

**ANALISIS DE LA INSTALACIÓN DE PLANTAS DE REGASIFICACIÓN
EN COLOMBIA**

GUSTAVO ADOLFO BONILLA MELO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2013**

**ANALISIS DE LA INSTALACIÓN DE PLANTAS DE REGASIFICACIÓN
EN COLOMBIA**

GUSTAVO ADOLFO BONILLA MELO

**MONOGRAFIA PARA OPTAR POR EL TITULO DE
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS**

**DIRECTOR
ING. TOMAS DE LA CALLE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2013

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi esposa, compañera incondicional, a Dios, a mi familia, al Ingeniero Tomas de la Calle por su apoyo, y a todas las personas que me acompañaron durante este proceso.

Agradezco a la Universidad Industrial de Santander (UIS) y a todo su equipo por permitirme desarrollarme profesionalmente. Gracias a la especialización en Gerencia de Hidrocarburos he logrado cambios positivos a nivel personal y profesional. Mil y mil gracias a todos.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES	17
1.1 ALCANCE	17
1.2 OBJETIVOS	17
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
1.4 JUSTIFICACIÓN	18
2. MERCADO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA	20
2.1 ANTECEDENTES Y DESARROLLO DEL MARCO LEGAL	20
2.2 AGENTES DEL MERCADO DEL GAS	22
2.3 MODELO DEL MERCADO DEL GAS	29
2.4 COMERCIALIZACIÓN - TIPOS DE CONTRATO	30
3. PROBLEMÁTICA DEL SECTOR DE GAS NATURAL EN EL PAIS	32
3.1 ANÁLISIS DE LAS RESERVAS Y CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE GAS	32
3.2 ANÁLISIS DE LA OFERTA Y DEMANDA DE GAS POR SECTOR	35
3.3 ANÁLISIS DE LA OFERTA Y DEMANDA DE GAS POR REGIÓN	36
3.4 ANÁLISIS DE LA OFERTA Y DEMANDA DE GAS POR REGIÓN CON PRESENCIA DEL FENÓMENO DE EL NIÑO	39
4. ANALISIS DE IMPLEMENTACIÓN DE PLANTA DE REGASIFICACIÓN	45
4.1 ANÁLISIS DEL MERCADO CON PLANTAS DE REGASIFICACIÓN Y SIN PRESENCIA DE UN FENÓMENO DE EL NIÑO	49
4.2 ANÁLISIS DEL MERCADO CON PLANTAS DE REGASIFICACIÓN Y CON PRESENCIA DE UN FENÓMENO DE EL NIÑO	52
5. EVALUACIÓN TÉCNICA PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	56
5.1 PLANTAS DE REGASIFICACIÓN EN TIERRA (ONSHORE)	57
5.2 PLANTAS DE REGASIFICACIÓN MARÍTIMAS (OFFSHORE)	60
5.3 COMPARACIÓN ENTRE PLANTAS DE REGASIFICACIÓN EN TIERRA Y MAR ABIERTO	63
6. EVALUACIÓN ECONÓMICA PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	66
6.1 GENERALIDADES DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA	66
6.2 ANALISIS DE ALTERNATIVAS DE REGASIFICACIÓN POR ZONA	67
6.3 ANALISIS DE COSTOS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	69

7. OPCIONES PARA EL AUMENTO DE CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE GAS NATURAL	72
7.1 ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS DE GAS NATURAL (GN)	72
7.2 PLANTAS <i>PEAK SHAVING</i> DE GNL	74
8. CONCLUSIONES	76
BIBLIOGRAFIA	80
WEBGRAFIA	81

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Balance Mayores campos productores de gas de costa Atlántica y Valle medio del Magdalena en Diciembre de 2012.....	22
Tabla 2. Balance Mayores campos productores de gas del interior en Diciembre de 2012.....	23
Tabla 3. Empresas transportadoras de gas natural en Colombia	24
Tabla 4. proyección de la demanda de gas natural en Colombia por sector según la UPME. (2011).....	28
Tabla 5. Resumen requerimiento de transporte y regasificación Escenario 1. .	51
Tabla 4. Resumen requerimiento de transporte y regasificación Escenario 2. .	55
Tabla 7. Resultados de análisis económico para el 2016	70
Tabla 8. Beneficios de las plantas de regasificación para el sector de gas natural	71
Tabla 9. Características de Plantas de regasificación	77

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Empresas productoras de gas	24
Figura 2. Mapa de campos y transporte de gas en Colombia.....	26
Figura 3. Distribución de reservas probadas de gas en Colombia.....	32
Figura 4. Distribución de reservas de gas en Colombia por campo.....	33
Figura 5. Potencial de producción de gas por campo (MPCD)	33
Figura 6. Comportamiento de la relación reservas/producción (Factor R/P) ...	34
Figura 7. Proyección de demanda de gas en el país por sector. (Escenario Base).....	35
Figura 8. Proyección de demanda/oferta de gas en el país.....	36
Figura 9. Comportamiento de la Oferta y demanda de gas en la Costa Atlántica.	37
Figura 10. Comportamiento de la Oferta y demanda de gas en el interior.....	38
Figura 11. Comportamiento del fenómeno de El Niño	39
Figura 12. Comportamiento de la demanda de gas en la zona de la costa atlántica con presencia de un fenómeno de El Niño en el 2014	40
Figura 13. Comportamiento de la demanda de gas en la zona del interior con presencia de un fenómeno de El Niño en el 2014	41
Figura 14. Comportamiento de la demanda de gas en la zona de la costa con presencia de un fenómeno de El Niño en el 2016	42
Figura 15. Comportamiento de la demanda de gas en el interior con presencia de un fenómeno de El Niño en el 2016.....	42
Figura 16. Comportamiento de la demanda de gas en la costa con presencia de un fenómeno de El Niño entre el 2011 y 2020.....	43
Figura 17. Comportamiento de la demanda de gas en el interior con ocurrencia constante del fenómeno de El Niño entre el 2011 y 2020.....	43
Figura 18. Escenarios de abastecimiento considerados por la UPME para la alternativa de importación de GNL.....	45
Figura 19. Comportamiento de la oferta y demanda de gas en la costa Atlántica con importación de GNL sin presencia de un fenómeno de El Niño	50
Figura 20. Comportamiento de la oferta y demanda de gas en el interior con importación de GNL sin presencia de un fenómeno de El Niño.....	51
Figura 21. Comportamiento de la oferta y demanda de gas en la costa atlántica con importación de GNL y con presencia de un fenómeno de El Niño	53
Figura 22. Comportamiento de la oferta y demanda de gas en el interior con importación de GNL con ocurrencia de fenómeno del Niño.....	54
Figura 23. Cadena de distribución de GNL.....	56
Figura 24. Buques metaneros.....	58
Figura 25. Esquema planta de regasificación	59
Figura 26. Planta de regasificación típica	59
Figura 27. Planta de regasificación Adriatic.....	61
Figura 28. Plantaforma Main Pass Energy Hub	62
Figura 29. FSRU – Excelerate Energy.....	63

GLOSARIO

FENÓMENO EL NIÑO: El fenómeno El Niño se define como una variación climática a escala global, debido a que cubre grandes extensiones del planeta, afecta tres Océanos; el Pacífico, el Atlántico y el Indico; y cuatro continentes; América, Asia, Oceanía y Europa. Este fenómeno es cíclico pero no es constante. Su ocurrencia puede variar entre 3 a 8 años.

Cuando ocurre el fenómeno El Niño se presentan cambios en los movimientos de las corrientes marinas en la zona intertropical, los cuales causan que las aguas cálidas que provienen del hemisferio norte queden por encima de las aguas frías que provienen del sur. Estos cambios ocurren, además de otras partes del mundo, frente a las costas de Perú, Ecuador y sur de Colombia.

En Colombia, el fenómeno del Niño causa sequía que causa racionamiento del agua debido a la disminución del caudal de los ríos y por el contrario, en algunas zonas del país, causa lluvias intensas. Adicionalmente, este fenómeno causa disminución de nivel de los embalses de las hidroeléctricas, lo cual puede generar un racionamiento eléctrico, si las termoeléctricas no se encuentran en condiciones para generar la energía eléctrica adicional requerida.

GAS NATURAL: El gas natural se define como una mezcla de hidrocarburos livianos que se encuentra en estado gaseoso. En su mayor proporción esta mezcla está compuesta por metano y etano, y en menor proporción por propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados (>C5).

El gas natural puede ser “rico” si está compuesto en mayor proporción por hidrocarburos pesados, es decir condensables, de lo contrario se conoce como gas natural seco. Normalmente, el gas natural contiene impurezas dentro de las cuales se encuentra el vapor de agua, gas carbónico, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, entre otros.

Al igual que el petróleo, el gas natural se encuentra en yacimientos en el subsuelo. Puede encontrarse mezclado con crudo o libre. Las propiedades más importantes a tener en cuenta al momento de analizar un gas natural son su composición, gravedad específica, peso molecular promedio y poder calorífico. Estas propiedades varían de un yacimiento a otro.

GNL: El GNL es gas natural en estado líquido, el cual ha sido sometido a un proceso de eliminación de compuestos no deseados (Hg, CO₂, H₂S, agua e hidrocarburos pesados), a un proceso de enfriamiento a temperatura entre -166°C y -157°C, y a una presión ligeramente superior a la atmosférica. Mediante estos procesos el volumen del gas natural disminuye unas 600 veces. El proceso de GNL comienza en el reservorio de gas natural del productor y termina en las plantas de regasificación del consumidor, en este caso Colombia, pasando por las plantas de licuefacción y transporte en gasoductos y buques metaneros. A continuación, se realiza una descripción general del proceso de licuefacción, transporte y regasificación.

LICUEFACCIÓN: El gas natural obtenido en los yacimientos es llevado a las plantas de licuefacción para su tratamiento, licuefacción (paso de estado gaseoso a líquido), recuperación de líquidos y condensados, almacenamiento de GNL y carga a los buques metaneros.

Una planta de licuefacción es un equipo que toma el gas natural a una temperatura ambiente y lo enfría a una temperatura entre -166°C y -157°C, transformándolo en líquido a presión atmosférica. Los procesos para la licuefacción utilizan el efecto Joule-Thompson, el cual consiste primero en comprimir el gas y luego someterlo a un enfriamiento por expansión a través de una válvula.

TERMOELÉCTRICAS: Una central termoeléctrica es una instalación empleada para la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada en forma

de calor, mediante la combustión de combustibles fósiles como petróleo, gas natural o carbón.

El calor generado evapora una corriente de agua suavizada en una caldera tipo acuotubular. El vapor de agua producido mueve turbinas de alta, media y baja presión, las cuales se encuentran conectadas a un generador que convierte la energía mecánica de las turbinas en energía eléctrica.

REGASIFICACIÓN: Es el proceso por medio del cual el GNL es convertido nuevamente en gas natural para su transporte y posterior consumo. Las plantas de regasificación son instaladas en las costas para regasificar el GNL transportado por los buques metaneros. Existen dos clases de plantas de regasificación; *offshore*, que son las plataformas y los barcos con sistemas de regasificación y *onshore* que son plantas instaladas en tierra firme.

RESUMEN

TITULO: ANALISIS DE LA INSTALACIÓN DE PLANTAS DE REGASIFICACIÓN EN COLOMBIA

AUTOR: GUSTAVO ADOLFO BONILLA MELO

PALABRAS CLAVES: PLANTAS DE REGASIFICACIÓN, PLANTAS DE LICUEFACCIÓN, GAS NATURAL, GAS NATURAL LICUADO (GNL), FENOMENO DE EL NIÑO, DEMANDA DE GAS EN COLOMBIA, OFERTA DE GAS EN COLOMBIA.

CONTENIDO:

La presente monografía busca analizar el desarrollo del mercado del gas en Colombia y su perspectiva a futuro con el fin de seleccionar una alternativa para evitar un racionamiento energético a causa de disminución en la oferta y aumento de la demanda gas.

Dentro de las alternativas para el aumento de la disponibilidad y confiabilidad del sector se encuentra la implementación de plantas de regasificación para la importación de gas en caso de escasez.

En la monografía “Análisis de la instalación de plantas de regasificación en Colombia” se analizan toda la información presentada por el gobierno alrededor de la implementación de estas plantas en el país. En el primer capítulo se presentan las generalidades. En el segundo capítulo se resumen los antecedentes y el desarrollo del marco legal del mercado del gas natural en el país y se presentan los agentes de este mercado.

Las reservas y capacidad de producción de gas se presentan en el tercer capítulo. Se analiza el comportamiento a futuro de la oferta y demanda de gas de cada sector económico y para las dos regiones del país, el interior y la costa atlántica.

En el cuarto capítulo se realiza el análisis del mercado con la implementación de las plantas de regasificación en la costa atlántica y pacífica, con y sin presencia de un fenómeno de El niño. El análisis de las tecnologías disponibles para la regasificación del gas con sus ventajas y desventajas se describen en el quinto capítulo y en el sexto capítulo se presenta el análisis económico de las alternativas de los procesos de regasificación que podrían ser implementados en Colombia.

Luego de un análisis de la información recopilada, se concluye que implementar una planta de regasificación en la costa pacífica, es la mejor opción para evitar un racionamiento energético en Colombia.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Tomas de la Calle

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF REGASIFICATION PLANT IN COLOMBIA*

AUTHOR: GUSTAVO ADOLFO BONILLA MELO **

KEYWORDS: REGASIFICATION PLANTS, LIQUEFACTION PLANTS, NATURAL GAS, LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG), “EL NIÑO” PHENOMENON, COLOMBIA GAS DEMAND IN COLOMBIA, GAS SUPPLY IN COLOMBIA.

CONTENTS:

In this monograph the author analyzes the gas market development in Colombia and its future prospects in order to select an alternative to avoid a power rationing in Colombia due to gas supply decreased and gas demand increased.

An option to increase the availability and reliability of gas sector is to introduce Regasification plants to import gas in case of report a shortage. This option was developed as a complementary mechanism to ensure continuation of natural gas supply. In Colombia, this point is very important because a rationing of gas and electricity have an economic, political and social impact.

Colombian government has presented some information about regasification plants in the country and there is an analysis of these documents in the first part of the monograph. First chapter presents an overview, a general theoretical framework, the scope, objectives and finally, presents the approach and description of natural gas problem. Second chapter presents a description of legal framework of natural gas and there is a brief review about gas market agents.

Third chapter shows the reserves and gas production capacity in Colombia. In this chapter, the author analyzes gas supply and demand behavior in the future for each economic sector, in two regions of the country: interior and Atlantic coast. This monograph includes an analysis about market growth, field development, infrastructure available and gas demand behavior, with and without “El Niño” phenomenon.

Fourth chapter presents a gas market analysis building regasification plants in two areas of Colombia: Atlantic coast and Pacific coast, with and without “El Niño” phenomenon. Fifth chapter described advantages and disadvantages of available technologies for gas regasification. Sixth chapter shows an economic analysis about alternative regasification processes.

In addition, seventh chapter describe additional options presented by the government to increase the reliability of the gas system in Colombia.

In this research, the author concludes that builds two regasification plants, one on Pacific coast and other on Atlantic coast in Colombia, is the best option to avoid a power rationing and encourage the gas market development.

* Monograph

** Faculty of Engineering physicochemical. School of Petroleum Engineering. Directed by Ing. Tomas de la calle.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo del mercado del gas en Colombia es relativamente reciente y su futuro es incierto debido a la falta de nuevos descubrimientos, la disminución en la oferta, el aumento en la demanda, la falta de infraestructura, la falta de políticas que incentiven el mercado y los cambios climáticos que causan sequías, lo cual aumenta el riesgo de que se presente un razonamiento energético.

