



**UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS**

MAESTRÍA EN PLANIFICACIÓN Y GESTIÓN ENERGÉTICAS

**EXPLOTACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL SECTOR FABRIL DEL PARQUE
INDUSTRIAL DE CUENCA**

**TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE MAGISTER EN
PLANIFICACIÓN Y GESTIÓN ENERGÉTICAS**

AUTOR:

ING. MARIA FERNANDA LOPEZ LOZANO

DIRECTOR:

ING. PABLO CISNEROS GARATE MSc.

CUENCA – ECUADOR

2014



RESUMEN

Esta investigación analiza la factibilidad técnica y económica de abastecer de gas natural (GN) al sector fabril del Parque Industrial de Cuenca (PIC), para lo cual se determina la cantidad de energía que se requiere y el tipo de tecnología actual. Además, se analiza las reservas de GN en América Latina y el Ecuador, para así establecer su posibilidad de abastecimiento. Se hace un análisis de factibilidad para la conversión de equipos de consumo y se determina los costos de conversión. Por las condiciones actuales de producción de GN en el Ecuador, se identifica, que es factible el cambio, y que la mejor opción, es la colocación de una planta satélite de regasificación de gas natural licuado (PSR) y una red de distribución.

PALABRAS CLAVE:

Gas natural, combustibles fósiles, matriz energética, Parque Industrial de Cuenca.



ABSTRACT

This study examines the technical and economic feasibility of supplying natural gas (NG) to the manufacturing sector of Cuenca (PIC), for which energy required and the current technology is determined. We also discuss GN reserves in Latin America and Ecuador, in order to establish its ability to supply. A feasibility analysis for consumer equipment conversion is done and the costs of conversion is determined. For the current production of GN in Ecuador, is identified, it is feasible to change, and that the best option is, placing a satellite plant of liquefied natural gas (PSR) and a distribution network.

KEY WORDS:

Natural gas, fossil fuels, energy matrix, Manufacturing sector of Cuenca.

**CONTENIDO**

RESUMEN	2
ABSTRACT	3
CONTENIDO.....	4
ÍNDICE DE GRÁFICAS	8
ÍNDICE DE TABLAS	9
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	10
DEDICATORIA.....	13
AGRADECIMIENTO.....	14
OBJETIVOS.....	15
HIPÓTESIS.....	15
1. I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
1. INTRODUCCIÓN.....	17
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	20
3. CONTEXTO DE LA SITUACIÓN ENERGÉTICA LOCAL Y NACIONAL ...	22
4. INTERÉS INSTITUCIONAL.....	23
5. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA METODOLOGÍA	24
2. II. EL GAS NATURAL.....	26
2.1 INTRODUCCIÓN	26
2.2 FUENTES DE ENERGÍA Y SU CLASIFICACIÓN	28
2.2.1 ENERGÍAS RENOVABLES	29
2.2.2 COMBUSTIBLES FÓSILES.....	32
2.3 EL GAS NATURAL.....	34
2.3.1 GAS CONVENCIONAL.....	34
2.3.2 GAS NO CONVENCIONAL	35
2.4 CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL	38
2.4.1 PODER CALORÍFICO	39
2.5 TECNOLOGÍAS DE EXPLOTACIÓN DEL GAS NATURAL.....	40
2.6 RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL	43
2.7 RESERVAS DE GAS NO CONVENCIONAL.....	48
2.8 EL GAS NATURAL LICUADO	50



2.8.1	ETAPAS DE LA CADENA DEL GAS NATURAL LICUADO	50
2.9	GAS NATURAL COMPRIMIDO.....	52
2.10	DESVENTAJAS DEL GAS NATURAL	53
2.10.1	PÉRDIDAS.....	53
2.10.2	ENERGÍA NO RENOVABLE	54
2.11	PRODUCCIÓN, CONSUMO Y MERCADO DEL GAS NATURAL	54
2.11.1	PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL	54
2.11.2	CONSUMO.....	55
2.11.3	MERCADO	56
2.12	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.....	58
3.	III. SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS FUTURAS DEL USO DEL GAS NATURAL EN EL ECUADOR	61
3.1	INTRODUCCIÓN	61
3.2	EL SECTOR HIDROCARBURIFERO DEL ECUADOR	61
3.3	BREVE HISTORIA DEL GAS NATURAL EN EL ECUADOR.....	66
3.4	EL GAS NATURAL FRENTE A OTROS HIDROCARBUROS UTILIZADOS EN EL ECUADOR.....	69
3.4.1	EFICIENCIA	70
3.4.2	EMISIONES.....	71
3.4.3	PRECIOS	72
3.4.4	APLICACIONES DEL GAS NATURAL	74
3.5	PERSPECTIVAS DE USOS DE GAS NATURAL EN EL ECUADOR	78
3.5.1	INDUSTRIAL	79
3.5.2	TRANSPORTE. GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR (GNCV)	80
3.5.3	DOMÉSTICO	81
3.5.4	OTROS.....	81
3.6	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO	81
4.	IV. ESTADO ACTUAL DEL PARQUE INDUSTRIAL DE CUENCA.....	84
4.1	INTRODUCCIÓN	84
4.2	DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL	84
4.2.1	OBJETIVOS DEL PARQUE INDUSTRIAL.....	86
4.2.2	ZONIFICACIÓN	86
4.2.3	CAPACIDAD.....	86



4.3 NUMERO DE FÁBRICAS DENTRO DEL PARQUE INDUSTRIAL DE CUENCA.....	87
4.4 DETERMINACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES EMPLEADOS POR FÁBRICAS DEL PIC	88
4.4.1 TIPOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN EL PIC	90
4.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO	91
5. V. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA EXPLOTACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL PARQUE INDUSTRIAL DE CUENCA.....	94
5.1 INTRODUCCIÓN	94
5.2 CONVERSIÓN DE EQUIPOS DE CONSUMO	96
5.3 ALTERNATIVAS PARA SUMINISTRO DE GAS NATURAL AL PIC.....	98
5.3.1 GASODUCTO.....	99
5.3.2 GASODUCTO VIRTUAL.....	100
5.3.3 PLANTA SATÉLITE DE REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO	103
5.3.4 DISEÑO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL..	104
5.3.5 ANÁLISIS DE UBICACIÓN	106
5.4 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO	108
6. VI. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD FINANCIERA PARA EXPLOTACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL PIC	110
6.1 INTRODUCCIÓN	110
6.2 DETERMINACIÓN DE COSTOS PARA EXPLOTACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL PIC	111
6.2.1 DETERMINACIÓN DE COSTOS DE UNA PLANTA SATÉLITE DE REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO (PSR)	112
6.2.2 DETERMINACIÓN DE COSTOS POR CONVERSIÓN DE EQUIPOS DE CONSUMO	114
6.2.3 DETERMINACIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL PARA LAS INDUSTRIAS DEL PIC.....	116
6.2.4 DETERMINACIÓN DE COSTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL.....	117
6.3 ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO	118
6.3.1 ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN.....	119
6.3.2 ANÁLISIS DE FINANCIAMIENTO	121
6.3.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	121
6.3.4 ANÁLISIS DE EGRESOS	122



