con lo cual la oferta de gas natural asociado empezó a adquirir gran importancia en el esquema de suministro colombiano, además de que la expansión comenzó desplazándose de la Costa al interior del país. Sin embargo, el suministro de gas pierde cierta flexibilidad, toda vez que la producción de gas en este tipo de yacimientos depende directamente de la producción de líquidos asociados a este.

Durante el año 2013 el país produjo aproximadamente 1.174 MPCD de gas natural de los cuales Guajira representó el 44,8%, los campos localizados en los Llanos contribuyeron con el 43,6%, en tanto que el Valle Medio participó con 4,5%, Valle Inferior aportó 6% y el restante 1,1% provino de las cuencas del Catatumbo y Valle Superior del Magdalena. La Tabla 2-3 relaciona la información de manera desagregada.

Cuenca	Producción MPCD
Catatumbo	2,62
Guajira	526,1
Llanos Orientales	511,8
Valle Inferior Magdalena	69,9
Valle Medio Magdalena	50,6
Valle Superior Magdalena	10,5
TOTAL	1.174

Tabla 2-3 Producción de gas natural en Colombia 2013

Fuente: MME, ANH y ACP

Lo cierto es que se requiere mantener y aumentar los niveles de producción para atender la creciente demanda. Por otra parte, si los resultados de la actividad exploratoria no son tan satisfactorios en razón a que buena parte de esta actividad se orienta más a la búsqueda de petróleo, dada su mayor rentabilidad, es probable que haya aumentos modestos de nuevas reservas de gas natural, salvo que en la próxima ronda que realice la ANH en 2014 parte de su empeño se concentre en áreas prospectivas para el gas natural.

De lo antes expuesto se puede mencionar que existe alta incertidumbre acerca de la oferta disponible, en el mediano y largo plazo. Es decir, en ausencia de incorporación de suficientes reservas que permitan mantener los niveles de producción requeridos para suplir los requerimientos del país y dadas las características del mercado en lo que a concentración espacial se refiere, generen complejidades que impidan el desarrollo equilibrado del mercado.

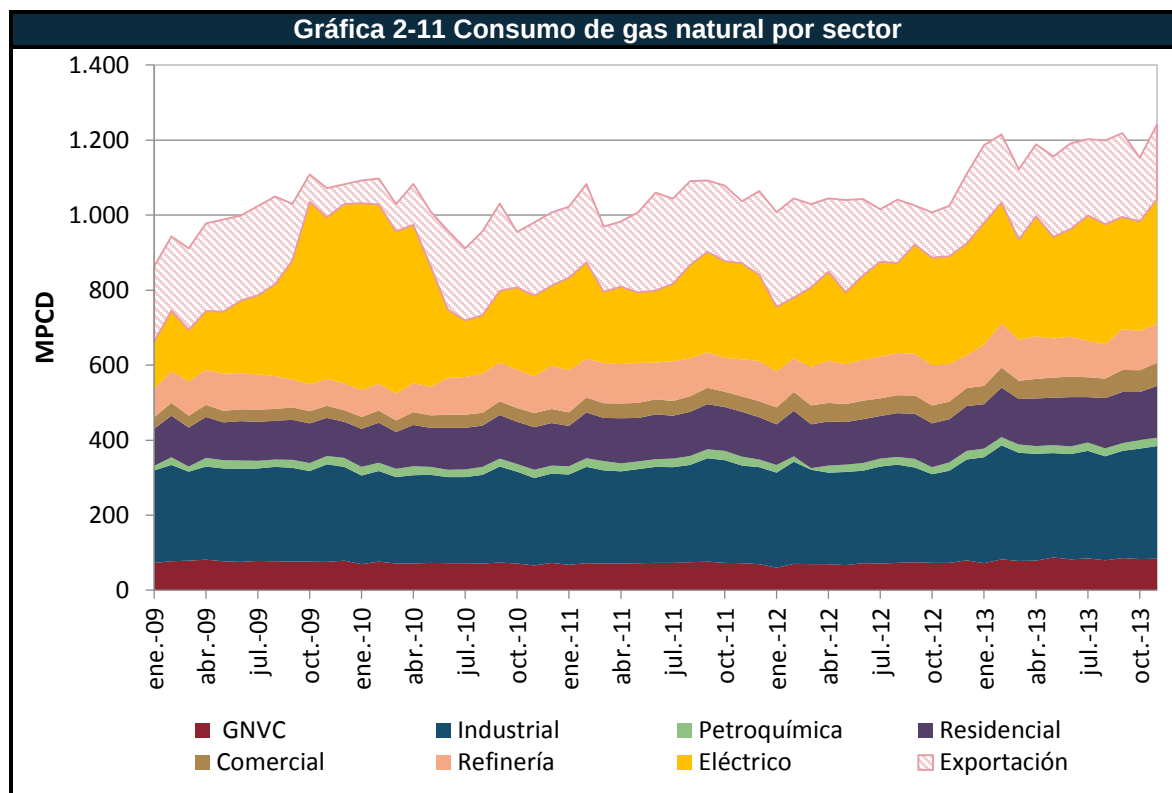
2.3.3 Consumo

El consumo de gas natural muestra un pasado relativamente corto, en cerca de dos décadas y medio cambió la estructura de consumo final de energía en Colombia y hoy más de 6,5 millones de usuarios consumen este recurso en distintos usos. Presenta una tasa de crecimiento interanual cercano al 10% entre 2000 y 2012. La Gráfica 2-11 registra la evolución de la demanda en los últimos años.

El mercado residencial se extiende a aproximadamente 867 poblaciones con una cobertura que sobrepasa el 80% en las poblaciones atendidas, con un cubrimiento de 460.000 vehículos que utilizan esta fuente como combustible automotor y una significativa participación en el consumo de las industrias colombianas, haciendo más competitivos el comercio, la industria y el transporte público. Indudablemente, son importantes los beneficios recibidos frente a otras fuentes lo que hace prever que seguirá siendo un recurso importante en la matriz energética colombiana.

Durante el periodo 2009 y 2013, el consumo interno de gas natural se ha incrementado en 380 MPCD, equivalente a 57,2%, registrándose incrementos en todos los sectores de

consumo, sin embargo se destacan los sectores residencial con 39,3%, refinería con 37,9% e industria con 21,8%, representando un crecimiento interanual de 9,1%.



Como se expuso en la introducción, una característica fundamental del mercado de gas en Colombia se vincula con la volatilidad de la demanda frente a fenómenos climáticos como los de “El niño”. Mientras que la demanda promedio de gas muestra una estructura altamente diversificada, ella puede ser muy volátil ante el requerimiento de las centrales térmicas en períodos de sequías, en tanto la capacidad de embalse de las centrales hidroeléctricas es baja.

El tamaño del mercado interno en 2013 era del orden de 1.000 MPCD, de este mercado cerca del 56% en promedio correspondió a sectores de consumo final como lo son el residencial, comercial, industrial y vehicular. Por su parte, el sector eléctrico durante el mismo 2013, en promedio representó el 31% del total. A la par, las exportaciones mantuvieron un comportamiento regular que en promedio alcanzaron los 202 MPCD.

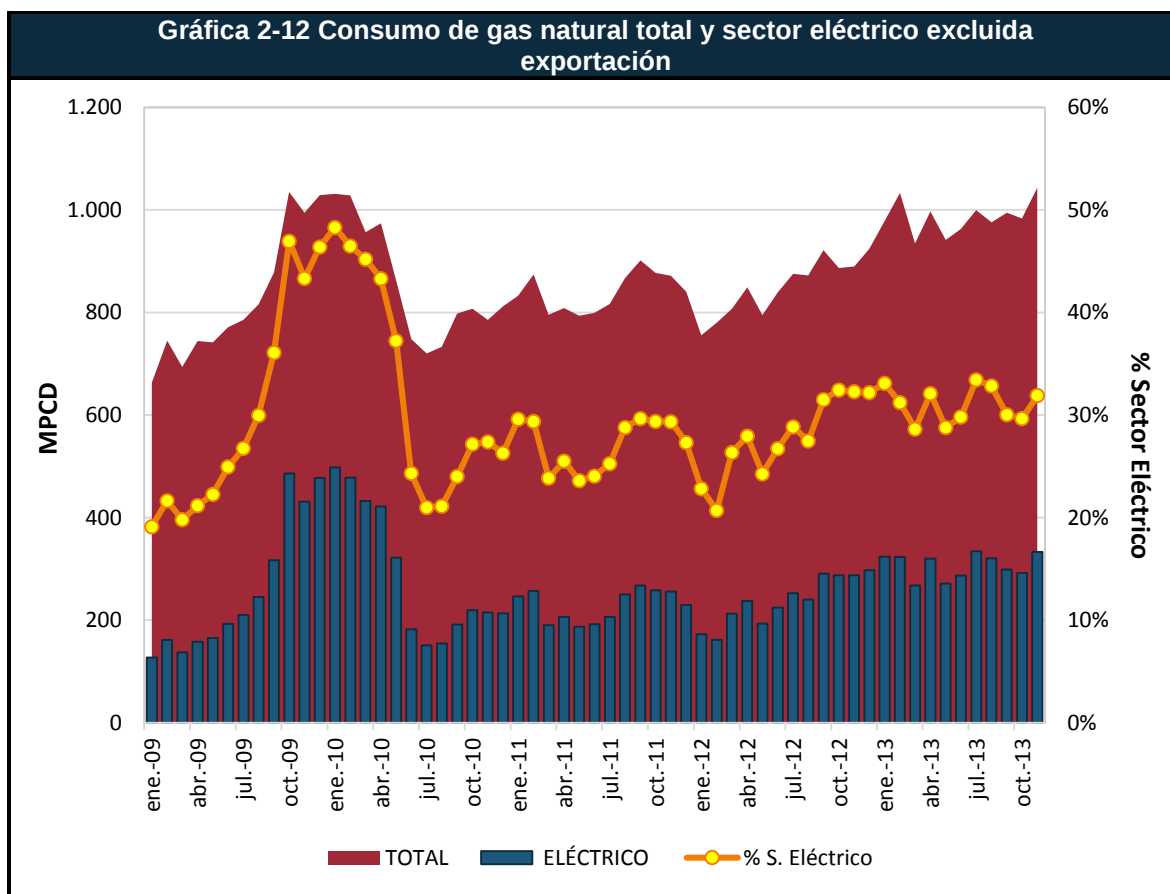
Sin embargo, cuando la demanda se enfrenta a fenómenos de “El niño” como el ocurrido entre junio de 2009 y mayo del 2010, el sistema hace frente a una oferta inflexible, pues la demanda del sector termoeléctrico -eje de la confiabilidad del sector eléctrico ante fenómenos climáticos extremos- necesariamente reduce la disponibilidad de gas para satisfacer otras demandas que podrían ser firmes como lo es sin duda la del sector industrial.

Con el propósito de precisar el registro histórico de la volatilidad de la demanda termoeléctrica frente a la demanda interna total se presenta en la Gráfica 2-12.

Lo anterior a pesar de que el sector que más se redujo fue el de exportaciones con las repercusiones propias de los contratos, además de que las estadísticas no reflejan la demanda no abastecida y que implicó cortes al sector de GNV, reducciones del consumo de gas en las refinerías y el reemplazo de gas por combustibles líquidos en industrias, factores que pueden menguar el desarrollo del mercado de gas frente a la percepción de incertidumbre sobre condiciones de abastecimiento, cantidades disponibles, precios y tipos de contratos.

En tales condiciones el incremento de la oferta de gas enfrenta tanto para los productores de gas, como para los transportadores, factores de riesgo que, por otra parte se trasladan como riesgos percibidos de abastecimiento en los sectores de demanda interna, principalmente el industrial y el de GNV. Por otra parte, este panorama impide comprometer con certeza exportaciones de gas siendo la decisión de exportar parte de la política energética nacional. Por lo anterior, las fluctuaciones de la demanda también generan percepción de riesgo, pero a la vez estas podrían eventualmente ser tratadas a través de la regulación y tipos de contratos.

Simultáneamente, la oferta de gas también genera una incertidumbre, la que se traslada al transporte de gas natural, toda vez que éste se encuentra desvinculado en propiedad de los productores y no logra percibir señales claras para proceder a la expansión de su capacidad generando así un cuello de botella adicional a la mencionada inflexibilidad de la oferta de gas.



Dado que el sistema es radial, cualquier cuello de botella en un punto estratégico del sistema (próximo a la recepción de gas) se traslada al conjunto de los ramales del sistema integrado, el cual se puede apreciar en la Gráfica 2-15, donde se presenta de manera sintética la red colombiana de transporte de gas natural. Pero cualquiera sea el escenario de oferta, la demanda termoeléctrica reduciría drásticamente la disponibilidad de gas para otros mercados domésticos (industrial, residencial, GNV) y más aún respecto a las posibilidades de exportar.

Es de recordar que la actividad de transporte de gas natural tiene características de monopolio natural y en el caso de Colombia, el bajo número de participantes en el suministro ha dado lugar a un sistema de transporte tal que, sólo existe una alternativa de transporte para llegar de un punto a otro. Hay más de dos firmas en el negocio de transporte, pero dos de ellas mueven la mayor parte del gas: Promigas en la Costa Atlántica y TGI en el interior del país. Cada una de las empresas de transporte opera como un monopolio en el mercado geográfico que atiende.

Esta actividad es objeto de regulación de tarifas y de cargos de acceso para evitar el ejercicio de poder de mercado por parte de los operadores. La expansión de la infraestructura se basa en contratos, lo que hace al transportador un agente activo. El esquema de remuneración se origina en el reconocimiento de inversiones basado en un factor de utilización sin incluir la variación de los flujos y en una pareja de cargos -por capacidad y por volumen- que no guardan correlación de manera directa con los costos fijos y variables de la actividad.

Así las cosas, hay ciertos factores de incertidumbre que afecten de manera negativa las decisiones de inversión de los transportadores, además de las dificultades antes mencionadas y la falta de coordinación entre los distintos eslabones de la cadena (productores).

2.3.4 Sistema de transporte

La red colombiana de gasoductos está conformada principalmente por el sistema de la Costa Atlántica y del Interior.

La red de la costa atlántica pertenece y es operada por la empresa PROMIGAS, está conformado por dos subsistemas principales, Ballena-Cartagena y Cartagena-Jobo.

- * Subsistema Ballena-Cartagena transporta gas natural proveniente de los campos del Departamento de la Guajira: Chuchupa y Ballena. El gas se recibe en la Estación Ballena (Guajira) y se transporta hasta las ciudades de Santa Marta, Barranquilla y Cartagena, atendiendo a lo largo de su recorrido varias poblaciones y plantas termoeléctricas de la Costa Atlántica. Tiene una longitud de 673,3 km.
- * El Subsistema Cartagena - Jobo tiene una longitud de 193 km y transporta gas natural proveniente del yacimiento denominado Güepajé, ubicado en el Municipio de San Pedro (Sucre), hacia Cartagena y hacia la planta de Cerromatoso. Abastece un gran número de poblaciones a lo largo de su recorrido. Este subsistema tiene la opción, de acuerdo con los requerimientos de consumo, de enviar el gas de la Guajira que viene desde Ballena hasta Jobo.

- * El gasoducto cuenta con diferentes estaciones para su funcionamiento: la Estación Ballena, las Estaciones Arenosa y Heroica y las Estaciones Compresoras Palomino, Cartagena y Sahagún

La red del interior pertenece y es operada por varias empresas:

- * Transportadora de gas internacional – TGI.
- * Transmetano.
- * Promioriente.
- * Transoccidente.
- * Progasur.
- * Coinobras.

La red propiedad de TGI- Transportadora de gas internacional, posee más de 3900 km de gasoducto y está conformada por 7 sistemas principales:

- ▣ Gasoducto Ballena – Barrancabermeja.
- ▣ Gasoducto Centro – Oriente.
- ▣ Sur de Bolívar – Santander.
- ▣ Gasoducto Mariquita – Cali.
- ▣ Gasoducto Cusiana – Apiay – Bogotá.
- ▣ Gasoducto Cusiana – Porvenir – La Belleza.
- ▣ Gasoducto Morichal – Yopal.

Sistema	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)	Tramos	Capacidad (MPCD)	Punto entrada	Estaciones compresoras y terminales
Ballena – Barrancabermeja	578	18		260	Ballena	Hato Nuevo, La Jagua, Casacará, Curumaní, Norean, San Alberto y Barranca/rmeja
Centro - Oriente	1005	4 - 6 - 12 - 14 - 20 - 22	Barrancabermeja - Sebastopol	230	Cusiana, Barrancabermeja, ECP Dina, Rio Ceibas, Hocol, Toqui Toqui	Vasconia, Miraflores, Puente Guillermo y Mariquita.
			Sebastopol - Vasconia	201		
			La Belleza - Vasconia	196		
			La Belleza - Cogua	182		
			Vasconia - Mariquita	192		
			Mariquita – Gualanday	15		
			Gualanday - Neiva	11		
Sur de Bolívar - Santander	308	10 - 8 - 2		64	Cusiana	-
Mariquita - Cali	343	20	Mariquita - Cali	168	Mariquita Cusiana	Padua
Cusiana - Apiay - Bogotá	442	3 – 6 – 10 - 12	Cusiana – Apiay	30	Cusiana	Apiay
			Apiay – Villavicencio – Ocoa	14		

Sistema	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)	Tramos	Capacidad (MPCD)	Punto entrada	Estaciones compresoras y terminales
			Apiay - Usme	18		
Cusiana – Porvenir – La Belleza	223	20		390	Cusiana	Miraflores – Puente Guillermo
Morichal – Yopal	13,2	4	-	4	Morichal	-

Tabla 2-4 Características de los 7 sistemas principales de gasoductos del país

Fuente: Boletín Electrónico de operaciones – TGI. 2014

La red que transporta el gas natural desde Sebastopol hacia Medellín es de propiedad de la empresa Transportadora de Metano S.A – Transmetano, cuenta con 188 km construidos de gasoducto y una capacidad máxima de transporte 78 MPCD en líneas de 2, 4, 6, 8, 12 y 14 pulgadas de diámetro. Promigas tiene una participación en Transmetano del 99,6%.

Transoriente² transporta gas natural hacia la ciudad de Bucaramanga en dos tramos:

- Barrancabermeja – Payoa – Bucaramanga
- Gibraltar - Bucaramanga

El tramo Barrancabermeja – Payoa – Bucaramanga tiene una capacidad de 35,8 MPCD y 160 km de longitud, cuenta con una línea principal en 8" y un *loop* en 6". La línea Gibraltar – Bucaramanga tiene una capacidad de 49,9 MPCD en 177,15 km de 12 pulgadas de diámetro.

La Empresa Transoccidente transporta gas natural desde Cali hacia Yumbo a través de 10,8 km de gasoducto el cual cuenta con una capacidad de transporta de 73,6 MPCD. Actualmente Promigas tiene una participación en Transoccidente del 69%.

Por su parte Progasur transporta gas natural hacia municipios del sur de Cundinamarca, Tolima y Huila. Esos gasoductos se describen a continuación:

Gasoducto	Diámetro (pulgadas)	Longitud (km)	Capacidad (MPCD)
Sur Neiva – Hobo	8	52,6	2,8
Flandes - Girardot - Ricaurte	4 – 6	12	2,2
Guando - Melgar - Fusagasugá	3	38,1	0,6
Ramal Pradera/Jamundí - Popayán	4	119,6	3,7
Campo Sardinata - Cúcuta	4	67,8	4,3
Buenos Aires - Ibagué	6	18,9	15,6
Chicoral - Flandes	6	27,1	12
Flandes - Guando	6	39,5	10,7

Tabla 2-5 Características del sistema de transporte de Progasur

Fuente: PROGASUR. 2014

² Promigas tiene una participación en Transoriente del 73.3%.

Gráfica 2-13 Mapa topológico – Sistema Interior

SISTEMA INTERIOR

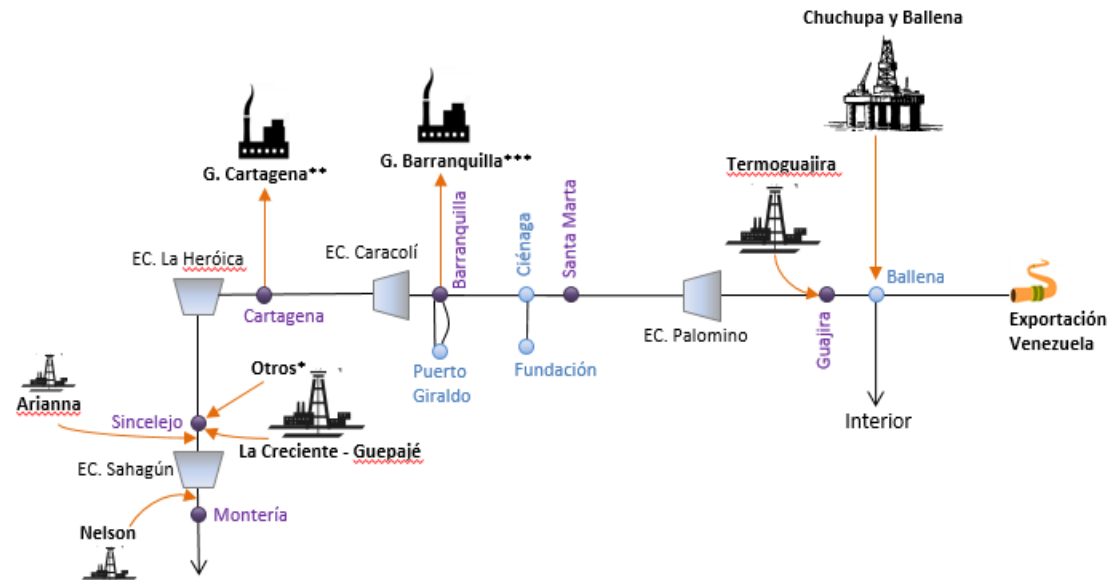
Sistema actual

† Santo Domingo, Morichal, Tocaría, Rancho Hermoso, Ramiquí, Pauto-Floreña y La Casona.
 †† Yarigüí – Cantagallo, Gala, Llanito, Lisama – Nutria, Tesoro – Peroles, El Centro y La Cira Infantas.

Gráfica 2-14 Mapa topológico – Sistema Costa

SISTEMA COSTA

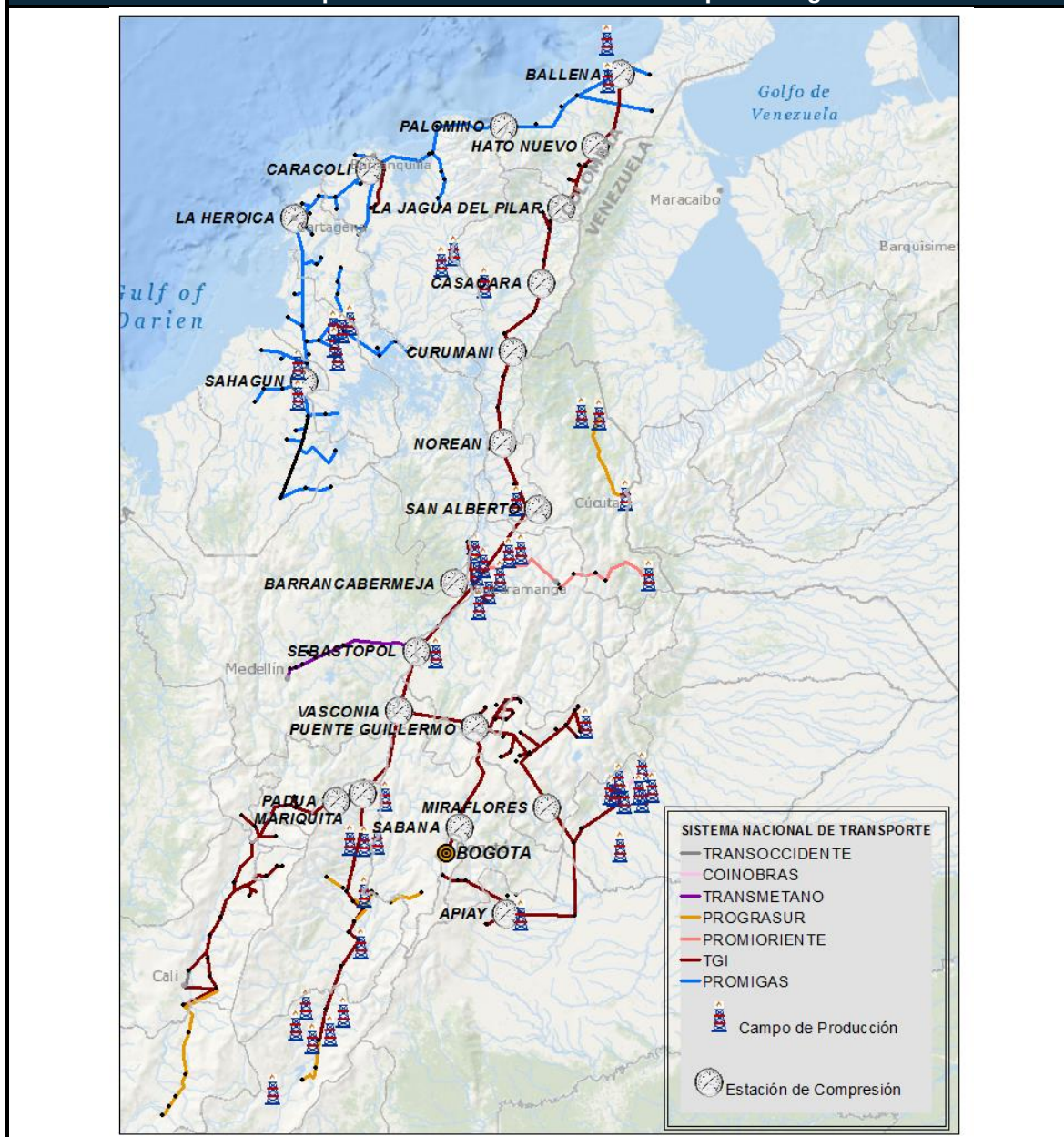
Sistema actual



* Mamey, Bonga, Cañaflecha y Katana.
 ** Cartagena, Proeléctrica y Termocandelaria.
 *** Barranquilla, Flores y Tebsa.

Convenciones	
Campo de producción	
Central térmica	
Estación compresora	
Nodo de demanda	

Gráfica 2-15 Esquema de la red nacional de transporte de gas natural.



Fuente: Empresas transportadoras de gas natural.

2.4 Planta de regasificación

La disponibilidad nacional de gas natural en el mediano y largo plazo es de completa incertidumbre y son grandes los esfuerzos exploratorios que deben concretarse para obtener los resultados en términos de nuevas reservas de hidrocarburos. Garantizar la atención de la creciente demanda de gas natural en Colombia, sugiere contar con las reservas internas necesarias o concurrir al mercado externo para su compra y en este caso disponer de la apropiada infraestructura para el acondicionamiento y posterior uso, si el gas viene en forma líquida o se importa vía gasoducto.

Teniendo en cuenta que la demanda de gas natural se encuentra altamente influenciada por los requerimientos de los generadores térmicos, y sumado a la incertidumbre acerca de la oferta interna disponible a mediano plazo, se sugiere la utilización de varios escenarios de oferta que permitan determinar las cantidades para garantizar pleno abastecimiento e incrementar la confiabilidad del sistema.

Para la definición de escenarios de oferta, se identificaron las variables, tanto específicas de la actividad de exploración y producción, como de entorno, que presentan un alto nivel de incertidumbre y que pudieran afectar con mayor fuerza el futuro del sector hidrocarburos durante el período 2012-2030, tal como se muestra en el capítulo cinco.

Igualmente se consideró un escenario de planta de regasificación como ejercicio de planificación, para la detección temprana de situaciones de desequilibrio entre la oferta y la demanda proyectada. Esto conlleva a la necesidad de su dimensionamiento, factor de utilización, tiempo de construcción, alternativa de abastecimiento por buques regasificadores que también requiere de infraestructura de recepción, etc.

En el primer caso, el tamaño de la planta será definido como el máximo valor del faltante durante el periodo del plan de abastecimiento y su ubicación dependerá del balance regional. Las rutas de transporte y los precios dependerán del sitio donde se negocie el gas, por lo general los contratos son de largo plazo (al menos 20 años), aunque se cuenta con un mercado spot naciente, donde el precio puede ser superior al de los contratos firmados a largo plazo.

Una planta de licuefacción que atiende a casi todos los países del continente americano es la ubicada en Trinidad y Tobago, además por su cercanía a Cartagena en la Costa Atlántica podría disminuir los costos de transporte los cuales son un factor determinante para las importaciones de GNL ya que sus costos pueden variar dependiendo del sitio donde se compre el gas natural.

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

De acuerdo con la Constitución Política de Colombia norma suprema, 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 para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua e ininterrumpida. 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 podía 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 “*peak shaving*” para garantizar la prestación del servicio en la capital colombiana, situación aún sin resolver.

Seguidamente, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 2730 de 2010, mediante el cual estableció otro tipo de obligaciones de confiabilidad, el cual fue reemplazado por el Decreto 2100 de 2011, que modificó lo dispuesto en el Decreto 2730 de 2010, y 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, donde la cantidad de energía almacenada o transportada por inversión en infraestructura es sustancialmente menor en comparación con la respectiva para el petróleo o sus derivados líquidos.

La participación del Estado en este sector inicialmente estuvo asociada a la producción del gas por parte de Ecopetrol y a las inversiones en infraestructura de transporte. Posteriormente, ha venido aumentando la participación privada en las actividades comerciales, y la función del Estado se ha ido centrando en la definición de políticas de aseguramiento del abastecimiento, la regulación del sector, la vigilancia, el estímulo a la inversión y la protección de los intereses del consumidor.

Adicionalmente, dado que la infraestructura de gas natural utiliza zonas públicas y privadas, y su desarrollo tiene los respectivos impactos ambientales y sociales, el Estado también administra y regula el uso del terreno y la protección del medio ambiente.

Por otra parte, dado que el sector eléctrico fue el principal impulsor de la demanda de gas natural y 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 (Fenómeno del Niño) y las prioridades de consumo.

Frente al rápido crecimiento del consumo de gas natural y la relación de éste con el sector eléctrico, y a los inconvenientes de abastecimiento presentados durante el último Fenómeno del Niño, los objetivos de política de los últimos años (Decreto 2687 de 2008, Ley 1450 de 2010 – Plan Nacional de Desarrollo 2010 – 2014 -, y Decreto 2100 de 2011), han estado orientados principalmente a garantizar el abastecimiento, la confiabilidad y la continuidad de la prestación del servicio.



Fuente: UPME

3.1 Política sectorial

En los últimos años, específicamente de 2010 a 2013, los principales objetivos de política para el sector del gas natural han sido:

- Fortalecimiento institucional y de la coordinación sectorial, a través de publicación oportuna de información de producción y comercialización de gas.
- Remuneración de redes teniendo en cuenta el costo del uso 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 Plan Nacional de Desarrollo (2010 – 2014)

Respecto al sector del gas natural, el actual Plan Nacional de Desarrollo, propuso:

- *“Por el contrario, el gas natural sufrió un racionamiento durante la ocurrencia del fenómeno del Niño, y se estableció la intervención estatal para asignar el gas natural a los sectores prioritarios de consumo, principalmente del interior del país, donde se tenía una escasez del producto, exacerbada por restricciones en la capacidad de transporte. Este evento debe ser objeto de reflexión y análisis para las entidades gubernamentales, con el propósito de ajustar los lineamientos de política, regulación, vigilancia y control, para poder posicionarlo nuevamente como un sector sólido y confiable.”*
- *“Así mismo, se fortalecerá el marco institucional en el sector de gas natural, para un mejor desempeño y coordinación entre los agentes, lo que exige: i) contar con un nuevo agente responsable de la gestión técnica del sistema nacional de transporte de gas natural, velando por la continuidad y seguridad del suministro en el corto y mediano plazo y la coordinación con el sector eléctrico; y ii) ajustar el rol que desempeña actualmente el Consejo Nacional de Operación de gas- CNO, para que desarrolle los acuerdos operativos y protocolos que se requieran para nivelar el sector, de acuerdo a las mejores prácticas internacionales.”*
- *“Es necesario identificar y materializar el potencial en yacimientos no convencionales, considerando aspectos ambientales y promoviendo la maximización de la explotación del recurso, en concordancia con la situación de abastecimiento energético del país. Para ello, el Gobierno Nacional contratará los estudios necesarios para establecer un modelo contractual y la elaboración de la reglamentación técnica necesaria para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, entre éstos, el de gas metano asociado al carbón.”*
- *“En cuanto al gas natural, el Gobierno Nacional establecerá lineamientos de política centrados en el aseguramiento del abastecimiento en el mediano plazo y la confiabilidad de la prestación del servicio. Para ello, debe seguir dos estrategias: i) profundizar en la promoción de la actividad exploratoria mediante la libertad de las exportaciones basada en criterios técnicos y transparentes que tengan en cuenta el abastecimiento interno; y ii) crear un esquema que permita importar la confiabilidad en el abastecimiento, bajo el mecanismo más eficiente desde el punto de vista técnico y económico.”*
- *“Si bien, el aprovechamiento del recurso de una manera eficiente y sostenible es muy importante en la cadena de producción, se debe garantizar el acceso a la infraestructura de transporte mediante la ampliación de la capacidad de almacenamiento en tanques, y de transporte por oleoductos, gasoductos y poliductos, de acuerdo con criterios de eficiencia económica y suficiencia financiera que aseguren la continuidad y confiabilidad de estos servicios. Para el caso de oleoductos se espera contar con una capacidad mínima de transporte de aproximadamente 1'200.000 BPD y 300.000 BPD de diluyente adicional para finales del año 2013, así como una capacidad de transporte en gasoductos de 1.220 MPCD (244.000 BPED) en el año 2014”.*
- *“En cuanto al gas natural, el primer reto del sector se centra en establecer criterios de confiabilidad que sean eficientes económica y financieramente, sopesando alternativas de construcción de infraestructura nueva en transporte y distribución frente a la posibilidad de definir un mercado de interrupciones, para lo cual se debe tener en cuenta las valoraciones que consideren la menor relación costo-beneficio para los usuarios finales.”*
- *En segundo lugar, se deben generar mecanismos para la comercialización mayorista que incentive las inversiones en exploración gasífera, promoviendo esquemas de*

contratación que permitan a los inversionistas mitigar los riesgos de demanda, tener la remuneración adecuada, y promover la estandarización de contratos de suministro y transporte. En este sentido, se desarrollarán mecanismos flexibles con compatibilidad de incentivos que propicien el incremento de la oferta de gas en firme y permitan la formación libre de precios a partir de señales de escasez. Cuando existan agentes con posición dominante, la CREG establecerá los mecanismos que considere idóneos para determinar los esquemas de comercialización del gas adecuados ante estas situaciones. Por otro lado, es importante que las metodologías de remuneración de distribución de gas natural consideren análisis económicos comparativos frente al energético sustituto, cuando se analice su viabilidad de expansión.”

- “Considerando lo anterior el Gobierno Nacional debe propiciar la armonización de los esquemas de promoción del uso del GLP y el GN de manera que se eliminen las distorsiones en los mecanismos de transmisión entre los costos y las señales de precios, propiciando una mayor eficiencia asignativa en el mercado de estos sustitutos. En este sentido se enfocarán esfuerzos en las siguientes líneas de acción: i) eliminar los subsidios para infraestructura de transporte y distribución de gas, otorgados a través de fondos nacionales y en este sentido eliminar el Fondo Especial de Cuota de Fomento-FECF en un plazo no mayor a 4 años; ii) permitir el uso de GLP como combustible para vehículos y expandir su uso en la industria petroquímica; iii) consolidar el esquema de marcas para la distribución y comercialización de GLP; y iv) desarrollar los mecanismos que permitan equiparar el esquema de solidaridad.”
- “Con el objetivo de propiciar el incremento de la productividad de las industrias intensivas en energía eléctrica y gas natural, incentivar el crecimiento económico y la creación de empleo, el Gobierno Nacional buscará los mecanismos adecuados para la eliminación gradual de la contribución industrial en los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible, incorporando dentro de los criterios de dicha gradualidad la respuesta de la industria a estas reducciones en términos de incremento en el empleo. Las medidas que se tomen en este sentido no deben comprometer la sostenibilidad del esquema de solidaridad, ni causar costos financieros a las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica.”
- “De otra parte, se examinarán esquemas de interconexión eléctrica y gasífera entre los territorios fronterizos y los países vecinos; al igual que de exportación e importación de energía eléctrica y gas hacia países centroamericanos a través de las regiones Pacífica y la Caribe. Se espera contar con escenarios en la materia y nuevos nichos de mercado. Además, se promoverán interconexiones de energía eléctrica y de gas, de pequeña escala y puntuales, en Zonas No Interconectadas para atender demanda local.”

De las anteriores propuestas, se destaca en especial, el objetivo de asegurar el abastecimiento, la confiabilidad y la continuidad en la prestación del servicio.

3.1.2 Decreto 2100 de 2011

Como respuesta a la experiencia vivida por el sector energético, además de los análisis realizados para la elaboración del Plan Nacional de Desarrollo 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:

- Estableció el consumo interno como prioritario frente a las exportaciones. Los exportadores deben atender la demanda interna en caso de restricciones, situaciones de grave emergencia transitorias y no transitorias, o racionamientos programados. Adicionalmente se definirá un indicador que relacione las reservas, la demanda interna,

las exportaciones y las importaciones, mediante el cual se pueda monitorear la conveniencia de mantener libertad a 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.

- La CREG definirá el 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 caso 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 definirá 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:
 - Su consumo propio.
 - La producción total disponible para la venta (PTDV).
 - La producción comprometida (PC).
 - Potencial de producción de cada campo (PP).
 - El porcentaje de participación de los diferentes productores y del Estado, de la producción de cada campo.
 - Contratos de exportación.
- La CREG definirá los mecanismos de comercialización de la PTDV y de las cantidades importadas disponibles para la venta (CIDV), que se destinen para el consumo interno. No estarán 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 gas³.

- El Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan indicativo de abastecimiento de gas, el cual tendrá como horizonte de proyección un periodo de 10 años, y será actualizado cuando el MME así lo determine. Este plan debe ser elaborado por la UPME siguiendo los lineamientos que determine el MME.
- La CREG establecerá los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para la atención de los usuarios del servicio público de gas natural, y fijará las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión que los agentes presenten en este sentido.
- Se definirá un agente encargado de prestar el servicio de gestión de la información operativa y comercial del sector de gas natural. La CREG definirá la metodología para seleccionar el prestador de este servicio y la remuneración a la que tendrá derecho.
- 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.

3.1.3 Regulación

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

La regulación económica vigente ha buscado en primer lugar garantizar 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, 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, precios máximos regulados y las limitaciones a la integración vertical con el fin de promover la competencia.

³ Mediante la Ley 1530 de 2012, se concedió un descuento del 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.

Durante los años 2012 y 2013 se expidió regulación orientada especialmente a asegurar el abastecimiento, la confiabilidad y la continuidad del servicio. En este sentido, se han definido instrumentos regulatorios con el fin de incentivar las importaciones y el aumento de la producción de gas, modalidades contractuales con el objeto de asegurar la atención de la demanda esencial en firme, mecanismos de negociación que promuevan 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.

Actividad	Organización de la industria	Precios	Calidad del servicio	Normatividad técnica
Producción	Índice de abastecimiento y límite a las exportaciones: Res. MinMinas 181704 de 2011 Res. MinMinas 72472 de 2013 Reglamento de comercialización: Res. CREG 089 de 2013 Res. CREG 123 de 2013 Res. CREG 122 de 2013 Res. CREG 130 de 2013 Res. CREG 151 de 2013 Res. CREG 204 de 2013 Gestor del mercado: Res. CREG 124 de 2013 Res. CREG 150 de 2013 Res. CREG 200 de 2013 Res. CREG 021 de 2014 Restricciones a la integración vertical: Res. CREG 057 de 1996 Opción con gas natural importado para respaldar Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad: Res. CREG 106 de 2011 Res. CREG 025 de 2014	Precio punto de entrada al SNT: Res. CREG 088 de 2013 Costo oportunidad gas dejado de exportar: Res. CREG 041 de 2013 Ingreso regulado por el uso de gas natural importado en generaciones de seguridad: Res. CREG 062 de 2013 Res. CREG 152 de 2013 Res. CREG 022 de 2014		
Transporte	Reglamento Único de Transporte: 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 de 2013 Res. CREG 126 de 2013	Costo transporte por ductos: Res. CREG 126 de 2010 Costo transporte terrestre de gas natural comprimido: Res. CREG 008 de 2005		

Distribución	Código de distribución de gas combustible: Res. CREG 067 de 1995 Res. CREG 127 de 2013	Fórmulas tarifarias distribución gas por red de tubería: Res. CREG 137 de 2013 Res. CREG 138 de 2013 Y sus modificaciones: Res. CREG 183 de 2013 Res. CREG 184 de 2013 Res. CREG 205 de 2013 Res. CREG 008 de 2014	Res. CREG 100 de 2013	Reglamento Técnico de Instalaciones Internas de Gas Res. 90902 de 2013
		Cargos de distribución y comercialización: Res. CREG 202 de 2013		Revisiones periódicas de instalaciones internas: Res. CREG 059 de 2012

Tabla 3-1 Principales resoluciones del sector de Gas Natural

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, según lo presentado en la Ilustración 3-2.



Fuente: UPME

Es de resaltar que la primera actividad que hace referencia a la exploración y producción también se rige por los contratos que suscriban los inversionistas con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, entidad que administra los recursos del subsuelo colombiano en materia de hidrocarburos.

En lo referente a la comercialización, la Ilustración 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 pero que aún no se ha materializado su operación.

En cuanto a las 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, los 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 esperada⁴ para ese mismo año.



Fuente: UPME

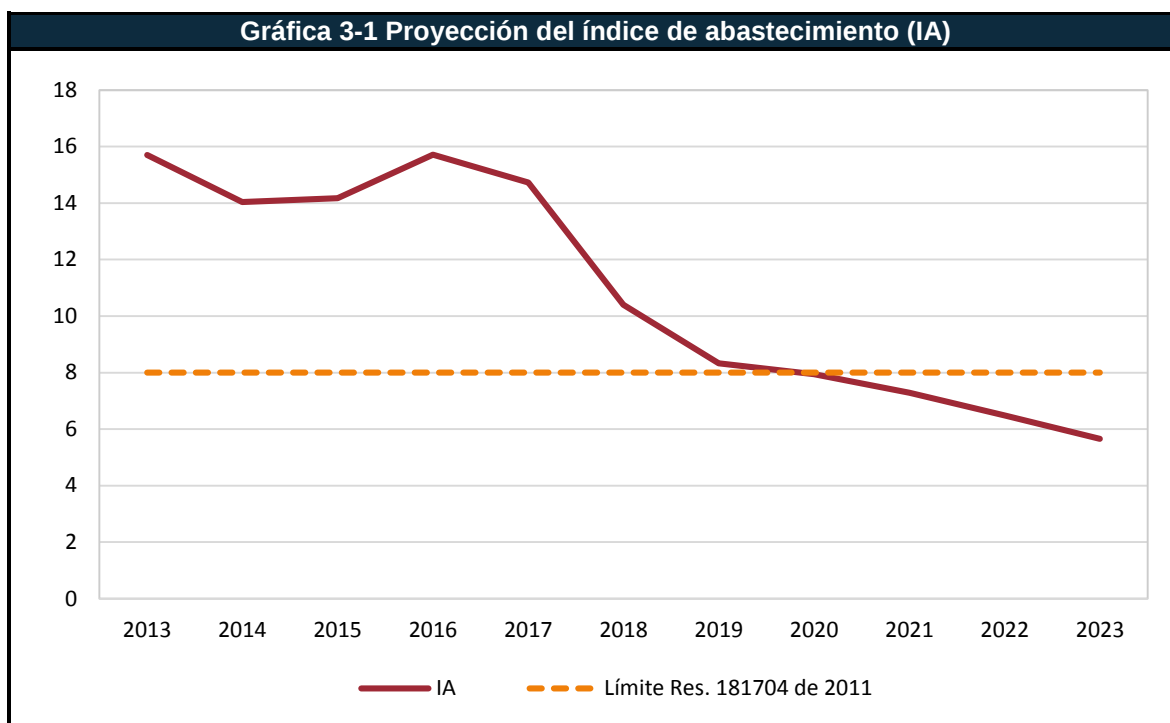
Según la información oficial⁵ de potencial de producción, reservas probadas y probables, proyección de demanda y los déficits a ser resueltos mediante importaciones según los balances contenidos en este documento, el índice de abastecimiento muestra el comportamiento descrito en la Gráfica 3-1.

De acuerdo con la siguiente gráfica, se podría esperar que las exportaciones continúen hasta aproximadamente el año 2019. Situación que puede variar con el reporte de los volúmenes que provengan vía planta de regasificación.

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. Enseguida se detalla lo relacionado con estos temas.

⁴ Reportada por la UPME.

⁵ Declaración de producción 2013.



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.

A este respecto, las Res. 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 gas natural es independiente de las actividades de producción, comercialización y distribución del gas natural. En consecuencia, los contratos de transporte y las tarifas, cargos o precios asociados, son independientes de las condiciones de compra o distribución y de su respectiva valoración.
- 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 el de vender, comercializar o distribuir gas natural, no pueden ser transportadoras ni tener interés económico en una empresa de transporte del mismo producto. El interés económico se entiende en los términos establecidos en el artículo 60. Res. CREG 057 de 1996, o aquellas que la modifiquen o sustituyan (participación mayor del 25 – 30% en capital).

- 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 Res. 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

Mecanismos de negociación

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

- Negociación directa de productores comercializadores en cualquier momento del año. 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, lo anterior de acuerdo con el balance más reciente realizado por la UPME, considerando el escenario de demanda baja.
- 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 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. La prima se pagará mensualmente.
- 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

Mecanismos de negociación

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

- Negociación directa: El Boletín Electrónico Central⁶ 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.

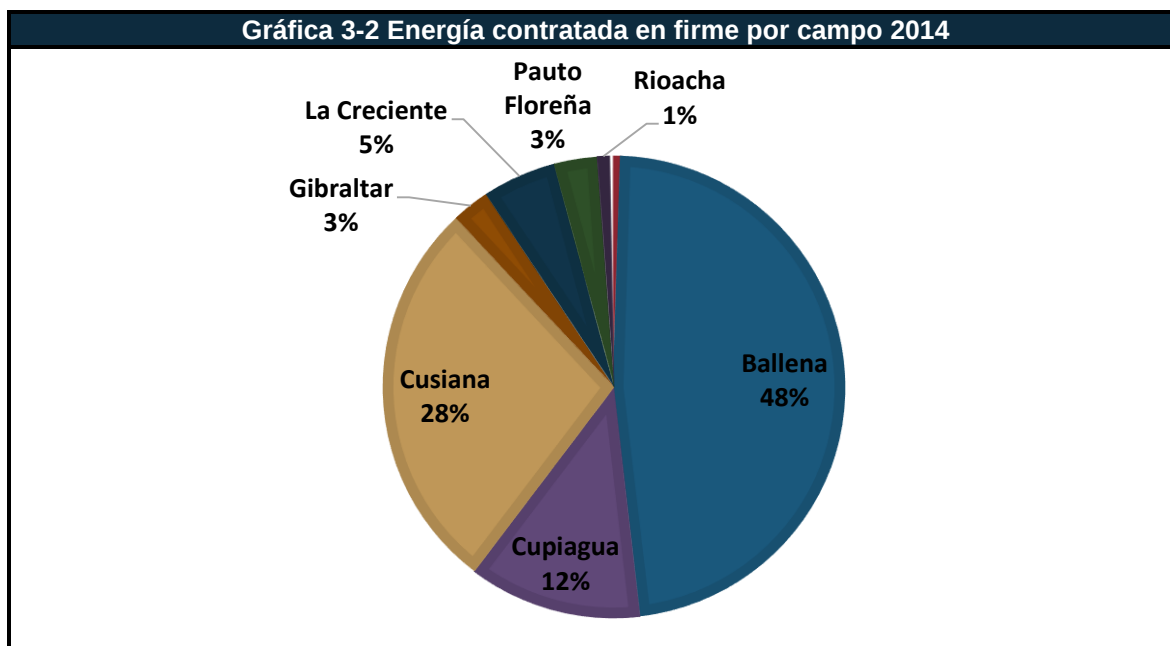
Los contratos podrán tener una duración interdiaria, diaria, semanal, mensual, trimestral, anual y multianual.

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 la resolución CREG 122 de 2013 se aprobó para el mercado primario, y para el año 2013, aplicar negociaciones directas como mecanismo de comercialización. Dichas negociaciones se efectuaron en el mes de octubre. Según la información publicada el precio promedio negociado para el gas de la Guajira fue 3,97 US\$/MBTU.

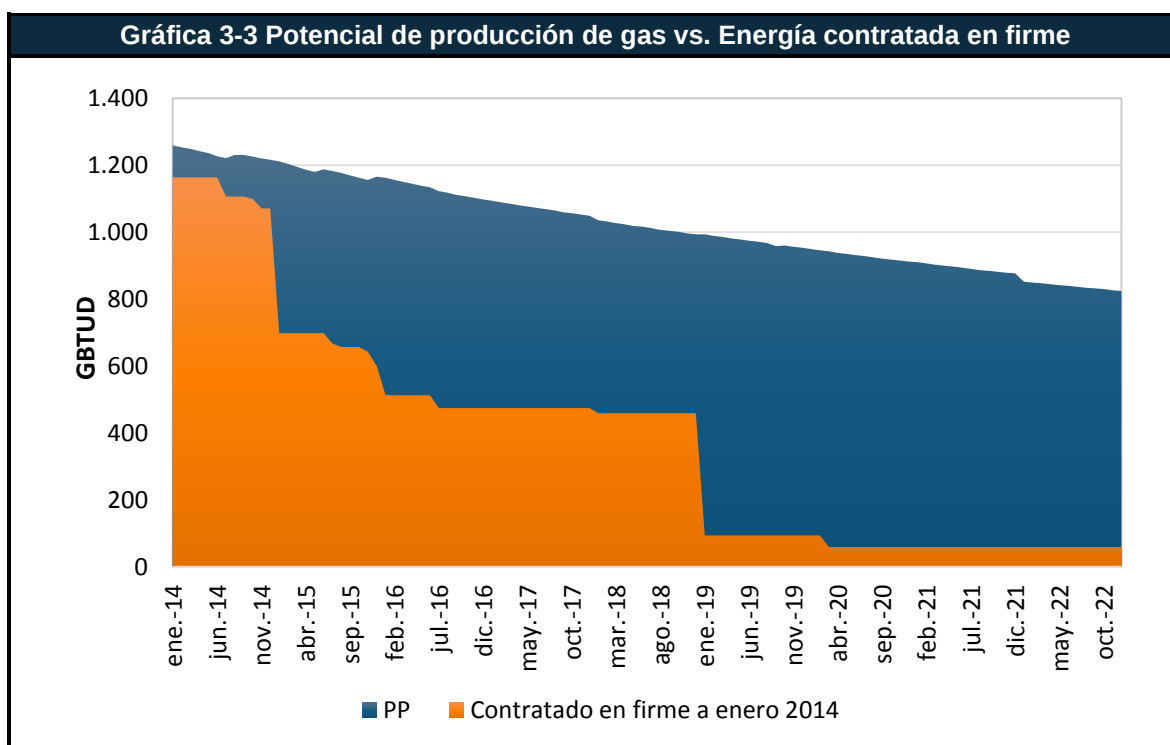
Teniendo en cuenta, tanto los compromisos en firme antes de las negociaciones como los volúmenes comercializados directamente a finales del año 2013, la cantidad de energía contratada en firme a enero de 2014 se presenta en la Gráfica 3-2 y la Gráfica 3-3. Aproximadamente un 40% del potencial de producción está, por ahora, comprometido hasta el 2019.

⁶ Es la página web en la que el gestor de mercado publicará la información operativa y de transacciones que recopile.

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.



Fuente: CREG⁷, cálculos UPME.



Fuente: CREG⁸, cálculos UPME.

⁷ Circulares CREG 056, 057, 78 y 79 de 2013.

⁸ Circulares CREG 056, 057, 78 y 79 de 2013.

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.

Posteriormente, la resolución CREG 124 de 2013, estableció los criterios de selección del gestor del mercado y las condiciones específicas de la prestación del servicio. Mediante la Resolución CREG 150 de 2013 y 021 de 2014 se dio inicio al proceso de selección.

3.2.4 Tarifas

Mediante las Resoluciones CREG 137 y 138 de 2013, se establecieron las nuevas fórmulas tarifarias para usuarios regulados de las aéreas de servicio exclusivo así:

Fórmula tarifaria

Cargo variable:

$$CUv = \frac{G+T}{1-\rho} + D * f + Cv + Cc \quad (3-1)$$

Cargo fijo:

$$CUf = Cf \quad (3-2)$$

Donde:

Componente	Definición
G	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.
T	Costo promedio unitario del transporte, \$/m3. Se determina según los criterios generales establecidos en la resolución CREG 126 de 2010.
ρ	Pérdidas reconocidas, determinado con base en Resolución CREG 067 de 1995.
D	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.

f	Factor multiplicador de poder calorífico.
C_v	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.
C_c	Costo unitario de confiabilidad. Igual a 0 hasta que la CREG lo defina.

Tabla 3-2 Componentes de la fórmula tarifaria

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:

Costo	Resolución
Costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar, CODE: CODE = $P_{exp} + C_{comp}$ P_{exp}: precio exportación, US\$/MBTU C_{comp}: costo de compensaciones pactado en el contrato, US\$/MBTU	Resolución CREG 041 de 2013
Ingreso regulado por el uso de gas natural importado en generaciones de seguridad. Ingreso anual de carácter transitorio = US\$ 40'750.000	Resolución CREG 062 y 152 de 2013 Resolución CREG 022 de 2014

Tabla 3-3 Cargos regulados

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.

A este respecto la CREG ha realizado varios estudios, documentos y resoluciones de consulta donde analiza y exponen 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 formula tarifaria del servicio público domiciliario de gas, el cargo por confiabilidad, el cual será igual a cero hasta tanto la CREG no lo defina.

3.2.6 Conclusiones

El sector de gas natural en Colombia durante el año 2013 vivió una amplia reforma regulatoria. En términos generales, el cambio esperado para el sector como resultado de la nueva regulación, se podría describir de la siguiente forma:

- Mayor incertidumbre en materia de precios. La libertad de precios para el gas de la Guajira (cerca del 40% de la producción total del país) introduce mayor incertidumbre en el comportamiento esperado de los precios. Sin embargo este cambio se espera no afecte de manera brusca el mercado, pues de enero de 2014 y hasta diciembre de 2018, por lo menos el 40% de su producción ya está comprometida.

Otro elemento que podrá aumentar la incertidumbre es el hecho que el mecanismo de comercialización a adoptar estará sujeto a los balances de oferta y demanda que se vayan efectuando año a año. A lo anterior se le sumaría también la eventual entrada en operación de la planta de regasificación (máximo en noviembre de 2016) para el suministro de GNI (gas natural importado) para las plantas térmicas que se hayan acogido a la OPACGNI⁹, y posteriormente para suplir los déficits de la oferta que se prevén según los balances que se presentan en los siguientes capítulos.

- Mayor seguridad de suministro gracias a la planta de regasificación. La planta de regasificación que se espera entre a más tardar en noviembre de 2016, para generaciones de seguridad, necesariamente será una fuente adicional de suministro para el país, por lo que significará una diversificación de la oferta y por ende una mayor seguridad en el suministro. Adicionalmente, cantidades importadas disponibles para la venta (CIDV) que se declaren posiblemente aumentarán la oferta declarada por los agentes y esto a su vez podrá retrasar la comercialización mediante subastas.
- La nueva metodología para la remuneración de la actividad de distribución (Resolución CREG 202 de 2013) introdujo cambios en la definición de los mercados relevantes y en la metodología específica para el cálculo del cargo máximo de distribución. Si bien estos cambios se espera motiven a los distribuidores a ampliar la cobertura de gas natural, las tarifas posiblemente aumenten, por lo que el consumo residencial, el número de hogares anillados efectivamente conectados a la red, podría verse afectado.
- Mayor continuidad en la prestación de servicio para la demanda esencial. En este sentido se espera que durante los próximos años, bajo el nuevo reglamento de comercialización (Resolución CREG 089 de 2013), se logre el objetivo propuesto de garantizar que la demanda esencial esté más soportada en contratos firmes.
- Mejor gestión de la información. A través del BEC y con la entrada del gestor de mercado, se espera contar con información operativa y comercial de manera más inmediata, lo que posiblemente facilitará las negociaciones entre los agentes, y por ende podría aumentar la continuidad en la prestación del servicio y la coordinación en la atención en casos de restricciones o emergencias.

⁹ Opción para participar en las asignaciones del Cargo por Confiabilidad con plantas y/o unidades térmicas que utilicen gas natural importado.

- Confiabilidad. La regulación vigente prevé dentro de la fórmula tarifaria un cargo por confiabilidad (Cc), sin embargo, no es claro si se va a definir o no un valor a este cargo. En el presente documento se analiza más adelante la confiabilidad del sistema colombiano de gas natural y se presentan algunas conclusiones a este tema.

4 Proyecciones de precios de gas natural

El gas natural ha adquirido gran importancia en el consumo de energéticos a nivel mundial solo por su bajo costo, sino por las bondades medioambientales comparado con otros energéticos. Además el desarrollo masivo de gas procedente de yacimientos no convencionales de hidrocarburos ha permitido incrementar las reservas de gas de manera significativa. Con lo cual ese ha desencadenado una presión a la baja de los precios de este energético al igual que el precio del GNL, por tanto muchos gobiernos están promoviendo su uso.

En consideración al balance colombiano de oferta y demanda, se advierten opciones de aumentar la capacidad de suministro a través de importaciones de Venezuela y la instalación de una planta de GNL

Siendo los precios del gas natural uno de los drivers más importantes para determinar los impactos en el consumo futuro de gas natural, se presentan a continuación las consideraciones y resultados de la última proyección oficial de precios de la UPME llevada a cabo en marzo de 2013. Para la estimación se tomó como fuente primaria de información del *Energy Outlook*, del Departamento de Energía de Estados Unidos, tanto del *Short Term Energy Outlook* como del *Annual Energy Outlook*.