Los campos de la costa y el interior abastecen todos los consumidores del país. El aumento en las reservas probadas, el mejoramiento de la infraestructura de transporte, la creación de políticas que aseguren un marco legal para el desarrollo del mercado, la implementación de nuevas tecnologías para el aumento de la confiabilidad del sistema y la implementación de plantas de regasificación para la apertura del mercado exterior son algunas de las opciones que el gobierno está poniendo en marcha para evitar un desabastecimiento de gas en el país y un desarrollo del mercado del gas.

El fenómeno de El Niño, es un fenómeno climático cíclico irregular que ocurre cada cinco o diez años, el cual causa en Colombia sequías y disminución en el cauce de los ríos. En consecuencia, los niveles de los embalses de las hidroeléctricas se reducen, disminuyendo la cantidad de energía eléctrica producida a través de estos sistemas. En estos casos, las termoeléctricas, que producen normalmente el 30% de la energía eléctrica del país, deben producir la energía eléctrica adicional requerida para abastecer la demanda de los diferentes sectores durante estos déficits de oferta.

Más del 80% de las termoeléctricas utilizan gas natural como combustible de generación. Las otras plantas, utilizan carbón, fuel oil, combustóleo y/o ACPM. El sector de gas natural en el país tiene deficiencias de flexibilidad durante las alzas repentinas de consumo, debido a que no cuenta con facilidades para

almacenamiento de gas, su sistema de transporte para los casos de contingencia es deficiente y no cuenta con facilidades para importar gas. Por tal motivo, en caso de presentarse de nuevo un fenómeno de El Niño en el país y a su vez, un escenario crítico para abastecimiento de gas, sería posible que se presentará un racionamiento de energía eléctrica.

Con el fin de contrarrestar la posibilidad de un racionamiento en los dos sectores energéticos, el del gas y el de energía eléctrica, el gobierno colombiano desarrolló políticas enfocadas a aumentar las reservas, la producción y la disponibilidad de gas a través del Decreto 2100 de 2011 expedido por el Ministerio de Minas y Energía por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural.

Dentro de las alternativas para el aumento de la disponibilidad y confiabilidad del sector se encuentra la implementación de plantas de regasificación, la cuales se analizan dentro de este estudio.

1. GENERALIDADES

1.1 ALCANCE

Analizar el desarrollo del mercado del gas en Colombia y su perspectiva a futuro, con el fin de determinar la viabilidad de la implementación de plantas de regasificación en el país para evitar un racionamiento energético.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo general

Analizar la conveniencia de instalar plantas de regasificación en Colombia como Política de abastecimiento y confiabilidad en el sector de gas natural.

1.2.2 Objetivos específicos

El presente trabajo de monografía busca desarrollar los siguientes puntos:

- Realizar una descripción del sector del gas natural en el país, enfatizando en sus antecedentes y marco legal.
- Descripción de la problemática actual del sector del gas natural en el país.
- Realizar un análisis de la perspectiva de desarrollo del mercado del gas en Colombia utilizando plantas de regasificación.
- Establecer un marco técnico, económico y comercial sobre las plantas de regasificación.
- Descripción de las alternativas presentadas por el gobierno colombiano para aumentar la confiabilidad del sector del gas y eléctrico.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Colombia cuenta con un mercado del gas natural donde la demanda viene con un crecimiento constante gracias a las políticas establecidas por el gobierno para la masificación de su consumo.

El gas natural actualmente es utilizado como gas natural domiciliario, vehicular, industrial, como insumo en refinerías y para la generación de energía eléctrica. Los análisis realizados por los entes del gobierno, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía (MME), dan a conocer que en los próximos 10 años la demanda de gas será mayor a la oferta y que la presencia de un Fenómeno de El Niño en el país agudizaría aún más esta problemática.

Sin nuevos descubrimientos y con una declinación en la producción de los campos más importantes del país se presentaría un racionamiento de gas en esta década a menos que se adelanten proyectos para la instalación de infraestructura de importación de gas, para el mejoramiento del sistema de transporte y el mejoramiento de la confiabilidad, acompañado de nuevas políticas que incentiven el desarrollo del sector.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Colombia es un país que requiere del gas natural para el desarrollo de los sectores industriales, generación de energía eléctrica y primordialmente para el consumo domiciliario y vehicular.

Entre marzo de 1992 y abril de 1993 Colombia experimentó un racionamiento eléctrico a causa del fenómeno de El Niño, por tal motivo el país no puede permitir que ocurra nuevamente un desabastecimiento energético. Es de suma importancia que el sector del gas natural se encuentre preparado para afrontar

una declinación de los campos de producción de gas y afrontar la ocurrencia de este fenómeno climático nuevamente.

Por este motivo, actualmente en Colombia se están desarrollando discusiones sobre cuáles deberían ser los mecanismos a implementar para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural. La decisión que tome el gobierno colombiano al respecto, afectará el desarrollo del sector y las inversiones en exploración y producción de gas en el país.

La presente monografía, presenta un análisis de la implementación de plantas de regasificación como uno de los mecanismos más opcionados para evitar un razonamiento energético.

La monografía muestra a los profesionales de la academia, a los que se encuentran relacionados con el sector del gas y en general, a los interesados en participar de esta discusión, los antecedentes del mercado del gas natural en Colombia y sus falencias, la perspectiva de desarrollo del sector, el marco técnico-económico de las plantas de regasificación, las opciones adicionales presentadas por el gobierno para aumentar la confiabilidad del sistema y una opinión sobre el tema desde el punto de vista del autor.

2. MERCADO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

2.1 ANTECEDENTES Y DESARROLLO DEL MARCO LEGAL

El gobierno colombiano ha implementado desde los años sesenta políticas para desarrollar el mercado del gas natural en Colombia. A través de la Ley 10 de 1961 se prohibió de forma explícita la quema de gas en los campos de producción. Antes de esta ley, el gas asociado a la producción de petróleo era normalmente quemado, ya que este no tenía ningún valor comercial.

En 1974, se dio el descubrimiento de los campos Chuchupa – Ballenas por lo que el desarrollo del sector de gas en Colombia comenzó en la costa Atlántica con la construcción del primer gasoducto en 1974 a cargo de la empresa Promigas y con el desarrollo de dichos campos. A partir de este momento Colombia ha tenido grandes avances; la demanda se ha incrementado y se ha logrado la penetración en nuevos mercados.

Inicialmente, los mercados locales que ayudaron al crecimiento del sector fueron Santander, Huila, sur de Bogotá y la costa Atlántica (1978/79).

En 1986 se estableció el primer plan nacional de uso general del gas natural, llamado “Programa de gas para el cambio”, el cual buscaba masificar el consumo de gas en los sectores residencial y vehicular, y realizar la interconexión nacional.

En los 90 el gobierno nacional a través del CONPES (Consejo Nacional de Política Económica y Social) desarrolló el plan de gas y el programa para la masificación del consumo de gas. A través de estos documentos, se establecieron las acciones para penetrar el mercado llevando el gas natural a los sectores comercial, industrial, residencial y termoeléctrico.

En la Ley 10 de 1991, donde se dictan disposiciones relacionadas con el área de contratación de exploración y explotación de hidrocarburos, se prohíbe de forma explícita la quema del gas de producción.

Mediante el decreto 2119 de 1992 la Comisión Nacional de Energía se transformó en la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, con el fin de planear el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos, dentro de los cuales se encuentra el gas natural.

En 1993, se dio el descubrimiento de gas en los campos Cusiana y Cupiagua. En 1994, se expidieron las leyes 142 y 143 donde se define el marco legal para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, dentro de los cuales se encontraba el gas natural, y se crea la CREG (Comisión de regulación de Energía y Gas), la cual se encarga de regular el transporte, la distribución y comercialización de gas natural, entre otros. En ese momento la empresa estatal petrolera Ecopetrol, era la responsable de ejecutar el plan de masificación de gas.

En 1994, las empresas distribuidoras de gas empezaron a operar bajo la Ley 142 donde se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios. Mediante la Ley 401 de 1997, se creó la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS) con el fin de tomar el control de los activos de transporte de gas que hasta el momento eran manejados por Ecopetrol.

Mediante el Decreto 1515 de 2002, se estableció el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de Gas Natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda.

Con el decreto 2687 de 2008, se realizó por parte de la UPME el Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural para un período de 10 años.

Con el decreto 2730 de 2010, se realizó un plan indicativo de los requerimientos de expansión del sistema nacional de transporte, se identificaron las alternativas de almacenamiento estratégico con el fin de realizar convocatorias públicas para adjudicar la operación y construcción de las plantas satélites.

2.2 AGENTES DEL MERCADO DEL GAS

El mercado del gas natural esta conformado por los siguientes agentes: Productor, Transportador (que también atiende a grandes clientes como los sectores industrial y térmico), distribuidor (Residencial, comercial), comercializador y consumidores, todos regidos por instituciones del gobierno que regulan y controlan el mercado.

Productores:

Actualmente, las empresas que operan los campos con mayor producción de gas son: Chevron, Equion (51% Ecopetrol – 49% Talisman) y Ecopetrol y en menor medida Pacific Stratus y Petrosantander. En la tabla 1 y 2 se encuentra la información de los mayores productores del país.

Tabla 1. Balance Mayores campos productores de gas de costa Atlántica y Valle medio del Magdalena en Diciembre de 2012

Campo	Empresa	Producción fiscalizada	Gas reinyectado	Entrega a gasoductos
Chuchupa (G)	Chevron	532.83	0	524.60
Ballenas (G)	Chevron	64.82	0	62.6
La creciente (Su)	Pacific Stratus	62.16	0	60.74

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Tabla 1. (Continuación)

1. G: Guajira, Su: Sucre, S: Santander.
2. El gas fiscalizado que no es entregado a los gasoductos es utilizado como gas lift, reinyectado, quemado, consumo para el campo y transformado.
3. Producción total del país a Diciembre 2012: 1145 MPCD (Entrega gasoductos incluyendo los campos menores – Producción fiscalizada 3036 MPCD)

Tabla 2. Balance Mayores campos productores de gas del interior en Diciembre de 2012

Campo	Empresa	Producción fiscalizada	Gas reinyectado	Entrega a gasoductos
Cupiagua (C)	Ecopetrol	664.92	587.62	0.19
Cusiana (C)	Equion	453	305.37	112.38
Cusiana Norte (C)	Ecopetrol	332.39	225.74	80.78
Cupiagua sur (C)	Ecopetrol	214.46	208.06	0.04
Pauto Sur piedemonte (C)	Equion	189.78	0.53	185.86
Cupiagua Recetor (C)	Equion	152.67	146.66	0
Floreña (C)	Equion	73.01	70.09	0
Gibraltar	Ecopetrol	33.94	0	29.56
Payoa (S)	Petrosantander	23.81	0	19.09
Pauto Sur Recetor (C)	Equion	21.84	20.98	0
Provincia (S)	Ecopetrol	18.41	0	14.03

Fuente: Ministerio de minas y energía.

1. Convenciones: C: Casanare, S: Santander.
2. Los campos que se repiten tienen diferente contrato.
3. El gas fiscalizado que no es entregado a los gasoductos es utilizado como gas lift, reinyectado, quemado, consumo para el campo y transformado.
4. Producción total del país a Diciembre 2012: 1145 MPCD (Entrega gasoductos incluyendo los campos menores)

Figura 1. Empresas productoras de gas



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Transporte:

Las empresas transportadoras de gas natural en Colombia se presentan a continuación en la Tabla 3:

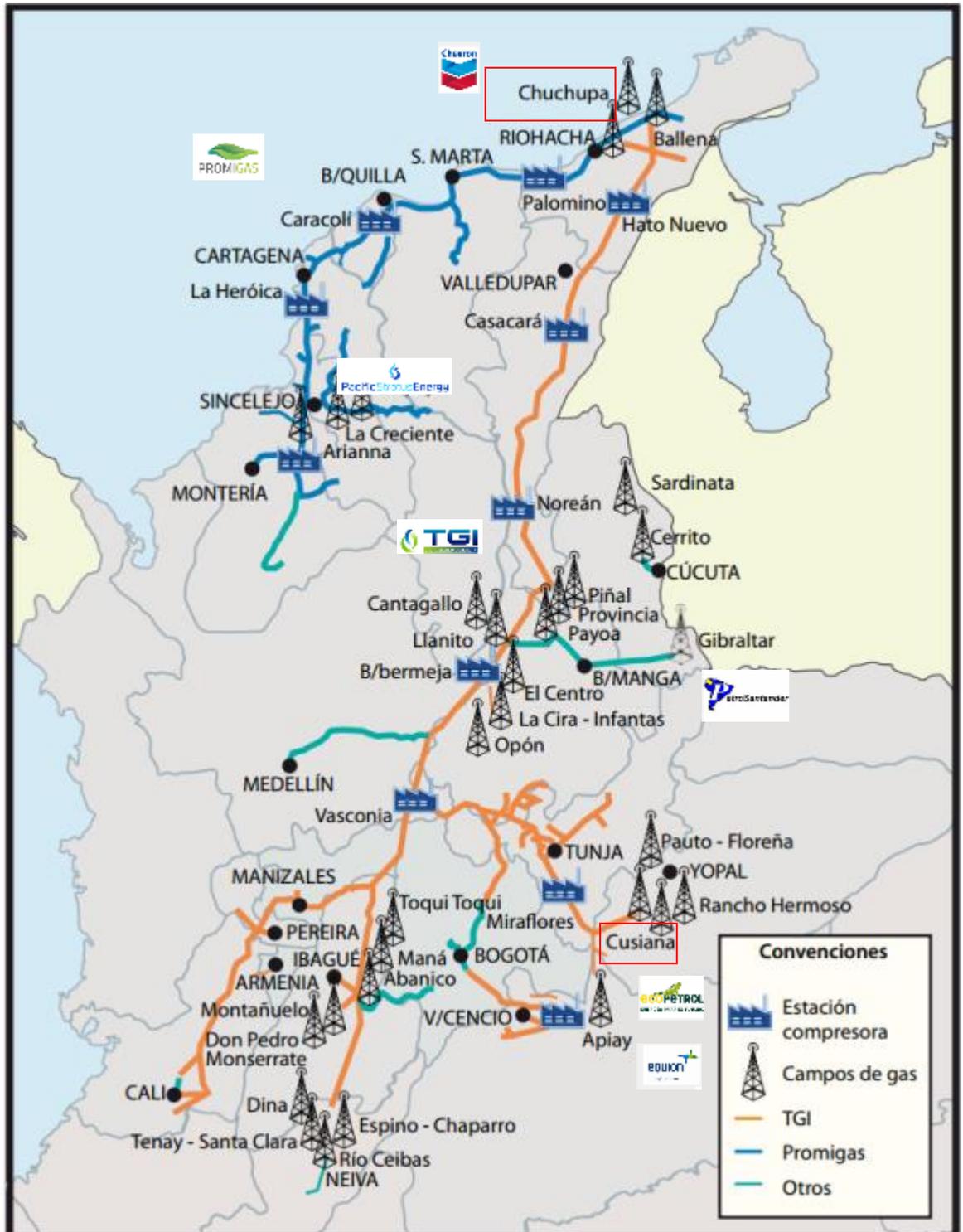
Tabla 3. Empresas transportadoras de gas natural en Colombia

Item	Empresas	Tramos	Longit. (km)	Principales Propietarios
1	Transportadora de Gas Internacional (TGI).	Centro-oriente: B/bermeja – Neiva, Vasconia – Cogua, Montañuelo – Gualanday, Dina – Tello – Los pinos, Puente Guillermo – Sucre Oriental	1092	Grupo Energía de Bogotá
		Ballena - B/Bermeja.	771	
		Cusiana – Porvenir – La belleza.	406	
		Cusiana - Apiay - Usme	409	

Item	Empresas	Tramos	Longit. (km)	Principales Propietarios
		Boyaca - Santander	305	
		Mariquita - Cali	760	
		Sabana	150	
		Morichal - Yopal	13	
		Sur Bolivar - Santander	51	
2	Promigas	Ballena – Cartagena - Montería	2.680	Corficolombiana, Grupo Energía de Bogotá.
3	Promotora de Gases del sur (Progasur)	Neiva - Hobo	52	Alcanos de Colombia S.A. E.S.P
		Guando - Fusa	38	
		Flandes – Girardot - Ricaurte	N.D.	
		Pradera - Popayan	119	
		Sardinata	N.D.	
4	Transportadora de Metano (Transmetano)	Sebastopol - Medellin	189	Promigas
5	Transportadora Colombiana de Gas (Transcogas)	Cogua - Mosquera	150	TGI
6	Sociedad Transportadora de Gas del Oriente (Transoriente)	B/bermeja – Bucaramanga - Gibraltar	333	Promigas
7	Transportadora Gasoducto del Tolima (Transgastol)	Buenos Aires – Ricaurte - Chicoral	N.D.	N.D.
8	Transoccidente	Cali	11	Promigas
9	Coinobras	Floreña - Yopal	17.4	Perenco

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Figura 2. Mapa de campos y transporte de gas en Colombia



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Colombia cuenta con una infraestructura para transporte de gas de casi 8.000 km de los cuales la empresa TGI cuenta con 3.957 km de gasoductos (Interior del país) y Promigas, con las empresas donde tiene participación, cuentan con 2.680 km. Entre las dos manejan el 94% del sistema de transporte en Colombia.