6.3.5 ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD.....	125
6.4 ANÁLISIS DE COSTO BENEFICIO PARA LA INDUSTRIA.....	126
6.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO	128
7. CAPITULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	131
8. BIBLIOGRAFÍA	135
9. ANEXOS	141



ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1.1 Consumo mundial de energía	19
Gráfica 1.2 Reservas probadas de gas en Centro y Sud América en el 2010	19
Gráfica 1.3 Histórico de reservas probadas en GN en Sud y Centro América.	20
Gráfica 1.4 Histórico de precios de GLP.....	21
Gráfica 2.1 Consumo mundial de energía primaria en 1973 y 2009	27
Gráfica 2.2 Composición Típica del GN.....	39
Gráfica 2.3 Reservas probadas de petróleo por región	44
Gráfica 2.4 Reservas probadas de GN por región	45
Gráfica 2.5 Reservas probadas de petróleo y GN por región	46
Gráfica 2.6. Reservas Probadas de petróleo y GN a Diciembre de 2013, en América Latina	47
Gráfica 2.7 Reservas Historicas de GN en el Ecuador	48
Gráfica 2.8 . Perspectiva de reservas de shale gas y gas convencional por región	49
Gráfica 2.9 Producción total de GN por Región (Billones de m ³)	55
Gráfica 3.1 Oferta de Energía en el Ecuador en el año 2010.	62
Gráfica 3.2 Demanda de Energía primaria en el Ecuador por tipo de Combustible	63
Gráfica 3.3 Oferta de Derivados de Petróleo en el Ecuador	64
Gráfica 3.4 Importación de derivados (en miles de barriles)	64
Gráfica 3.5 Ingresos y egresos por la comercialización interna de derivados Importados (en miles de dólares).	65
Gráfica 3.6 Demanda de energía primaria total de Ecuador por sector	70
Gráfica 3.7 Precios del GN y del petróleo crudo.....	74
Gráfica 3.8 Usos del gas natural	75
Gráfica 3.9 Estructura sectorial de la demanda de energía escenario tendencial del Ecuador	79
Gráfica 4.1 Tipo de combustibles en las fábricas del Parque Industrial de Cuenca	90



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Tipos de tecnologías consideradas como renovables.....	31
Tabla 3.1 Propiedades del GN y otros combustibles	71
Tabla 3.2 Precios del GN y el petróleo crudo	73
Tabla 3.3 Tabla comparativa de Frecuencia de Mantenimiento según el tipo de Combustible.	78
Tabla 4.1 Distribución de lotes del Parque Industrial de Cuenca.....	87
Tabla 4.2 Clasificación y Cuantificación de las Industrias en el PIC	87
Tabla 4.3 Consumo energético de las industrias que generan emisiones en el PIC, por tipo de Combustible.	89
Tabla 5.1 Características energéticas del PIC.....	105
Tabla 5.2: Clasificación de la instalación según Norma UNE 60210.....	107
Tabla 6.1: Cotización para suministro, montaje y puesta en marcha de una PSR	113
Tabla 6.2: Cotización para un sistema interno de Distribución de GN para una industria tipo en el PIC.	115
Tabla 6.3. Cotización para suministro e instalación de un sistema centralizado de distribución de gas natural para el PIC.*.....	118
Tabla 6.4: Inversiones Fijas.....	120
Tabla 6.5: Inversiones Diferidas	120
Tabla 6.6: Inversión Inicial de Capital de Trabajo	120
Tabla 6.7: Resumen de Inversiones	121
Tabla 6.8: Análisis de Financiamiento	121
Tabla 6.9: Ingresos	122
Tabla 6.10: Proyección de Ingresos	122
Tabla 6.11: Costos de Producción.....	123
Tabla 6.12: Gastos de Administración.....	123
Tabla 6.13: Gastos de Ventas	124
Tabla 6.14: Gastos Financieros.....	124
Tabla 6.15: Resumen de Costos y Gastos	124
Tabla 6.16: Análisis de Rentabilidad	125
Tabla 6.17: Cuadro de precios de otros combustibles en unidades energéticas.	126



Tabla 6.18: Variables consideradas en un análisis de rentabilidad para cambio de Bunker a GN para una industria tipo en el PIC.....	127
Tabla 6.19: Análisis de rentabilidad para el cambio a GN de una Industria tipo en el PIC	128

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 2.1 Formación rocosa de tipo Shale	36
Ilustración 2.2 Vista microscópica de un reservorio tradicional de gas en arenas	37
Ilustración 2.3 Esquema geológico de las fuentes de GN.....	41
Ilustración 2.4. Etapas de la cadena del GNL.....	52
Ilustración 3.1 Sectores factibles de aplicar el gas natural y beneficios esperados.	
.....	69
Ilustración 4.1 Ubicación del Parque Industrial de Cuenca	85
Ilustración 5.1 Beneficios esperados con la sustitución de combustibles	95
Ilustración 5.2. Caldera tipo pirotubular	97
Ilustración 5.3: Proceso para quemar combustibles líquidos.	97
Ilustración 5.4: Proceso para quemar GN.....	98
Ilustración 5.5: Esquema de Distribución del GN.....	100
Ilustración 5.6: Gasoducto Virtual: Estación Madre, Transporte de los Módulos de almacenamiento y Estación hija.	102
Ilustración 6.1: Esquema típico de una instalación de GN en una Industria.....	115



CERTIFICADO DE PROPIEDAD INTELECTUAL

Yo, Ma. Fernanda López Lozano, autora de la tesis “Explotación del gas natural en el sector fabril del parque industrial de Cuenca”, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Magister en planificación y gestión energética.

El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, 24 de Marzo de 2014.

Ing. María Fernanda López

010213349-3



CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD DEL AUTOR

Yo, María Fernanda López Lozano, autora de la tesis ““Explotación del gas natural en el sector fabril del parque industrial de Cuenca”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autora.

Cuenca, 24 de Marzo de 2014.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Fernanda López".

Ing. María Fernanda López
010213349-3



DEDICATORIA

Josué, para ti mi esfuerzo, dedicación y mis los logros!, en la vida nunca terminamos de aprender, espero con este ejemplo, demostrarte que debemos esforzarnos día a día. Gracias por permitirme un poco de nuestro tiempo para realizar este trabajo.

