

CRITERIOS DE SELECCIÓN Y DISEÑO DE PLANTAS

PEAK SHAVING EN COLOMBIA

YOHAN RICARDO GÓMEZ RUÍZ

ELIANA MARIA LARROTA MEDRANO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA 2011

CRITERIOS DE SELECCIÓN Y DISEÑO DE PLANTAS

PEAK SHAVING EN COLOMBIA

YOHAN RICARDO GÓMEZ RUÍZ

ELIANA MARIA LARROTA MEDRANO

TÉSIS PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS

DIRECTOR

ING. JULIO CESAR PÉREZ ANGULO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA 2011

DEDICATORIA

En especial A mi hermanita Diana Karina por los momentos más lindos compartidos, por su apoyo e incondicional amistad, por quedarse acá conmigo y batallar a mi lado para poder vivir, por las experiencias superadas. Gracias nanita.

Al sacrificio de mis padres, al arte de la talabartería ejercido por ellos, porque con sus manos han labrado amor y nos han hecho crecer tanto espiritual como profesionalmente. Viejo Charles y Elsita por su lucha constante e inculcar en mí esa humildad y espíritu luchador. Infinitas gracias por ser la más grande motivación para proyectar mi vida.

A mis hermanitos Nelsiton, Golli, La negrita, Pedro, Juan Carlos; por brindarme su amor y apoyo día tras día, su paciencia, y los momentos solemnes compartidos en familia.

A mis Abuelitos, Tía mari, Primo Jerson, sobrinitos: Brandon, Aslye, Mafe, Zyanya, porque con su cariño, colaboración, y comprensión fueron claves en este logro.

A mis amigos y compañeros de chocoaventuras, Lili, Jessica, Yohan, Karem, Juli, Marlín, Javi, Pili, Arelis, Olguis, Cris, Richard, Adri, Fausto, Vane y demás, por su hermosa amistad, los días compartidos en la vida universitaria, los días de traspasos y estudio, su colaboración, y memorables momentos.

A los amigos de ayer, amiguitos SENIA, compañeros ATENTO, al encantamiento de un amor, los amores furtivos, y todas aquellas personas que han entrado a mi vida, permanecen en ella, o están distantes, absolutamente a todos los que han subido y bajado del tren de mi vida por que han sido fuente de motivación para vencer los obstáculos presentados en algún momento y me han brindado fuerza para lograr una más de las metas trazadas a lo largo de mi vida.

Con Cariño, Eliana

DEDICATORIA

A mis padres, Carlos Roberto Gómez García y María Patricia Ruíz Pedraza,
porque con su amor y sacrificio permitieron la realización de este logro.

A mis hermanos, Julio y Leo; espero ser ejemplo digno para ellos.

A la música, siempre me abrió las puertas de mil oportunidades.

A todos mis familiares y amigos que de una u otra manera comparten mi alegría.

JOHAN RICARDO GOMEZ RUIZ

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan agradecimientos a:

A Dios por darnos la oportunidad, paciencia, dedicación y entendimiento necesario para la culminación exitosa de este trabajo.

A nuestro Director, el Ingeniero Julio Cesar Pérez Angulo, por su apoyo, consejo, enseñanzas y recomendaciones en la realización de este proyecto.

A los ingenieros Camilo Yate y Manuel Cabarcas Simancas, calificadores del proyecto, por su colaboración y darnos las pautas para direccionar el desarrollo del trabajo propuesto.

A la Universidad Industrial de Santander y en especial a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, que nos dieron la oportunidad de formar parte de ellas.

A nuestros familiares, amigos y a todas las personas que de cierta manera contribuyeron a la culminación exitosa de este proyecto.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES DE LA PLANTA	19
1.1 DEFINICIÓN	19
1.2 PROCESOS INVOLUCRADOS	19
1.2.1 Extracción de CO ₂ (pre-tratamiento del gas)	20
1.2.2 Deshidratación y filtrado.....	21
1.2.3 Licuefacción	21
1.2.4 Almacenamiento (tanques)	26
1.2.5 Sistema de envío (vaporización).....	27
1.3 OPERACIÓN DE LA PLANTA	28
1.3.1 Sistema de energía eléctrica.....	28
1.3.2 Sistema de control	29
1.3.3 Sistema de servicios	29
1.3.4 Equipos y medidas de seguridad	30
2. CRITERIOS GEOGRÁFICOS.....	32
2.1 SITUACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL EN EL PAÍS	32
2.1.1 Sectores de consumo	32
2.1.2 Restricciones en el sistema de abastecimiento	33
2.1.2.1 Fallas en el sistema de transporte - causas de restricción.....	34

2.1.2.2 Fallas en el sistema de producción – causas de restricción	43
2.2 UBICACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE TERRENO PARA EL MONTAJE	
DE UNA PLANTA PEAK SHAVING	37
2.3 ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE REGIONES	38
3. VARIABLES OPERACIONALES	51
3.1 PRESIÓN DE ENTRADA.....	51
3.2 COMPOSICIÓN DEL GAS.....	52
3.3 CAUDAL DE ENTRADA A LA PLANTA.....	54
4. SIMULACIÓN GENERAL DE LA PLANTA	56
5. CONCLUSIONES	66
6. RECOMENDACIONES.....	68
BIBLIOGRAFÍA.....	69
ANEXOS.....	73

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema típico de una planta peak shaving	20
Figura 2. Proceso de licuefacción con refrigerante mixto de air products.....	23
Figura 3. Gráfico aproximación media para refrigerante mixto (diferencia de temperatura entre el refrigerante y el gas natural).....	24
Figura 4. Proceso de licuefacción con refrigerantes puros de conoco phillips	25
Figura 5. Gráfico aproximación media para refrigerantes puros (diferencia de temperatura entre el refrigerante y el gas natural).....	26
Figura 6. Mapa de gasoducto Mariquita – Cali.....	40
Figura 7. Mapa de gasoducto Ballena – Barrancabermeja	41
Figura 8. Mapa de gasoducto centro oriente	42
Figura 9. Evolución clientes residenciales en Bogotá	44
Figura 10. Sistema de transporte nacional de gas.....	48
Figura 11. Subsistema de transporte de la sabana.....	49
Figura 12. Ubicación tentativa de la planta	50
Figura 13. Esquema general de la planta	61
Figura 14. Purificación del gas.....	62
Figura 15. Pre-enfriamiento del gas y el refrigerante	63
Figura 16. Licuefacción del gas (sección criogénica).....	64
Figura 17. Sistema de compresión	65

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Fallas en el sistema de transporte	35
Tabla 2. Fallas en el sistema de producción.....	36
Tabla 3. Análisis general por regiones.....	43
Tabla 4. Información comercial gas natural en Bogotá	47
Tabla 5. Composición del gas utilizado en la simulación	57
Tabla 6. Eficiencia térmica de la planta	58
Tabla 7. Requerimientos de energía y potencia par la planta.....	59
Tabla 8. Capacidad de la planta	60

LISTA DE ANEXOS

Anexo A Oferta de gas natural anual en MPCD 1997- 2009	73
Anexo B Demanda de gas natural anual en MPCD 1997- 2009	74
Anexo C Oferta de gas natural anual Costa Atlántica en MPCD 1997 - 2009	75
Anexo D Oferta de gas natural anual Barranca - Bucaramanga en MPCD 1997 - 2009.....	76
Anexo E Oferta de gas natural anual Bogotá - GBS - llanos en MPCD 1997- 2009.....	77
Anexo F Oferta de gas natural anual Tolima – Huila en MPCD1997- 2009.....	78
Anexo G Demanda de gas natural anual Costa Atlántica en MPCD 1997- 2009 ..	79
Anexo H Demanda de gas natural (intercambios) en MPCD 1997- 2009.....	80
Anexo I Demanda de gas natural anual interior del país en MPCD 1997- 2009....	81

RESUMEN

TITULO: CRITERIOS DE SELECCIÓN Y DISEÑO DE PLANTAS PEAK
SHAVING EN COLOMBIA.

AUTORES: YOHAN RICARDO GÓMEZ RUÍZ
ELIANA MARIA LARROTA MEDRANO

PALABRAS CLAVES: Abastecimiento, Demanda, Oferta, Confiabilidad, Sistema,
Restricciones, Peak Shaving.

En términos de demanda se puede inferir que hasta finales del 2011 el sistema de distribución de Gas Natural cubriría hasta un máximo de demanda de 1.050 MPCD y, a partir de este tope si no se incorporan estrategias de suministro podrán reflejarse fallas en el sistema, la construcción de una Planta Peak Shaving en un lugar estratégico de la red sería conveniente para garantizarle confiabilidad al sistema y a sus consumidores. Actualmente, en Latinoamérica se cuenta con una Planta Peak Shaving en funcionamiento ubicada en Argentina de las 77 que existen alrededor del mundo.

Durante el desarrollo de este proyecto se consideraron inicialmente las estadísticas del número de consumidores en los diferentes sectores: residenciales, industriales y comerciales para las distintas regiones del país; luego se analizaron las estadísticas disponibles de oferta y demanda de gas natural en las diferentes ciudades del país. Con esta información y reportes de restricciones y fallas principales en la industria gasífera del país, se considera y selecciona la región más favorable para la construcción de la planta de acuerdo a los criterios de selección y diseño identificados y basados en el análisis de estadísticas.

Seguidamente, después de establecer la región más favorable, se realiza una simulación con las variables operacionales consideradas para el diseño y demás datos conocidos del gas natural característico de la región. Se indican por último los resultados y criterios más relevantes a ser tenidos en cuenta para el montaje de una Planta Peak Shaving en Colombia.

*** Trabajo de Grado**

****Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.**

Director: Julio Cesar Pérez Angulo.

ABSTRACT

TITLE: CRITERIOS DE SELECCIÓN Y DISEÑO DE PLANTAS PEAK
SHAVING EN COLOMBIA.

AUTORES: YOHAN RICARDO GÓMEZ RUÍZ
ELIANA MARIA LARROTA MEDRANO

KEYWORDS: Supply, Demand, Offer, Reliability, Distribution system,
Restrictions, Peak Shaving.

In terms of demand can be inferred that by the end of 2011 the distribution system of Natural Gas would cover up to a maximum demand of 1,050 MCFD and from the top if not incorporate supply strategies may reflect flaws in the system, Building Peak Shaving Plant in a strategic location on the network would be desirable to ensure system reliability and consumers. Currently, Latin America has an operating Peak Shaving Plant located in Argentina of the 77 that exist around the world.

During the development of this project was initially considered the statistics of the number of consumers in different sectors: residential, industrial and commercial for the different regions of the country, then analyzed the statistics available from supply and demand of natural gas in the different cities country. With this information and reporting restrictions and major faults in the gas industry of the country considers and selects the most favorable region for the construction of the plant according to the selection and design criteria identified based on statistical analysis.

Then, after establishing the most favorable region, a simulation with operational variables considered for the design and other natural gas known data characteristic of the region is performed. finally shows results and relevant criteria to be considered for the assembly of Peak Shaving Plant in Colombia.

*** Degree Work**

****Faculty of Engineering physicochemical, Petroelum Engineering School.**

Manager: Julio Cesar Pérez Angulo.

INTRODUCCIÓN

El suministro de gas natural por parte de los distribuidores en Colombia está sujeto a riesgos importantes como son: alta demanda de gas ante un escenario exigente de despacho de plantas térmicas, un retraso en el aumento de la producción de Ballena y Cusiana, así como la incertidumbre frente a el posible suministro de gas desde países vecinos debido cuestiones políticas; y en un caso eventual de demanda máxima acompañado por la insuficiencia de suministro, se generará eventualmente una restricción en el servicio hacia determinados sectores (GNV, uso domiciliario; entre otros). Es así, que se hace evidente la falta de una buena infraestructura (transporte y almacenamiento) para responder oportunamente ante dicha eventualidad.

Este tipo de inconvenientes se solventaría: mediante un buen reacondicionamiento en la infraestructura de transporte gasífera desde los campos productores hasta su distribución final, o por medio de sistemas de almacenamiento (Plantas Peak Shaving) ubicados estratégicamente para cubrir los faltantes de dicha demanda de gas. La segunda opción será analizada en este proyecto como una alternativa de respuesta inmediata en situaciones críticas, aunque por periodos de tiempo relativamente cortos (de 5 a 7 días), al problema de desabastecimiento de gas natural.

En los países que cuentan con las cuatros estaciones, las plantas Peak Shaving almacenan gas durante las temporadas no invernales y lo suministran durante los períodos de invierno. En países como Colombia, cuya variación en la demanda no es estacional, una planta Peak Shaving podría ser utilizada para asegurar un mayor respaldo al sistema. En este caso, la planta almacenaría gas para ser

suministrado a las grandes ciudades ante eventuales desabastecimientos por operaciones de mantenimiento en tramos de transporte y campos de producción, o ante emergencias de fuerza mayor.

Con este trabajo se busca indicar los criterios de selección (geográficos) y diseño (variables operacionales), que permitan evaluar el montaje de una planta “Peak Shaving” en ciudades colombianas. En el caso de Bogotá (sin contar sus alrededores), por ejemplo, cuyo abastecimiento depende en gran medida de un solo gasoducto, convendría estudiar la utilidad de una planta Peak Shaving para garantizar el suministro a más de 1.3 millones de usuarios, sin contar el consumo industrial. Por otro lado, debido a que el sistema de transporte de gas en Colombia no está enmallado y, por el contrario su condición radial no le permite contar con proyectos de respaldo o bypass, una planta de esta naturaleza podría ser estudiada para las tres grandes ciudades de la Costa Atlántica o para el sur occidente del país. La decisión final de su instalación dependerá de la relación beneficio-costos y de la disposición del ente regulador para aumentar la confiabilidad del servicio de abastecimiento del gas natural.

En resumen, Identificar las variables geográficas y operacionales que influyen en la implementación, realizar un análisis de cada una de ellas y seleccionar los criterios más relevantes para realizar la simulación general de la planta para la región más favorable, serán los puntos clave a desarrollar en este proyecto.

1 Generalidades de la Planta

Las plantas de GNL se presentan como una alternativa a la necesidad de garantizar de manera oportuna y eficiente el abastecimiento de gas natural hacia los diferentes sectores. Este tipo de plantas son utilizadas para garantizar el suministro de gas durante los períodos de máxima demanda, afrontando con éxito los picos de consumo donde la incidencia de clientes residenciales y comerciales es considerablemente alta dependiendo de la temperatura ambiente.