La expansión en el transporte no es obligatoria, por lo que se requiere que exista la demanda para la generación de la oferta y la inversión en infraestructura. Debido al bajo desarrollo del país y a que no se cuenta con estaciones frías, no hay un aumento sustancial en el consumo, manteniendo relativamente pequeño el mercado del gas.

Distribuidores y comercializadores:

Los distribuidores y comercializadores de gas en Colombia se presentan a continuación:

- Alcanos de Colombia S.A. E.S.P
- EPM
- Gas del Risaralda
- Gas Natural del Centro
- Gas Natural S.A.
- Gases de Occidente
- Gases del Caribe
- Gases de Cusiana
- Gases del Quindio
- Gasnacer
- Llanogas
- Medigas
- Proviservicios

Consumidores:

En Colombia el gas natural se utiliza en el país para los sectores industrial (refinerías, industria del vidrio, minas de ferroníquel, industria alimenticia, hierro y acero), petroquímico (Urea, alcoholes, Etileno), termoeléctrico, doméstico y comercial (cocinas, secadores ropa), transporte (GNV).

En la siguiente tabla se presenta la proyección de la demanda de gas natural en Colombia por sector según la UPME.

Tabla 4. proyección de la demanda de gas natural en Colombia por sector según la UPME. (2011)

[MPCD]	Resid.	Comer.	Indust.	Eléctr.	GNV	Refin.	Petroq.	Total Nacional
2010	111.7	30.5	232.0	302.4	72.0	99.6	12.1	860.3
2011	125.7	33.8	246.8	206.0	74.3	110.4	14.6	811.7
2012	135.3	36.1	255.9	241.7	75.5	138.5	14.8	897.9
2013	142.6	37.8	266.1	231.3	77.3	207.0	14.8	976.8
2014	147.7	38.8	278.9	179.0	79.6	214.2	14.7	953.0
2015	151.8	39.5	293.0	207.7	82.0	206.0	14.7	994.8
2016	155.4	40.1	308.3	252.2	84.3	256.2	14.7	1,111.3
2017	158.6	40.5	324.3	285.1	86.6	305.4	14.7	1,215.3
2018	161.6	40.8	341.9	133.8	89.0	304.8	14.7	1,086.7
2019	164.2	41.2	360.2	163.7	91.5	304.2	14.7	1,139.6
2020	166.5	41.5	379.7	207.3	94.0	303.6	14.6	1,207.2
2021	168.5	41.8	400.9	242.8	96.5	302.9	14.6	1,268.1
2022	170.3	42.1	417.4	155.0	99.0	302.3	14.6	1,200.7
2023	172.8	42.4	433.4	262.7	101.4	301.7	14.6	1,329.1
2024	175.3	42.7	449.7	283.1	103.8	301.1	14.6	1,370.3
2025	177.8	43.1	461.6	202.3	106.3	300.5	14.6	1,306.1
2026	180.4	43.4	474.0	310.7	108.7	299.9	14.5	1,431.6
2027	182.9	43.7	486.0	292.3	111.1	299.3	14.5	1,429.9
2028	185.6	44.0	498.4	352.2	113.5	298.7	14.5	1,506.9
2029	188.2	44.4	512.0	394.8	116.0	298.1	14.5	1,568.0
2030	190.9	44.7	523.5	305.3	118.5	297.5	14.5	1,494.8

Fuente: Autores

Instituciones del gobierno

En el marco institucional para el gas se encuentra el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Comisión

de Regulación de Energía y Gas (CREG), Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO-GAS), Superintendencia de Servicios Públicos, ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos)

2.3 MODELO DEL MERCADO DEL GAS

El modelo del mercado colombiano de gas, se diseñó para que existiera una separación del transporte y del suministro de gas, una competencia en comercialización mayorista de gas y una competencia minorista limitada donde los pequeños usuarios son atendidos por las empresas distribuidoras.

En el país se establecieron reglas para evitar la integración vertical (CREG R.071 -1998); los comerciantes de gas no pueden invertir en generación ni viceversa, los transportadores de gas no pueden ser productores ni propietarios de plantas de generación.

Para que este esquema funcione, se trata de establecer una efectiva comunicación entre las empresas transportadoras y los productores con el fin de lograr la coordinación en las nominaciones diarias. En Colombia, el mercado está concentrado en los dos grandes campos (Chuchupa/ Ballenas y Cusiana/ Cupiagua), por lo que no ha sido posible mantener una competencia efectiva entre los productores y causa además que el precio del gas de la Guajira se mantenga regulado.

Como Colombia es un mercado relativamente pequeño, no cuenta con muchos incentivos para la exploración lo cual genera que haya pocos productores y precios regulados y poco competitivos, por lo que el país debe aumentar su flexibilidad para poder mantener el suministro en momentos de interrupciones en el sistema de transporte y para el suministro en picos de consumo ya que el único respaldo es el empaquetamiento de gas en los gasoductos.

Actualmente, el mercado colombiano se abrió a los mercados externos con la exportación de gas a Venezuela a través del gasoducto Ricaurte de 26 pulgadas y 225 km, que conecta la estación Ballenas con Maracaibo. Este gasoducto es una empresa conjunta de las petroleras estatales PDVSA de Venezuela y Ecopetrol de Colombia y su capacidad de transporte es de 500 MPCD.

Según el Decreto 2100, los productores, comercializadores y transportadores deben atender prioritariamente la demanda interna de gas. Los exportadores deben suspender los compromisos de exportación si se presentan insalvables restricciones en la oferta de gas o situaciones de emergencia, reconociéndoles el costo de oportunidad por el gas que se deja de exportar.

La demanda esencial de gas se priorizó de la siguiente forma:

- Gas residencial y pequeños usuarios comerciales.
- Gas Natural Vehicular (GNV)
- Gas para operación de las estaciones de compresión
- Refinerías.

Para la industria petroquímica y el sector eléctrico, el decreto no especificó el orden de prioridad.

2.4 COMERCIALIZACIÓN - TIPOS DE CONTRATO

El mercado del gas cuenta con los siguientes tipos de suministro de gas natural:

- Servicio de suministro en firme: Un agente garantiza un volumen máximo de gas natural sin interrupciones durante un tiempo determinado.

- Servicio suministro con firmeza condicionada: Un agente ofrece gas en firme a usuarios no regulados con condición de ser interrumpido si el precio de bolsa de electricidad supera el precio de escasez.
- Servicio de suministro interrumpible o sin firmeza: Las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega o recibo sobre las cantidades solicitadas. El suministro puede ser interrumpido.

En Colombia se manejan dos tipos de contrato con base en los tipos de suministro:

- Take or pay – ToP (Pague lo contratado): Es un contrato donde el comprador se compromete a pagar un porcentaje del gas contratado, independientemente si este es consumido o no. El vendedor se compromete a tener a disposición del comprador el 100% de la cantidad contratada en firme.
- Contrato de opción de compra de gas (OCG): Es un contrato en el cual el comprador paga una prima acordada libremente por el derecho a tomar hasta una cantidad en firme de gas. El vendedor debe garantizar la entrega de gas hasta el 100% de la cantidad acordada.

Actualmente, la CREG dispuso a los agentes del mercado la Resolución 113 sobre “Comercialización de gas” que eventualmente modificará los esquemas de contratación y comercialización descritos en el párrafo anterior.

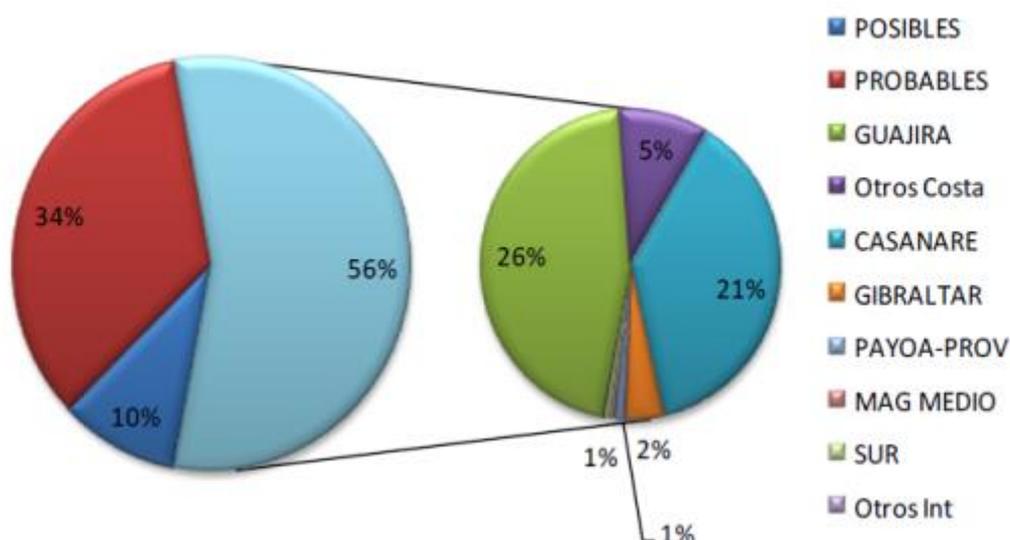
3. PROBLEMÁTICA DEL SECTOR DE GAS NATURAL EN EL PAIS

3.1 ANÁLISIS DE LAS RESERVAS Y CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE GAS

Colombia cuenta con un total de 8.45 TPC de gas, de los cuales 4.73 TPC son reservas probadas y 3.72 TPC son probables. Actualmente, las reservas probadas representan un 56% del total de reservas, las reservas probables un 34% y las posibles un 10%. De las reservas probadas (56%), los campos de la Guajira representan el 46% (=26/56) los del Casanare representan 38% (=21/56) y el restante 16%.

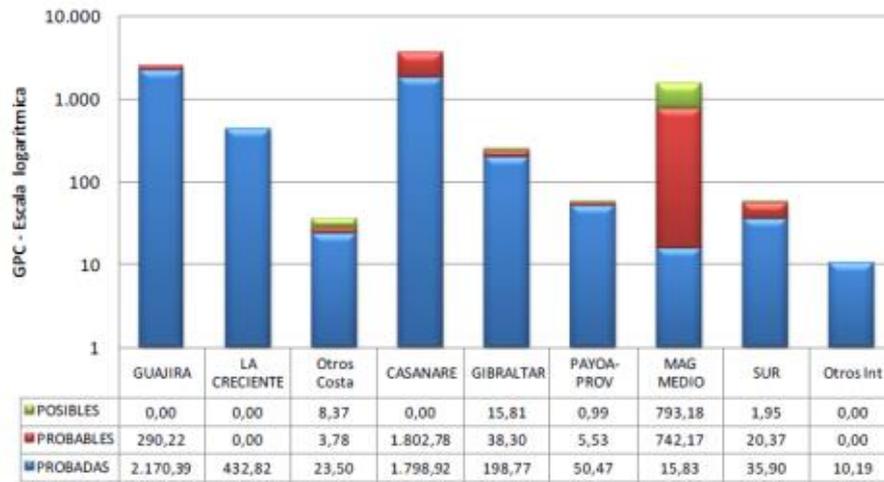
De las reservas probadas (56%), los campos de la Guajira aportan el 26%, los del Casanare aportan 21%. El 9% restante lo aportan campos de la costa (5%), el campo Gibraltar (2%) y otros campos (2%). En la figura 3 y 4 se presenta la distribución de las reservas del país.

Figura 3. Distribución de reservas probadas de gas en Colombia



Fuente: UPME

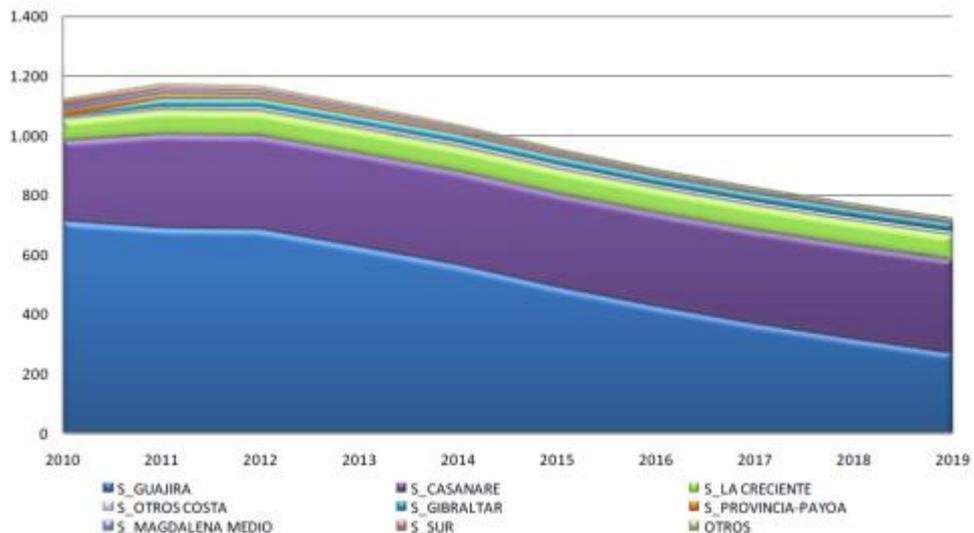
Figura 4. Distribución de reservas de gas en Colombia por campo



Fuente: UPME

Mediante la Resolución 124219 de 2012, el gobierno Nacional obliga a los productores y productores – Comercializadores de gas natural a presentar al MME una declaración de producción, la cual contiene el potencial de producción y la producción total disponible para la venta. Esta información es entregada al gobierno entre los primeros 3 meses de cada año con el fin de conocer un panorama nacional. En la siguiente gráfica, se presenta la información presentada al gobierno por campo.