Antonio, mi apoyo
incondicional y gran ejemplo,
para usted mi esfuerzo
plasmado en este documento,
mil Gracias por ser y estar.



AGRADECIMIENTO

A mis padres, quienes con su apoyo y ejemplo de continua superación, me guiaron para el logro de todas mi metas, a ustedes Gracias Mil.

A mi estimado Director, Pablo Cisneros, quien con su conocimiento y experiencia, supo guiarme para poder culminar este trabajo.



OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL:

Evaluar la factibilidad de Uso del Gas Natural en el sector fabril del parque Industrial de Cuenca.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Conocer la situación global del mercado del gas natural, su etapa de obtención y producción, y sus características generales.
- Presentar la situación del mercado del gas natural en el Ecuador, reservas, producción, consumo y su uso potencial.
- Investigar la demanda energética del Parque Industrial de Cuenca, así como el potencial cambio de su matriz energética.
- Analizar las alternativas tecnológicas para cambiar la matriz energética del Parque Industrial de Cuenca, utilizando como combustible el gas natural.
- Determinar la factibilidad financiera de realizar el cambio de matriz energética actual por otra basada en gas natural.
- Discutir en forma objetiva de los resultados de la investigación.

HIPÓTESIS

El sector productivo del parque Industrial de Cuenca por su localización, tamaño y cantidad de empresas, es un entorno apropiado para analizar la posibilidad de realizar un cambio de matriz energética basada en combustibles como diesel, bunker, gas licuado de petróleo, por otra basada en gas natural.

Mediante esta investigación se pretende demostrar que:

“Es factible técnica y económicoamente, el empleo del gas Natural en el sector fabril del Parque Industrial de Cuenca, generando una solución que permite a las industrias reducir sus costos energéticos y tener beneficios ambientales”



CAPÍTULO I
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA



1. I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1. INTRODUCCIÓN

La energía es una parte fundamental en el desarrollo y crecimiento de la economía mundial, pero es importante señalar que no es la energía en sí misma la que tiene valor para las personas sino los servicios que ésta presta.

Los servicios energéticos cubren una demanda amplia y variada de: iluminación, confort (calefacción, aire acondicionado), refrigeración, transporte, comunicación, tecnologías de información, producción de bienes y servicios, entre otros. La economía requiere energía para su funcionamiento y la tendencia mundial muestra crecimiento de la demanda energética conforme crece la economía (ENERGIA, 2007).

El sistema energético básicamente comprende dos sectores: la oferta energética y la demanda de energía. Las tecnologías de uso final permiten que la energía se transforme en servicios energéticos. La oferta energética engloba procesos que van desde la extracción o uso de recursos para generar energía (petróleo, gas, carbón, agua), pasando por la conversión en formas más útiles y valiosas (electricidad, gasolina, etc.), hasta la transmisión y entrega a los usuarios finales.

El sistema energético es impulsado por la demanda de servicios energéticos, pero la disponibilidad de energía y flujos energéticos está determinada por los recursos y procesos de conversión existentes. Por lo tanto, los flujos energéticos y la demanda por energía interactúan conjuntamente. Los resultados de estas interacciones están representados en los balances energéticos de un país, de una región o a nivel mundial. Estos balances energéticos reflejan la estructura del sector energético, es decir la matriz energética, expresando las tendencias en producción y consumo de energía por fuentes y sectores (CEDA, 2011).

El panorama energético mundial se caracteriza, entre otras cosas, por el alto precio del petróleo, lo que ha incentivado un uso más intensivo del Gas Natural (GN). La percepción del GN hoy en día es radicalmente diferente a lo que era

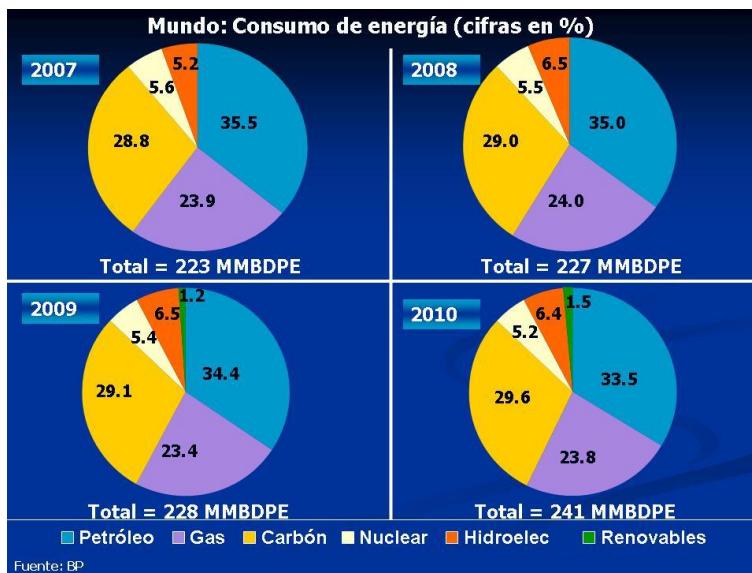


hace 10 o 20 años. En el pasado, el GN se percibía como un combustible noble, reservado para los usos de primera, y por lo tanto no solía consumirse en el sector de la transformación. Hoy en día se usa en toda una gama de sectores y aplicaciones, y experimenta un crecimiento significativo como combustible para la generación eléctrica. Los avances en la tecnología de turbinas a gas han mejorado substancialmente la posición del gas en la generación eléctrica, tanto para los generadores con turbinas de gas de ciclo combinado (TGCC) como para las centrales que generan una combinación de calor y electricidad (o CHP¹, por sus siglas en inglés) (ENERGIA, 2007). El GN ofrece muchas ventajas a comparación de otros combustibles fósiles como la emisión de gases de efecto invernadero relativamente baja, alta eficiencia energética, costos de capital relativamente bajos, facilidad de uso y limpieza (EIA, 2010). El gas es el más limpio entre los combustibles fósiles y su demanda se favorecerá por motivos ambientales (ENERGIA, 2007).

Lo antes expuesto ha llevado al GN a convertirse en una parte fundamental de las políticas energéticas nacionales en muchos países alrededor del mundo. Representa el 23.8% de la matriz energética mundial (241 Millones de barriles equivalentes de petróleo por día, MMBDEP) y la demanda está creciendo, especialmente en el sector de la electricidad en los países de la OCDE² (ENERGIA, 2007). En la Gráfica 1.1, se muestra la composición del consumo mundial de energía, y su evolución.