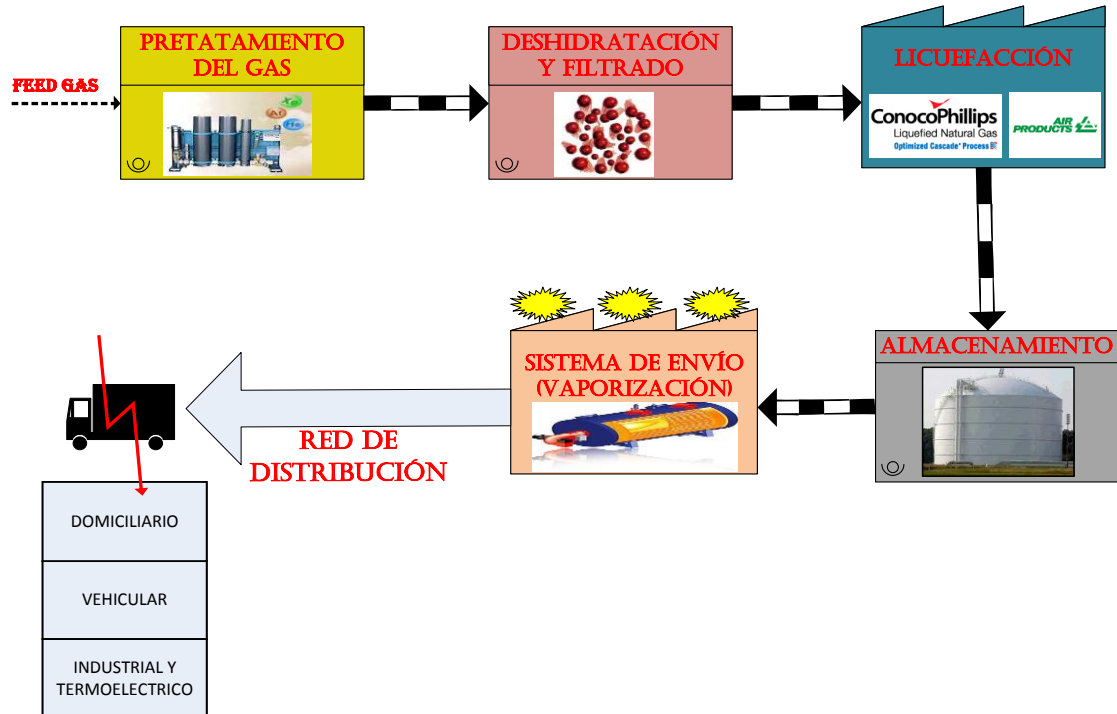
1.1 DEFINICIÓN

De acuerdo con el Instituto de Energía de la Universidad de Houston, una planta Peak Shaving puede ser definida como el conjunto de equipos y elementos que permiten licuar el gas natural para almacenarlo en tanques y después utilizarlo, mediante un proceso de regasificación, para atender los faltantes temporales de gas. Literalmente Peak Shaving significa afeitando picos, o dicho de una mejor manera adaptando la frase al español: *neutralizando picos*.

1.2 PROCESOS INVOLUCRADOS

Básicamente los procesos que se encuentran vinculados a la operación de una planta Peak Shaving pueden ser identificados como se muestra en la figura 1. Detallaremos en cada uno de ellos más adelante:

Figura 1 Esquema típico de una planta Peak Shaving.



Fuente: Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana. Autores.

1.2.1 Extracción de CO₂ (Pre tratamiento del Gas). El gas de alimento proveniente del gasoducto contiene CO₂, agua, y otros contaminantes como mercurio y condensados que deben ser removidos antes de pasar por el proceso de licuefacción para evitar la corrosión y el congelamiento de los equipos involucrados en el proceso, así como falsas mediciones en los instrumentos. En esta etapa se realiza una parte de la limpieza del gas por medio de la absorción del CO₂ a través de una corriente solución, generalmente de Monoetanolamina (M.E.A.), la cual es regenerada con aceite caliente y luego reingresada al sistema. Este es el método más eficiente teniendo en cuenta el bajo costo que implica su implementación.

1.2.2 Deshidratación y Filtrado. En esta etapa se le extrae la humedad al gas hasta lograr valores menores a 1 ppm por medio de tamices moleculares y capas activadas de carbono (proceso de adsorción), luego se realiza un filtrado para extraer partículas sólidas, se produce la separación de los hidrocarburos pesados por condensación parcial y además, la remoción de trazas de mercurio usando carbón tratado especialmente. En el caso en que no se realizaren estas operaciones, se provocaría el taponamiento de las líneas y otros equipos. Además, si el gas contara con altas concentraciones de nitrógeno, este puede llegar a ser una causa potencial de la estratificación en los tanques del GNL, y habitualmente su concentración se reduce a menos de 1mol%. Por último, si el nivel de mercurio es muy elevado este podría corroer el aluminio de los intercambiadores de calor y finalmente causar su falla, por esta razón el mercurio es eliminado hasta alcanzar un nivel inferior a 0.01 µg/m³. El agua condensada y los hidrocarburos separados son regresados al sistema de amina y combustible respectivamente.

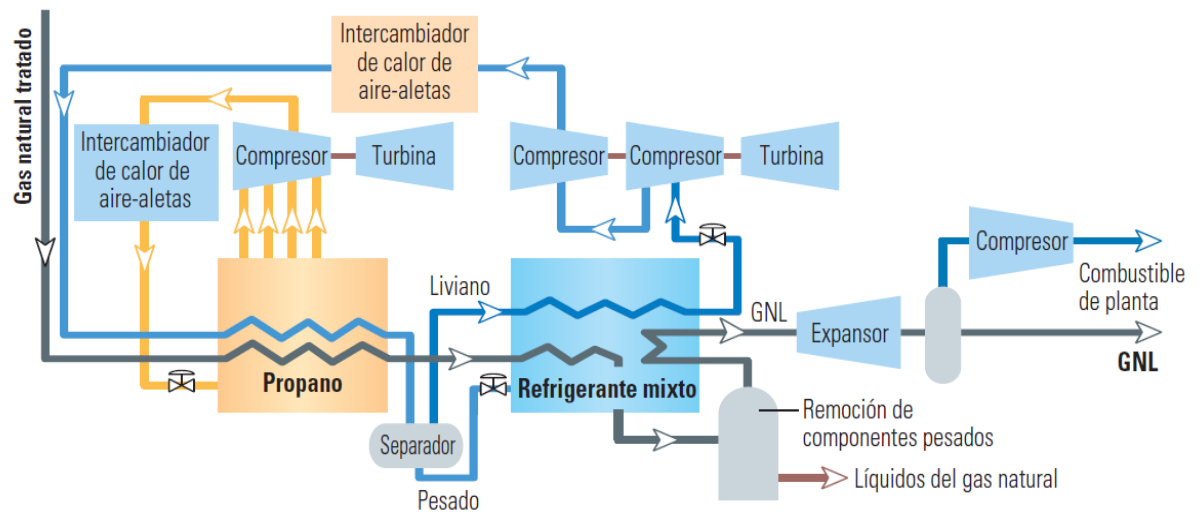
1.2.3 Licuefacción. Para realizar la licuefacción del gas natural, es decir, llevarlo de su condición gaseosa a líquida, el gas ya tratado se enfría hasta aproximadamente -161 °C; temperatura a la cual su componente principal (Metano CH₄) es líquido.

En el proceso de licuefacción se comprimen los gases refrigerantes por intermedio de un compresor, estos gases ingresan a una torre llamada caja fría en forma gaseosa y líquida por diferentes tuberías y en los intercambiadores que posee ésta caja fría los gases se convierten en líquidos fríos, tales como propano, etano, etileno, metano, nitrógeno o mezclas de ellos, que luego se evaporan a medida que intercambian calor con una corriente independiente de gas natural que es el que va a ser licuado al llegar a los -161 °C. Una vez que el gas ha sido licuado se somete a un proceso de expansión Joule-Thompson para poderlo almacenar a presión atmosférica.

En la industria del GNL hay varias alternativas que pueden ser utilizadas para la licuefacción del gas natural, estas son: el proceso con intercambiadores de tubos en espiral de Air Products (APCI y APX), la cascada optimizada de ConocoPhillips, el triple ciclo refrigerante de Linde, el proceso de caja fría con mezcla refrigerante de Black and Veatch. (PRICO), y el proceso de Technip-Snamprogetti, siendo las dos primeras las más utilizadas actualmente ya que desde finales del año 2006, el 80% de la industria mundial de GNL utiliza el proceso de Air Products (refrigerantes mixtos), y el 20% restante trabaja con la cascada optimizada de ConocoPhillips (refrigerantes puros). Estos dos métodos serán explicados detalladamente como sigue:

- *Refrigerantes mixtos – Proceso con intercambiadores de tubos en espiral (Air Products).* En este proceso el gas natural proveniente de la etapa de tratamiento y filtrado, se enfría previamente con propano hasta alcanzar una temperatura cercana a los -30°C [-22°F] con la cual se busca remover el C_3^{+} del gas natural; esto es lo que se conoce con el nombre de *pre-enfriamiento*. Seguidamente, el gas pre-enfriado se envía al intercambiador de calor criogénico principal donde se condensa y luego se evapora para producir GNL a -160°C . Después del intercambio térmico para producir GNL, el refrigerante mixto (generalmente nitrógeno, metano, etano, propano, butano y pentano) es enviado al sector de compresión para cerrar el ciclo (Véase figura 2).

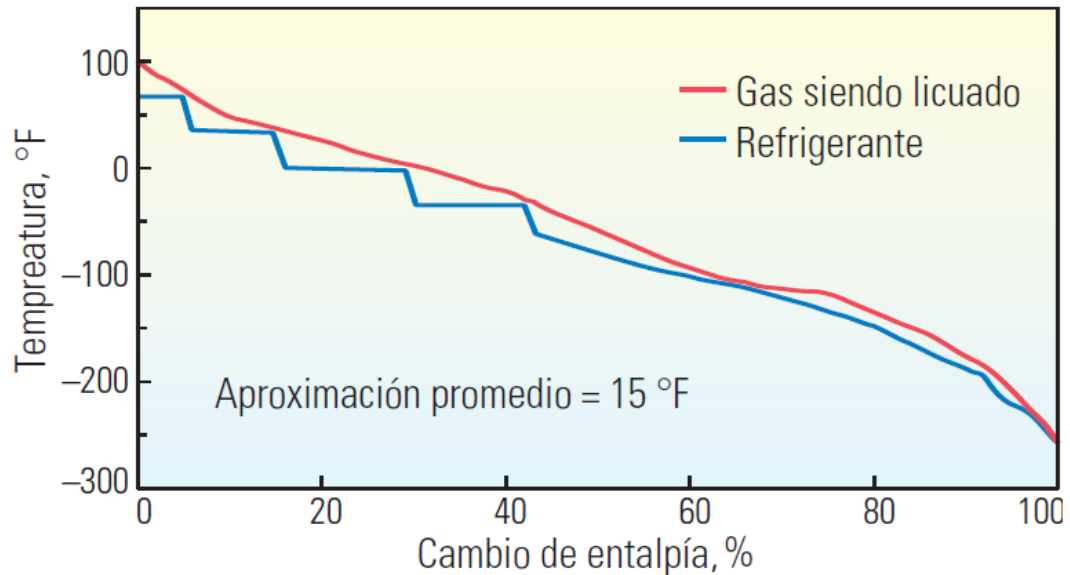
Figura 2. Proceso de licuefacción con refrigerante mixto de Air Products.



Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana. McIntosh S. Andrew, Noble Peter G, Rockwell Jim, Ramlakhan Carl D. “El transporte de Gas Natural a través de los océanos”. *Oilfield Review Schlumberger* 20, no. 2 (2008): 55.

Este proceso permite lograr una aproximación media entre la temperatura del refrigerante y el refrigerado, es decir, la diferencia de temperatura entre los dos componentes, de 8.3°C [15 °F] aproximadamente (Véase figura 3).

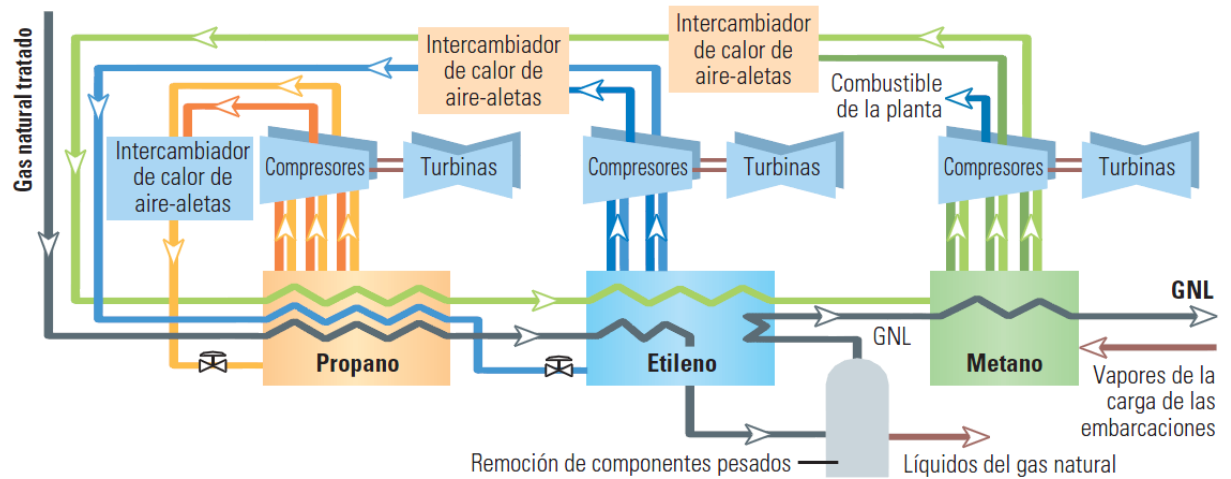
Figura 3. Gráfico aproximación media para refrigerante mixto (diferencia de temperatura entre el refrigerante y el gas natural).



Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana. McIntosh S. Andrew, Noble Peter G, Rockwell Jim, Ramlakhan Carl D. "El transporte de Gas Natural a través de los océanos". *Oilfield Review Schlumberger* 20, no. 2 (2008): 55.

- *Refrigerantes Puros – Proceso de cascada optimizada (ConocoPhillips).* El proceso *Optimized Cascade* de ConocoPhillips utiliza tres ciclos independientes de refrigerantes con componentes puros para producir GNL. Similar al proceso de refrigerantes mixtos, este proceso utiliza en primer lugar un circuito cerrado de refrigeración con propano para remover los líquidos del gas natural tratado. Luego, este gas se somete a dos ciclos refrigerantes más con etileno y metano respectivamente, para finalmente, lograr las condiciones que producen el GNL. Cada circuito de refrigeración consta de compresores independientes, válvulas de expansión, condensadores y evaporadores (Véase figura 4).

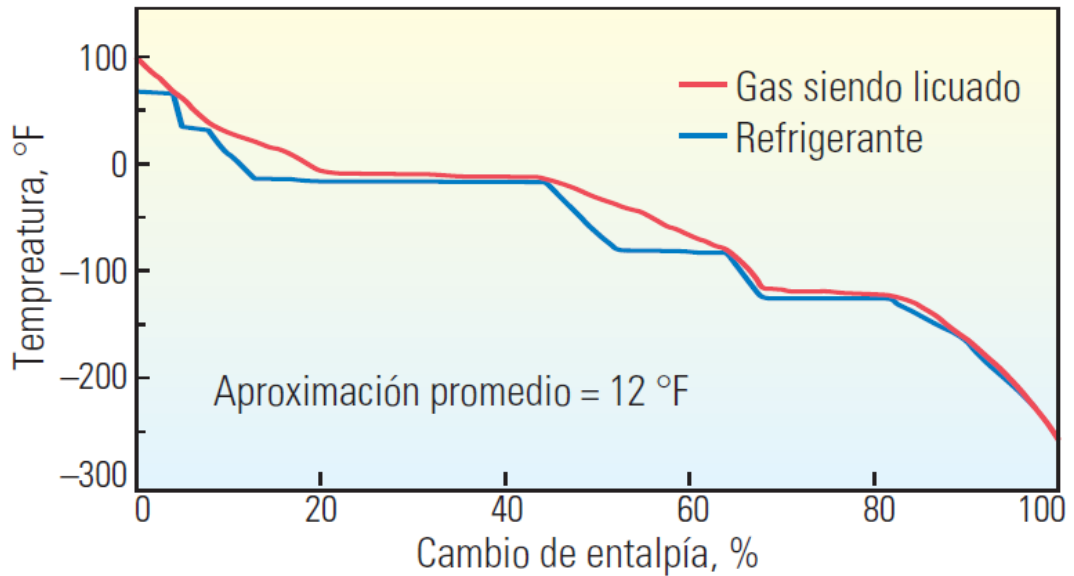
Figura 4. Proceso de licuefacción con refrigerantes puros de ConocoPhillips.



Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana, McIntosh S. Andrew, Noble Peter G, Rockwell Jim, Ramlakhan Carl D. "El transporte de Gas Natural a través de los océanos". *Oilfield Review Schlumberger* 20, no. 2 (2008): 55.

Este proceso permite lograr una aproximación promedio de 6.7°C [12°F] aproximadamente (Véase figura 5).

Figura 5. Gráfico aproximación media para refrigerantes puros (diferencia de temperatura entre el refrigerante y el gas natural).



Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana. McIntosh S. Andrew, Noble Peter G, Rockwell Jim, Ramalakhan Carl D. "El transporte de Gas Natural a través de los océanos". *Oilfield Review Schlumberger* 20, no. 2 (2008): 55.

1.2.4 Almacenamiento (Tanques). Generalmente el tanque de almacenamiento es un contenedor simple de doble pared metálica que opera a bajas presiones (20 – 70 bar). La pared externa (tanque externo), que se encarga del aislamiento, está hecha con placas de acero de carbono, con un diámetro y altura determinados. Esta pared debe ser diseñada para restringir al máximo la evaporación del gas, permitiendo niveles aproximados de 0.05% del volumen total del tanque por día. Generalmente, el sistema de aislamiento consiste en espuma de vidrio sobre el piso del tanque con láminas de vidrio y perlita sobre las paredes. La parte interior (tanque interno) debe ser hecha en un 9% de acero, con un diámetro y altura determinado en relación a la pared externa. La base del tanque consiste en una placa soportada sobre estacas a un nivel determinado sobre el piso. Todas las penetraciones o entradas al tanque son a través del techo, incluyendo al tanque de llenado y las conexiones

de salida de GNL, así se asegura el mezclado en el tanque y se evitan las situaciones de rollover. El tanque también deberá contar con un sistema de seguridad de válvulas de alivio con escape a la tea o a la atmosfera, y un sistema de válvulas de alivio al vacío. Así mismo, el tanque debe estar rodeado por una cuenca que tenga la capacidad para almacenar el 100% el volumen contenido dentro del tanque en caso de una emergencia.

La capacidad de almacenamiento, los criterios económicos y de seguridad en general, junto con las condiciones específicas de ubicación dentro de la planta, son considerados dentro de la selección de su configuración y diseño. Todo lo anterior deberá estar en concordancia con lo establecido en las normas de la NFPA-59A *“Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)”*.

1.2.5 Sistema de envío (Vaporización). Durante el envío del gas el GNL se re-gasifica para su inyección a la red, para ello, se descarga del tanque de almacenamiento por medio de un sistema de bombas criogénicas localizadas en el interior de este hacia los vaporizadores. A la salida de los vaporizadores, se envía a una estación de regulación y medición antes de ser exportado al sistema de distribución de gas natural para proporcionarle la presión necesaria si fuera necesario.

El sistema de bombeo consiste generalmente en tres bombas criogénicas sumergidas y apoyadas en una columna de acero inoxidable. Cada bomba está en capacidad de proporcionar el 50% del flujo total a una presión aproximada de 33 bar, es decir, que dos bombas pueden suplir todas las necesidades y una quedar en stand by. Habitualmente como la presión manejada por las bombas de descarga es la adecuada para la inyección del gas al sistema de distribución, las bombas aumentadoras de presión no son necesarias.

El GNL proveniente del tanque de almacenamiento es transportado al sistema de vaporización, que consiste generalmente de dos vaporizadores de combustión sumergidos. El número de evaporadores y la capacidad de cada evaporador dependerán de la cantidad de gas a ser tratado. El gas evaporado, producido en el tanque de almacenamiento de GNL, tuberías, etc., es comprimido por un compresor reciprocante manejado por un motor eléctrico. El gas que sale del compresor, es inyectado directamente al sistema de distribución de gas. Cuando la cantidad de gas evaporado es mayor que la capacidad del compresor, este se lleva a la tea. Las estaciones de medida están previstas para el gas que ingresa a la planta y el gas que sale hacia el sistema de distribución.

1.3 OPERACIÓN DE LA PLANTA

Para el correcto funcionamiento de la planta, adicionalmente se necesita de algunos servicios y equipos diferentes, pero al mismo tiempo complementarios al sistema de licuefacción. De estos podemos mencionar los siguientes:

1.3.1 Sistema de energía eléctrica. La planta debe contar con un suministro constante de energía para las bombas de GNL, los compresores, las bombas contra incendios y consumos adicionales en pequeña escala. Por tal motivo se debe contar con un generador de emergencia, que proporcione los requerimientos necesarios al sistema de seguridad de la planta, para mantener las condiciones de necesarias de seguridad ante una eventual falla en el sistema principal de energía. Adicionalmente, un abastecedor de energía interrumpible (UPS), necesario para mantener la energía en los circuitos de control durante el cambio entre el sistema de energía principal y el de emergencia.

1.3.2 Sistema de control. Generalmente la operación de la planta es completamente automática, utilizando un sistema de distribución de control (DCS), localizado en la sala de control principal. Básicamente los equipos en el cuarto de control incluyen dos consolas de operación, que pueden ser utilizadas para realizar el seguimiento gráfico de las variables críticas, hacer ajustes manuales y remotos de los controles, recibir mensajes de alarmas e identificar tendencias. También permiten la comunicación con los sistemas de medida remotos desde el centro de despacho, a fin de conocer en línea los parámetros principales de la planta (equipos de operación, flujos, presiones, temperaturas, niveles, etc.).

En el cuarto de control se cuenta con un interruptor de emergencia que apaga la planta ante una emergencia, aislando secciones individuales o la totalidad de la planta según se requiera. También se tiene un panel independiente para incendios y sistemas de protección de gas.

1.3.3 Sistema de servicios. Las utilidades o servicios, aparte del sistema de almacenamiento incluyen:

- Planta de aire
- Instrumentación de aire
- Agua potable
- Agua contra incendios
- Agua templada
- Agua desmineralizada
- Agua de campo
- Nitrógeno

- Almacenamiento de refrigerante, y facilidades de superficie para etileno, propano, butano y pentano.

1.3.4 Equipos y medidas de seguridad. La planta debe ser diseñada de acuerdo a los requerimientos de la NFPA-59A y demás normas aceptadas internacionalmente para este tipo de instalaciones (API 2510, ASME). Cabe resaltar que a pesar del hecho de que estas plantas relativamente tienen bajas emisiones, las condiciones ambientales también deben ser cuidadosamente consideradas durante la fase de diseño.

Con respecto a las medidas de seguridad y equipos más importantes, la planta deberá contar con:

- Un área limite, rodeando el tanque de almacenamiento, que esté diseñada para contener el 100% del volumen de GNL almacenado, así como contar con facilidades de contención en el área del tanque y en el área de procesos, para contener posibles fugas de las tuberías de GNL.
- Detectores de gas, fuego y bajas temperaturas (para detectar fugas de GNL) dentro de las diferentes áreas de la planta. Los detectores y alarmas manuales de fuego estarán interconectadas con el sistema de seguridad en el cuarto de control.
- El sistema contra incendios consta de un anillo de agua contra incendios alrededor del área de procesos y el tanque, hidrantes, monitores de agua y sistemas automáticos de inundación. Con el fin de proteger el área del embalse, un sistema de espuma debe ser previsto, y para el área de la válvula de seguridad del tanque un sistema de polvo seco. Los

extinguidores portables se localizarán en los diferentes edificios de la planta.

- El sistema de apagado de emergencia de la planta. Básicamente consiste de acciones remotas necesarias que durante un evento de detección de fuga, causa una desconexión de emergencia de la planta y aislamiento de los equipos de proceso, dentro de un tiempo límite de aproximadamente 10 minutos, como es requerido por los códigos relevantes de seguridad.
- Entrenamiento del personal. Para situaciones de emergencia, el personal estará entrenado para hacer las acciones remediales iniciales e interactuar con las brigadas locales contra incendios si fuera necesario.

2 CRITERIOS GEOGRÁFICOS

Antes de entrar a mencionar los puntos que se deben tener en cuenta para considerar la implementación de una planta Peak Shaving, debemos dar una mirada a la situación de abastecimiento y consumo desde los diferentes sectores involucrados en el servicio, para de este modo, tener un punto de referencia sobre los datos actuales y los pronósticos para ambas partes, llámense distribuidores o consumidores.

2.1 SITUACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL EN EL PAÍS

La oferta de gas natural en nuestro país ha presentado un crecimiento anual promedio en los últimos 10 años del 3.8%. Revisando la capacidad de producción del país a mayo del 2009, esta fue de 963 MPCD, sin tener en cuenta los campos no interconectados. Por otro lado, la oferta de gas natural en el 2008 incrementó el 18% respecto al 2007, al incrementar de 744 MPCD a 875 MPCD; en el año 2008 los campos productores Chuchupa, Ballena y Cusiana fueron responsables del 87% del suministro total del país; de este porcentaje el 22% (94 MPCD) es de Cusiana y el 65% (569 MPCD) restante es de la Guajira. Los análisis de proyecciones de demanda arrojan resultados alarmantes, los cuales indican que el sistema atravesará por un límite de satisfacción de demanda hasta el 2014, después de esto el sistema podría enfrentar crisis y presentar insuficiencia.

2.1.1 Sectores de consumo. Para realizar un análisis detallado por sectores de consumo, es decir, revisar el sector residencial, industrial, GNV, termoeléctrico, petroquímico, transportador, etc., se debe tener conocimiento sobre el concepto de usuarios regulados y no regulados (grandes consumidores), para dar la interpretación correcta a las estadísticas.

Según la resolución CREG-001 de 2000, un *Usuario No Regulado*: “Es un consumidor de más de 500.000 pies cúbicos día hasta el 31 de diciembre del

año 2001; de más de 300.000 pies cúbicos día hasta el 31 de diciembre del año 2004; y, de más de 100.000 pies cúbicos día a partir de enero 1o. del año 2005, medida la demanda de conformidad con lo establecido en el Art.77 de la Resolución CREG 057 de 1996 o aquellas que la modifiquen, sustituyan o complementen. Para todos los efectos un Usuario No Regulado es un Gran Consumidor”.

Por otro lado, un *Usuario Regulado*: “Es un consumidor de hasta 300.000 pies cúbicos día de gas natural o su equivalente en metros cúbicos hasta el 31 de diciembre del año 2004; y, de hasta 100.000 pies cúbicos día de gas natural o su equivalente en metros cúbicos a partir del 1 de enero del año 2005. Para todos los efectos, un usuario regulado es un pequeño consumidor y está sujeto a las tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas”.

2.1.2 Restricciones en el sistema de abastecimiento (Según Consorcio ITANSUCA-CREG). Las restricciones o interrupciones de corto plazo (horas o días), se originan inicialmente por la alta demanda de gas natural diaria, que provocan fallas temporales de operación en la infraestructura de producción o transporte y por tanto afectan la confiabilidad en la prestación del Servicio y el buen abastecimiento a los clientes.

La seguridad de abastecimiento del País se ve afectada también, entre otras, por las constantes interrupciones o restricciones (semanas o meses) en el suministro del Gas Natural, originadas por la oferta insuficiente de gas y la baja capacidad de transporte del Sistema, operando a condiciones normales.

Las capacidades de producción según informes de los productores, se incrementarán en Cusiana y la Creciente hacia finales del año 2011, al igual que la capacidad de Transporte Cusiana-Vasconia / Bogotá (Tramos GBS-Cundboy, Condboy- Vasconia, y Cundboy-Bogotá).

La Demanda de Gas Natural media del País al 2010 es de 1287 MPCD, incluyendo los 200 MPCD de Exportaciones a Venezuela en los periodos de sequía, y una capacidad de inyección máxima de 1194MPCD; y se observa según estudios que la situación de capacidad de inyección en Bogotá y a sus alrededores hacia finales del 2011 presenta una mejoría en comparación con su actual situación por aumentos en la Capacidad de Inyección significativos en Cusiana.

Como resultado de los anteriores análisis, se concluye que en Colombia la situación de seguridad de abastecimiento depende de los eventos futuros como los posibles incrementos de producción en las cuencas productoras, importaciones de gas desde Venezuela, niveles de declinación de la producción en la Guajira, mejora de producción en Cusiana, descubrimientos de otros yacimientos; entre otros.

2.1.2.1 Fallas en el Sistema de Transporte - Causas de restricción. En el análisis de restricciones se evidencia que Valle del Cauca, Tolima y Huila presentan altos índices de restricciones, con posibilidades de restricción también al GNV, al tener baja capacidad de abastecimiento (Véase Tabla 1).

2.1.2.2 Fallas en el Sistema de Producción - Causas de restricción. Según estadísticas del 2004 al 2010, la Guajira presenta 5,83 interrupciones por año y Cusiana 8,33 interrupciones por año, generando fallas en el Sistema de producción y causando una disminución entre el 40 - 45% y entre 10 – 20% por evento respectivamente (Véase Tabla 2).

Tabla 1. Fallas en el sistema de transporte

Tramo	Longitud [Km]	Capacidad Máxima [MPCD]	Interrupción por año	Duración media [horas]
P. Ballena – Guajira	90	534.5	0.37	41.39
Guajira – Magdalena	90	533.6	0.37	41.39
Magdalena – Atlántico	107	533.6	0.44	41.39
Atlántico – Bolívar	113	240.0	0.47	41.39
Bolívar - Córdoba – Sucre	91	123.0	0.38	41.39
P. Ballena – Cesar	289	190.0	3.69	39.40
Cesar – Barrancabermeja	289	190.0	3.69	39.40
Bucaramanga - Barrancabermeja	291	50.0	3.56	39.40
Barrancabermeja - Vasconia	95	225.0	1.16	39.40
Vasconia – Antioquia	148	72.5	1.81	39.40
Cundboy – Vasconia	92	170.0	1.13	39.40
Cundboy – Bogotá	114	155.0	2.15	39.40
GBS – Cundboy	188	392.0	1.85	39.40
GBS – Villavicencio	148	30.0	2.46	39.40
Villavicencio – Bogotá	121	17.3	1.48	39.40
Vasconia – Mariquita	122	134.0	2.46	39.40
Mariquita – CQR	185	134.0	5.23	39.40
CQR - Valle del Cauca	128	134.0	3.69	39.40
Mariquita - Tolima – Huila	273	11.0	1.54	39.40

FUENTE: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana “Demanda de Gas Natural”. Unidad de Planeación Minero Energética (Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano).