4.1 Supuestos considerados:

- Precio regulado, Resolución CREG 119 de 2005, 187 de 2010 y 199 de 2011, desde enero de 2013 hasta diciembre de 2013.
- Liberalización precio del gas natural en boca de pozo en el campo Guajira a partir de enero de 2014.
- Entrada de planta de regasificación a partir de septiembre de 2018.
- Precio de referencia *Henry Hub* y punto probable de incorporación la Costa Atlántica.

4.1.1 Precio del gas Guajira

A partir de la promulgación de la Resolución CREG 097 de 2012, se inicia el proceso de liberar el precio para el gas natural colocado en punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte”, desde el 1 de enero de 2014, con lo cual las reglas para comercialización del gas natural se modificaron.

Cabe anotar que el precio de Guajira al momento de la elaboración de esta estimación se encuentra regulado atado al precio del sustituto (fuel oil), bajo la referencia de tope máximo de la siguiente forma:

$$PMR_t = PMR_{t-1} \times \frac{INDICE_{t-1}}{INDICE_{t-2}} \quad (4-1)$$

PMR = Precio Máximo Regulado que regirá durante el semestre siguiente (t), expresado en dólares por millón de BTU (US\$/MBTU).

PMR_{t-1} = Precio Máximo Regulado del semestre anterior (t-1).

INDICE_{t-1} = Promedio aritmético del índice en el semestre anterior (t-1)

INDICE_{t-2} = Promedio aritmético del índice en el semestre precedente al anterior (t-2).

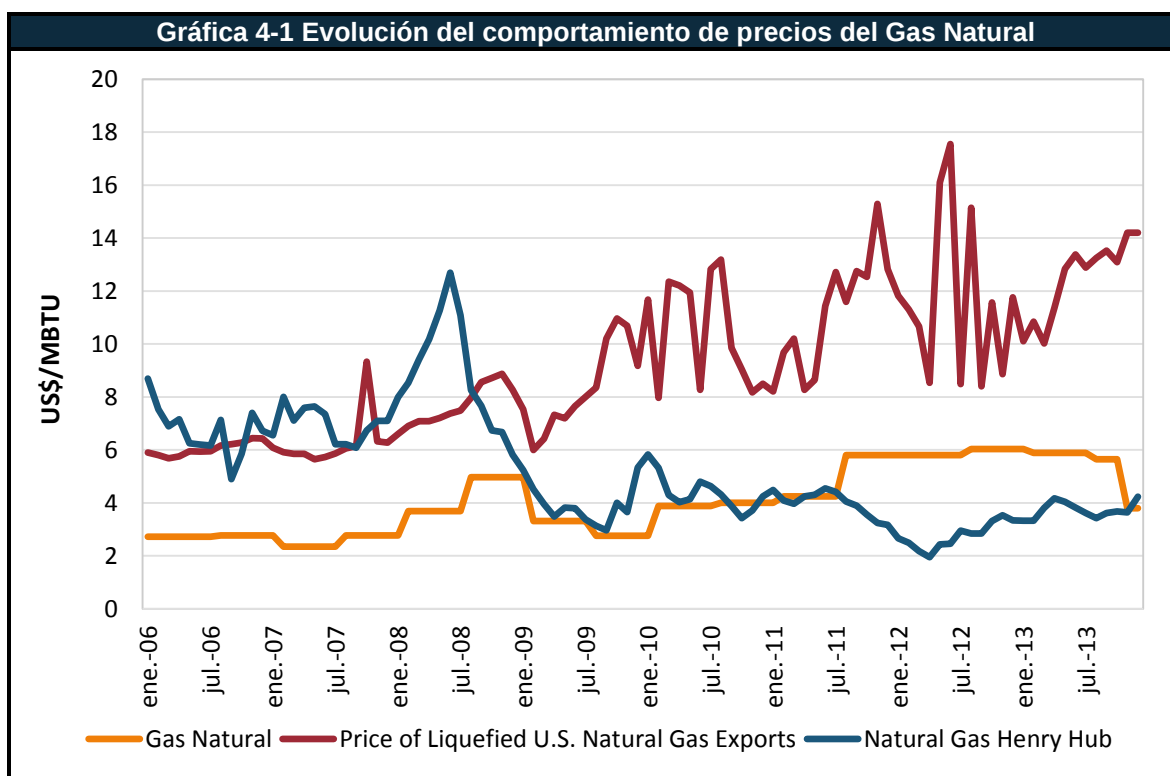
INDICE = US Gulf Coast Residual Fuel No.6 1,0% Sulfur fuel oil precio de cierre, según la serie de la publicación *Platt's* de *Estándar & Poor's*

Los resultados de los precios para el año 2013 según la fórmula:

$$\begin{aligned} \text{PMR}_{\text{Feb } 2013} &= 5.92 \text{ US\$/MBTU}_{2011} \\ \text{PMR}_{\text{Ago } 2013} &= 5.77 \text{ US\$/MBTU}_{2011} \end{aligned} \quad (4-2)$$

Una vez obtenido el punto inicial de la proyección de mediano y largo plazo con resolución mensual, se realizaron los ejercicios bajo distintos enfoques para permitir una amplia gama de escenarios, que pudieran reflejar el proceso de formación de precios de un mercado competitivo de este gas y bajo las nuevas características de “Commodity” que proporciona el GNL.

Para la realización de la estimación de mediano y largo plazo y en la búsqueda de una buena correlación entre precios se evaluó el comportamiento del precio regulado comparado con la serie histórica del *Henry Hub* y el índice “U.S Natural Gas Exports”. Lo anterior, en atención a que probablemente al liberarse el precio en el campo de Guajira, éste tienda a referentes internacionales de carácter regional. La gráfica siguiente muestra el comportamiento de los precios de gas natural en Estados Unidos y el precio regulado del campo Guajira.



Fuente: ECOPETROL, DOE y Cálculos Propios

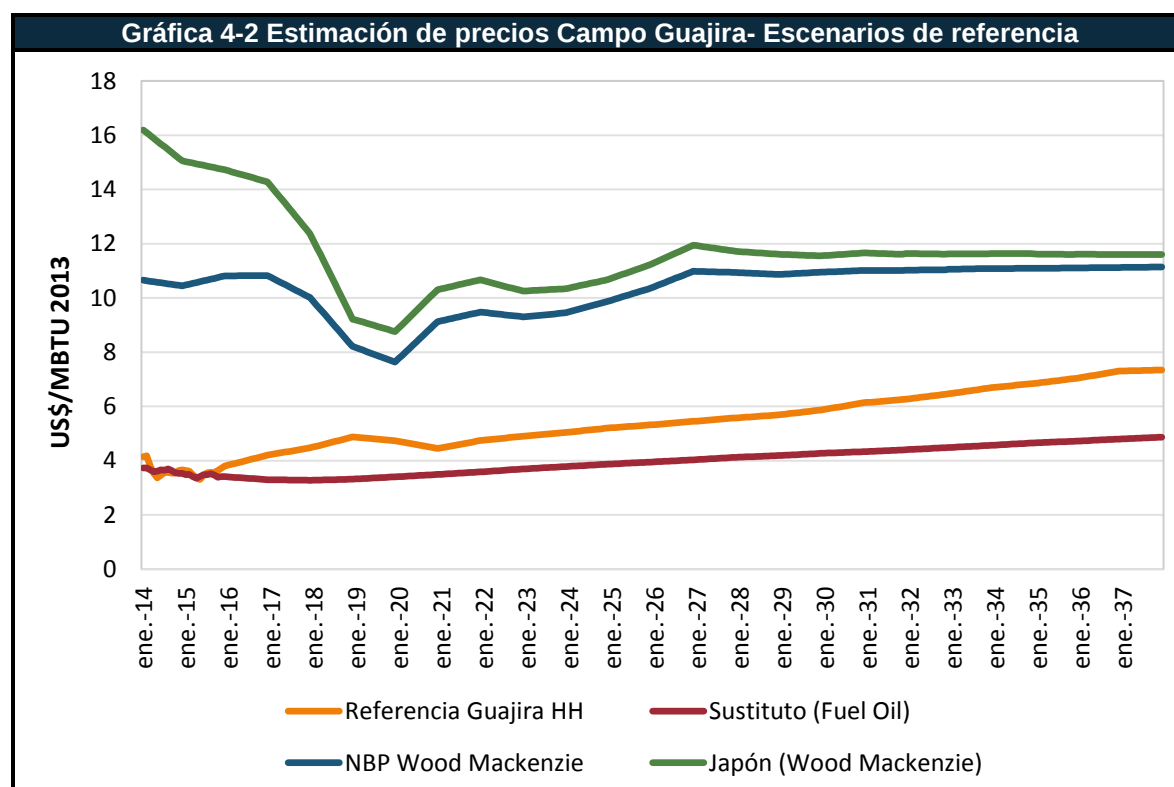
Es evidente que existe un vínculo reducido entre los precios del gas en la Costa Atlántica colombiana y los precios en Estados Unidos motivado por el esquema de formación de los mismos. Sin embargo, la perspectiva a largo plazo sugiere que los precios internos se aproximarán a los precios de importación de GNL, a causa de los análisis recientes sobre

garantía de abastecimiento. En consecuencia, los análisis para la determinación del posible precio del campo Guajira contempló la valoración de distintos escenarios, buscando la mejor referencia para su estimación.

En el primer caso, se tomó el precio Guajira del segundo semestre de 2013 y la estimación se construyó con las tendencias del índice “*Henry Hub*” del escenario de referencia AEO 2014 y STEO de enero de 2014 del DOE EIA. El cálculo de los escenarios alto y bajo consideró las tendencias de precios de AEO 2013, debido a que el DOE EIA aún no ha publicado la información correspondiente a los escenarios alto y bajo 2014.

En el segundo caso se tomó nuevamente el precio regulado de Guajira del segundo semestre de 2013 y se proyectó con las tendencias del índice “*Residual Fuel No 6 1%*” del escenario de referencia incluido en AEO 2013 y del STEO de enero de 2013. Igualmente, la construcción los escenarios alto y bajo tomaron en consideración las tendencias de los precios presentados en AEO 2012.

Para el tercer caso se consideró que el precio de Guajira después del 2013 tiende a precios de paridad importación, por lo que fue necesario revisar mercados de GNL con información disponible como son el NBP¹⁰ (*National Balancing Point* o punto hipotético en la red de gas Británica donde se desarrolla el mercado spot) y LNG Japón¹¹. La tendencia del precio del mercado de Inglaterra (NBP) es caracterizada por tres momentos: el primero al alza desde el año 2009 y hasta el 2015, el segundo a la baja desde 2015 hasta 2019 y luego de nuevo al alza pero de manera moderada para el periodo siguiente al año 2020.



¹⁰ Argus, Wood Mackenzie

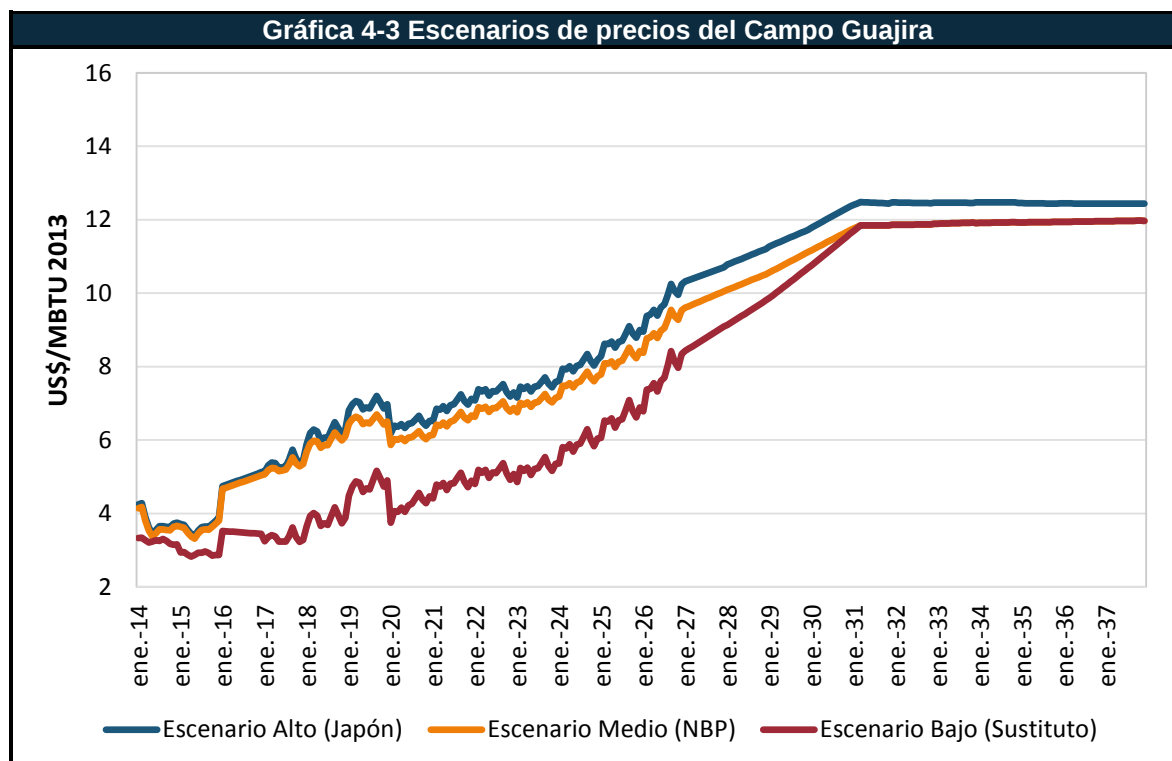
¹¹ Banco Mundial

La Gráfica 4-2 presenta la estimación de largo plazo de los escenarios de referencia de los precios Guajira indexados con los diferentes drives.

Visto que las tendencias de precios entre el Banco Mundial y las demás fuentes de información consideradas son divergentes, la UPME estimó pertinente tomar como referencia para la proyección, los mercados de *Henry Hub*, NBP en Inglaterra y el valor del sustituto inmediato (Fuel Oil). El precio del LNG Japón al ser un mercado que responde a otras necesidades se estima que regionalmente no es un referente apropiado para la prospección de los precios colombianos de gas natural.

Bajo esta dinámica, los escenarios de precios de gas seleccionados marcan una tendencia del largo plazo al alza, no solo por seguir al índice *Henry Hub*, sino porque el precio de GNL denota un incremento sostenido desde el 2019. El escenario de referencia, fluctúa entre la continuidad de la metodología regulada por la CREG para los años 2012 a 2014, de 2014 a 2018 se considera la proyección del precio de Guajira siguiendo el comportamiento del mercado *Henry Hub* en su escenario base, y a partir del 2018 el mercado seguirá la señales del mercado NBP de Europa.

El resultado en el escenario de referencia proyecta una banda de precios en términos constantes de 2011 que oscila entre 5 US\$/MBTU y 12 US\$/MBTU, con una tasa de crecimiento promedio año de 2,9% en el horizonte de planeación. Entre tanto, los escenarios bajo y alto se encuentran en un rango de 5 US\$/MBTU a 14,4 US\$/MBTU con tasas de crecimiento interanuales de 1,5% y 4,9% respectivamente. En el corto plazo, este escenario muestra una disminución del precio en términos reales, situación que se revierte a mediano plazo, mostrando luego un crecimiento continuo hasta los 12 US\$/MBTU al final del periodo de estimación. La Gráfica 4-3 presenta los resultados.



El escenario bajo, corresponde al comportamiento del *Henry Hub* puesto en puerto colombiano para el periodo 2014 a 2036, los años anteriores al 2014 se estiman considerando la metodología del precio regulado con el escenario base del Fuel Oil. El escenario alto se construyó aplicando metodología de precio regulado hasta agosto diciembre 2013 luego sigue el escenario alto de Fuel Oil hasta el 2014 y en el largo plazo el precio sigue la tendencia del precio marcador NBP de Inglaterra.

4.1.2 Precio del Gas Cusiana

El precio en boca de pozo del gas de Cusiana es libre desde que su capacidad de producción superó los 180 MPCD, situación que se dio en junio de 2006; de conformidad con lo establecido en el artículo 1 de la Resolución CREG 119 de 2005. En consecuencia, para determinar los precios futuros de mediano y largo plazo se realizaba un análisis aplicando la metodología “*Netback*” con el propósito de establecer la competitividad del precio del gas Cusiana en relación con el de Guajira, en un punto determinado del sistema.

Con dicha metodología se venía proyectando los precios de gas en boca de pozo de Cusiana y para calcular el precio final en planta de generación se le adicionaban los costos de transporte correspondientes desde el campo Cusiana.

Sin embargo, la promulgación por parte del Ministerio de Minas y Energía del marco normativo que definió los mecanismos para promover el abastecimiento pleno de gas natural en el país, permitió la publicación de la Resolución CREG 118 de 2011 donde se estipuló el marco de comercialización de gas de corto plazo y se definió el esquema de subastas para la comercialización del gas proveniente de campos no regulados.

Los resultados de las negociaciones desarrolladas a finales del 2011 para la venta del gas de Cusiana y Cupiagua (2012 y 2013), mostraron precios a la entrada del sistema nacional de transporte con tendencia a la baja, fluctuando entre los 2,7294 US\$/MBTU para la demanda no regulada y los 3,9645 US\$/MBTU para la demanda regulada.

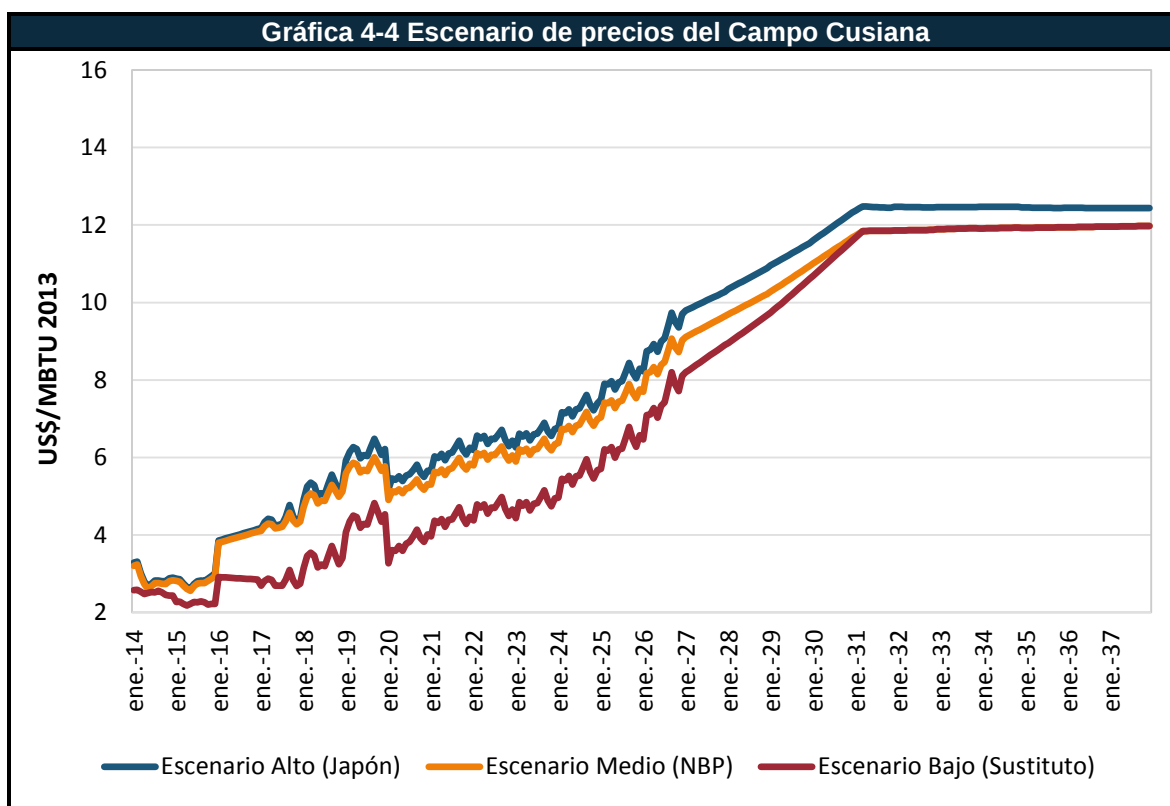
A partir de los resultados obtenidos en la subasta de 2011 se proyectaron los precios de gas del campo Cusiana, considerando que las dos grandes fuentes de abastecimiento compiten entre sí. Una vez estimados los precios de mediano y largo plazo del campo Guajira se realizó análisis “*Netback*” para realizar las proyecciones de Cusiana con punto de referencia Vasconia y pareja de cargos 50-50, en aquellos tramos asociados a estos puntos de inyección al sistema.

De esta manera se considera la señal de precio de paridad de importación por la posible instalación de la planta de regasificación en la Costa Atlántica y punto de arbitraje en Vasconia, suponiendo que en dicho punto el precio de Cusiana no puede ser superior al precio del gas de la Guajira. La gráfica siguiente presenta la estimación del precio en tres escenarios, los que guardan analogía con los calculados para el gas de la Costa Atlántica, dado que se espera una competencia gas-gas entre las fuentes provenientes de la Costa Atlántica(importación o nacional) y las del interior, las cuales atenderán la demanda del país.

El escenario bajo corresponde al precio más alto de Cusiana alcanzado en la subasta y luego indexado con las tendencias de *Henry Hub* de AEO 2013 y del STEO de enero de 2013. La tasa de crecimiento media anual en este escenario es de 3.1% pasando de 3,85 US\$/MBTU en 2013 a 8,1 US\$/MBTU 2036, en términos reales de 2011. En el corto plazo

la proyección presenta una pequeña disminución y luego crece de manera sostenida. El escenario de referencia se construyó de forma similar al escenario bajo adicionado con la aplicación de la metodología “Netback”.

Es decir; precios de la subasta indexados con *Henry Hub* desde 2014, y a partir de 2018 precio paridad de importación Costa Atlántica, complementado por la competencia con el precio en Guajira en el punto de Vasconia durante todo el horizonte de evaluación. La tasa de crecimiento promedio año es 4.6% y varía entre 3,85 US\$/MBTU en 2013 a 10,1 US\$/MBTU en 2036.



El escenario alto de Cusiana se construye teniendo en cuenta el precio de Guajira que considera como referencia el NBP, lo anterior busca seguir la señal de precio de paridad de importación y la competencia gas - gas de los campos del país. Adicionalmente, se realiza un análisis “Netback” con punto de referencia Vasconia. Así, la tendencia de este escenario es la misma del precio NBP que se espera descienda hasta mediados del año 2020 y a partir de este año crezca de manera continua para el resto del periodo de análisis. Esta metodología permite reflejar el costo de oportunidad respecto del mercado internacional y del lugar de competencia frente al Guajira.

La estimación en este escenario fluctúa en un máximo de 15,9 US\$/MBTU y un mínimo de 3,85 US\$/MBTU, en términos reales de 2011.

4.2 Tarifas de Transporte

Para determinar el precio máximo de transporte por gasoducto, se consideraron las resoluciones vigentes expedidas por la CREG y aplicables a cada uno de los tramos de los sistemas de la Costa y del Interior, al momento de la realización del ejercicio, considerando que las tarifas se mantienen con el mismo valor del último año después del vencimiento de las resoluciones. Adicionalmente, se supuso una pareja de cargos regulados, cargo fijo / cargo variable, 80% / 20%, durante todo el periodo de proyección.

- TGI: Resoluciones CREG 121 de 2012.
- PROMIGAS: Resolución CREG 122 de 2012.
- TRANSOCCIDENTE: Resolución CREG 123 de 2012.

Para determinar el costo de transporte del gas de cada planta térmica, se consideraron los puntos de entrada y salida de gas, tomando el menor costo de suministro (boca de pozo más transporte), desde las alternativas de abastecimiento que tiene cada planta generadora.

Los costos de transporte para cada una de las parejas se indexó de acuerdo al procedimiento definido en la Resolución CREG 126 de 2010 y se utilizó el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200).

4.3 Resultados

La tabla que se presenta en el Anexo 1, muestra los resultados del ejercicio de estimación de precios de gas natural para las plantas de generación térmicas bajo los escenarios de referencia, alto y bajo¹².

En diciembre de 2013 se inició una actualización de la estimación de los precios usado en la generación térmica.

Los supuestos considerados en las simulaciones preliminares son los siguientes:

- Proyección de precios de Gas Natural de enero de 2014 a diciembre de 2037.
- Precios en US\$ por MBTU Constantes de 2012.
- Tarifas de transporte por gasoductos Resoluciones CREG vigentes.
- Entrada de planta de regasificación GNL a partir de enero de 2017.
- Libertad de precios a partir de octubre de 2013.
- Incluye precio de negociación real de excedentes realizada en octubre de 2013.
- En la tarifa de transporte por gasoducto se consideró una pareja de cargos regulados con una combinación 80% fijo y 20% variable.

Con la operatividad del nuevo marco de comercialización del gas natural, los precios del gas natural fueron definidos entre compradores y vendedores mediante negociaciones bilaterales realizadas en el pasado mes de octubre de 2013, donde se observaron

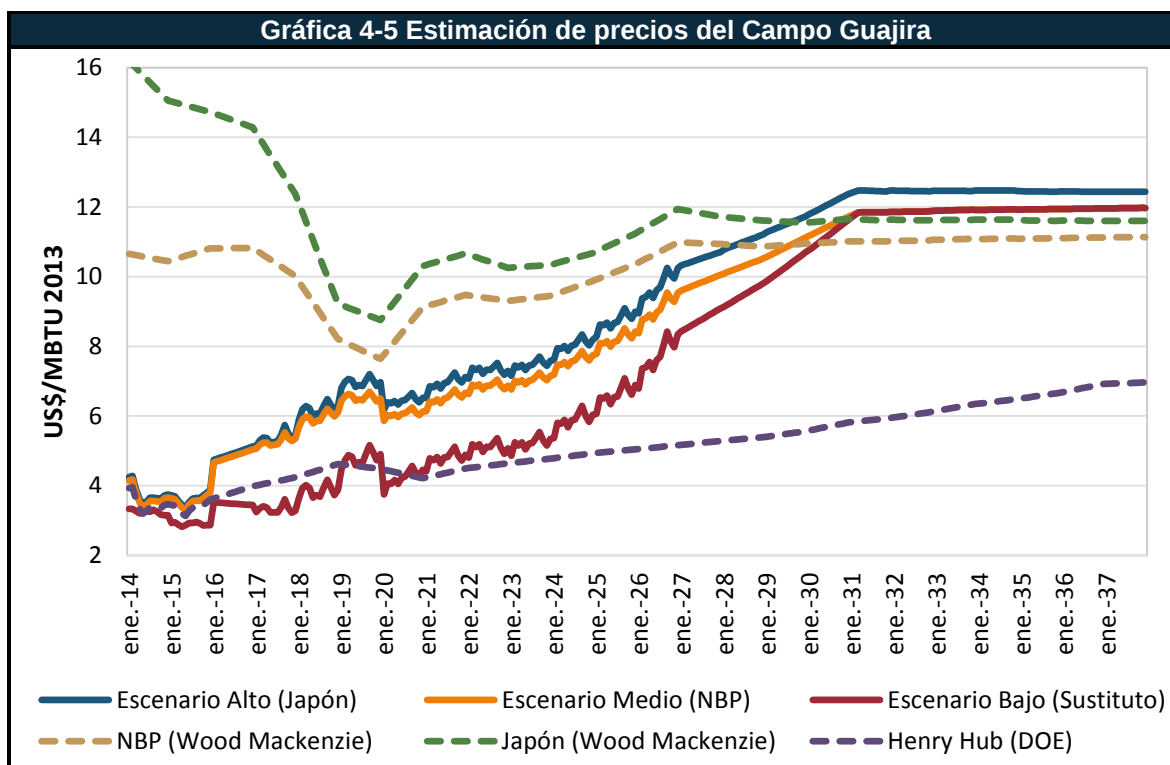
¹² Proyecciones de precios de los energéticos para generación eléctrica enero 2014 – diciembre 2037. Disponible en: http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/precios_combustibles/Termicas_Marzo_2014.pdf

reducciones importantes del precio del gas Guajira, el cual pasó de 5,65 US\$/MBTU a un valor promedio cercano a los 3,8 US\$/MBTU.

La perspectiva a largo plazo sugiere que los precios internos se aproximarán a los precios de importación de GNL, a causa de los análisis recientes sobre garantía de abastecimiento. En consecuencia, los estudios para la determinación del posible precio del campo Guajira ha contemplado la valoración de distintos escenarios, buscando la mejor referencia para su estimación.

Revisadas las tendencias de precios de las diferentes fuentes de información, se consideró pertinente tomar como referencia para la proyección, los mercados de *Henry Hub*, NBP en Inglaterra y el valor del sustituto inmediato (Fuel Oil). Para el precio del LNG Japón se tomó la proyección elaborada por *Wood Mackenzie* y para el *Henry Hub* se tomaron los distintos escenarios de largo plazo definidos por Departamento de Energía de los Estados Unidos. -DOE-EIA.

Bajo esta dinámica, los escenarios de precios de gas seleccionados marcan una tendencia del largo plazo con crecimiento moderado, no solo por seguir al índice *Henry Hub*, sino porque el precio de GNL de los distintos mercados denota ascenso en el mediano plazo, justo cuando se hace necesaria su importación en razón al balance oferta demanda. La Gráfica 4-5 presenta los resultados de la estimación de precios de largo plazo de los escenarios definidos para el gas del campo Guajira.



Fuente: DOE, Agentes, Argus y. Cálculos Propios

La UPME considera que el precio del gas de Guajira podría ser compuesta desde el momento que llegue el GNL y se mezcle con gas del mercado local. 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,

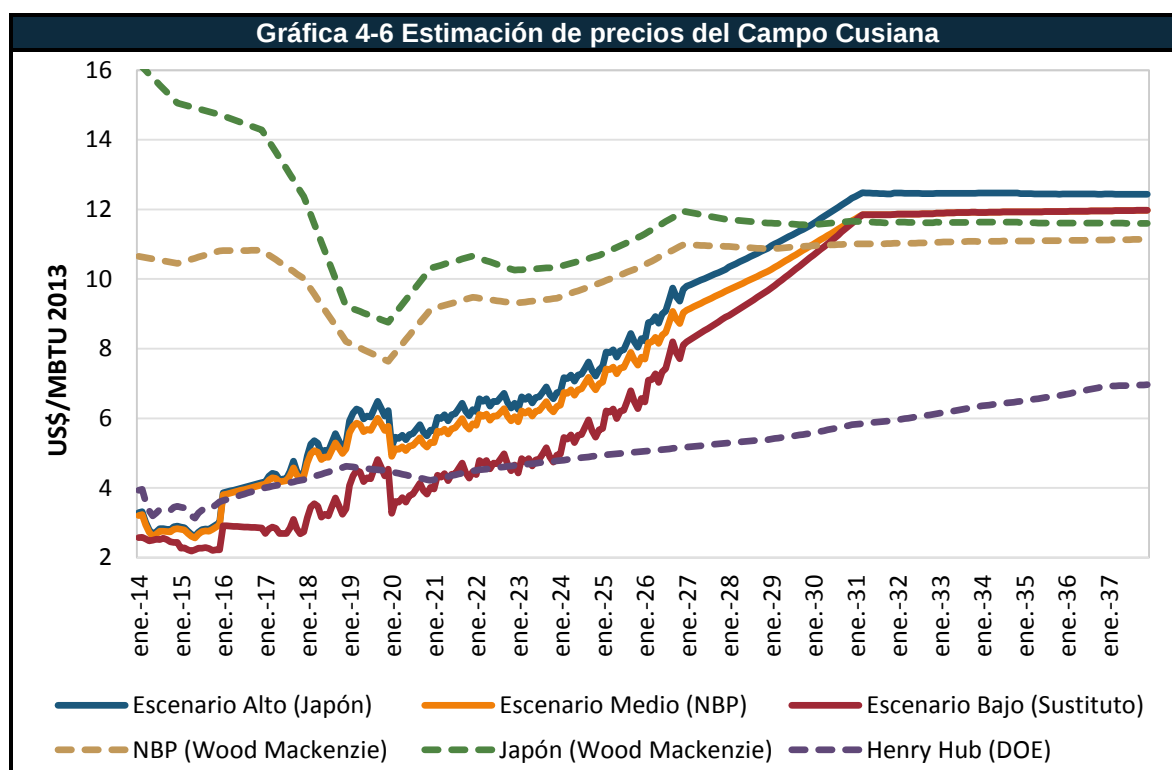
adicionado por el producto entre precio de importación del índice NBP y el porcentaje del déficit nacional en cada mes, sumados los costos de transporte y regasificación, considerando la opción más favorable para Colombia que es la planta de Trinidad y Tobago.

Si bien los resultados mantienen una tendencia creciente en el horizonte de análisis, éstos fluctúan en una banda en términos reales de 2013, cuyo precio mínimo es de 4 US\$/MBTU y un techo de 11,5 US\$/MBTU puesto en puerto colombiano. La proyección muestra dos periodos diferenciados, uno de corto y mediano plazo que sigue el comportamiento del mercado *Henry Hub* en su escenario base y a partir de 2018, el precio seguirá las señales del mercado NBP europeo.

El escenario bajo de precios del gas Guajira se construyó siguiendo comportamiento de precios del escenario bajo de fuel oil elaborado por DOE-IEA, sumándole el producto entre precio de importación del índice NBP y porcentaje del déficit nacional en cada mes, más los costos de transporte y regasificación puesto en puerto colombiano para el periodo 2014 a 2037, utilizando como punto de partida el promedio de las negociaciones bilaterales.

En escenario alto consideró las tasas del escenario alto de *Henry Hub* del DOE-IEA adicionado por el producto entre precio de importación del índice Japón y el porcentaje del déficit nacional en cada mes, más los costos de transporte y regasificación.

La determinación de los precios de gas natural del campo Cusiana utilizó la misma mecánica que para Guajira y el punto de partida corresponde al valor medio obtenido en la subasta de 2011. La Gráfica 4-6 registra la estimación de precios.



Fuente: DOE, Agentes, ARGUS y. Cálculos Propios

5 Escenarios de Oferta de Gas Natural

Colombia cuenta con un amplio potencial de hidrocarburos, indicando ello que aún existe grandes volúmenes por descubrir. En un estudio reciente de la ANH se concluye que el potencial colombiano se acerca a 56.000 millones de barriles en las 23 cuencas sedimentarias existentes, aun cuando es amplio el territorio sin actividad exploratoria.

De manera conjunta UPME y ANH adelantaron un trabajo para identificar la posible adición de reservas en un periodo de 20 años, a partir de las estimaciones del potencial de recursos de gas identificado en estudios realizados para la ANH, construyéndose tres escenarios, que representan casos sustancialmente distintos tanto en incorporación de reservas como en los perfiles de producción asociados.

5.1 Escenarios de Incorporación de Reservas

Para la definición de escenarios, se identificaron las variables, tanto específicas de la actividad de exploración y producción, como de entorno, que presentan un alto nivel de incertidumbre y que pudieran afectar con mayor fuerza el futuro del sector de hidrocarburos durante el período 2012-2030. Algunos de estos factores han sido claves en el aumento de la producción y reservas en los últimos años. Las variables consideradas incluyeron:

- ❖ Hallazgos de hidrocarburos convencionales (crudo y gas).
- ❖ Potencial de crudos pesados (especialmente en la cuenca de Los Llanos).
- ❖ Potencial de no convencionales (gas asociado al carbón, *shale gas*, *shale oil*, arenas bituminosas).
- ❖ Factor de recobro de hidrocarburos.
- ❖ Precio internacional de energéticos (precio de referencia del barril de crudo).
- ❖ Política estatal petrolera (*government take*).
- ❖ Factores medio ambientales (restricción de la actividad de E&P por razones ambientales).
- ❖ Factores socio culturales, nivel de conflicto (restricción de la actividad de E&P por razones sociales).

Es de resaltar la inclusión de las variables ambientales y socioculturales, las cuales tienen influencia significativa que se ve reflejada en mayores estándares y exigencias para preservación del ambiente y de biodiversidad, así como áreas de alta concentración de comunidades indígenas, que utilizan los recursos naturales para alimento, refugio y sustento, refuerza la necesidad del relacionamiento de la industria de E&P. Por lo anterior, varias cuencas se ven limitadas en su desarrollo futuro por la presencia de parques nacionales y algunas reservas ambientales, que se tradujeron en menores posibilidades de aporte.

La construcción de los escenarios se realizó a partir de cinco fuentes de recursos:

Reservas probadas en producción: producción de reservas probadas para los campos existentes de fuentes convencionales de crudo y gas.

Reservas a adicionar por recuperación mejorada: adición de reservas y producción por recuperación mejorada, o producción incremental derivada de mejoras en el factor de recobro a partir de aplicación de nuevas tecnologías.

Reservas no desarrolladas: descubrimientos existentes y reestimaciones en campos específicos y producción de reservas probables en el resto de los campos.

Recursos por descubrir: incorporación de otros recursos potenciales convencionales, incluyendo gas offshore, y de crudos pesados no descubiertos (YTF o “yet-to-find”).

Recursos no convencionales: incorporación de recursos no convencionales (*shales*, *CBM* y arenas bituminosas) y viabilidad de su desarrollo.

En general los tres escenarios representan casos sustancialmente distintos tanto en incorporación de reservas como en los perfiles de producción asociados. Los mismos admiten el impacto que pueden tener precios internacionales de hidrocarburos al considerar la incorporación de recursos con altos costos de desarrollo (aguas profundas, EOR) solo en casos de precios altos (>125\$/bbl), y variables medio ambientales y socio culturales al limitar el desarrollo de áreas sensibles como algunas regiones costa afuera (Cayos, Pacífico Profundo) y Amazonía.

Sobre la base de esas consideraciones, que incluyen un estudio de perfil posible de hallazgos por campos, se realizó una estimación del potencial de reservas a recuperar según tres escenarios: Escasez; Base y Abundancia. La Tabla 5-1 registra la incorporación total de crudo y la Tabla 5-2 hace lo propio con gas natural.

Total Crudo	Millones de Barriles		
	Escasez	Base	Abundancia
Reservas probadas en producción (2011)	2.259	2.259	2.259
Recuperación mejorada	314	524	786
Descubrimientos no desarrollados	1.390	2.845	3.991
Recursos por descubrir (<i>yet to find</i>)	3.673	4.756	24.017
No convencionales	0	1.000	10.000
Totales	7.936	11.684	41.353

Tabla 5-1 Incorporación de Reservas de Crudo

Fuente: ADL- UPME

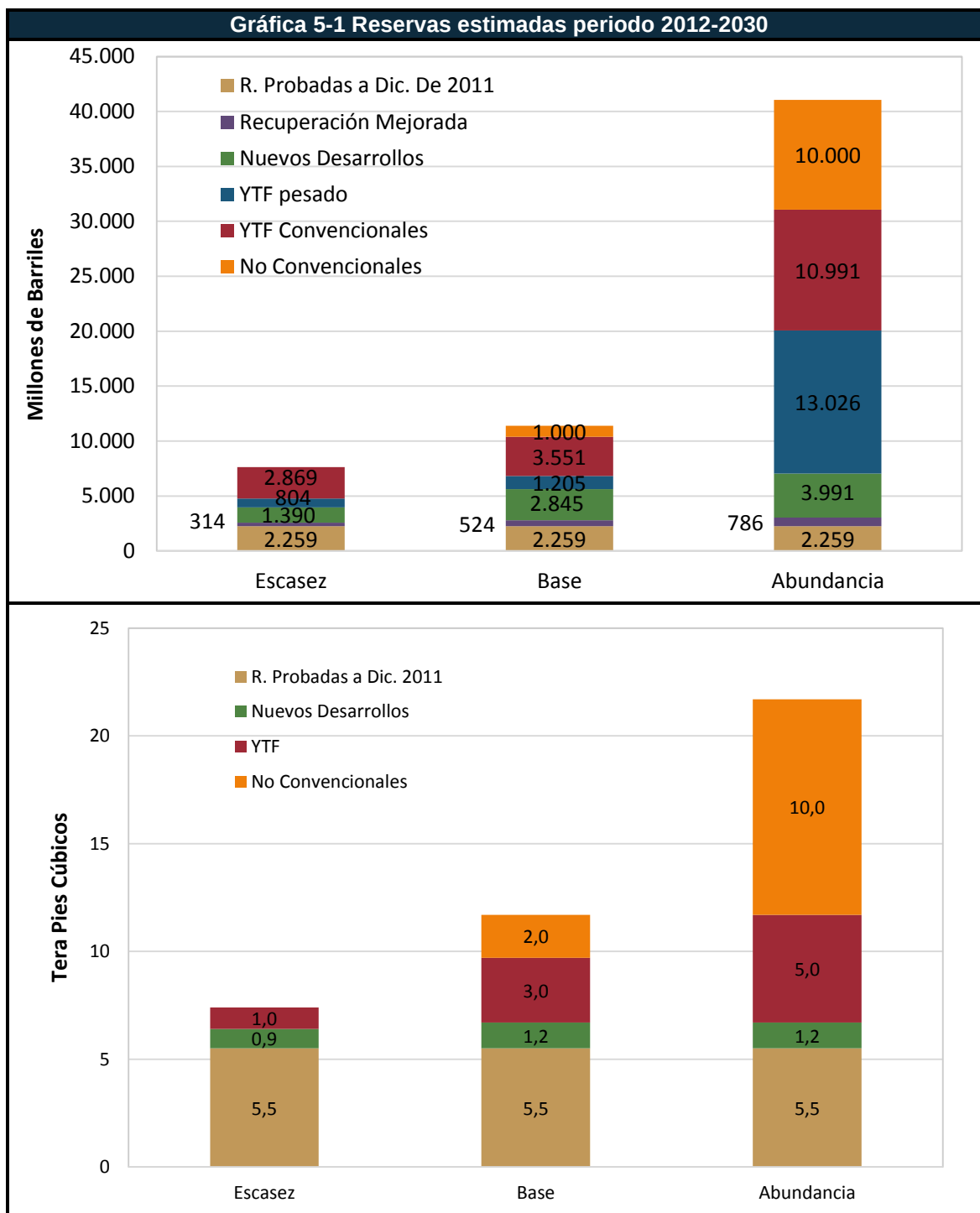
Total Gas	Tera Pies Cúbicos (TPC)		
	Escasez	Base	Abundancia
Reservas probadas en producción (2011)	5,46	5,46	5,46
Recuperación mejorada	0	0	0
Descubrimientos no desarrollados	0,9	1,2	1,2
Recursos por descubrir (<i>yet to find</i>)	1	3	5
No convencionales	0	2	10
Totales	7,36	11,66	21,66

Tabla 5-2 Incorporación de Reservas de Gas

Fuente: ADL- UPME

La Gráfica 5-1 representa de manera esquemática la incorporación de recursos de hidrocarburos en el periodo 2012-2030. Los resultados indican que a partir de los escenarios de incorporación de reservas y tomando en cuenta los tiempos de exploración y desarrollo típicos para cada recurso, se construyeron los perfiles de producción asociados a cada uno de los hallazgos.

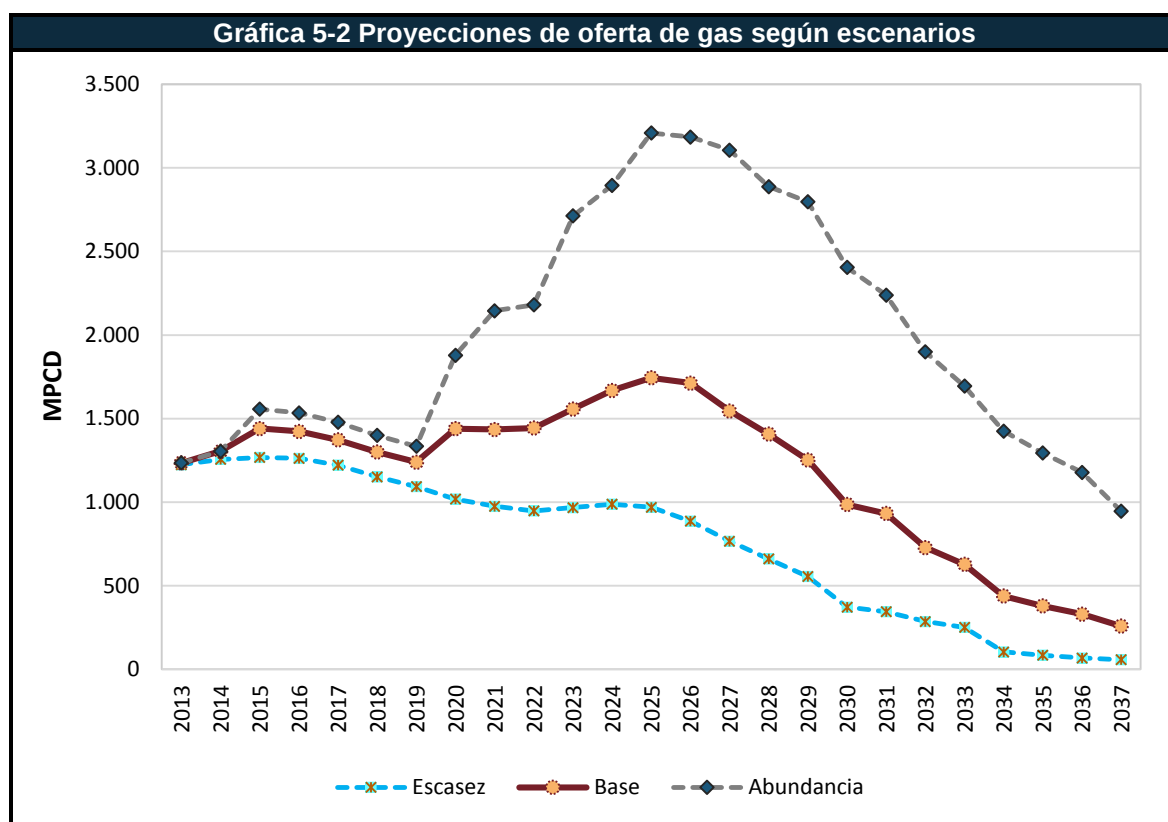
El desarrollo de perfiles de producción se efectuó comenzando con una distribución de las reservas por descubrir entre las cuencas sedimentarias y en el caso de crudos convencionales, se formularon hipótesis sobre la distribución del éxito exploratorio en las diferentes cuencas, según los estudios de la ANH y el siguiente pasó consistió en la definición de un tamaño de campo promedio a ser descubierto en cada cuenca y la definición de las fechas en la que se empiezan a suministrar dichos descubrimiento.



Las estimaciones de producción de crudos pesados y gas offshore, se realizan considerando hipótesis de descubrimientos, desarrollo y producción de nuevos campos (“yet to find”) conforme con proyectos específicos de crudos pesados en los Llanos Orientales y gas offshore, incorporándose perfiles de producción tomando como referencia el estudio de IHS.

Los resultados indican que la producción de convencionales comenzará a partir de 2014, mientras que en el caso de los crudos pesados y el gas costa afuera se demorará en comenzar hasta el año 2020. La principal cuenca en términos de producción será los Llanos Orientales, aunque no será de las primeras en comenzar a producir.

En este caso interesa focalizar ya sobre el problema de la incertidumbre de la oferta futura de gas natural, uno de los factores que impide una planificación exacta del abastecimiento de este recurso. En tal sentido cabe decir que el potencial colombiano a ser descubiertos y desarrollados en el mediano y largo plazo, incluyendo más de 13 mil millones de barriles de crudo y 6 TPC de gas natural en los próximos 20 años (escenario base). Ver Gráfica 5-2.

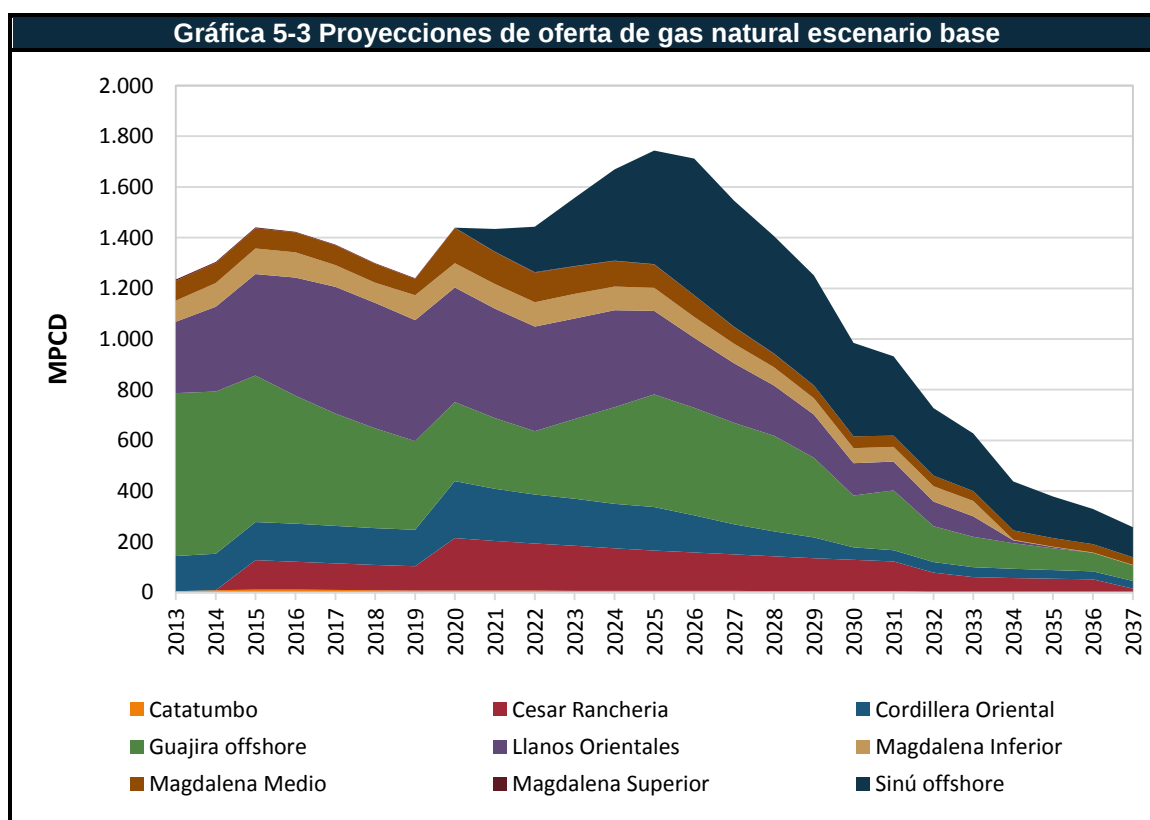


Una porción significativa de dicho potencial son recursos de explotación compleja como crudos pesados (1.200 MBbls), *shale oil* (1.000 MBbls), *shale gas* y *coal bed methane* (2 TCF) y gas offshore (3 TCF). Una característica de la prospectividad de Colombia es la importante participación de todas las cuencas (maduras y fronteras) en la materialización del potencial. Pero el desarrollo de recursos no convencionales no está técnicamente ni comercialmente garantizado, por lo que se podría enfrentar un escenario distinto al de abundancia.

En un escenario de abundancia el máximo de la oferta potencial podría llegar a triplicarse frente a los niveles actuales lo cual conllevaría retos para el desarrollo de infraestructura. En el escenario base se estima que el pico de gas se presentará en 2025 cuando se alcanzarían cerca de 1.750 MPCD, siendo importantes los aportes de los componentes recursos por descubrir y no convencionales cuyos mayores aportes vienen del Offshore y Llanos Orientales. En el corto y mediano plazo podría presentarse un aporte importante a la producción de gas por parte de los nuevos desarrollos y los recursos no convencionales, en particular *shale gas* y *Coal Bed Methane*.

Frente a la complejidad creciente del potencial incremental, el país debe intensificar sus esfuerzos para atraer inversión y asegurar la incorporación de tecnología en toda la cadena de valor. Los escenarios propuestos dependen de unos niveles de inversión que si bien se estarían alcanzando, deben sostenerse en el largo plazo.

A fin de poder comprender el origen de la oferta en cada caso se presentan la producción en el escenario base clasificada por cuenca, información presentada en la Gráfica 5-3. Una primera cuestión a comprender en el contexto de la planificación del abastecimiento de gas, radica en que las inversiones necesarias para desarrollar reservas no se hallan limitadas - y menos aún atraídas- por este energético en particular, sino por la prospectiva conjunta de hallar hidrocarburos.



Fuente ADL-UPME

Si bien la información geológica presupone distintos perfiles de producción de petróleo y gas natural, el propio desarrollo de los hallazgos irá modificando los escenarios futuros. En la prospectiva utilizada para este análisis, los potenciales hallazgos *off-shore* juegan un

papel determinante en la posibilidad de superar el escenario de escasez que se deriva de la previsible declinación de la oferta actual.

Según se aprecia en la gráfica, las cuencas de Llanos Orientales y Cordillera lo mismo que Guajira *off-shore*, corresponde a las de mayor prospectividad de acuerdo con los análisis, información que solo será confirmada en la medida en que se adelanten los estudios respectivos y la actividad exploratoria, como resultado de la ronda 2014 uno de cuyos objetivos es el *off-shore* del Caribe.

De otra parte, dado el reciente desacople del precio del crudo y del gas natural, es un tema no menor que hay que considerar. Así, las inversiones promedio anual estimadas para obtener las ofertas proyectadas en cada escenario se presentan en la Tabla 5-3.

Inversiones Escenario Base				
Inversiones	2013	2017	2022	2027
Exploración	7.694	7.289	7.289	5.831
Desarrollo	18.014	17.101	23.648	18.864
Refinación	3.774	0	0	0
Transporte	2.203	0	0	0
GNL	0	1.000	0	0
Total Quinquenal	31.685	25.390	30.937	24.695
Promedio Anual	6.337	5.078	6.187	6.174

Tabla 5-3 Inversiones sector de hidrocarburos escenario base

Fuente: ADL- UPME

Las inversiones promedio anual comparadas con los datos de inversiones extranjeras en el sector petrolero según lo reporta DANE indican un papel más activo para incrementar la inversión extranjera directa (IED), pues en el 2013 se requerían transacciones del orden de 6.337 millones de dólares y la estimación con datos preliminares sugieren un valor cercano a los 5.500 millones de dólares.

La elevada volatilidad de los flujos de inversión externa indican que más allá de las reglas que Colombia establezca para atraer inversiones al sector, la IED se comporta por parámetros muy vinculados a los precios internacionales y condiciones globales que escapan a la posibilidad de las autoridades para intervenir.

Por tanto se pueden diferenciar hasta aquí al menos las siguientes incógnitas generales a ser resueltas por un sistema de planificación de abastecimiento de gas:

- ❖ El de la incertidumbre geológica, que hace al riesgo minero propio de la actividad y que se supone sólo se mitiga parcialmente mediante inversión de riesgo en exploración.
- ❖ El vinculado a los actores que deben invertir a riesgo o pueden optar por estrategias de maximización de beneficios postergando o limitando las inversiones en exploración.
- ❖ El vinculado a la anticipación de problemas de abastecimiento.

En un sistema abierto y de múltiples actores como el de Colombia, los dos primeros problemas no son controlables más que mediante algún tipo de regulación que incentive a

la exploración, pero no puede garantizar resultados. La creación de la ANH ha tenido por objetivo administrar los recursos de hidrocarburos de propiedad del Estado y en tal sentido a la búsqueda de opciones para la atracción de capital de riesgo que permitan mantener la autosuficiencia en materia de hidrocarburos.

El conjunto de esta problemática complicada no es por ahora abordable desde el sistema de la planificación colombiana, limitándose ésta última a su carácter indicativo y-en ese papel- responde a la cuestión vinculada a la anticipación de problemas de abastecimiento y por lo tanto del estudio de escenarios de oferta y demanda combinados, lo que permite al menos cuantificar los déficit y superávits previstos en el corto, mediano y largo plazo.

5.2 Escenarios de Suministro

Como se ha mencionado, a los fines de este ejercicio de planificación se consideran distintos escenarios de oferta que luego deben ser contrastados con diversos escenarios de demanda el objeto de determinar la posible insuficiencia de oferta y estimar la magnitud de la misma y del grado probable de desabastecimiento, fuere cual sea la razón, aun cuando el análisis necesariamente se sesgue hacia la cuantificación de la insuficiencia probable de oferta en términos físicos y no contractuales.