Figura 5. Potencial de producción de gas por campo (MPCD)



Fuente: UPME

Como se observa en la grafica el potencial de gas al 2010 era de 1093 MPCD, pero esta capacidad disminuirá al 2019 hasta 725 MPCD, es decir una reducción del 34% en 9 años, según la declaración de producción de los campos.

Este escenario está dado especialmente por la disminución en la capacidad de producción de los campos de la Guajira, Chuchupa – Ballenas, los cuales ya han comenzado su etapa de declinación, perdiendo más del 13% de la producción anualmente a partir del 2015.

Con base en la información del potencial de producción de gas se estableció el comportamiento de la relación Reservas/producción (Factor R/P) para esta década con un escenario de alta demanda.

Figura 6. Comportamiento de la relación reservas/producción (Factor R/P)



Cálculos: UPME

Fuente: Autores

Actualmente parte de la producción de gas en el país se está exportando a Venezuela. Adicionalmente, la compañía Pacific Stratus con su socio Exmar, se encuentra desarrollando un proyecto para la exportación de gas de su campo La Creciente (Departamento de Sucre) por medio de una barcaza de

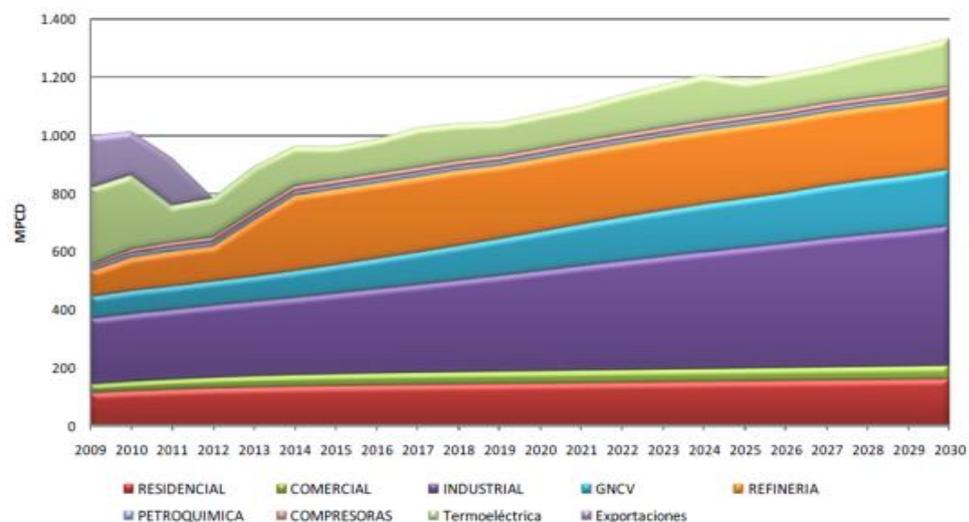
licuefacción de gas y un puerto ubicado en la bahía de Carta, proyecto único en el país.

3.2 ANÁLISIS DE LA OFERTA Y DEMANDA DE GAS POR SECTOR

Con base en información histórica y la proyección de la población dada por el DANE, la información disponible en el Sistema Único de Información (SUI) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y otros, la UPME presentó dos escenarios, uno medio y uno alto, del comportamiento de la demanda de gas en el país por sector.

La UPME, estimó en el 2010 para el plan de abastecimiento de gas natural un aumento en la demanda de gas desde 900 MCPD en el año 2013 a 1070 MCPD en el año 2020. Estos datos son inferiores a los estimados en el 2011 por el mismo ente, (ver tabla 1) pero se utilizan como base para el análisis de la oferta y demanda de gas. Se espera que el sector de refinería e industrial sean los de mayor crecimiento.

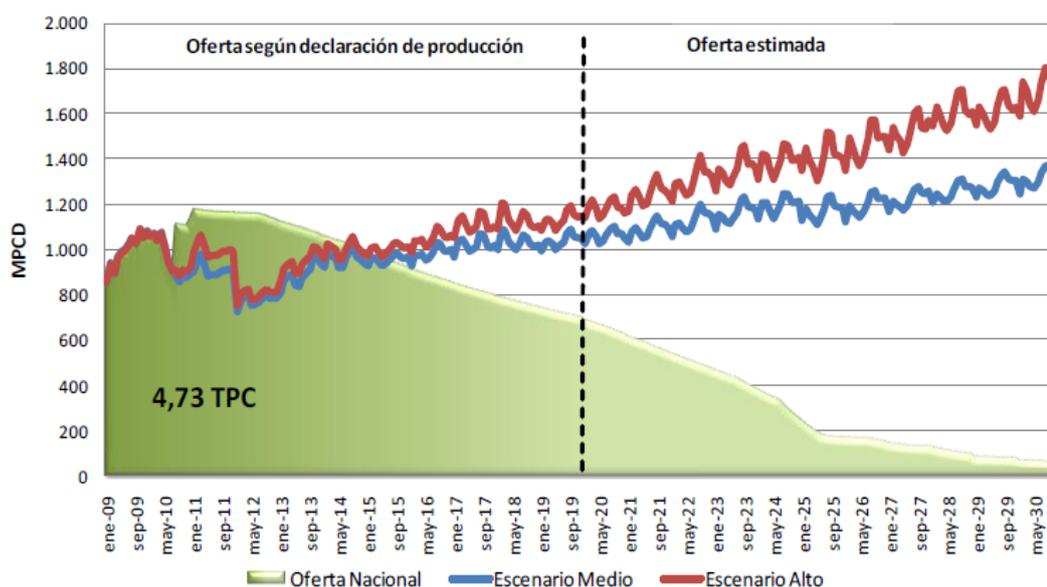
Figura 7. Proyección de demanda de gas en el país por sector. (Escenario Base)



Fuente: UPME

Si los pronósticos de la oferta y demanda de gas en el país se cumplen, el país sería autosuficiente hasta el año 2015 y en el año 2019 se tendría una demanda de gas insatisfecha de 350 MPCD. En el caso crítico, escenario alto, en el año 2019 se tendría una demanda insatisfecha de 420 MPCD, es decir 70 MPCD adicionales. El agotamiento total de las reservas probadas se estima para el 2030. Por tal motivo, el país deberá aumentar las reservas probadas con los campos actuales o con nuevos yacimiento para mantener su autosuficiencia.

Figura 8. Proyección de demanda/oferta de gas en el país



Fuente: UPME

3.3 ANÁLISIS DE LA OFERTA Y DEMANDA DE GAS POR REGIÓN

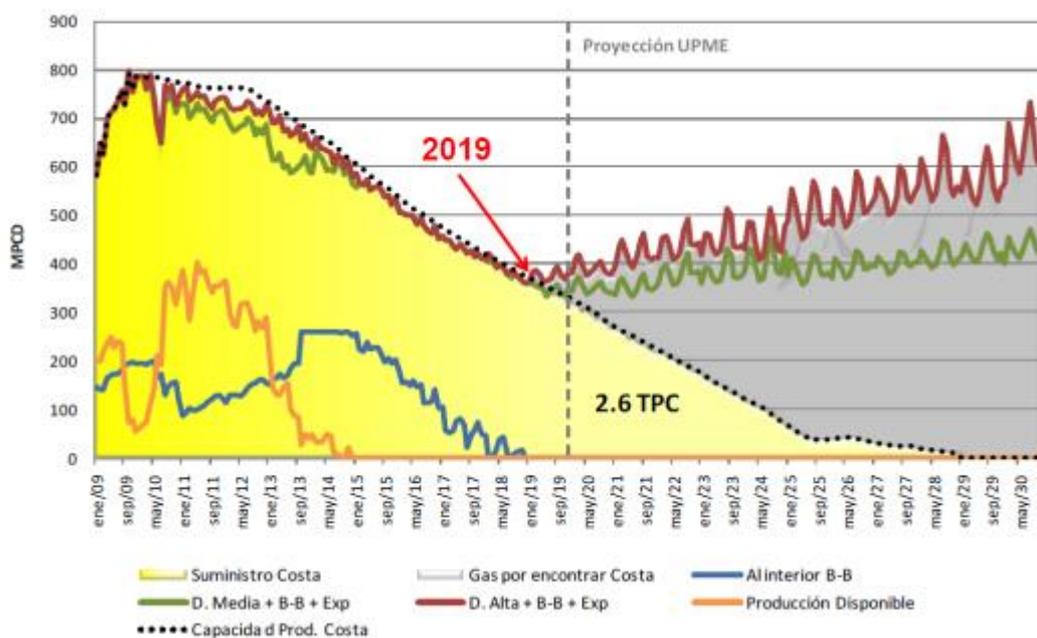
Teniendo en cuenta que la producción de gas del país se encuentra concentrada en dos grandes campos, uno en la costa Atlántica y otro en el interior, el análisis de la oferta y demanda regional se realiza por separado. A continuación, se presenta el análisis por región.

Zona de la Costa Atlántica:

La costa atlántica cuenta con varios yacimientos que suministran gas a toda la región por medio del gasoducto de la empresa Promigas. La demanda es cubierta con el gas producido en la costa Atlántica y es suministrado a través del gasoducto de la empresa TGI. Desde la costa atlántica, se suministra gas a través del gasoducto de TGI para cubrir la demanda insatisfecha del interior y se exporta parte de la producción a Venezuela.

Analizando la oferta y demanda de gas de la costa Atlántica, se determina que los yacimientos de la zona (Guajira, la creciente, Güepaje, Ariana) cuentan con la producción requerida para satisfacer la demanda de gas de esta zona hasta el 2019, año en el cual comienza a presentarse una demanda insatisfecha. Las reservas de gas en la costa atlántica tendrán un agotamiento para el año 2030.

Figura 9. Comportamiento de la Oferta y demanda de gas en la Costa Atlántica.



D: Demanda; B-B: Ballenas – Barrancabermeja; Exp: Exportación

Fuente: UPME

Según los pronósticos, los yacimientos de la costa Atlántica tienen capacidad para suministrar gas al interior hasta el año 2019 con una disminución

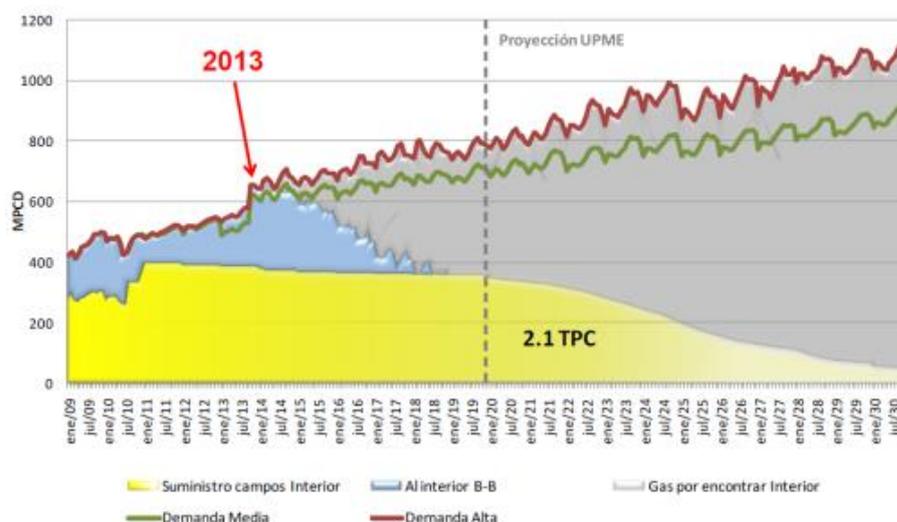
progresiva del suministro desde el 2014. La producción disponible puede ser exportada a Venezuela.

Zona del Interior:

La zona del interior cuenta con varios yacimientos que suministran a toda la región la mayor parte de la demanda de gas por medio del gasoducto de la empresa TGI. Además, los yacimientos de la costa Atlántica suministran gas para cubrir parte de la demanda.

Analizando el balance de oferta y demanda de gas en el interior, se determina que los yacimientos de la zona (Campos del Cusiana, Cupiagua, Pauto, Floreña, Payoa – Provincia, Gibraltar, Magdalena Medio, y otros no interconectados) cuentan la producción requerida para satisfacer la demanda de gas de esta zona hasta el 2013, año en el cual comienza a presentarse una demanda insatisfecha. Las reservas de gas en el interior tendrán un agotamiento para el año 2030.

Figura 10. Comportamiento de la Oferta y demanda de gas en el interior



Fuente: UPME

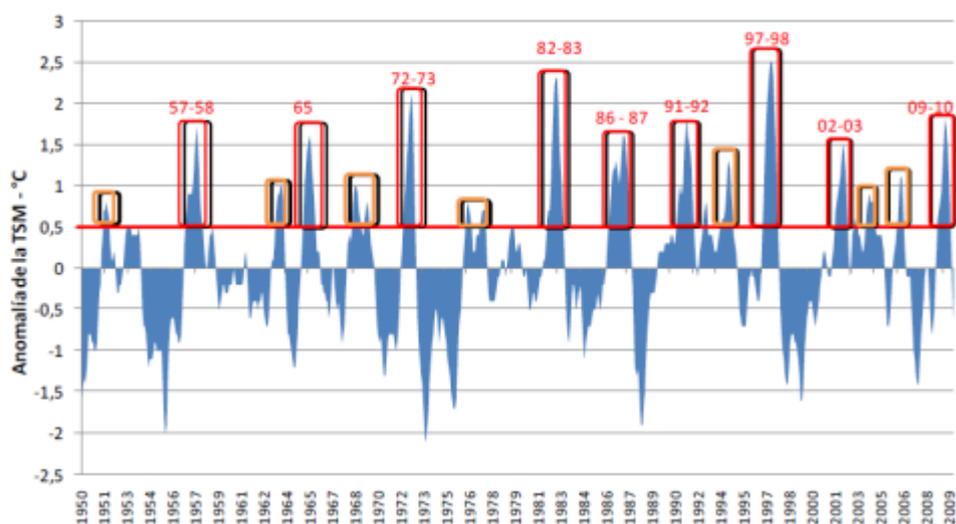
En este análisis se asumen ampliaciones en el transporte y disponibilidad para el suministro de gas desde la costa.

3.4 ANÁLISIS DE LA OFERTA Y DEMANDA DE GAS POR REGIÓN CON PRESENCIA DEL FENÓMENO DE EL NIÑO

El pronóstico presentado en la sección 5.3 de la presente monografía, contempla únicamente el aumento de la demanda de gas que pronosticó la UPME con base en el crecimiento del país. Adicionalmente, el fenómeno de El Niño afecta la demanda de gas natural debido al aumento de consumo de gas del sector de generación eléctrica por medio de termoeléctricas.

En los últimos 50 años han ocurrido casi 20 fenómenos de El Niño con un promedio de uno cada 3 años y un fenómeno moderado-fuerte cada 6.5 años. En la siguiente gráfica, se presenta la variación de la temperatura superficial del mar (TSM) en los últimos años, variable que causa el fenómeno de El Niño.