Tabla 2. Fallas en el sistema de producción

	Interrupciones No Programadas	Interrupciones Programadas	Duración Media (horas)	Desvío Estándar (horas)	Mínimo (horas)	Máximo (horas)	Interrupciones por año
GUAJIRA	7	28	43.30	49.27	1	216	5.83
CUSIANA	11	39	52.91	84.30	2	432	8.33

Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana “Determinación y Valoración Económica de Alternativas Técnicas para asegurar la Continuidad Y Confiabilidad de la Prestación del Servicio de Gas Natural a los Usuarios de los Mercados Relevantes de Distribución Y Comercialización”. CONSORCIO ITANSUCA. Pág. 8-9. Disponible en: <http://www.creg.gov.co/html/cache/gallery/GC-1/G-4/ITANSUCA_TALLER_SEP-23.pdf>

2.2 UBICACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE TERRENO PARA EL MONTAJE DE UNA PLANTA PEAK SHAVING

Antes de pensar en la instalación y puesta en marcha de una planta Peak Shaving, se deben tener en cuenta algunos criterios básicos para que su función principal (abastecimiento de gas durante interrupciones en el servicio) y desde luego, su desempeño operacional, sean realmente efectivos.

- a) Se recomienda instalarse lejos de zonas residenciales, zonas de producción de gas y relativamente cercanas al City Gate o a los centros de consumo.
- b) Cuando la planta es asociada a diferentes nodos de distribución o centros de consumo distantes entre sí, esta quedaría inhabilitada ante cualquier daño en el gasoducto principal.
- c) El llenado de la planta (resultado de la licuefacción del gas tomado del gasoducto principal), es conveniente realizarlo con el gas proveniente de la tubería corriente abajo del City Gate, y la inyección del gas se debe realizar de forma directa a la red de distribución (corriente arriba del City Gate), de manera que cualquier falla que se presente corriente arriba no interrumpa el curso normal de la operación de descarga en la planta.
- d) La construcción de este tipo de plantas ha de realizarse donde una gran cantidad de consumidores (tanto residenciales como comerciales) justifiquen la inversión del proyecto y la viabilidad de este, de tal forma que se promueva el desarrollo económico e industrial de la región y se garantice un servicio continuo y de gran calidad conforme lo establece la ley.

Disposiciones sobre el sitio de ubicación de la planta según NFPA-59A.

- a) Se dispondrá de espacios mínimos entre los contenedores de GNL, tanques de almacenamiento refrigerantes inflamables, tanques de almacenamiento de líquido inflamable, estructuras y equipos de planta.
- b) El acceso a la planta debe ser facilitado todo el tiempo, para la seguridad personal y protección contra incendios.
- c) Dentro de los límites prácticos, se tratará que la planta pueda ser protegida contra las fuerzas de la naturaleza.
- d) Es indispensable una evaluación de posibles incidentes y medidas de seguridad incorporadas en el diseño u operación de las instalaciones de la planta.
- e) Tener en cuenta las disposiciones para la retención del gas natural licuado derramado, refrigerantes inflamables y líquidos inflamables, dentro de los límites de la propiedad y para el agua de drenaje superficial.
- f) Revisar la presión máxima de trabajo admisible para todos los componentes.
- g) Realizar Investigaciones generales del sitio y el suelo para determinar la base del diseño para la facilidad.

2.3 ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE REGIONES

Si observamos los principales tramos de distribución con los que cuenta el país podemos decir que, de acuerdo a los...literales (a), (b) y (d)... de la...sección

2.2..., Bogotá y sus municipios aledaños (aproximadamente el 40% de los usuarios del país), son la región del país que mejor se ajusta a los criterios considerados para la inversión de una planta Peak Shaving. Las demás ciudades de Colombia, como en el caso de Cali, dado el número de usuarios, por ahora no justifican la inversión (...Véase literal (b)... y figura 6).

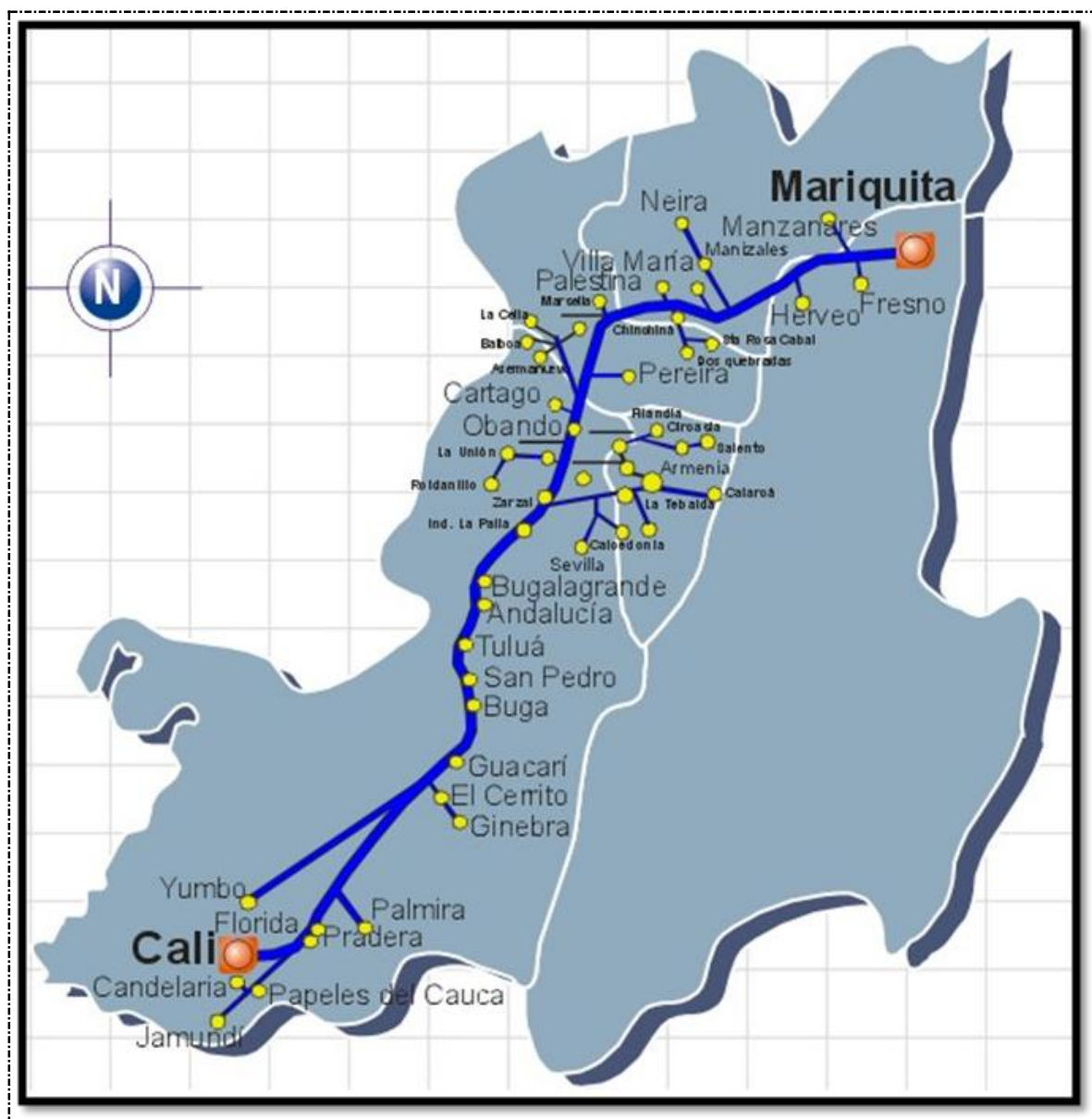
Respecto al...literal (b)... es notorio que no resulta conveniente ubicar una planta Peak Shaving en la región aledaña a Mariquita o en algún lugar del magdalena medio, ya que estas cuentan con varios centros de consumo. A continuación se detalla más sobre este punto.

El Gasoducto Mariquita-Cali se estima que cubre las necesidades de más de 2.556.000 colombianos en el occidente del país. Actualmente cuenta con facilidades para atender el suministro de 48 municipios de los departamentos del Valle del Cauca, Quindío, Caldas, Risaralda, Tolima y las térmicas Termovalle y Termoemcali, sin embargo no es conveniente instalar una planta Peak Shaving en Mariquita por que no se permite realizar el llenado corriente arriba del city gate, aunque presente gran cantidad de consumidores de gas natural. (Véase Figura 6).

La región del Magdalena Medio está repartida entre los departamentos de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Cesar y Santander, y en menor medida entre Caldas, Cundinamarca y Tolima. Entre sus centros urbanos se destacan las poblaciones de Barrancabermeja en el departamento de Santander, La Dorada en Caldas y Puerto Berrío en Antioquia; aunque presenta gran porcentaje de consumidores, no es viable instalar la Planta debido a que los diferentes centros de consumo, ya que se encuentran demasiado distantes entre sí. (Véase Figuras 7 y 8).

Para un resumen general véase Tabla 3 (Análisis General por Regiones).

Figura 6. Mapa de gasoducto Mariquita – Cali



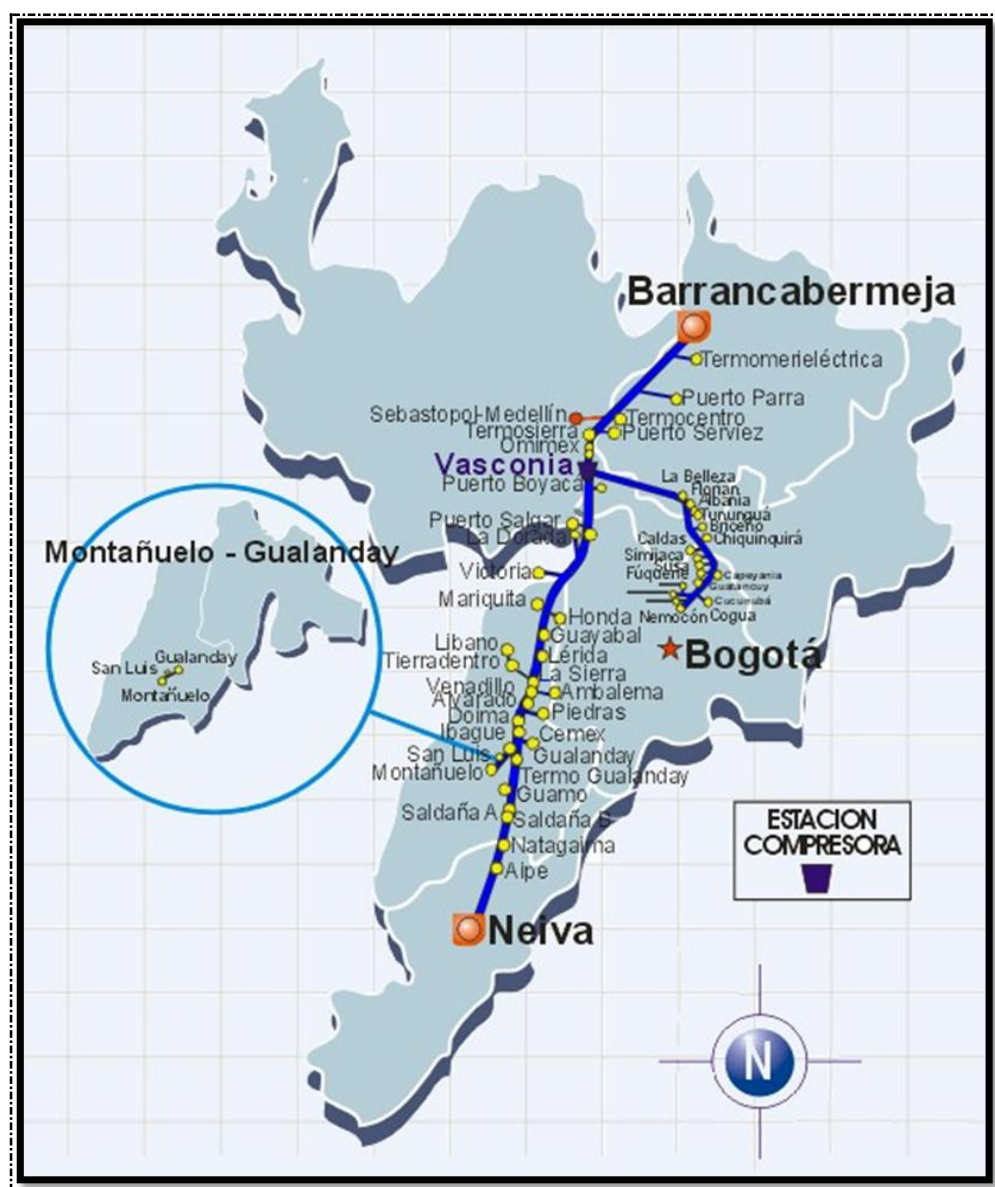
Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana. “Gasoducto Mariquita – Cali” (Manual del Transportador/ Mapa del Sistema de Transporte). Disponible en: <http://beo.tgi.com.co/>

Figura 7. Mapa de gasoducto Ballena - Barrancabermeja



Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana “Gasoducto Ballena-Barrancabermeja” (Manual del Transportador/ Mapa del Sistema de Transporte). Disponible en: <http://beo.tgi.com.co/>

Figura 8. Mapa de gasoducto Centro Oriente



Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana. "Gasoducto Centro Oriente" (Manual del Transportador/ Mapa del Sistema de Transporte). Disponible en: <http://beo.tgi.com.co/>

Tabla 3. Análisis general por regiones

REGIÓN	CANTIDAD DE USUARIOS	DISPONIBILIDAD DE LLENADO *	DISTANTE ZONAS PRODUCTORAS Y CITY GATE	TERRENO DISPONIBLE	INTERRUPCION EN SUMINISTRO
Magdalena Medio	2	2	1	**	3
Bogotá y localidades adjuntas	1	1	2	**	1
Suroccidente del País	1	3	1	**	2

1. Grande
2. Media
3. Pequeña

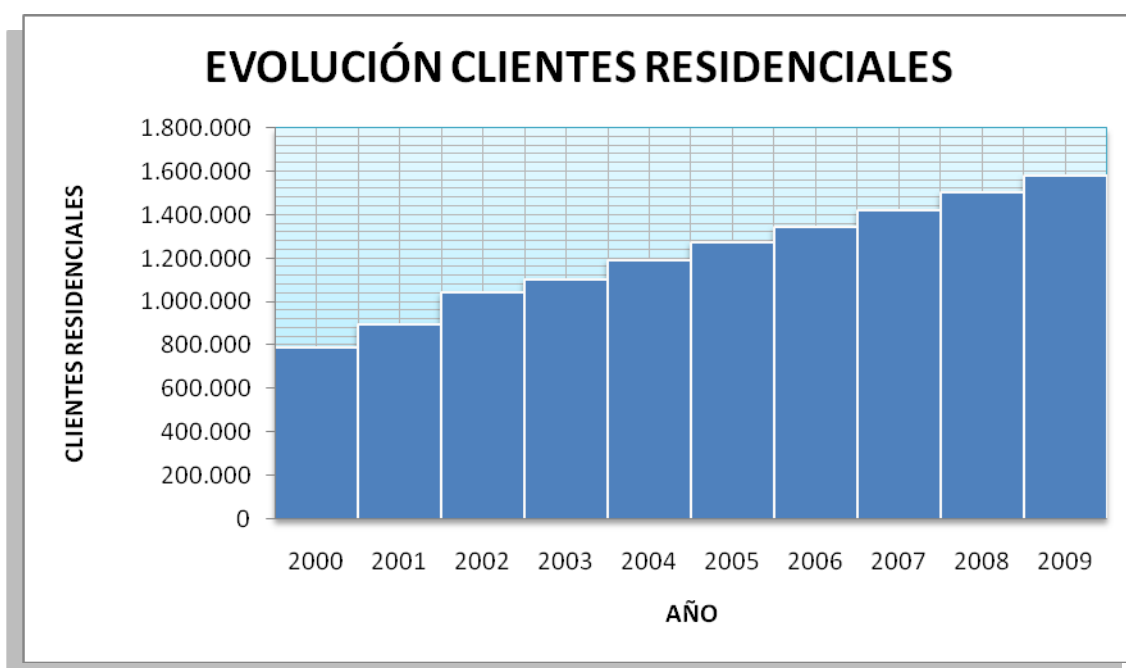
* Depende de la ubicación seleccionada para el montaje (Gasoducto de la zona; Figuras 6 a 8).