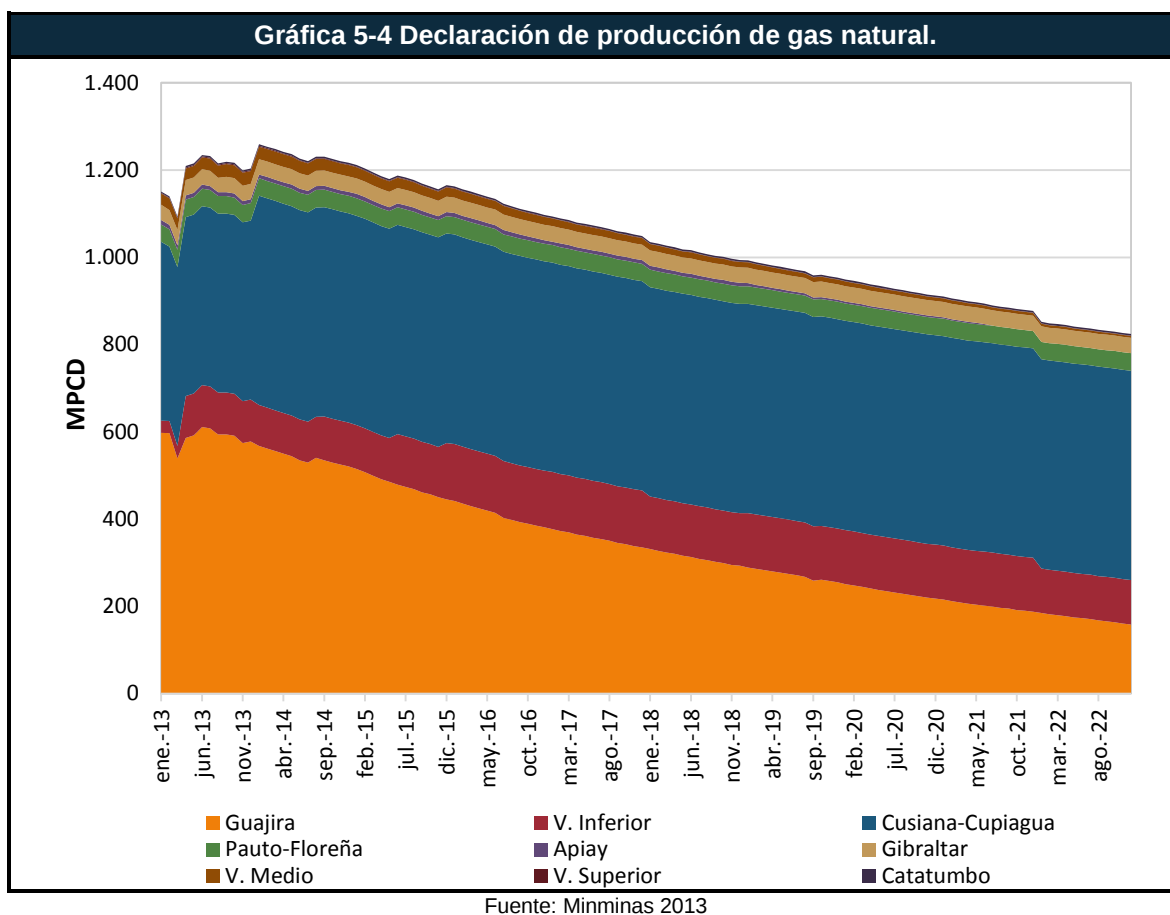
Para la evaluación se incluyeron tres escenarios de oferta futura, que valoran la situación de corto mediano y largo plazo, siendo corto-mediano plazo sin duda el más crítico, en tanto es el que ofrece una mayor certidumbre de resultados, al tiempo que presenta los menores plazos para la toma de decisiones. El primer escenario es normativo y los otros dos consideran la perspectiva del inmediato futuro sobre reservas de gas natural y disponibilidad complementaria de gas natural, mediante un esquema de suministro proveniente del mercado externo debido a los acontecimientos ocurridos durante 2013 y 2014, respecto de las acciones propuestas por la regulación.

5.2.1 Declaración de producción de gas natural o escenario bajo

Teniendo en consideración lo definido en el artículo noveno del decreto 2100 de 2011 y con el propósito de disponer de información veraz de modo que sea posible ofertar volúmenes de gas en firme cada productor o importador debe declarar el volumen de gas que está dispuestos a desarrollar o importar y ofertar en los siguientes 10 años, con lo cual se disminuye la incertidumbre en la disponibilidad de ese lapso de tiempos.

La declaración de producción es la proyección de capacidad de gas proveniente de aquellos campos productores que suministran gas natural a la red nacional de gasoductos con carácter comercial y para este caso es la información certificada por los agentes y publicada por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 72256 de mayo 30 de 2013, el cual es considerado como el escenario bajo de la oferta, sobre éste se considerarán otros escenarios resultado de la incorporación de reservas probables, posibles y nuevos recursos.

La Gráfica 5-4 muestra la oferta disponible, que se encuentra agrupada así: Guajira, Valle Inferior Magdalena, Valle Medio Magdalena, Valle Superior Magdalena, Cusiana – Cupiagua, Pauto – Floreña, Catatumbo, Llanos – Cordillera, Caguán – Putumayo y Cesar – Ranchería. Lo anterior atendiendo conformación de regiones que facilita la realización de un balance desagregado cuando ello se requiera.



Es de anotar que la información correspondiente a Cusiana y Cupiagua, incluye los campos de Apiay y Rancho Hermoso. Las regiones de Llanos – Cordillera, Caguán – Putumayo y Cesar – Ranchería reportaron valores de cero en su declaración de producción, así como el campo de La Loma, yacimiento de gas metano asociado a carbón, el cual tampoco registró información al tenor.

En promedio, la disponibilidad total de gas natural en el año 2013 alcanzó los 1.150 MPD, concentrándose la mayor oferta en los campos de Guajira, seguido de Cusiana – Cupiagua. Al final del periodo de análisis, año 2022, la relación de oferta se transforma y los campos de Guajira contribuyen con el 19% del total en tanto que Cusiana y Cupiagua registran una participación de 58%.

Los campos de Pauto – Floreña, Gibraltar y Valle Inferior mantienen un aporte constante a lo largo del análisis, mientras que Valle Medio declina. Se observa que la máxima producción nacional se alcanzaría en marzo de 2014 con 1.250 MPD y finalizando con aproximadamente 825 MPD en diciembre de 2022.

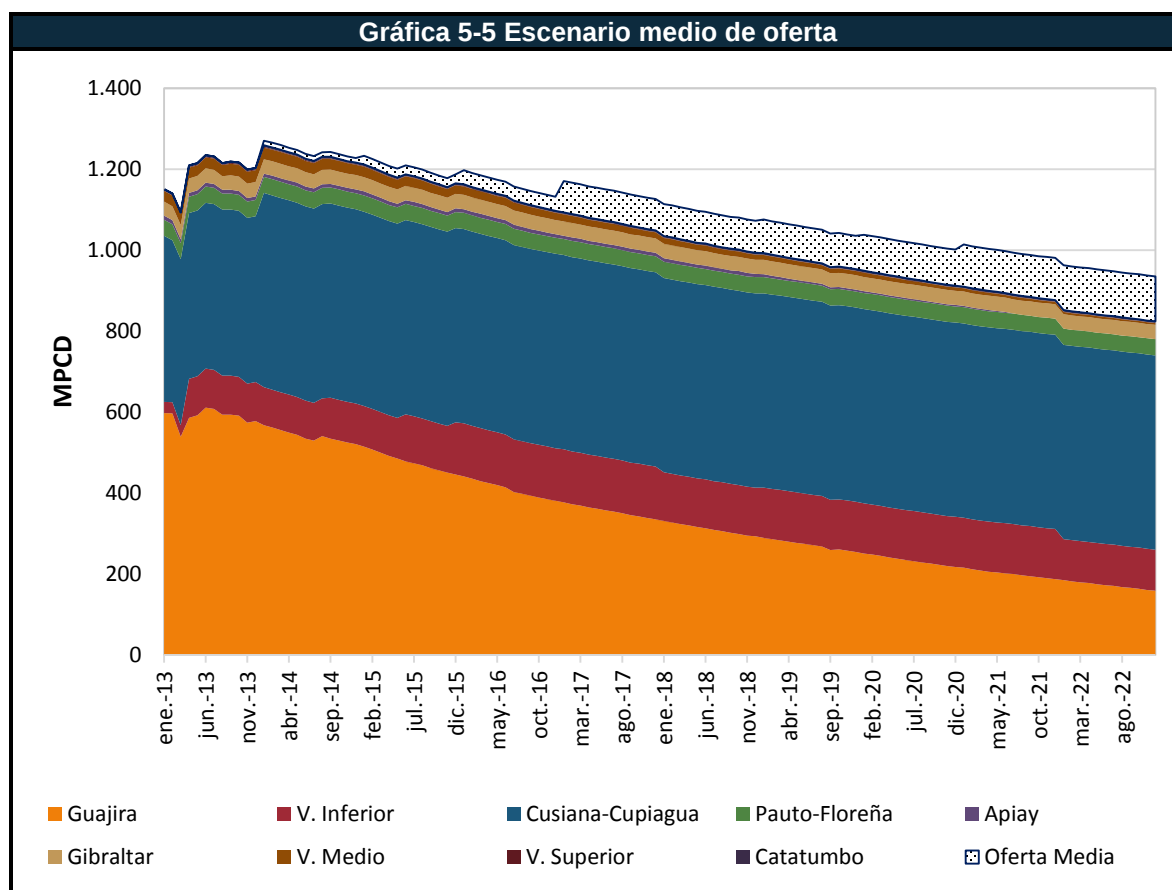
5.2.2 Escenario medio de producción de gas natural

El escenario medio de oferta combina hipótesis de oferta que implica la declaración de producción y la incorporación de las reservas probables y posibles y que de acuerdo con la información de las empresas operadoras, estarían próximas a ser comercializadas, las

cuales se encuentran localizadas particularmente en las cuencas del Valle Inferior y Valle Medio del Magdalena, así como en la cuenca Cesar Ranchería.

Las reservas probables y posibles representan una porción pequeña frente a las reservas probadas y constituyen un escenario intermedio de hipótesis. Los perfiles de producción asociadas a estas reservas resultan de los pronósticos de producción de cada uno de los operadores de campo, los cuales son reportados a las autoridades por las mismas empresas. Los resultados muestran aportes pequeños que no superan los 100 MPCD en al finalizar el año 2022.

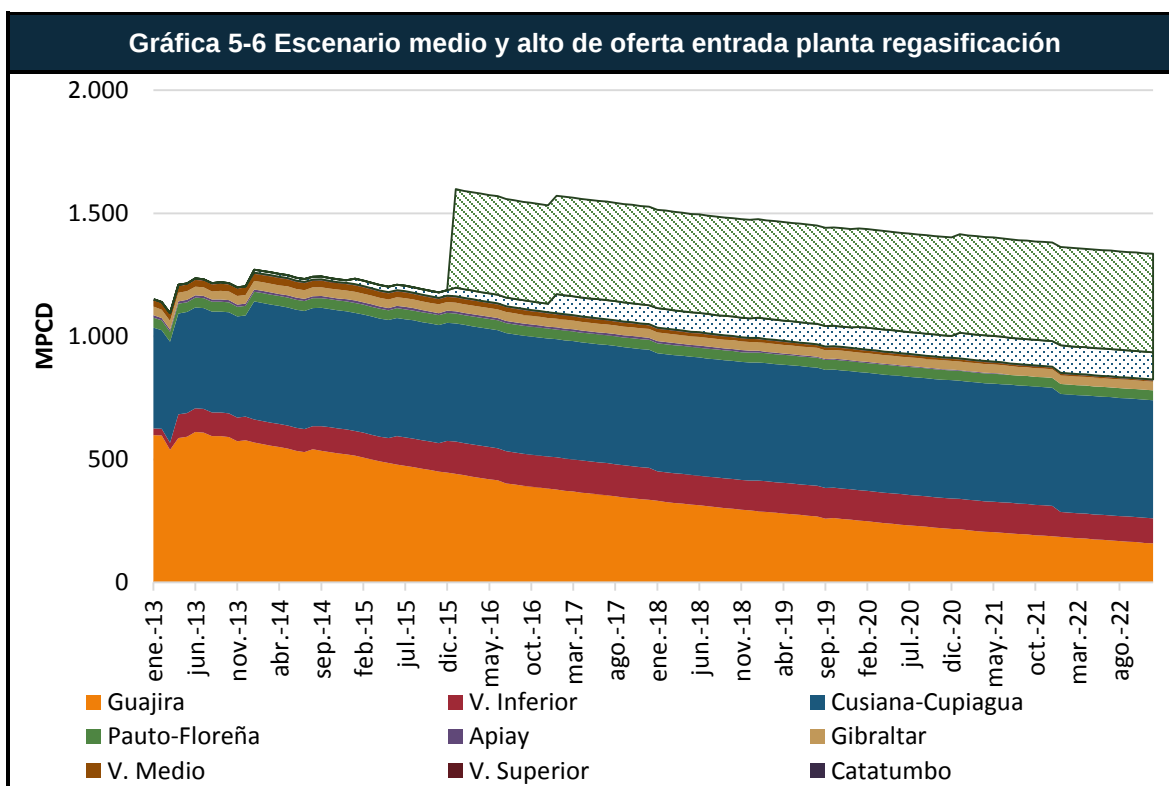
La Gráfica 5-5 muestra de manera desagregada los perfiles de producción de este escenario, aclarando que algo más del 80% de los nuevos volúmenes se encuentran localizados en la cuenca del valle Inferior del Magdalena.



5.2.3 Escenario alto de producción de gas natural

El escenario alto, además de considerar la totalidad de los volúmenes del escenario medio, contiene el desarrollo de una oferta adicional vía una planta de regasificación, cuya capacidad alcanza un volumen de 400 MPCD, ver Gráfica 5-6.

La fecha de inclusión de la planta de regasificación se registra a partir de 2016, teniendo en cuenta consideraciones regulatorias, aun cuando el desequilibrio entre la oferta baja y la demanda media ocurre en el segundo trimestre de 2017.



Fuente: Minminas 2013, ANH, UPME

En el escenario se integra volúmenes que presentan cierto grado de incertidumbre con cantidades que son determinadas de manera estocástica. Por ello posteriormente se realizará un análisis probabilístico de la oferta que al final permitirán evaluar la seguridad de suministro.

En este escenario, nuevamente la Costa Atlántica vuelve a ser la región con mayor aporte de gas natural, lo que impone un uso distinto de la infraestructura de transporte. Es importante resaltar que existe un escenario adicional o de sensibilidad para efectos de análisis, que corresponde a las importaciones de gas en firme desde Venezuela en las que aplicará precios regulados Guajira, y sobre las cuales posiblemente haya que tomar en consideración el costo de oportunidad.

Igualmente vale decir que este escenario no se considera el desarrollo de hidrocarburos no convencionales (*shale gas* o *CBM*) ni en el corto ni en el mediano, debido a la ausencia de normatividad para la explotación de este tipo de recursos y sin que el país encuentre su técnica propia de explotación y normas ambientales que hagan factible su extracción, por lo que se estima que el ritmo de aprovechamiento de estos recursos en nuestro país puede ser lento.

Compendiando, además de la reglamentación técnica, los costos son otra variable de gran representatividad y en particular los costos de investigación y desarrollo in situ necesarios para lograr la producción del recurso y los costos socio-ambientales que vienen de la mano con la extracción, dificultan un desarrollo acelerado que haga viable incluir este tipo de recursos dentro de la oferta nacional con una certidumbre que por lo menos tenga un 50% de probabilidad de ocurrencia.

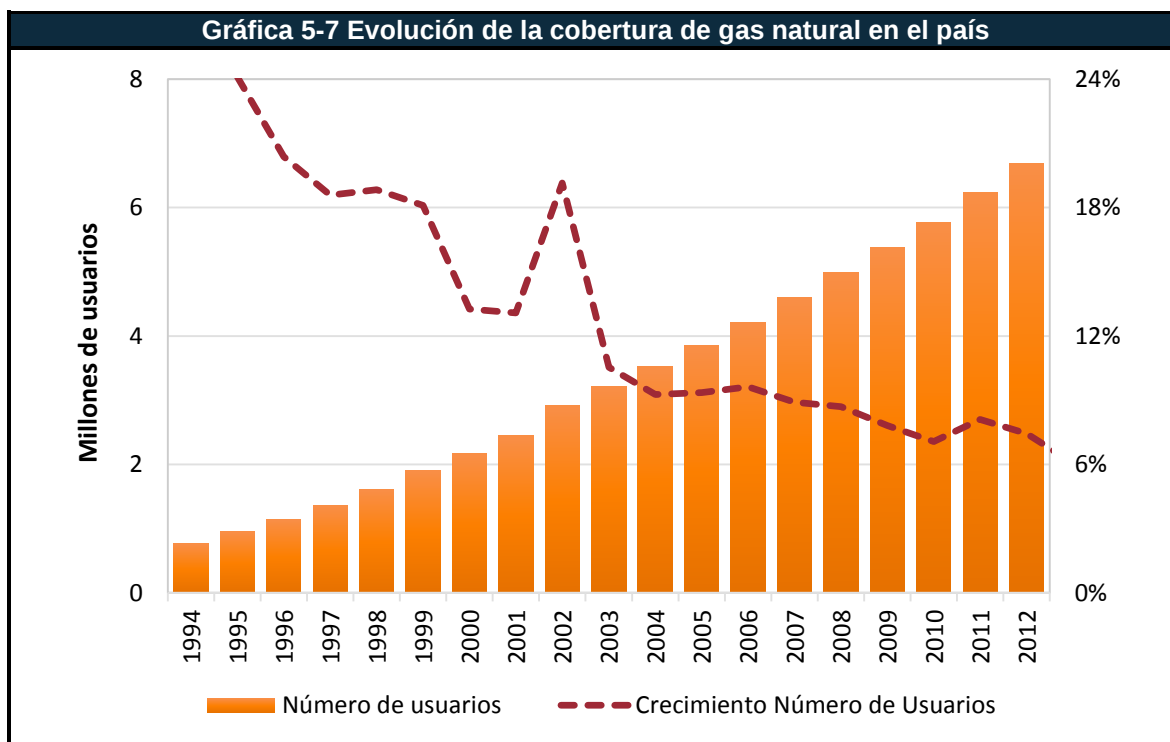
5.3 Proyección de demanda de gas natural

5.3.1 Antecedentes

En el presente acápite se encuentra la más reciente versión de la proyección de demanda de gas natural para los sectores doméstico, industrial, vehicular y termoeléctrico, petrolero y petroquímico realizada por la Unidad, así como la proyección suministrada por otros agentes.

Se incluye los insumos más actualizados disponibles como las series históricas y la proyección de población publicada por el DANE, las series históricas y proyecciones macroeconómicas de entidades como el MHCP, DNP y el Banco de la República, el reporte de usuarios de gas natural que divulga el Ministerio de Minas y Energía, y la información disponible en el sistema información de entidades como el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural –CNO-Gas y la firma Concentra.

Hacia el mes de marzo de 2013, el país contaba con 6,8 millones de usuarios del servicio de gas natural de los cuales el 98,14% correspondía al sector residencial, 1,80% al terciario y 0,06% a industriales. A medida que la cobertura del servicio se extiende a más municipios del país, la tasa de expansión de la misma se reduce debido a que en términos generales se incorporan cada vez poblaciones de menos habitantes, de manera que en el año 2012 la expansión se da a una tasa anual de 7,4%, información presentada en la Gráfica 5-7.

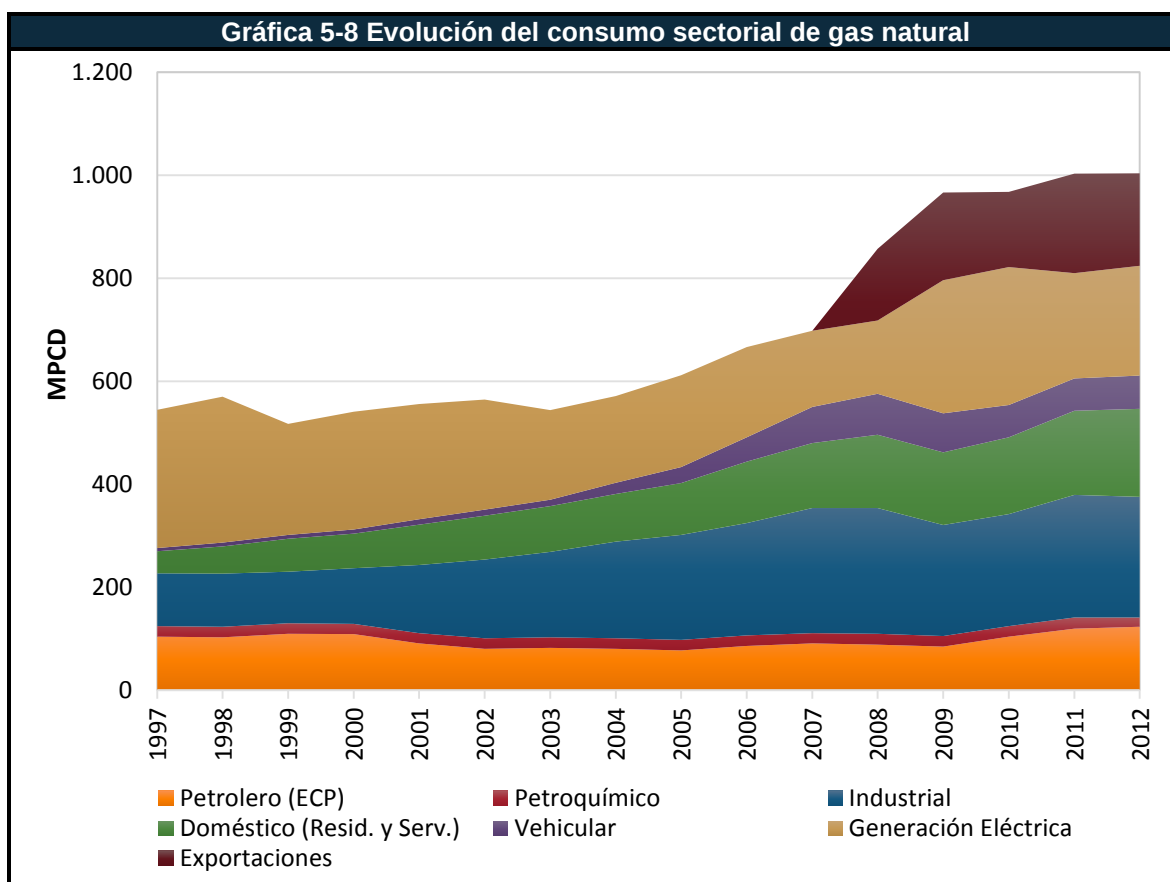


Fuente: Minminas. Cálculos: UPME.

Actualmente, se estima que cerca de un 68% de los hogares colombianos ubicados en las cabeceras municipales cuenta con este servicio, el cual es prestado por 28 empresas distribuidoras. En el año 2012 el consumo interno de gas natural fue en promedio 850

MPCD y se exportó adicionalmente a una media de 190 MPCD, para un total de 1.040 MPCD.

La distribución sectorial y la evolución del consumo se aprecia en la Gráfica 5-8, la cual muestra un incremento progresivo del mismo, destacándose la generación de electricidad y el sector industrial los que representan de manera conjunta casi dos terceras partes del total interno.

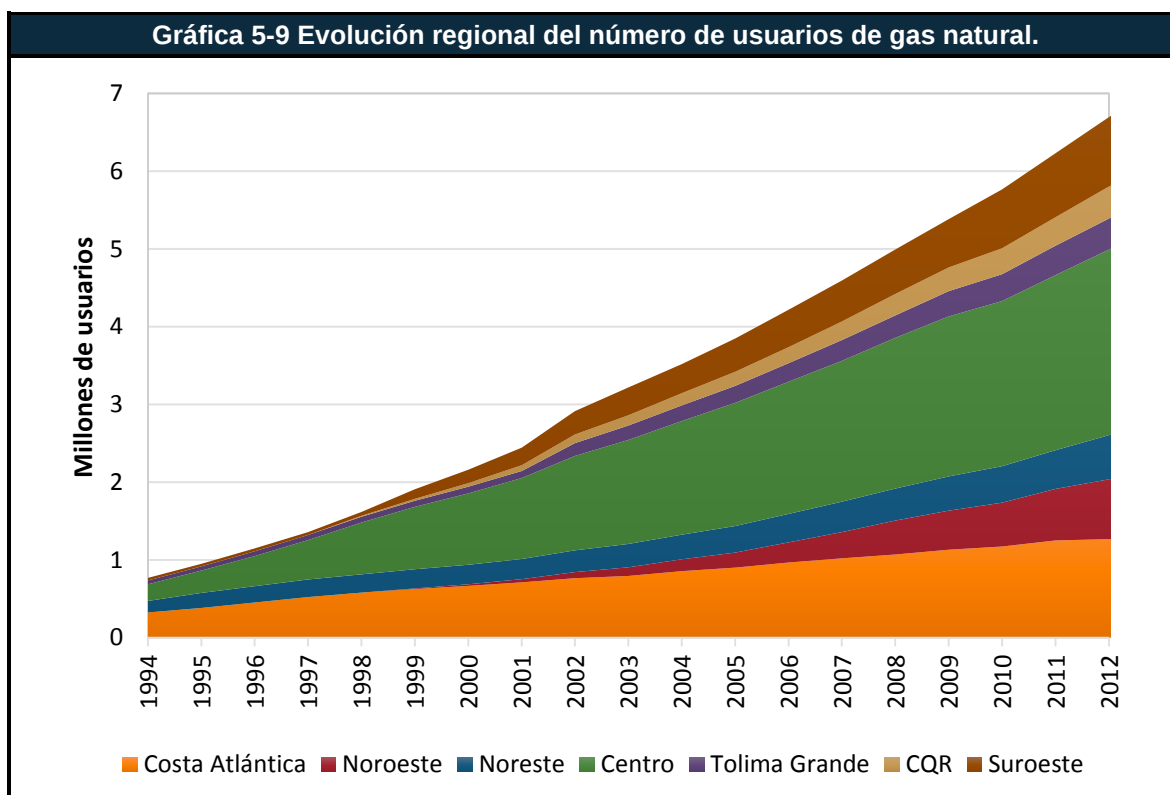


También es importante señalar los buenos resultados del consumo como combustible vehicular y para las residencias, donde su mayor uso se da en la cocción de alimentos y el calentamiento de agua, aun cuando los progresos tecnológicos hoy permiten usos adicionales como secado y acondicionamiento de ambientes.

5.3.2 Demanda de gas natural para el sector doméstico

Con algo más de 6,8 millones de usuarios, en marzo de 2013 el consumo del sector doméstico sumaba 169,9 MPCD de los cuales el 72% correspondía a consumo residencial y el restante 38% se debía a uso comercial. La Gráfica 5-9, registra el comportamiento del sector doméstico de manera regional.

Se destaca la región del Centro, al constituirse en la de mayor consumo y la de mayor tasa de crecimiento en el periodo de análisis. Le siguen en su orden Costa Atlántica, Suroeste y Noroeste.



5.3.2.1 Metodología

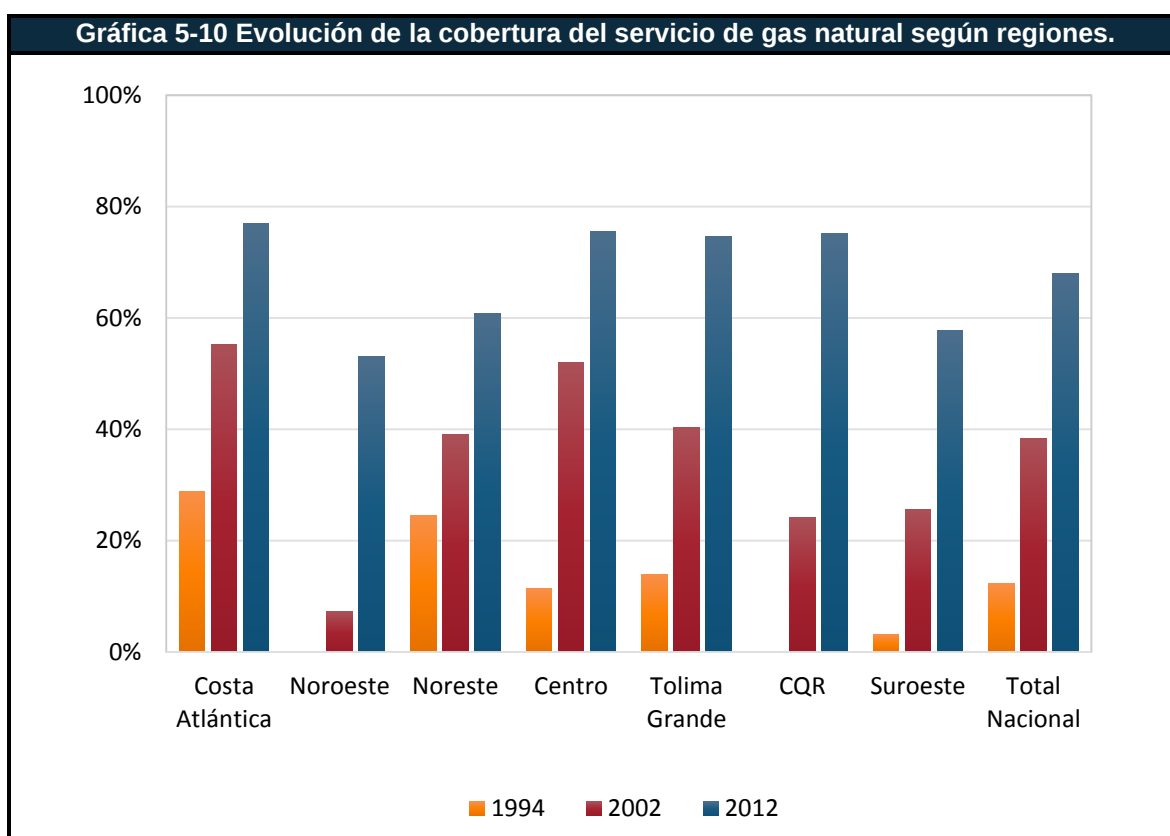
El modelo de proyección de la demanda de gas natural para el sector doméstico se basa en la estimación de la expansión regional de la cobertura del servicio y del consumo específico de los usuarios. El país se divide en siete regiones geográficas según se especifica en la Tabla 5-4.

Región	Departamentos incluidos	Participación en número de usuarios	Participación en la demanda
Costa Atlántica	Atlántico Bolívar Córdoba La Guajira Magdalena Sucre	18,9%	39,6%
Noroeste	Antioquia Chocó	11,5%	6,1%
Noreste	Cesar Norte de Santander Santander	8,5%	16,6%
Centro	Boyacá Casanare Cundinamarca Bogotá D. C. Guaviare	35,6%	24,3%

Región	Departamentos incluidos	Participación en número de usuarios	Participación en la demanda
	Meta		
Tolima Grande	Caquetá Huila Tolima	6,0%	3,7%
CQR	Caldas Quindío Risaralda	6,1%	2,8%
Suroeste	Cauca Valle del Cauca Nariño Putumayo	13,3%	6,9%

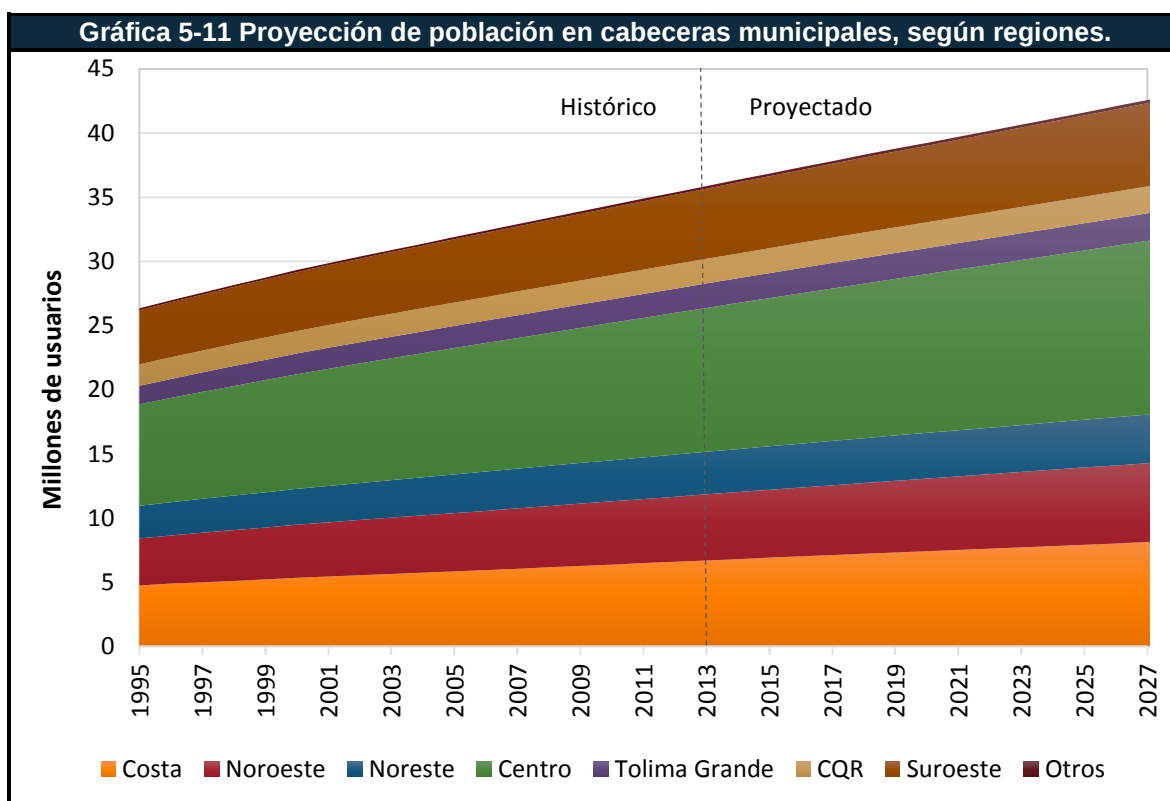
Tabla 5-4 Participación regional en consumo y en número de usuarios, año 2012.

Respecto al primer elemento, se determina para cada región (según características propias) y año de la proyección una tasa de expansión de la cobertura que depende inversamente del mismo nivel de cobertura logrado (Gráfica 5-10); el valor mínimo de esta tasa corresponde al crecimiento de la población en cabeceras municipales de la región.



Igualmente, se tiene en cuenta que los usuarios residenciales y terciarios tienen diferentes tasas de crecimiento en cada región y que el crecimiento de los usuarios está afectado por una reducción histórica y previsible del número de habitantes por hogar.

Se destaca la evolución de la Costa Atlántica, de la zona Centro y de la región CQR (Caldas, Quindío, Risaralda), por un crecimiento armónico en los años presentados, en tanto que las zonas Noroeste y Suroeste aún cuenta con potencial importante para la ampliación de la cobertura. Así mismo, en el agregado nacional es amplio el margen disponible para incrementar la cobertura, aspecto que se viene procurando gracias a las diversas tecnologías hoy disponibles para llevar el gas natural a lugares remotos con precios asequibles.



Fuente: DANE y UPME. Cálculos: UPME

El consumo específico de los usuarios residenciales y comerciales o terciarios se calcula utilizando la relación entre el consumo sectorial y el número de usuarios.

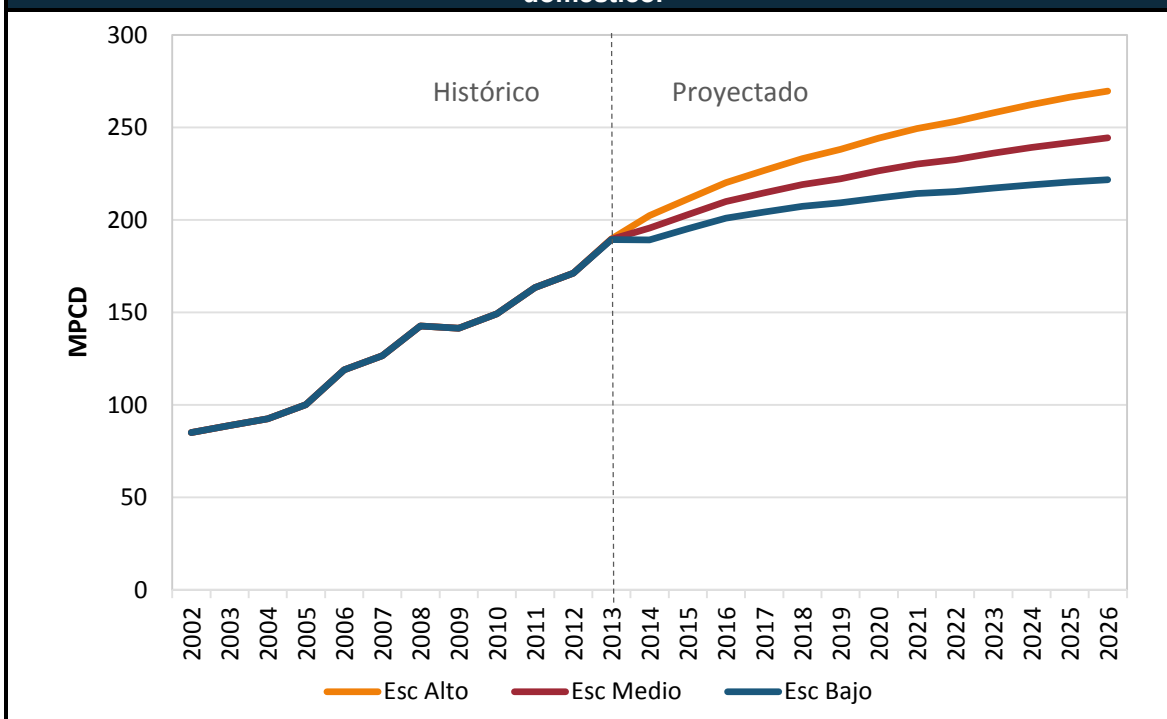
5.3.2.2 Resultados de la proyección de demanda de gas natural sector doméstico

Se definen tres escenarios de proyección de demanda de gas natural para el sector doméstico a partir de tres posibles metas de expansión de la cobertura del servicio para el año 2026:

- Escenario Alto: 98%
- Escenario Medio: 90%
- Escenario Bajo: 83%

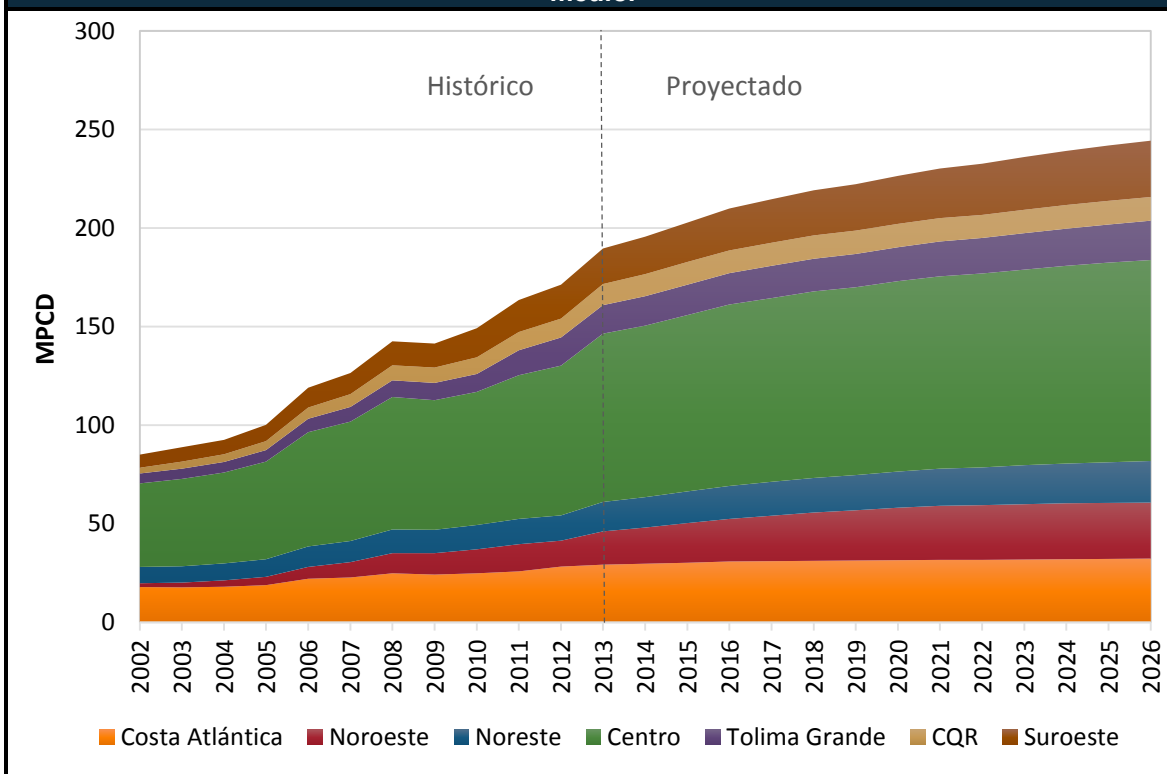
Para estas condiciones, en el escenario medio de proyección se estima un crecimiento promedio anual de la demanda de gas natural del sector doméstico de 3,3%, pasando de 174 MPCD en el año 2012 a 242 MPCD en el año 2022. En los escenarios alto y bajo, se estiman para el mismo periodo tasas de crecimiento de 4,2 % y 2,6%, respectivamente.

Gráfica 5-12 Escenarios de proyección de demanda nacional de gas natural para el sector doméstico.



Fuente UPME

Gráfica 5-13 Proyección regional de demanda de gas natural sector doméstico, escenario medio.



Fuente UPME

A escala regional se prevé que en las regiones donde es relativamente nueva la prestación del servicio de gas natural, aumente la participación del consumo de gas natural doméstico respecto de aquellas con mayor tradición en el mismo. La Gráfica 5-13 registra la estimación de la demanda del sector doméstico de modo regional.

Así la región de mayor participación al final del periodo será Centro cuya participación relativa alcanza 41,2%, seguida de Costa Atlántica con 14,2%, luego Suroeste que alcanza 11,9% y Noroeste con 11,3%. Las regiones de menor participación son Noreste, Tolima grande y CQR con 7,7%, 8,4% y 5,3% correspondientemente.

5.3.3 Demanda de gas natural para el sector industrial

5.3.3.1 Metodología

Para determinar la demanda futura de gas natural industrial se utilizó un modelo analítico en el módulo BALANCE del programa *ENPEP* que simula y optimiza el comportamiento de los diferentes usuarios industriales en relación a sus decisiones de usar gas natural u otro energético, decisiones que dependen de los precios relativos de los energéticos, preferencias, posibilidades tecnológicas, costos operativos y de inversión.

El resultado de este modelo es el consumo de los diferentes tipos de energéticos en la industria, dependiendo de los efectos de variables crecimiento de la economía y la población, para las cuales se determinan relaciones econométricas con el consumo de combustibles en el sector transporte.

5.3.3.2 Referencia para el año base e información histórica

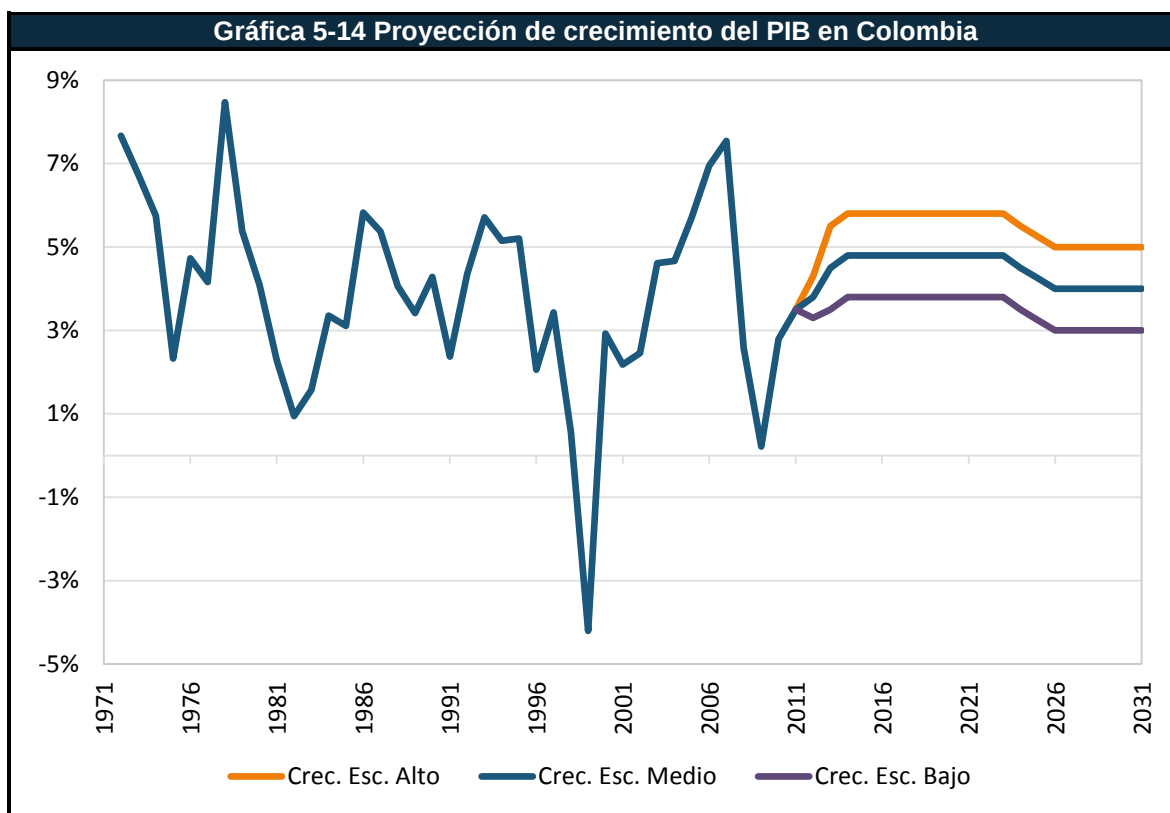
Para este análisis se ha reconstruido el consumo histórico de gas natural y de los demás energéticos para uso industrial (carbón mineral, diésel, fuel oil, etc.) a partir de información disponible en los balances energéticos de la UPME, consumos reportados al CNO–Gas, la firma Concentra y los trabajos sobre el tema realizados en la UPME de caracterización del consumo de energía de este sector.

5.3.3.3 Crecimiento económico

Para el desarrollo de este ejercicio se tomaron las expectativas de crecimiento del PIB definido por el MHCP establecidos en febrero del presente año, los cuales se presentan a continuación en la Gráfica 5-14.

Con tal información se constituye el escenario medio y los demás escenarios tienen un crecimiento anual de 1% más y menos el crecimiento del escenario medio. Para obtener el crecimiento del PIB regional, se analiza la distribución que ha tenido el producto entre las regiones antes definidas durante las dos últimas décadas, determinándose las tendencias de evolución histórica que se aplican al horizonte de proyección.

La determinación del escenario medio de crecimiento del producto nacional definido anteriormente presenta una distribución regional, donde el periodo 1990-2012 corresponde a datos históricos y entre los años 2013-2026 constituye la proyección, la cual no presenta cambios significativos según se presenta en la Tabla 5-5.



Fuente: MHCP y UPME; Cálculos UPME

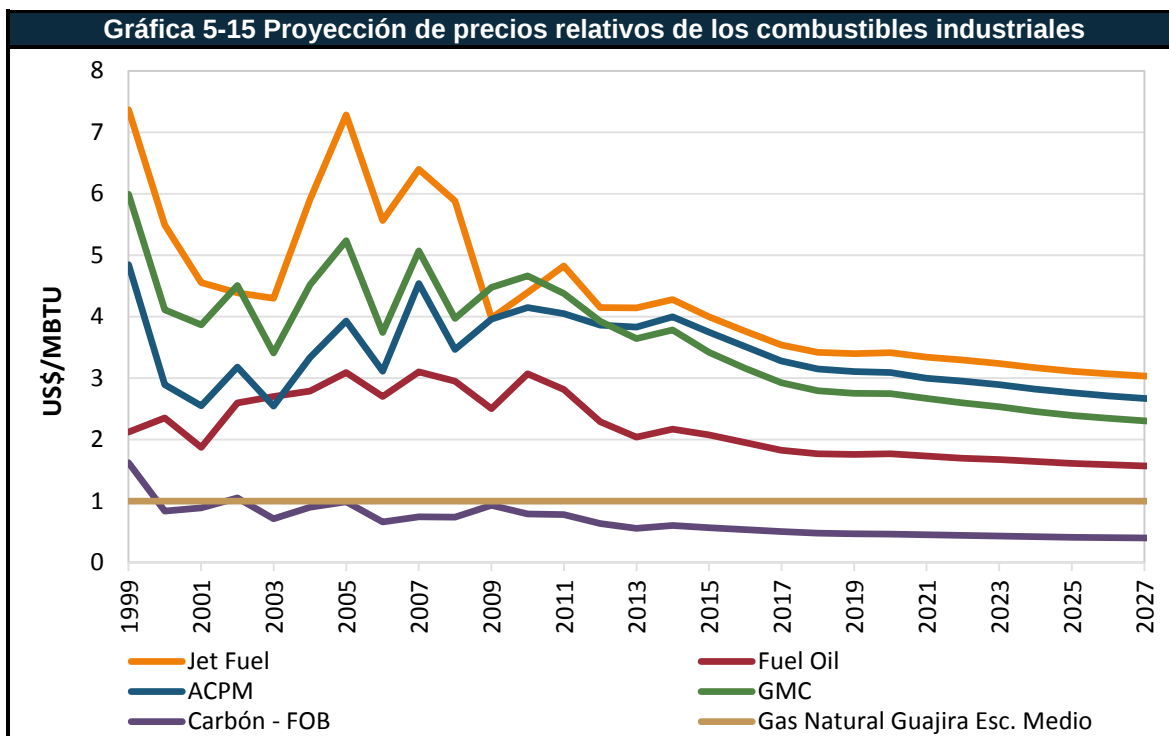
	1990	2002	2012	2022
Costa Atlántica	13,6%	14,6%	14,7%	14,8%
Noroeste	7,3%	8,3%	8,5%	8,7%
Noreste	15,2%	13,8%	14,0%	14,0%
Centro	41,2%	40,2%	40,9%	41,0%
Tolima Grande	4,4%	4,2%	3,8%	3,7%
CQR	4,7%	4,8%	4,3%	4,0%
Suroeste	13,2%	13,7%	13,5%	13,4%
Otros	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%
	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabla 5-5 Evolución de distribución regional de PIB, escenario medio

Fuente: DANE

5.3.3.4 Precios del gas natural para los usuarios

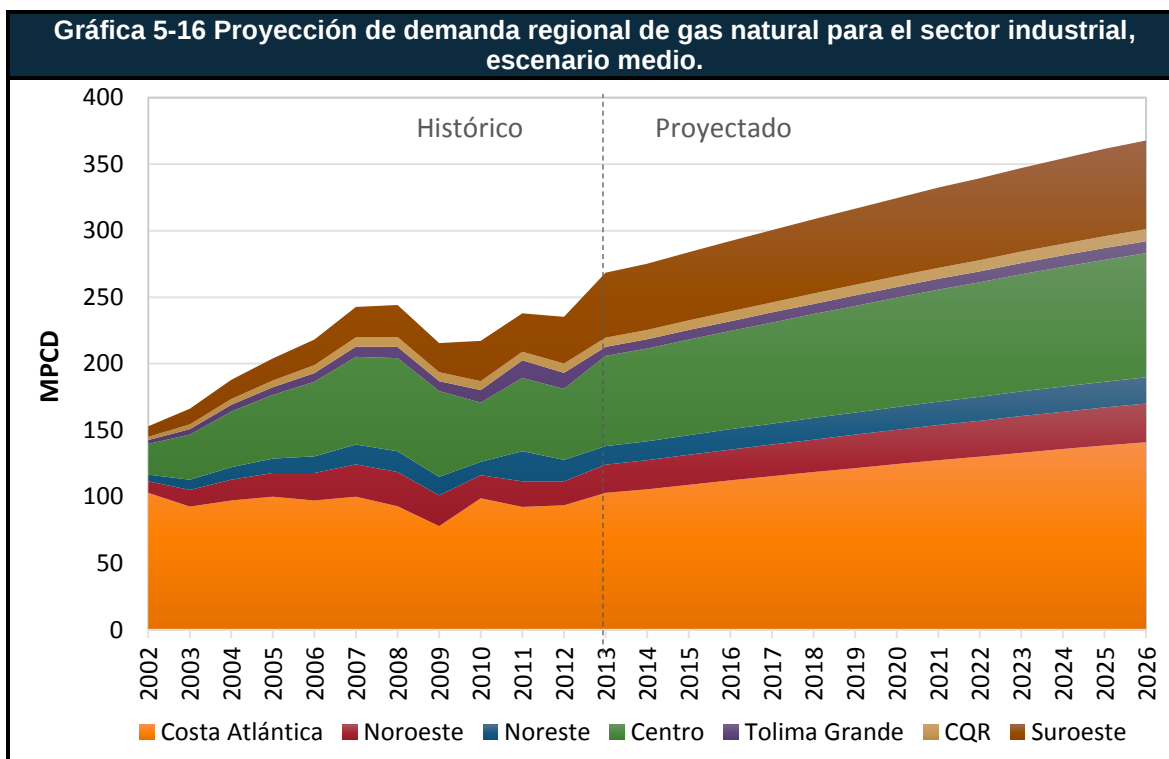
El precio de gas natural para consumidores industriales es igual al precio en “boca de pozo” de gas natural más un cargo por transporte y distribución. A continuación en la Gráfica 5-15 se presenta la proyección de precios relativos de los combustibles utilizados.



Fuente UPME

5.3.3.5 Resultados de la proyección de gas natural en el sector industrial

A continuación, la Gráfica 5-16 muestra la estimación de demanda de gas natural para el sector industrial del escenario base o medio.



Fuente: UPME

Dicho escenario de proyección estima un crecimiento promedio anual de la demanda de gas natural del sector doméstico de 3,8%, pasando de 242,3 MPCD en el año 2012 a 353,8 MPCD en el año 2022. En los escenarios alto y bajo, se estiman para el mismo periodo tasas de crecimiento que corresponden al 5,4 % y 2,6%, respectivamente.

A escala regional se prevé que la participación de la Costa Atlántica en el consumo de gas natural industrial se reduciría mientras, que en la demás las demás regiones se aumentará, siguiendo la tendencia histórica.

Así mismo, la región Centro incrementa su participación lo mismo que Suroeste, en tanto que Tolima Grande y CQR, mantienen una participación similar ya que la tasa de crecimiento es vegetativa.

5.3.4 Demanda de gas natural para el sector vehicular

5.3.4.1 Metodología

El modelo de proyección de demanda de gas natural para el sector vehicular se basa en la optimización de mínimo costo de las necesidades energéticas del sector transporte colombiano, considerando tres posibles combustibles: gasolina, diésel y GNV.

El modelo desagrega en usos y modos/medios el consumo del sector, nacional, considera los costos de inversión y mantenimiento de estos, así como sus características operativas. En el modelo también permite incluir, de manera indirecta, las preferencias de los usuarios, las cuales afectan significativamente las decisiones basadas en precio de los usuarios

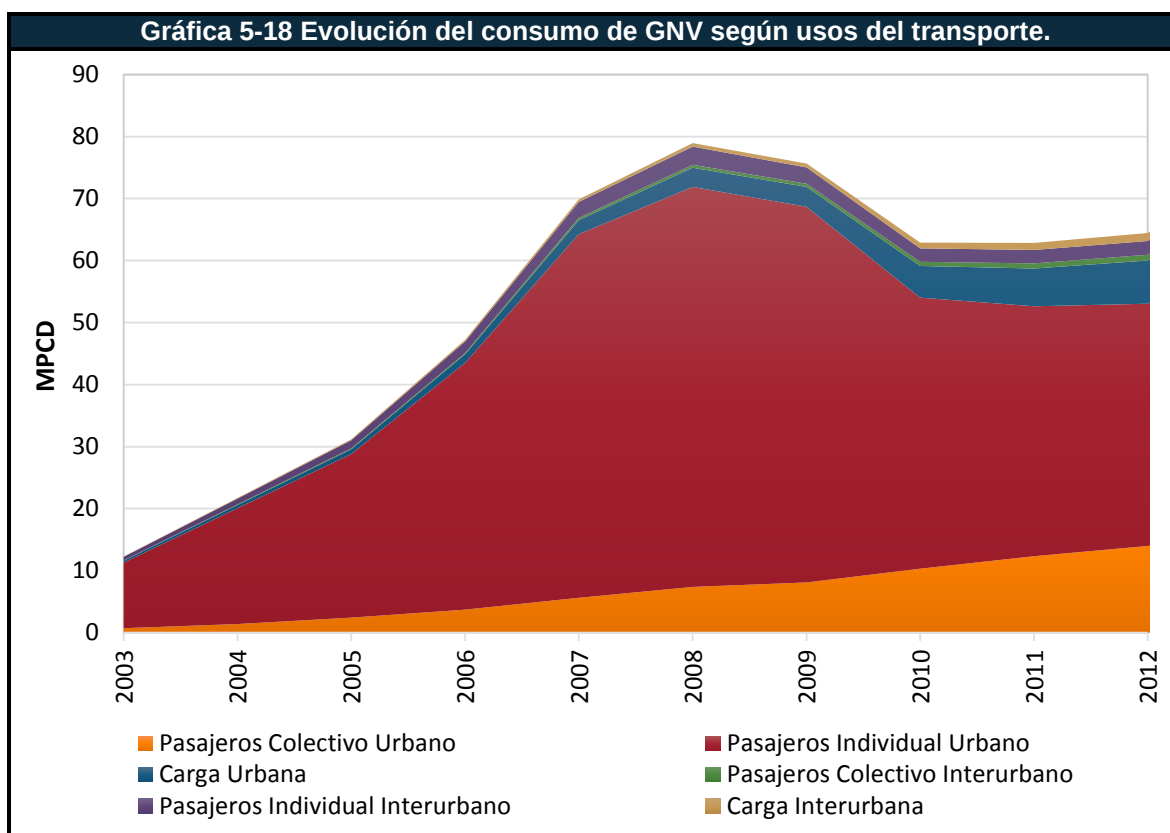
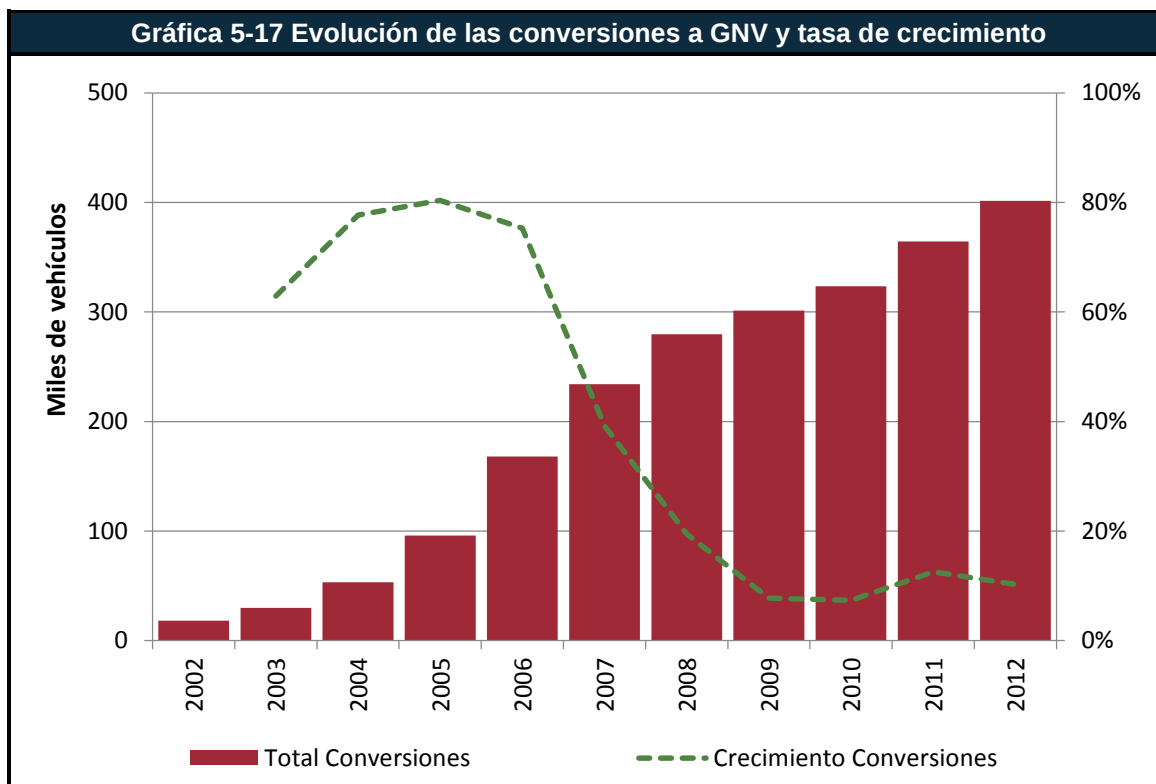
Se establecen tres escenarios de proyección:

- ❖ Medio: Política de promoción parcial del gas natural para transporte colectivo de pasajeros urbanos, de manera que hacia 2026 cerca del 15% de éste use GNV.
- ❖ Alto: Política de promoción masiva del gas natural para transporte colectivo de pasajeros urbanos, de manera que hacia 2026 cerca del 50% de éste use GNV.
- ❖ Bajo: Tendencial sin cambios de política.