Figura 11. Comportamiento del fenómeno de El Niño



Fuente: ONI

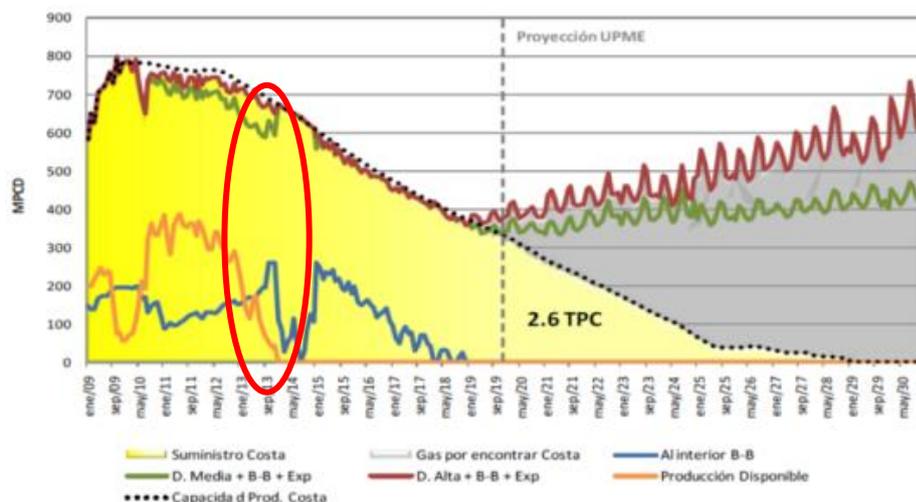
La UPME realizó dos análisis con el supuesto de un fenómeno de El Niño en el año 2104 y otro en el año 2016 para la zona de la costa Atlántica y para el interior. A continuación, se analizan cada uno de los escenarios.

Análisis del mercado con Fenómeno de El Niño en el año 2014

Para determinar el aumento en el consumo de gas para el sector termoeléctrico durante un fenómeno de El Niño la UPME utilizó los valores de consumo promedio de gas por año empleados por las termoeléctricas en los últimos años, y el promedio de las 25 series más secas y las 100 series de la simulación del MPODE (Modelo de Programación Dinámica Dual Estocástica) que se utiliza para predecir consumos futuros.

De llegarse a presentar un fenómeno de El Niño en el país con estas características, habría como consecuencia un alza en la demanda de gas. En el caso de la zona de la costa Atlántica, si ocurriera un fenómeno de El Niño en el año 2014, la oferta de gas de los campos productores cubriría la demanda disminuyendo el suministro de gas al interior y las exportaciones.

Figura 12. Comportamiento de la demanda de gas en la zona de la costa atlántica con presencia de un fenómeno de El Niño en el 2014

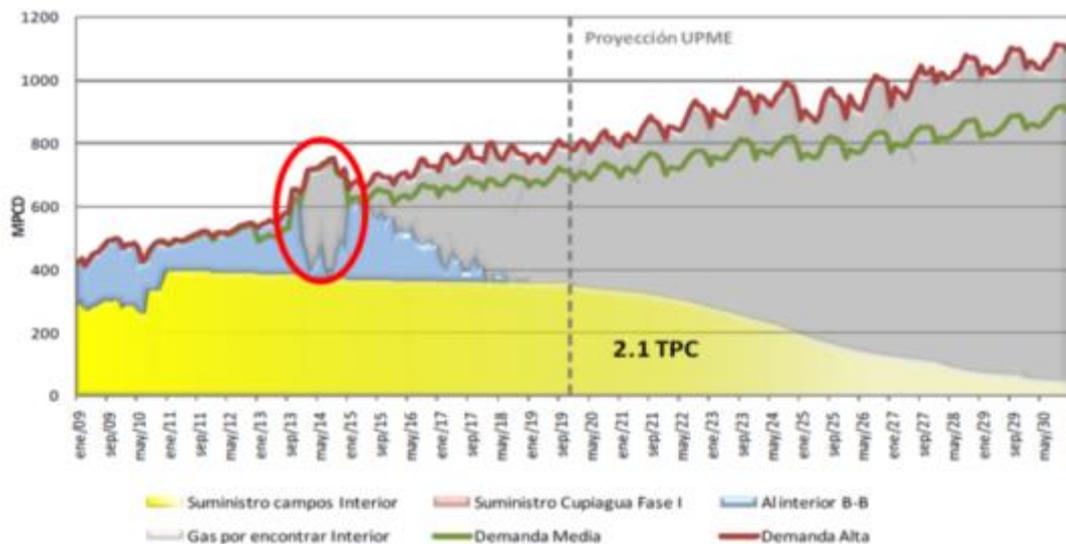


Fuente: UPME

En el caso de la zona del interior, la oferta de gas de los campos productores del área no cubriría la demanda con presencia del fenómeno de El Niño, teniendo en cuenta que el suministro de gas desde la costa Atlántica se

reduciría al mínimo en ese año. La demanda insatisfecha en el interior alcanzaría los 380 MPCD.

Figura 13. Comportamiento de la demanda de gas en la zona del interior con presencia de un fenómeno de El Niño en el 2014



Fuente: UPME

Análisis del mercado con Fenómeno de El Niño en el año 2016

Para el caso de la ocurrencia del fenómeno de El Niño en el año 2016, en la zona de la costa atlántica la oferta de gas de los campos productores ya no cubriría la demanda. En este caso, se suspendería totalmente el suministro de gas hacia la zona del interior y se generaría una demanda insatisfecha en la costa de 153 MPCD. Ver Figura 14.

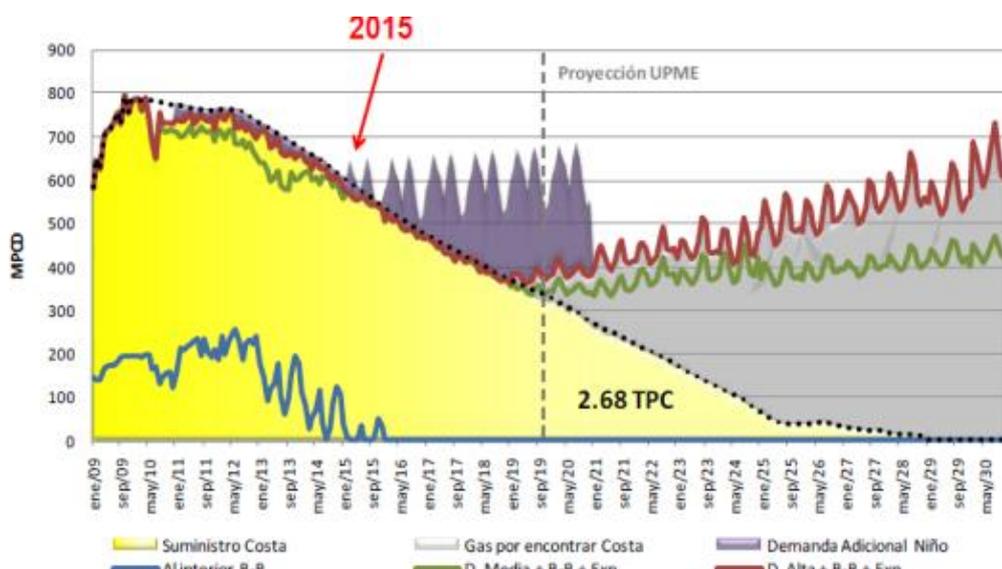
Como era de esperarse, con el aumento de la demanda y la suspensión del suministro de gas desde la costa Atlántica, en el caso de la zona del interior la oferta de gas de los campos productores no alcanza a cubrir la demanda con presencia del fenómeno de El Niño en el 2016, generando un faltante de 435 MPCD. Ver Figura 15.

Teniendo en cuenta la incertidumbre de ocurrencia del fenómeno de El Niño, la UPME realizó un análisis adicional para conocer el comportamiento de la demanda con la ocurrencia de un fenómeno de El Niño cualquier año desde el 2013 hasta el 2021. En las figuras 16 y 17, se presenta el comportamiento de la demanda de gas con el fenómeno de El Niño si este ocurriera durante estos años.

Según los pronósticos presentados, la demanda de la zona de la costa Atlántica estaría insatisfecha a partir del 2015 y la demanda de la zona del interior a partir del 2013.

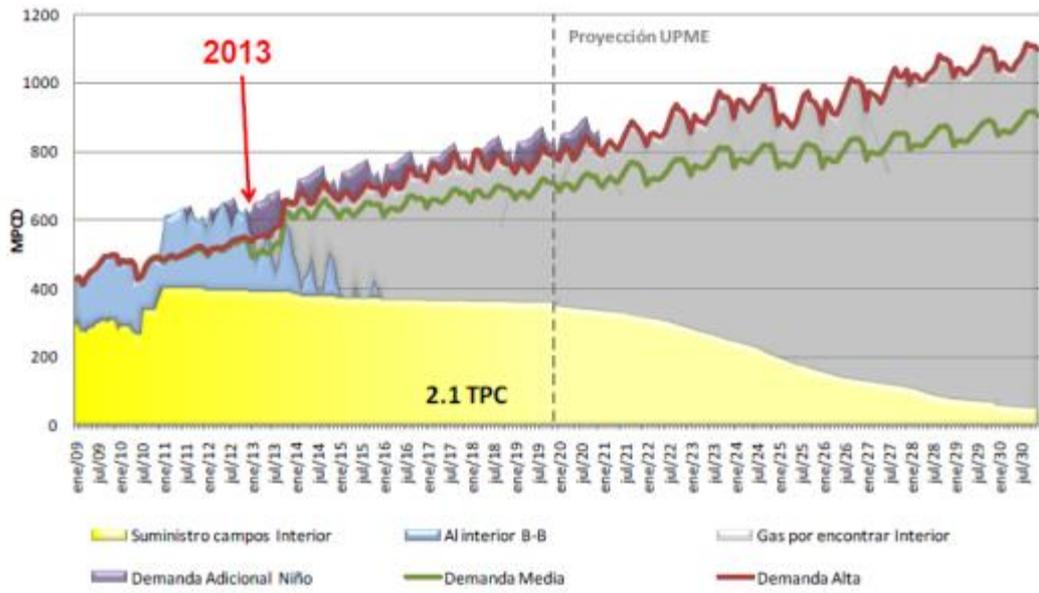
Teniendo en cuenta las proyecciones de la oferta y la demanda de gas en la zona de la costa atlántica y en el interior, con y sin presencia de un fenómeno de El Niño, se requiere realizar un análisis de alternativas para asegurar el abastecimiento de gas en el país.

Figura 16. Comportamiento de la demanda de gas en la costa con presencia de un fenómeno de El Niño entre el 2011 y 2020.



Fuente: UPME

Figura 17. Comportamiento de la demanda de gas en el interior con ocurrencia constante del fenómeno de El Niño entre el 2011 y 2020.



Fuente: UPME

4. ANALISIS DE IMPLEMENTACIÓN DE PLANTA DE REGASIFICACIÓN

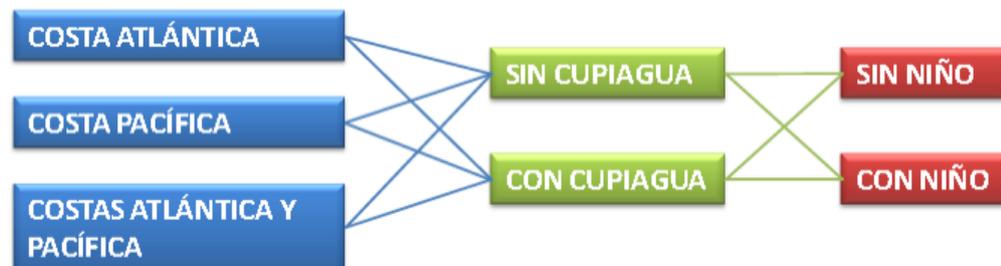
Con base en los pronósticos de la oferta y demanda de gas, la UPME presentó las alternativas para asegurar el abastecimiento de gas en el país:

1. Importación de GNL
2. Reclasificación de reservas
3. Nuevos descubrimientos de gas
4. Incorporación de gas no convencional
5. Importaciones de gas de Venezuela

Para el caso de la importación de GNL, la UPME realizó diferentes análisis bajo la combinación de los siguientes escenarios:

- Con instalación de infraestructura para la regasificación de GNL en el Atlántico, en el Pacífico, en el Atlántico y luego en el Pacífico y por último en el Pacífico y luego en el Atlántico.
- Cada uno de los escenarios presentados en el punto anterior se analizó con y sin ocurrencia del fenómeno de El Niño, además, con y sin el aporte de reservas por parte del campo Cupiagua. (Fase I y Fase II)

Figura 18. Escenarios de abastecimiento considerados por la UPME para la alternativa de importación de GNL



Fuente: UPME

En la presente monografía, se seleccionó la alternativa de importación de GNL como base de estudio, teniendo en cuenta que es la opción que ha presentado el gobierno como más probable a implementar en el país.

Adicionalmente, con la alternativa de importación de GNL se seleccionaron los siguientes escenarios para realizar el estudio:

- Con la instalación de infraestructura para la regasificación de GNL en el Atlántico y luego en Pacífico, sin aportes de reserva por parte del campo Cupiagua, **sin** ocurrencia del fenómeno de El Niño (Escenario 1) y **con** ocurrencia (Escenario 2).

Estas dos opciones se seleccionaron con esas especificaciones por las siguientes razones:

1. Se considera como mejor opción la instalación de dos puntos de importación de GNL, en el Atlántico y en el Pacífico, ya que ésta opción aumenta la confiabilidad del sistema, fortalece los dos mercados y permite compartir el riesgo de encontrar un gran hallazgo que pudiera dejar las instalaciones subutilizadas.
2. Se determina que la instalación de la primera planta de GNL debe ubicada en la costa Atlántica, teniendo en cuenta que se requiere la construcción de un gasoducto antes de comenzar a importar gas a través de la costa pacífica, lo cual aumenta la fecha de finalización de este proyecto.
3. Se tiene en cuenta que la opción de instalar la primera planta de GNL en el Atlántico tiene como desventajas que: aumenta el riesgo de desabastecimiento del interior en caso de presentarse un fenómeno de El Niño, entra a competir con el gas de la Guajira por el Gasoducto Ballenas-Barranca y puede ser más complicado encontrar el lugar

adecuado para la instalación de las facilidades de importación requeridas.

4. No se tiene en el desarrollo de las reservas probadas del campo Cupiagua, Fase 1 y 2. El análisis se realiza únicamente teniendo en cuenta su perfil de producción, que es la información aceptada actualmente.
5. Se analizan los casos con y sin ocurrencia del fenómeno de El Niño, con el fin de visualizar su impacto en la demanda de gas en el país.

El estudio de estos escenarios se realiza en la sección 4.1 y 4.2 de la presente monografía. A continuación, se presentan las fortalezas, amenazas y debilidades de la implementación de las plantas de regasificación como introducción al estudio de los escenarios seleccionados:

Fortalezas y oportunidades:

1. Al implementar plantas de regasificación en una de las zonas del país, ya sea en la costa Atlántica o en la costa Pacífica, se fortalece el mercado Colombiano y se produciría una apertura al comercio exterior, lo cual incentivaría la inversión en exploración de nuevos yacimientos.
2. Contar con la infraestructura para la importación de gas da una alta confiabilidad al sistema. La demanda de gas del país podría ser satisfecha hasta en presencia de un fenómeno de El Niño.
3. Al entrar el gas por el pacífico reduce los costos de transporte, lo cual beneficia a los consumidores de la zona. Además, se podría aumentar la cobertura a zonas donde actualmente no se encuentra el suministro.