¹ Combined Heat and Power

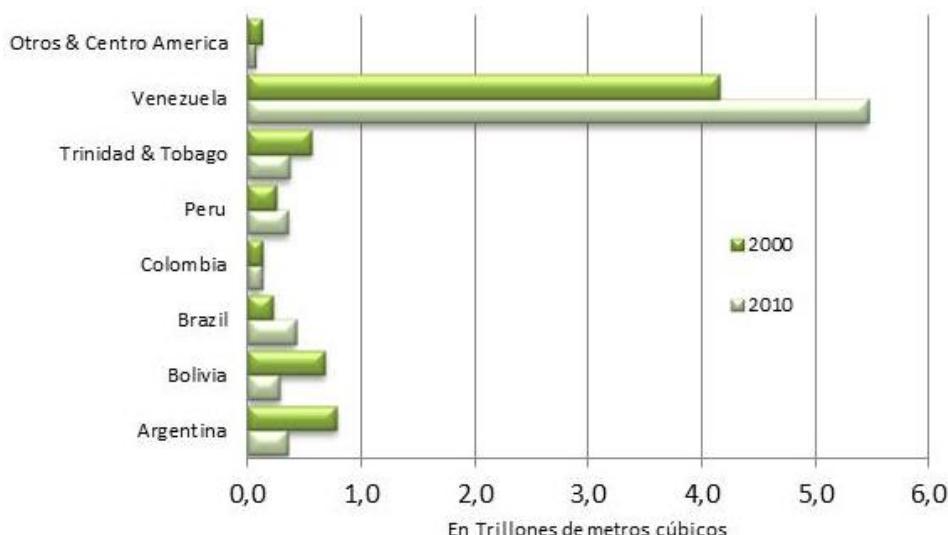
² La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) es una organización de cooperación internacional, compuesta por 34 estados, que proporcionaban al mundo el 70% del mercado mundial y representaban el 80% del Producto Interno Bruto mundial en 2007.



Gráfica 1.1 Consumo mundial de energía.

Fuente: (ENERGIA, 2007)

En América Latina, la importancia del GN como recurso energético crece continuamente y es cada vez más utilizado como fuente de energía en los sectores Industrial, comercial y doméstico. América Latina y Centro América cuentan con cerca del 4% de las reservas de GN (Gráfica 1.2), cerca del 6% de la producción y un 6% del consumo en el mundo (EIA, 2010).

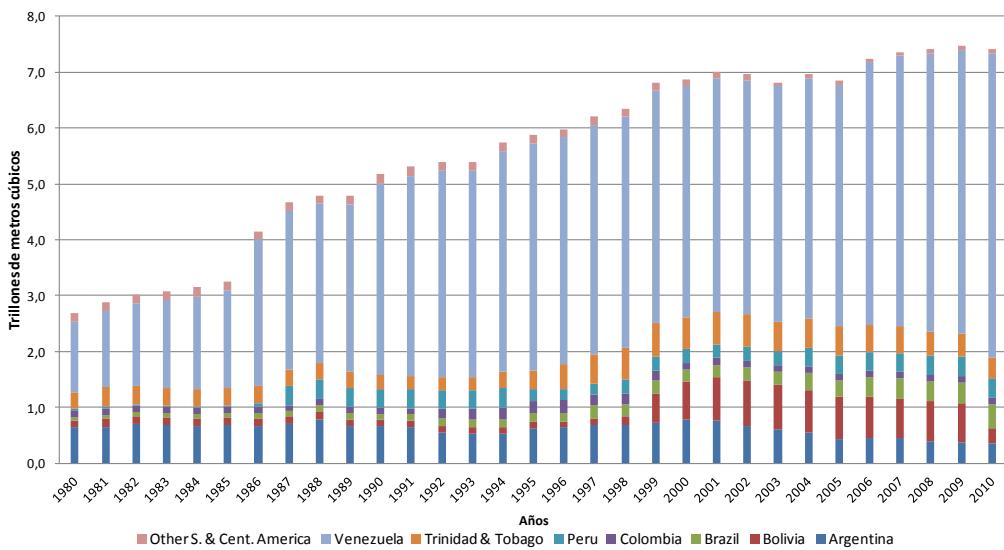


Gráfica 1.2 Reservas probadas de gas en Centro y Sud América en el 2010

Fuente: (EIA, 2010)



De acuerdo al reporte estadístico 2011 sobre energía, publicado por la empresa petrolera British Petroleum, se conoce que las reservas de GN de los países de la región se han casi triplicado en los últimos 30 años, según se muestra en el Gráfica 1.3.



Gráfica 1.3 Histórico de reservas probadas en GN en Sud y Centro América.

Fuente: (ENERGIA, 2007)

El Ecuador posee reservas probadas de GN de 7,985 miles de millones de metros cúbicos a enero del año 2011 (CIA, 2011). Estas reservas, se han venido explotando en el Campo Amistad desde el año 2003, y han sido utilizadas para la producción de energía eléctrica. En el año 2010 el Gobierno inició el proyecto de construcción de una planta de Licuefacción de GN para abastecer de este combustible a comunidades cercanas y al sector industrial que lo requiera (MRNNR, 2012).

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

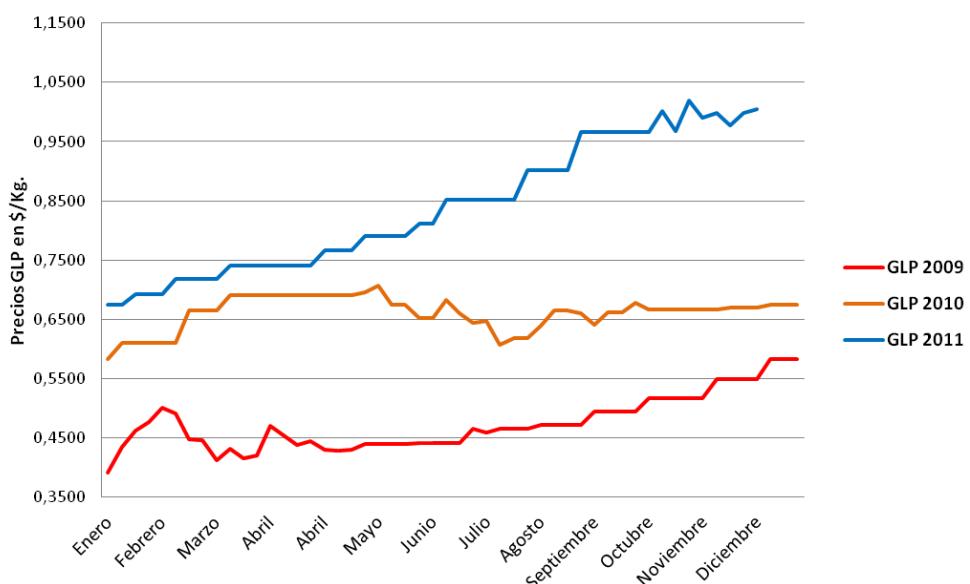
De acuerdo a las declaraciones del gobierno, la petrolera estatal Petroecuador perforará dos pozos nuevos y rehabilitará tres pozos más en el Bloque 3, para incrementar la producción de GN en el Campo Amistad, el mismo que se encuentra ubicado en el Golfo de Guayaquil, en las proximidades de la Isla Santa Clara, aproximadamente a unos 55 Km. de la ciudad de Machala. Por otro lado, según las proyecciones del Ministerio de Recursos Naturales No Renovables (MRNNR), el aumento de producción de gas del Campo Amistad será de 35 a 50



millones de pies cúbicos por día a corto plazo y de 50 a 80 millones de pies cúbicos hasta finales de 2012.