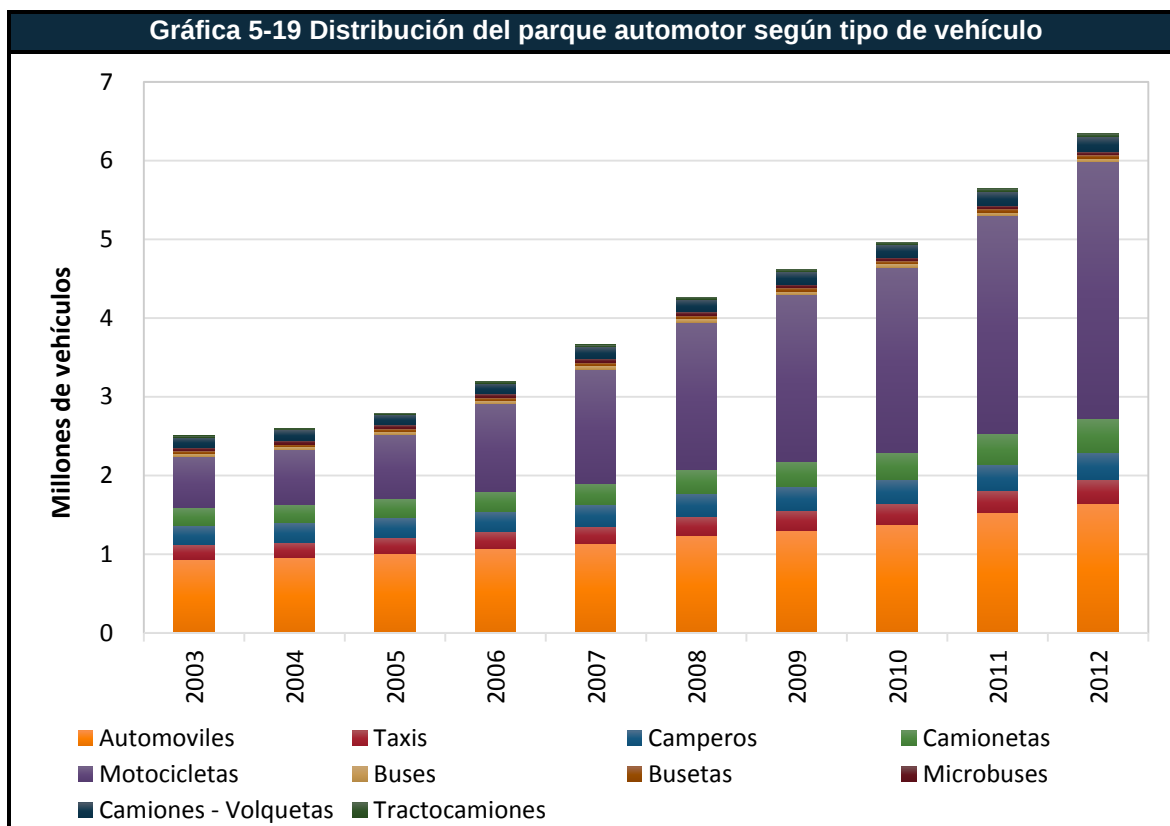
Hasta hoy el país ha logrado una cifra de más de 400 mil vehículos convertidos a gas natural. No obstante, la tasa de conversión (incremento del parque) se ha venido reduciendo significativamente y estabilizado en una tasa de cerca de 10% anual, tal como se puede apreciar en la Gráfica 5-17.

De acuerdo con estudios de caracterización energética del sector transporte, desarrollados por la entidad, cerca de dos tercios del consumo de GNV son consumidos en el transporte de pasajeros urbanos, en particular de servicio público.

En segundo lugar, el transporte de pasajeros colectivos urbanos da cuenta de cerca de casi una cuarta parte del consumo total (más exactamente el 21%) y el segmento de carga urbana representa aproximadamente el 9%. Información presentada en la Gráfica 5-18).



Una importante característica para proyectar el consumo energético del sector transporte, y en particular de GNV es el parque automotor colombiano que se estima con una magnitud superior a los seis millones de vehículos circulando, de los cuales aproximadamente 95% corresponden a vehículos de uso particular (automóviles y motocicletas), y lo restante son vehículos de transporte colectivo de pasajeros y de carga (ver Gráfica 5-19).

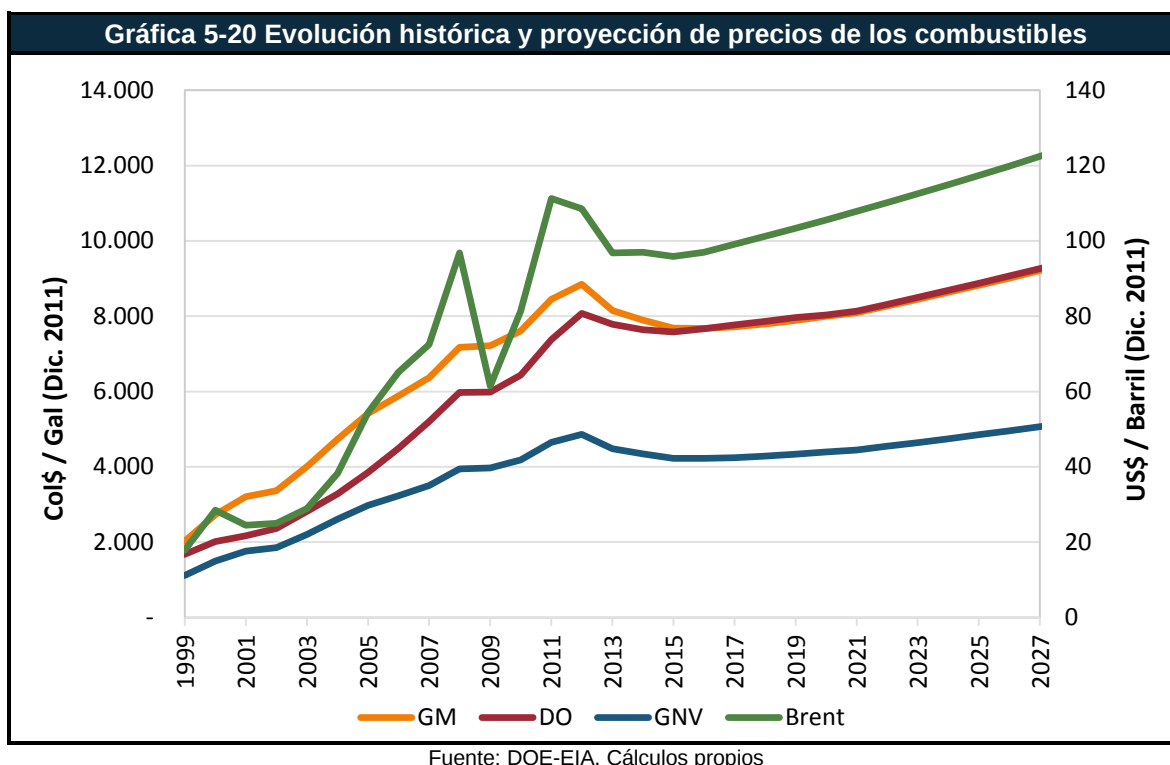


Fuente: UPME

Otra característica significativa para determinar la demanda energética del sector transporte es el consumo específico de los diferentes medios de transporte en relación al servicio que prestan de transporte de pasajeros o carga, especificando que los sistemas de transporte colectivo y las motocicletas pueden movilizar, por unidad de combustible, mayor cantidad de pasajeros por unidad de distancia.

La proyección de precios de los combustibles nacionales que se aplicó en la proyección de demanda se basa en los precios internacionales previstos por la Agencia Internacional de Energía -EIA para las próximas décadas, ver Gráfica 5-20. Con estos resultados se determina en el mediano plazo una leve reducción del precio para en largo plazo recuperar sus valores iniciales y superarlos significativamente.

La estimación también incluye, los supuestos de crecimiento de la economía y de la población los cuales se basan en información procedente, respectivamente, del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y del DANE.



5.3.4.2 Resultados

En el escenario medio de proyección se estima una tasa de crecimiento de la demanda de gas natural para el sector vehicular de 3,8% promedio anual. En el escenario alto y bajo se determinan tasas de crecimiento para el mismo periodo de 5,0% y 2,5%, respectivamente (ver Gráfica 5-21 y Tabla 5-6).

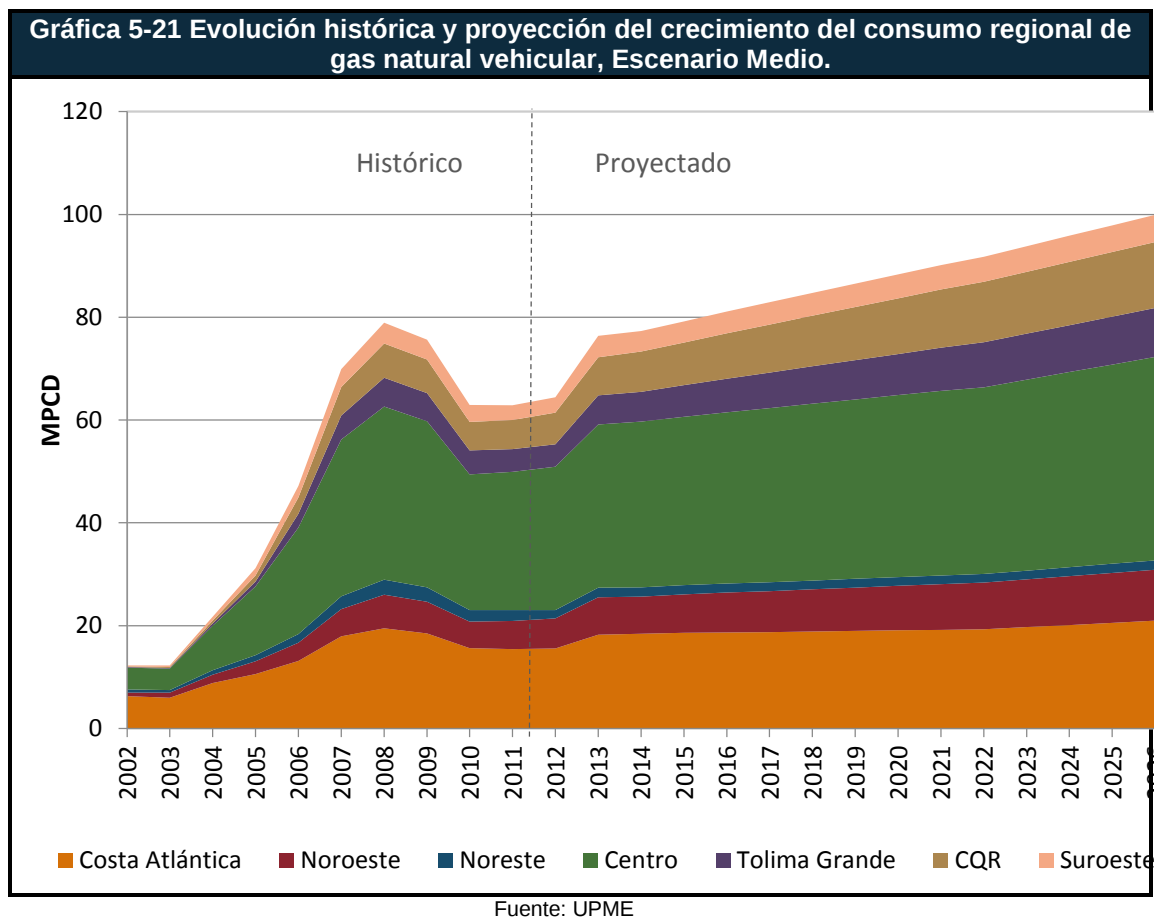
A escala regional se prevé que la participación de la Costa Atlántica y la región Centro en el consumo de gas natural vehicular se reduciría mientras, en consecuencia, las demás regiones lo aumentarían, siguiendo la tendencia histórica

La estimación regional indica que nuevamente la región Central muestra la mayor participación relativa al final del año 2022, seguida de la región de la Costa Norte con 20,6% y CQR con 13% del total nacional. Entre tanto las regiones de Suroeste y Noreste, son la de menor participación al final del periodo de estimación.

Región	2002	2012	2022
Costa Atlántica	51,2%	24,1%	20,6%
Noroeste	5,9%	9,1%	9,9%
Noreste	4,8%	2,5%	1,8%
Centro	34,4%	43,3%	40,5%
Tolima Grande	0,9%	6,8%	9,3%
CQR	1,1%	9,5%	13,0%
Suroeste	1,7%	4,7%	4,9%
	100,0%	100,0%	100,0%

Tabla 5-6 Participación regional histórica y proyectada en consumo de GNV.

Fuente UPME



5.3.5 Demanda de gas natural para el sector eléctrico

5.3.5.1 Metodología

Para esta proyección se tiene que el consumo de gas natural para el sector eléctrico tiene tres componentes:

- i) Consumo para generación eléctrica en el despacho por mérito;
- ii) Consumo para generación eléctrica en el despacho fuera de mérito (por restricciones de seguridad de la operación del SIN;
- iii) Consumo por arranques y paradas de los generadores térmicos.

La estimación también incluye, los supuestos de crecimiento de la economía y de la población los cuales se basan en información procedente, respectivamente, del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y del DANE.

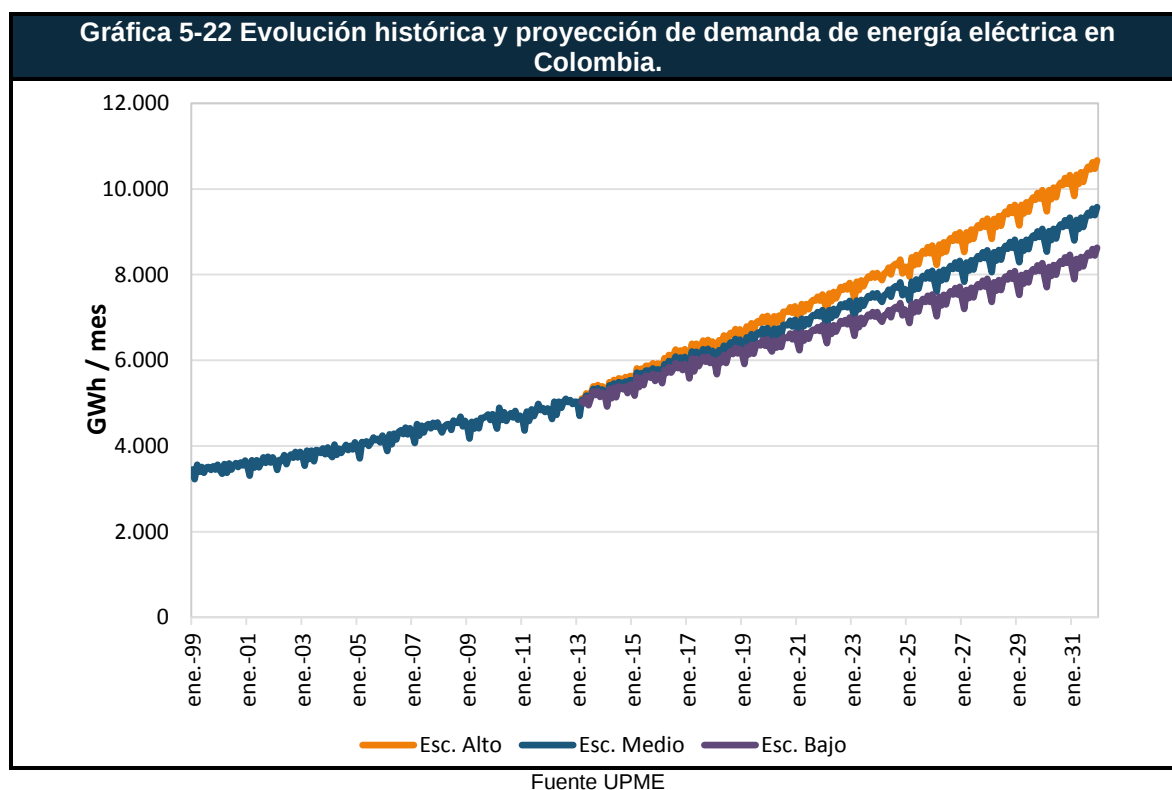
5.3.5.1.1 Consumo por despacho ideal

Para realizar la simulación del despacho ideal de la operación del SIN se tiene como criterio la operación de mínimo costo en el largo plazo y la satisfacción de unos mínimos criterios

de confiabilidad en el abastecimiento a los usuarios de energía eléctrica, lo cual se hace con el programa de computación SDDP (sigla de Modelo Probabilístico de Optimización Dinámica Estocástica).

En este modelo las decisiones de operación de los generadores dependen de la demanda de energía eléctrica a satisfacer, de la disponibilidad de agua y/o de combustibles para generación, de los precios de los mismos, de características técnicas de los generadores, etc.

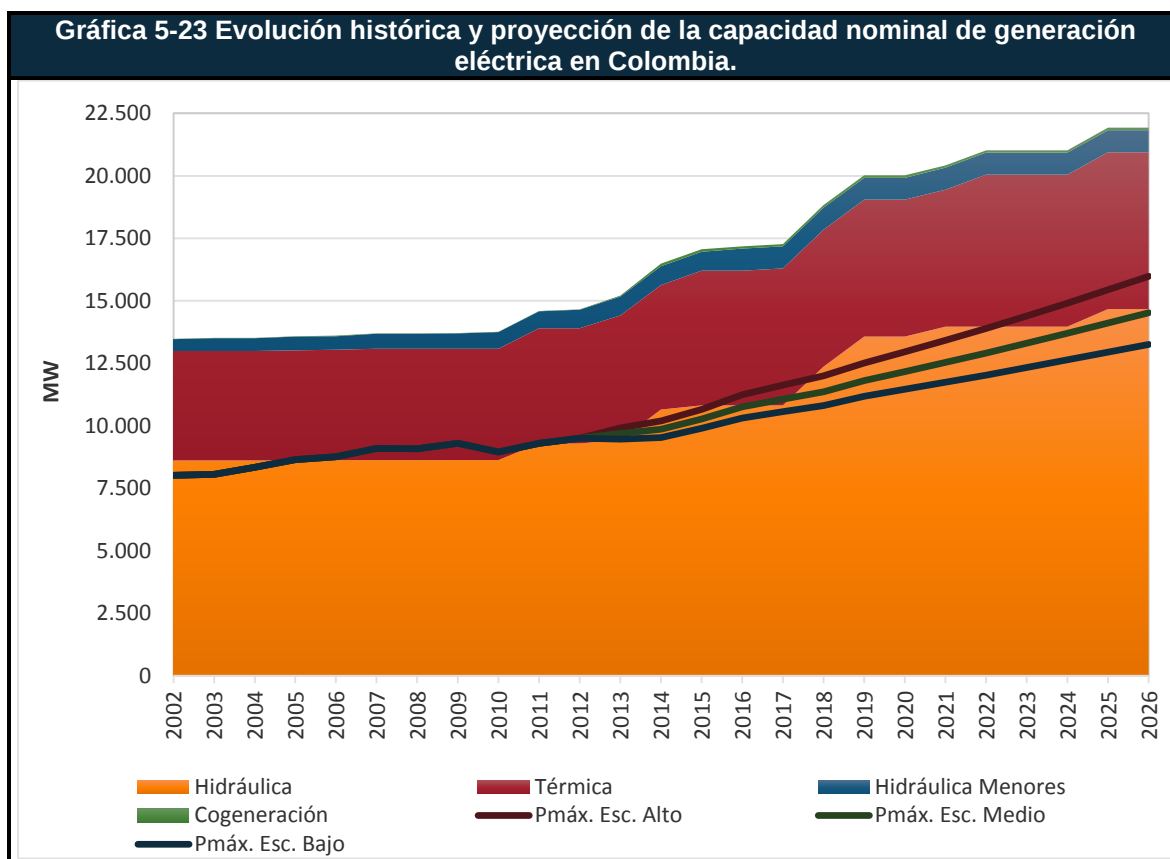
Lo distintivo de la simulación del despacho ideal es que no se considera el sistema de transmisión nacional, de manera que se consideran todos los generadores y la demanda conectada a un único punto. En la Gráfica 5-22 se registra la evolución histórica y proyección de demanda de energía eléctrica en Colombia.



La base para la simulación de la operación futura del SIN son los escenarios de proyección de demanda de energía eléctrica publicados en marzo de 2013¹³, al cual se suman y restan las exportaciones e importaciones de energía eléctrica a Ecuador, Venezuela y Panamá.

De lado de la oferta, se define la capacidad de generación eléctrica futura, en primer lugar, de acuerdo con los proyectos previstos a entrar en los próximos años según el cronograma establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas en sus mecanismos de asignación para remuneración por cargo por confiabilidad. En segundo lugar, se consideran los proyectos de generación reportados a la UPME por los diferentes agentes que los promueven o desarrollan. Ver grafica 5-23.

¹³ Disponible en: <http://www.siel.gov.co/Inicio/Demanda/ProyeccionesdeDemanda/tabid/97/Default.aspx>



Fuente: XM y UPME

Otro importante insumo es la proyección de precios de gas natural y carbón mineral para los diferentes generadores térmicos. Con la eventual “des-regularización” del precio de los campos de producción de Guajira se prevé que el precio interno se relacione en el largo plazo con el precio de comercialización internacional *Henry Hub*, con el precio de gas en Europa y con el de Japón.

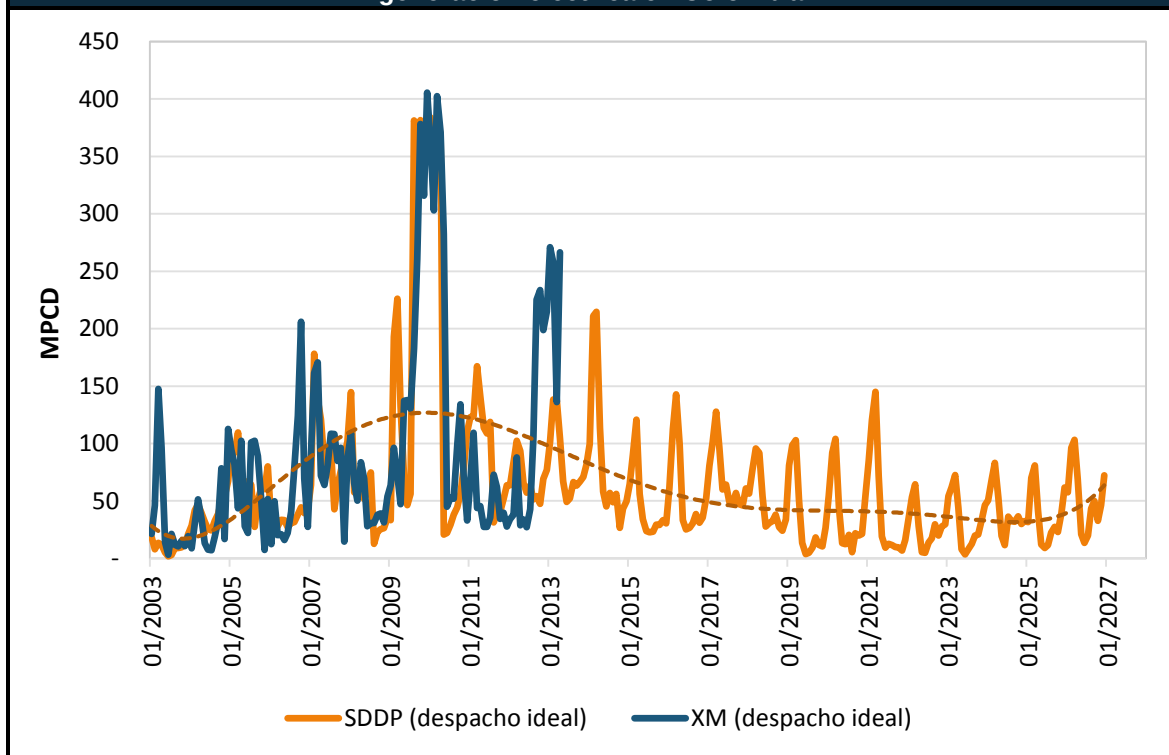
Una vez que se tiene la energía producida por cada uno de los generadores eléctricos a gas se procede a determinar el consumo correspondiente de gas natural en el tiempo, aplicando en cada caso el consumo específico de combustible de cada una de las plantas, obteniéndose la demanda de gas natural correspondiente al despacho ideal,

La Gráfica 5-24 presenta el resultado de la simulación y se contrasta con los valores históricos reportados por el operador del sistema, mostrándose la capacidad que tiene el modelo de reproducir el comportamiento del sistema en su despacho ideal.

5.3.5.1.2 Consumo por restricciones

La proyección de la demanda de gas natural por generación eléctrica fuera de mérito se basa en la proyección de las necesidades de generación localizada para mantener la estabilidad y confiabilidad del SIN en los diferentes momentos del día.

Gráfica 5-24 Evolución histórica y proyección de precios de carbón mineral para generación eléctrica en Colombia.



Fuente XM y UPME

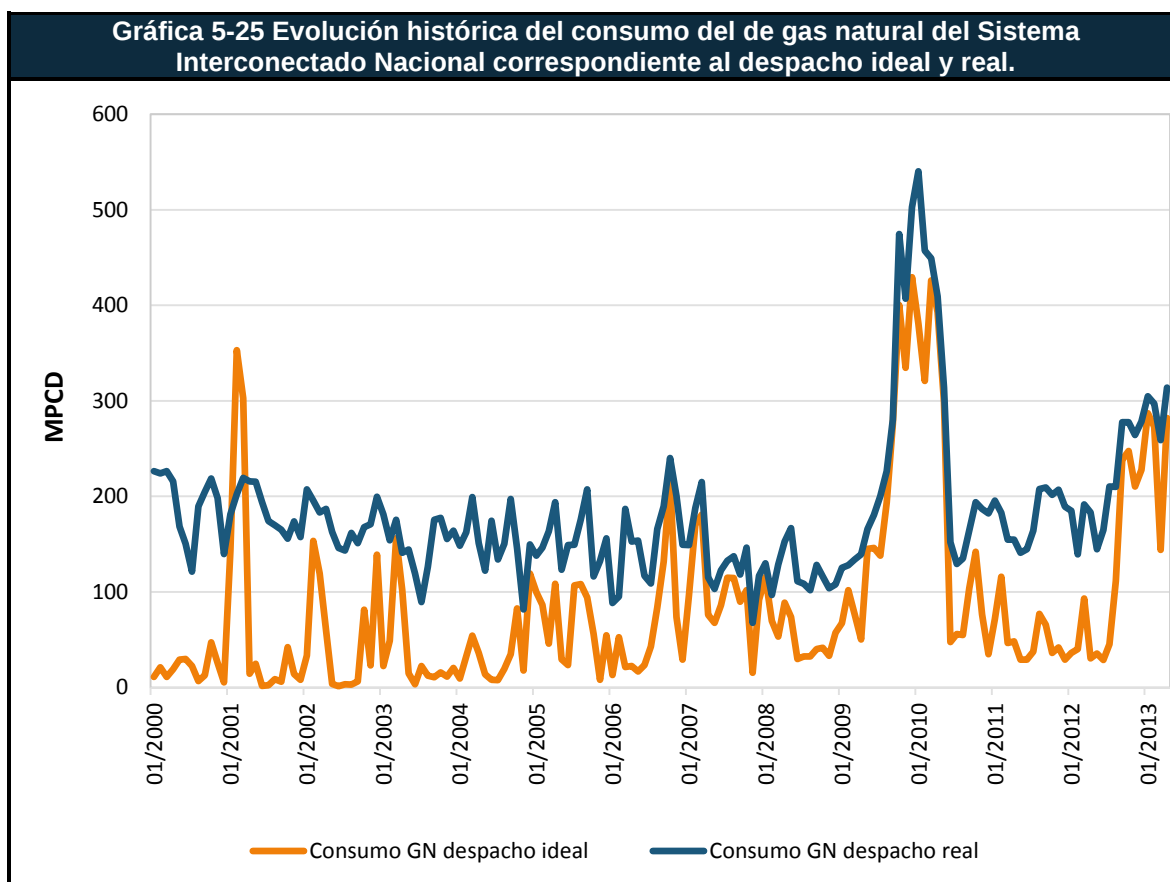
En el pasado, aproximadamente dos terceras partes del consumo de gas natural del sector eléctrico se originan en la generación fuera de mérito (con el propósito de conservar la estabilidad y confiabilidad del SIN), siendo la Costa Atlántica el área donde aproximadamente se requiere 95% de ésta. Lo restante, corresponde al despacho ideal antes tratado (ver Gráfica 5-24).

De la simulación de la operación del Sistema Interconectado Nacional (ver Gráfica 5-25) se establecen las necesidades de generación de seguridad (fuera de mérito) para garantizar la confiabilidad en la operación del mismo en condiciones de demanda máxima, mínima y media, durante el horizonte de proyección.

A partir de lo anterior, los consumos específicos de los generadores y la curva de carga propia de la demanda del sistema se definen los consumos anuales de gas natural correspondientes a la generación fuera de mérito, la cual se presenta en la Tabla 5-7.

En ésta es notable el progresivo incremento de las necesidades de generación eléctrica por restricciones hasta el año 2018, año en que se pone al servicio la línea de transmisión a 500 kV Cerromatoso – Chinú - Copey, fortaleciendo la interconexión de la Costa Atlántica con el interior del país y reduciendo así la generación fuera de mérito.

No obstante, es evidente que los proyectos de infraestructura están sufriendo dilataciones por ciertas contravenciones a las exigencias de carácter ambiental y social que están incrementando los costos de los proyectos y la demora en la entrada en operación.



Fuente: UPME

	Pot. Máx. Restricc. [MW]	Pot. Med. Restricc. [MW]	Pot. Min. Restricc. [MW]	Pot. Efect. Restricc. [MW]	GN Restricc Esc Alto [GBTUD]	GN Restricc Esc Med [GBTUD]	GN Restricc Esc Bajo [GBTUD]
2012	651	369	80	343,3	85,2	61,8	38,4
2013	767	458	117	426,2	105,7	76,7	47,7
2014	898	563	180	523,6	129,9	94,3	58,6
2015	1031	688	257	640,1	158,8	115,2	71,6
2016	1182	818	450	761,1	188,8	137	85,2
2017	1275	985	500	916,4	227,4	165	102,6
2018	1823	1408	715	1310	325	235,8	146,6
2019	450	348	176	323,8	80,3	58,3	36,2
2020	576	467	256	434,1	107,7	78,1	48,6
2021	749	631	371	587,4	145,7	105,7	65,7
2022	842	735	457	683,6	169,6	123,1	76,5
2023	923	831	546	773,4	191,9	139,2	86,5
2024	962	894	619	832,2	206,5	149,8	93,1
2025	900	845	576	786,1	195	141,5	88
2026	906	850	579	790	196,2	143,3	88,5

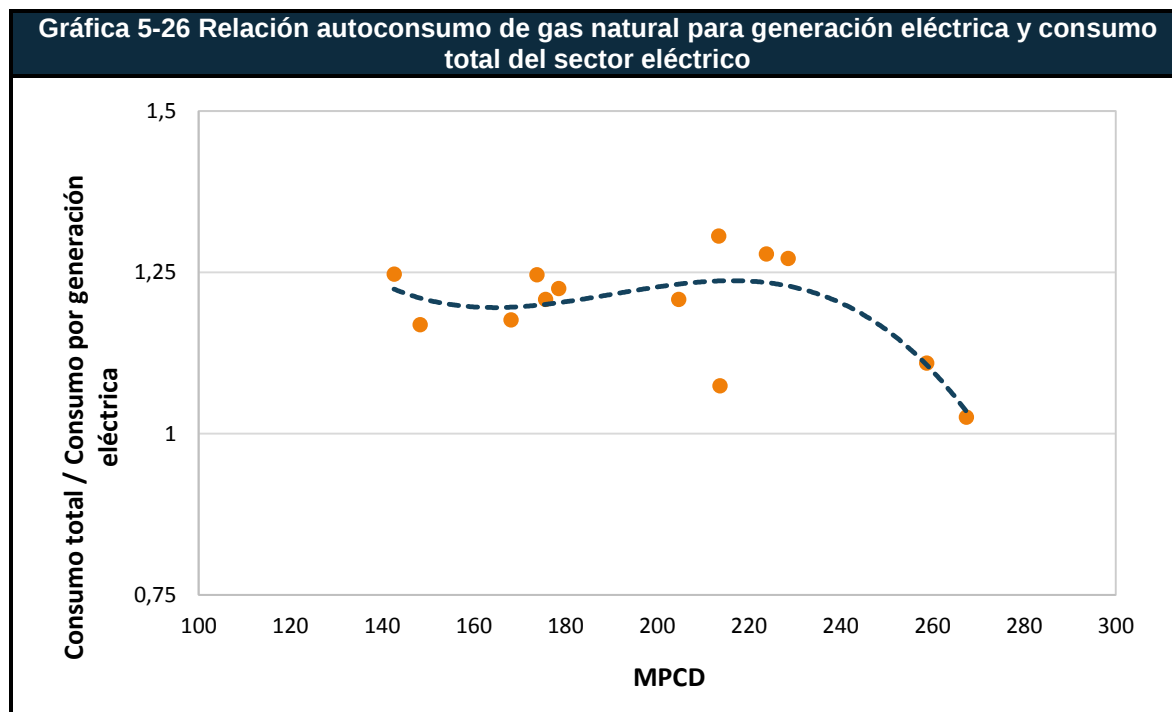
Tabla 5-7 Proyección de generación eléctrica fuera de mérito de consumo de gas natural.

Fuente: UPME

5.3.5.1.3 Consumo por arranques y paradas

Del contraste entre el consumo de gas natural que se deduce de la generación termoeléctrica y el consumo de gas natural para el sector termoeléctrico reportado por los agentes distribuidores del mismo se determina la cantidad de este combustible que corresponde al consumo por arranques, paradas y tiempos muertos de los generadores termoeléctricos.

La Gráfica 5-26 evidencia como para los mayores consumos de gas natural, que corresponden a altos niveles de utilización de los generadores termoeléctricos.



Fuente: XM, Agentes, Cálculos propios

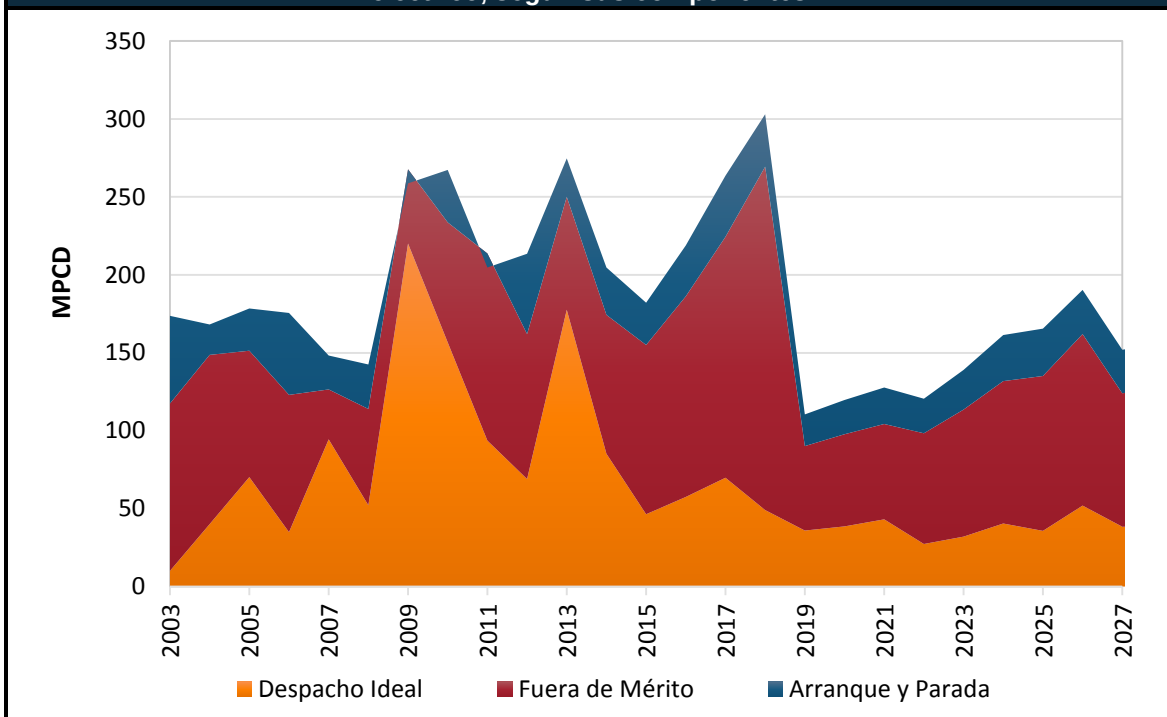
El consumo de gas natural por arranques y paradas tiende a ser mínimo (valor cercano a uno en el eje vertical) y de manera inversa, como para bajos niveles de consumo y utilización de los generadores termoeléctricos, debe consumirse 25% más gas natural del que propiamente corresponde a generación eléctrica.

5.3.5.2 Resultados

Como resultado final, la Gráfica 5-27 expone la evolución histórica y proyección de las componentes antes descritas de la demanda de gas natural del sector eléctrico colombiano, para el escenario medio. De otra parte, en la Gráfica 5-29, se presentan los tres escenarios de proyección que, como antes se mencionó, se originan en los tres escenarios de proyección de la demanda de energía eléctrica.

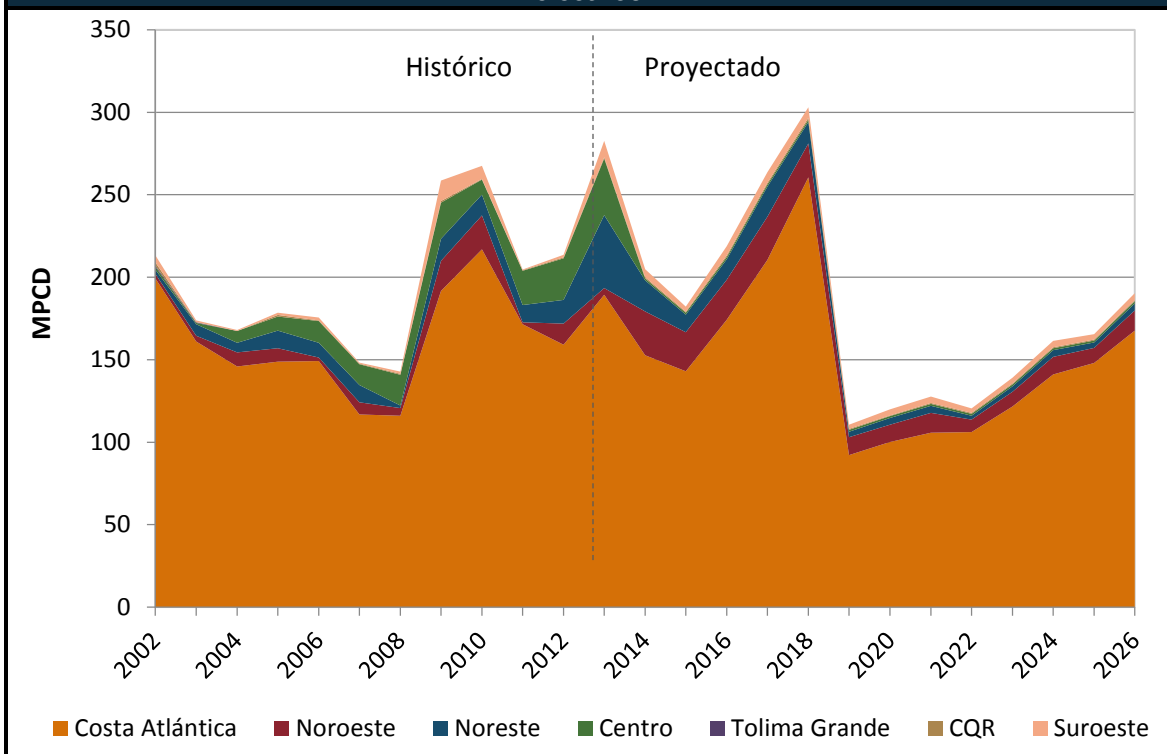
Para el escenario medio se tiene un crecimiento progresivo de la demanda para en el año 2018 alcanzar los 325 MPCD para en el siguiente año, tras la entrada del nuevo circuito Cerromatoso-Chinú-Copey, reducirse a 119 MPCD y seguidamente continuar aumentando.

Gráfica 5-27 Evolución histórica y proyección de demanda de gas natural I sector eléctrico, según sus componentes.



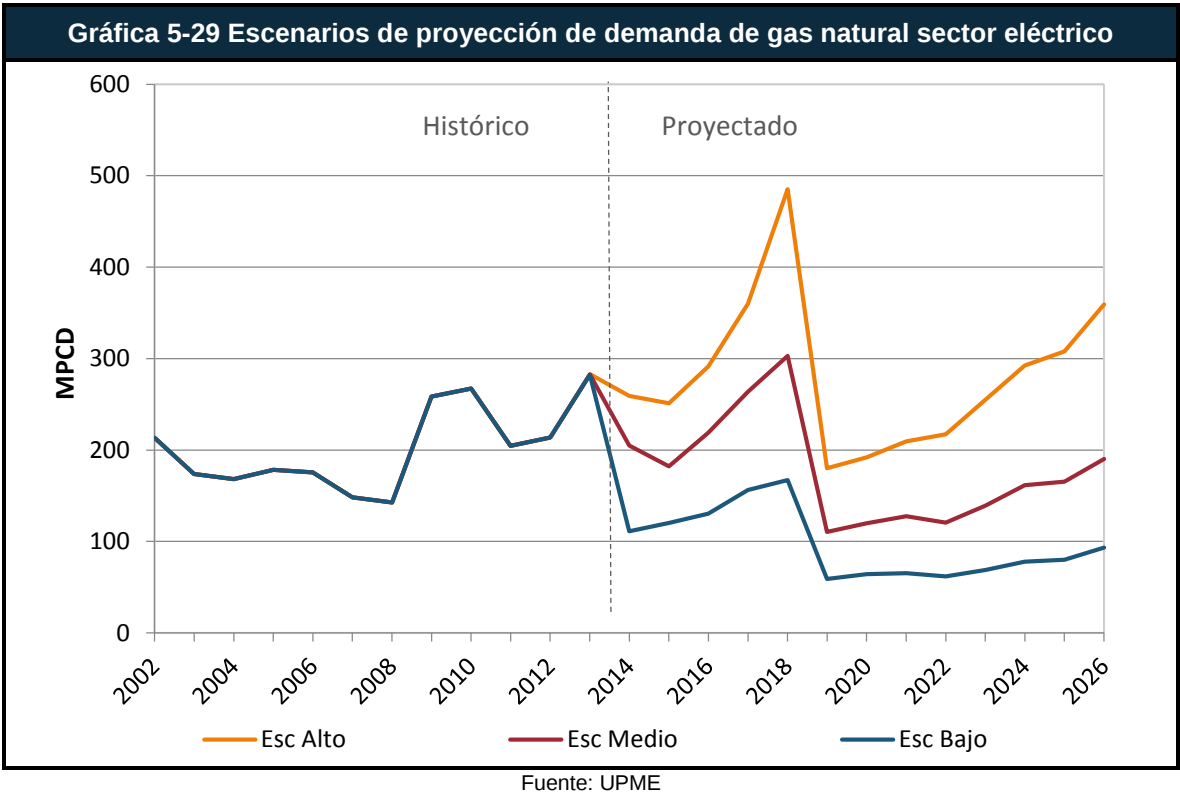
Fuente: XM

Gráfica 5-28 Evolución histórica y proyección de demanda regional de gas natural sector eléctrico.



Fuente: XM

De otra parte, la Gráfica 5-28 presenta la distribución regional del consumo de gas natural del sector eléctrico, en la cual se mantiene a futuro la mayor participación de la Costa Atlántica en el total nacional.



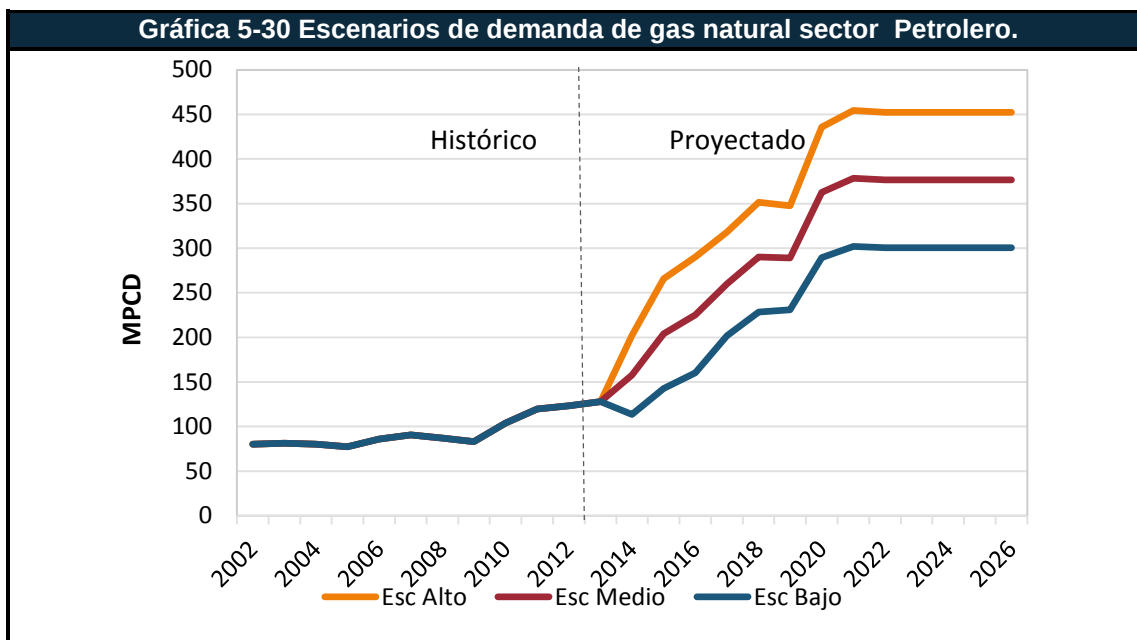
Las demás regiones no manifiestan por ahora cambios notorios o incrementos significativos que modifiquen la estructura actual. Sin embargo, en la medida en que se adelanten los análisis de confiabilidad y vulnerabilidad del sector eléctrico, se tomarán las decisiones pertinentes que conlleven a garantizar la atención de la demanda.

5.3.6 Demanda de gas natural sector petrolero (Ecopetrol)

5.3.6.1 Metodología

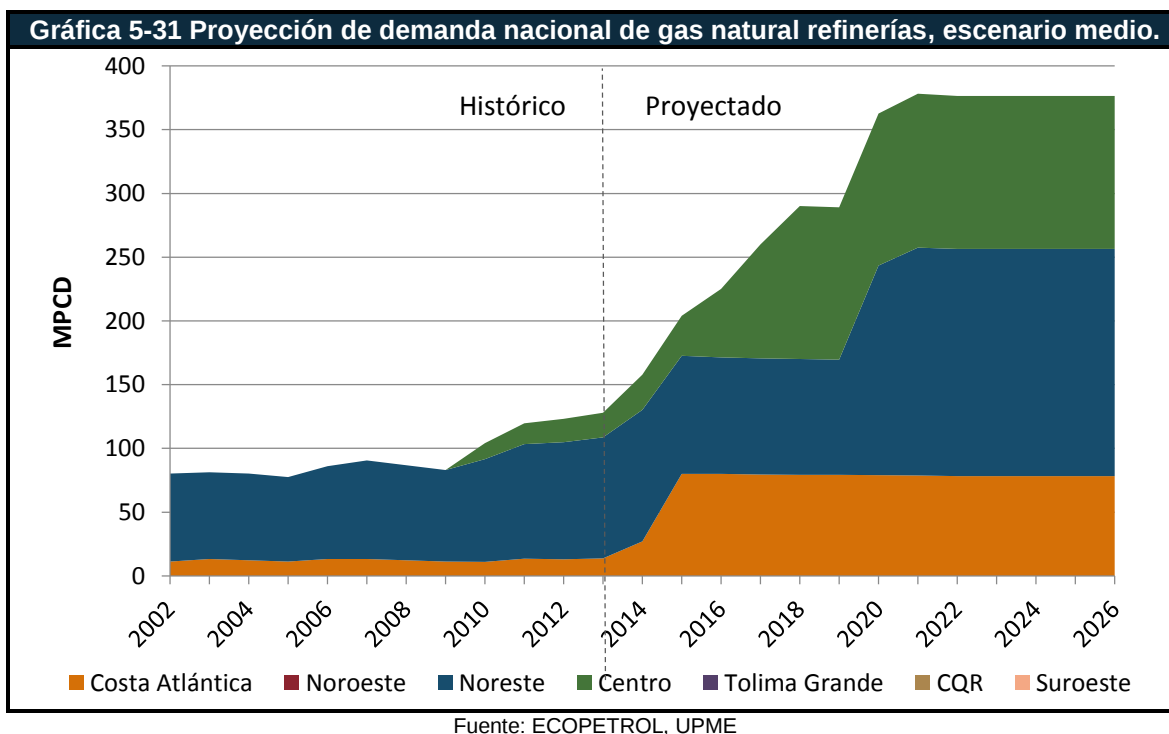
Además de los anteriores sectores, se tiene que las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena y los campos de producción de petróleo de los Llanos Orientales consumen una importante parte de la oferta nacional de gas natural.

La proyección de esta demanda tiene como fuente principal a Ecopetrol, que reporta sus expectativas de consumo de gas natural de acuerdo a sus planes de expansión para las refinerías y de producción de crudo. Los escenarios bajo y alto se establecen a través del error esperado de la serie histórica de consumo de gas natural de propio Ecopetrol (ver Gráfica 5-30).



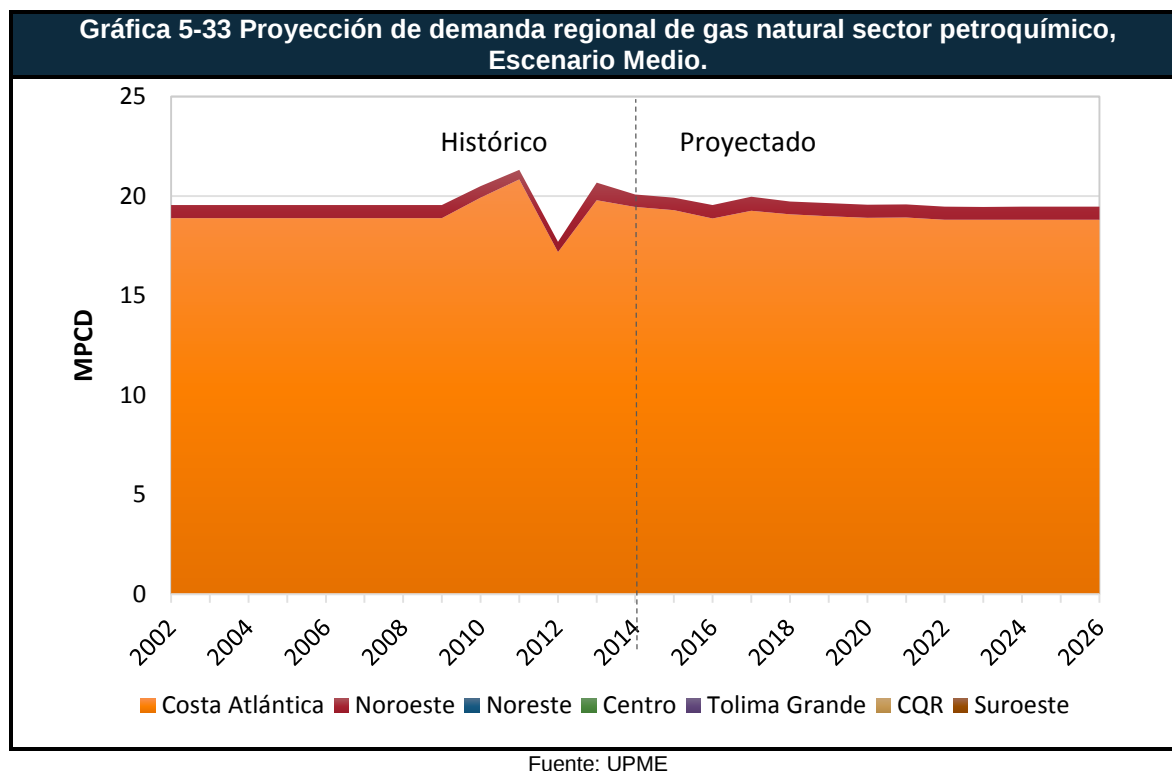
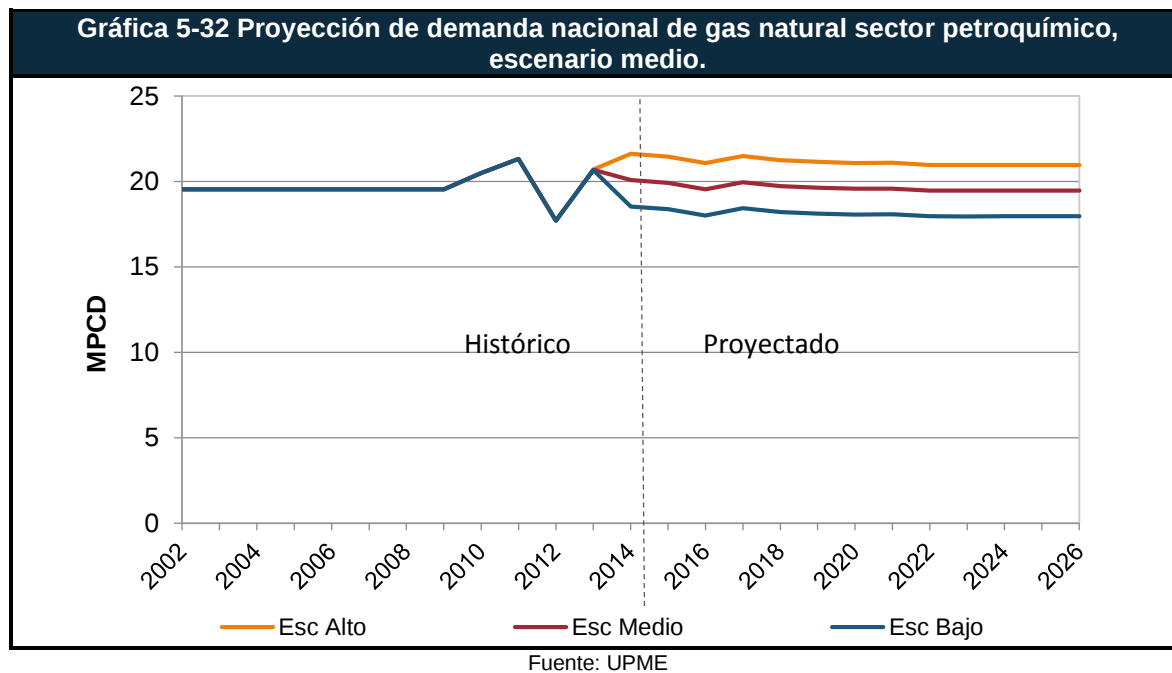
5.3.6.2 Resultados

Los resultados muestran que al final de la década, el consumo total de Ecopetrol alcanzaría 385 MPCD en el escenario medio, los cuales se distribuirían de manera regional según lo presentado en la en la Gráfica 5-31. En dicha gráfica la demanda de la Costa Atlántica corresponde a la Refinería de Cartagena, la de la región Noreste corresponde a la Refinería de Barrancabermeja y la de la región Centro corresponde al consumo de los Llanos Orientales para propósitos de producción de hidrocarburos y generación de electricidad



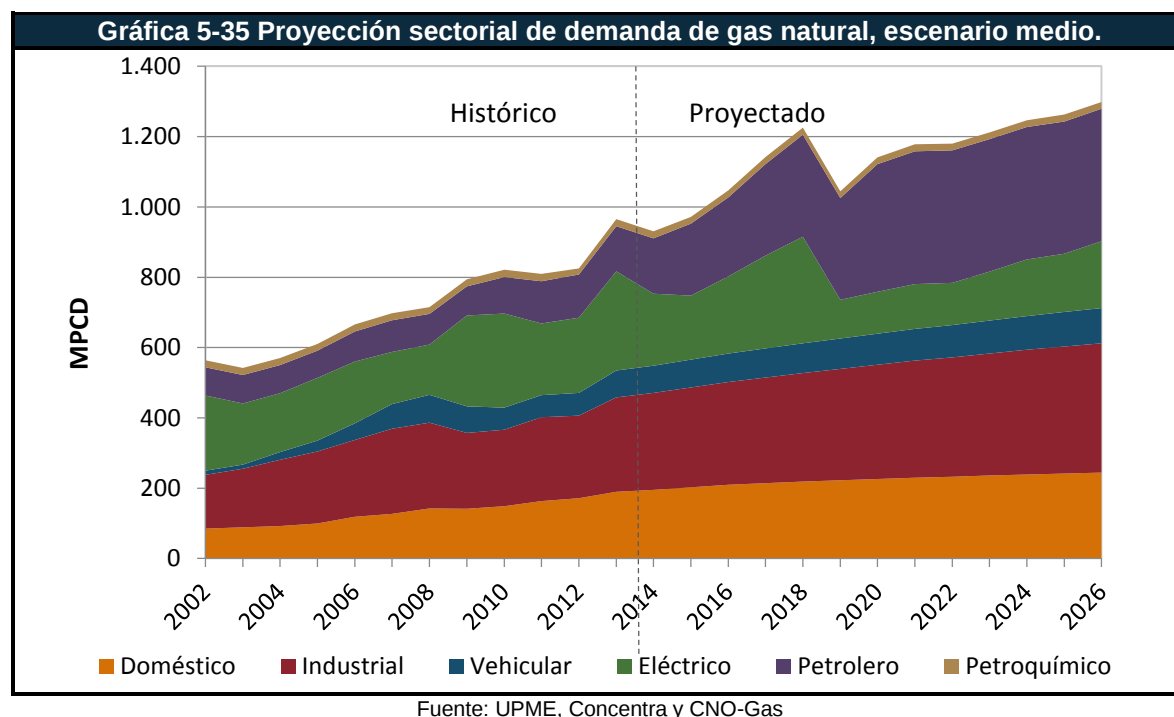
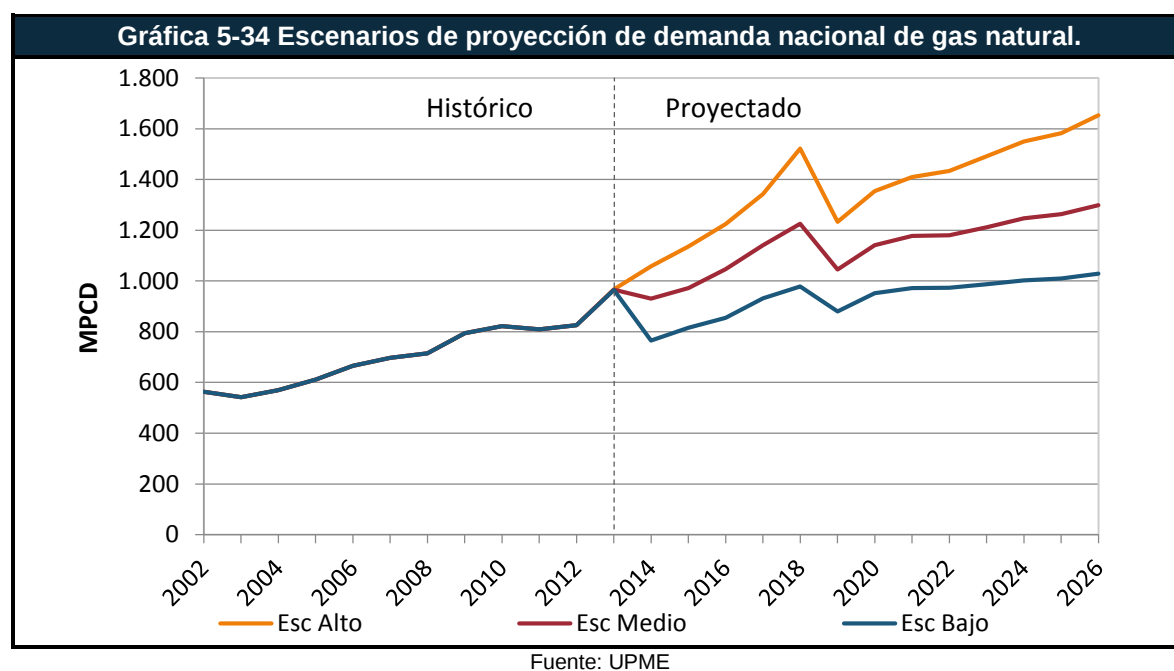
5.3.7 Demanda de gas natural sector petroquímico

La proyección de demanda para el sector petroquímico tiene como fuente los propios agentes. En el escenario medio no se reportan expansiones o nuevos proyectos petroquímicos que demanden mayores cantidades de gas por lo que la proyección conserva los valores históricos. Los escenarios bajo y alto se establecen a través del error esperado de la serie histórica de consumo para este sector Gráfica 5-32.