Amenazas y debilidades:

1. Aumento de la tarifa de gas para los colombianos, teniendo en cuenta el cargo por confiabilidad.
2. Existe la probabilidad de que haya un descubrimiento que haga que la inversión de las plantas de regasificación sean innecesarias.
3. Al implementar las plantas de regasificación en una de las zonas primero, se fortalece este mercado, lo cual podría dejar en desventaja o desprotegido uno de los mercados, ya sea el de la costa Atlántica o del interior.
4. La implementación de la infraestructura para la importación de gas requiere una alta inversión y un alto tiempo de ejecución. Si no se cuenta con las plantas de regasificación a tiempo, es posible que se produzca un racionamiento energético en el país.
5. Se pueden presentar inconvenientes en la costa Atlántica y Pacífica con el área requerida para la instalación del puerto y la infraestructura de regasificación.
6. Al instalar la planta de regasificación en el pacífico se requeriría la construcción de un gasoducto que conecte la costa pacífica con Cali e inversiones adicionales para aumentar la capacidad de transporte hacia el interior.
7. La instalación de las planta de regasificación en la costa Atlántica requiere inversiones adicionales para aumentar la capacidad de transporte hacia el interior.

4.1 ANÁLISIS DEL MERCADO CON PLANTAS DE REGASIFICACIÓN Y SIN PRESENCIA DE UN FENÓMENO DE EL NIÑO

A continuación, se realiza el análisis de la oferta y demanda de gas en la zona de la costa Atlántica y en la zona del interior con la implementación de las plantas de regasificación y sin presencia de un fenómeno de El Niño.

Zona Costa Atlántica:

Analizando la oferta y demanda media de gas de la costa Atlántica, se determina que esta región cuenta con la capacidad de producción requerida para satisfacer la demanda de gas de esta zona hasta el 2019, año en el cual comienza a presentarse una demanda insatisfecha. Ver Figura 19.

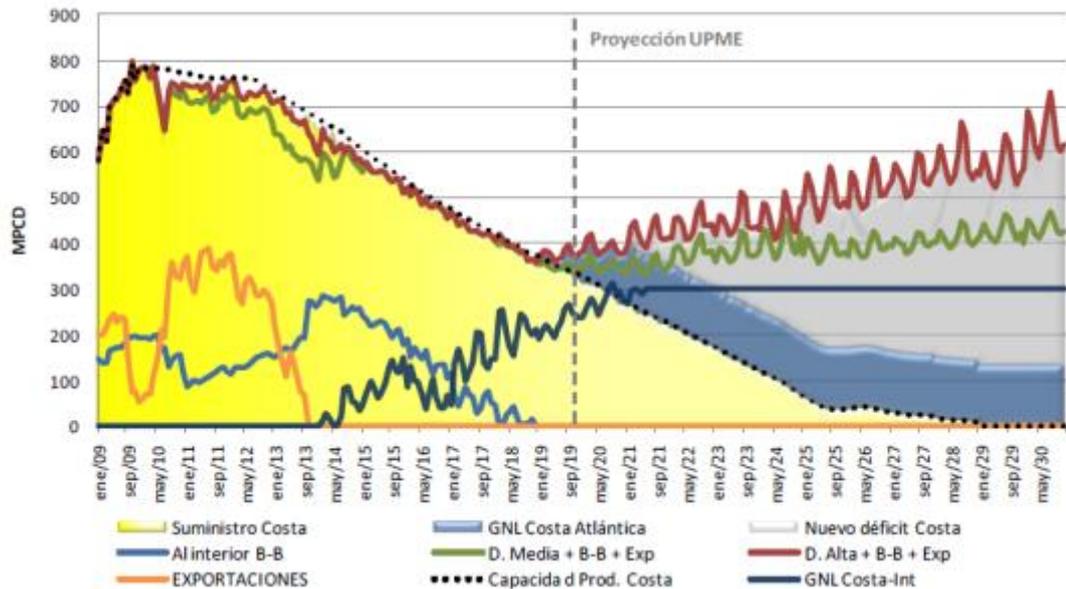
La exportación de gas hacia Venezuela se debe suspender en el 2013, con el fin de ayudar a satisfacer la demanda del interior. Aunque el gasoducto de Venezuela se concibió para ser bidireccional, no se considera este volumen dentro de la oferta por su alta incertidumbre y su inestabilidad política.

La importación de GNL comenzaría en el 2014 con el fin de cubrir la demanda insatisfecha del interior, para lo cual se requeriría realizar una ampliación del gasoducto entre Ballenas y Barrancabermeja de TGI hasta los 330 MPCD.

La importación de GNL para cubrir la demanda insatisfecha en la zona de la costa Atlántica comenzaría en el año 2019. El requerimiento de importación de GNL por el atlántico comenzaría en 200 MPCD en el año 2013 hasta alcanzar la capacidad máxima de 435 MPCD en el año 2020.

Se establece que la mayor capacidad de importación de GNL sea por el Atlántico, con el fin de disminuir los costos en ampliaciones del sistema de transporte.

Figura 19. Comportamiento de la oferta y demanda de gas en la costa Atlántica con importación de GNL sin presencia de un fenómeno de El Niño



Fuente: UPME

Zona Interior:

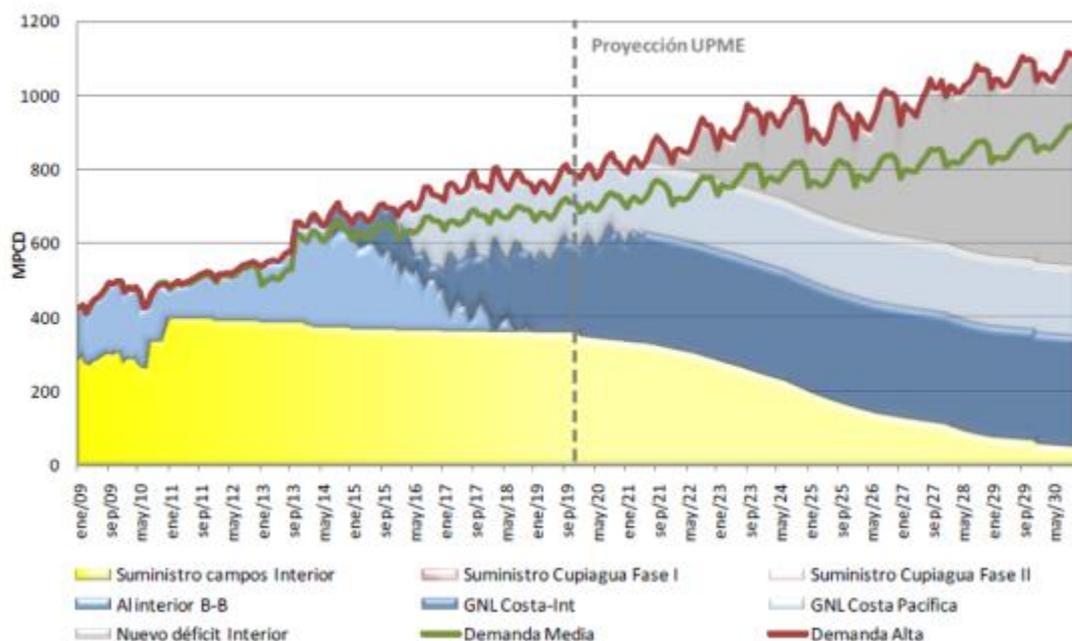
Analizando la oferta y demanda media de gas de la zona del interior, se determina que esta región no cuenta con la capacidad de producción y reservas requeridas para satisfacer la demanda de esta zona. La costa Atlántica suministra parte del gas para ayudar a satisfacer esta demanda. Ver Figura 20.

A partir del 2014, la demanda del interior no logra ser cubierta con ayuda del gas de producido por los yacimientos de la costa atlántica, por lo que a partir de ese año se requiere la importación de gas a través de las facilidades de regasificación de la costa Atlántica para satisfacer la demanda del interior.

La planta de regasificación, el gasoducto desde la costa Pacífica hasta Cali y el aumento de la capacidad del gasoducto Cali-Mariquita -Vasconia, deben estar operando para el 2016, con el fin de suministrar gas al interior desde esta zona.

La capacidad requerida de suministro desde la costa Pacífica es de 190 MPCD, la cual se mantendría hasta el 2020.

Figura 20. Comportamiento de la oferta y demanda de gas en el interior con importación de GNL sin presencia de un fenómeno de El Niño



Fuente: UPME

A continuación se presenta el resumen de los requerimientos de transporte y capacidades de las plantas de regasificación para las zonas de la costa atlántica y pacífica sin presencia de un fenómeno de El Niño.

Tabla 5. Resumen requerimiento de transporte y regasificación Escenario 1.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Capacidad GNL Costa Atlántica (MPCD)		200	200	200	250	300	350	435
Gasoducto Barranca – Ballenas (MPCD)	330	330	330	330	330	330	330	330
Capacidad GNL				190	190	190	190	190

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Costa Pacífica (MPCD)								
Gasoducto Pacífico (MPCD)				190	190	190	190	190

Fuente: UPME

4.2 ANÁLISIS DEL MERCADO CON PLANTAS DE REGASIFICACIÓN Y CON PRESENCIA DE UN FENÓMENO DE EL NIÑO

A continuación, se realiza el análisis de la oferta y demanda de gas en la zona de la costa Atlántica y en la zona del interior con la implementación de las plantas de regasificación y con presencia de un fenómeno de El Niño.

Zona Costa Atlántica:

Analizando la oferta y demanda de gas de la costa Atlántica se determina que esta región cuenta con las reservas requeridas para satisfacer la demanda de gas de esta zona hasta el 2015, año en el cual comienza a presentarse una demanda insatisfecha con presencia de un fenómeno de El Niño.

La exportación de gas hacia Venezuela se debe suspender totalmente, con el fin de ayudar a satisfacer la demanda del interior.

La importación de GNL se requeriría para el 2013, con el fin de cubrir la demanda insatisfecha del interior, para lo cual se requeriría realizar una ampliación del gasoducto entre Ballenas y Barrancabermeja de TGI hasta los 370 MPCD. Teniendo en cuenta que las obras no se han iniciado, es posible que se presente un déficit de gas por indisponibilidad de infraestructura.

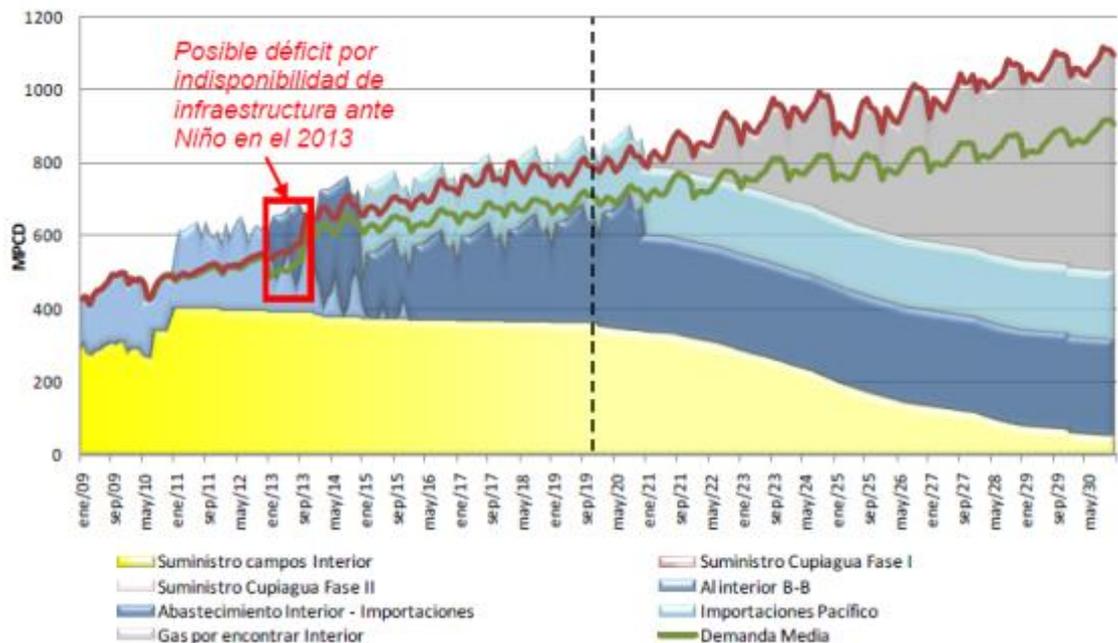
La importación de GNL para cubrir la demanda insatisfecha en la zona de la costa Atlántica comenzaría en el año 2015. El requerimiento de importación de GNL por el atlántico comenzaría en 260 MPCD en el año 2013 hasta alcanzar

A partir del 2013, la demanda del interior no logra ser cubierta con ayuda del gas de producido por los yacimientos de la costa Atlántica, por lo que a partir de este año se requiere la importación de gas a través de las facilidades de regasificación de la costa atlántica para satisfacer la demanda del interior.

Teniendo en cuenta que actualmente los trabajos de construcción de las facilidades de regasificación no se han iniciado, es posible que se presente un racionamiento energético este año o se requiera aumentar el consumo de carbón o combustibles líquidos en termoeléctricas para evitarlo.

La planta de regasificación, el gasoducto desde la costa Pacífica hasta Cali y el aumento de la capacidad del gasoducto Cali-Mariquita -Vasconia, deben estar operando para el 2015 con el fin de suministrar gas al interior desde esta zona. La capacidad requerida de suministro desde la costa Pacífica es de 190 MPCD, la cual se mantendría hasta el 2020.

Figura 22. Comportamiento de la oferta y demanda de gas en el interior con importación de GNL con ocurrencia de fenómeno del Niño



Fuente: UPME

Con la presencia de un fenómeno de El Niño, la capacidad de regasificación máxima de GNL por la costa Pacífica se mantendría constante pero se debe tener disponible la infraestructura para importación de gas un año antes.

A continuación, se presenta el resumen de los requerimientos de transporte y capacidades de las plantas de regasificación para las zonas de la costa Atlántica y Pacífica con presencia de un fenómeno de El Niño.

Tabla 6. Resumen requerimiento de transporte y regasificación Escenario 2.

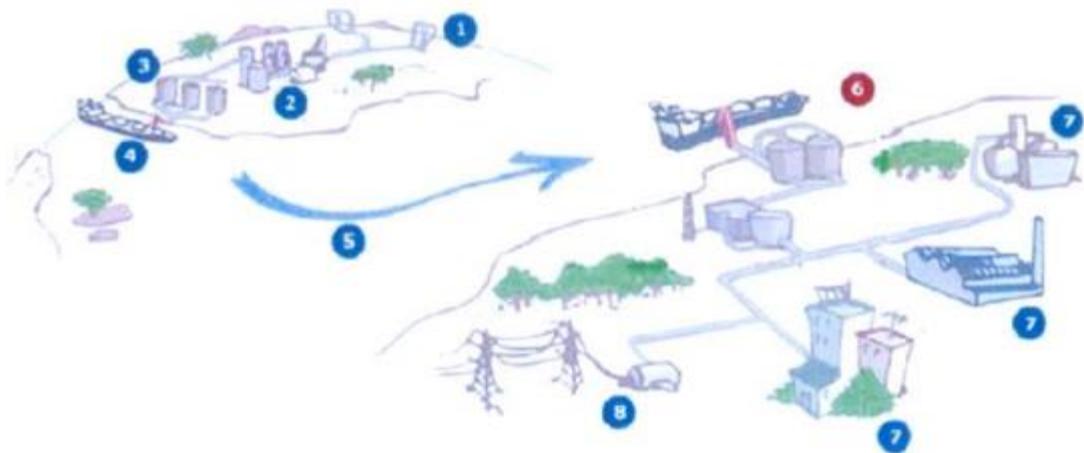
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Capacidad GNL Costa Atlántica (MPCD)	260	380	310	400	490	570	665	760
Gasoducto Barranca – Ballenas (MPCD)	330	370	330	330	330	330	330	370
Capacidad GNL Costa Pacífica (MPCD)			190	190	190	190	190	190
Gasoducto Pacífico (MPCD)			190	190	190	190	190	190

Fuente: UPME

5. EVALUACIÓN TÉCNICA PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

Las plantas de regasificación son instalaciones que permiten recibir GNL, el cual es importado por medio de barcos especiales. Este GNL es almacenado y convertido en gas natural para luego ser distribuido por medio de gasoductos. Por medio de este tipo de instalaciones, Colombia busca tener la posibilidad de importar gas natural en caso de requerirse, evitando un racionamiento energético y aumentando la confiabilidad del sistema.