En la actualidad el país está realizando nuevas exploraciones dentro del campo Amistad y en otros campos concesionados a empresas extranjeras, datos preliminares indican que las reservas de estos campos podrían abastecer el mercado local por al menos 70 años (MRNNR, 2012). El uso de este combustible permitirá, de acuerdo a lo manifestado por el gerente de GN de Petroecuador Jorge Icaza, un ahorro para el Estado superior a los 500 millones de dólares por año, al dejar de importar diesel y gas licuado de petróleo (GLP).

Es de anotar que el incremento de los precios internacionales de los derivados del petróleo especialmente del gas licuado de petróleo (GLP) y diesel, ha provocado la búsqueda de combustibles más económicos, por ello la industria en general está optando por el uso del GN. En la Gráfica 1.4 se puede observar el incremento de los precios del GLP en los últimos 3 años, lo cual dentro del sector industrial cada vez se vuelve insostenible.



Gráfica 1.4 Histórico de precios de GLP.

Fuente: (EPP11)

La mayoría de combustibles en el Ecuador, no tienen subsidio para el sector Industrial, por tanto es importante aprovechar una energía primaria autóctona,



como lo es el GN, que resulta ser más económica en relación a otros combustibles. De acuerdo a la Constitución de la República del Ecuador de 2008, el Estado es propietario absoluto de los depósitos de hidrocarburos en todo el territorio.

3. CONTEXTO DE LA SITUACIÓN ENERGÉTICA LOCAL Y NACIONAL

En lo referente al uso de energía, en el Ecuador se tiene una serie de problemas no resueltos, que es necesario considerarlos, como parte de esta investigación. Si bien es cierto no se analiza individualmente cada uno de ellos, el presente documento mantiene latente cada una de las siguientes problemáticas:

- Dependencia de la Importación de Combustibles.
- No se utilizan recursos naturales propios, un ejemplo claro es el petróleo ecuatoriano el cual es exportado a otros países como materia prima pero sus derivados y subproductos son importados, con el consecuente incremento de costos.
- Uso de combustibles económicamente no competitivos en el sector industrial con respecto a otros países.
- El combustible más utilizado en la industria latinoamericana es el GN, por tanto industrias que utilicen combustibles más costosos (como en el caso ecuatoriano) disminuyen su competitividad dentro de la región.
- La gran influencia de los costos de energía, en los costos de producción; por ejemplo en la industria cerámica, el costo de energía oscila entre el 25 y el 40% del costo total del producto, (según el tipo de producto y de tecnología), (Campos Avella, y otros, 2007).
- En el Ecuador al no existir un mercado de GN, el gas asociado al petróleo que se obtiene en los bloques de extracción, así como en las refinerías, es en su mayoría desaprovechado.
- Las industrias del parque Industrial de Cuenca utilizan principalmente fuel oil, diesel y GLP, combustibles que deben ser importados³ por el Gobierno para cubrir la demanda interna.

³ El Ecuador importa aproximadamente el 60% del total del consumo interno de Diesel y el 75% del total del consumo interno de GLP. (BANCO CENTRAL DEL ECUADOR, 2013)



Con estos antecedentes, el problema evidente en el contexto local es:

El sector productivo del parque Industrial de Cuenca no es competitivo a nivel internacional debido, entre otros factores, al alto costo de los combustibles.

Además, considerando que para el Ecuador cambiar la matriz energética es un tema prioritario, este trabajo tiene como objetivo general evaluar la factibilidad de uso del GN en el sector fabril del parque Industrial de Cuenca.

4. INTERÉS INSTITUCIONAL

Se asume que son tres las entidades gubernamentales y no gubernamentales que están relacionadas con la implantación de este combustible en la localidad:

- **Gobierno Nacional:** El GN es un recurso propio del Estado que no requiere refinación (Energía Primaria), por tanto su uso reemplazaría la importación de otros combustibles, lo cual generaría un ahorro al Estado ecuatoriano. El uso del GN permitirá, un ahorro para el Estado superior a los 500 millones de dólares por año (MRNNR, 2012), al dejar de importar diesel y gas licuado de petróleo (GLP). Al crear la necesidad del uso del GN en el sector fabril del Parque Industrial de Cuenca se crearía un mercado para este producto el mismo que generará una demanda que podría desembocar en que el GN ya no se quemé en las refinerías y plataformas de extracción sino que se envié (sea por gasoducto o de manera comprimida) hacia el nuevo mercado. Para esto tanto la empresa petrolera del estado Petroecuador como el ente de control ARCH (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero) deben interactuar e involucrarse en los proyectos.
- **Municipio de Cuenca (ETAPA):** El involucramiento de esta entidad es muy importante para el desarrollo de la ciudad, puesto que se requiere:



- Modificación de la Infraestructura de las redes de servicios públicos en el Parque Industrial de Cuenca.
- Establecer Ordenanzas que viabilicen el uso del GN en el parque Industrial de Cuenca.
- **Cámara de Industrias de Cuenca:** Este gremio es uno de los primeros interesados en masificar el uso del GN en la ciudad, ya que al ser mucho más económico que el GLP, los productos producidos en la industria local pueden ser más competitivos a nivel nacional e internacional. Es decir, el uso de este combustible permitiría: disminuir las emisiones en el Parque Industrial de Cuenca por el uso de un combustible limpio, aumentar en la competitividad y desarrollo de la industria local.

5. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA METODOLOGÍA

Este estudio, analizará variables tales como: volumen de GN requerido para el total de empresas ubicadas en el Parque Industrial de Cuenca. Para ello se definirá el tipo de combustible que las industrias utilizan, así como su consumo. También se establecerán los costos de la inversión necesaria para el uso del GN en la industria (costo de gasoducto general o tubería matriz, costo de acometidas y el costo de cambio de tecnología, entre otros). Para definir la factibilidad, este estudio se plantea determinar:

La cantidad de energía calórica que requiere el sector fabril del Parque Industrial de Cuenca para sus procesos productivos.

Realizar una validación técnica y económica del uso del GN en el sector fabril del Parque Industrial de Cuenca.