5.4 Demanda agregada nacional de gas natural

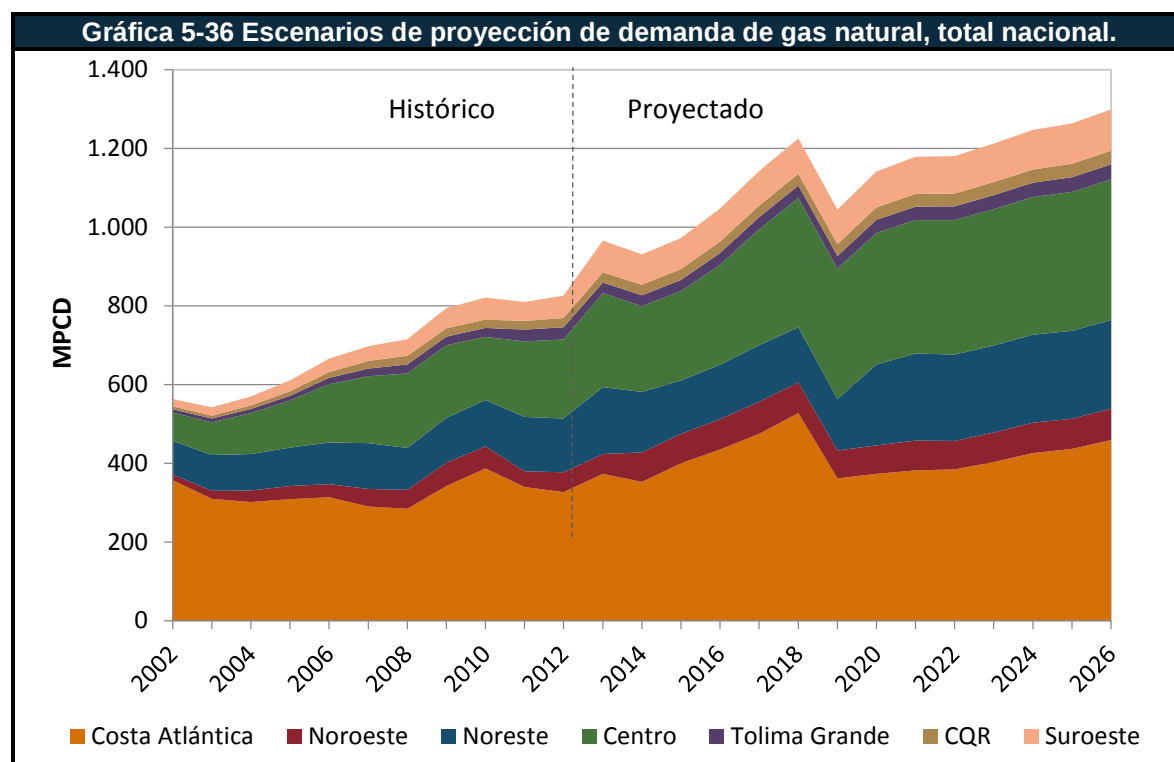
Resultado de la adición de las proyecciones de demanda de gas natural de los sectores antes mencionados se tiene la demanda nacional. Para el escenario medio de proyección se estima una tasa de crecimiento promedio anual de 3,9% en los próximos diez años, de manera que en el año 2022 la demanda agregada de gas natural alcance una magnitud de 1.180 MPCD. En los escenarios alto y bajo se proyectan tasas de crecimiento promedio para los próximos diez años de 5,9% y 3,0%, respectivamente.



A escala sectorial es notable el incremento en la participación del sector eléctrico en la demanda de gas natural, en razón a la expansión de la capacidad de producción de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja y el aumento del consumo relativo a la producción de hidrocarburos en los Llanos Orientales a lo largo de la presente década.

En contraste con lo anterior, el sector eléctrico reduce significativamente su consumo y participación al final de la presente década debido a la reducción de las restricciones eléctricas, una vez esté en operación la línea de transmisión Cerromatoso - Chinú – Copey.

A escala regional no se prevén grandes cambios en la participación de las regiones en el consumo nacional de gas natural. Es notable el aumento del consumo en la región noreste en razón de la expansión de la capacidad de producción de la Refinería de Barrancabermeja en la presente década tal como se registra en la Gráfica 5-36.

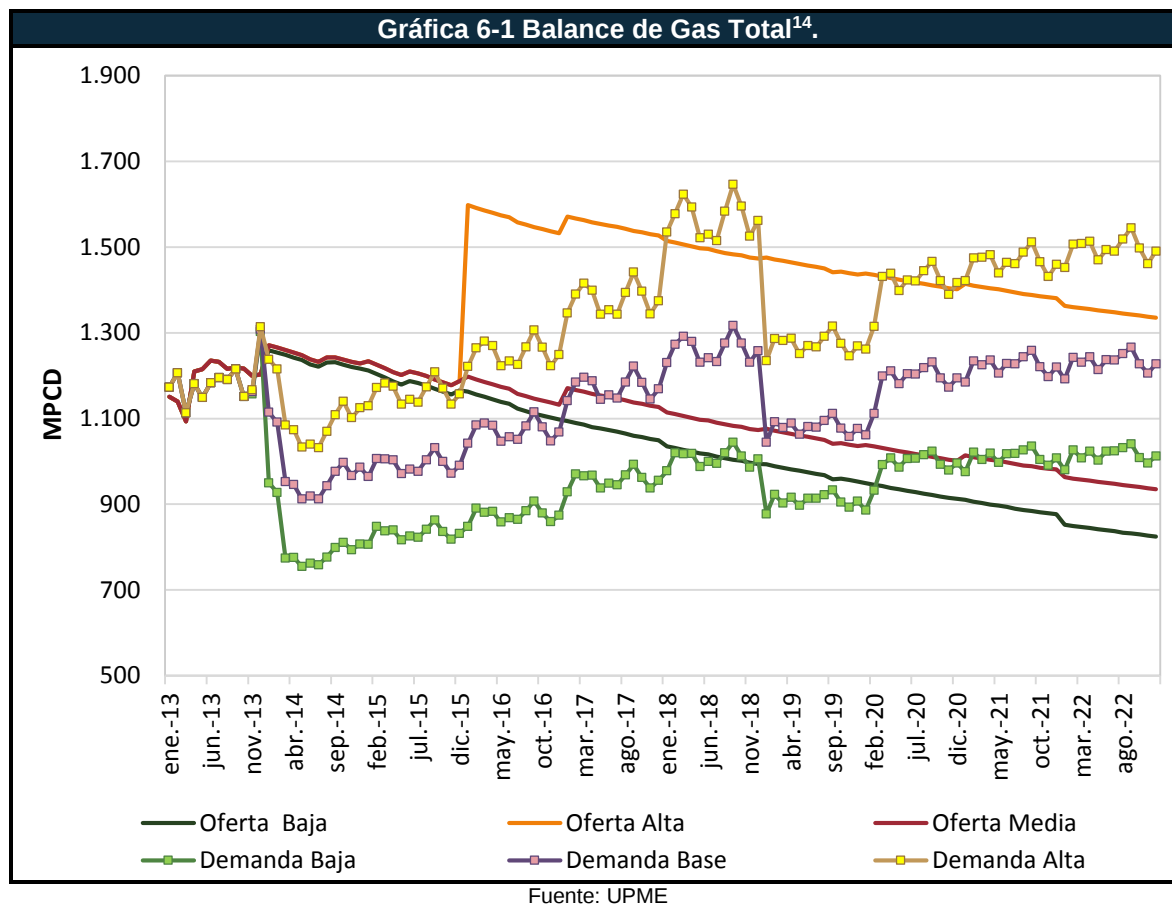


Fuente: UPME, Concentra y CNO-Gas.

6 Balance de gas natural.

6.1 Balance de oferta y demanda.

Luego de considerar las alternativas de suministro de gas natural estimadas para los análisis de planeación de mediano y largo plazo con las cuales se atenderá la demanda futura se contrastaron con los distintos escenarios de demanda estimados por UPME, tal como se describen en el capítulo 5. Se efectuaron los correspondientes balances con una resolución mensual a fin de establecer con detalle los periodos en los cuales podrían presentarse superávits o déficits de gas natural a nivel nacional



Son diversas las hipótesis que se pueden presentar en razón a la falta de certeza respecto a los perfiles de producción de los distintos campos y de que efectivamente el consumo futuro se comporte como las previsiones definidas, por ello el análisis sobrepasa el escenario considerado por la regulación para efectos de definir el mecanismo de comercialización en el mercado primario, el cual corresponde al de oferta baja o declaración de producción y el bajo de demanda.

Cabe decir que mediante la técnica de escenarios y con el propósito de buscar una amplia gama de trayectorias futuras que permita reducir el grado de incertidumbre de mediano y

¹⁴ Oferta baja: producción de reservas probadas. Oferta media: producción de reservas probadas, probables y posibles. Oferta alta: producción de reservas probadas, probables y posibles más 400 MPD de gas importado (planta de regasificación de Cartagena, que entraría en operación a más tardar en enero de 2016).

largo plazo, se consideraron escenarios alternativos de oferta y demanda y en virtud de los observaciones realizadas, el período que se observa crítico o de crisis es eventualmente el del próximo quinquenio - en tanto se espera incorporar nuevas reservas después de 2015- y ello únicamente en caso de que las hipótesis de oferta interna no llegaran a cumplirse y las de demanda, fuesen las correspondientes a los escenarios más exigentes. Aun así, es posible que se produzca durante el lapso 2014-2016 alguna escasez de suministro, de presentarse, bajo aporte hidráulico, que obligue un mayor uso de la generación eléctrica con gas natural.

Según los análisis efectuados se presentan tres casos tipificados respecto al balance oferta y demanda de gas:

Escenario no crítico: La oferta nacional cubre el 100% de la demanda en el corto plazo (oferta baja - demanda baja), lo que supone que no se requiere la entrada de la planta de regasificación y se mantiene la producción de los campos según lo planificado por cada uno de los productores. En tal caso no existe déficit y el plazo para incorporar nuevas reservas es prolongado ya que la oferta interna alcanzaría a cubrir la demanda proyectada hasta 2020 y los nuevos desarrollos (escenario base de incorporación de reservas presentado en el capítulo 5) le darían holgura hasta más allá del año 2025, con posibilidad de incrementar los volúmenes de exportación vía tecnología de licuefacción.

A partir de allí es necesario que se incremente la oferta interna, pero el horizonte de tiempo y los programas de exploración según las perspectivas de la ANH tendrían mayor probabilidad de cumplirse. En este escenario la oferta nacional podría cubrir el 100% de la demanda proyectada.

Escenario crítico: En este caso se analizan las mejores perspectivas de cada campo y se incluye la planta de regasificación de 400 MPCD ya en marcha, para atender las inflexibilidades que genera el sector eléctrico, ocasionadas por la necesidad de generación de seguridad o fuera de mérito (oferta alta – demanda alta). Como se observa en la gráfica 6-1, el escenario alto de demanda presenta un máximo en el 2018 de cerca de 1.650 MPCD, y un posible desequilibrio durante prácticamente todo ese año, el cual sería necesario resolver pagando el costo correspondiente de disponer tanto del gas, como la electricidad requerida por la demanda.

Escenario realista: En esta tercera opción se consideró una oferta con alto grado de incertidumbre acerca de la prospectiva de los campos o de otro tipo de limitaciones como el desarrollo de las reservas probables y posibles que podrían restringir la oferta nacional de gas natural, pero complementada con los volúmenes de gas importado que aportaría la planta de regasificación, y por el lado de la demanda se consideró el escenario medio (declaración de producción más planta de regasificación y demanda media). En este caso se requeriría de un sistema complementario de oferta a partir del año 2021 para garantizar el abastecimiento nacional de gas.

Como se puede apreciar los tres escenarios plantean soluciones disímiles para fortalecer el abastecimiento, razón por la cual se hace necesario evaluar el conjunto de alternativas de abastecimiento disponibles, sus costos aproximados, sus ventajas y desventajas y los riesgos que cada opción ofrece.

Según los resultados del escenario normativo, en enero de 2018 se cruzaría la oferta de gas natural baja con el escenario de demanda bajo, dando señales de alerta. En tanto las

demandas proyectadas no incluyen las exportaciones a Venezuela, esta holgura, a corto plazo, podría indicar posibilidades de continuar exportando siempre y cuando el mercado de Venezuela requiera de ese gas y los escenarios de oferta logren concretarse.

Sin embargo, en caso que el escenario de oferta llegara a ser el bajo, las crisis se presentarían desde 2017 para el escenario medio de demanda y en diciembre de 2015 para el caso de demanda alta. Pero en caso de continuar exportando a Venezuela y frente a un escenario alto de demanda, los problemas se presentarían aún en el caso de los escenarios de oferta más favorables.

Fenómenos como El Niño, hacen que se piense en alternativas de tipo térmico para generación de electricidad, de modo que se pueda suplir el recurso hídrico cuando ocurren estas condiciones climáticas que reducen los caudales de los ríos. La demanda de gas del sector termoeléctrico, en estos casos, podría afectar drásticamente la disponibilidad de gas para otros mercados (industrial, residencial, GNV) y más aún respecto a las posibilidades de exportar.

Adicionalmente, se tiene el mercado industrial, en donde la demanda de gas presenta un considerable elemento aleatorio, lo que genera incertidumbres en los modelos de predicción. El comportamiento de la oferta o la demanda de gas está sujeto a importantes indeterminaciones, lo cual implica desviaciones considerables en los parámetros que surgen de un modelo determinístico.

Este resultado se puede ver tanto en la demanda como en la oferta y, por tanto, se debe optar por medir la probabilidad de ocurrencia de los eventos, de modo que el análisis del comportamiento del gas pueda también arrojar resultados sobre las varianzas de los parámetros.

El enfoque probabilístico, considera para cada variable incierta y relevante, una distribución de probabilidades de ocurrencia. Ello implica considerar los parámetros de oferta y demanda de cada escenario como incierto y determinar, bajo un grado de probabilidad, cuál sería la magnitud del balance oferta-demanda en un período determinado. Aun cuando la gama de resultados puede resultar amplia, el enfoque permite una discusión abierta de la problemática de forma tal de contribuir a la selección de la opción más conveniente.

6.2 Análisis Estocástico de la oferta y la demanda

Teniendo en cuenta las incertidumbres que se presenta tanto en la oferta como la demanda se requiere una caracterización apropiada de cada una de estas variables, al igual que se debe tener en cuenta las limitaciones de capacidad de gasoductos, lo que puede ocasionar un incremento de los volúmenes de gas no suministrado, además de la simple diferencia entre oferta y demanda, replanteando el dimensionamiento de posibles esquemas complementarios de suministro (importación vía gasoducto o planta de regasificación).

En tal sentido se realizó un análisis estocástico del comportamiento de la demanda y la oferta de gas, cuyo resultado es la determinación de densidades de probabilidad de cada una de las variables, partiendo de las series originales suministradas por CONCENTRA complementadas con información de los agentes.

Adicionalmente, los fenómenos de oferta y demanda se consideraron independientes, pues no existe correlación evidente entre los sectores que consumen el gas natural y las reservas

existentes y finalmente el objetivo central es determinar el grado probable de desabastecimiento, fuere cual sea la razón, aun cuando el análisis necesariamente se sesgue hacia la cuantificación de la insuficiencia probable de oferta en términos físicos y no contractuales.

La porción estocástica del plan indicativo de abastecimiento de gas natural se presenta a continuación: 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 para la oferta de gas natural. En tercer lugar se contrasta la demanda y la oferta para determinar el valor esperado del déficit o superávit.

6.2.1 Marco teórico de la demanda de gas

Para el análisis estocástico de la demanda de gas, se partió de la hipótesis de que cada serie (cada uno de los escenarios propuestos) pueden descomponerse en su parte determinística y estocástica, las cuales pueden ser detectadas y separadas mediante un análisis espectral.

El procedimiento utilizado consistió en detectar la posible presencia de ruido blanco gaussiano, medir su varianza, y así determinar la función de probabilidad a la que corresponde.

Para la determinación del ruido se efectuó el análisis espectral de Fourier, en el que a la señal de demanda se le toma la FFT (Transformada rápida de Fourier). Esto es, si se tiene una serie de demanda dada por x_n , ésta se puede descomponer en componentes complejas X_k relacionadas por la siguiente ecuación:

$$X_k = \sum_{n=0}^{N-1} x_n \exp\left(-\frac{2\pi j}{N} nk\right) \quad (6-1)$$

En la ecuación (1) N representa la longitud de la serie.

De la misma forma, se puede recuperar la señal original conociendo sus componentes espectrales mediante la siguiente relación:

$$x_n = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} X_k \exp\left(\frac{2\pi j}{N} nk\right) \quad (6-2)$$

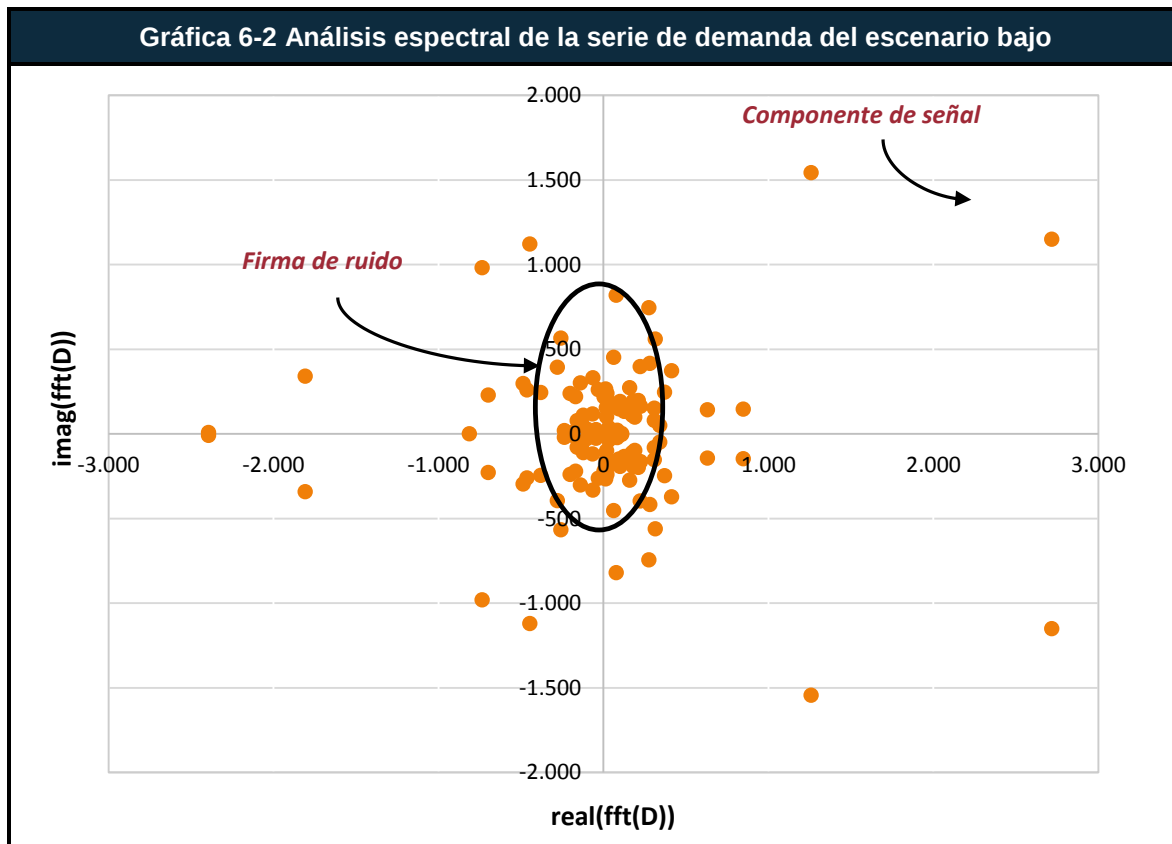
De estas dos ecuaciones se deben resaltar las siguientes propiedades:

- Las componentes espectrales X_k son esencialmente complejas.
- Si la serie x_n presenta ruido blanco, esta dejará una firma consistente en una distribución circular alrededor del origen del plano complejo en el dominio de las X_k .

Debido a que las fuertes oscilaciones pueden afectar el reconocimiento de dicha firma, sólo se decidió trabajar con el escenario medio de demanda por las siguientes consideraciones:

- ❖ Todos los escenarios están afectados bajo el mismo tipo de ruido.
- ❖ Los escenarios bajo y alto presentan picos debido al comportamiento de la demanda en el sector eléctrico. Dichos cambios afectan el reconocimiento de la firma de ruido.
- ❖ El escenario medio es el más confiable para determinar el nivel de ruido de la señal de demanda.

Para el análisis espectral se tomó la serie correspondiente al escenario medio y sus resultados se muestran en la Gráfica 6-2. Cada componente X_k se ha ubicado en el plano complejo tomando su parte real e imaginaria como sus coordenadas.



Fuente: UPME

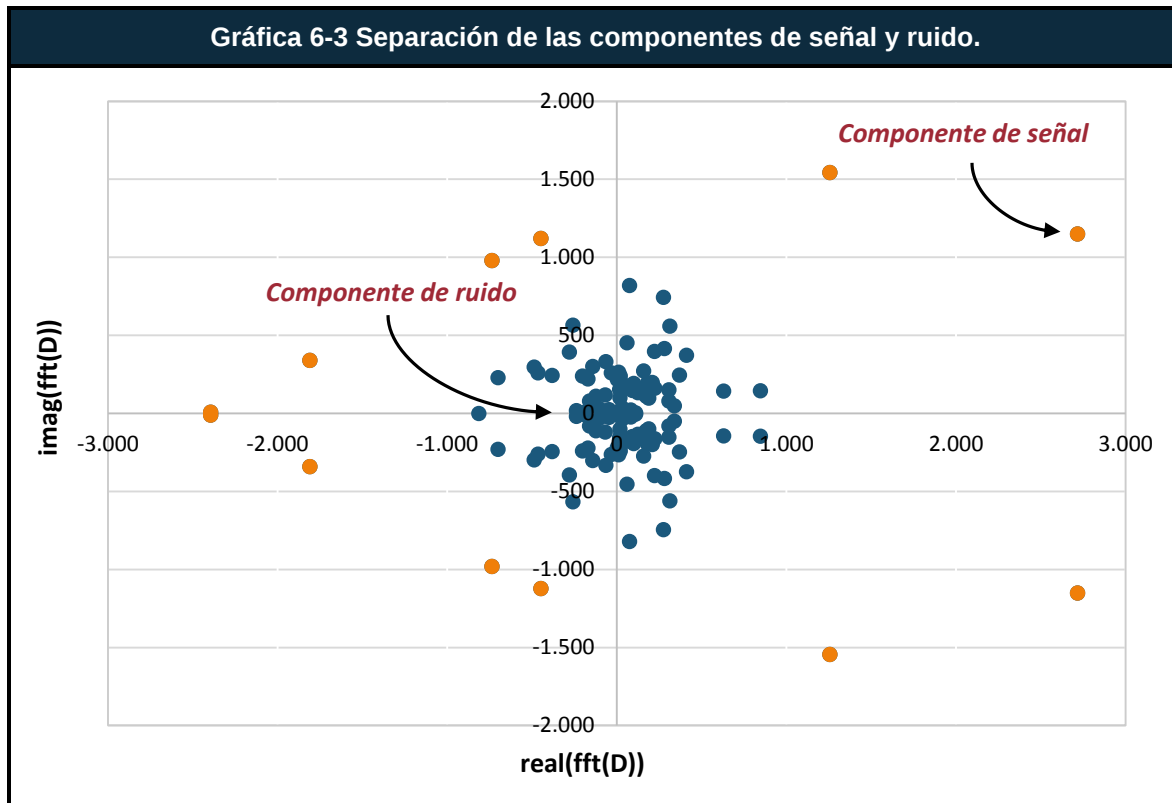
El procedimiento que se utilizó fue el de tomar la desviación estándar de las componentes espectrales X_k de la siguiente forma:

$$\exp\left(-\frac{|X_k|^2}{r^2}\right) \leq 0.0723 \quad (6-3)$$

Donde r representa la desviación estándar de los coeficientes espectrales y corresponde al valor de 1.041 MPCD. r fue calculado como:

$$r = \sqrt{\frac{1}{N-2} \sum_{k=1}^{N-1} \left| X_k - \frac{1}{N-1} \sum_{m=1}^{N-1} X_m \right|^2} \quad (6-4)$$

La cual representa una desviación estándar de una serie compleja. Debido al gran valor de X_0 este fue omitido en el cálculo. Los valores que se encuentran por debajo del umbral de (6-3) corresponden a distancias que se encuentran a 1,47 veces la desviación estándar. Lo anterior significa que es sólo 7,23% creíble que dichas componentes configuren el ruido. En la Gráfica 6-3, se muestra cómo opera dicho procedimiento de filtraje.

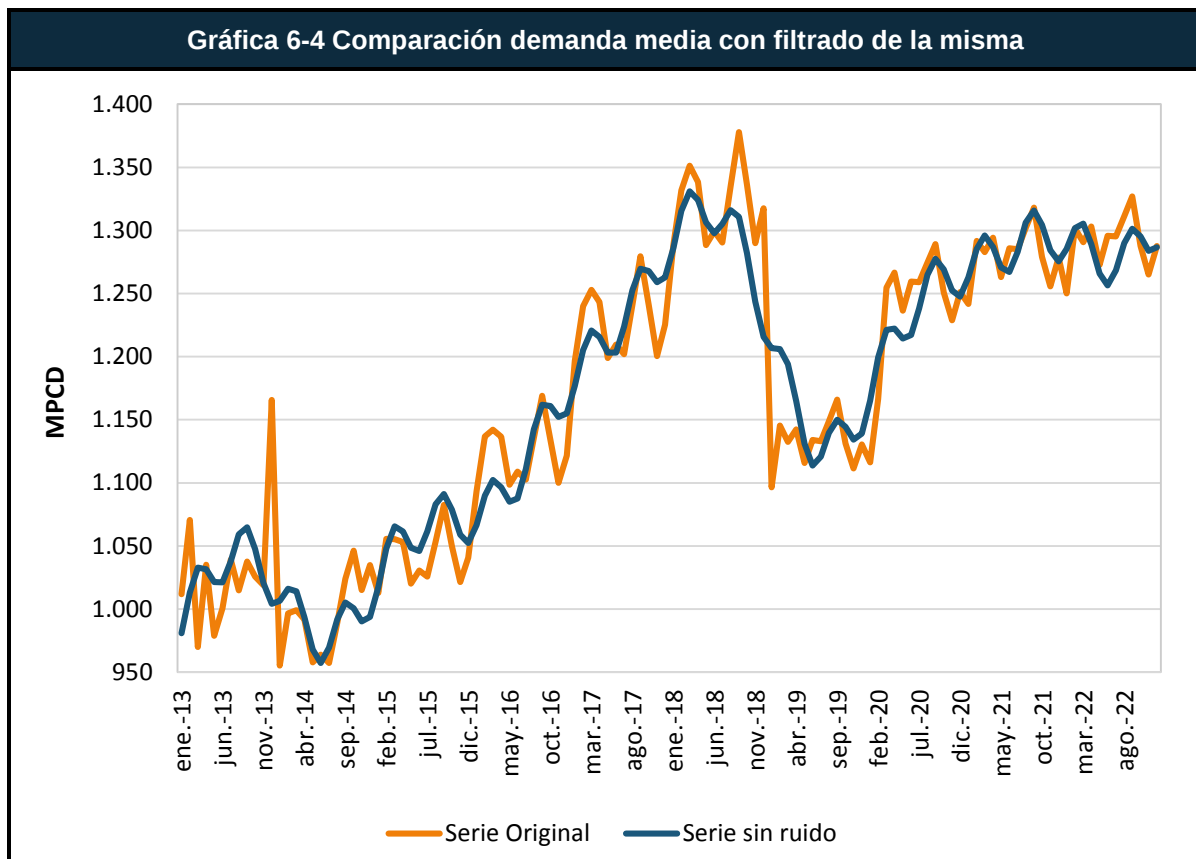


Los índices de frecuencia (k) que configuran la señal son entonces reducidos y corresponden cerca del 10% de toda la muestra de coeficientes. Estos índices son: (3,119), (2,120), (5,117), (4,118), (7,115), y (21,101).

6.2.2 Resultados de la demanda

Se realizó el proceso de reconstrucción de la señal mediante la ecuación (6-2) utilizando solo las componentes asociadas a la señal. Posteriormente, se tomó la diferencia entre la señal reconstruida y la señal original, y se comparó con la correspondiente a ruido blanco gaussiano, observándose una alta concordancia, excepto en el año 2018 (intervalo de meses de 60 a 80 diciembre de 2017 a agosto de 2019) donde se prevé un aumento de la demanda que se aleja del comportamiento normal.

En la Gráfica 6-4, se comparan la serie original (escenario medio de demanda) y la serie sin ruido, recuperada mediante el proceso de filtrado mostrado en la ecuación (6-3). La diferencia es la señal de ruido que le aporta la incertidumbre a la demanda.



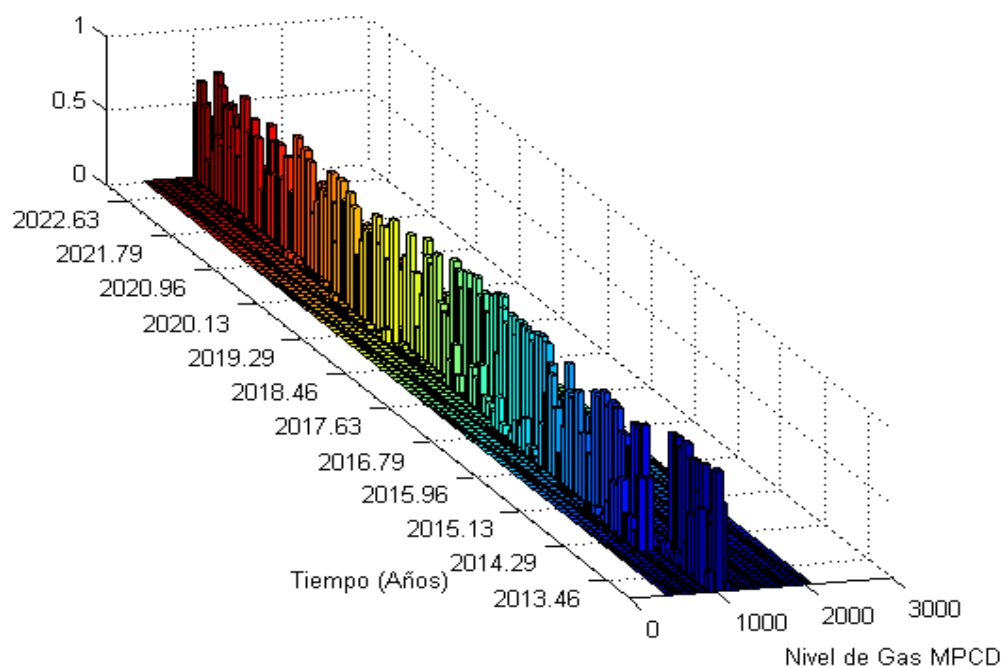
Fuente: UPME

Para construir la densidad de probabilidad se siguió el método de Monte-Carlo, en donde a la serie original, bien sea de escenario bajo, medio o alto, se le agrega un ruido blanco, con media nula y con la desviación estándar calculada con en el procedimiento anteriormente descrito.

El mismo tipo de ruido fue utilizado en todos los escenarios, pues las hipótesis que hacen diferentes a cada uno de éstos son de naturaleza determinística y no corresponden al componente de ruido observado en las series.

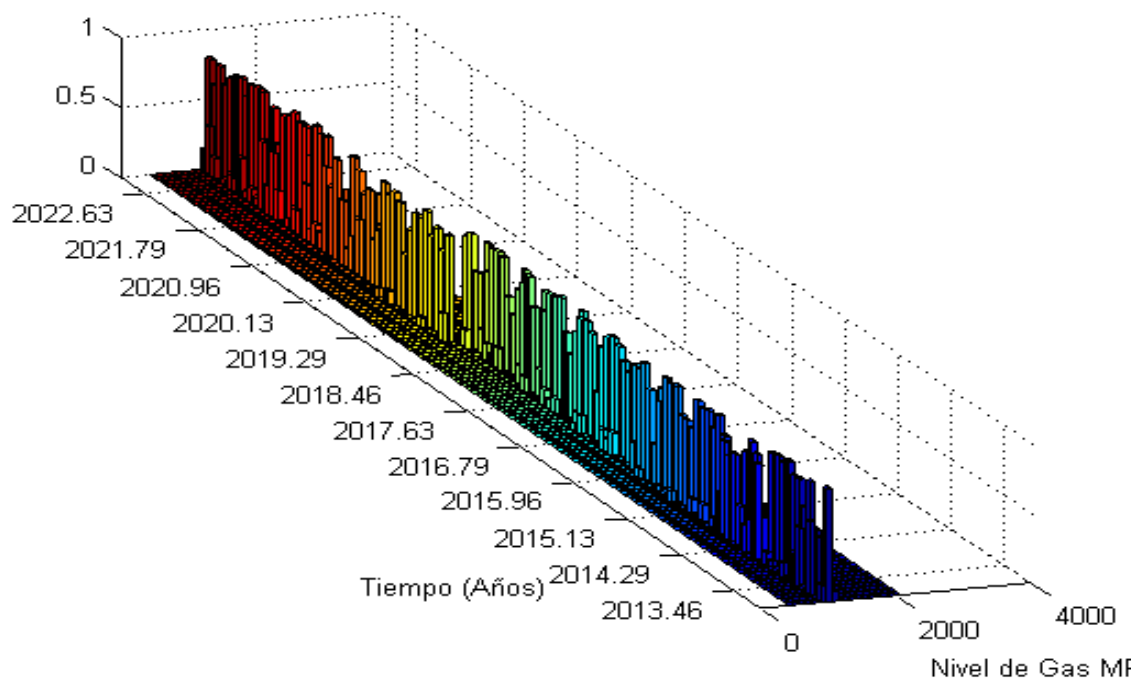
A continuación, se presentan los histogramas correspondientes para cada tipo de escenario. Se observa que, a partir de 1.000 simulaciones, los histogramas comienzan a presentar convergencia, de modo que se tiene alta certidumbre sobre las probabilidades calculadas. En las siguientes gráficas (Gráfica 6-5, Gráfica 6-6 y Gráfica 6-7) se presentan las funciones de probabilidad de los escenarios bajo, medio y alto de demanda de gas.

Gráfica 6-5 Función de densidad de probabilidad escenario bajo de demanda



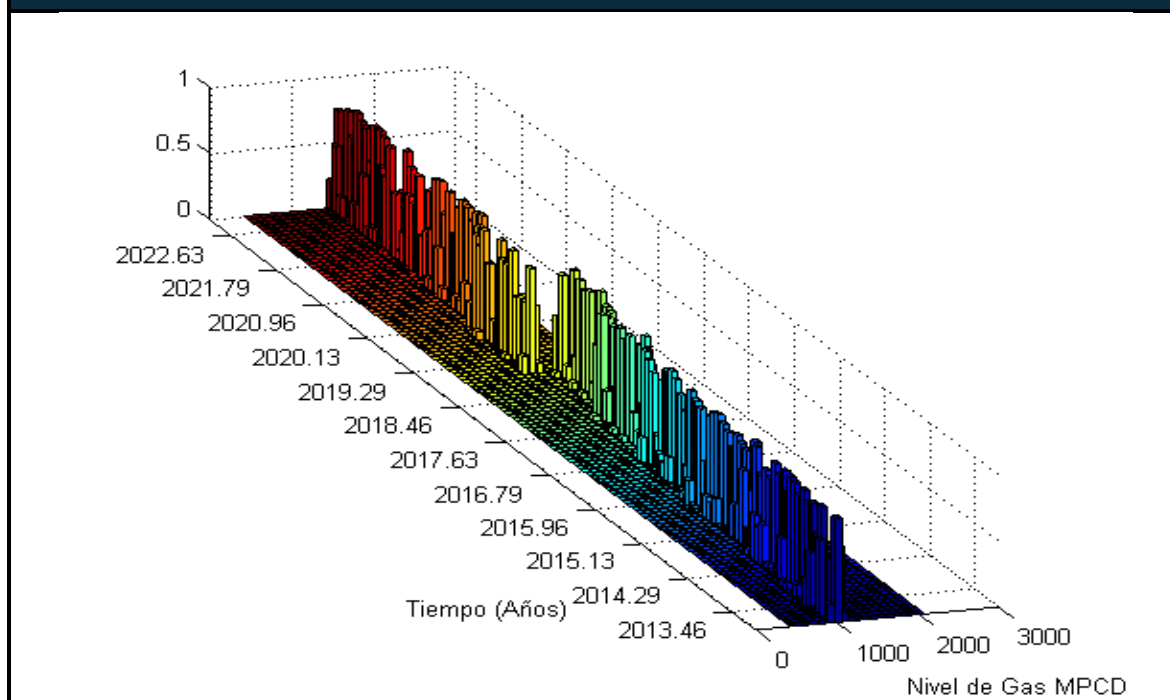
Fuente: UPME

Gráfica 6-6 Función de densidad de probabilidad escenario medio de demanda



Fuente: UPME

Gráfica 6-7 Función de densidad de probabilidad escenario alto de demanda



Fuente: UPME

6.2.3 Resumen del análisis estocástico de la demanda

Se desarrolló un procedimiento estocástico para determinar la distribución de probabilidad de la demanda de gas natural basado en la detección del ruido presente en la serie de demanda estimada. El proceso de extracción de ruido blanco consistió en un análisis de sus componentes espectrales utilizando la transformada discreta de Fourier. Se extrajo la componente de señal combinando los coeficientes de Fourier que tiene elevada magnitud y, por tanto, no son probablemente ruido mediante un procedimiento de verosimilitud.

Al comparar la señal generada por el resto de coeficientes, se observa gran concordancia con una señal correspondiente a ruido blanco gaussiano, que presenta, bajos coeficientes de correlación ante rezagos de la misma.

Finalmente, se realizó un procedimiento de generación de ruido aleatorio con la varianza obtenida de los coeficientes de ruido y se adelantaron simulaciones de Monte-Carlo para generar histogramas que permitieron estimar la función de densidad de probabilidad de cada uno de los escenarios de demanda. Por no contar con la probabilidad de ocurrencia de cada escenario, los resultados se presentan por separado.

6.2.4 Marco teórico de la oferta de gas

En el caso de la oferta, a diferencia de la demanda, no se tiene un comportamiento de ruido blanco, sino que los escenarios de oferta son definidos en función del tipo de reservas, las cuales son definidas a nivel internacional y la ANH acogió tales conceptos.

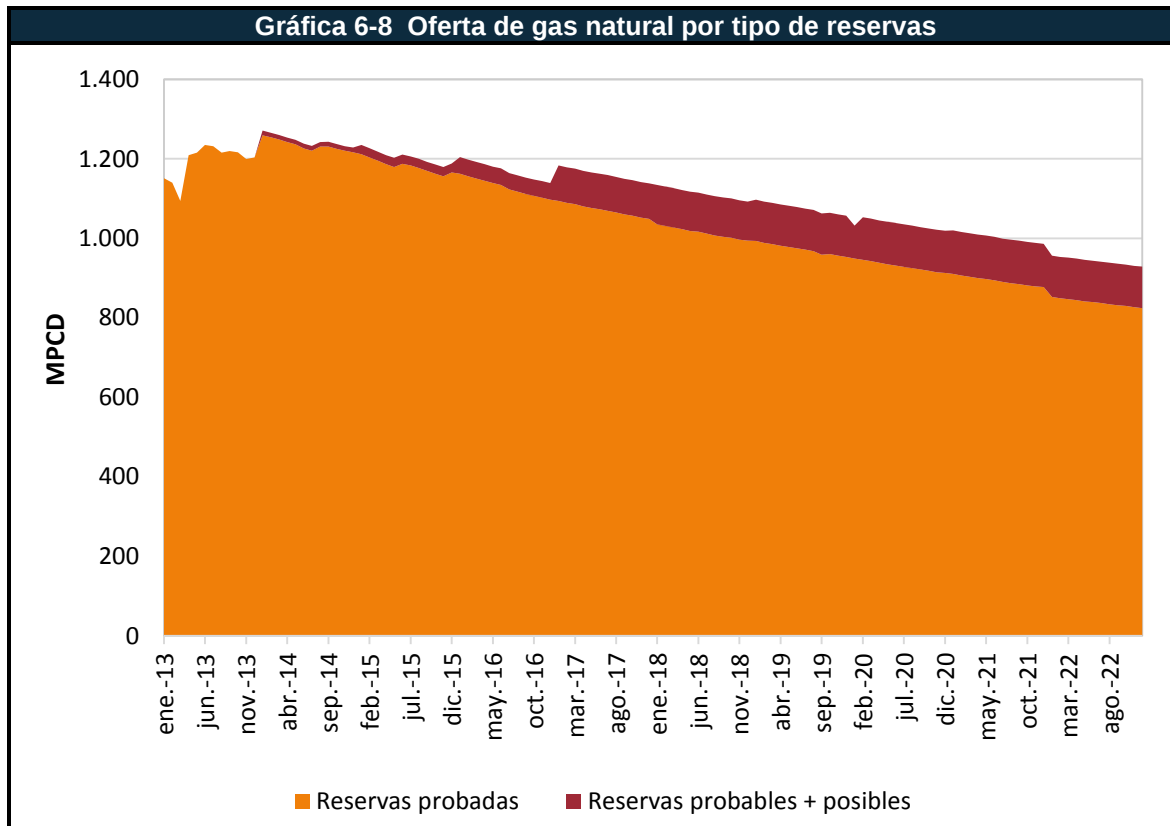
De esta forma se analizan tres escenarios de oferta contruidos a partir de los diferentes tipos de reservas: 1. reservas probadas, 2. reservas probadas y probables, y 3. reservas probadas, probables y posibles.

Una hipótesis que se debe agregar al modelo de oferta, es la relacionada con disponibilidades de cada uno de los tipos de reservas (probadas, probables y posibles), que son independientes entre sí, pues cada uno de estos recursos considerados son diferentes. Dicho en otras palabras, la disponibilidad de las reservas probadas es independiente de la disponibilidad de las reservas probables y posibles; a su vez, la disponibilidad de las reservas probables es independiente de la disponibilidad de las reservas posibles.

Por otra parte, según estándares internacionales y criterios adoptados por la ANH, como se mencionó anteriormente se tiene que:

- Las reservas deben igualar o exceder la estimación baja con una probabilidad del 90%. Esta probabilidad se ha denominado P_B .
- Las reservas deben igualar o exceder la estimación media con una probabilidad del 50%. Esta probabilidad se designó P_M .
- Las reservas deben igualar o exceder la estimación alta con una probabilidad del 10%. Esta probabilidad corresponde a P_A .

En la gráfica 6-8 se puede apreciar la oferta por tipo de reserva, donde se indica que el perfil de producción asociada a las reservas probadas supera ampliamente el perfil de producción de los otros dos tipos de reservas.



Partiendo de las siguientes convenciones, se estimó la probabilidad de cada uno de los escenarios propuestos.

R_i Se dispone de la reserva i

$\bar{R}_i$ No se dispone de la reserva i

$i = 1$ Reservas probadas

$i = 2$ Reservas probables

$i = 3$ Reservas posibles

S_i Señal de oferta por reserva i

En primera instancia, dado que la oferta por las reservas probadas (R_1) corresponde a la estimación baja, en otras palabras a los niveles de producción declarados por los operadores de los campos y que permitirán abastecer la demanda, la probabilidad que esta ocurra, según los estándares adoptados, sería:

$$P(R_1) = P_B = 0,9 \quad (6-5)$$

En el caso de la estimación media (reservas probadas y probables), el escenario entonces está constituido por:

$$P(R_1 R_2) = P(R_1 R_2 R_3) + P(R_1 R_2 \bar{R}_3) = P_M = 0,5 \quad (6-6)$$

En el caso del escenario de estimación alta (reservas probadas, probables y posibles), solo se iguala cuando se dispone de los tres tipos de recursos. De esta forma se obtiene:

$$P(R_1 R_2 R_3) = P_A = 0,1 \quad (6-7)$$

6.2.5 Resultados del análisis de la oferta de gas natural

La tabla 6-1 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. Es necesario recordar, como se mencionó con anterioridad, que reservas de tipos diferentes son independientes entre sí:

Escenario	Probabilidad	Señal de oferta
$R_1 R_2 R_3$	P_A	$s_3(t)$
$R_1 R_2 \bar{R}_3$	$P_M - P_A$	$s_2(t)$

$R_1 \bar{R}_2 R_3$	$P_B \left(1 - \frac{P_M}{P_B} \right) \frac{P_A}{P_M}$	$s_3(t) + s_1(t) - s_2(t)$
$R_1 \bar{R}_2 \bar{R}_3$	$P_B \left(1 - \frac{P_M}{P_B} \right) \left(1 - \frac{P_A}{P_M} \right)$	$s_1(t)$
$\bar{R}_1 R_2 R_3$	$(1 - P_B) \frac{P_A}{P_B}$	$s_3(t) - s_1(t)$
$\bar{R}_1 R_2 \bar{R}_3$	$(1 - P_B) \frac{P_M}{P_B} \left(1 - \frac{P_A}{P_M} \right)$	$s_2(t) - s_1(t)$
$\bar{R}_1 \bar{R}_2 R_3$	$(1 - P_B) \left(1 - \frac{P_M}{P_B} \right) \frac{P_A}{P_M}$	$s_3(t) - s_2(t)$
$\bar{R}_1 \bar{R}_2 \bar{R}_3$	$(1 - P_B) \left(1 - \frac{P_M}{P_B} \right) \left(1 - \frac{P_A}{P_M} \right)$	0

Tabla 6-1 Tabla de verdad considera todas las posibilidades de oferta de gas, incluye su probabilidad su producción de gas y resultados de la oferta de gas

Dado que:

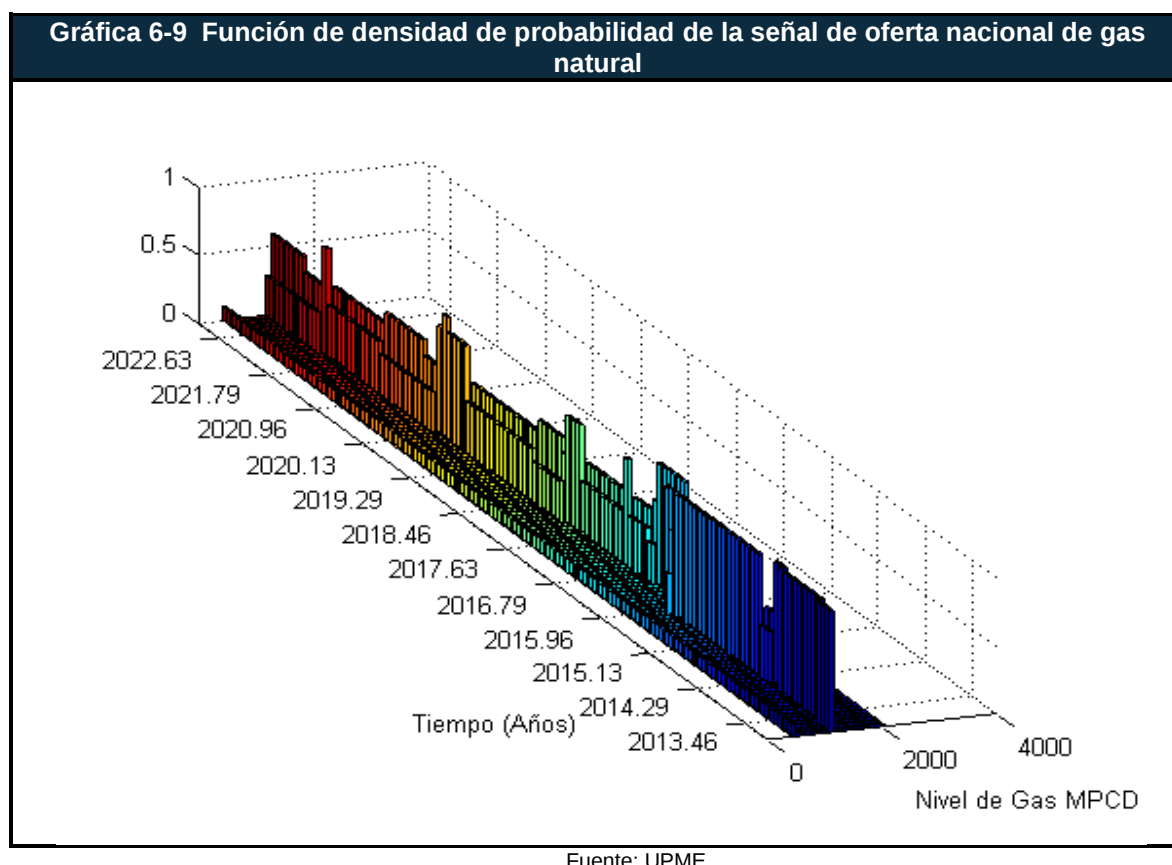
$$\begin{aligned} P_A &= 0,1 \\ P_M &= 0,5 \\ P_B &= 0,9 \end{aligned} \quad (6-8)$$

Las probabilidades de la tabla de verdad son:

Escenario	Probabilidad
$R_1 R_2 R_3$	0,1
$R_1 R_2 \bar{R}_3$	0,4
$R_1 \bar{R}_2 R_3$	0,08
$R_1 \bar{R}_2 \bar{R}_3$	0,32
$\bar{R}_1 R_2 R_3$	0,011111
$\bar{R}_1 R_2 \bar{R}_3$	0,044444
$\bar{R}_1 \bar{R}_2 R_3$	0,0088889
$\bar{R}_1 \bar{R}_2 \bar{R}_3$	0,035556

Tabla 6-2 Tabla de verdad con las probabilidades calculadas, Cumpliendo criterios ANH

Con la información previa, se calcularon los histogramas correspondientes a la función de oferta, en donde, a partir de la probabilidad correspondiente, se genera una señal de oferta completa correspondiente a la columna 3 de la Tabla 6-1.



6.2.6 Resumen del análisis estocástico de la oferta

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, la oferta adquiere una naturaleza estocástica.

De esta forma, tres tipos de escenarios han sido incluidos en el análisis dependiendo de la disponibilidad de las mismas y se ha generado una densidad de probabilidad incondicional gracias a los estándares de probabilidad empleados por expertos internacionales y que la ANH acoge.

6.3 Marco teórico del balance

Al realizar el balance de oferta y demanda se determinan los excedentes o déficits que se presentaran a futuro como consecuencia del crecimiento de la demanda y de la lógica declinación de la producción interna, situación que puede complicarse si existen limitaciones en la infraestructura de transporte, como lo muestra en la siguiente ecuación:

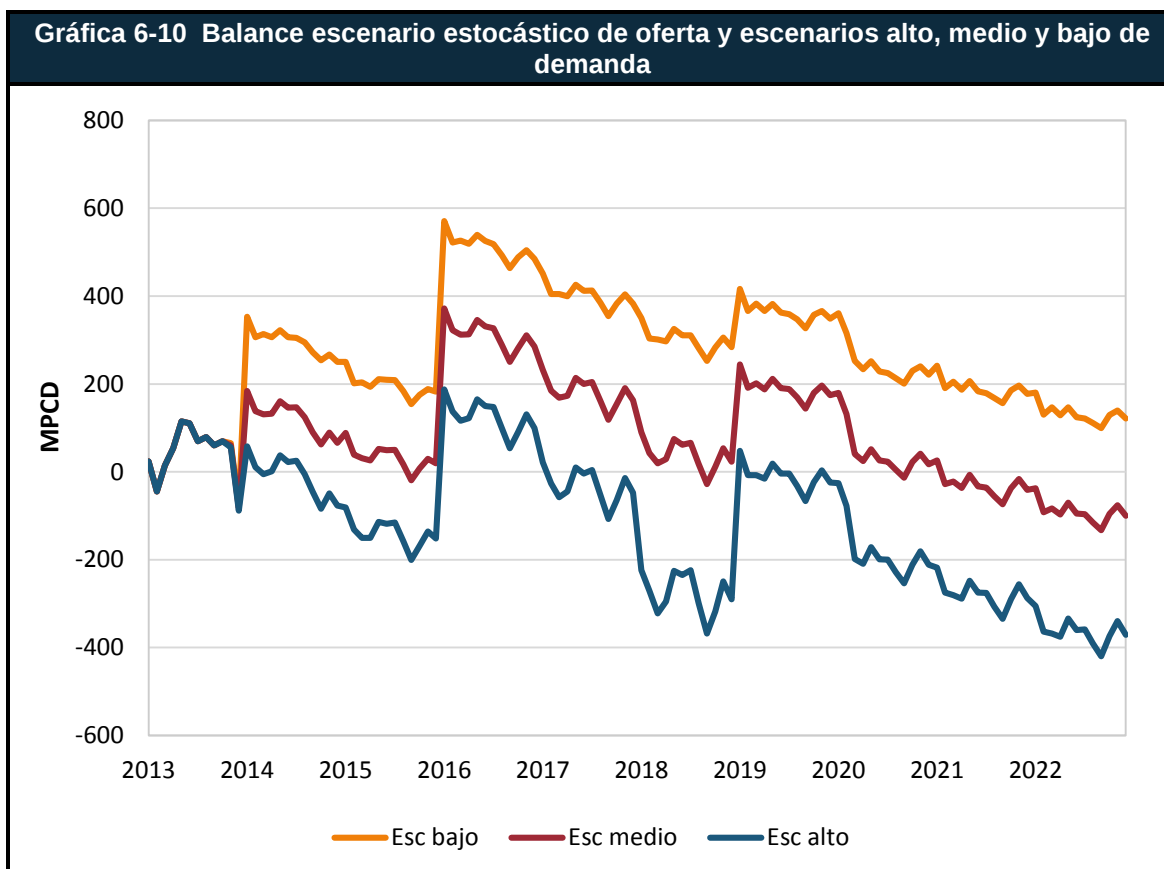
$$E = \sum_{i,j} P_{i,j} (S_j - D_i - L_{i,j}) \quad (6-9)$$

La función L_{ij} corresponde al desabastecimiento generado por limitaciones de capacidad de infraestructura de transporte, lo que lleva a considerar alternativas de expansión de la misma. Sin embargo, en este primer análisis se muestra el razonamiento estocástico del superávit (oferta menos demanda) sin tener en cuenta las limitaciones de transporte.