** El terreno debe ser adquirido y dispuesto según las necesidades del proyecto.

Fuente: Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana. Autores.

Región Seleccionada. La Ciudad de Bogotá al año 2009 presentaba una cantidad representativa de consumidores tanto residenciales, comerciales, e industriales; el total de consumidores residenciales era de 1.582.443, 33.450 (Véase Figura 9), clientes comerciales y 626 clientes industriales. (Véase Tabla 4).

Figura 9. Evolución clientes residenciales en Bogotá



Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana. “Evolución Clientes Residenciales”. Gas Natural S.A. E.S.P. Disponible en <http://www.eeb.com.co/index.php?idcategoria=1529>.

Según estos datos y lo expuesto anteriormente, es conveniente instalar la planta Peak Shaving en cercanías a la ciudad de Bogotá y sus municipios aledaños, teniendo en cuenta la gran cantidad de consumidores y el análisis de restricciones, pues ante una eventualidad o falla en el sistema esta región enfrentaría una gran crisis por no cubrir la totalidad de la demanda por parte de los sectores de consumo (residencial, industrial, vehicular, etc.).

La construcción de la planta garantizaría la continuidad en la prestación del servicio en la sabana de Bogotá ya que esta región representa cerca del 40% de los consumidores totales del país.

Del mismo modo, se debe mencionar que el corte de suministro generado en Bogotá se debe a las restricciones presentadas en el City Gate de Cogua (cercanías a Zipaquirá) y el City Gate de Usme, que aportan respectivamente el 80% y 20% de la totalidad de consumo en Bogotá. Por esta razón se consideró favorable el diseño de la Planta Peak Shaving en esta zona. (Véase figuras 11y 12).

Área seleccionada

La ubicación exacta de la planta en la región de Bogotá, está sujeta al análisis de los city gates más cercanos y los que representan gran relevancia en el suministro de gas a la ciudad y sus localidades aledañas. Entre otros factores importantes para seleccionar sitio, se encuentran:

- ✓ Realizar el sondeo de cantidad de los consumidores en la Ciudad y sus localidades.
- ✓ Realizar encuestas de satisfacción de los consumidores sobre la prestación del servicio de gas natural.
- ✓ Realizar el análisis de las restricciones presentes en los gasoductos cercanos.
- ✓ Realizar investigaciones de suelo, características geológicas del terreno, adquisición de licencias ambientales.

Según estudios de la Empresa de Gas NATURAL S.A. ESP, la ubicación propuesta para la planta de almacenamiento es a la altura del municipio de Cota y la mejor opción de conexión a Bogotá es por la Avenida Calle 72 hasta conectar en la Avenida Ciudad de Cali. Según este estudio, la planta estaría conectada directamente a la red de Gas Natural S.A. ESP por medio de un gasoducto de 15 km de longitud y 20" de diámetro. (Ver figura 13).

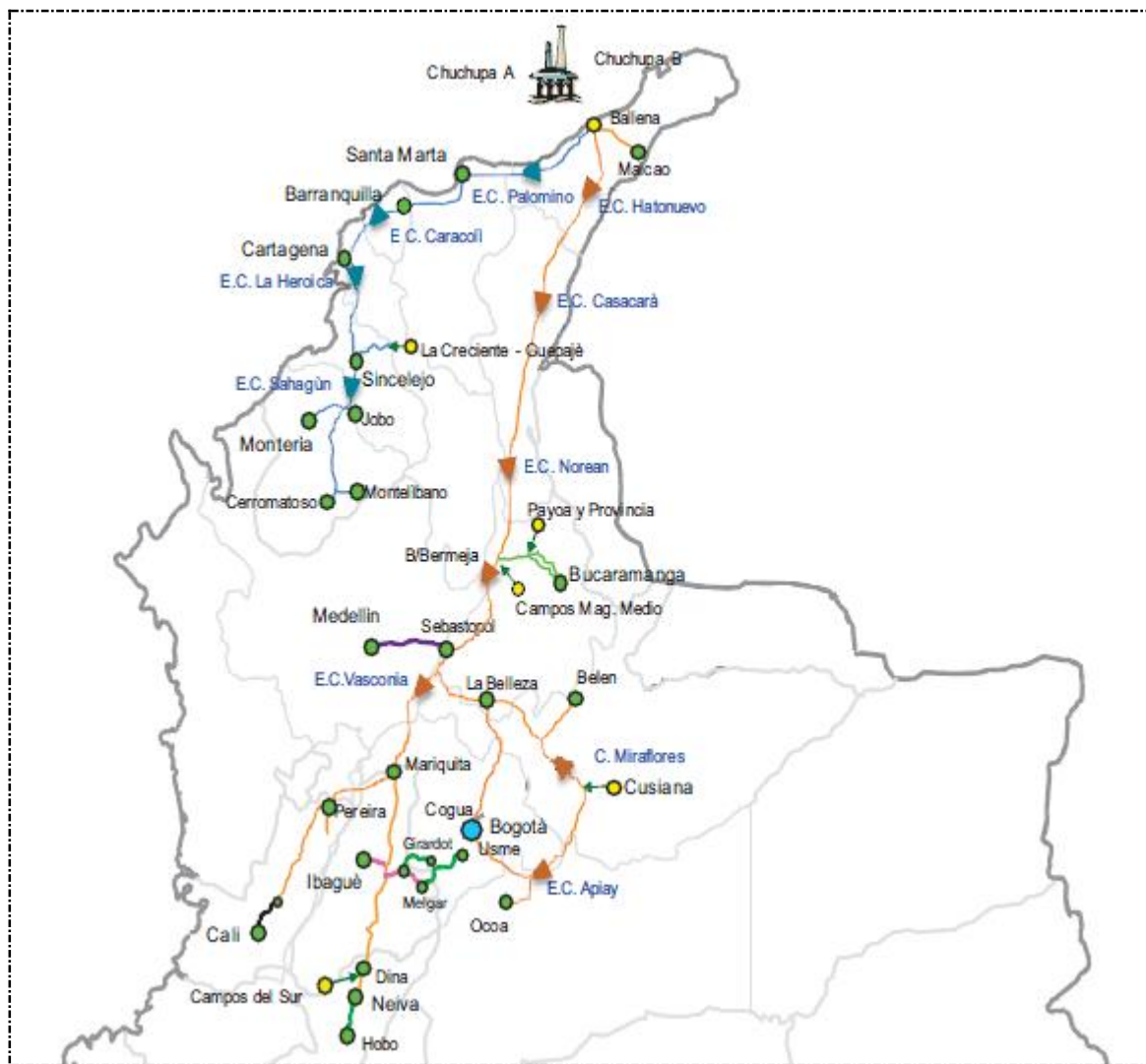
A partir de la City Gate Cogua se transporta el gas en tubería de Acero (AC) de 20" de diámetro hacia Bogotá, Soacha y Sibaté; al igual que a los municipios del área de influencia de esta red, llegando a cuatro estaciones de recibo ubicadas en los bordes norte y occidental del Distrito Capital, denominadas: Guaymaral, Cota, Calle 13 y Soacha.

Tabla 4. Información comercial gas natural en Bogotá

SECTOR	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Residencial	794.202	899.301	1.044.625	1.102.866	1.194.386	1.276.133	1.345.773	1.424.485	1.506.487	1.582.443
Comercial	6.823	9.124	11.960	14.489	17.465	22.905	25.385	28.417	31.098	33.450
Industrial	371	570	848	636	691	758	878	597	608	626
Total	801.396	908.995	1.057.433	1.117.991	1.212.542	1.299.796	1.372.036	1.453.499	1.538.193	1.616.519
VENTAS DE GAS										
Volumen (Millones de m3)	408	506	572	632	750	903	1.110	1.276	1.407	1.282
Ingresos (Millones de COP)	137.747	191.061	239.645	301.121	376.185	446.860	576.526	692.321	849.372	909.306

Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana. "Información Comercial Gas Natural en Bogotá". Gas Natural S.A. E.S.P. Disponible en <http://www.eeb.com.co/index.php?idcategoria=1529>

Figura 10 Sistema de transporte nacional de gas



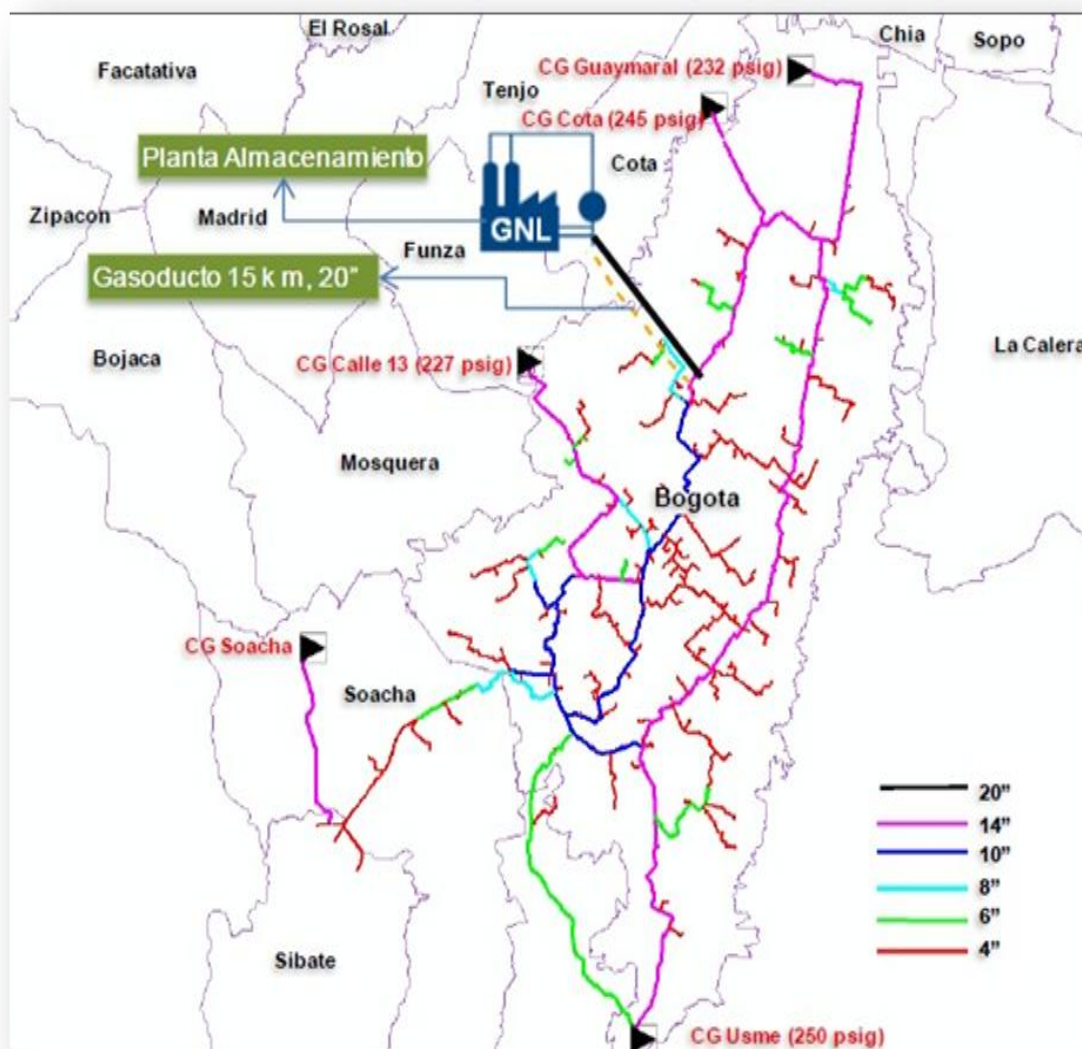
Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana. "Plan De Abastecimiento Para El Suministro Y Transporte De Gas Natural En Colombia". MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA; Octubre de 2009.

Figura 11. Subsistema de transporte de la Sabana



Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana. "Plan De Abastecimiento Para El Suministro Y Transporte De Gas Natural En Colombia". MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA; Octubre de 2009.

Figura 12. Ubicación tentativa de la Planta



Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana. "Plan De Abastecimiento Para El Suministro Y Transporte De Gas Natural En Colombia". MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA; Octubre de 2009.

3. VARIABLES OPERACIONALES

Uno de los puntos más importantes en el funcionamiento de una planta de este tipo hace mención a las características del gas de entrada, incluyendo la composición, la presión y el caudal que ingresa a la planta. Todos estos factores se ven reflejados básicamente en la eficiencia térmica de la planta y es sumamente importante tener un control adecuado sobre ellos.

Las condiciones operacionales de la planta están marcadas entonces por los siguientes aspectos:

- Presión del gas de entrada
- Composición del Gas
- Caudal de entrada a la planta

3.1 PRESIÓN DE ENTRADA

La presión de entrada del gas de alimentación a una planta Peak Shaving puede variar en un rango significativo. El nivel óptimo para el diseño de la planta debe no sólo considerar su impacto en el costo de los equipos necesarios a la entrada, o la eficiencia térmica que la presión presenta para la planta, sino también, ha de contemplar el impacto en las instalaciones de suministro de este gas aguas arriba. Uno de los temas a considerar incluye la selección del tamaño de tubería frente a

la compresión de aguas arriba que puede ser necesario para lograr varias presiones de entrada de la planta. En general, cuanto mayor sea la presión en la planta, mayor será la eficiencia térmica, pero la presión óptima se basará en el costo de las diferentes opciones de diseño.

Una opción para capturar esta energía de alta presión consiste en la instalación de un expensor de gas. La tecnología de ConocoPhilips ha sido evaluada en varios diseños con un expensor de gas en la corriente de alimento. Uno de los lugares más comunes considerado para su ubicación ha sido la corriente de alimentación entre el propano y los sistemas de refrigeración de etileno (Véase figura 4). La energía captada por el expensor se utiliza para impulsar cualquiera de los tres refrigerantes utilizados en el proceso de licuefacción. Esto se traduce en menores requerimientos de potencia por parte de las turbinas de gas refrigerante, reduciendo el consumo de combustible, emisiones a la atmósfera, y además resulta en un rendimiento térmico mejorado.