Figura 23. Cadena de distribución de GNL



1. Yacimiento
2. Licuefacción
3. Almacenamiento
4. Embarque
5. Transporte
- 6. Proceso de regasificación**
7. Distribución
8. Generación Eléctrica

Fuente: CREG

Las plantas de regasificación deben ser construidas bajo los estándares de diseño establecidos. A falta de una norma colombiana que establezca los criterios de diseños de estas instalaciones, las empresas que diseñan las plantas deben tener en cuenta las normas internacionales expedidas por la NPFA (National Fire Protection Association) en Estados Unidos y por la BS EN (British Standard – Norma Europea) para Europa.

La norma NPFA 59: Utility LP-Gas Plant Code (Código para servicios auxiliares de plantas de GLP) presenta los criterios para el diseño de edificaciones, vaporizadores, intercambiadores, mezcladores de gas/aire, los sistemas de seguridad, protección contra fuego, sistemas de alivio, procedimientos operativos y de mantenimiento.

La norma BS EN 1473:2007: Installation and equipment for liquefied natural gas – Design of onshore installations (Instalación y equipamiento de gas natural licuado - Diseño de instalaciones en tierra). El objetivo de esta norma es dar directrices funcionales de las instalaciones de GNL en tierra, incluidas las instalaciones de licuefacción, almacenamiento, vaporización, transporte y manipulación de GNL. Se recomiendan los procedimientos y prácticas que den lugar a un diseño seguro y ambientalmente aceptable y se presentan criterios para la construcción y operación de plantas de GNL.

Existen tres clases de plantas de regasificación: 1) Instalación en tierra – Onshore, 2) Instalación marítima fijas – *Offshore* fijas e 3) Instalación marítima no fijas – *Offshore* no fijas. A continuación, se realiza una descripción general de cada una de estas.

5.1 PLANTAS DE REGASIFICACIÓN EN TIERRA (ONSHORE)

Las terminales de recepción y de regasificación *Onshore* típicas constan de cuatro componentes principales:

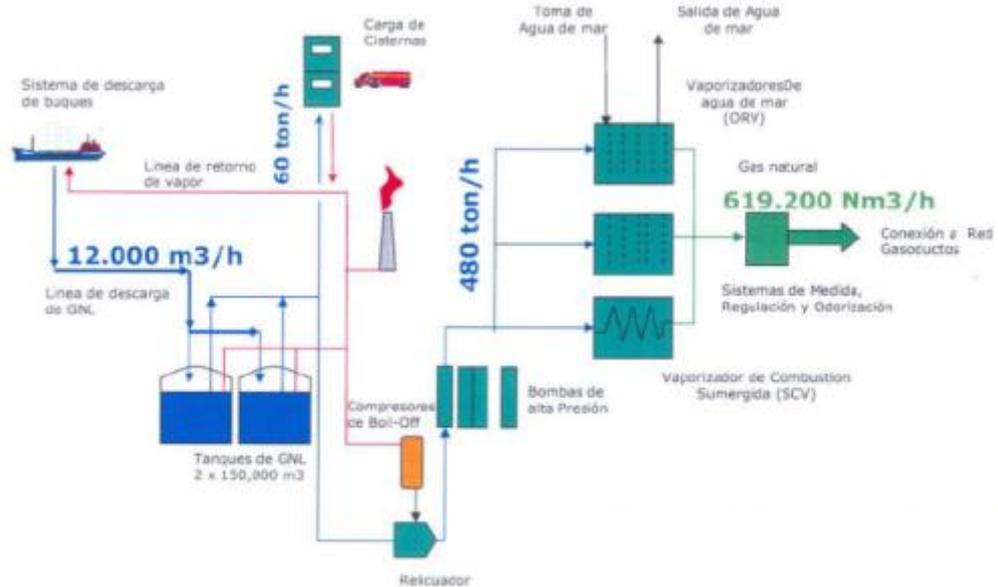
- Terminal portuaria con muelles, amarras y brazos criogénicos de descarga diseñados para compensar la variación de las posiciones relativas del buque metanero (Figura 25) y del muelle.
- Sector de almacenamiento de GNL incluyendo tanques, tubería y contención secundaria.
- Sector de regasificación y despacho de gas natural. Incluye bombas de GNL, los regasificadores, los recondensadores para la recuperación del gas y los medidores de despacho de gas.
- Sector de soporte, que consiste en los sistemas de control y mantenimiento, sistemas contra incendios; quema de gas y venteo, suministro de energía eléctrica, servicios (aire, agua, nitrógeno), etc.

Figura 24. Buques metaneros



Fuente: CREG

Figura 25. Esquema planta de regasificación



Fuente: CREG

Figura 26. Planta de regasificación típica



Fuente: CREG

5.2 PLANTAS DE REGASIFICACIÓN MARÍTIMAS (OFFSHORE)

Como planta de regasificación marítimas *offshore* existen plantas fijas y no fijas, las cuales se encuentran en desarrollo:

Fijas:

- Estructuras basadas en la gravedad (GBS – Gravity Based Structure)
- Plataformas en Acero

No fijas:

- Unidades Flotantes de Almacenamiento y regasificación (FSRU – Floting Storage Regas Unit)

Actualmente, estas tecnologías no se han probado de forma masiva y algunas se encuentran en desarrollo, por lo que son alternativas que se deben estudiar detenidamente.

Estos sistemas surgieron con el fin de evitar las siguientes desventajas:

- Impactos ambientales en tierra.
- Problemas de seguridad por operación de este tipo de sistemas.
- Dificultades para determinar la ubicación ideal.

A continuación, se realiza una descripción general de estas tecnologías.

a) Estructuras basadas en la gravedad (GBS – Gravity Based Structure)

La GBS es una instalación fija en mar abierto que recibe, almacena, regasifica el GNL importado y envía el gas a tierra firme donde se interconecta con los

gasoductos. Para su construcción, se crea una isla y esta es abastecida por los buques metaneros que transportan el GNL desde las terminales de exportación.

Esta estructura en concreto se utiliza cuando el anclaje al fondo del mar no supera los 25 metros. Con este tipo de infraestructura, se solucionan los problemas de espacio en tierra firme. La primera plataforma de este tipo es la Adriatic LNG Terminal instalada en el mar Adriatico (Italia).

Figura 27. Planta de regasificación Adriatic



Fuente: Exxon-Mobil

b) Plataformas en acero

Estas estructuras son utilizadas cuando el anclaje al fondo del mar supera los 25 metros. Normalmente, estas estructuras son plataformas de producción de crudo adaptadas. La transferencia de GNL, almacenamiento, regasificación y trnsferencia a gasoducto también se realiza en mar abierto. La Main Pass

Energy Hub (MPEH) es uno de los ejemplos de esta infraestructura instalada en Estados Unidos con capacidad para regasificar hasta 1.6 MMPCPD.

Figura 28. Plataforma Main Pass Energy Hub



Fuente: Main Pass Energy Hub

c) Unidades Flotantes de Almacenamiento y regasificación (FSRU – Floting Storage Regas Unit)

Actualmente, existen buques que se encargan de transportar, almacenar y regasificar el GNL y entregar el gas en un gasoducto subterráneo. Normalmente, estas embarcaciones tienen una capacidad de almacenamiento de 138.000 m³ a 200.000 m³. Esta terminal flotante permite una mejor reacción frente al viento y las corrientes marinas. Es una tecnología operativamente costosa, porque deja en stand by un barco durante el tiempo de descarga e inutilizados los vaporizadores durante el viaje.

Figura 29. FSRU – Excelerate Energy



Fuente: Excelerate Energy

5.3 COMPARACIÓN ENTRE PLANTAS DE REGASIFICACIÓN EN TIERRA Y MAR ABIERTO

A continuación, se realiza una comparación entre las plantas de regasificación en tierra y mar abierto.

Planta de regasificación en tierra

- Las plantas de regasificación en tierra se utilizan normalmente para cubrir déficits de gas superiores a 282 MPCD.
- El abastecimiento de gas puede realizarlo cualquier proveedor internacional.
- Aumenta la confiabilidad del sistema cubriendo faltantes de gas y cubre picos de demanda de gas dando flexibilidad al sistema en presencia de un fenómeno de El Niño.
- Las plantas en tierra pueden ser ampliadas fácilmente dependiendo del terreno dispuesto.
- En la construcción de la planta hay gran participación del país en suministro de materiales de construcción y empleados.
- Normalmente, este tipo de plantas requiere inversiones de US\$800 Millones aproximadamente.
- La construcción puede durar normalmente 36 meses, dependiendo del tipo de tanque de almacenamiento que se escoja.
- La planta requiere puertos con profundidades adecuadas para que los buques metaneros puedan realizar la descarga del gas.
- Las exigencias ambientales para ubicar la planta son estrictas.
- Los tanques de almacenamiento deben tener un volumen de al menos 130 Mm³ de GNL, con el fin de adecuar la logística de abastecimiento con los barcos metaneros.

Barco regasificador

- Los barcos regasificadores se utilizan para cubrir demandas de gas hasta 353 MPCD.
- Se tiene independencia en el abastecimiento.
- No se requieren grandes áreas en tierra para la ubicación de facilidades.
- Mejor percepción del riesgo por parte de los ciudadanos, ya que se cree que las instalaciones *on-shore* son menos seguras.

- Aumenta la confiabilidad del sistema cubriendo faltantes de gas y cubre picos de demanda de gas dando flexibilidad al sistema en presencia de un fenómeno de El Niño.
- Son proyectos con menor tiempo de ejecución. Normalmente toma 8 meses concretar el proyecto. Si se requiere construcción de puerto y gasoducto podría tomar entre 12 y 18 meses. Además, puede utilizarse como solución inmediata si se decide construir una planta *on-shore*, utilizando el puerto mientras se termina la infraestructura definitiva.
- El almacenamiento del GNL puede realizarse en el mismo barco regasificador.
- En caso de ser requerido, el barco metanero puede ser vendido teniendo en cuenta que un activo que puede ser trasladado,
- El abandono representa menos costos que la planta de regasificación en tierra firme.
- Si el barco es arrendado puede significar altos costos de alquiler.
- Cuando se requiere el mantenimiento del barco, este puede quedar fuera de servicio hasta un par de semanas.
- Se requiere puertos con profundidades adecuadas para los barcos de regasificación puedan realizar la descarga del gas.
- Se deben cumplir con las exigencias ambientales para las facilidades que se requieren en tierra.
- El almacenamiento en barco normalmente tiene capacidades entre 150 y 300 Mm³ de GNL.
- Los barcos de regasificación ofrecen pocas posibilidades de expansión.
- Toda la ingeniería y construcción del barco se realiza en el exterior, disminuyendo el consumo de materiales y la generación de empleo local.
- Los costos de operación son del 20% al 30% mayor que una planta en tierra.

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

Actualmente en Colombia se están desarrollando estudios por parte del gobierno y grupos inversionistas con el fin de determinar si la implementación de las plantas de regasificación en el país es la mejor opción para evitar un desabastecimiento energético. En el presente capítulo, se presentan las premisas y los resultados de los análisis económicos de algunos de estos estudios.

6.1 GENERALIDADES DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

A continuación, se presenta la información base para desarrollar el análisis económico.

- En los estudios que se encuentran en desarrollo en el país, se ha considerado Cartagena, Buenaventura, Santa Marta y Puerto Bolívar como alternativas de ubicación para la infraestructura de importación en el Atlántico, quedando como mejor ubicación Cartagena. Para el Pacífico se determinó que la mejor opción es instalarlo en Buenaventura.
- Se considera que los posibles puntos de importación de GNL podrían ser Trinidad y Tobago y Perú por la cercanía a nuestro país. Como alternativas más lejanas se ha considerado Nigeria, Egipto, Qatar, Australia, Indonesia y Malasia.
- El precio del gas esta compuesto por el Precio negociado del GNL en Colombia más el costo del transporte y regasificación. Se estima que este precio se mantenga en un rango entre US\$6,5/MBtu y US\$7,7/MBtu en el puerto de Cartagena y entre US\$7,1/MBtu y US\$8,8/MBtu en el puerto de Buenaventura, con un valor promedio de US\$6,64/MBtu para

los dos casos. Estos precios varían dependiendo del punto de importación.

- Los estudios de prefactibilidad tienen una estimación de costos de +/- 30% de los costos determinados.
- Para esta alternativa se debe tener en cuenta el espacio requerido en tierra, las mareas, oleaje, sísmica, instalaciones portuarias, seguridad.

6.2 ANALISIS DE ALTERNATIVAS DE REGASIFICACIÓN POR ZONA

A continuación, se presenta el análisis de las alternativas de los sistemas de regasificación que pueden ser utilizados en la costa atlántica y pacífica.

Costa Atlántica:

Para el caso de la costa atlántica se estudiaron 5 casos:

1. Buque transporte, regasificador y almacenaje: Buque FSRU (Floating Storage and Regasification Unit). En esta alternativa el buque se dirige hasta el punto de suministro del GNL y lo transporta.
2. Buque regasificador y almacenamiento: Buque FSRU en régimen permanente estacional. En esta alternativa el barco es el mismo pero el buque se encuentra en puerto. Buques metaneros transportarían el GNL desde el punto de suministro hasta el país.
3. Buque almacenamiento: Buque FSU (Floating Storage Unit) en régimen permanente estacional. En esta alternativa el barco se encuentra en puerto pero se requiere la instalación de un sistema de regasificación en tierra.

4. Planta regasificadora en tierra sin almacenamiento: En esta alternativa se requiere un buque convencional de transporte de GNL (Buques LNGC, Liquefied Natural Gas Carrier, metanero).
5. Planta regasificación y almacenaje en tierra: En esta alternativa los sistemas de almacenamiento y regasificación se encuentran en tierra y se requiere un buque convencional de transporte de GNL.

Luego de realizar el análisis, uno de los grupos inversores determinó que para la costa Atlántica la mejor alternativa es construir una planta de regasificación en tierra con capacidad de regasificación de 400 MPCD y un tanque de almacenamiento en tierra de 160.000 m³. Esta capacidad corresponde al potencial de generación de las termoeléctricas Flores, Cartagena y Barranquilla con el fin de respaldar la generación en caso de presentarse un fenómeno de El Niño.

Para el proyecto seleccionado, las empresas estimaron un plazo de construcción de 36 meses con un CAPEX de 352 MM US\$ (Puerto/Jetty 40 MMUS\$, Regasificación 180 MMUS\$, Almacenamiento 115 MMUS\$, lote, desarrollo y conexión al sistema de transporte 17 MMUS\$) y OPEX por 36.5 MM US\$ anuales.