6.3.1 Resultados del balance

Partiendo de la ecuación 6-9 se realizaron los cálculos cuyos resultados presentan los valores esperados del balance (Gráfica 6-10), teniendo en cuenta el único escenario estocástico de oferta y los tres escenarios de demanda (alto, medio y bajo).

Es necesario señalar que a la oferta nacional contenida en la Gráfica 6-8, se le adicionaron 400 MPCD provenientes de una planta de regasificación localizada en Cartagena, de acuerdo con lo definido recientemente para las generaciones de electricidad de seguridad fuera de mérito. A la oferta de este gas natural importado se le asignó una probabilidad del 100%, teniendo en cuenta que el proyecto ya fue aprobado.



Fuente: UPME

Sin embargo, cabe anotar, que como todo proyecto su ejecución es susceptible de presentar inconvenientes, y que ya en operación también pueden ocurrir otro tipo de

factores (comerciales, contractuales, o normativos) que podrían afectar la disponibilidad real de este gas. Los resultados indican que solo con el escenario de demanda alta se podrían presentar déficits en el corto plazo lo cual sugiere un periodo crítico por el margen de maniobra para tomar acciones correctivas.

Adicionalmente, la oferta nacional y la planta de regasificación permitirían asegurar el abastecimiento aproximadamente hasta el año 2021, en caso que la demanda de gas del país se comporte según lo previsto en los escenarios medio y bajo. En caso de ocurrir un escenario alto de demanda, la seguridad del abastecimiento estaría en riesgo desde el año 2014.

En este análisis, igualmente se comparó el escenario estocástico (oferta estocástica y escenario estocástico medio de demanda) con 9 escenarios determinísticos correspondientes a la combinatoria de todos los escenarios de oferta y demanda presentados en la Gráfica 6-11. Esto es:

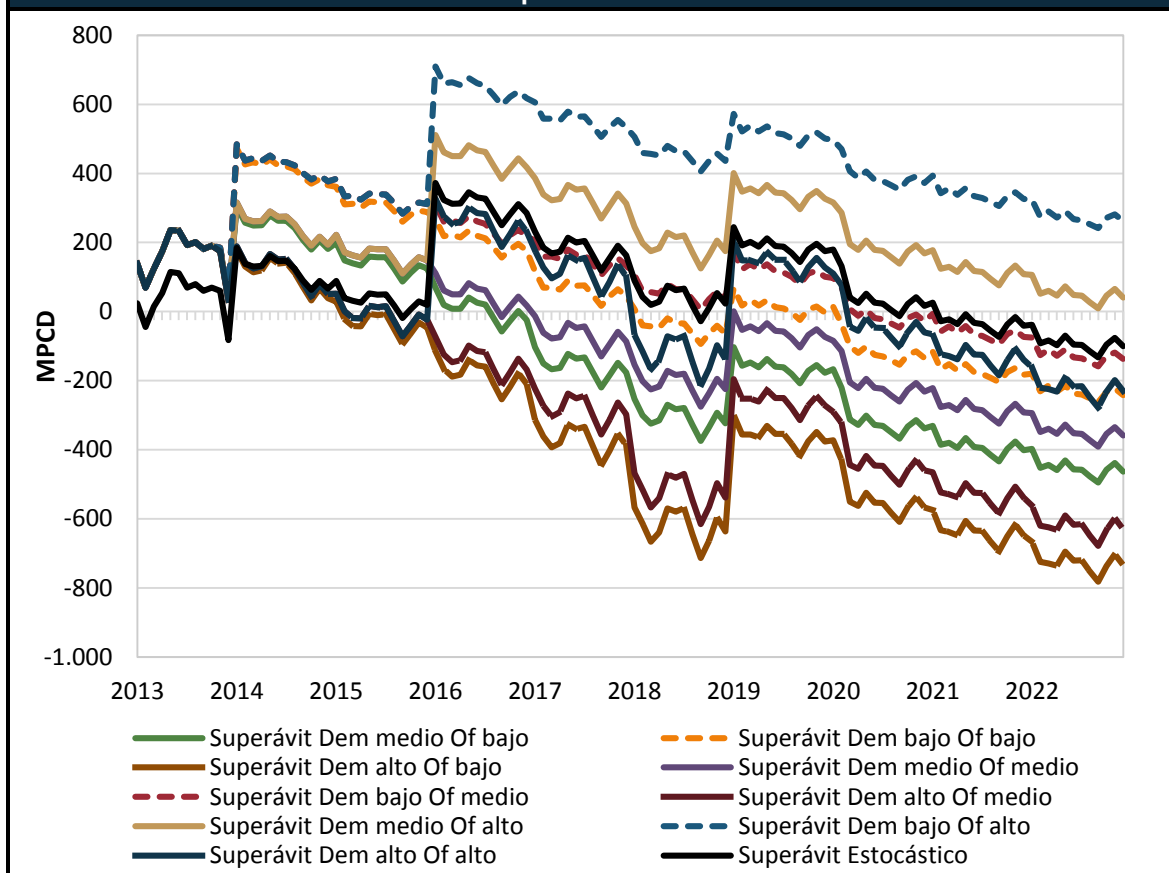
- * Bajo de demanda y bajo de oferta.
- * Bajo de demanda y medio de oferta.
- * Bajo de demanda y alto de oferta.
- * Medio de demanda y bajo de oferta.
- * Medio de demanda y medio de oferta.
- * Medio de demanda y alto de oferta.
- * Alto de demanda y bajo de oferta.
- * Alto de demanda y medio de oferta.
- * Alto de demanda y alto de oferta.
- * Medio demanda y oferta estocástica (más planta de regasificación).

La Gráfica 6-11 muestra el resultados de todos los escenarios considerados, deduciendo que de no contar con la planta de regasificación, aún en caso que la demanda se comporte según lo proyectado para el escenario bajo, la seguridad del abastecimiento se perdería a partir del año 2018, y en el peor de los casos, para un escenario de demanda alto esto podría suceder a partir de 2015.

En este orden de ideas, la recomendación concreta sería, que con el fin de asegurar el abastecimiento de gas natural en el país, y previendo escenarios de demanda alta, lo más favorable es contar con la planta de regasificación en Cartagena lo más pronto posible.

Además, al introducir una fuente adicional de suministro no solo se solucionarían posibles problemas de desabastecimiento futuros, sino que se aumentaría la confiabilidad del sistema en general, ya que en la actualidad la oferta depende principalmente de la producción de los campos de Guajira y Cusiana-Cupiagua.

Gráfica 6-11 Comparación diferentes balances.



Fuente: UPME. Las estadísticas están en valor esperado.

6.3.2 Resumen del análisis estocástico del balance

El análisis estocástico presenta superávit y déficit en los tres escenarios de demanda, cada uno a su vez con comportamiento estocástico. El procedimiento seguido en el caso de la demanda fue el de extraer su ruido basado en un análisis espectral y en el de oferta se basó en unir los escenarios de reservas probadas, probables y posibles de acuerdo a las probabilidades establecidas por la ANH para la oferta. Adicionalmente se incluyó, con una certidumbre de 100%, la planta de regasificación de 400 MPCD (a partir de enero de 2016).

Sobre la base del conjunto de escenarios considerados, existe una fuerte incertidumbre respecto tanto a la oferta futura de gas como a los niveles de demanda. Estos han sido cuantificados a través de combinatorias de escenarios, los que indican bajo qué supuestos podría producirse un déficit de gas y de qué magnitud sería el mismo, tal como lo presenta la Gráfica 6-11.

La introducción de escenarios críticos medios frente a escenarios que incorporan potenciales de producción mayor, muestran resultados diferentes respecto a la magnitud de las crisis de desabastecimiento y su posible ocurrencia en el tiempo. De todos modos, salvo en los casos más favorables surgen déficit del orden de 200 MPCD en los escenarios no críticos desde 2020 y del orden de 500 MPCD promedios a partir de 2022 en los escenarios críticos.

Considerando los resultados obtenidos con el valor esperado del desabastecimiento presentado en la misma Gráfica 6-11, el escenario estocástico de oferta comparado con el escenario medio de demanda, se tiene un déficit a partir del año 2021.

A los fines de este trabajo de planificación indicativa y considerando la información disponible, se estima además de la planta de regasificación contenida en los análisis de oferta, que se requiere un esquema suplementario adicional del orden de 200 MPCD que cubra los déficit presentados entre 2021 y 2023, bajo las condiciones de los escenarios ensayados.

7 Confiabilidad

Un aspecto importante a considerar dentro del plan de abastecimiento de gas es la confiabilidad del sistema de transporte. Debido a que el sistema es radial, es probable que se presenten fallas, ocasionando que el sistema no sea capaz de suministrar todo el gas requerido y como consecuencia de ello colapse, desatendiendo demanda en ciertos nodos, la cual se puede presentar ya sea por daños o entrada en mantenimiento de alguno de sus componentes (compresores, ductos, etc.) o por incremento repentino de la demanda, que supere la capacidad del sistema.

Para efectos del presente documento, la confiabilidad será analizada en función de la probabilidad de encontrar cada elemento del sistema de transporte fuera de servicio y el desabastecimiento que pueda ocasionar dichas interrupciones, pues parte de la problemática de abastecimiento está asociado a cuestiones de confiabilidad.

Dicho en otras palabras, las imperfecciones que pueda tener el sistema de gas natural repercuten en demanda no atendida o insuficiencia parcial de abastecimiento, lo cual debe ser minimizado. Por supuesto existen otros factores que influyen en el desabastecimiento donde no solo interviene la confiabilidad, sino también la capacidad de infraestructura y de suministro de las diferentes fuentes de producción o de importación.

Para ello se evaluó la influencia de la confiabilidad del sistema de transporte en el desabastecimiento de gas; buscando esencialmente medir su impacto y estimar el costo del mismo, con el fin de proponer medidas correctivas óptimas, que impliquen bien sea un aumento de la capacidad de suministro, transporte o almacenamiento, u otro tipo de alternativas que coadyuven a disminuir tales fallas.

Al realizar un diagnóstico al Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural se identifican las siguientes vulnerabilidades:

- Sistema radial.
- Poca capacidad disponible primaria en los principales gasoductos.
- Alta concentración del suministro.
- Inestabilidad del terreno (zonas de riesgo geológico).

El sistema nacional de transporte de gas se caracteriza por la creciente saturación, configuración radial (no mallada), inflexibilidad (sin tolerancia, sin almacenamiento) y vulnerabilidad. Superar estos problemas implica rehabilitar, renovar, expandir, sanear y mantener integralmente esta infraestructura

En el caso de sistemas radiales, las fallas en los componentes de la red troncal, necesariamente provocarán dificultades de abastecimiento, cuya gravedad dependerá del tiempo de duración y del tiempo de reparación de la misma. Ahora bien, el análisis de confiabilidad suele introducir, por definición, la asunción del peor caso posible, pero al mismo tiempo probable. Sin embargo una sobrestimación del déficit podría conducir a generar una visión tergiversada y a decisiones que pueden implicar una sobreinversión.

La confiabilidad del sistema de transporte de gas natural depende de la historia de interrupciones sufridas por los elementos de la red, debido principalmente a eventos de dos tipos: el primero, de fuerza mayor, que corresponde a fallas que no se tienen previstas y

que por tanto no se ha hecho un planeamiento de la misma, y el segundo, considerado como eventos planeados, donde las fallas han sido programadas, debido a que se tienen que realizar trabajos diversos en la red asociados principalmente a mantenimiento.

El siguiente análisis pretende estimar la confiabilidad del actual sistema de transporte y del proyectado, el cual estará determinado por nuevos hallazgos o fuentes de suministro adicionales o por ampliaciones de la infraestructura de transporte en el horizonte de estudio.

Para el cálculo de la confiabilidad se requirió de la determinación de índices probabilísticas de fallas en el sistema, a partir de información histórica de las mismas, sus causas y del tiempo de duración de cada una de ellas.

A continuación se describe la metodología empleada para la estimación de la confiabilidad. Partiendo de la tasa reportada de fallas, se buscó ajustar los periodos de funcionamiento (instantes donde el sistema no presenta fallas) a procesos estocásticos de Bernoulli y Poisson.

En el proceso de Bernoulli, la probabilidad de ocurrencia de r fallas en n unidades de tiempo, depende de la resolución (años, meses, días) y viene dada por la siguiente ecuación:

$$P_n(r) = \frac{n!}{r!(n-r)!} p^r (1-p)^{n-r} \quad (7-1)$$

Donde p representa la probabilidad de tener una falla en dicho periodo. Para tal efecto, se determinó la tasa de falla obtenida con los valores históricos de las estadísticas disponibles. De la ecuación (7-1) puede deducirse la probabilidad de tener n unidades de tiempo en donde se caracteriza la distribución del servicio, es decir, antes de la ocurrencia de la primera falla, la cual viene dada por:

$$Q_n = p(1-p)^{n-1} \quad (7-2)$$

Así, de las series de reporte de interrupciones se obtiene la distribución de n . Una forma de determinarla es por ajuste de momentos, en donde coincide la media y la varianza de n , y la media viene dada por la siguiente relación:

$$E(n) = \frac{1}{p} \quad (7-3)$$

La varianza por su parte, se estima mediante la siguiente fórmula:

$$Var(n) = \frac{1-p}{p^2} \quad (7-4)$$

Mediante el proceso de Poisson (enfoque continuo más realista, donde n tiende a infinito), se calculó la desviación estándar de los periodos de continuidad del servicio. Conociendo

la tasa promedio de fallas por mes (λ), la probabilidad de falla en el mes se determina con la siguiente ecuación:

$$P = 1 - e^{-\lambda} \quad (7-5)$$

Para calcular la probabilidad de que un elemento del sistema, bien sea un ducto o una estación estén fuera de servicio, se utilizó una cadena de Markov de dos estados, de manera que la probabilidad de encontrar el elemento fuera de servicio está dada por:

$$P_{OFF} = \frac{\lambda E(T)}{1 + \lambda E(T)} = \left\langle \frac{T_{OFF}}{T_{TOTAL}} \right\rangle \quad (7-6)$$

Donde,

P_{OFF} : es la probabilidad de encontrar un elemento fuera de servicio.

λ : es la tasa de fallas.

$E(T)$: es el tiempo esperado de las reparaciones.

T_{OFF} : Tiempo de la serie que el tubo está fuera de servicio.

T_{TOTAL} : Tiempo total de la serie.

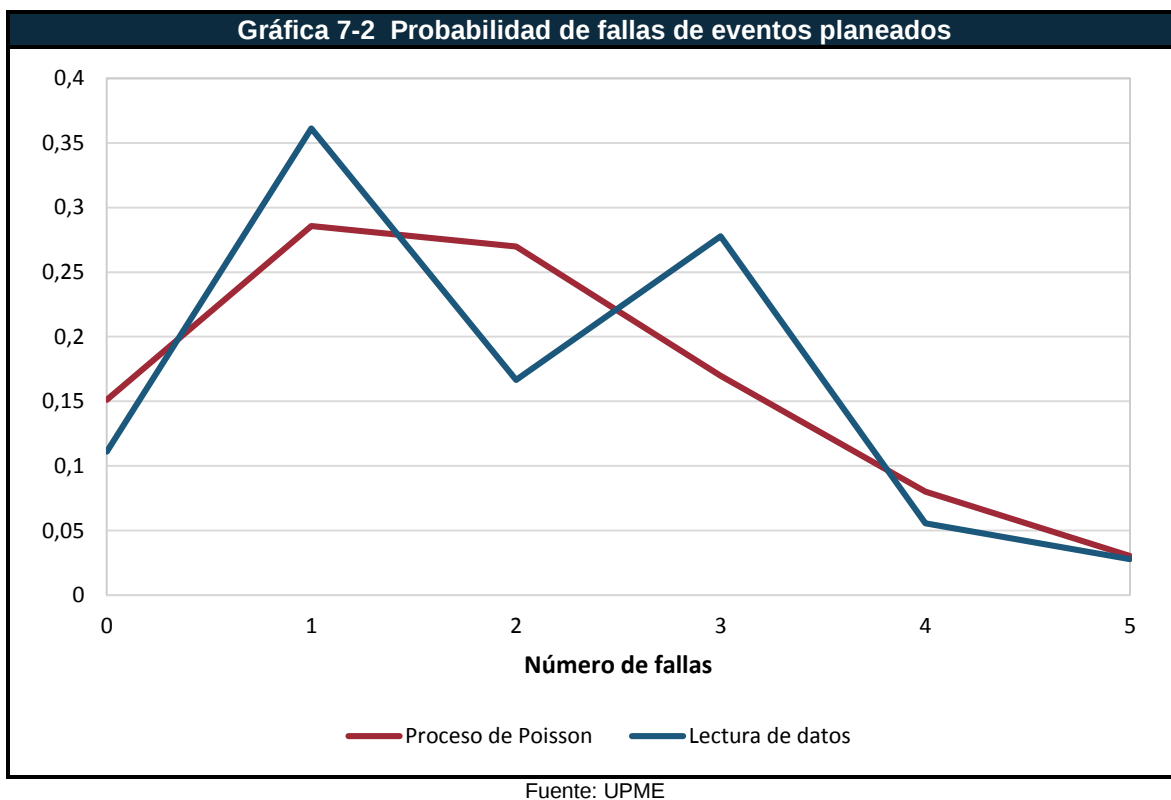
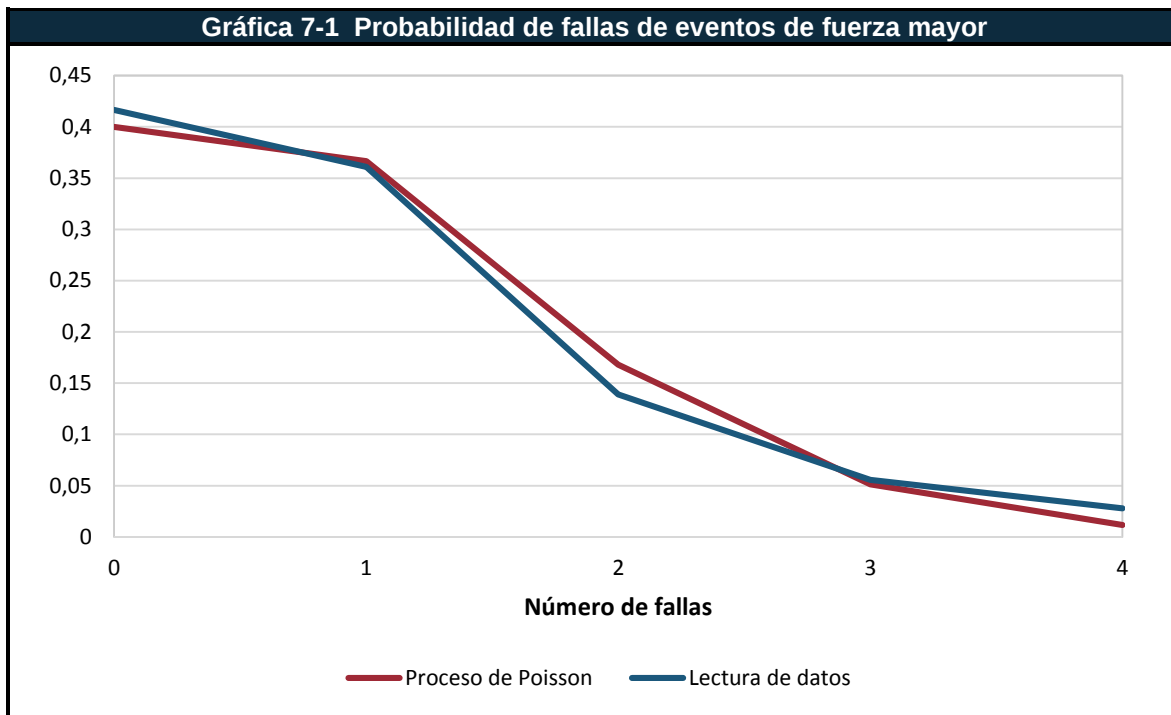
Usualmente $\lambda E(T) \ll 1$ (es decir, el tiempo de servicio, el tiempo entre fallas es mucho mayor al tiempo fuera de servicio) por lo que las probabilidades de estar fuera de servicio son usualmente bajas.

Según los datos históricos utilizados, los eventos de fuerza mayor se ajustan a un proceso de Poisson, tal como se presenta en la Gráfica 7-1. Por tanto, al aplicar la ecuación (7-5) resulta que la probabilidad de falla de todo el sistema de transporte (por eventos de fuerza mayor) durante un mes es del 60%. Lo anterior, dado que todo el sistema tiene una tasa de fallas por eventos de fuerza mayor de 0,91 al mes.

Para el caso de los eventos programados no se obtiene una relación de un proceso de Poisson natural. La distribución se debe más a que determinado número de eventos se programan en los diferentes meses, teniéndose un proceso que cuenta con un número predeterminado de interrupciones dado y que cada número de interrupciones tiene asociada una función de probabilidad.

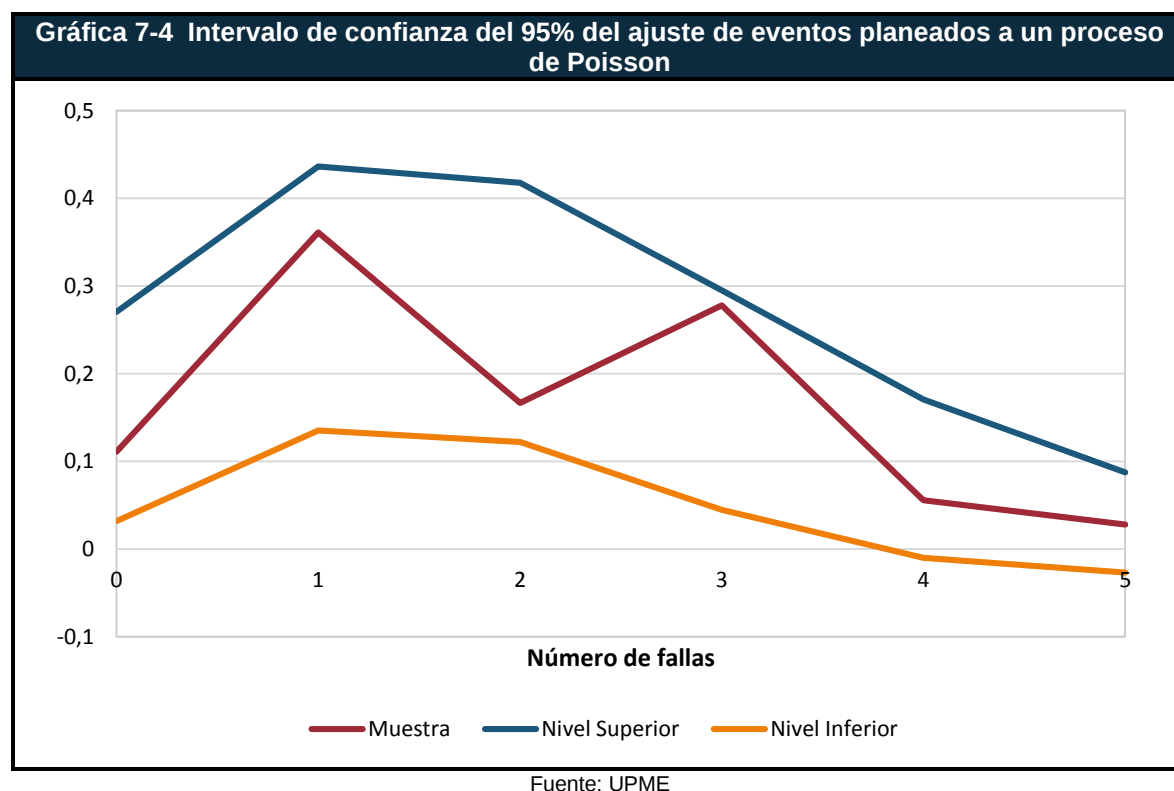
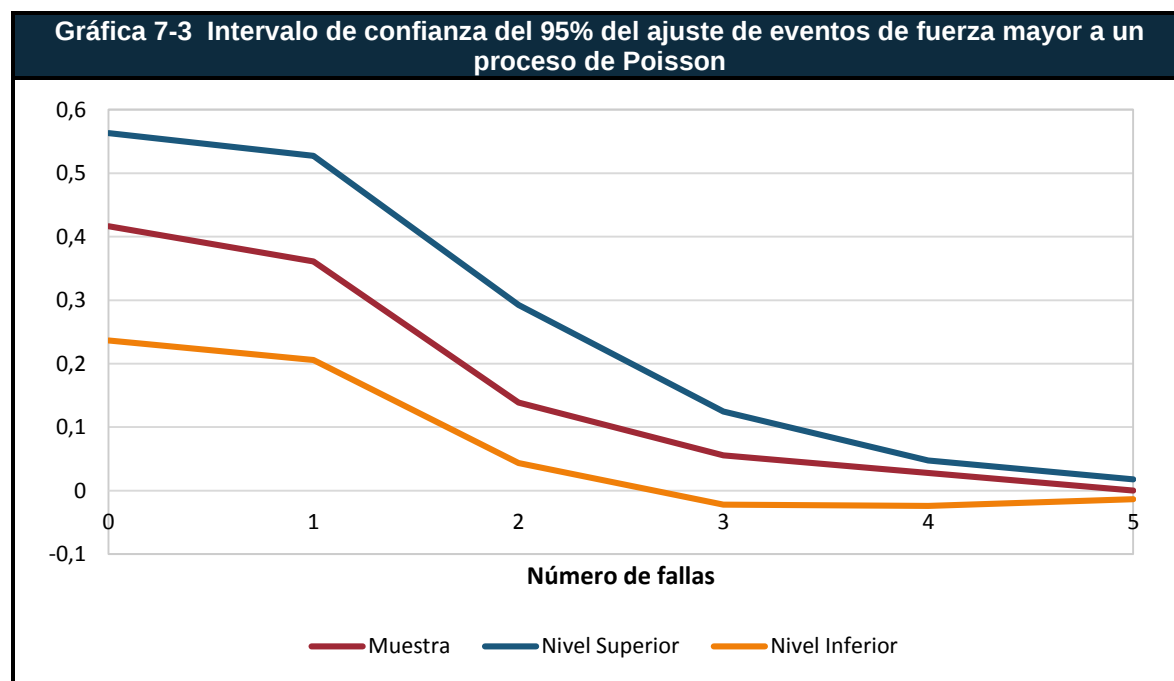
El proceso de eventos programados se muestra a continuación en la Gráfica 7-2, y su probabilidad de falla es del 85% al aplicar la ecuación (7-5). Claro está, que el proceso no debe considerarse completamente de Poisson porque se trata de eventos programados que no siguen una distribución sin memoria como el de Poisson y por eso el comportamiento anómalo mostrado en la misma gráfica.

No obstante, el intervalo de confianza es bastante amplio. Esto se debe a la reducida cantidad de información (3 años), lo cual no es suficiente para garantizar un valor exacto de la probabilidad de falla. A pesar de ello, es la mejor estimación de la que se puede disponer.



En la Gráfica 7-3 se muestra el intervalo de confianza del 95% de los datos (dos desviaciones estándar) para cada uno de los tipos de eventos. Los intervalos de confianza

pueden verse para los eventos de fuerza mayor y en la Gráfica 7-4 para los eventos planeados.

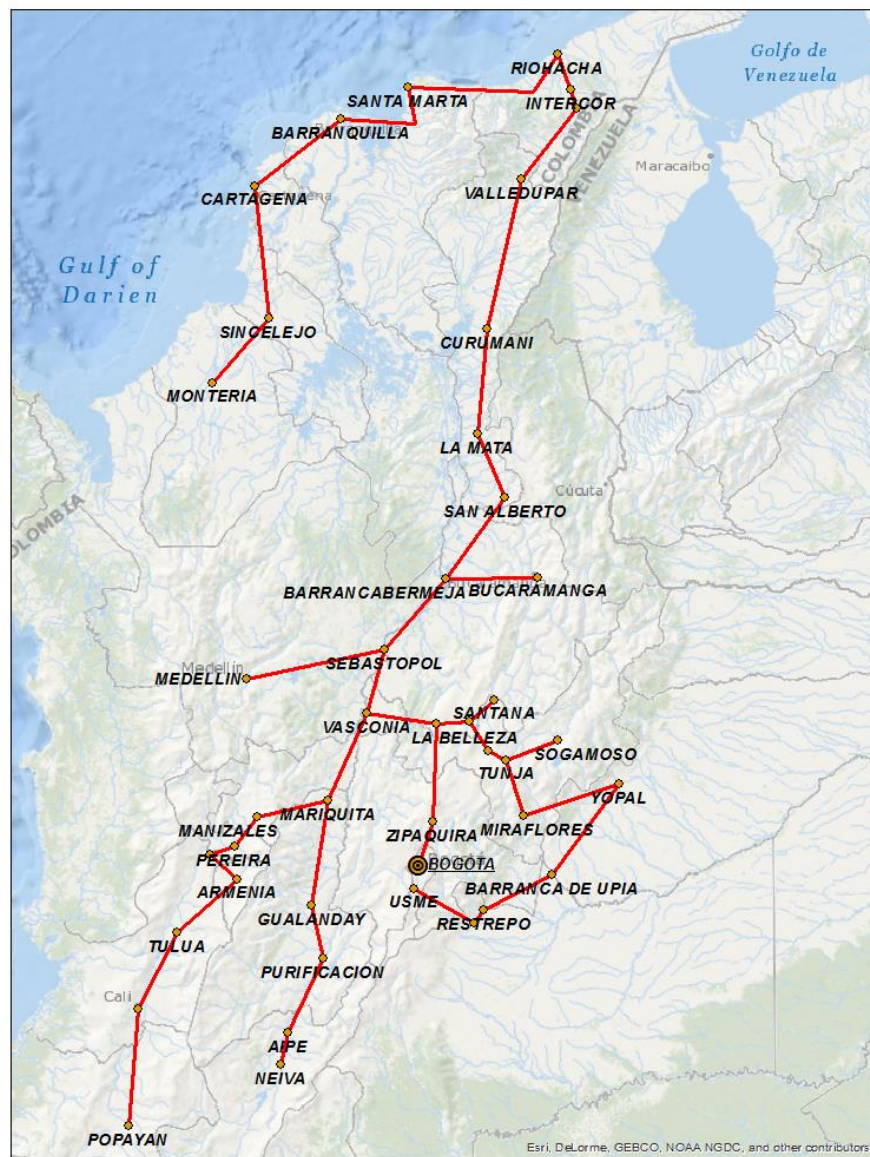


Adicionalmente y de acuerdo con el reporte de eventos, se determinó el impacto de las interrupciones en el sistema de transporte. La metodología seguida consistió en determinar

las probabilidades de falla de acuerdo con las tasas de interrupciones que se mostraban en cada elemento de la red de gasoductos, y se tomó también el tiempo que duró fuera de servicio cada elemento que se encontraba asociado al evento.

Se consideró que la probabilidad de falla asociada a un elemento (troncal, ramal o city gate) es independiente de la probabilidad de los otros elementos. Así mismo, se tomó la tasa de fallas histórica reportada. Para mayor entendimiento la Gráfica 7-5 presenta la red de elementos y nodos incluidos en el análisis.

Gráfica 7-5 Mapa de la red de gasoductos tenida en cuenta en el análisis



Fuente: UPME

Así mismo, en las siguientes tablas (Tabla 7-1, Tabla 7-2, Tabla 7-3 y Tabla 7-4) y en la Gráfica 7-6 se registran las probabilidades obtenidas.

7.1.1 Eventos de fuerza mayor

7.1.1.1 Probabilidades de falla de los elementos

La Tabla 7-1 comprende las probabilidades de encontrar fuera de servicio, por eventos de fuerza mayor, los distintos elementos que conforman el sistema de transporte de gas colombiano.

Elemento	Tasa de fallas al mes (λ)	Probabilidad de encontrar el elemento fuera de servicio (P_{OFF})	Flujo promedio actual transportado en cada tramo (MPCD)
Guajira-Intercor	0,08571429	0,00917918	30,6
Intercor-Hato Nuevo	0	0	30,4
Hato Nuevo-Valledupar	0	0	30,0
Valledupar-Curumaní	0	0	26,9
Curumaní-La Mata	0,08571429	0,00917918	18,4
La Mata-San Alberto	0	0	18,2
San Alberto-Barrancabermeja	0,08571429	0,00917918	17,3
Barrancabermeja-Bucaramanga	0	0	1,2
Barrancabermeja-Sebastopol	0	0	66,5
Sebastopol-Medellín	0	0	42,4
Sebastopol-Vasconia	0	0	119,4
La Belleza-Vasconia	0	0	240,4
Vasconia-Mariquita	0	0	88,3
Mariquita-Manizales	0,2	0,0249998	87,4
Manizales-Pereira	0	0	81,2
Pereira-Cartago	0	0	72,5
Cartago-Armenia	0,08571429	0,01313937	3,9
Cartago-Tuluá	0,11428571	0,0135402	63,8
Tuluá-Cali	0,11428571	0,0135402	56,7
Cali-Popayán	0	0	2,4
Mariquita-Gualanday	0,01428571	0,00018575	1,3
Gualanday-Purificación	0,02857143	0,00062568	14
Purificación-Aipe	0,04285714	0,00106073	7,8
Aipe-Neiva	0	0	7,5
La Belleza-Zipacquirá	0,11428571	0,00841213	141,0
Zipacquirá-Bogotá	0	0	121,6
Puente Nacional-La Belleza	0	0	382,1
Puente Nacional-Santana	0	0	0,2
Villa de Leyva-Puente Nacional	0	0	382,9
Tunja-Villa de Leyva	0,2	0,00877757	383,1
Tunja-Sogamoso	0	0	6,5
Miraflores-Tunja	0,2	0,00877757	394,2
Yopal-Miraflores	0	0	398,7
Yopal-Barranca de Upía	0	0	21,9
Barranca de Upía-Restrepo	0	0	19,6
Restrepo-Villavicencio	0	0	19,1
Villavicencio-Usme	0,08571429	0,00692378	20,3
Guajira-Santa Marta	0	0	393,7

Elemento	Tasa de fallas al mes (λ)	Probabilidad de encontrar el elemento fuera de servicio (P_{OFF})	Flujo promedio actual transportado en cada tramo (MPCD)
Santa Marta-Barranquilla	0,02857143	0,00061852	385,9
Barranquilla-Cartagena	0,01428571	0,00013361	110,5
Cartagena-Sincelejo	0,01428571	0,00040083	3,4
Sincelejo-Montería	0,07142857	0,00071889	25,2

Tabla 7-1 Probabilidad de encontrar elementos del sistema de transporte fuera de servicio.

Fuente: UPME

De los anteriores resultados se puede concluir que los tramos que presentan mayor probabilidad de encontrarse fuera de servicio por eventos de fuerza mayor son: Mariquita – Manizales (2%), Cartago – Armenia (1%), Cartago – Tuluá (1%) y Tuluá – Cali (1%). Sin embargo, el impacto de las interrupciones dependerá no solo de estas probabilidades sino del flujo o volúmenes de gas que son transportados a través de cada tramo. Bajo este criterio, los tramos donde el desabastecimiento por fallas de fuerza mayor, podría llegar a ser más crítico, serían: Miraflores-Tunja, Tunja-Villa de Leyva y La Belleza-Zipacquirá.

7.1.1.2 Probabilidades de falla resultantes de los nodos de demanda

En la Tabla 7-2 se registran las probabilidades de encontrar no atendido cada nodo de demanda debido a la ocurrencia de eventos de fuerza mayor.

Nodo	Probabilidad de encontrar no atendido el nodo de demanda	Demanda actual por nodo (MPCD)
Guajira	0	34,6
Intercor	0,00123898	0,2
Hato Nuevo	0,00123898	0,4
Valledupar	0,00123898	3,0
Curumaní	0,00123898	8,6
La Mata	0,00123898	0,3
San Alberto	0,00123898	0,9
Barrancabermeja	0	122,5
Bucaramanga	0	1,2
Sebastopol	3,0479E-06	10,5
Medellín	8,1258E-05	42,4
Vasconia	1,8194E-06	32,6
La Belleza	3,4173E-05	0,8
Mariquita	3,8011E-05	2,1
Manizales	0,00461159	6,3
Cartago	0,00461159	4,7
Armenia	0,00592861	4
Tuluá	0,00667461	7,2
Cali	0,00873336	54,2
Popayán	0,00873336	2,4
Gualanday	0	10,4
Purificación	0,0020628	6,3
Aipe	0,0041994	0,2
Neiva	0,00168575	7,5
Zipacquirá	0,00841213	19,4

Nodo	Probabilidad de encontrar no atendido el nodo de demanda	Demanda actual por nodo (MPCD)
Bogotá	0,00841213	121,6
Santana	0	0,2
Puente Nacional	0	0,6
Villa de Leyva	0	0,2
Tunja	7,7046E-05	4,6
Sogamoso	7,7046E-05	6,5
Miraflores	0	4,5
Yopal	0	29,2
Barranca de Upía	0	2,3
Restrepo	0	0,5
Villavicencio	0	8,4
Usme	0,00692378	20,3
Santa Marta	0	7,8
Barranquilla	8,264E-08	275,4
Cartagena	0	107,1
Sincelejo	0	5,8
Montería	0,00071889	25,2
Pereira	0,0249998	8,7

Tabla 7-2 Probabilidades de desatender cada nodo de demanda del sistema de transporte.

Fuente: UPME

Como puede observarse, el nodo que tiene mayor probabilidad de encontrarse no atendido es el de Pereira, con una probabilidad del 2,5%. Sin embargo, Bogotá, con una probabilidad del 0,8%, es el nodo que puede presentar el caso más crítico teniendo en cuenta la magnitud de su demanda.

7.1.2 Eventos planeados

7.1.2.1 Probabilidades de falla de los elementos

La Tabla 7-3 incluye el cálculo de las probabilidades de encontrar fuera de servicio, por eventos planeados, cada elemento del sistema del transporte.

Elemento	Tasa de fallas al mes (λ)	Probabilidad de encontrar el elemento fuera de servicio (P_{OFF})	Flujo promedio actual de cada tramo (MPCD)
Guajira-Intercor	0,28571429	0,02504693	30,6
Intercor-Hato Nuevo	0	0	30,4
Hato Nuevo-Valledupar	0	0	30,0
Valledupar-Curumaní	0	0	26,9
Curumaní-La Mata	0,28571429	0,02504693	18,4
La Mata-San Alberto	0	0	18,2
San Alberto-Barrancabermeja	0,28571429	0,02504693	17,3
Barrancabermeja-Bucaramanga	0	0	1,2
Barrancabermeja-Sebastopol	0,05714286	0,00359768	66,5
Sebastopol-Medellín	0,01428571	7,8211E-05	42,4
Sebastopol-Vasconia	0,01428571	0,00039105	119,4
La Belleza-Vasconia	0,02857143	0,00130025	240,4
Vasconia-Mariquita	0,17142857	0,01490888	88,3

Elemento	Tasa de fallas al mes (λ)	Probabilidad de encontrar el elemento fuera de servicio (P_{OFF})	Flujo promedio actual de cada tramo (MPCD)
Mariquita-Manizales	0,14285714	0,00457375	87,4
Manizales-Pereira	0	0	81,2
Pereira-Cartago	0	0	72,5
Cartago-Armenia	0,04285714	0,00132313	3,9
Cartago-Tuluá	0,11428571	0,00207258	63,8
Tuluá-Cali	0,11428571	0,00207258	56,7
Cali-Popayán	0	0	2,4
Mariquita-Gualanday	0,1	0,00253207	1,3
Gualanday-Purificación	0,18571429	0,0020628	14
Purificación-Aipe	0,1	0,00214101	7,8
Aipe-Neiva	0	0	7,5
La Belleza-Zipacquirá	0,04285714	0,00212146	141,0
Zipacquirá-Bogotá	0,05714286	0,00387142	121,6
Puente Nacional-La Belleza	0	0	382,1
Puente Nacional-Santana	0	0	0,2
Villa de Leyva-Puente Nacional	0	0	382,9
Tunja-Villa de Leyva	0,21428571	0,01255475	383,1
Tunja-Sogamoso	0	0	6,5
Miraflores-Tunja	0,21428571	0,01255475	394,2
Yopal-Miraflores	0	0	398,7
Yopal-Barranca de Upía	0,07142857	0,00140779	21,9
Barranca de Upía-Restrepo	0	0	19,6
Restrepo-Villavicencio	0	0	19,1
Villavicencio-Usme	0,01428571	0,00093853	20,3
Guajira-Santa Marta	0	0	393,7
Santa Marta-Barranquilla	0	0	385,9
Barranquilla-Cartagena	0	0	110,5
Cartagena-Sincelejo	0	0	3,4
Sincelejo-Montería	0	0	25,2

Tabla 7-3 Probabilidades de encontrar fuera de servicio cada elemento del sistema.

Fuente: UPME

De los anteriores resultados se puede concluir que los tramos con mayor probabilidad de estar fuera de servicio por eventos programados (mantenimientos, etc.) son: Guajira-Intercor (2,5%), Curumaní-La Mata (2,5%), San Alberto-Barrancabermeja (2,5%), Vasconia-Mariquita (1,5%), Tunja-Villa de Leyva (1,5%) y Miraflores-Tunja (1,5%). Sin embargo, teniendo en cuenta el flujo que transportan los más críticos serían Tunja-Villa de Leyva y Miraflores-Tunja.

7.1.2.2 Probabilidades de falla de los nodos

La Tabla 7-4 presenta las probabilidades de encontrar no atendidos los diferentes nodos del sistema, debido a fallas programadas.

Nodo	Probabilidad de encontrar no atendido el nodo de demanda	Demanda actual por nodo (MPCD)
Guajira	0	34,6

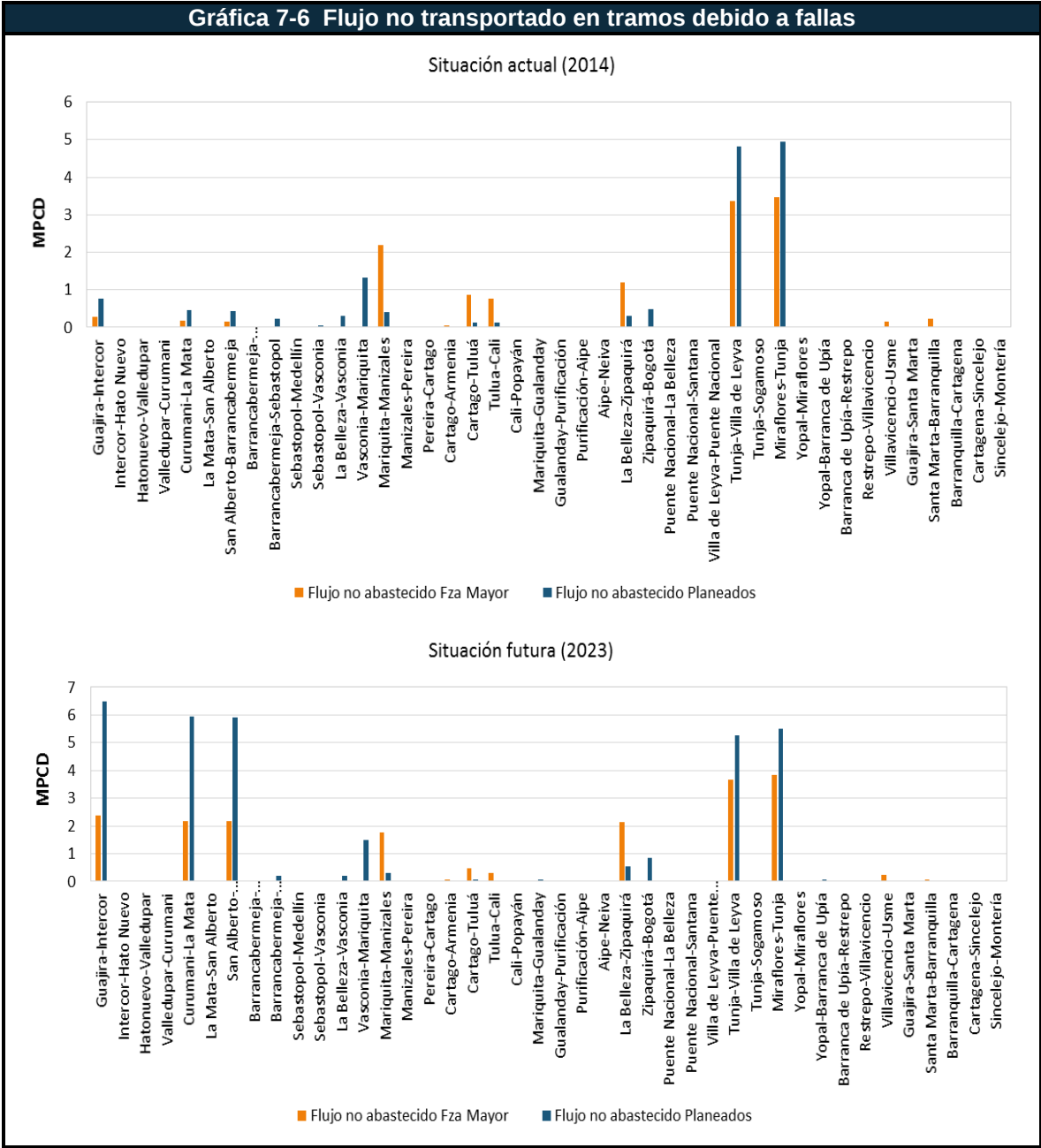
Nodo	Probabilidad de encontrar no atendido el nodo de demanda	Demanda actual por nodo (MPCD)
Intercor	0,00123898	0,2
Hato Nuevo	0,00123898	0,4
Valledupar	0,00123898	3,0
Curumaní	0,00123898	8,6
La Mata	0,00123898	0,3
San Alberto	0,00123898	0,9
Barrancabermeja	0	122,5
Bucaramanga	0	1,2
Sebastopol	3,0479E-06	10,5
Medellín	8,1258E-05	42,4
Vasconia	1,8194E-06	32,6
La Belleza	3,4173E-05	0,8
Mariquita	3,8011E-05	2,1
Manizales	0,00461159	6,3
Cartago	0,00461159	4,7
Armenia	0,00592861	4
Tuluá	0,00667461	7,2
Cali	0,00873336	54,2
Popayán	0,00873336	2,4
Gualanday	0	10,4
Purificación	0,0020628	6,3
Aipe	0,0041994	0,2
Neiva	0,0041994	7,5
Zipaquirá	0,00215556	19,4
Bogotá	0,00601864	121,6
Santana	3,4173E-05	0,2
Puente Nacional	3,4173E-05	0,6
Villa de Leyva	3,4173E-05	0,2
Tunja	0,0001746	4,6
Sogamoso	0,0001746	6,5
Miraflores	0	4,5
Yopal	0	29,2
Barranca de Upía	0	2,3
Restrepo	0	0,5
Villavicencio	0	8,4
Usme	0,00093853	20,3
Santa Marta	0	7,8
Barranquilla	0	275,4
Cartagena	0	107,1
Sincelejo	0	5,8
Montería	0	25,2
Pereira	0,00461159	8,7

Tabla 7-4 Probabilidades de desatender nodos de demanda por eventos planeados.

Fuente: UPME

Como puede observarse en la tabla anterior, los nodos con mayor probabilidad de encontrarse desatendidos por eventos planeados, son: Popayán, Cali, Tuluá, Bogotá y Armenia. El más crítico teniendo en cuenta su demanda sería Bogotá.

Los análisis de la confiabilidad del sistema en función de las probabilidades de encontrar fuera de servicio cada uno de sus elementos, se presentan en la Gráfica 7-6 y se determinó como el flujo de gas transportado por cada tramo por su probabilidad de encontrarlo fuera de servicio. De esta forma se logra identificar mejor los tramos más vulnerables, teniendo en cuenta no solo la probabilidad de ocurrencia y duración de las fallas en dicho tramo, sino también el impacto que puede ocasionar dicha falla en términos de demanda no atendida.



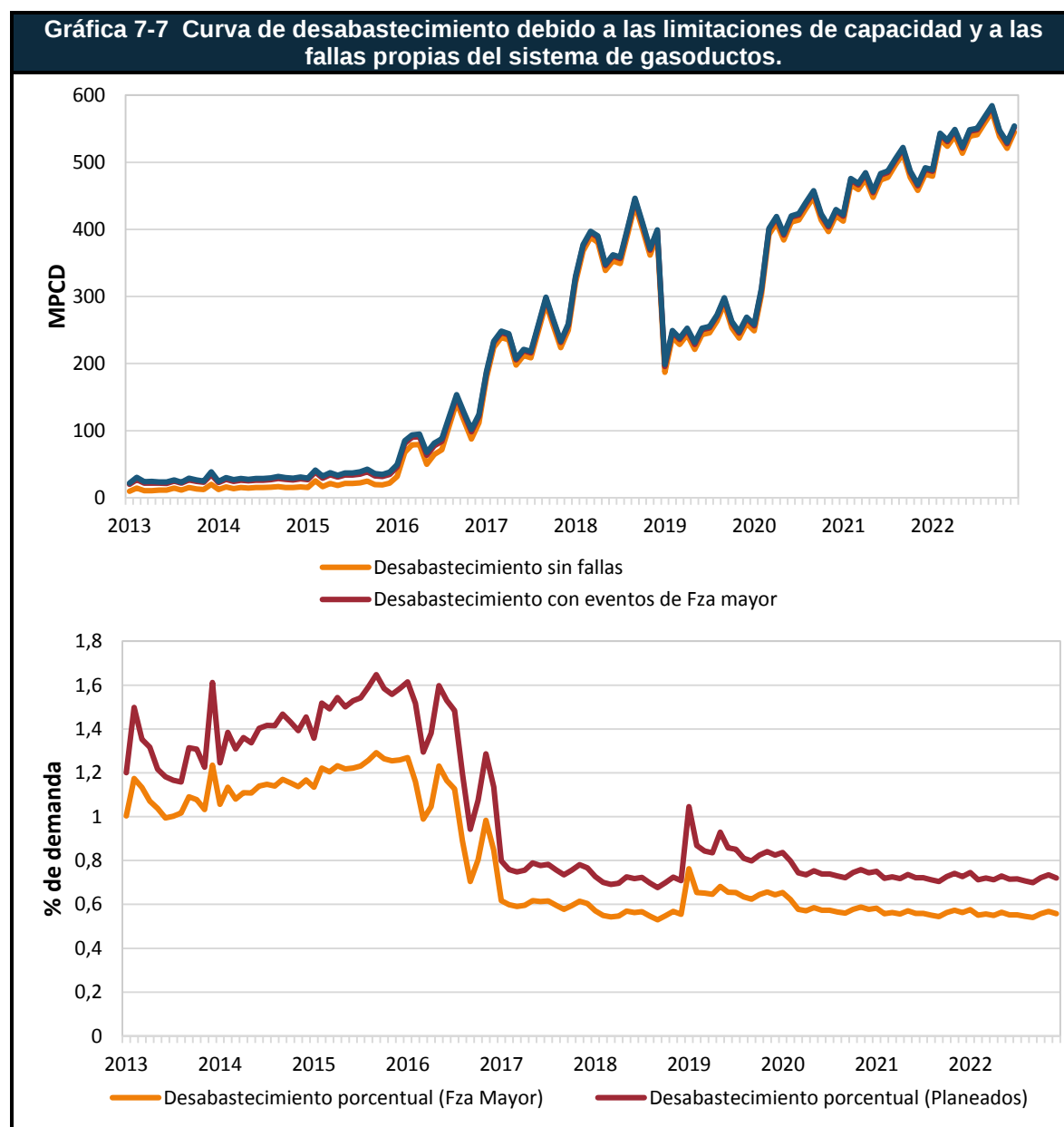
Fuente: UPME

En este orden de ideas, los tramos más críticos¹⁵, o de menor confiabilidad, serían Miraflores-Tunja y Tunja-Villa de Leyva, seguidos por Mariquita-Manizales.

¹⁵ Para el volumen transportado actualmente.

Adicionalmente a las probabilidades, se calcularon los valores esperados de desabastecimiento (para el escenario medio de demanda y bajo de oferta o declaración de producción), en caso de continuar con el actual sistema de transporte hasta diciembre de 2023.

Si bien al comienzo no se tiene un desabastecimiento significativo con la configuración actual, al final se puede ver un aumento considerable en el desabastecimiento debido no sólo a fallas de los elementos sino a las limitaciones de capacidad tanto de infraestructura como de producción.



Desde del año 2019 la influencia en el desabastecimiento de las limitaciones de oferta es notablemente mayor, cambiando el problema de confiabilidad (desabastecimiento por fallas

del sistema) a un problema principalmente de abastecimiento (necesidad de nuevas fuentes de suministro de gas). En la Gráfica 7-7 se muestran dichos resultados.

En la parte superior de la Gráfica 7-7, la curva “ideal” corresponde al desabastecimiento que se tendría en caso de no tener fallas en el sistema, es decir debido al solo crecimiento de la demanda y las limitaciones que se pueden presentar en capacidad de transporte y suministro. Lo anterior, para el escenario de oferta sólo a partir de reservas probadas (declaración de producción sin planta de regasificación) y asumiendo un comportamiento de la demanda según el escenario medio propuesto.

Junto con la curva “ideal”, se grafican también el desabastecimiento esperado, teniendo en cuenta tanto las fallas por eventos de fuerza mayor como las fallas por eventos planeados en transporte. Lo cual indica que es necesario disponer de un suministro adicional para equilibrar la oferta y la demanda desde el año 2016, así como de la correspondiente expansión de la infraestructura de transporte.

En la parte inferior de la gráfica, el desabastecimiento por fallas programadas puede llegar a ser de máximo el 1,5% de la demanda durante los primeros años, mientras que por eventos de fuerza mayor este podría ser cercano al 1,25%. Es decir que las fallas programadas generan mayor impacto en el desabastecimiento que los eventos de fuerza mayor.

Luego de determinar las limitaciones en el abastecimiento de gas natural, debidas a fallas del sistema de transporte e insolvencia de suministro dada la incertidumbre respecto de los perfiles de producción de los distintos campos, a continuación se proponen acciones encaminadas a reducir este desabastecimiento, tanto resolviendo las limitaciones de la capacidad de transporte y suministro como aumentando la confiabilidad del sistema.

7.1.3 Ampliación de suministro

Como primera acción se debe solucionar el problema de suministro, el cual se resuelve parcialmente con la construcción de la planta de regasificación que se localizará en la Costa Atlántica y que se estima en una capacidad de suministro de 400 MPCD.

No obstante, es necesario robustecer el sistema de suministro colombiano, preferiblemente con autoabastecimiento total a mediano y plazo, para lo cual se debe continuar con una política agresiva exploratoria particularmente en el offshore y la búsqueda de los recursos no convencionales.

Otra opción es la importación de gas desde Venezuela, la cual depende de que se concreten los proyectos para la extracción de las reservas de gas natural localizados en el Lago de Maracaibo, las cuales ubican a ese país dentro de los principales poseedores del recurso a nivel mundial. Por tanto, es una opción con cierto grado de incertidumbre que resta seguridad en la firmeza del suministro.

En términos generales, son al menos tres las opciones con que se cuenta para incrementar la disponibilidad de gas natural y que apuntan a indicar que la alternativa más robusta claramente es la de lograr el autoabastecimiento. Sin embargo, de no contarse con el recurso interno, la decisión debe apuntar a la opción que garantice la diversificación de la oferta con firmeza de suministro.