II CAPÍTULO

EL GAS NATURAL



2. II. EL GAS NATURAL

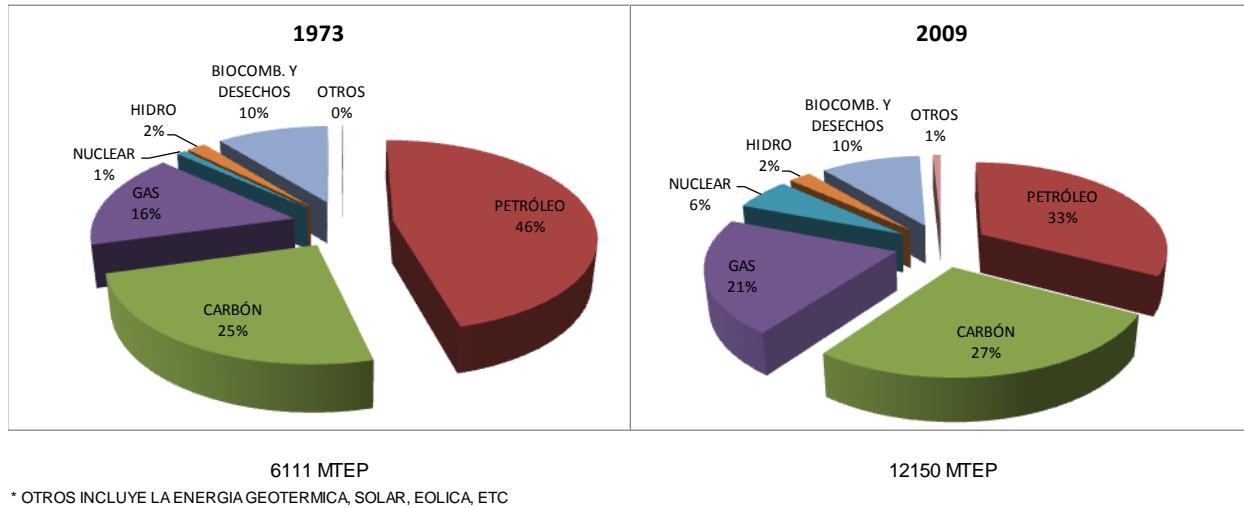
2.1 INTRODUCCIÓN

Durante la última década el gas natural (GN) ha tomado un papel preponderante dentro de la matriz energética mundial por su precio competitivo, sus beneficios ambientales y la relativa abundancia de este combustible en varias regiones del planeta. El GN se puede obtener tradicionalmente del subsuelo (yacimientos) mediante perforaciones, donde se encuentra en cavidades formadas por rocas impermeables, sólo o en compañía de petróleo. En el primer caso se denomina gas libre mientras que en el segundo se lo conoce como gas asociado. Actualmente las alternativas de obtención de gas se han expandido a la exploración y explotación de gases no convencionales, los cuales han permitido la incorporación de nuevas reservas alrededor del mundo.

El consumo total de energía se suele expresar como energía primaria, pues se refiere al total de fuentes básicas de energía que se utiliza para generar los servicios energéticos. En los últimos 200 años, el uso de energía primaria ha crecido veinte veces mientras que la población se ha multiplicado por seis. Dicho aumento está estrechamente relacionado al crecimiento poblacional y al crecimiento de la economía, especialmente en países desarrollados (CEDA, 2011).

Diferentes estudios y análisis de la evolución de la demanda energética mundial coinciden en señalar que los principales incrementos de dicha demanda provendrán de los países en desarrollo. Enfatizan la dificultad de reemplazar, al menos en los próximos 20 años, el creciente uso de los combustibles fósiles, en especial petróleo, gas y carbón (aproximadamente 65% a 70% de la matriz energética mundial en el futuro previsible). En este contexto se presume que el petróleo de fácil ubicación y a bajo costo ha sido ya descubierto y desarrollado en su gran mayoría (Franca, y otros, 2013).

De acuerdo a las estadísticas publicadas por la empresa British Petroleum sobre el consumo mundial de Energía (Gráfica 2.1), desde 1973 al año 2009, se ha duplicado el consumo de energía en el mundo, es decir en cerca de 40 años.



* OTROS INCLUYE LA ENERGIA GEOTERMICA, SOLAR, EOLICA, ETC

Gráfica 2.1 Consumo mundial de energía primaria en 1973 y 2009

Fuente: British Petroleum

Como se muestra, la energía primaria de mayor importancia en la matriz energética mundial es el petróleo, aunque su participación en términos porcentuales es decreciente. Así, mientras en 1973 el consumo de petróleo fue de 2770,9 MTEP lo que representó el 46% de toda la matriz energética; en el año 2009 dicho consumo creció a 3908,7 MTEP, pero tan sólo representó el 33%.

La matriz energética mundial ha sustentado su crecimiento en combustibles fósiles. Si bien es cierto, la participación del petróleo ha disminuido, otros combustibles fósiles como el GN o el carbón lo han ido sustituyendo. Dando como resultado que más del 80% de toda la energía primaria consumida en el mundo, se base en este tipo de fuente considerada como no renovable (AIE, 2007).

El uso de estos combustibles fósiles ha traído como consecuencia la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), dióxido de carbono CO₂, u otros contaminantes como el monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO₂) y materiales particulados (PM). Asociado a estos GEI y contaminantes están presentes algunos de los más críticos problemas



ambientales como el cambio climático, la contaminación del aire, y otros que provocan la pérdida paulatina de los ecosistemas (CEDA, 2011).

2.2 FUENTES DE ENERGÍA Y SU CLASIFICACIÓN

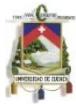
Todo elemento o producto, natural y artificial, del cual podemos obtener energía en cualquiera de sus formas o manifestaciones es considerada una como “fuente de energía”, sin embargo en el ámbito de las estadísticas energéticas, se consideran como fuentes de energía solamente a aquellos elementos de los cuales se puede obtener calor y/o electricidad (AIE, 2007).

La cuantificación de la energía desde el punto de vista estadístico, se calcula considerando las fuentes de las cuales se extrae (AIE, 2007), con las siguientes distinciones:

- Fuentes combustibles, como sólidos, líquidos y gases, que se pueden medir mediante unidades físicas de masa o de volumen; o en unidades energéticas, de acuerdo a su capacidad de producir calor por combustión (poder calorífico).
- Fuentes no combustibles, como la solar, geotermia, hidroenergía y energía eólica, las cuales se medirán solamente en unidades energéticas de acuerdo a su capacidad de generar electricidad y calor.

Por otro lado, existen además fuentes de energía que por su proceso o forma de obtención se clasifican en primaria o secundaria.