Cuando el diseño de la planta está a favor de una presión de entrada de operación más baja que la suministrada por el gasoducto, la reducción de esta presión a través del uso de una válvula de Joule-Thompson en lugar del uso de un expensor puede ser favorable en determinadas situaciones.

3.2 COMPOSICIÓN DEL GAS

El dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno en el gas de alimentación influyen de manera significativa en la eficiencia térmica de cualquier proceso de licuefacción de GNL.

Si una corriente de alimento presenta una alta concentración de dióxido de carbono, obviamente, esto se traducirá en una menor eficiencia térmica del sistema; es estos casos, el uso de una amina como método de eliminación del contaminante mejorará la eficiencia térmica de la planta y aportará un ahorro al costo de capital. Estos costos incluyen entre otros, derechos de licencia para operar con aminas, costos de regeneración de la amina, etc.; los cuales deben ser parte de la evaluación del ciclo de vida de la amina para asegurar que este aumento de la eficiencia es económicamente justificado.

El impacto del sulfuro de hidrógeno en la eficiencia térmica está indirectamente vinculado a la composición de dióxido de carbono. Si la concentración de sulfuro de hidrógeno es baja y el dióxido de carbono se encuentra en grandes cantidades, entonces, el dióxido de carbono controlará el tamaño del sistema de amina y la energía adicional necesaria para eliminar el sulfuro de hidrógeno será mínima.

La eliminación del sulfuro de hidrógeno para una corriente de alimento de estas condiciones probablemente reducirá el rendimiento térmico ya que esta se ve afectada por la necesidad de calentar el dióxido de carbono a la temperatura donde el sulfuro de hidrogeno es convertido en dióxido de azufre.

Por otro lado, si la concentración de sulfuro de hidrógeno en el sistema de ventilación de amina es demasiado alta para realizar el venteo directamente al aire, la oxidación térmica, u otras opciones de gestión para la eliminación del sulfuro de hidrógeno debe ser utilizadas.

El nitrógeno es otro componente del gas de alimento que puede generar un impacto significativo en la eficiencia térmica. Generalmente la presencia de nitrógeno se ve reflejada en un consumo de energía mayor y una menor eficiencia térmica ya que este gas se enfría a temperatura de GNL.

Hay varios métodos disponibles para eliminar el nitrógeno. El uso de la tecnología de membranas para procesar el gas ha progresado significativamente en los últimos años al punto que una revisión de estas opciones sería conveniente para eliminar el nitrógeno antes de que ingrese la planta. También hay numerosas opciones dentro de cualquier tecnología de GNL propuesta para eliminar el nitrógeno en el proceso de licuefacción en sí.

De este modo se concluye que el tratamiento del nitrógeno se convierte en una decisión del balance del costo de eliminación con respecto al ahorro de energía obtenido y el ciclo de vida de las opciones disponibles.

3.3 CAUDAL DE ENTRADA A LA PLANTA (GAS DE ALIMENTO)

La fiabilidad del suministro del gas de alimento es otro problema importante que afecta la eficiencia térmica de la planta.

Para aquellas situaciones donde el suministro de gas aguas arriba no es fiable, la capacidad del diseño de la planta para operar eficientemente con una tasa de cobertura alta, llega a ser importante. Esto quiere decir que si el alimento a la

planta no es constante, se debe pensar en un buen diseño para contrarrestar la carencia de gas y operar normalmente.

Si los cortes de suministro de gas son breves, la planta requiere la capacidad de mantener una operación estable en estos modos de cobertura, sin recurrir a la quema de gas o experimentando una parada de planta.

Es conveniente mencionar que si las tasas de cobertura están por debajo del 40%, estas pueden ser problemáticas para algunos diseños de plantas como resultado de la mala distribución del flujo en los intercambiadores de la planta principal o las columnas.

Cuando se tienen estos inconvenientes, un enfoque común para aumentar la disponibilidad del gas de alimento aguas arriba, es operar la tubería de entrada con un line pack, y de este modo, cuando hay se presente un corte en la producción de gas desde el campo el line pack puede seguir abasteciendo a la planta. Sin embargo, en la justificación económica de este equipo, se debe considerar la frecuencia con que operará y la variación en el rendimiento térmico ocasionado con los cambios de presión.

4 SIMULACIÓN GENERAL DE LA PLANTA

Si bien el diseño de cualquier planta es único dependiendo de las características específicas y la finalidad de cada proyecto, en este capítulo se presentará un esquema general a modo de introducir una idea más clara de los procesos involucrados en el funcionamiento de una planta tipo Peak Shaving.

Para realizar este procedimiento se tomaran características para el gas de entrada similares al producido en el campo Cusiana (Véase tabla 5), ya que este gas es el comercializado en la zona de Bogotá y sus alrededores (locación seleccionada según criterios expuestos en capítulos anteriores para el montaje tentativo de la planta), entrando a una temperatura de 45°C y una presión de 1200 psia (valores extremos según Registro Único de Transporte, RUT).

La simulación cuenta básicamente con 4 etapas: purificación del gas, pre-enfriamiento, licuefacción y compresión. Finalmente, a la salida se obtienen los productos deseados (GNL).

Es importante señalar que el proceso de endulzamiento o purificación no trabaja conjuntamente con el paquete termodinámico utilizado para licuefacción (Endulzamiento=AminaPackage / Licuefacción=Peng Robinson), es por esto que se debe recurrir a componentes splitter para representar dicho proceso.

Tabla 5. Composición del gas utilizado en la simulación

Componente	Fracción Molar (%)
Metano	84,00204
Etano	9,39814
Propano	3,13535
n-Butano	0,43307
i-butano	0,43705
n-Pentano	0,04160
i-pentano	0,07592
n-Hexano	0,01147
Dióxido de Carbono	1,86221
Nitrógeno	0,59047
Total	100,0000

Fuente: UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), Ministerio de Minas y Energía (MME).
Sistema de información General.

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA SIMULACIÓN

Mediante la implementación de dos componentes Splitter se efectúa la remoción de dióxido de carbono y deshidratación del gas. Seguidamente el gas dulce junto con el refrigerante pasan a la zona de pre-enfriamiento en la cual por medio de intercambiadores (chiller) se preparan en cuanto a una disminución previa de temperatura para ingresar a la sección de licuefacción donde se efectúa la disminución total de temperatura y presión para generar el GNL (Temperatura -

160°C ; Presión atmosférica aprox.). En la fase de compresión se le da aplicación al sistema para incrementar la presión del refrigerante e ingresarlo nuevamente al proceso principal.

Después de realizada la simulación es importante realizar un análisis térmico de los requerimientos de la planta (Eficiencia) y de este modo determinar posibles cambios a realizar en cuanto a equipos y proceso. La Eficiencia Térmica, debe ser expresada como la relación del valor calorífico alto (Higher Heating Value) de los productos con el total de HHV del alimento. Esto no incluye otras formas termodinámicas de energía como el trabajo o la energía consumida por los procesos. Por ejemplo, el trabajo de los motores eléctricos utilizados en la refrigeración y flasheo del gas en compresión. Sin embargo, estos valores adicionales deben ser considerados para efectuar un análisis completo y verdadero de la planta. Para nuestro caso, estos no han sido considerados, solo los HHV (Véase tabla 6).

Tabla 6. Eficiencia térmica de la planta

HHV GAS ALIMENTO	HHV GNL PRODUCTOS	EFICIENCIA TÉRMICA
417009,581874163 [Btu/lbmol]	425037,010356733 [Btu/lbmol]	0,981113578

Fuente: Resultados obtenidos de la simulación en HYSYS v7.2.

Tabla 7. Requerimientos de energía y potencia para la planta

PRECHILLER1 (Heat Flow)	PRECHILLER1 (Power)
17585750,8522748 [Btu/hr]	6911,45906659553 [hp]
PRECHILLER2 (Heat Flow)	PRECHILLER2 (Power)
18292963,0780401 [Btu/hr]	7189,4038862869 [hp]
PRECHILLER3 (Heat Flow)	PRECHILLER3 (Power)
28208432,84554 [Btu/hr]	11086,3295279507 [hp]
MR-CHILLER1(Heat Flow)	MR-CHILLER1(Power)
65292894,7447996 [Btu/hr]	25661,069189425 [hp]
MR-CHILLER2(Heat Flow)	MR-CHILLER2(Power)
68163389,3275839 [Btu/hr]	68163389,3275839 [hp]
MR-CHILLER3(Heat Flow)	MR-CHILLER3(Power)
189351470,680332 [Btu/hr]	74417,9165166264 [hp]

Fuente: Resultados obtenidos de la simulación en HYSYS v7.2.

Tabla 8. Capacidad de la planta

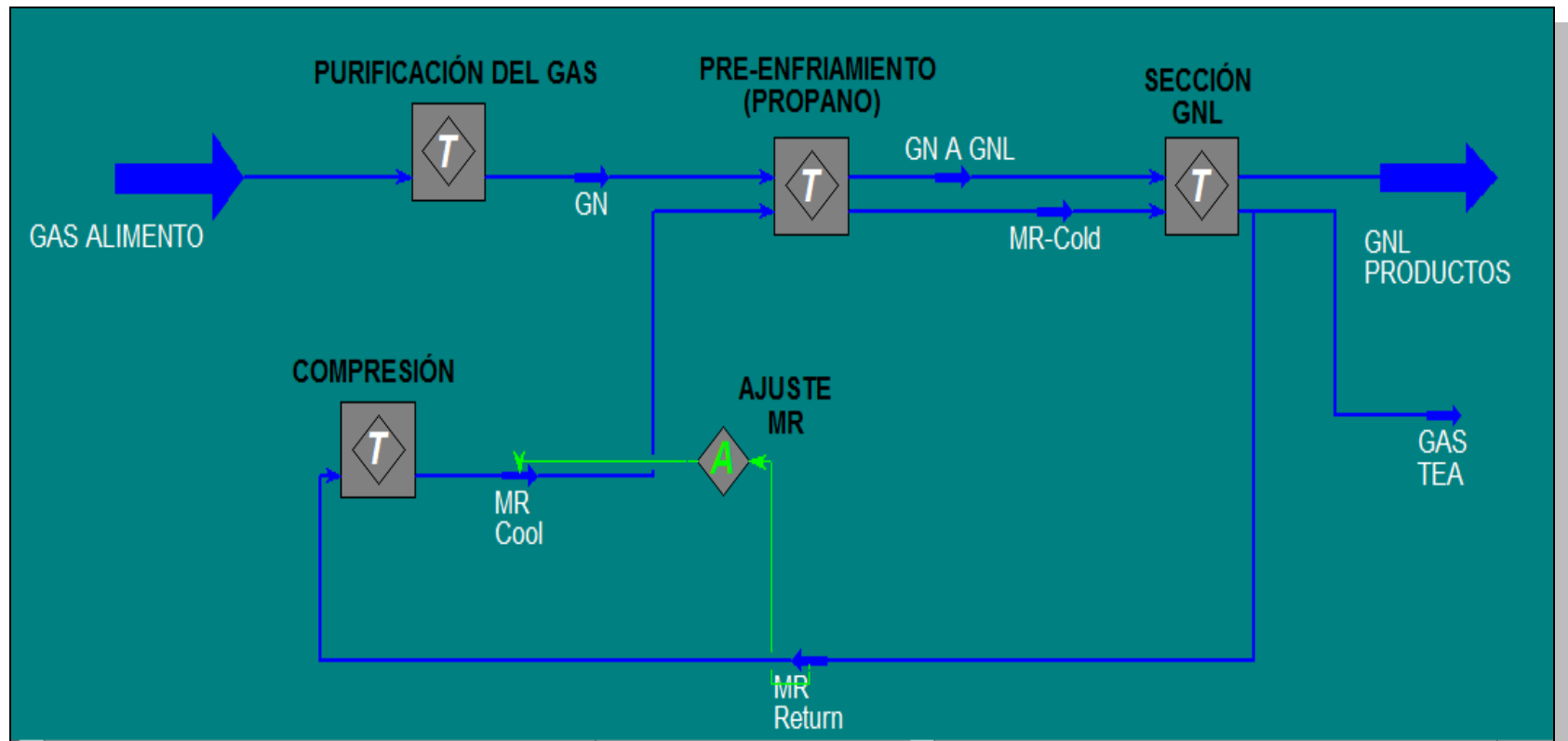
CAPACIDAD DE LA PLANTA	GAS DE ALIMENTO	TASA DE REFRIGERANTE
378500 [Kg/hr]	361900 [Kg/hr]	1172000 [Kg/hr]

Fuente: Resultados obtenidos de la simulación en HYSYS v7.2.

El sistema refrigeración/refrigerante empleado es una mezcla de componentes (Metano – Etano – Propano) denominado MRC/ C3, los cuales individualmente producen diversos niveles de temperatura hasta alcanzar el punto deseado mediante la explotación de los puntos de ebullición de cada componente. En este proceso el GN proveniente de la etapa de tratamiento y filtrado (Purificación), se enfría previamente con propano hasta lograr una temperatura cercana a los -30°C con la cual se busca remover el C_3^+ del GN (Pre-enfriamiento). Seguidamente, el gas pre-enfriado se envía a la sección criogénica principal donde se condensa y luego se evapora para producir GNL a -160°C.