7.1.3.1 Requerimientos de expansión del sistema de transporte de gas natural

Una vez se disponga de la oferta adicional, la dificultad a resolver serán las expansiones que requerirá el sistema de transporte de gas, con el fin de garantizar la atención de toda la demanda. Establecidos los déficits o desabastecimientos ocasionados únicamente por limitaciones en la capacidad del sistema de transporte, las expansiones requeridas serían las siguientes:

Tramo	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
MPCD										
Guajira-Intercor						60,0	40,0			
Intercor-Hato Nuevo						60,0	40,0			
Hatonuevo-Valledupar						60,0	40,0			
Valledupar-Curumani						60,0	40,0			
Curumani-La Mata						40,0	40,0			
La Mata-San Alberto						40,0	40,0			
San Alberto-Barrancabermeja						40,0	40,0			
Barrancabermeja-Bucaramanga						0,01	0,08			
Barrancabermeja-Sebastopol										
Sebastopol-Medellin										
Sebastopol-Vasconia										
La Belleza-Vasconia	60,52									
Vasconia-Mariquita										
Mariquita-Manizales										
Manizales-Pereira										
Pereira-Cartago										
Cartago-Armenia										
Cartago-Tulua										
Tulua-Cali										
Cali-Popayán										
Mariquita-Gualanday	0,87				16,0					
Gualanday-Purificación	7,04				5,0					
Purificación-Aipe							2,0			
Aipe-Neiva							2,0			
La Belleza-Zipacquirá			23,0		45,0					
Zipacquirá-Bogotá			50,0		35,0					
Puente Nacional-La Belleza	28,0									
Puente Nacional-Santana										
Villa de Leyva-Puente Nacional	28,0									
Tunja-Villa de Leyva	28,0									
Tunja-Sogamoso										
Miraflores-Tunja	40,0									
Yopal-Miraflores	50,0									
Yopal-Barranca de Upía			20,0		15,0					
Barranca de Upía-Restrepo			15,0		10,0					
Restrepo-Villavicencio			15,0		10,0					

Tramo	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	MPCD									
Villavicencio-Usme			15,0		10,0					
Guajira-Santa Marta										
Santa Marta-Barranquilla										
Barranquilla-Cartagena										
Cartagena-Sincelejo										
Sincelejo-Montería										

Tabla 7-5 Propuesta programa de ampliación de la capacidad del sistema de transporte

Fuente: UPME

Se estima que en septiembre de 2016, se tendrá una demanda máxima de potencia eléctrica (primeras horas de la noche) por restricciones de aproximadamente 1.182 MW, la cual deberá generarse en las plantas térmicas más eficientes (Tebsa, Flores I y Flores IV) ubicados en la ciudad de Barranquilla; esto implicará durante las horas pico una demanda adicional de gas natural de 70 MPCh superior al promedio diario (≈ 145 MPCD).

Para abastecer la demanda extra de gas natural durante las horas pico, se tienen las siguientes posibilidades, que son complementarias:

- Transportar excedentes de producción disponibles de los campos de La Guajira por una magnitud máxima de 32 MPCD;
- Almacenar gas natural en la propia infraestructura de transporte;
- Transportar desde Cartagena hasta Barranquilla gas natural importado, lo que exigiría que se hagan las adecuaciones en la infraestructura para posibilitar la bidireccionalidad del transporte en el mencionado tramo con capacidad no menor a 70 MPCD.
- Generar electricidad desde máquinas de menor eficiencia ubicadas en Cartagena.

En el año 2017, en el mes de septiembre se tendría la mayor importación de gas natural al país, lo cual implica disponer de la capacidad para transportar en promedio 58 MPCD desde Cartagena hasta Barraquilla.

Por otra parte, se tendría una demanda máxima de potencia eléctrica (primeras horas de la noche) por restricciones de aproximadamente 1.275 MW, la cual se debería producir desde los generadores más eficientes (Tebsa, Flores I y Flores IV) ubicados en la ciudad de Barranquilla; esto implicaría durante las horas pico una demanda de gas natural de 43 MPCh superior al promedio diario (≈ 177 MPCD).

Para suministrar el gas natural requerido por el excedente de demanda durante las horas pico, se tienen las siguientes posibilidades, que son complementarias:

- Almacenar gas natural en la propia infraestructura de transporte;
- Transportar desde Cartagena hasta Barranquilla gas natural importado, lo que exigiría que se hagan las adecuaciones en la infraestructura para posibilitar la bidireccionalidad del transporte en el mencionado tramo por una capacidad de 101 MPCD (58 MPCD promedio + 43 MPCD durante las horas pico).
- Generar electricidad desde máquinas de menor eficiencia ubicadas en Cartagena.

Durante el año 2018, en el mismo mes de septiembre se tendrá nuevamente un nuevo pico de demanda, lo cual implica disponer de la capacidad para transportar en promedio 192 MPCD desde Cartagena hasta Barraquilla.

Asimismo, se presentará una demanda máxima de potencia eléctrica (primeras horas de la noche) por restricciones de aproximadamente 1823 MW, la cual se debería producir desde los generadores más eficientes (Tebesa, Flores I y Flores IV) ubicados en la ciudad de Barraquilla y, considerando que su capacidad no es suficiente, desde otros de menor eficiencia en Barraquilla y Cartagena.

La operación a plena carga durante las horas pico de toda la capacidad de generación ubicada en Barraquilla (1519 MW: Tebsa, Flores I, Flores IV, Barraquilla 3 y Barraquilla 4) corresponde a un consumo de gas natural de 269 MPCh, lo cual implicaría durante las horas pico una demanda de gas natural de 65 MPCh superior al promedio diario (≈ 204 MPCD).

Para abastecer tal extra de demanda de gas natural durante las horas pico, se tienen las siguientes posibilidades, que son complementarias:

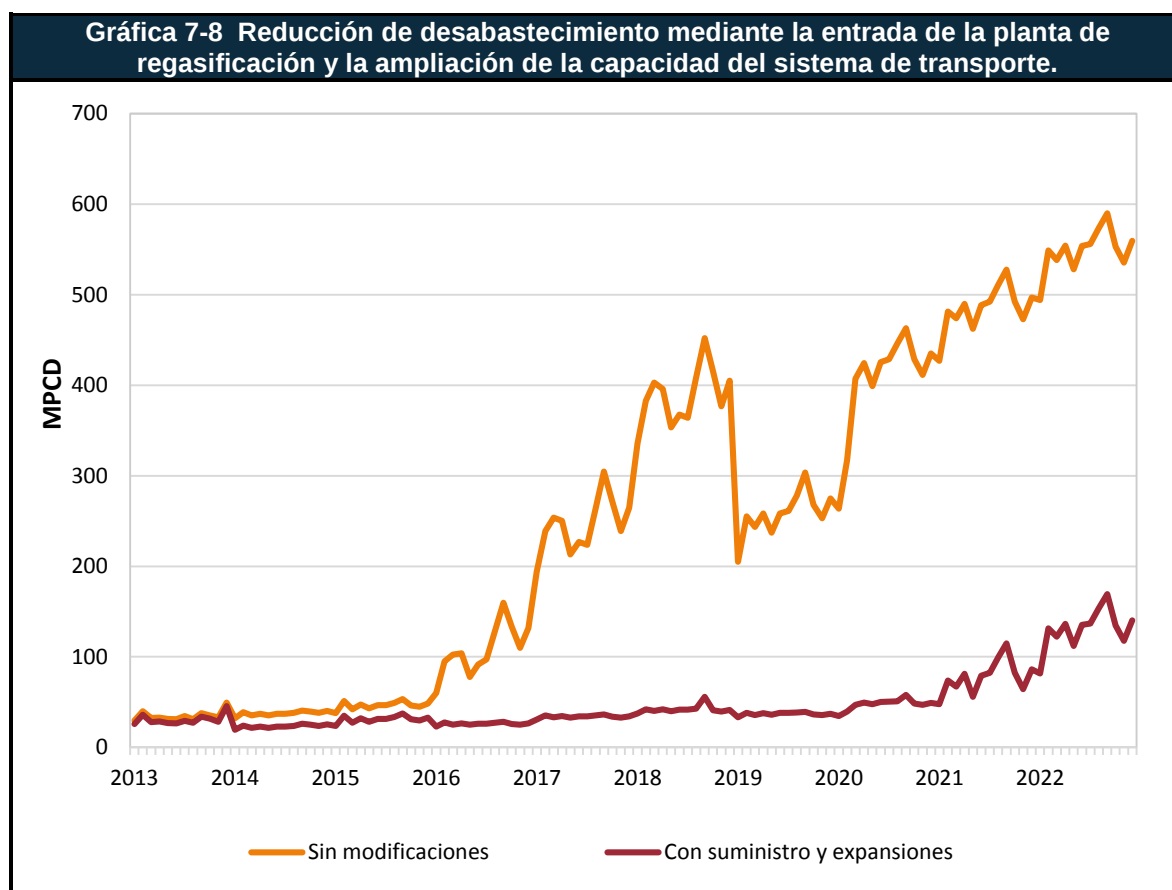
- Almacenar gas natural en la propia infraestructura de transporte;
- Transportar desde Cartagena hasta Barraquilla gas natural importado, lo que exigiría que se hagan las adecuaciones en la infraestructura para posibilitar la bidireccionalidad del transporte en el mencionado tramo por una capacidad de 257 MPCD (192 MPCD promedio + 65 MPCD durante las horas pico).
- Generar más electricidad desde máquinas de menor eficiencia ubicadas en Cartagena.

Cabe anotar, que las ampliaciones de capacidad propuestas anteriormente responden a las necesidades que tendría el país en caso que la demanda de todos los sectores (eléctrico, industrial, comercial, residencial y refinación) se comportara según lo previsto para el escenario medio. Se destaca que la demanda estimada del sector eléctrico (capítulo 5.3.5), presenta incertidumbre, por cuanto su comportamiento está supeditado a variables tanto de tipo climático como comerciales.

Realizadas las ampliaciones del sistema de transporte e incluyendo el suministro adicional aportado por la planta de regasificación localizada en la Costa Atlántica, el desabastecimiento observado en la Gráfica 7-7 se reduce considerablemente como se presenta en la Gráfica 7-8. No obstante, al final del periodo, a partir del año 2021, el desabastecimiento aumenta nuevamente indicando la necesidad de incluir una nueva fuente de suministro o ampliar la capacidad de existente a esa fecha, como ya se mencionó.

Al solucionar las limitaciones por capacidad de suministro y transporte se observa sin embargo un remanente de desabastecimiento de aproximadamente 50 MPCD (antes del año 2021), que corresponde al asociado a las fallas que pueden presentarse el sistema de transporte ya sea por eventos programados o de fuerza mayor. Este desabastecimiento remanente puede ser reducido mediante obras adicionales encaminadas a aumentar la confiabilidad del sistema.

Sin embargo, se precisa que el incremento sostenido de desabastecimiento desde el año 2021, exige otro tipo de solución o alternativa de abastecimiento que garanticen el suministro de gas natural en largo plazo.



Se debe anotar que en la actualidad la expansión del sistema de transporte de gas natural se efectúa vía contratos, es decir, que las ampliaciones solo pueden ejecutarse siempre y cuando el incremento de la demanda a transportar esté efectivamente respaldado mediante los respectivos contratos. Por tanto, las expansiones del sistema de transporte solo se realizan con la demanda comercial, y el agente no está obligado a garantizar el servicio de transporte a ningún usuario con el cual no tenga una relación contractual. Lo anterior en razón a que la metodología de remuneración considera la capacidad no utilizada como un costo hundido, restricción generada en aras a garantizar inversiones eficientes.

En este orden de ideas, el esquema no goza de la facilidad para solventar limitaciones de cualquier origen (eventos programados o fallas de fuerza mayor o picos de demanda del sector eléctrico en periodos de sequía), los cuales pueden resultar aún más críticos debido al esquema radial del sistema colombiano.

Este hecho genera una facultad discrecional del transportador con respecto a la realización de las expansiones, posponiendo o incluso dejando de realizar ampliaciones requeridas. Pero también, se adolece de un esquema que remunere aquellas inversiones destinadas a proveer confiabilidad al sistema y en consecuencia los agentes no tienen incentivos a

mitigar las limitaciones generadas por las fallas y en consecuencia siempre se estará a merced de racionamientos cuando ocurra algún tipo de falla.

No obstante lo anterior y para efectos de este trabajo, se proponen algunas acciones tendientes al mejoramiento de la confiabilidad del sistema que permitan garantizar la atención del servicio público domiciliario y darle la máxima continuidad posible, así como la seguridad de personas y procesos.

7.1.3.2 Acciones para mejorar la confiabilidad del sistema

Para aumentar la confiabilidad del sistema se proponen y analizan dos alternativas: una mediante la inclusión de gasoductos redundantes (tramos adicionales que utilizan derecho de vía distinto al actualmente en operación) y otra mediante la instalación de plantas de *peak shaving* en el city gate de algunos centros urbanos que permitirán atender la mayor cantidad de hogares, cuando se presenten fallas temporales de la infraestructura.

La primera alternativa que consiste en adicionar *gasoductos redundantes o vías alternas*, que permitirá superar fallas en los gasoductos principales (ocasionadas por distintos factores internos o externos de la operación o incluso por desastres naturales) proporcionará continuidad de suministro para parte del sistema o bien para un área con demanda importante. Esta alternativa supone la misma capacidad de la red expandida, en cada uno de los tramos propuestos.

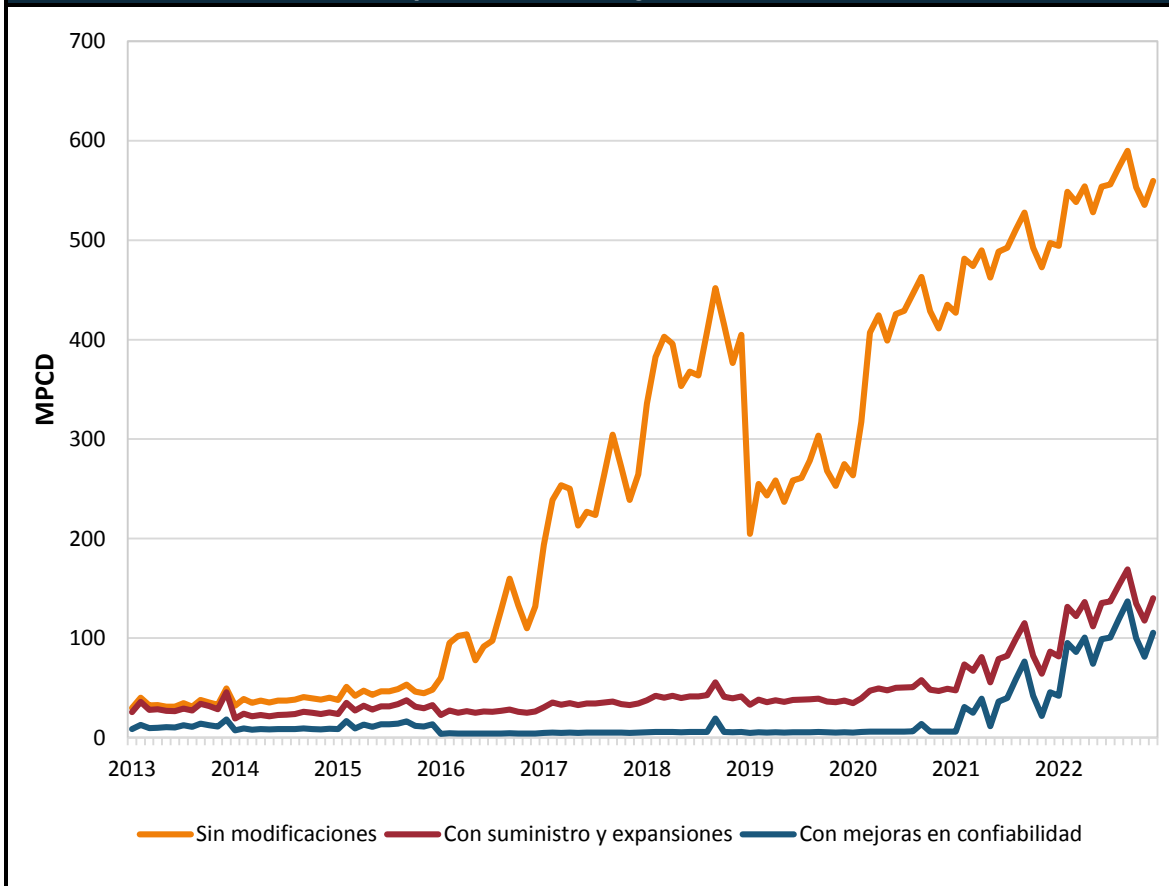
Se proponen estos gasoductos redundantes en los tramos que presentan mayor probabilidad de estar fuera de servicio y que a su vez transportan mayor volumen de gas (ver Gráfica 7-6). En la Tabla 7-6 se presentan los tramos propuesto para estas inversiones en confiabilidad:

Tramo	Palomino – La Mami Sincelejo - Cartagena Guajira-Intercor Curumaní-La Mata San Alberto-Barrancabermeja Vasconia-Mariquita Mariquita-Manizales La Belleza-Zipacquirá Tunja-Villa de Leyva Miraflores-Tunja
-------	--

Tabla 7-6 Propuesta de gasoductos redundantes para aumento de confiabilidad

Se asume que estos nuevos *ductos* en cada uno de sus tramos tendrá la misma probabilidad de estar fuera de servicio que la de los gasoductos originales, es decir, se consideran independientes el uno del otro, por lo que se asume que se unen los mismos puntos por trayectorias distintas. De esta forma se reduciría a p^2 la probabilidad de encontrar fuera de servicio cada elemento. El resultado se presenta en la Gráfica 7-9.

Gráfica 7-9 Implementación de gasoductos redundantes



Fuente: UPME

Los gasoductos redundantes muestran disminución del desabastecimiento debido a mejoramiento de la confiabilidad del sistema. El análisis señala que el desabastecimiento en el año 2023 sería aproximadamente de 67 MPCD (inferior a los 104 MPCD que se tendrían en caso de no realizar inversiones en confiabilidad).

Como se observa en la gráfica anterior, aún con esta alternativa, a partir del año 2021, se presenta nuevamente desabastecimiento debido a insuficiencia de suministro, por lo que se hace necesario disponer de una alternativa adicional de oferta.

La segunda alternativa consistió en incluir el montaje de plantas de “*peak shaving*” en ciertos puntos estratégicos del sistema de gas natural, los cuales fueron definidos según lo dispuesto en la Tabla 7-7, cuyas capacidades se determinaron calculando el máximo desabastecimiento que podría presentarse en dichos centros de consumo por fallas programadas o eventos de fuerza mayor así:

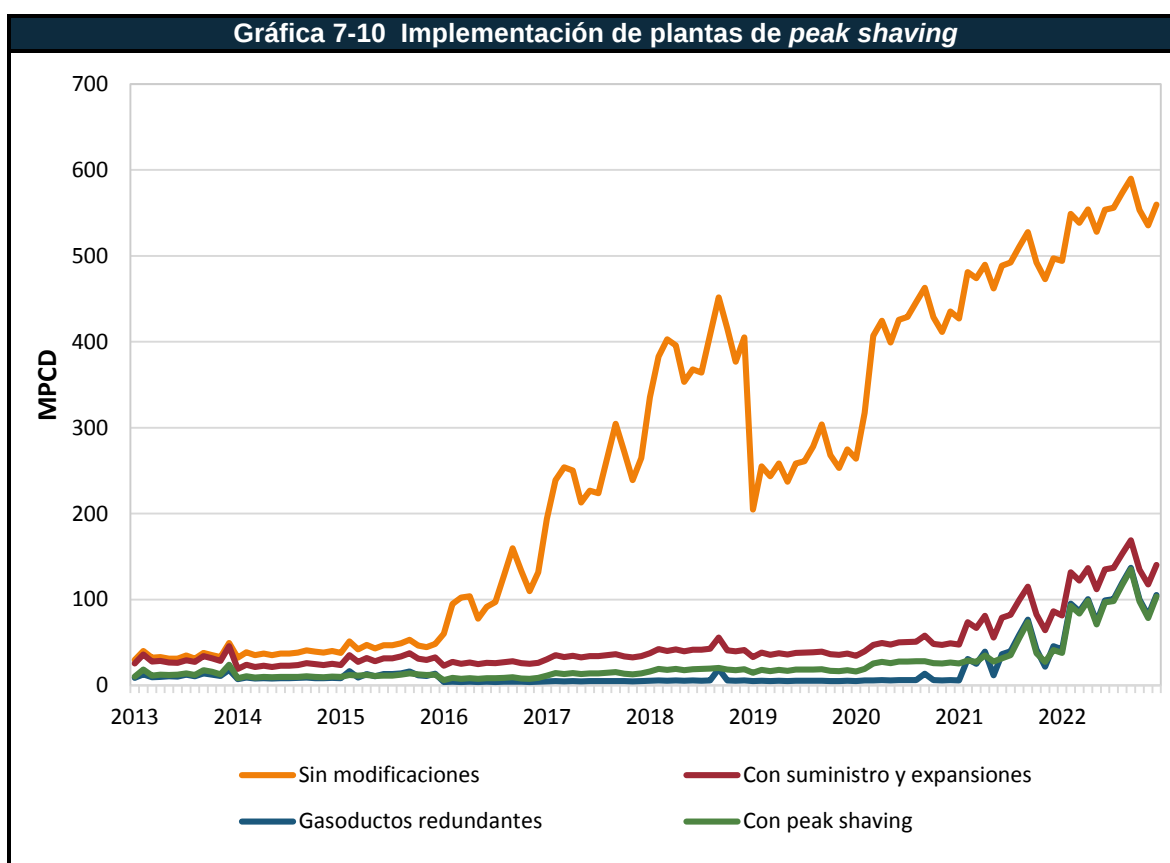
Localización Planta de <i>peak shaving</i>	Capacidad (MPCD disponibles durante 7 días)
Cali	85,3
Bogotá	12,4

Tabla 7-7 Propuesta plantas de *peak shaving*

Las plantas “*peak shaving*” son sistemas de almacenamiento a pequeña escala que se utilizan para regular las variaciones intensas de la demanda provocada por los picos que pueden ocurrir durante unos pocos días al año. Estas plantas requieren normalmente de altos flujos y manejan presiones entre media y alta.

Su principal diferencia con las plantas de GNL de base es que además de su capacidad de almacenamiento y vaporización (en lo que son relativamente similares a las plantas de base), poseen la capacidad de vaporizar el gas natural, antes de ser inyectado a la red de transporte o distribución.

Sin embargo, la tasa de licuefacción en estas plantas es de una velocidad considerablemente lenta en relación con las plantas de licuefacción a gran escala, lo cual hace que la capacidad anual de estas plantas sea necesariamente muy baja y que solo puedan utilizarse unos pocos días al año.



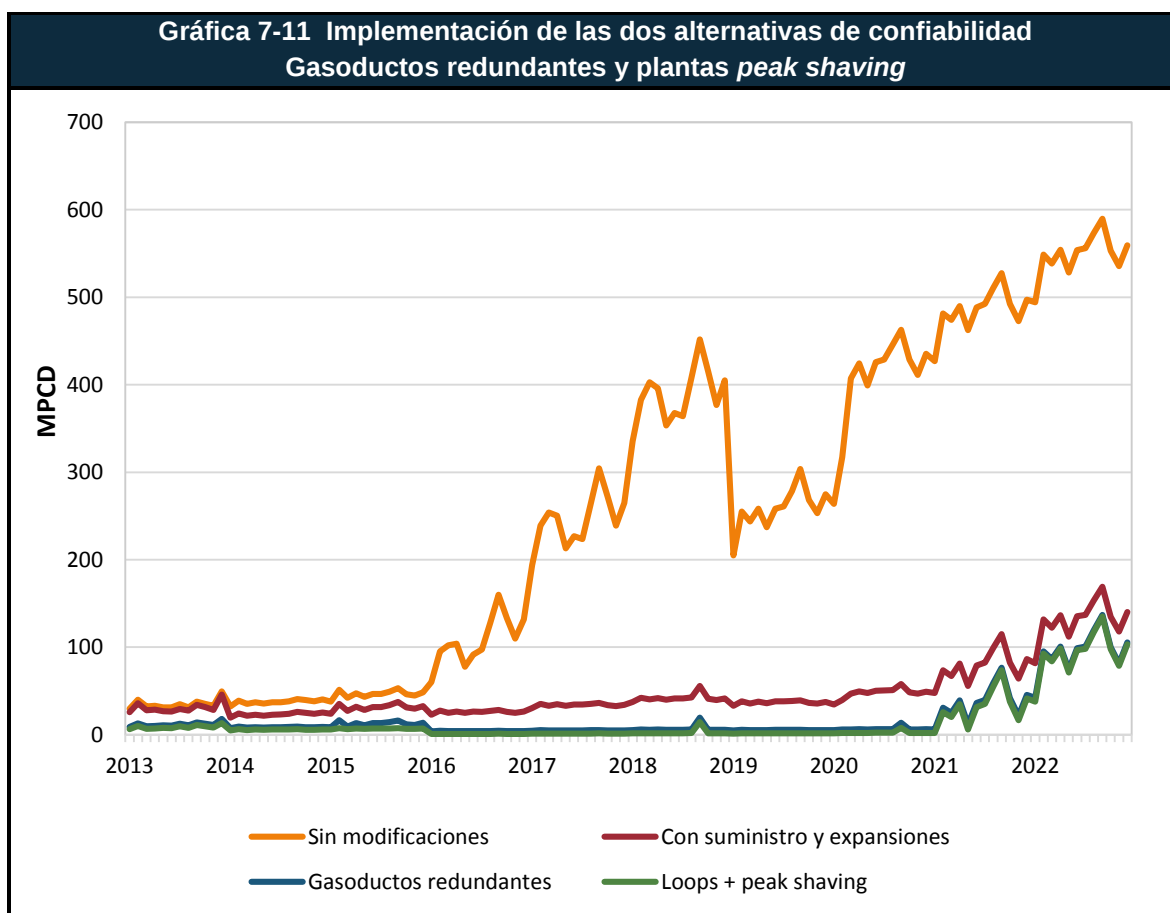
Fuente: UPME

La ejecución simultánea de las dos alternativas propuestas, aunque una va dirigida a sistema de transporte y la segunda al de suministro, disminuye el valor esperado del desabastecimiento, tal como se aprecia en la Gráfica 7-11. En este caso, el desabastecimiento alcanza cotas cercanas a los 5 MPCD a nivel nacional, situación que puede remediarse con manejos operacionales y empaquetamiento en algunos gasoductos, con lo cual el nivel general de déficit es mínimo.

En términos generales la implementación de plantas de *peak shaving* y gasoductos redundantes permiten satisfacer los requerimientos para reducir al máximo la probabilidad

de desatender la demanda por fallas en los próximos 10 años, no obstante es necesario evaluar los costos de estas soluciones a fin de encontrar una solución viable que siga criterios de mínimo costo.

Sin embargo, como se observa en la Gráfica 7-11 desde el año 2021 la situación se torna crítica, pues se convierte en un asunto esencial de abastecimiento que requiere soluciones estructurales para garantizar la disponibilidad de gas natural.



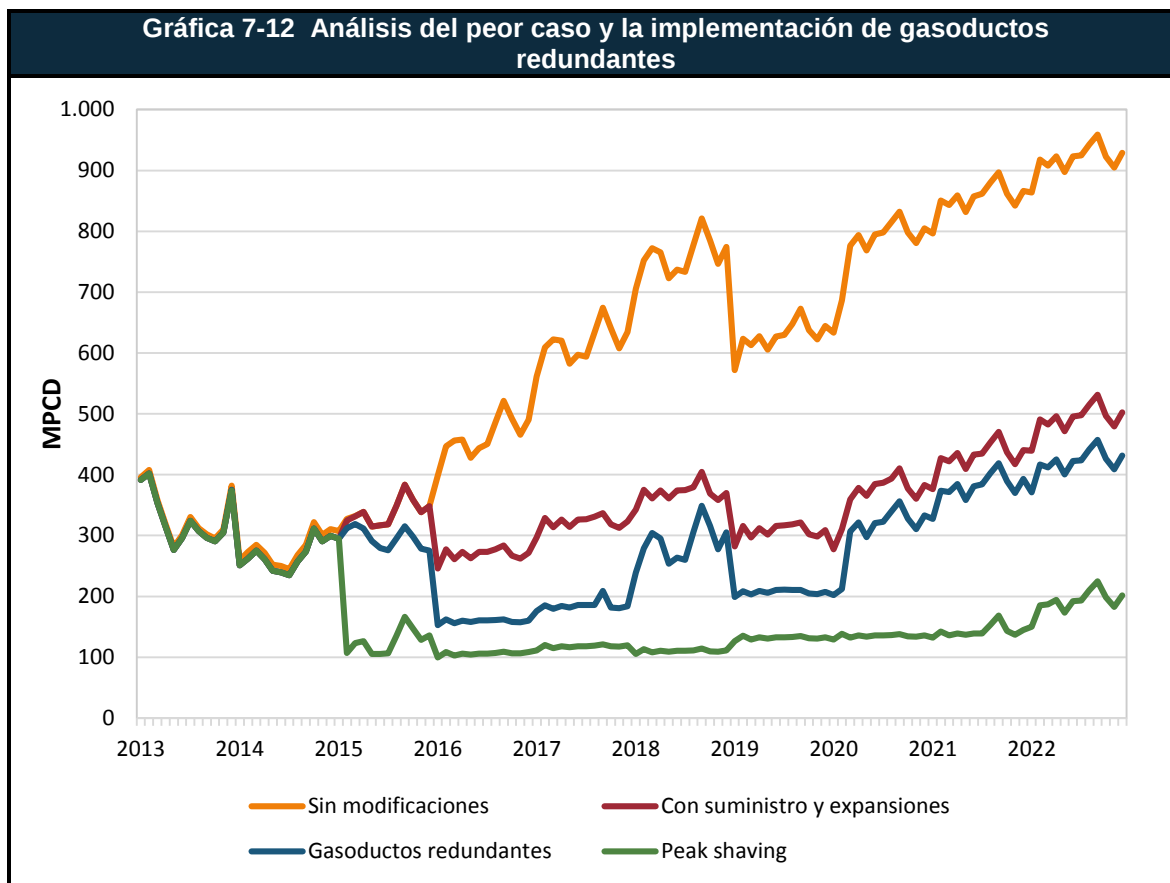
Fuente: UPME

Adicional al análisis del escenario medio presentado anteriormente, se realizó una evaluación del peor escenario posible para analizar los efectos en el comportamiento del sistema. A continuación se presenta los resultados y la magnitud del desabastecimiento frente a este escenario (falla más significativa del sistema N-1). Los nodos que alcanzaron aumentar la confiabilidad con alguna de las acciones propuestas, no fueron considerados dentro del conjunto de elementos que fallan.

Se resalta que en este caso no se toma la ponderación por probabilidad (valor esperado), sino que se toma el valor del mayor desabastecimiento. Bajo esta situación crítica, pero remota, aún con planta de regasificación, ampliaciones en la capacidad del sistema de transporte, gasoductos redundantes para aumentar la confiabilidad y plantas de *peak shaving*, el desabastecimiento se comportaría tal como se muestra en la Gráfica 7-12 y en la Gráfica 7-13.

En la primera grafica (Gráfica 7-12) se muestran los efectos del desabastecimiento considerando de manera independiente las dos alternativas para aumentar la confiabilidad (gasoductos redundantes y *peak shaving*). En esta ocasión, debido a la fragilidad del sistema de transporte por causa del modelo radial, el peor caso resulta severo y al final del horizonte de análisis el desabastecimiento podría superar los 450 MPCD cuando solo se dispone de gasoductos redundantes.

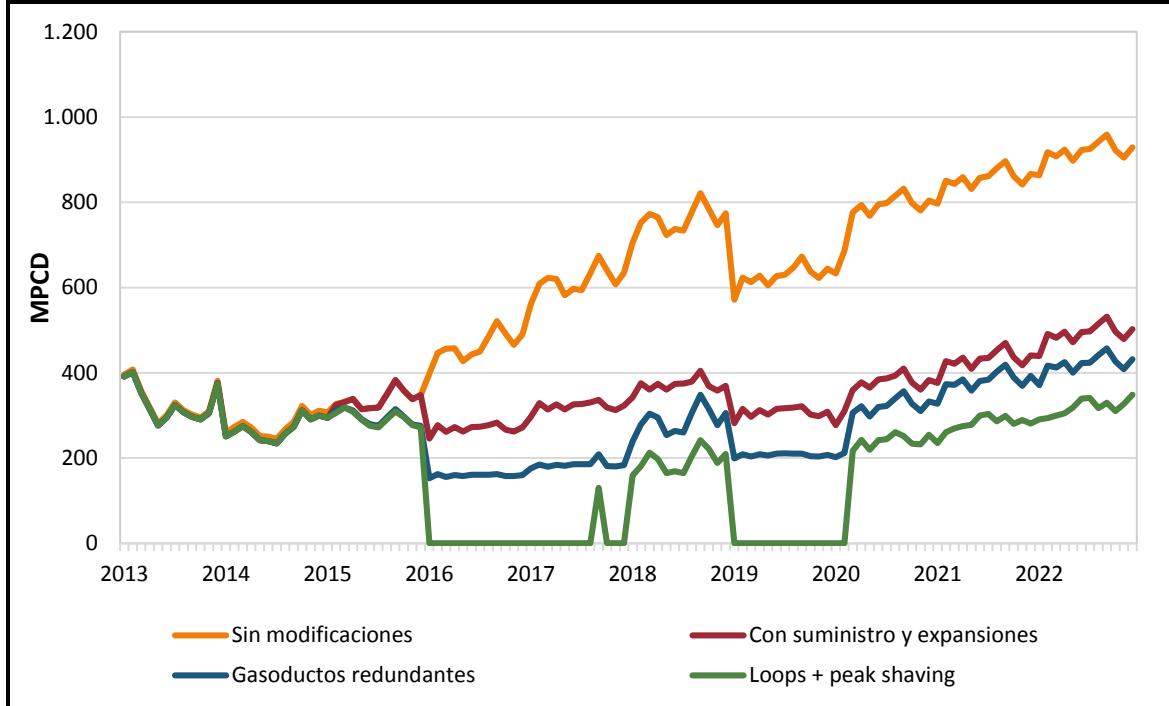
Ahora bien, si solo se considera plantas *peak shaving* el desabastecimiento se puede reducir a 200 MPCD al final del periodo de análisis, con lo cual esta última opción ofrece mayor garantía de abastecimiento, en el peor escenario.



Sin embargo en caso de implementar las dos alternativas simultáneamente, los resultados obtenidos muestran que en algunos periodos (2016 a 2018 y 2019 a 2020), cuando la falla es cercana a los centros de consumo, el desabastecimiento se reduce prácticamente a cero tal como se presenta en la Gráfica 7-13.

En caso de que las fallas ocurran lejos de las ciudades, gracias a los gasoductos redundantes se podría llevar mayores volúmenes de gas a los centros donde se localizan las plantas, disminuyendo su aporte en términos de confiabilidad. Este fenómeno es generado por la no transitividad del sistema. Así, la magnitud del desabastecimiento se aproxima a los 300 MPCD al final del horizonte de análisis (2023), información que se presenta en la Gráfica 7-13.

Gráfica 7-13 Análisis del peor caso y la implementación de gasoductos redundantes



En el capítulo siguiente (Análisis Financiero) se complementarán estos resultados teniendo en cuenta los respectivos costos de inversión y los beneficios logrados en cada alternativa, en términos de reducción del desabastecimiento, y por ende, reducción del costo asociado a este racionamiento.

7.1.3.3 Otras actuaciones para mejorar la confiabilidad del sistema de transporte

Aun cuando la probabilidad de falla del sistema de transporte de gas natural colombiano ha sido históricamente bajo, el impacto causado es importante como se verá en el próximo capítulo. Todo ello por razón de la fragilidad del sistema que se genera por tratarse de un esquema radial, que al final del día es incapaz de garantizar la continuidad del servicio cuando ocurre una falla, pese a la posibilidad de empaquetar al gas por tratarse de un fluido compresible.

Proponer un esquema robusto como enmallar la red de transporte, significa grandes inversiones de difícil retorno en el corto plazo, que no permite cumplir con el criterio de eficiencia económica, pero que reducen el impacto de una falla de manera considerable, la cual tienen mayor certeza de ocurrencia en el largo plazo.

Implementar esquemas de red enmallados permitiría reducir el impacto que las fallas de la red de transporte tienen en el abastecimiento, reduciendo su déficit por confiabilidad de manera considerable. La financiación de la implementación de dichos esquemas debe proceder de los beneficiarios principales.

Lo anterior con base en lo definido por el Decreto 2100 de 2011, donde la CREG puede incluir un activo de confiabilidad e incluirlo en los cargos regulados.

8 Análisis Financiero

En este capítulo se realiza el análisis financiero donde se estiman y comparan los costos de inversión de la infraestructura tanto para ampliar la capacidad de transporte del sistema como para aumentar su confiabilidad, según lo propuesto en el capítulo anterior. La obtención de estos parámetros siguió la siguiente lógica.

8.1 Inversiones para ampliar la capacidad de transporte del sistema

Para determinar las inversiones en gasoductos nuevos se utilizó el costo unitario de gasoductos comparables o de gasoductos que fueron construidos con anterioridad siguiendo el mismo trazado topográfico. Se tomó como referencia la metodología empleada para los cálculos del costo unitario, (indicados normalmente utilizado que relaciona precio total con la longitud del ducto y su diámetro) la cual contempla el siguiente procedimiento:

- Seleccionar un gasoducto de referencia que tenga parámetros comparables o que haya sido construido siguiendo el mismo trazado topográfico del nuevo gasoducto.
- Registrar el monto de la inversión, fecha base y especificaciones técnicas del gasoducto de referencia.
- Calcular el costo unitario del gasoducto de referencia en USD/m-pulg para la fecha base.
- Actualizar el costo unitario del gasoducto en cada año transcurrido a partir de la fecha base, de acuerdo con la variación anual del PPI de USA serie ID WPSSOP3200, mediante la siguiente fórmula:

$$C(t) = C(0) \left[\frac{PPI(t-1)}{PPI(0)} \right] \quad (8-1)$$

t :	Año para el cual se calcula el costo unitario del gasoducto.
$C(t)$:	Es el precio unitario correspondiente al año t
$C(0)$:	Precio unitario para la fecha base
$PPI(t-1)$:	PPI promedio para el mes de diciembre del año $t-1$
$PPI(0)$:	PPI promedio para el mes de diciembre de la fecha base

Luego se ajustó el costo unitario anterior teniendo en cuenta el incremento que ha tenido el precio del acero en los últimos años, considerando que en general, el costo del acero tiene una participación del 35% dentro del costo total de construcción de un gasoducto.

Con el objeto de lograr una mejor aproximación a los costos de construcción de sistemas de compresión, se evaluó la Resolución CREG 011 de 2003 y se efectuaron consultas con expertos del sector de gas natural, de lo cual se estableció que el costo oscila, alrededor de los 2.986 USD/HP.

8.2 Expansión del Sistema de Transporte

Sobre la base de los supuestos considerados con el propósito de buscar la mejor opción de abastecimiento para el país se realizaron los análisis financieros. Cabe señalar que el incremento de capacidad de transporte se puede alcanzar ya sea adicionando tramos de gasoducto o por aumento en la capacidad de compresión.

8.2.1 Costos de incremento de capacidad con adición de gasoductos

Teniendo en consideración la Tabla 7-5 (propuesta programa de ampliación de la capacidad del sistema de transporte), para asegurar el suministro de gas en el país, el sistema requiere de un aumento de la capacidad de transporte en las cantidades y fechas propuestas. Las expansiones se pueden efectuar mediante nuevos gasoductos o loops con diámetros que van desde unas cuantas pulgadas hasta cerca de las 14 pulgadas y que utilizan el mismo derecho de vía que los gasoductos originales.

La Tabla 8-1 comprende la necesidad de expansión por tramo, la cual es definida en términos de requerimiento en diámetro (resultado de las simulaciones adelantadas), advirtiendo que en aquellos tramos donde se presenta más de una condición de ampliación, significa que en longitudes distintas del mismo tramo se requiere más de un loop.

Tramo	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	Pulgadas									
Guajira-Intercor							7,77			
Intercor-Hato Nuevo						9,85	8,43			
Hato Nuevo-Valledupar						9,82	8,40			
Valledupar-Curumaní						9,82	8,40			
						9,82	8,40			
Curumaní-La Mata						8,40	8,40			
La Mata-San Alberto						8,40	8,40			
San Alberto-Barrancabermeja						8,40	8,40			
Barrancabermeja-Bucaramanga										
Barrancabermeja-Sebastopol										
Sebastopol-Medellín										
Sebastopol-Vasconia										
La Belleza-Vasconia										
Vasconia-Mariquita										
Mariquita-Manizales										
Manizales-Pereira										
Pereira-Cartago										
Cartago-Armenia										
Cartago-Tuluá										
Tuluá-Cali										
Cali-Popayán										
Mariquita-Gualanday	2,02				6,15					
	2,01				6,15					
	2,02				6,15					
	2,02				6,15					
	2,02				6,15					
	2,02				6,15					
	2,02				6,15					
	2,03				6,15					
	2,02				6,15					
	2,03				6,15					
Gualanday-Purificación	10,13				8,89					
	10,13				8,89					

Tramo	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	Pulgadas									
	10,12				8,89					
Purificación-Aipe							6,28			
Aipe-Neiva							6,28			
							3,13			
La Belleza-Zipacquirá			8,45		10,94					
			9,63		12,45					
			9,62		12,45					
			9,62		12,45					
Zipacquirá-Bogotá			9,62		12,45					
			13,00		11,34					
			13,00		11,34					
			13,00		11,34					
Puente Nacional-La Belleza										
Puente Nacional-Santana										
Villa de Leyva-Puente Nacional										
Tunja-Villa de Leyva										
Tunja-Sogamoso										
Miraflores-Tunja										
Yopal-Miraflores										
Yopal-Barranca de Upía			10,48		9,39					
			10,48		9,37					
			10,48		9,39					
			10,49		9,39					
			10,49		9,39					
Barranca de Upía-Restrepo			7,86		6,73					
			7,86		6,73					
			7,86		6,73					
			7,86		6,73					
Restrepo-Villavicencio			7,86		6,73					
Villavicencio-Usme			5,71		4,89					
			5,71		4,89					
			5,71		4,89					
			5,71		4,89					
			5,71		4,89					
			5,71		4,89					
			5,71		4,89					
			5,71		4,89					
			5,71		4,89					
Guajira-Santa Marta										
Santa Marta-Barranquilla										
Barranquilla-Cartagena										
Cartagena-Sincelejo										
Sincelejo-Montería										

Tabla 8-1 Ampliaciones de capacidad de transporte por tramo

El detalle (longitudes y mapa topológico) de la ampliación con loops se puede consultar en el Anexo 3.

El flujo de inversiones para incremento de capacidad de transporte requerida se presenta en la Tabla 8-2, cálculos que consideran una tasa de descuento 15% anual. Los resultados

señalan que el valor presente neto de las inversiones programadas en loops para los próximos 10 años alcanzaría cerca de los 1.153 MUS\$.

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Costo loops MUS\$	104,0	0	349,8	0	481,2	493,2	593,9	0	0	0
VP costo MUS\$ (tasa de descuento 15%) = 1.153,24										

Tabla 8-2 Inversiones mediante desarrollo de loops

8.2.2 Costo incremento de capacidad compresores y loops

Aunque se exploró la alternativa de expansión de capacidad únicamente con sistemas de compresión, esta no fue viable porque en algunos tramos se superaba las especificaciones técnicas que limitaban las cantidades de flujo requeridas, razón por la cual se debió utilizar de manera conjunta loops y sistemas de compresión. A continuación se presenta en la Tabla 8-3 los resultados de los cálculos correspondientes a esta alternativa de expansión.

Tramo	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Guajira-Intercor							7,8"			
Intercor-Hato Nuevo						10783 HP/9,8"	8,4"			
Hato Nuevo-Valledupar						9,8"	8,4"			
Valledupar-Curumaní						9,8"	8,4"			
Curumaní-La Mata						9,8"	8,4"			
La Mata-San Alberto						8,4"	8,4"			
San Alberto-Barrancabermeja						8,4"	8,4"			
Barrancabermeja-Bucaramanga										
Barrancabermeja-Sebastopol										
Sebastopol-Medellín										
Sebastopol-Vasconia										
La Belleza-Vasconia										
Vasconia-Mariquita										
Mariquita-Manizales										
Manizales-Pereira										
Pereira-Cartago										
Cartago-Armenia										
Cartago-Tuluá										
Tuluá-Cali										
Cali-Popayán										
Mariquita-Gualanday					84 HP 1134 HP 2519 HP 736 HP 923 HP	5418 HP 3855 HP				
	4970 HP									
Aipe-Neiva										

Tramo	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
La Belleza-Zipacquirá					9576 HP					
Zipacquirá-Bogotá										
Puente Nacional-La Belleza										
Puente Nacional-Santana										
Villa de Leyva-Puente Nacional										
Tunja-Villa de Leyva										
Tunja-Sogamoso										
Miraflores-Tunja										
Yopal-Miraflores										
Yopal-Barranca de Upía					591 HP					
Barranca de Upía-Restrepo					665 HP					
Restrepo-Villavicencio										
Villavicencio-USME			1194 HP		4,9" 4,9" 370 HP/4,9" 4,9" 4,9" 4,9" 4,9" 4,9" 4,9"					
			4146 HP							
Guajira-Santa Marta										
Santa Marta-Barranquilla										
Barranquilla-Cartagena										
Cartagena-Sincelejo										
Sincelejo-Montería										

Tabla 8-3 Ampliaciones de capacidad de transporte por tramo – compresores y loops

El detalle de esta alternativa de ampliación se muestra en el mapa del Anexo 4.

Los flujos de inversión aproximados para la ampliación de capacidad mediante *loops* y compresores se presentan en la Tabla 8-4.

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Costo compresores y loops MUS\$	14,8	0	15,9	0	137,7	520,9	478,8	0	0	0
VP costo MUS\$ (tasa de descuento 15%) = 576,61										

Tabla 8-4 Inversiones instalación de compresores y loops

Los resultados señalan que la alternativa de expansión vía solo loops es más costosa frente a la que combina sistemas de compresión y *loops* en 50% equivalente a MUS\$ 576, por lo cual la segunda alternativa resulta más atractiva para resolver los problemas de desabastecimiento debidos al crecimiento de la demanda.

8.3 Inversiones para aumentar la confiabilidad del sistema

Como se expuso en el capítulo anterior, la confiabilidad del sistema de transporte de gas colombiano podría aumentarse con la adición de loops redundantes y/o a través de plantas de *peak shaving*, alternativas que reducen el grado de desabastecimiento, por causa de fallas de distinta índole. A continuación se presenta la evaluación financiera realizada para determinar las necesidades de inversión en cada una de las alternativas planteadas.

8.3.1 Análisis financiero con gasoductos redundantes

Para la alternativa de gasoductos redundantes en los segmentos contenidos en la Tabla 7-6 (ver mapa en el Anexo 5) la inversión se estima en cerca de 902,7 MUS\$ y la reducción del desabastecimiento estaría dada año a año con las siguientes consideraciones.

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Reducción desabastecimiento, MPCD	14,8	18,4	21,8	29,0	35,3	31,7	41,1	41,7	35,9
Poder calorífico promedio, BTU/PC	1058,9	1061,6	1063,8	1067,5	1070,7	1074,0	1077,1	1080,0	1084,8
Precio GLP, US\$ ₂₀₁₃ /MBTU (promedio granel y Cil. 40 lbs)	26,1	25,7	25,7	26,0	26,3	26,4	26,5	26,7	26,8
Precio GN, US\$ ₂₀₁₃ /MBTU (promedio gran consumidor, industrial y residencial)	5,9	6,0	7,1	7,4	8,1	8,8	8,3	8,9	9,1
Costo de racionamiento US\$/MBTU	20,3	19,8	18,6	18,7	18,1	17,6	18,2	17,8	17,7
Reducción costo de racionamiento, MUS\$ ₂₀₁₃	115,5	141,2	157,3	210,8	250,2	218,8	293,9	292,6	252,0
VPN beneficio (Tasa de descuento 12%) = 1.183,2 MUS\$									

Tabla 8-5 Inversión en confiabilidad con *loops* redundantes

Asumiendo un costo de racionamiento para el usuario equivalente a la diferencia entre el precio del gas natural y del sustituto más cercano (GLP), esta reducción de desabastecimiento podría ser también entendida como un ahorro de este costo. Así, para el caso de gasoductos redundantes, el ahorro en este costo de racionamiento, a valor presente, sería de aproximadamente 1.183,2 MUS\$. Dado que este ahorro es mayor que la inversión (902,7 MUS\$), se podría concluir que esta opción, desde el punto de vista económico podría resultar viable. En este caso, la diferencia beneficio – costo, sería 280,5 MUS\$.

8.3.2 Análisis financiero con plantas *peak shaving*

Las inversiones correspondientes a la segunda alternativa, plantas de *peak shaving*, son presentadas en la Tabla 8-6 (ver mapa en el Anexo 6) y los resultados obtenidos señalan

una inversión aproximada de 102 MUS\$¹⁶, y el ahorro en costos de racionamiento (por la reducción esperada del desabastecimiento) sería del orden de 941,7 MUS\$ así

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Reducción desabastecimiento, MPCD	13,4	19,1	17,7	20,1	23,4	19,4	22,3	40,6	38,3
Poder calorífico promedio, BTU/PC	1058,9	1061,6	1063,8	1067,5	1070,7	1074,0	1077,1	1080,0	1084,8
Precio GLP, US\$ ₂₀₁₃ /MBTU (promedio granel y Cil. 40 lbs)	26,1	25,7	25,7	26,0	26,3	26,4	26,5	26,7	26,8
Precio GN, US\$ ₂₀₁₃ /MBTU (promedio gran consumidor, industrial y residencial)	5,9	6,0	7,1	7,4	8,1	8,8	8,3	8,9	9,1
Costo de racionamiento US\$/MBTU	20,3	19,7	18,6	18,7	18,1	17,6	18,2	17,8	17,7
Reducción costo de racionamiento, MUS\$ ₂₀₁₃	105,2	146,0	128,1	146,1	165,8	134,4	159,4	284,9	269,3
VPN beneficio (Tasa de descuento 12%) = 941,7 MUS\$									

Tabla 8-6 Inversión en confiabilidad con plantas *peak shaving*

Frente a esta amplia diferencia (839,7 MUS\$) entre el ahorro en costos de racionamiento (941,7 MUS\$) y la inversión en confiabilidad (102 MUS\$), se podría concluir que la alternativa de plantas de *peak shaving* sería la más aconsejable.

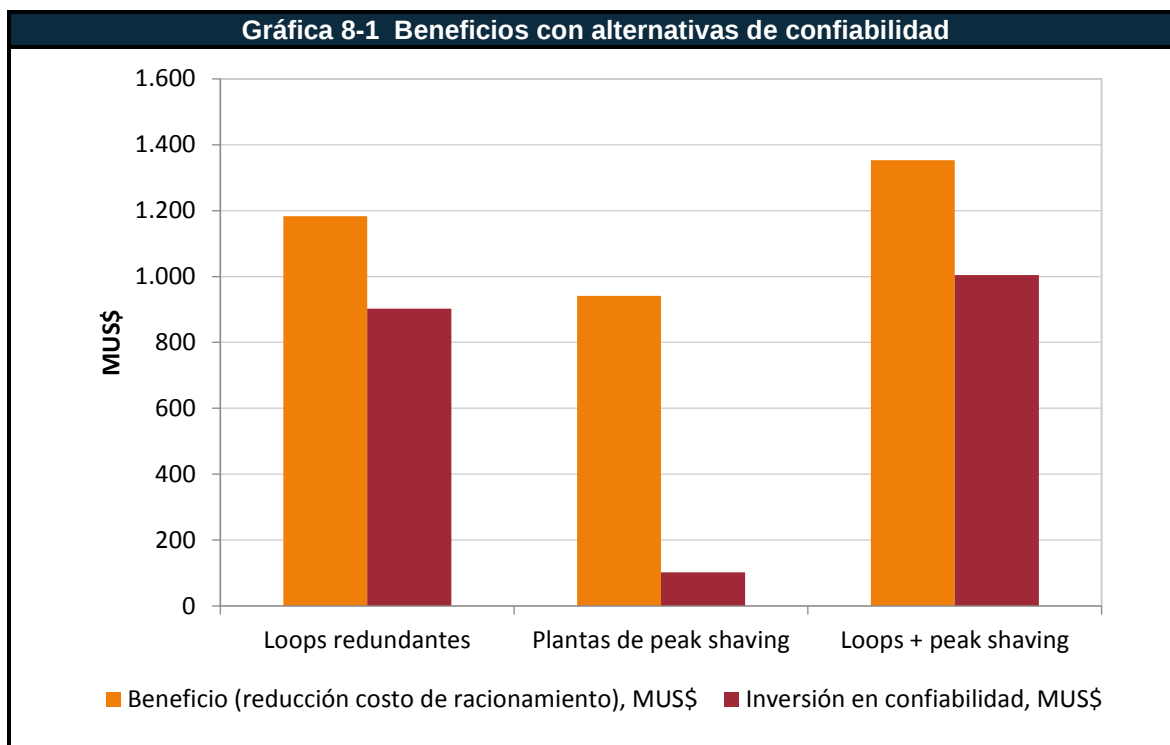
Al implementar simultáneamente las dos alternativas propuestas, resultados que son presentados en la Tabla 8-7 (ver mapa en el Anexo 7) se obtiene un mayor ahorro en el costo de racionamiento (1.352,9 MUS\$), pero la diferencia entre este beneficio alcanzado y la inversión requerida (1.004,7 MUS\$) no sería tan significativa (348,3 MUS\$) como en el caso de instalar únicamente las plantas de *peak shaving*.

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Reducción desabastecimiento, MPCD	17,6	24,3	25,0	32,7	39,4	35,5	45,3	46,2	38,3
Poder calorífico promedio, BTU/PC	1058,9	1061,6	1063,8	1067,5	1070,7	1074,0	1077,1	1080,0	1084,8
Precio GLP, US\$ ₂₀₁₃ /MBTU (promedio granel y Cil. 40 lbs)	26,1	25,7	25,7	26,0	26,3	26,4	26,5	26,7	26,8
Precio GN, US\$ ₂₀₁₃ /MBTU (promedio gran consumidor, industrial y residencial)	5,9	6,0	7,1	7,4	8,1	8,8	8,3	8,9	9,1
Costo de racionamiento US\$/MBTU	20,3	19,7	18,6	18,7	18,1	17,6	18,2	17,8	17,7
Reducción costo de racionamiento, MUS\$ ₂₀₁₃	137,7	185,7	180,8	237,9	279,2	245,1	323,8	324,4	269,3
VPN beneficio (Tasa de descuento 12%) = 1.352,9 MUS\$									

Tabla 8-7 Inversión en confiabilidad conjunta gasoductos redundantes y plantas *peak shaving*

¹⁶ Lo equivalente a dos plantas (una en Bogotá y otra en Cali) de 51 MUS\$ cada una.

La Gráfica 8-1 compara la diferencia entre el beneficio (ahorro en costos de racionamiento) y el costo (respectivas inversiones) de las diferentes alternativas analizadas para aumentar la confiabilidad. De esta gráfica se concluye que la mejor alternativa sería la de instalar plantas de *peak shaving* por cuanto logra un mayor beneficio a menor costo.



9 Conclusiones y Recomendaciones

Como resultado de los análisis y estimaciones contenidas en este ejercicio de planificación indicativa para el abastecimiento de gas, se tiene:

9.1 Conclusiones

- Considerando el escenario de oferta de declaración de producción más planta de regasificación y el escenario de demanda media, el país está en la capacidad de asegurar el suministro de gas por lo menos hasta el año 2021; momento en el cual, de no darse nuevos descubrimientos o nuevos desarrollos que aumenten el potencial de producción nacional, será necesario ampliar nuevamente la capacidad de suministro de gas natural importado.
- La planta de regasificación de Cartagena, con capacidad de 400 MPCD, disponible a partir del año 2016, le permitirá al país asegurar el suministro de gas natural frente a los escenarios bajo y medio de demanda durante el periodo de análisis (2013-2022). La planta de regasificación, además de brindar seguridad al abastecimiento, le proporciona también mayor garantía de suministro al sistema, por cuanto diversifica las fuentes de suministro del país. La planta de regasificación, y la nueva regulación vigente, posiblemente dinamizarán el mercado de gas natural en el país.
- Dependiendo de la evolución de la demanda en los próximos años y de darse el escenario de escasez en la incorporación de reservas, se debe analizar la conveniencia de una posible planta de regasificación en el Pacífico, lo cual brindaría mayor seguridad al abastecimiento, aportando mayor confiabilidad al sistema y oportunidad de mayor flujo comercial con los mercados suramericanos y asiáticos.
- Los escenarios de oferta de gas natural no consideran el desarrollo de hidrocarburos no convencionales (*shale gas* o *CBM*) ni en el corto ni en el mediano plazo, debido a la ausencia de normatividad para la explotación de estos recursos, así como la receta técnica para su extracción. Tampoco se dispone de normas ambientales que hagan factible su extracción, por lo que se estima que el ritmo de aprovechamiento de estos recursos en nuestro país puede ser lento.
- Contando con las fuentes de suministro de gas suficientes para abastecer la demanda interna en caso de ocurrir el escenario medio, se requiere efectuar ampliaciones de la capacidad de transporte del sistema, con el fin de asegurar la atención de demanda según los lineamientos técnicos definidos en el primer capítulo.
- Si existe una oferta suficiente de gas natural, es de esperar que el mecanismo de comercialización de los próximos años continúe siendo la negociación directa, y que por efectos del gas importado, los precios suban. Esto a su vez, podrá servir de incentivo a la actividad de exploración y producción, y dado que los precios de los sustitutos son aún más elevados, un aumento en el precio del gas posiblemente no impacte significativamente la demanda.

- En el evento en que surjan nuevas fuentes internas de producción en cantidades importantes y dependiendo de su ubicación y viabilidad de conexión al SNT, se podrá optar por el acondicionamiento de la infraestructura de regasificación en licuefacción, con lo cual el país podrá convertirse en un *hub* energético, aprovechando la posición espacial en el continente Suramericano.
- En cuanto a las inversiones en confiabilidad, es necesario analizar y definir responsables para su ejecución y alternativas de financiación. Dado que la opción de plantas de *peak shaving*, si bien reducen el desabastecimiento ocasionado por fallas del sistema, su impacto solo beneficiaría a los usuarios ubicados en el centro de consumo donde estarían ubicadas las plantas. En este orden de ideas, habría que analizar la posibilidad de remunerar las plantas de *peak shaving* mediante algún esquema aplicable sólo a los usuarios beneficiados. En todo caso, la regulación deberá dar las señales apropiadas para facilitar la ejecución de dichas inversiones.
- Para que el Criterio de Confiabilidad tenga un sentido económico y técnico es necesario definir los estándares de continuidad del servicio que están asociados a las interrupciones programadas y no programadas de todos los segmentos de la cadena, haciendo la clara diferenciación con el concepto de abastecimiento.
- El enfriamiento de gas natural es una alternativa de aumento de capacidad de transporte en caso de requerimientos menores que generalmente ocurren cuando el crecimiento de la demanda es constante, constituyendo una alternativa de corto plazo, no tan costosa como lo implica un *loop*. Por tanto, para zonas con crecimiento de demanda no tan significativos (o si se planea utilizar sustitutos para reducir la demanda) la expansión por enfriamiento puede considerarse una buena opción a largo plazo.
- El esquema actual de remuneración de la actividad de transporte de gas natural en términos de eficiencia, no da las señales suficientes para que la expansión de la capacidad de transporte se realice también en función de asegurar el suministro aún en situaciones críticas de demandas máximas puntuales. Para la definición de la nueva metodología tarifaria sería aconsejable revisar este aspecto.