Como fuentes de energía primaria se considera los elementos en su estado natural, es decir que no han sufrido ningún tipo de transformación física o química mediante la intervención humana. Se las puede obtener de la naturaleza, ya sea: en forma directa como en el caso de la energía hidráulica, solar, la leña y otros combustibles vegetales; o después de un proceso de extracción como el petróleo, GN, carbón mineral, geoenergía, etc. Las fuentes primarias de energía, están subdivididas en dos grupos:



- a) las fuentes no renovables de energía, como son los combustibles fósiles y la energía nuclear y
- b) las fuentes renovables de energía como la hidroenergía, la energía eólica, la energía solar, la biomasa, etc.

Existen también fuentes de energías secundaria las cuales resultan en productos energéticos que se obtienen mediante la transformación de fuentes de origen primario sea éste fósil o Renovable o de otras fuentes secundarias (ENERGIA, 2007). Dentro de la Energía secundaria se considera los siguientes productos:

Electricidad	Productos petroleros secundarios	Derivados de carbón mineral	Derivados de biomasa o bio-combustibles
	<ul style="list-style-type: none">• Gas licuado de petróleo (GLP)• Gasolinas para motor• Nafta• Kerosene y jet fuel• Diesel y gas oil• Fuel oil• Coque de petróleo• Gas de refinería (no gas licuado)• Otros productos petroleros energéticos• Productos petroleros no energéticos	<ul style="list-style-type: none">• Coque de carbón mineral• Gas de coquería• Gas de Alto Horno	<ul style="list-style-type: none">• Carbón vegetal• Biocombustibles• Etanol• Biodiesel• Biogás

2.2.1 ENERGÍAS RENOVABLES

Se consideran energías renovables a aquellos recursos no fósiles de períodos de formación relativamente cortos o continuos, es decir que bajo un régimen de explotación racional, su disponibilidad no disminuye con el tiempo, por tanto en el caso de la energías renovables no se miden las reservas sino su potencial energético, para lo cual se estima la capacidad que tiene un país o una región para aprovechar los recursos naturales no renovables con fines energéticos. Para esto es necesario distinguir dos tipos de fuentes renovables:



- a) Las fuentes intangibles: no pueden ser cuantificadas en unidades de masa o volumen y por lo tanto su potencial se mide por la capacidad de producción de energía de uso final, generalmente la electricidad. Se incluyen en este concepto la hidroenergía, la geotermia, la energía eólica, la energía solar y otras renovables como la mareo motriz.
- b) Las fuentes tangibles: pueden ser cuantificadas en unidades de masa o volumen y por lo tanto su potencial se mide directamente por la cantidad de recurso disponible o recuperable de la naturaleza. Se incluye en este concepto la biomasa destinada a uso energético.

La Tabla 2.1, muestra una descripción general de las diferentes fuentes consideradas como renovables⁴:

⁴ Es importante señalar que en el Ecuador existe un gran potencial de biomasa del cual se puede obtener los 3 tipos de biocombustibles antes señalados (etanol, biodiesel y biogás). Particularmente en la ciudad de Cuenca, la Empresa Pública Municipal de Aseo, EMAC EP, impulsa el Proyecto de Biogás en el Relleno Sanitario de Pichacay". EMAC EP posee los estudios para captar y usar el gas metano, producto de la descomposición de cerca de 400 toneladas diarias de desechos sólidos, generados en la ciudad, a fin de disminuir la emisión de efecto invernadero y al mismo tiempo, aprovechar el hidrocarburo para generar electricidad (Eastern Research Group Inc., 2007). El Relleno Sanitario de Pichacay se desarrolla, al momento, en un área de 16 hectáreas, donde se pretende depositar los desechos hasta el año 2021, hasta el cual se prevé acumular un total de 2,7 millones de toneladas (EMAC EP, 2012) Una buena calidad de biogás (alto contenido de metano con bajos niveles de oxígeno y nitrógeno) puede ser utilizada como combustible para compensar el uso de combustible fósil convencional. El valor calorífico se extiende típicamente de 15 a 18 Mega joule (MJ) por metro cúbico, lo cual es aproximadamente la mitad de valor calorífico del GN.



Tabla 2.1 Tipos de tecnologías consideradas como renovables

Fuente: (Roldán, 2009).

Tipo	Breve descripción	Recurso
Hidráulica	La energía potencial del agua se transforma en energía cinética y ésta a su vez en energía mecánica, por medio de turbinas hidráulicas.	Esta energía es la contenida en una masa de agua elevada respecto a un nivel de referencia (está en función de la diferencia en nivel/altura del agua entre dos puntos). Se obtiene a partir de cualquier masa de agua en movimiento.
Fotovoltaica	Central que genera electricidad en base a la energía de los fotones de la luz solar, que al impactar las placas de material semiconductor (celdas solares) del panel solar fotovoltaico, desprenden los electrones de su última órbita, los mismos que al ser recolectados forman una corriente eléctrica.	Es la energía procedente del Sol que llega a la superficie de la Tierra en forma de radiación (ultravioleta, visible e infrarroja).
Eólica	La energía cinética del viento mueve palas que transmiten mediante un eje la energía a un generador eléctrico.	Es la energía cinética de una masa de aire en movimiento. Se produce por las diferencias de temperatura, originadas por diferentes intensidades de radiación solar, a nivel global y local, las cuáles producen corrientes ascendentes y descendentes.
Geotérmica	Central que genera electricidad utilizando como energía primaria el vapor proveniente del interior de la tierra.	Proviene del calor acumulado en el interior de la tierra, en su magma fundido. Se aprovecha en aquellas zonas en donde el calor se aproxima a la superficie (3 a 5 Km), ya sea en forma de corrientes de agua subterráneas o rocas calientes.
Biomasa	Se emplea para producir energía térmica y/o eléctrica a través de sus tres tipos: 1. Biocombustible sólido: Se quema la biomasa de manera directa produciendo calor, el mismo que se usa para evaporar agua y transformarla en energía mecánica con una turbina. 2. Biocombustibles líquidos: se obtienen mediante procesos químicos como la hidrólisis o la transesterificación de la biomasa. 3. Biogás: Se obtienen a través de procesos químicos por descomposición anaerobia en biodigestores o de pirolisis utilizando el método de Gasificación (Fishertrops). Los biocombustibles líquidos y gaseosos se usan para alimentación de motores.	La biomasa es materia biológicamente renovable, cuya energía proviene del sol. Se puede presentar ya sea en vegetales (biomasa natural, cultivos energéticos), animales (excrementos purines), residuos humanos (residuos sólidos, procedentes de desechos domésticos, comercio, fábricas u otras actividades). Se estima que el potencial teórico de la biomasa puede llegar a ser de hasta 1500 EJ/año, 30 veces más del consumo actual. Si a este potencial se aplica restricciones de sustentabilidad, entonces la estimación queda entre 200 y 500EJ/año, lo cual representaría una opción amplia de energía (entre la tercera y cuarta parte del total) si la demanda futura total de energía primaria al 2050 se estima entre 600-1000EJ/año