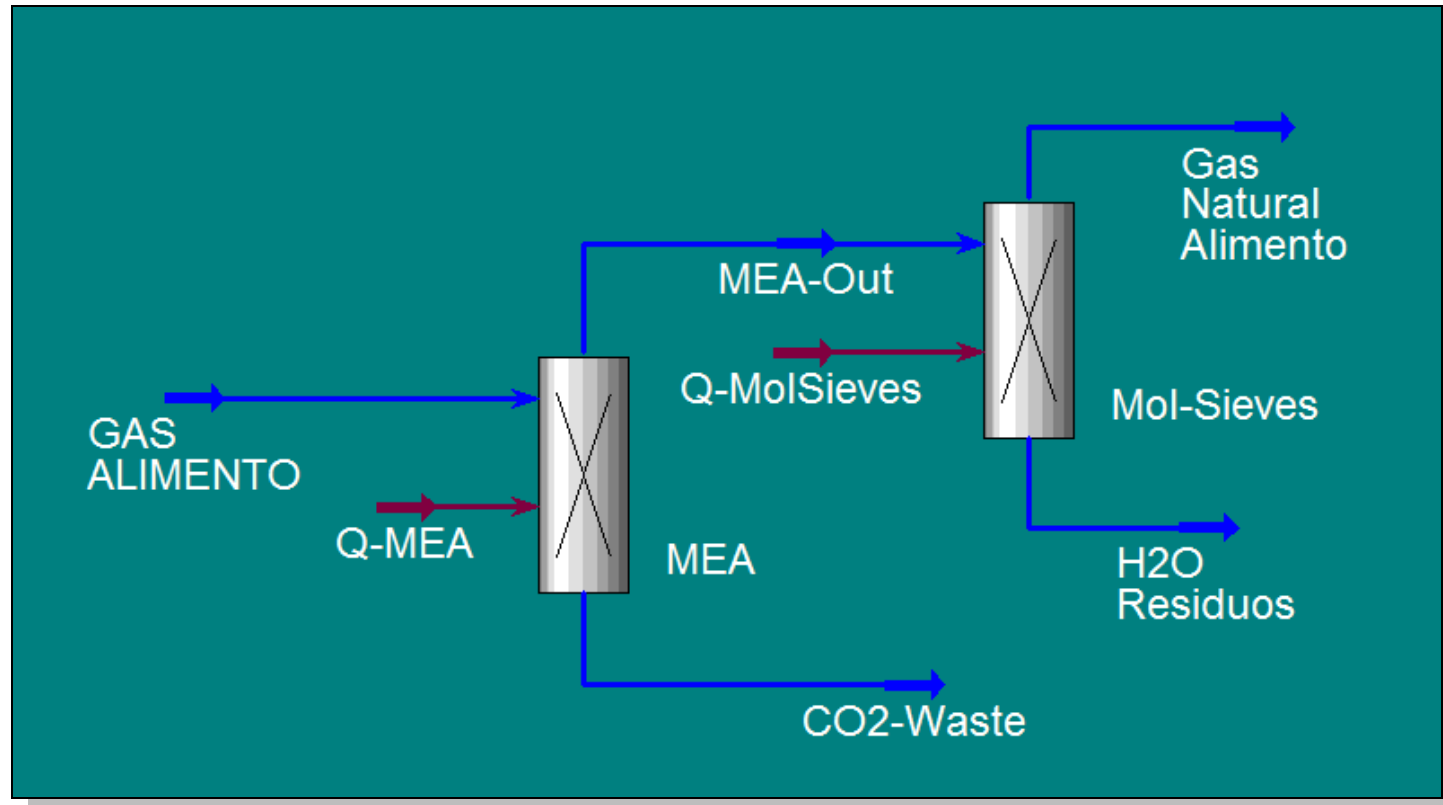
A continuación se presentan las gráficas desarrolladas en el simulador. Tanto el flowsheet principal como los sub-flowsheet utilizados para cada proceso en particular serán referenciados.

Figura 13. Esquema general de la planta



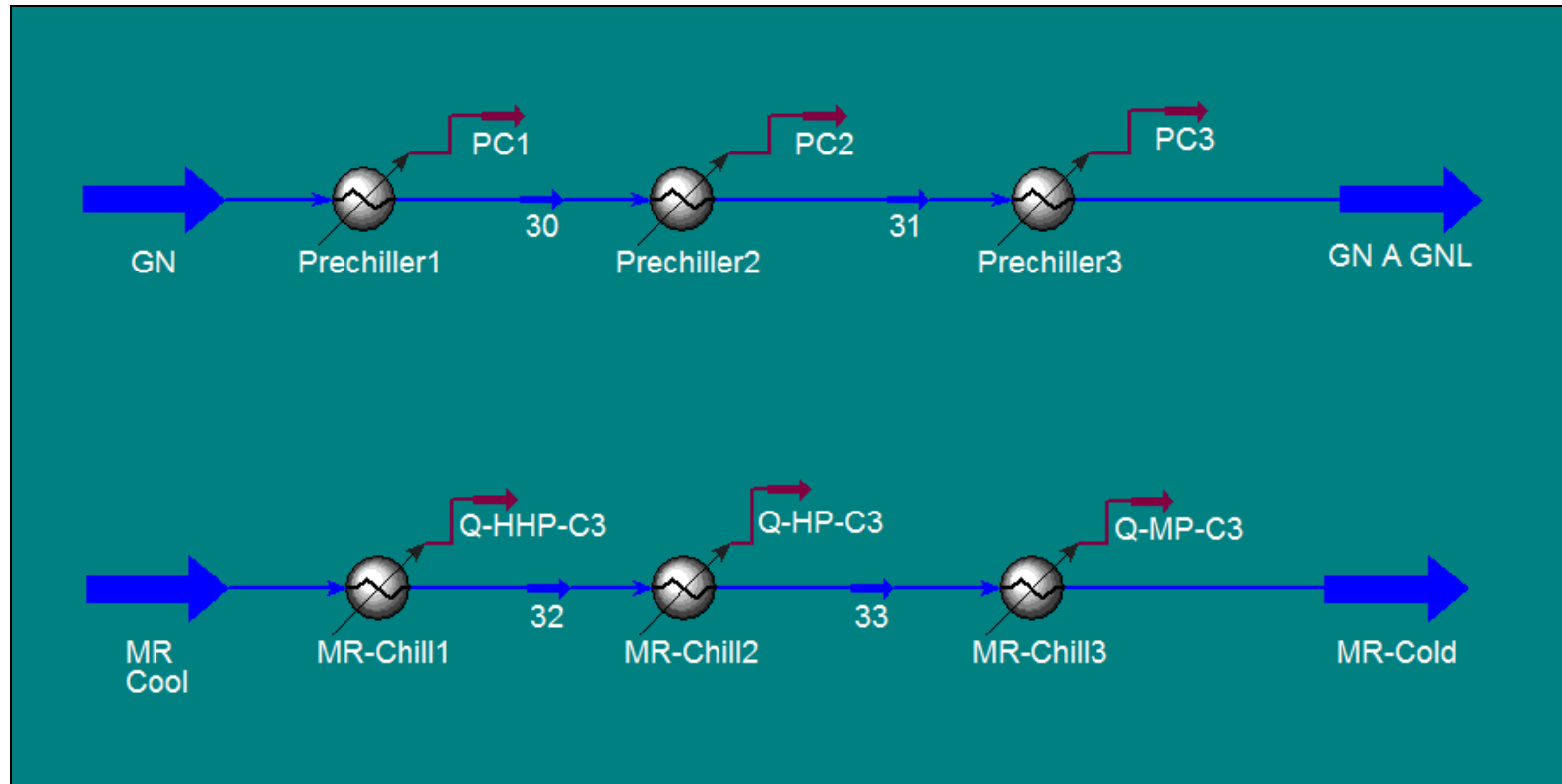
Fuente: FlowSheet obtenido de la simulación en HYSYS v7.2.

Figura 14. Purificación del gas



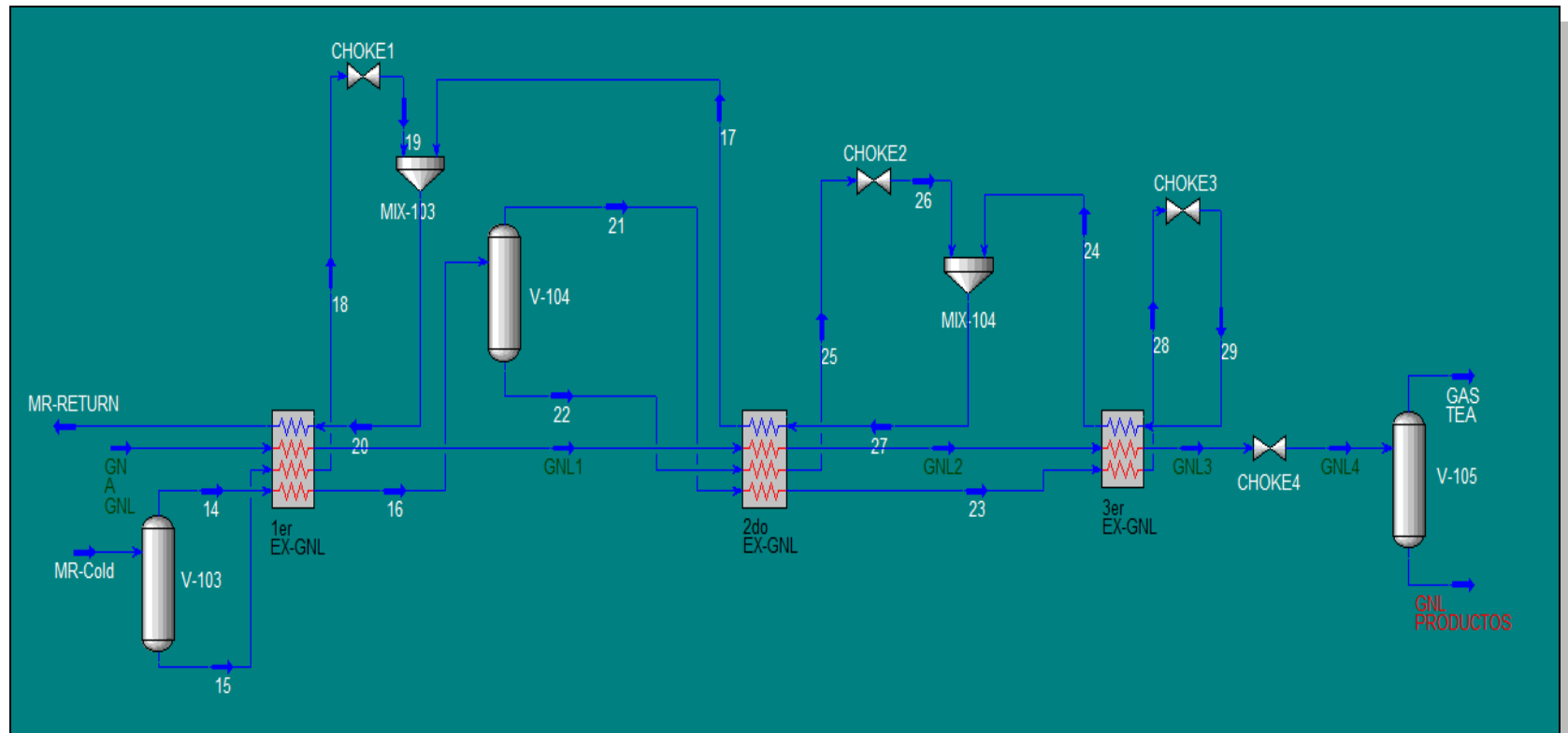
Fuente: Sub-FlowSheet obtenido de la simulación en HYSYS v7.2.

Figura 15. Pre-enfriamiento del gas y el refrigerante



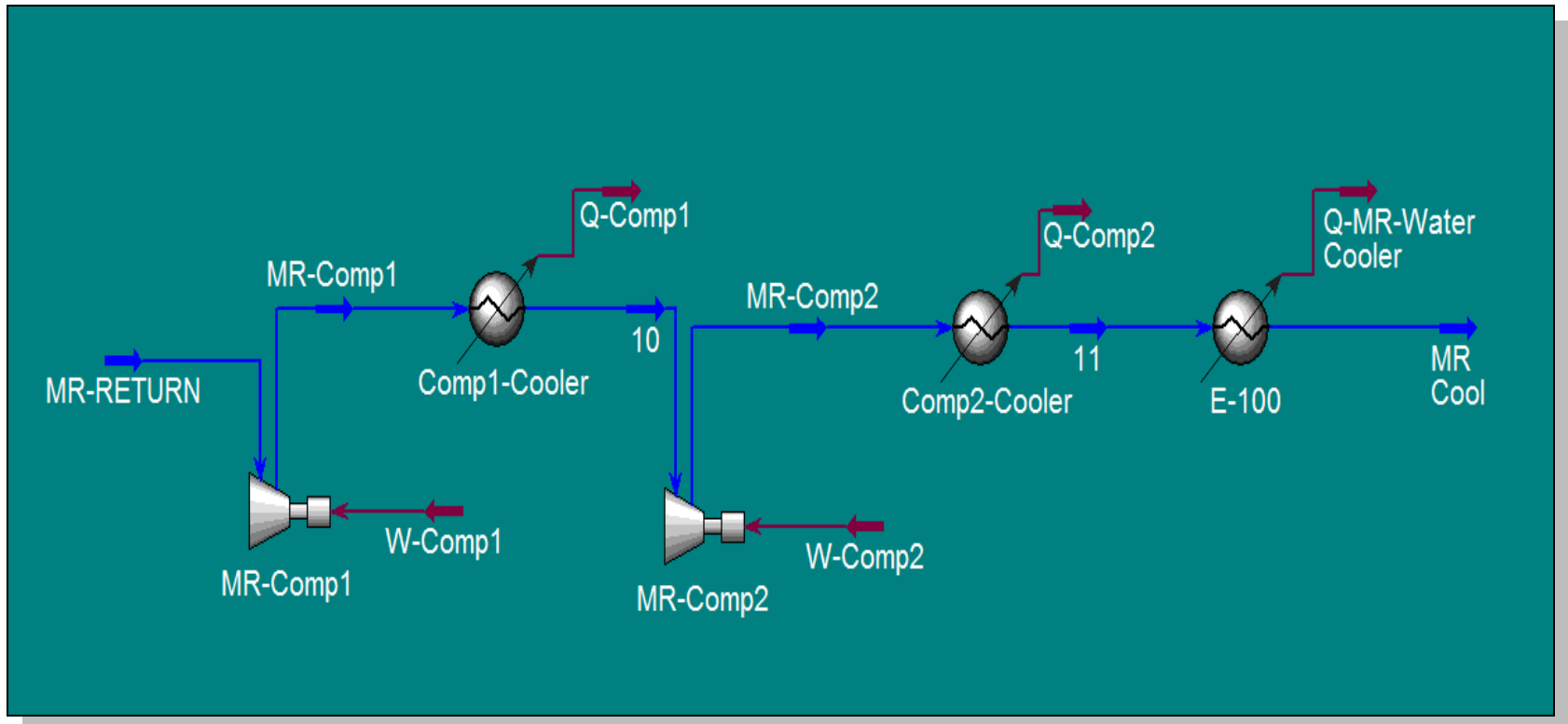
Fuente: Sub-FlowSheet obtenido de la simulación en HYSYS v7.2.

Figura 16. Licuefacción del gas (sección criogénica)



Fuente: Sub-FlowSheet obtenido de la simulación en HYSYS v7.2.

Figura 17. Sistema de compresión



Fuente: Sub-FlowSheet obtenido de la simulación en HYSYS v7.2.

5 CONCLUSIONES

- El mercado del gas natural en Colombia se encuentra en una etapa madura y por lo tanto se hace necesario garantizar a los usuarios la disponibilidad del recurso en todo momento, las Plantas Peak Shaving son una alternativa de respuesta inmediata, aunque por periodos de tiempo relativamente cortos (de 4 - 7 días), a situaciones de desabastecimiento de Gas Natural, para garantizar al sistema una confiabilidad y seguridad en el abastecimiento.
- La situación del suministro de gas natural en el país, hace necesario que los distribuidores y comercializadores, en particular los del interior de país donde la situación de abastecimiento es más crítica, ejecuten inversiones en confiabilidad que permitan mitigar estos riesgos y garantizar niveles de prestación del servicio que cumplan con los estándares de calidad y continuidad establecidos por la Ley y la regulación vigente; ya que la oferta de gas natural del país está concentrada en dos fuentes principales: Ballena y Cusiana, con una participación aproximada en la demanda nacional del 61% y 29% respectivamente. La ubicación geográfica de estas dos fuentes hace evidente que ante imprevistos que puedan presentarse en los campos de producción o a necesarios programas de mantenimiento de las plantas de estos campos, el sistema no es lo suficientemente fuerte para atender la demanda sin afectar en mayor o menor medida a todos los agentes del mercado.
- La identificación de los criterios geográficos está basada principalmente en la situación de oferta y demanda para las distintas regiones del país, teniendo en cuenta las estadísticas suministradas por las agencias nacionales; algunos

parámetros adicionales considerados son: fallas en el sistema y causas de restricción, duración de las interrupciones durante el suministro de gas natural y, factibilidad de terreno disponible para la ubicación de la planta.