Costa Pacífica:

Para el caso de la costa Pacífica se estudiaron 5 casos:

1. Buque FSRU intermitente: En esta alternativa se paga alquiler por el servicio del buque durante el periodo que se requiera. (esquema tipo call option).
2. Buque regasificador y almacenamiento: Buque FSRU en régimen permanente estacional. En esta alternativa el barco es el mismo pero el

buque se encuentra en puerto. Buques metaneros transportarían el GNL desde el punto de suministro hasta el país.

3. Buque almacenamiento: Buque FSU (Floating Storage Unit) en régimen permanente estacional. En esta alternativa el barco se encuentra en puerto pero se requiere la instalación de un sistema de regasificación en tierra.
4. Planta regasificación y almacenaje en tierra: En esta alternativa los sistemas de almacenamiento y regasificación se encuentran en tierra y se requiere un buque convencional de transporte de GNL.

Luego de realizar el análisis, uno de los grupos inversores determinó que para la costa pacífica la mejor alternativa es una terminal tipo FSRU (Floating Storage Regasification Unit) con capacidad de regasificación de 262 MPCD. Esta capacidad corresponde al potencial de generación de las termoeléctricas Centrales Merilectrica, Termocentro, Termosierra, Termodorada, Termovalle y Termocali, con el fin de respaldar la generación en caso de presentarse un fenómeno de El Niño.

Para este tipo de instalación, se estimó un CAPEX de 263 MM US\$ y un OPEX de 18 MM US\$ anuales. Para el gasoducto Buenaventura – Calí, con una longitud de 125 km y 24 pulgadas, TGI estimó un costo de US\$253 MM con capacidad para manejar los 262 MPCD del terminal FSRU. Para este gasoducto se estima un OPEX de US\$3 MM.

6.3 ANALISIS DE COSTOS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

En uno de los estudios realizados para la CREG, se realizó el análisis de costos para diferentes años, con y sin presencia de un fenómeno de El Niño y

con y sin plantas de regasificación. A continuación, se presentan los resultados de costos para el año 2016:

Tabla 7. Resultados de análisis económico para el 2016

Caso	Costos de gas	Costos de restricción	Costos transporte	Costos Inversión	Costo total
	MMUS\$ /año	MMUS\$ /año	MMUS\$ /año	MMUS\$ /año	MMUS\$ /año
1	2001.8	869.0	229.4	143.1	3242
2	2445.6	126.2	279.8	235.9	3086.2
3	2467.8	113.7	243.8	246.6	3058.9

Fuente: SNC Lavalin - CREG

Notas:

Caso 1: Situación en el año 2016 sin presencia de un fenómeno de El Niño y sin plantas de Regasificación. Costos de inversión debido a Ampliaciones de transporte por incremento de producción de Cusiana y ampliación de gasoducto para Antioquía.

Caso 2: Situación en el año 2016 con presencia de un fenómeno de El Niño y planta de Regasificación en el Atlántico. Costos de Inversión estimado de Construcción de una planta de regasificación en Cartagena. Costos OPEX/CAPEX por planta de regasificación estimados en MMUS\$93/año.

Caso 3: Situación en el año 2016 con presencia de un fenómeno de El Niño y planta de Regasificación en el Pacífico. Costo de inversión estimado de Barco regasificador en Buenaventura con gasoducto hasta Cali. Costos OPEX/CAPEX por barco regasificador estimados en MMUS\$104/año.

Como se observa en la tabla 7, los costos del gas son mayores si se importa GNL que si se utiliza el gas producido en el país. Los costos de restricción al

mercado interno son mucho menores si se implementan las plantas de regasificación. Para el caso de la costa Atlántica se reduce en MMUS\$743 y para la costa pacífica se reduce en US\$755.

Los costos de inversión son mayores para la implementación de las plantas de regasificación pero entre las zonas de instalación de estas plantas son muy similares. Aunque estos costos son mayores, el costo total del abastecimiento es superior si no se instalan las plantas de regasificación. Esto se debe al alto costo de restricción al mercado interno que se generaría.

En la siguiente tabla se resumen los beneficios para el sector de gas natural para los años 2016, 2018 y 2020.

Tabla 8. Beneficios de las plantas de regasificación para el sector de gas natural

Caso	2016	2018	2020
	MMUS\$ /año	MMUS\$ /año	MMUS\$ /año
GNL Atlántico	237.7	407.3	651.2
GNL Pacífico	241.8	276.7	437
GNL Atlántico y Pacífico	258.9	446.8	820.3

Fuente: SNC Lavalin - CREG

Como se puede observar, luego del año 2016, los beneficios económicos de tener las plantas de regasificación se incrementan debido al aumento en el consumo de líquidos para cubrir la demanda insatisfecha de gas natural. Con lo anterior, se deduce que los costos de infraestructura son menores que los costos de utilizar combustibles alternativos.

7. OPCIONES PARA EL AUMENTO DE CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE GAS NATURAL

Las plantas de regasificación aseguran el abastecimiento de gas y aumentan la flexibilidad y confiabilidad del sistema. Teniendo en cuenta que el aumento de la demanda de gas con presencia de un fenómeno del Niño se debe al aumento en el consumo en las termoeléctricas, el gobierno Colombiano ha planteado mecanismos para aumentar la confiabilidad del sistema y que pudieran posponer, complementar o evitar la instalación de las plantas de regasificación. Las alternativas son:

- Almacenamiento subterráneo de gas natural.
- Implementación de Plantas Peak Shaving de GNL

A continuación, se realiza una breve descripción de cada una de estas tecnologías como complemento al análisis realizado en la presente monografía.

7.1 ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS DE GAS NATURAL (GN)

Actualmente, el almacenamiento subterráneo de gas natural se lleva a cabo en yacimientos de petróleo y gas agotados, acuíferos, domos salinos, caverna de rocas y minas abandonadas. A continuación se realiza una descripción de cada uno de estas opciones:

- Yacimientos de petróleo y gas agotados

El almacenamiento de este tipo viene determinado por el número de pozos de inyección / extracción, por la capacidad de producción de los mismos, y por el volumen de almacenamiento requerido.

En primera instancia los pozos de producción existentes deben ser transformados en pozos de gas para utilizarlos como sistema de almacenamiento. Mediante un modelo de la estructura del yacimiento se determina el número de pozos necesarios para el caudal de inyección y extracción requerido.

La porosidad, permeabilidad, mecánica de fluidos entre los espacios porosos y estanqueidad del yacimiento determina la capacidad de la estructura para almacenar el gas.

- Acuíferos

Los mismos parámetros de los yacimientos agotados determinan la capacidad de la estructura para almacenar gas en acuíferos. Este tipo de almacenamiento es diferente al de yacimientos agotados debido a que se deben realizar análisis de geología y conocer los parámetros de la formación, debido a que estos son desconocidos y el yacimiento ésta parcial o totalmente lleno de agua.

Con el fin de definir la capacidad de la estructura y el comportamiento del agua del acuífero durante la vida del almacén se deben hacer estudios exploratorios, verificar la formación de cierre, la presión umbral y las fallas que corten la estructura.

- Domos salinos

El yacimiento salino que se desee utilizar como sistema de almacenamiento debe tener suficiente potencia y profundidad, contar con características adecuadas de lixiviación de la sal y disponibilidad de abundante agua para el proceso de lixiviación (proceso de lavado de la sal).

- Cavernas de roca

En Suecia se está realizando el almacenamiento de gas en este tipo de sistemas a presión elevada. Esta caverna tiene una capacidad de almacenamiento de tan solo 10 MMm³. Sus desventajas son que tiene poca capacidad de almacenamiento, limitación de presión y los costos son altos en comparación con los otros sistemas de almacenamiento de gas.

- Minas abandonadas

En las minas abandonadas, al igual que en las cavernas, se utilizan cavidades subterráneas artificiales para el almacenamiento. Actualmente se han desarrollado cuatro de estos sistemas en EE.UU., Bélgica, Alemania y Francia. Los almacenamientos más favorables son las minas de sal con alta capacidad de extracción y bajo volumen de gas colchón, pero la que presenta mayor capacidad de almacenamiento son las minas de carbón.

7.2 PLANTAS *PEAK SHAVING* DE GNL

Una planta *peak shaving* es una instalación utilizada para licuar el gas, almacenarlo a una temperatura de -160°C y utilizarlo en los picos de demanda. Estos tres procesos, la licuefacción, el almacenamiento y la posterior regasificación, se encuentran en una unidad o módulo.

A diferencia de las plantas de regasificación a gran escala, las *peak shaving* tienen capacidad inferior de almacenamiento y de regasificación, pero estas si tiene equipos para la licuefacción del gas natural. El volumen del tanque de almacenamiento permite un suministro de gas natural durante 7 días máximo y para volver a llenar el tanque se requiere un año aproximadamente, debido a la baja capacidad de los equipos de licuefacción.

Además, existen las plantas satélites, las cuales son plantas peak shaving sin equipos para la licuefacción de gas. Estas plantas reciben el GNL por carrotanques, lo almacenan y lo regasifican para entregarlo al gasoducto cuando sea requerido. Estas plantas normalmente tienen capacidad para tres días o menos de operación.

8. CONCLUSIONES

- Actualmente, Colombia cuenta con dos grandes campos productores de gas, Chuchupa ubicado en la costa Atlántica y Cusiana ubicado en la zona del Interior. El gasoducto de TGI transporta el gas al interior del país y el gasoducto de Promigas en la costa Atlántica. Dichos campos cubren la demanda actual de gas en el país.
- La relación de reservas/Producción de gas se encontrará por debajo de 7 en el 2014 y Colombia tendrá una autosuficiencia hasta el 2015 teniendo en cuenta únicamente las reservas probadas. En el país se presentará un agotamiento de las reservas para el 2030.
- El fenómeno de El Niño causa disminución en los niveles de los embalses de las represas, lo cual conlleva a un aumento de la producción de energía eléctrica por medio de termoeléctricas y a un aumento en la demanda de gas.
- En caso de presentarse un fenómeno de El Niño, en la zona del interior habría una demanda insatisfecha en el 2013 y en el Atlántico desde el 2015. El suministro adicional de gas hacia las termoeléctricas varía dependiendo de la intensidad y duración del fenómeno.
- Para evitar un desabastecimiento energético en los próximos años, los estudios que se han realizados dan como mejor opción implementar dos plantas de regasificación, una en la costa atlántica y una en la costa pacífica.
- Con la implementación de las plantas de regasificación se requeriría la construcción de un gasoducto entre Buenaventura y Cali, y ampliaciones del gasoducto Ballenas – Barrancabermeja.

- Según un grupo inversor, las características de las plantas de regasificación son las siguientes:

Tabla 9. Características de Plantas de regasificación

Parámetros	Costa Atlántico	Costa Pacífica
Tipo de planta	En tierra	FSRU
Capacidad planta (MPCD)	400	262
Tipo almacenamiento	En tierra	En mar abierto
Capacidad Almacenamiento (m3)	160.000	N.D.
Plazo de ejecución (meses)	36	N.D.
CAPEX (MM US\$)	352	263 + 253*
OPEX (MM US\$/año)	36.5	18 + 3*

Fuente: Autores

*Gasoducto Buenaventura – Cali, con una longitud de 125 km y 24 pulgadas

- Como fortalezas de implementar las plantas de regasificación se identifica: el fortalecimiento del mercado colombiano, aumento de la confiabilidad del sistema hasta en presencia de un fenómeno de El Niño, apertura al comercio exterior, incentivo a la inversión en exploración y posibilidad de aumento de cobertura.
- Con la instalación de las plantas de regasificación, el sector más beneficiado sería el de generación eléctrica, el que podría verse desabastecido en el momento de presentarse un fenómeno de El Niño.
- Esta monografía pretendía presentar una descripción de la situación actual del país y analizar la implementación de las plantas de regasificación bajo las condiciones y escenarios más críticos y de mayor incertidumbre. Se considera adecuado realizar un análisis bajo estos supuestos con el fin de implementar la alternativa más conveniente.

- Factores como el aumento de la producción en Cupiagua, la posibilidad de aumento de reservas probadas, los nuevos descubrimientos, la generación con líquidos en caso de picos de generación los costos de los combustibles y la ausencia de un fenómeno de El Niño y la exportación de gas desde Venezuela podrían hacer económicamente inviable la opción de la implementación de plantas de regasificación.
- La importación de gas desde Venezuela no se tiene en cuenta dentro de la oferta de gas en el país, debido a que no cuenta con una situación políticamente estable, lo cual genera alta incertidumbre.
- El aumento en la producción de gas en el campo Cupiagua pospondría el año en que se podría presentar una demanda insatisfecha en el país, pero la producción adicional esperada de Cupiagua, por si sola no es suficiente para solucionar el tema de abastecimiento en el interior en el mediano y largo plazo.
- Una posibilidad que debe analizarse es respaldar con líquidos la generación adicional requerida por las termoeléctricas en presencia de un fenómeno de El Niño, lo cual podría posponer la instalación de las plantas de regasificación.
- Según los estudios, con presencia de un fenómeno de El Niño moderado/fuerte, es mejor utilizar plantas de regasificación que respaldar con líquidos la generación. Implementado las plantas se generan beneficios de US\$259 MM/año en el 2016 y de US\$651MM/año en el 2020, comparado con la generación con líquidos.
- El gobierno debe analizar detenidamente todas las alternativas disponibles para aumentar la confiabilidad del sistema de gas, con el fin de seleccionar la más conveniente para los colombianos, los inversionistas y los agentes del mercado. La alternativa seleccionada

deberá ser implementada antes de que se presente un racionamiento energético.

BIBLIOGRAFÍA

- Colinversiones – Fedesarrollo. Necesidad de una Política de Seguridad de Abastecimiento y de Confiabilidad en el Sector de Gas Natural de Colombia: Impacto Económico en la Generación Eléctrica. 2011.
- Consorcio Itansuca – Freyre & Asociados. Fase I – B Definición de Alternativas y metodologías de Remuneración. Mayo 2010.

WEBGRAFIA

- Freyre & Asociados y SNC Lavalin. Estudio de confiabilidad y profundización en el análisis de los riesgos de continuidad del servicios asociado a la infraestructura de suministro en los campos de producción. 2012. Disponible en:
<http://www.cnogas.org.co/documentos/CIRCULAR01112%20ANEXO01.pdf>
http://www.cnogas.org.co/documentos/CIRCULAR042_2010_Fase_IB.pdf
http://www.fedesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2011/08/Final-Colinversiones_segunda_parte_6_de_marzo-FINAL_revisado_cci1.pdf -
<http://www.fedesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2011/08/Necesidad-de-una-pol%C3%ADtica-de-seguridad-de-abastecimiento-y-de-confiabilidad-en-el-sector-de-Gas-Natural-de-Colombia.-Final-informe-a-Colinversiones-1-de-diciembre.pdf> -
- UPME. Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural. Versión 2010. Documento temprano. Disponible en:
http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Abast_Gas_Natural/PLAN_ABASTECIMIENTO_GAS%20NATURAL_2009.pdf -
- <http://www1.upme.gov.co/>
- http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php
- <http://www.ecopetrol.com.co/>
- <http://www.minminas.gov.co/mme/>
- <http://www.cnogas.org.co/>
- <http://www.anh.gov.co/es/index.php>
- <http://www.tgi.com.co/index.php/es/>
- http://www.promigas.com/wps/wcm/connect/web_content/NeoPromigas/inicio