9.2 Recomendaciones

- La planta de regasificación se plantea como una alternativa de abastecimiento de la demanda de gas en general, y no de manera exclusiva para la demanda del sector eléctrico. En este caso, la regulación deberá prever y facilitar la comercialización de este gas importado para atender también la demanda de otros sectores de consumo.
- Se recomienda aumentar la capacidad del sistema de transporte mediante la instalación de compresores y algunos *loops*, según lo planteado en el Anexo 4, por ser ésta la opción más viable desde el punto de vista económico, pues se trata de dos alternativas que no son excluyentes.
- Adicional a las obras propuestas anteriormente, y con el fin de aumentar la confiabilidad, se recomienda la instalación de una planta de *peak shaving* en Bogotá y otra en Cali

(con una inversión estimada de 102 MUS\$). Esta medida permitirá reducir el desabastecimiento ocasionado por fallas del sistema de transporte y beneficiar así a los usuarios de gas natural con una reducción de sus costos de racionamiento en aproximadamente 941,7 MUS\$ (para el periodo 2014 a 2022). Esta alternativa resultó más viable desde el punto de vista económico que la opción de instalar *gasoductos* redundantes, ya que para este caso se obtendría la mayor diferencia beneficio-costos, es decir, que para un menor costo (menor inversión), se obtendría un mayor beneficio (mayor ahorro en costos de racionamiento).

- Es necesario revisar la conveniencia de que la expansión de infraestructura en el caso colombiano se establezca vía contratos, pues este esquema no permite expansiones armónicas con la oferta o dilaciones en el aumento de capacidad requerida bajo el amparo de la discrecionalidad otorgada al transportador o de insuficiencia financiera.
- Es importante que la demanda no térmica pueda acceder al gas natural importado cuando se presentan fallas de servicio programado o fortuito y cuando la oferta nacional sea insuficiente para suplir todas las necesidades, en tal sentido se requiere la definición del esquema que permita que permita la disponibilidad de este suministro.
- El presente plan de abastecimiento recomienda, adicional a las obras propuestas para ampliar la capacidad de transporte y aumentar la confiabilidad del sistema, asegurar el suministro de gas diversificando las fuentes de suministro. Lo anterior, no sólo mediante plantas de regasificación, sino promoviendo también el incremento de la producción nacional de gas. Para este fin, una alternativa a largo plazo será la de promover la producción sostenible de gas en yacimientos tanto convencionales como los no convencionales.
- Como soporte a la anterior recomendación, se propone promover la investigación y desarrollo, con miras a aumentar el conocimiento tanto de los aspectos técnicos y tecnológicos de la producción de gas no convencional, como lo referente al impacto ambiental esperado y los mecanismos de prevención y mitigación del mismo.
- Se propone la promoción de una política de abastecimiento de gas combustible integrada – gas natural y GLP – que permita aprovechar la disponibilidad de este último y sus ventajas competitivas en aquellos sectores de consumo y regiones del país que lo permitan, para diversificar la oferta energética y aumentar la garantía de suministro.
- Las tecnologías emergentes de GNL abren nuevas posibilidades en los sectores transporte e industria, donde la diversificación de la canasta con este energético ofrece beneficios económicos y ambientales, resaltándose una mayor autonomía de los vehículos, ahorros en los costos de operación y mantenimiento en la industria y la reducción de emisiones de contaminantes.
- El uso de gas natural como materia prima en la industria petroquímica constituye una de las actividades de mayor valor agregado para el país, por su contribución a la producción de compuestos primarios indispensables para el desarrollo de la industria

manufacturera y que hoy en su mayoría son importados en Colombia, se recomienda promover la creación de complejos petroquímicos que permitan el desarrollo de una nueva actividad industrial que sea competitiva, para favorecer un desarrollo integral y equilibrado del país.

- Con el fin de optimizar los requerimientos de infraestructura de transporte de gas natural y posponer inversiones ya sea en el uso de nuevas unidades compresoras o enfriadores, o loops, se recomienda el desarrollo de programas regionales de uso eficiente de gas natural para todos los sectores.

Anexo 1 Resultados Precio Gas Natural Plantas Térmicas

Tabla - Precio Gas Natural Plantas Térmicas (US\$ Constantes Dic. 2013) / MBTU)

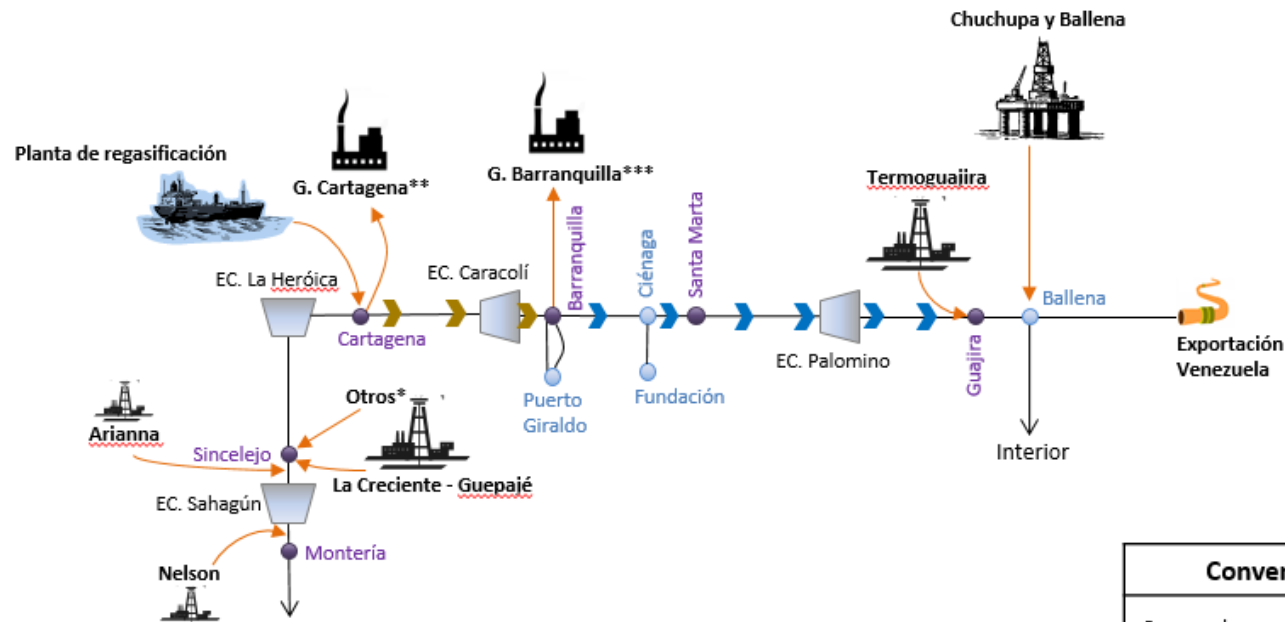
Fecha	Precio en planta de generación Termogujaira USS/MBTU 2013 (Gas Guajira)			Precio en planta de generación Termofloros USS/MBTU 2013 (Gas Guajira)			Precio en planta de generación Termobarraquilla USS/MBTU 2013 (Gas Guajira)			Precio en planta de generación Tebasa USS/MBTU 2013 (Gas Guajira)			Precio en planta de generación Termocandelaria USS/MBTU 2013 (Gas Guajira)			Precio en planta de generación Cartagena USS/MBTU 2013 (Gas Guajira)			Precio en planta de generación Proelctrica USS/MBTU 2013 (Gas Guajira)		
	Total Referencia	Total Alto	Total Bajo	Total Referencia	Total Alto	Total Bajo	Total Referencia	Total Alto	Total Bajo	Total Referencia	Total Alto	Total Bajo	Total Referencia	Total Alto	Total Bajo	Total Referencia	Total Alto	Total Bajo	Total Referencia	Total Alto	Total Bajo
ene-14	4.39	4.49	3.58	4.71	4.82	3.90	4.71	4.82	3.90	4.71	4.82	3.90	5.02	5.12	4.20	5.02	5.12	4.20	5.02	5.12	4.20
feb-14	4.42	4.53	3.58	4.75	4.85	3.90	4.75	4.85	3.90	4.75	4.85	3.90	5.05	5.16	4.21	5.05	5.16	4.21	5.05	5.16	4.21
mar-14	4.05	4.14	3.52	4.37	4.46	3.84	4.37	4.46	3.84	4.37	4.46	3.84	4.68	4.77	4.15	4.68	4.77	4.15	4.68	4.77	4.15
abr-14	3.77	3.86	3.45	4.10	4.18	3.77	4.10	4.18	3.77	4.10	4.18	3.77	4.40	4.49	4.08	4.40	4.49	4.08	4.40	4.49	4.08
may-14	3.61	3.70	3.48	3.94	4.02	3.80	3.94	4.02	3.80	3.94	4.02	3.80	4.24	4.33	4.11	4.24	4.33	4.11	4.24	4.33	4.11
jun-14	3.70	3.79	3.52	4.03	4.11	3.84	4.03	4.11	3.84	4.03	4.11	3.84	4.33	4.42	4.14	4.33	4.42	4.14	4.33	4.42	4.14
jul-14	3.81	3.90	3.50	4.13	4.22	3.82	4.13	4.22	3.82	4.13	4.22	3.82	4.44	4.53	4.13	4.44	4.53	4.13	4.44	4.53	4.13
ago-14	3.81	3.90	3.55	4.13	4.22	3.87	4.13	4.22	3.87	4.13	4.22	3.87	4.44	4.53	4.18	4.44	4.53	4.18	4.44	4.53	4.18
sep-14	3.79	3.88	3.50	4.11	4.20	3.82	4.11	4.20	3.82	4.11	4.20	3.82	4.42	4.51	4.13	4.42	4.51	4.13	4.42	4.51	4.13
oct-14	3.78	3.87	3.42	4.10	4.19	3.74	4.10	4.19	3.74	4.10	4.19	3.74	4.41	4.50	4.05	4.41	4.50	4.05	4.41	4.50	4.05
nov-14	3.88	3.97	3.40	4.20	4.29	3.72	4.20	4.29	3.72	4.20	4.29	3.72	4.51	4.60	4.02	4.51	4.60	4.02	4.51	4.60	4.02
ene-15	3.91	4.00	3.40	4.23	4.32	3.72	4.23	4.32	3.72	4.23	4.32	3.72	4.53	4.63	4.03	4.53	4.63	4.03	4.53	4.63	4.03
feb-15	3.88	3.96	3.18	4.21	4.28	3.50	4.21	4.28	3.50	4.21	4.28	3.50	4.51	4.59	3.81	4.51	4.59	3.81	4.51	4.59	3.81
mar-15	3.86	3.93	3.19	4.18	4.26	3.51	4.18	4.26	3.51	4.18	4.26	3.51	4.49	4.56	3.82	4.49	4.56	3.82	4.49	4.56	3.82
abr-15	3.73	3.80	3.12	4.05	4.12	3.44	4.05	4.12	3.44	4.05	4.12	3.44	4.36	4.43	3.75	4.36	4.43	3.75	4.36	4.43	3.75
may-15	3.62	3.69	3.07	3.94	4.01	3.39	3.94	4.01	3.39	3.94	4.01	3.39	4.24	4.32	3.70	4.24	4.32	3.70	4.24	4.32	3.70
jun-15	3.58	3.63	3.12	3.88	3.95	3.44	3.88	3.95	3.44	3.88	3.95	3.44	4.18	4.25	3.74	4.18	4.25	3.74	4.18	4.25	3.74
jul-15	3.70	3.78	3.18	4.02	4.10	3.50	4.02	4.10	3.50	4.02	4.10	3.50	4.33	4.40	3.81	4.33	4.40	3.81	4.33	4.40	3.81
ago-15	3.80	3.87	3.17	4.12	4.20	3.50	4.12	4.20	3.50	4.12	4.20	3.50	4.43	4.50	3.80	4.43	4.50	3.80	4.43	4.50	3.80
sep-15	3.81	3.89	3.21	4.14	4.21	3.53	4.14	4.21	3.53	4.14	4.21	3.53	4.44	4.52	3.84	4.44	4.52	3.84	4.44	4.52	3.84
oct-15	3.81	3.88	3.17	4.13	4.20	3.49	4.13	4.20	3.49	4.13	4.20	3.49	4.43	4.51	3.80	4.43	4.51	3.80	4.43	4.51	3.80
nov-15	3.88	3.96	3.10	4.21	4.28	3.42	4.21	4.28	3.42	4.21	4.28	3.42	4.51	4.59	3.73	4.51	4.59	3.73	4.51	4.59	3.73
ene-16	3.96	4.04	3.12	4.28	4.36	3.44	4.28	4.36	3.44	4.28	4.36	3.44	4.59	4.67	3.74	4.59	4.67	3.74	4.59	4.67	3.74
feb-16	4.05	4.13	3.12	4.37	4.45	3.44	4.37	4.45	3.44	4.37	4.45	3.44	4.68	4.76	3.74	4.68	4.76	3.74	4.68	4.76	3.74
mar-16	4.02	4.09	3.77	5.24	5.31	4.09	5.24	5.31	4.09	5.24	5.31	4.09	5.54	5.62	4.40	5.54	5.62	4.40	5.54	5.62	4.40
abr-16	4.05	5.02	3.76	5.27	5.34	4.08	5.27	5.34	4.08	5.27	5.34	4.08	5.58	5.65	4.39	5.58	5.65	4.39	5.58	5.65	4.39
may-16	4.06	5.06	3.75	5.30	5.38	4.08	5.30	5.38	4.08	5.30	5.38	4.08	5.61	5.68	4.38	5.61	5.68	4.38	5.61	5.68	4.38
jun-16	5.01	5.09	3.75	5.34	5.41	4.07	5.34	5.41	4.07	5.34	5.41	4.07	5.64	5.72	4.37	5.64	5.72	4.37	5.64	5.72	4.37
jul-16	5.05	5.12	3.74	5.37	5.45	4.06	5.37	5.45	4.06	5.37	5.45	4.06	5.68	5.75	4.37	5.68	5.75	4.37	5.68	5.75	4.37
ago-16	5.08	5.16	3.73	5.40	5.48	4.05	5.40	5.48	4.05	5.40	5.48	4.05	5.71	5.79	4.36	5.71	5.79	4.36	5.71	5.79	4.36
sep-16	5.11	5.19	3.72	5.44	5.51	4.05	5.44	5.51	4.05	5.44	5.51	4.05	5.74	5.82	4.35	5.74	5.82	4.35	5.74	5.82	4.35
oct-16	5.15	5.23	3.72	5.47	5.55	4.04	5.47	5.55	4.04	5.47	5.55	4.04	5.78	5.85	4.35	5.78	5.85	4.35	5.78	5.85	4.35
nov-16	5.18	5.26	3.71	5.50	5.58	4.03	5.50	5.58	4.03	5.50	5.58	4.03	5.81	5.89	4.34	5.81	5.89	4.34	5.81	5.89	4.34
ene-17	5.22	5.30	3.70	5.54	5.62	4.02	5.54	5.62	4.02	5.54	5.62	4.02	5.84	5.93	4.33	5.84	5.93	4.33	5.84	5.93	4.33
feb-17	5.25	5.32	3.70	5.57	5.65	4.02	5.57	5.65	4.02	5.57	5.65	4.02	5.86	5.95	4.33	5.86	5.95	4.33	5.86	5.95	4.33
mar-17	5.29	5.37	3.69	5.61	5.69	4.01	5.61	5.69	4.01	5.61	5.69	4.01	5.91	6.00	4.32	5.91	6.00	4.32	5.91	6.00	4.32
abr-17	5.31	5.39	3.49	5.63	5.71	3.81	5.63	5.71	3.81	5.63	5.71	3.81	5.94	6.02	4.11	5.94	6.02	4.11	5.94	6.02	4.11
may-17	5.42	5.55	3.60	5.74	5.87	3.92	5.74	5.87	3.92	5.74	5.87	3.92	6.05	6.18	4.23	6.05	6.18	4.23	6.05	6.18	4.23
jun-17	5.48	5.63	3.65	5.80	5.95	3.97	5.80	5.95	3.97	5.80	5.95	3.97	6.11	6.26	4.28	6.11	6.26	4.28	6.11	6.26	4.28
jul-17	5.48	5.61	3.62	5.80	5.93	3.94	5.80	5.93	3.94	5.80	5.93	3.94	6.11	6.24	4.25	6.11	6.24	4.25	6.11	6.24	4.25
ago-17	5.39	5.48	3.48	5.72	5.80	3.80	5.72	5.80	3.80	5.72	5.80	3.80	6.02	6.11	4.11	6.02	6.11	4.11	6.02	6.11	4.11
sep-17	5.42	5.50	3.48	5.74	5.83	3.80	5.74	5.83	3.80	5.74	5.83	3.80	6.05	6.13	4.11	6.05	6.13	4.11	6.05	6.13	4.11
oct-17	5.44	5.53	3.48	5.76	5.85	3.80	5.76	5.85	3.80	5.76	5.85	3.80	6.07	6.16	4.11	6.07	6.16	4.11	6.07	6.16	4.11
nov-17	5.57	5.64	3.63	5.83	5.93	3.94	5.83	5.93	3.94	5.83	5.93	3.94	6.20	6.34	4.25	6.20	6.34	4.25	6.20	6.34	4.25
ene-18	5.77	5.98	3.86	6.09	6.31	4.18	6.09	6.31	4.18	6.09	6.31	4.18	6.40	6.61	4.49	6.40	6.61	4.49	6.40	6.61	4.49
feb-18	5.61	5.74	3.61	5.93	6.06	3.93	5.93	6.06	3.93	5.93	6.06	3.93	6.23	6.37	4.24	6.23	6.37	4.24	6.23	6.37	4.24
mar-18	5.53	5.62	3.47	5.85	5.94	3.79	5.85	5.94	3.79	5.85	5.94	3.79	6.16	6.25	4.10	6.16	6.25	4.10	6.16	6.25	4.10
abr-18	5.59	5.70	3.52	5.91	6.02	3.84	5.91	6.02	3.84	5.91	6.02	3.84	6.22	6.32	4.15	6.22	6.32	4.15	6.22	6.32	4.15
may-18	5.92	6.13	3.89	6.24	6.45	4.21	6.24	6.45	4.21	6.24	6.45	4.21	6.55	6.76	4.55	6.55	6.76	4.55	6.55	6.76	4.55
jun-18	6.15	6.44	4.18	6.47	6.76	4.50	6.47	6.76	4.50	6.47	6.76	4.50	6.78	7.07	4.81	6.78	7.07	4.81	6.78	7.07	4.81
jul-18	6.23	6.53	4.26	6.55	6.85	4.58	6.55	6.85	4.58	6.55	6.85	4.58	6.86	7.16	4.89	6.86	7.16	4.89	6.86	7.16	4.89
ago-18	6.20																				

Fecha	Precio en planta de generación USS/MBTU 2013 Termocentro (Gas Cusiana)			Precio en planta de generación USS/MBTU 2013 Meriérica (Gas Cusiana)			Precio en planta de generación USS/MBTU 2013 Termoserra (Gas Cusiana)			Precio en planta de generación USS/MBTU 2013 Termoyopal (Gas Floreña)			Precio en planta de generación USS/MBTU 2013 Termodorada (Gas Cusiana)			Precio en planta de generación USS/MBTU 2013 Termomali (Gas Cusiana)			Precio en planta de generación USS/MBTU 2013 Termolive (Gas Cusiana)		
	Total Referencia	Total Alto	Total Bajo	Total Referencia	Total Alto	Total Bajo	Total Referencia	Total Alto	Total Bajo	Total Referencia	Total Alto	Total Bajo	Total Referencia	Total Alto	Total Bajo	Total Referencia	Total Alto	Total Bajo	Total Referencia	Total Alto	Total Bajo
ene-14	4.58	4.66	3.90	4.58	4.66	3.90	4.58	4.66	3.90	3.21	3.29	2.53	4.74	4.82	4.06	6.52	6.60	5.84	6.52	6.60	5.84
feb-14	4.61	4.69	3.90	4.61	4.69	3.90	4.61	4.69	3.90	3.21	3.32	2.53	4.76	4.84	4.06	6.55	6.63	5.84	6.55	6.63	5.84
mar-14	4.31	4.39	3.86	4.31	4.39	3.86	4.31	4.39	3.86	2.84	3.02	2.49	4.54	4.62	3.89	6.33	6.41	5.80	6.33	6.41	5.80
abr-14	4.10	4.17	3.81	4.10	4.17	3.81	4.10	4.17	3.81	2.73	2.80	2.43	4.26	4.33	3.96	6.04	6.11	5.75	6.04	6.11	5.75
may-14	3.98	4.04	3.83	3.98	4.04	3.83	3.98	4.04	3.83	2.61	2.67	2.46	4.14	4.20	3.98	5.92	5.98	5.77	5.92	5.98	5.77
jun-14	4.05	4.11	3.85	4.05	4.11	3.85	4.05	4.11	3.85	2.68	2.74	2.48	4.21	4.27	4.01	5.99	6.05	5.79	5.99	6.05	5.79
jul-14	4.13	4.20	3.84	4.13	4.20	3.84	4.13	4.20	3.84	2.76	2.83	2.47	4.29	4.36	4.00	6.07	6.14	5.78	6.07	6.14	5.78
ago-14	4.13	4.20	3.88	4.13	4.20	3.88	4.13	4.20	3.88	2.76	2.83	2.51	4.29	4.36	4.04	6.07	6.14	5.82	6.07	6.14	5.82
sep-14	4.12	4.18	3.84	4.12	4.18	3.84	4.12	4.18	3.84	2.74	2.81	2.47	4.27	4.34	4.00	6.06	6.12	5.78	6.06	6.12	5.78
oct-14	4.11	4.18	3.78	4.11	4.18	3.78	4.11	4.18	3.78	2.74	2.81	2.41	4.27	4.34	3.94	6.05	6.12	5.72	6.05	6.12	5.72
nov-14	4.18	4.25	3.76	4.18	4.25	3.76	4.18	4.25	3.76	2.81	2.88	2.39	4.34	4.41	3.92	6.12	6.19	5.70	6.12	6.19	5.70
dic-14	4.20	4.28	3.77	4.20	4.28	3.77	4.20	4.28	3.77	2.83	2.90	2.39	4.36	4.43	3.92	6.14	6.22	5.71	6.14	6.22	5.71
ene-15	4.19	4.25	3.60	4.19	4.25	3.60	4.19	4.25	3.60	2.82	2.88	2.23	4.35	4.41	3.76	6.13	6.19	5.54	6.13	6.19	5.54
feb-15	4.17	4.23	3.61	4.17	4.23	3.61	4.17	4.23	3.61	2.80	2.86	2.24	4.33	4.39	3.77	6.11	6.17	5.55	6.11	6.17	5.55
mar-15	4.07	4.12	3.55	4.07	4.12	3.55	4.07	4.12	3.55	2.70	2.75	2.18	4.22	4.28	3.71	6.01	6.06	5.49	6.01	6.06	5.49
abr-15	3.98	4.04	3.52	3.98	4.04	3.52	3.98	4.04	3.52	2.61	2.66	2.14	4.14	4.19	3.67	5.92	5.98	5.46	5.92	5.98	5.46
may-15	3.93	3.99	3.55	3.93	3.99	3.55	3.93	3.99	3.55	2.56	2.62	2.18	4.09	4.15	3.71	5.87	5.93	5.49	5.87	5.93	5.49
jun-15	4.05	4.10	3.60	4.05	4.10	3.60	4.05	4.10	3.60	2.68	2.73	2.23	4.20	4.26	3.75	5.99	6.04	5.54	5.99	6.04	5.54
jul-15	4.12	4.18	3.60	4.12	4.18	3.60	4.12	4.18	3.60	2.75	2.81	2.22	4.28	4.34	3.75	6.06	6.12	5.54	6.06	6.12	5.54
ago-15	4.13	4.19	3.62	4.13	4.19	3.62	4.13	4.19	3.62	2.76	2.82	2.25	4.29	4.35	3.78	6.07	6.13	5.56	6.07	6.13	5.56
sep-15	4.13	4.19	3.59	4.13	4.19	3.59	4.13	4.19	3.59	2.75	2.81	2.22	4.29	4.34	3.75	6.07	6.13	5.53	6.07	6.13	5.53
oct-15	4.19	4.25	3.54	4.19	4.25	3.54	4.19	4.25	3.54	2.82	2.88	2.17	4.35	4.41	3.70	6.13	6.19	5.48	6.13	6.19	5.48
nov-15	4.25	4.31	3.55	4.25	4.31	3.55	4.25	4.31	3.55	2.88	2.94	2.18	4.41	4.47	3.71	6.19	6.25	5.49	6.19	6.25	5.49
dic-15	4.32	4.38	3.55	4.32	4.38	3.55	4.32	4.38	3.55	2.94	3.01	2.18	4.47	4.54	3.71	6.26	6.32	5.49	6.26	6.32	5.49
ene-16	4.17	4.23	3.59	4.17	4.23	3.59	4.17	4.23	3.59	2.83	2.89	2.18	4.39	4.45	3.69	6.19	6.25	5.49	6.19	6.25	5.49
feb-16	4.20	4.26	3.59	4.20	4.26	3.59	4.20	4.26	3.59	2.83	2.89	2.18	4.39	4.45	3.69	6.19	6.25	5.49	6.19	6.25	5.49
mar-16	4.22	4.28	3.59	4.22	4.28	3.59	4.22	4.28	3.59	2.83	2.89	2.18	4.39	4.45	3.69	6.19	6.25	5.49	6.19	6.25	5.49
abr-16	4.25	4.31	3.59	4.25	4.31	3.59	4.25	4.31	3.59	2.83	2.89	2.18	4.39	4.45	3.69	6.19	6.25	5.49	6.19	6.25	5.49
may-16	4.25	4.31	3.59	4.25	4.31	3.59	4.25	4.31	3.59	2.83	2.89	2.18	4.39	4.45	3.69	6.19	6.25	5.49	6.19	6.25	5.49
jun-16	4.25	4.31	3.59	4.25	4.31	3.59	4.25	4.31	3.59	2.83	2.89	2.18	4.39	4.45	3.69	6.19	6.25	5.49	6.19	6.25	5.49
jul-16	4.25	4.31	3.59	4.25	4.31	3.59	4.25	4.31	3.59	2.83	2.89	2.18	4.39	4.45	3.69	6.19	6.25	5.49	6.19	6.25	5.49
ago-16	4.25	4.31	3.59	4.25	4.31	3.59	4.25	4.31	3.59	2.83	2.89	2.18	4.39	4.45	3.69	6.19	6.25	5.49	6.19	6.25	5.49
sep-16	4.25	4.31	3.59	4.25	4.31	3.59	4.25	4.31	3.59	2.83	2.89	2.18	4.39	4.45	3.69	6.19	6.25	5.49	6.19	6.25	5.49
oct-16	4.25	4.31	3.59	4.25	4.31	3.59	4.25	4.31	3.59	2.83	2.89	2.18	4.39	4.45	3.69	6.19	6.25	5.49	6.19	6.25	5.49
nov-16	4.25	4.31	3.59	4.25	4.31	3.59	4.25	4.31	3.59	2.83	2.89	2.18	4.39	4.45	3.69	6.19	6.25	5.49	6.19	6.25	5.49
dic-16	4.25	4.31	3.59	4.25	4.31	3.59	4.25	4.31	3.59	2.83	2.89	2.18	4.39	4.45	3.69	6.19	6.25	5.49	6.19	6.25	5.49
ene-17	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
feb-17	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
mar-17	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
abr-17	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
may-17	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
jun-17	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
jul-17	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
ago-17	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
sep-17	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
oct-17	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
nov-17	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
dic-17	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
ene-18	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
feb-18	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
mar-18	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
abr-18	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
may-18	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
jun-18	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
jul-18	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
ago-18	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
sep-18	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03
oct-18	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.50	4.56	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03	4.48	4.54	4.03

Anexo 2 Modificación propuesta al sistema de transporte de la costa tras la entrada de la plante de regasificación de Cartagena 2016

SISTEMA COSTA

Planta de regasificación



* Mamey, Bonga, Cañaflecha y Katana.

** Cartagena, Proeléctrica y Termocandelaria.

*** Barranquilla, Flores y Tebsa.

Convenciones	
Campo de producción	
Central térmica	
Estación compresora	
Nodo de demanda	
2016	
2020	

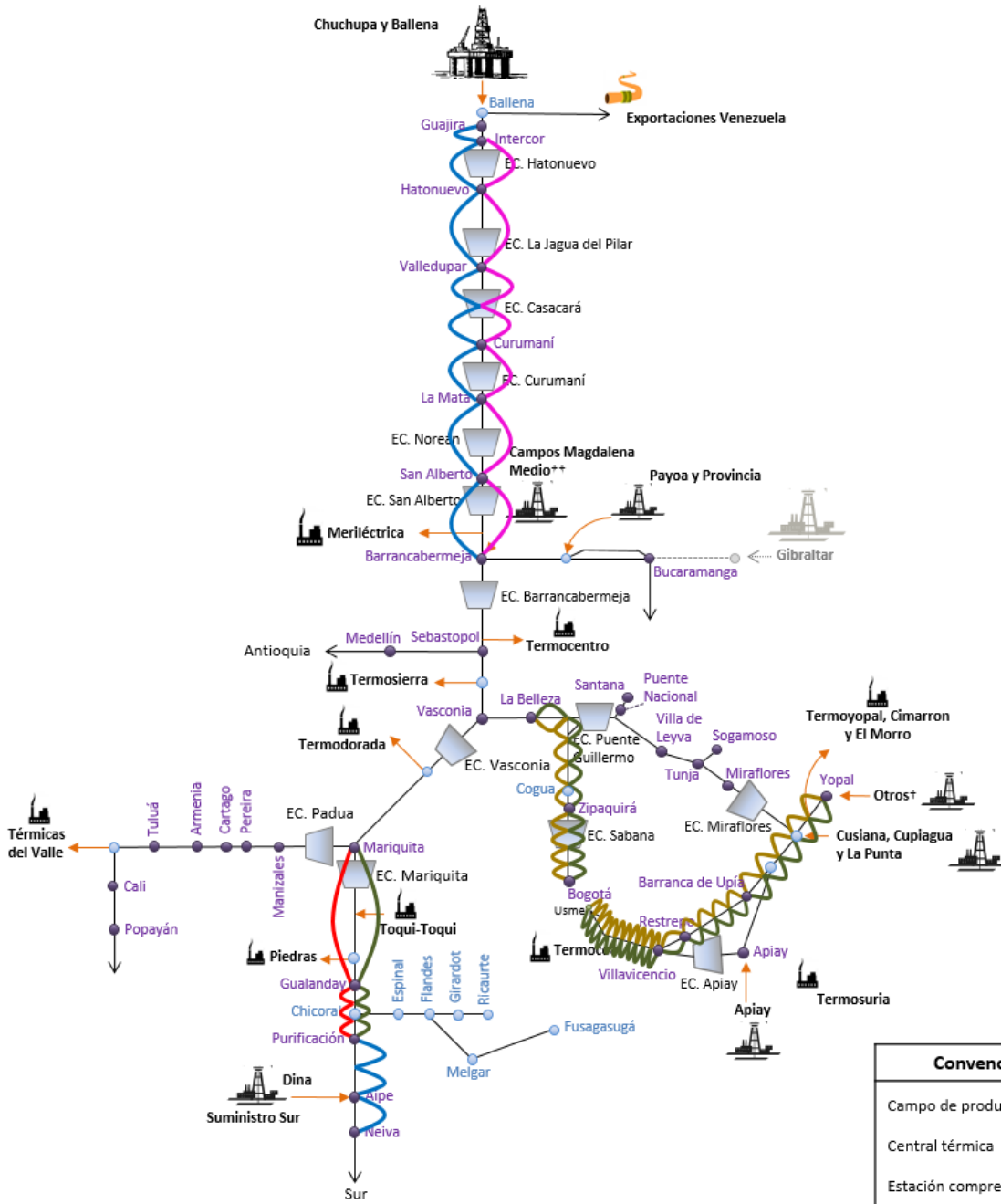
Anexo 3 Propuesta de ampliación de la capacidad del sistema de transporte mediante *loops*

Tramo	2014		2015		2016		2017		2018	
	Pulgadas	Kilómetros	Pulgadas	Kilómetros	Pulgadas	Kilómetros	Pulgadas	Kilómetros	Pulgadas	Kilómetros
Guajira-Intercor										
Intercor-Hato Nuevo										
Hato Nuevo-Valledupar										
Valledupar-Curumaní										
Curumaní-La Mata										
La Mata-San Alberto										
San Alberto-Barrancabermeja										
Barrancabermeja-Bucaramanga										
Barrancabermeja-Sebastopol										
Sebastopol-Medellín										
Sebastopol-Vasconia										
La Belleza-Vasconia										
Vasconia-Mariquita										
Mariquita-Manizales										
Manizales-Pereira										
Pereira-Cartago										
Cartago-Armenia										
Cartago-Tuluá										
Tuluá-Cali										
Cali-Popayán										
Mariquita-Gualanday	2,02	3,40							6,15	3,40
	2,01	17,97							6,15	17,97
	2,02	26,98							6,15	26,98
	2,02	3,01							6,15	3,01
	2,02	14,56							6,15	14,56
	2,02	14,35							6,15	14,35
	2,02	5,24							6,15	5,24
	2,03	12,76							6,15	12,76
	2,02	4,87							6,15	4,87
	2,03	6,88							6,15	6,88
Gualanday-Purificación	2,03	12,77							6,15	12,77
	10,13	7,48							8,89	7,48
	10,13	19,29							8,89	19,29
Purificación-Aipe	10,12	13,82							8,89	13,82
Aipe-Neiva										
La Belleza-Zipacquirá					8,45	34,12			10,94	34,12
					9,63	3,00			12,45	3,00
					9,62	24,80			12,45	24,80
					9,62	30,00			12,45	30,00
					9,62	16,20			12,45	16,20
Zipacquirá-Bogotá					13,00	1,46			11,34	1,46
					13,00	4,00			11,34	4,00
					13,00	9,91			11,34	9,91
					13,00	4,63			11,34	4,63
Puente Nacional-La Belleza										
Puente Nacional-Santana										
Villa de Leyva-Puente Nacional										
Tunja-Villa de Leyva										
Tunja-Sogamoso										
Miraflores-Tunja										
Yopal-Miraflores										
Yopal-Barranca de Upía					10,48	4,77			9,39	4,77
					10,48	24,73			9,37	24,73
					10,48	24,50			9,39	24,50
					10,49	5,60			9,39	5,60
					10,49	6,30			9,39	6,30
Barranca de Upía-Restrepo					7,86	16,45			6,73	16,45
					7,86	16,65			6,73	16,65
					7,86	8,20			6,73	8,20
					7,86	21,00			6,73	21,00
Restrepo-Villavicencio					7,86	20,80			6,73	20,80
Villavicencio-Usme					5,71	14,00			4,89	14,00
					5,71	5,70			4,89	5,70
					5,71	12,70			4,89	12,70
					5,71	28,60			4,89	28,60
					5,71	18,65			4,89	18,65
					5,71	6,70			4,89	6,70
					5,71	6,55			4,89	6,55
					5,71	4,95			4,89	4,95
					5,71	7,10			4,89	7,10
					5,71	7,95			4,89	7,95
Guajira-Santa Marta					5,71	9,10			4,89	9,10
Santa Marta-Barranquilla										
Barranquilla-Cartagena										
Cartagena-Sincelejo										
Sincelejo-Montería										

Tramo	2019		2020		2021		2022		2023	
	Pulgadas	Kilómetros	Pulgadas	Kilómetros	Pulgadas	Kilómetros	Pulgadas	Kilómetros	Pulgadas	Kilómetros
Guajira-Intercor			7,77	39,50						
Intercor-Hato Nuevo	9,85	39,50	8,43	39,50						
Hato Nuevo-Valledupar	9,82	81,00	8,40	81,00						
Valledupar-Curumaní	9,82	79,00	8,40	79,00						
	9,82	82,00	8,40	82,00						
Curumaní-La Mata	8,40	90,80	8,40	90,80						
La Mata-San Alberto	8,40	86,20	8,40	86,20						
San Alberto-Barrancabermeja	8,40	80,80	8,40	80,80						
Barrancabermeja-Bucaramanga										
Barrancabermeja-Sebastopol										
Sebastopol-Medellín										
Sebastopol-Vasconia										
La Belleza-Vasconia										
Vasconia-Maniquita										
Maniquita-Manizales										
Manizales-Pereira										
Pereira-Cartago										
Cartago-Armenia										
Cartago-Tuluá										
Tuluá-Cali										
Cali-Popayán										
Maniquita-Gualanday										
Gualanday-Purificación										
Purificación-Aipe			6,28	38,10						
			6,28	50,97						
Aipe-Neiva			3,13	15,68						
La Belleza-Zipacquirá										
Zipacquirá-Bogotá										
Puente Nacional-La Belleza										
Puente Nacional-Santana										
Villa de Leyva-Puente Nacional										
Tunja-Villa de Leyva										
Tunja-Sogamoso										
Miraflores-Tunja										
Yopal-Miraflores										
Yopal-Barranca de Upía										
Barranca de Upía-Restrepo										
Restrepo-Villavicencio										
Villavicencio-Usmé										
Guajira-Santa Marta										
Santa Marta-Barranquilla										
Barranquilla-Cartagena										
Cartagena-Sincelejo										
Sincelejo-Montería										

SISTEMA INTERIOR

Ampliaciones propuestas mediante loops



† Santo Domingo, Morichal, Tocaría, Rancho Hermoso, Ramiquí, Pauto-Floreña y La Casona.

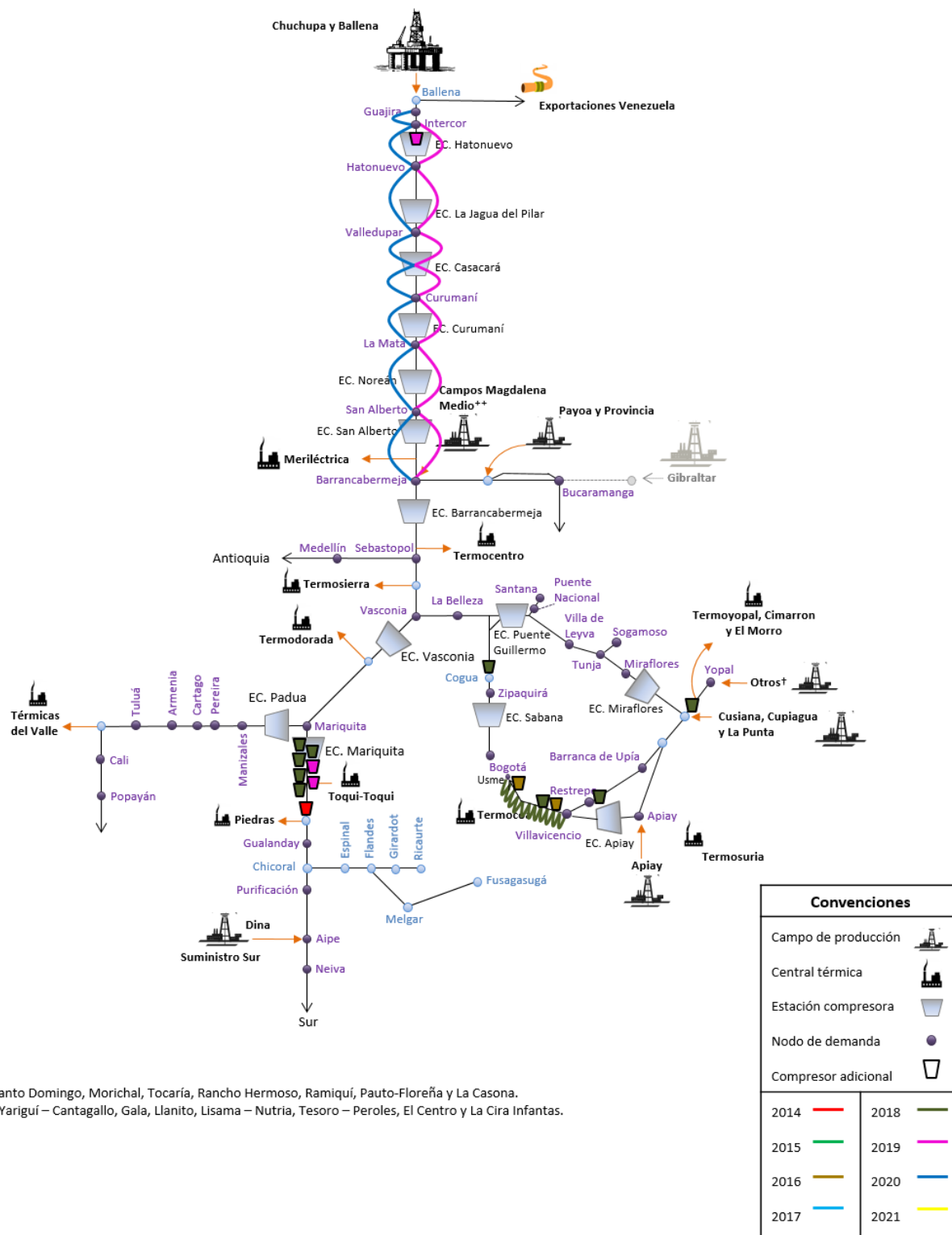
†† Yariguí – Cantagallo, Gala, Llanito, Lisama – Nutria, Tesoro – Peroles, El Centro y La Cira Infantas.

Convenciones	
Campo de producción	
Central térmica	
Estación compresora	
Nodo de demanda	
2014 	2018 
2015 	2019 
2016 	2020 
2017 	2021 

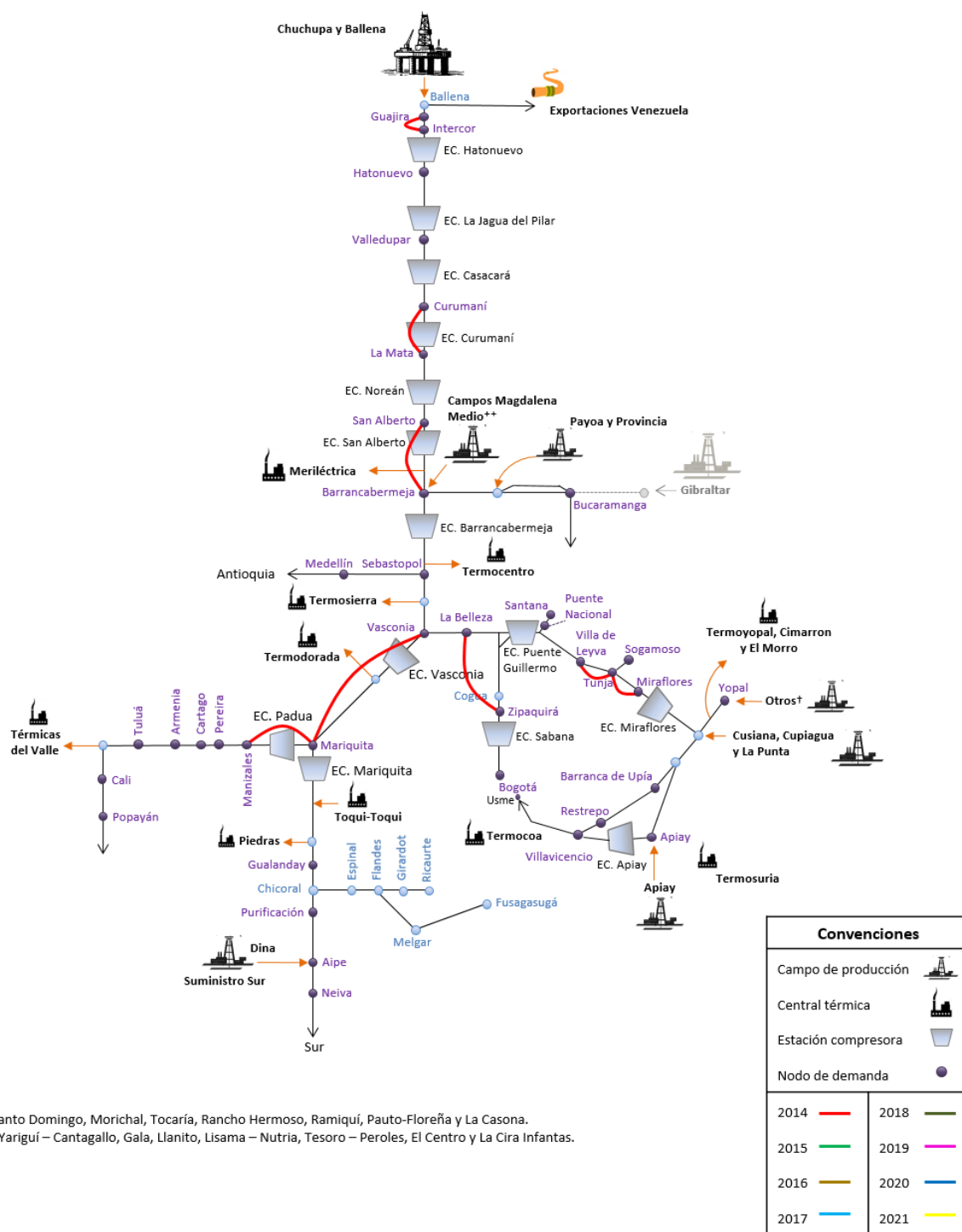
Anexo 4 Propuesta de ampliación de la capacidad del sistema de transporte mediante compresores y loops

SISTEMA INTERIOR

Ampliaciones propuestas mediante compresión y loops



Anexo 5 Propuesta de aumento de confiabilidad del sistema de transporte mediante gasoductos redundantes SISTEMA INTERIOR Inversiones en confiabilidad (gasoductos redundantes)

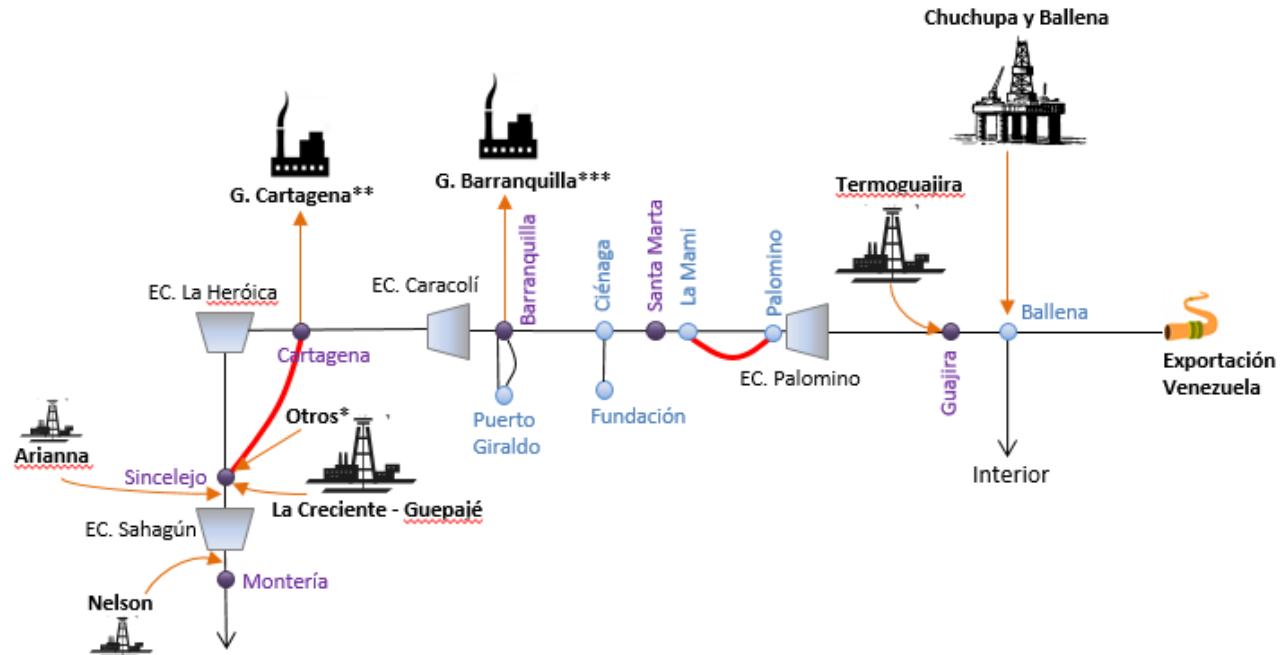


† Santo Domingo, Morichal, Tocará, Rancho Hermoso, Ramiquí, Pauto-Floreña y La Casona.

†† Yarigui – Cantagallo, Gala, Llanito, Lisama – Nutria, Tesoro – Peroles, El Centro y La Cira Infantas.

SISTEMA COSTA

Inversiones en confiabilidad (gasoductos redundantes)

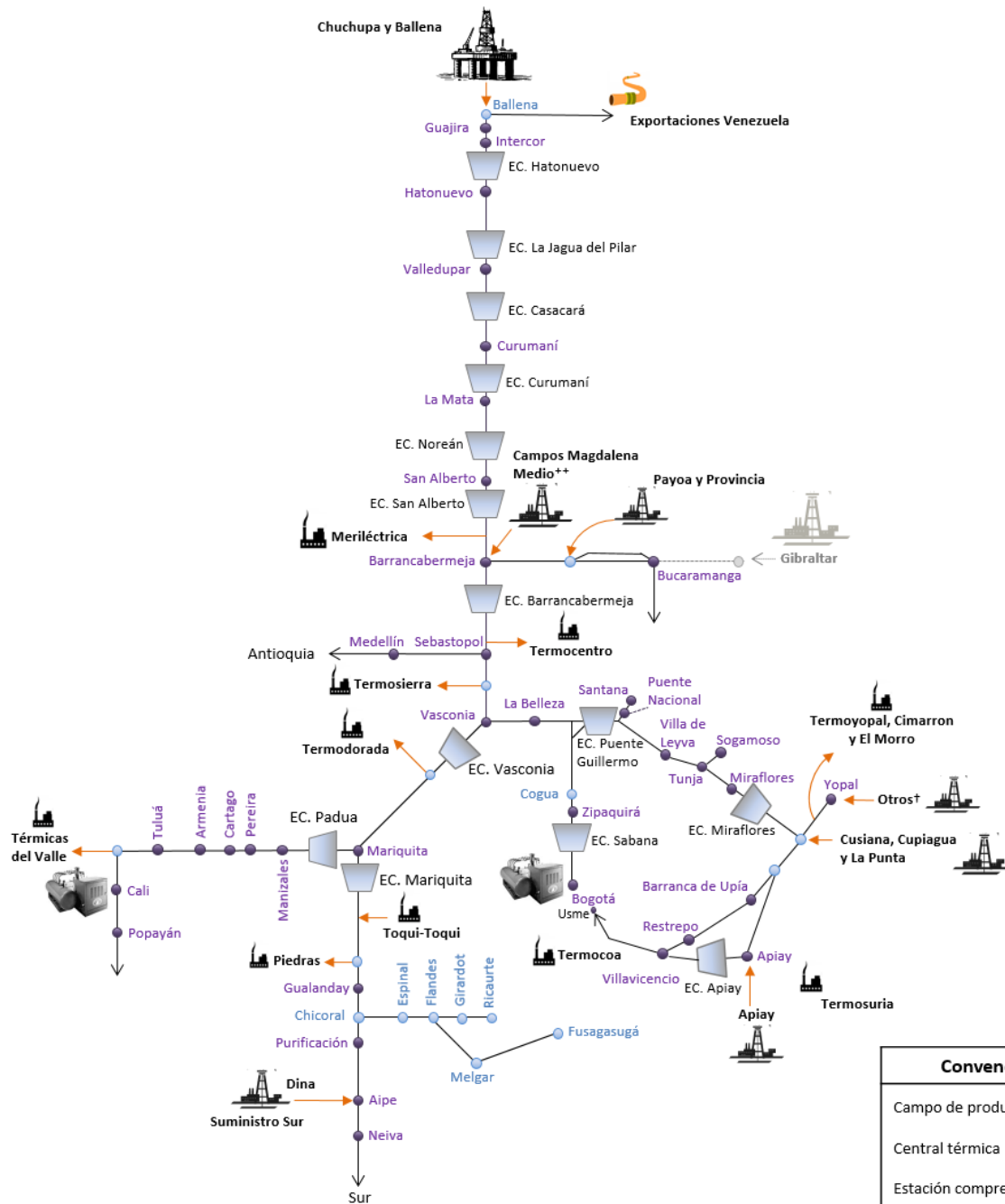


- * Mamey, Bonga, Cañaflecha y Katana.
- ** Cartagena, Proeléctrica y Termocandelaria.
- *** Barranquilla, Flores y Tebsa.

Convenciones	
Campo de producción	
Central térmica	
Estación compresora	
Nodo de demanda	

Anexo 6 Propuesta de aumento de confiabilidad mediante plantas de *peak shaving*

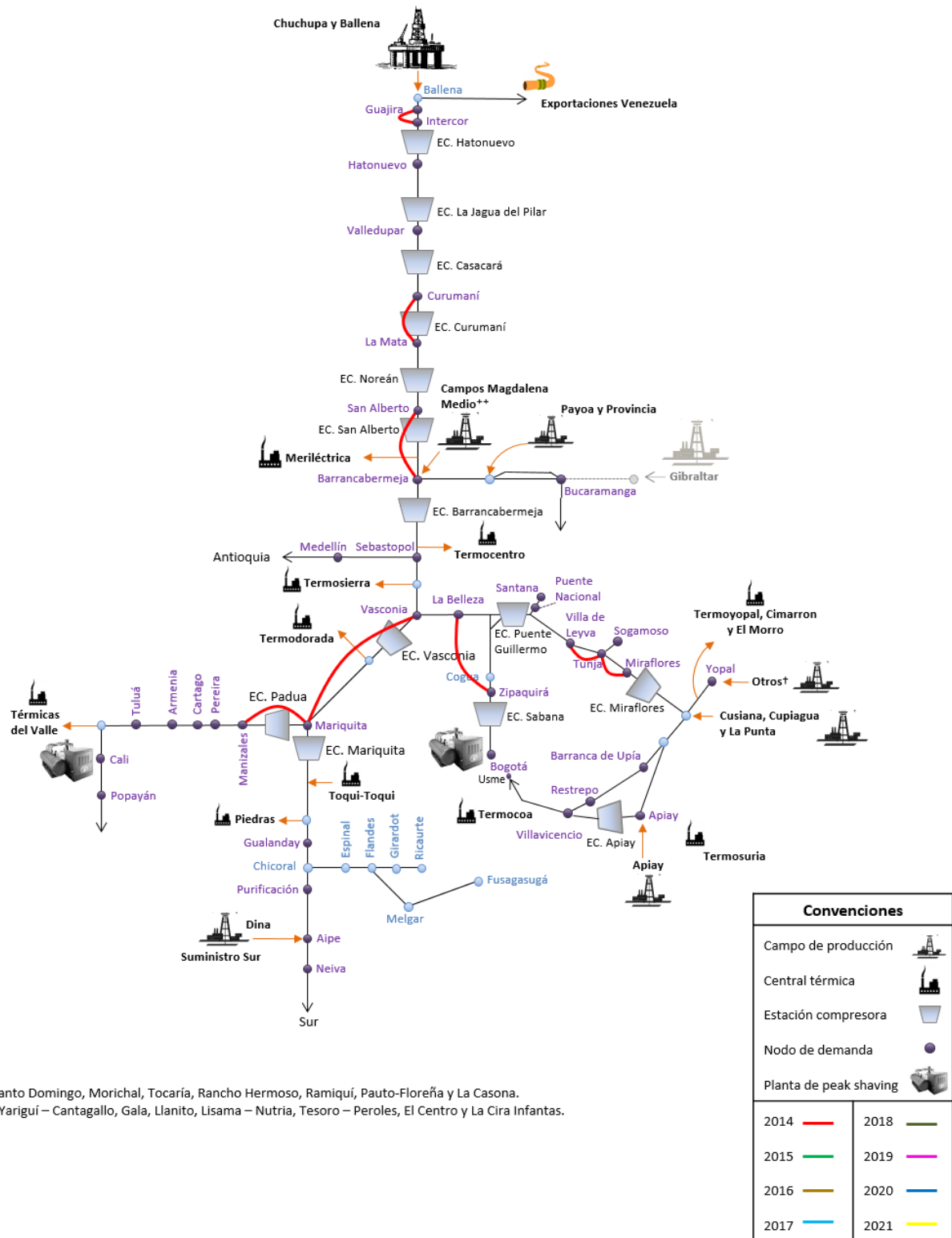
SISTEMA INTERIOR Inversiones en confiabilidad (peak shaving)



† Santo Domingo, Morichal, Tocaría, Rancho Hermoso, Ramiquí, Pauto-Floreña y La Casona.

†† Yarigui – Cantagallo, Gala, Llanito, Lisama – Nutria, Tesoro – Peroles, El Centro y La Cira Infantas.

Anexo 7 Propuesta de aumento de confiabilidad mediante gasoductos redundantes y plantas de *peak shaving* SISTEMA INTERIOR Inversiones en confiabilidad (gasoductos redundantes y peak shaving)



Anexo 8 Gráficas de flujos y capacidades de los tramos analizados