- La composición, la presión y el caudal del gas que ingresa a la planta son los criterios operacionales de mayor relevancia a ser considerados para el funcionamiento eficiente de una planta Peak Shaving.
- Para la región de Bogotá y sus municipios aledaños, zona seleccionada para el montaje de la planta según los criterios geográficos y operacionales identificados anteriormente, la existencia de esta planta genera una alternativa eficaz para enfrentar posibles problemas o fallas en el sistema; la gran cantidad de consumidores residenciales y comerciales (cerca del 40% de los consumidores del país), en conjunto con las eventuales restricciones presentadas en el sistema (Cusiana 8,33 interrupciones por año) generan la necesidad de implementar esta planta como solución alternativa y eficiente cuando se presenten mantenimientos en tramos de transporte o en los campos de producción, o ante emergencias por fuerza mayor que causen crisis en el abastecimiento de gas natural.
- La eficiencia térmica de una planta Peak Shaving depende de varios factores, entre ellos algunos de gran relevancia como la composición, la temperatura y la presión del gas de entrada, así como la fiabilidad del suministro constante a la planta (aguas arriba). Lo anterior indica que el diseño y eficiencia de la planta es función de estos parámetros.

6 RECOMENDACIONES

- El presente estudio no incluye el análisis económico de la situación de oferta-demanda, así como costos sobre equipos y operación de la planta, del mismo modo, las expansiones de transporte que se requerirán a largo plazo para garantizar la seguridad de abastecimiento tampoco han sido incluidas. Las proyecciones y posibles medidas para el abastecimiento a largo plazo deberán ser tenidas en cuenta en estudios posteriores por su gran incidencia en los criterios de selección y diseño de la Planta Peak Shaving.
- Desarrollar una investigación con el modelo de confiabilidad expuesto en el Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural en Colombia desarrollado por la UPME, asignando variables aleatorias a las condiciones de la demanda, el transporte y la producción, que permita estimar la probabilidad de ocurrencia de las restricciones en cada mercado relevante y una estadística de los costos asociados; teniendo en cuenta razones de costo y plazo de puesta en marcha, así como también la flexibilidad que requiere el hecho de que la ubicación óptima de la planta de GNL puede cambiar con los resultados de descubrimientos futuros.
- Ante la necesidad de mejorar la confiabilidad del suministro de gas a las plantas térmicas en el corto y mediano plazo y dada la posible insuficiencia en el abastecimiento de gas natural en el mediano plazo, se requiere que la UPME lleve a cabo los análisis que permitan resolver estos temas a la brevedad posible.

BIBLIOGRAFIA

- Unidad de Planeación Minero Energética (Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano). Consumo Gas Natural por Sectores. Disponible en:
<<http://www.sipg.gov.co/sipg/Home/GasNatural/Estadisticas/Produccion/tabid/81/language/es-CO/Default.aspx>> [citado en 4 de Agosto de 2010]
- Unidad de Planeación Minero Energética (Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano). Demanda de Gas Natural. Disponible en:
<<http://www.sipg.gov.co/Inicio/GasNatural/Estadisticas/Demanda/tabid/122/language/es-CO/Default.aspx>> [citado en 4 de Agosto de 2010]
- Unidad de Planeación Minero Energética (Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano). Consumo Gas Natural por Sectores. Disponible en:
<<http://www.sipg.gov.co/sipg/Home/GasNatural/Estadisticas/Produccion/tabid/81/language/es-CO/Default.aspx>> [citado en 6 de Agosto de 2010]
- Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. Facturación a Usuarios No Regulados-SUI. Estadísticas 2003 en adelante/Usuarios no regulados/ Total distribución (m3) por sectores. Disponible en:
http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-372&p_options=> [citado en 6 de Agosto de 2010]
- Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. Facturación a Usuarios No Regulados-SUI. Estadísticas 2003 en adelante/Usuarios no regulados/Total suministro (MBTU) por sectores. Disponible en:

http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-372&p_options= => [citado en 6 de Agosto de 2010]

- Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. Total Consumos Residenciales y No Residenciales-SUI. Estadísticas 2003 en adelante/Usuarios regulados. Disponible en: http://reportes.sui.gov.co/reportes/SUI_ReporteGas.htm [citado en 7 de Agosto de 2010]
- CONSORCIO ITANSUCA. Determinación y Valoración Económica de Alternativas Técnicas para asegurar la Continuidad Y Confiabilidad de la Prestación del Servicio de Gas Natural a los Usuarios de los Mercados Relevantes de Distribución Y Comercialización. Pág. 8-9. Disponible en: http://www.creg.gov.co/html/cache/gallery/GC-1/G-/ITANSUCA_TALLER_SEP-23.pdf.> [citado en 18 de Agosto de 2010]
- Manual del Transportador/ Mapa del Sistema de Transporte. Gasoducto Mariquita – Cali Disponible en: <http://beo.tgi.com.co/> > [citado en 29 de Agosto de 2010]
- Manual del Transportador/ Mapa del Sistema de Transporte. Gasoducto Ballena-Barrancabermeja Disponible en: <http://beo.tgi.com.co/> > [citado en 29 de Agosto de 2010]
- Manual del Transportador/ Mapa del Sistema de Transporte. Gasoducto Centro Oriente Disponible en: <http://beo.tgi.com.co/> >[citado en 29 de Agosto de 2010]

- Gas Natural S.A. E.S.P. Evolución Clientes Residenciales. Disponible en <<http://www.eeb.com.co/index.php?idcategoria=1529>> [citado en 4 de Septiembre de 2010]
- Gas Natural S.A. E.S.P. Información Comercial Gas Natural en Bogotá. Disponible en <<http://www.eeb.com.co/index.php?idcategoria=1529>> [citado en 4 de Septiembre de 2010]
- Transcogas. Subsistema de Transporte de la Sabana. Disponible en <<http://www.transcogas.com.co/Contenido/Default.aspx?id=270#31>> [citado en 28 de Julio de 2010]
- GPSA, Gas Processors Suppliers Association. Engineering data book, 12th Edition. Tulsa, Oklahoma. 2004. Capitulo 7.
- Paul W. Parfomak; Specialist in Science and Technology; Resources, Science, and Industry Division. Liquefied Natural Gas (LNG) Infrastructure Security: Background and Issues for Congress. September 9, 2003.
- Doug Yates, P.E. Thermal Efficiency – Design, Lifecycle, and Environmental Considerations in LNG Plant Design. GASTECH 2002.
- Jamieson, Johnson, Redding, “Targeting and Achieving Lower Cost Liquefaction Plants”, LNG 12, 1998.
- Krusen, Craze, Klatt, “The Alaska North Slope LNG Project”, LNG 13, 2001.

- Avidan, Richardson, Anderson, Woodard, “LNG Plant Scale-up Could Cut Costs Further”, Petroleum Economist, March 2001.
- Barber, Orloski, “Optimized Cascade Works Well For LNG Plants”, Oil and Gas Journal, April 1972.
- Stone, Jones, Denton, “Selection of an Acid-Gas Removal Process for an LNG Plant”, LNG 11, 1995.
- Johnson, Renaudin, Squera, “Improvement Of Natural Gas Liquefaction Process By Using Liquid Expanders”, LNG 11, 1995.
- AGUILAR D. ARGEMIRO; RODA PABLO Y SÁNCHEZ SIERRA GABRIEL. Restricciones del abastecimiento de gas natural y su impacto en el MEM. Informe No 40 – 2009.

ANEXO A

Oferta de gas natural anual en MPCD 1997- 2009

Oferta de Gas Natural Anual	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Guajira	432	432	374	468	489	508	473	469	467	450	459	569	665
Otros Costa	42	31	23	11	10	9	7	5	4	6	4	35	49
Cusiana - Cupiagua	13	14	13	14	16	19	46	74	114	170	197	194	200
Otros Interior	89	127	88	80	75	63	62	63	66	75	84	76	88
	576	604	498	573	590	599	588	611	652	702	743	874	1003

Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana “Consumo Gas Natural por Sectores”. Unidad de Planeación Minero Energética (Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano). Disponible en:

<<http://www.sipg.gov.co/sipg/Home/GasNatural/Estadisticas/Produccion/tabid/81/language/es-CO/Default.aspx>>

ANEXO B

Demanda de gas natural anual en MPCD 1997- 2009

Demanda de Gas Natural Anual	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Sectores No Eléctricos	282	293	307	321	341	362	385	416	448	510	574	588	544
Refinería	110	109	116	115	96	85	87	85	82	91	96	91	88
Petroquímico	11	12	10	11	11	12	15	11	11	12	13	12	11
Industrial	109	109	106	114	140	162	176	199	216	231	257	264	226
Residencial	45	56	68	71	83	90	94	98	106	126	134	142	141
GNC	7	8	8	9	11	13	13	23	33	50	74	78	76
Sector Eléctrico	284	300	228	242	237	226	184	178	189	186	157	135	266
Total País [MPCD]	567	593	535	563	578	588	569	594	637	696	731	723	810

Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana “Demanda de Gas Natural”. Unidad de Planeación Minero Energética (Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano).

Disponible en: <<http://www.sipg.gov.co/Inicio/GasNatural/Estadisticas/Demanda/tabid/122/language/es-CO/Default.aspx>>

ANEXO C

Oferta de gas natural anual Costa Atlántica en MPCD 1997- 2009

Oferta de Gas Natural Anual Costa Atlántica	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Guajira	432	432	374	468	489	508	473	469	467	450	459	569	665
Guepaje	42	31	22	11	10	9	7	5	4	4	3	--	0,4
Creciente	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	34	44
Otros Costa	--	--	--	--	--	--	--	--	--	3	1	1	5
Total [MPCD]	474	463	396	479	499	517	480	474	471	457	463	604	714

Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana "Consumo Gas Natural por Sectores". Unidad de Planeación Minero Energética (Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano).

Disponible en: <<http://www.sipg.gov.co/sipg/Home/GasNatural/Estadisticas/Produccion/tabid/81/language/es-CO/Default.aspx>>

ANEXO D

Oferta de gas natural anual Barranca - Bucaramanga en MPCD 1997- 2009

Oferta de Gas Natural Anual Barranca - Bucaramanga	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Payoa, Provincia, Cantagallo, Llanito, El Centro	76	114	75	70	64	51	49	49	52	60	52	18	24
Otros Magdalena medio	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	19	12
Total [MPCD]	76	114	75	70	64	51	49	49	52	60	52	37	36

Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana "Consumo Gas Natural por Sectores". Unidad de Planeación Minero Energética (Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano).

Disponible en: <<http://www.sipg.gov.co/sipg/Home/GasNatural/Estadisticas/Produccion/tabid/81/language/es-CO/Default.aspx>>

ANEXO E

Oferta de gas natural anual Bogotá - GBS - Llanos en MPCD 1997- 2009

Oferta de Gas Natural Anual Bogotá - GBS - Llanos	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Cusiana, Cupiagua	13	14	13	14	16	19	46	74	114	170	197	194	200
Apiay	9	10	9	7	5	6	7	8	8	8	12	9	3
Pauto Floreña	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	15	21	33
Otros Llanos	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	1	2
Total [MPCD]	22	24	23	21	21	25	53	82	122	177	223	224	239

Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana "Consumo Gas Natural por Sectores". Unidad de Planeación Minero Energética (Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano).

Disponible en: <<http://www.sipg.gov.co/sipg/Home/GasNatural/Estadisticas/Produccion/tabid/81/language/es-CO/Default.aspx>>

ANEXO F

Oferta de gas natural anual Tolima – Huila en MPCD 1997- 2009

Oferta de Gas Natural Anual Tolima – Huila	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Montañuelo	3	3	4	3	6	6	7	7	7	7	4	2	0
Otros Sur	1	--	--	--	--	--	--	--	--	--	2	5	13
Total [MPCD]	4	3	4	3	6	6	7	7	7	7	6	8	13

Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana “Consumo Gas Natural por Sectores”. Unidad de Planeación Minero Energética (Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano).

Disponible en: <<http://www.sipg.gov.co/sipg/Home/GasNatural/Estadisticas/Produccion/tabid/81/language/es-CO/Default.aspx>>

ANEXO G

Demanda de gas natural anual Costa Atlántica en MPCD 1997- 2009

Demanda de Gas Natural Anual Costa Atlántica	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Sectores No Eléctricos	146	148	141	144	145	165	159	163	167	170	177	174	157
Refinería	13	12	14	15	12	12	14	13	12	14	14	13	12
Petroquímico	8	9	7	8	8	9	11	8	8	10	10	10	10
Industrial	95	94	90	89	91	109	98	103	106	103	106	102	86
Doméstico	23	25	23	24	24	25	25	27	27	28	29	31	31
GNC	7	7	8	8	9	10	11	12	13	14	18	18	18
Sector Eléctrico	242	240	177	216	206	192	171	161	156	159	127	120	203
Total [MPCD]	388	388	318	360	352	357	330	323	323	328	304	295	359

Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana “Demanda de Gas Natural”. Unidad de Planeación Minero Energética (Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano).

Disponible en: <<http://www.sipg.gov.co/Inicio/GasNatural/Estadisticas/Demanda/tabid/122/language/es-CO/Default.aspx>>

ANEXO H

Demanda de gas natural (intercambios) en MPCD 1997- 2009

Intercambios de Gas Natural	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Exportaciones a Venezuela	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	147	180
Ballenas - C. Atlántica	384	384	313	357	345	343	314	318	317	323	319	262	313
Ballenas - Interior	81	72	77	112	142	160	146	138	139	118	147	160	172
Sistemas aislados	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	15	23	34
Cerrito	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	1	1
Pauto Floreña	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	15	21	33
Otros Llanos	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	1	--
Total [MPCD]	465	456	390	469	487	503	460	456	456	441	496	615	733

Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana “Demanda de Gas Natural”. Unidad de Planeación Minero Energética (Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano).

Disponible en: <<http://www.sipg.gov.co/Inicio/GasNatural/Estadisticas/Demanda/tabid/122/language/es-CO/Default.aspx>>

ANEXO I

Demanda de gas natural anual interior del país en MPCD 1997- 2009

Demanda de Gas Natural Anual Interior del País	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Sectores No Eléctricos	136	145	166	177	207	197	225	253	281	340	397	414	378
Refinería	97	97	102	100	85	73	72	72	70	77	82	79	76
Petroquímico	2	2	3	3	3	3	4	3	2	2	3	2	1
Industrial	14	15	16	26	49	53	78	96	110	128	151	162	141
Doméstico	22	31	45	47	59	65	69	71	79	98	105	111	111
GNC	0	0	0	1	1	3	2	11	20	36	56	60	59
Sector Eléctrico	43	60	51	26	31	34	13	18	33	27	30	14	64
Total [MPCD]	179	205	217	203	227	231	238	271	314	367	427	428	451

Fuente: Modificado por Gómez R. Yohan, Larrota M. Eliana “Demanda de Gas Natural”. Unidad de Planeación Minero Energética (Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano).

Disponible en: <<http://www.sipg.gov.co/Inicio/GasNatural/Estadisticas/Demanda/tabid/122/language/es-CO/Default.aspx>>