2.2.2 COMBUSTIBLES FÓSILES

Los recursos fósiles agotables en el tiempo y con un período de formación de muy largo plazo, son considerados fuentes de energía no renovables, entre las principales fuentes primarias se tiene:

- Petróleo primario
- Carbón mineral
- Gas natural

2.2.2.1 *Petróleo primario*

Se considera en este grupo el conjunto de hidrocarburos que constituyen los principales insumos a refinerías y plantas de fraccionamiento, a partir de los cuales se obtienen los productos petroleros secundarios. En casos específicos se los emplea también como consumo final en determinadas actividades industriales. A este grupo de energéticos se lo ha subdividido en tres categorías: a) petróleo crudo, b) líquidos de GN (LGN) y c) otros hidrocarburos. (OLADE, 2011)

- a) Petróleo crudo: Es una mezcla compleja de hidrocarburos, de distinto peso molecular en la que hay una fracción generalmente pequeña de compuestos que contienen azufre y nitrógeno. La composición del petróleo es variable y puede dividirse en tres clases de acuerdo a los residuos de la destilación: como parafinas, asfaltos o una mezcla de ambos. En su estado natural se encuentra en fase líquida y permanece líquido en condiciones normales de presión (1 atmósfera) y temperatura (0°C), aunque en el yacimiento, puede estar asociada con hidrocarburos gaseosos. En este concepto se incluyen los líquidos del gas asociado que se condensan al salir a la superficie, en las instalaciones de producción (condensados de petróleo) u otros hidrocarburos líquidos que sean mezclados con el caudal comercial de petróleo crudo. El petróleo crudo, es el principal insumo a las refinerías, para la elaboración de los productos petroleros o derivados.
- b) Líquidos de GN: Son los hidrocarburos de bajo peso molecular licuables, recuperados del GN asociado o libre, en las plantas de separación o procesamiento; o que se condensan durante el manejo, transporte y



compresión del GN. Incluyen el propano, el butano, el etano y pentanos y constituyen insumos a las refinerías y plantas de fraccionamiento.

- c) Otros hidrocarburos: Este concepto abarca otro tipo de insumos que van a la refinería, diferentes al petróleo crudo natural, como son los crudos sintéticos y la orimulsión.

2.2.2.2 Carbón Mineral.

Es un mineral combustible sólido, de color negro o marrón oscuro que contiene esencialmente carbono, así como pequeñas cantidades de hidrógeno y oxígeno, nitrógeno, azufre y otros elementos. Resulta de la degradación de los restos de organismos vegetales durante largos períodos, por la acción del calor, presión y otros fenómenos físico químicos naturales. Debido a que se dan distintos grados de cambio en el proceso, el carbón mineral no es un mineral uniforme y se clasifican por rangos de acuerdo a su grado de degradación, en series que van desde lignitos a antracitas, pasando por los sub-bituminosos y los bituminosos, los cuales presentan diferencias considerables en su contenido de volátiles, carbono fijo y poder calorífico. En términos de uso final, el carbón mineral se puede dividir en dos clases: (OLADE, 2011)

- a) Carbón coquizable o metalúrgico: Es el carbón cuyas propiedades permiten el proceso de pirolisis o destilación destructiva del mismo, para la producción de coque, que es un producto empleado en la fabricación del acero en los altos hornos.
- b) Carbón térmico o de vapor: Es el carbón empleado como combustible para la producción de vapor de agua, tanto para la generación de electricidad como para procesos industriales. Se caracteriza por un relativamente alto poder calorífico.

Al estar este estudio enfocado a aplicaciones del GN, más adelante se describen con más detalle las características de este combustible.



2.2.2.3 Combustibles fisionables y energía nuclear

El combustible fisionable, es el mineral de uranio después del proceso de purificación y/o enriquecimiento. Lo que se considera como energía primaria nuclear no es el mineral de uranio en sí mismo sino el contenido térmico del vapor de agua que ingresa a la turbina proveniente del reactor. Este contenido térmico se lo puede estimar en base de la producción de electricidad de la central nuclear y una eficiencia promedio del conjunto turbina-generador. (OLADE, 2011)

2.3 EL GAS NATURAL

Es una mezcla gaseosa de hidrocarburos que se presenta también en las minas de carbón o zonas de geopresión; incluye tanto el gas natural libre, como el asociado:

- a) GN asociado: Mezcla gaseosa de hidrocarburos que se produce asociada con el petróleo crudo. Generalmente contiene fracciones de hidrocarburos líquidos ligeros (condensables) por lo que se lo llama frecuentemente "gas húmedo".
- b) GN no asociado: Es una mezcla gaseosa de hidrocarburos constituida principalmente por el metano obtenido de los campos de gas. Como en general no contiene condensables se lo suele llamar "gas seco" o "gas libre".

Dependiendo de las características del reservorio que lo contenga y las tecnologías necesarias para su explotación, el GN puede ser clasificado en dos categorías, gas convencional y gas no convencional.

2.3.1 GAS CONVENCIONAL

Este gas se encuentra ubicado en cuencas que contienen grandes yacimientos aislados entre sí. En los yacimientos de gas convencional el combustible se encuentra en trampas donde se ha acumulado en el tiempo. El gas que está en estos yacimientos frecuentemente se encuentra asociado con otros combustibles (petróleo y otros condensados), aunque también se puede



encontrar en forma libre. La explotación de este gas se realiza por medio de técnicas convencionales similares a las usadas para explotar pozos petroleros y su rentabilidad asociada es potencialmente alta. Los campos para la explotación de gas convencional en su mayoría se caracterizan por tener pocos pozos con una larga vida. (Betancur Muñoz, y otros, 2011)

2.3.2 GAS NO CONVENCIONAL

A diferencia del gas convencional, éste no se encuentra contenido en grandes trampas. Se encuentra en diferentes formaciones minerales continuas, como esquistos o carbón que por su baja permeabilidad (alrededor de 0,1 md)⁵ impiden el flujo normal del combustible hacia su exterior. La acumulación del gas en el interior de estos minerales se produce por un proceso de absorción (Betancur Muñoz, y otros, 2011).

La explotación del gas no convencional se realiza por medio de técnicas especiales cuyo costo es superior al de las técnicas usadas para la explotación del gas convencional. Estos campos cuentan con numerosos yacimientos que están distribuidos uniformemente. Los pozos que contienen este gas son de poca duración con relación a los pozos de gas convencional y su producción es relativamente baja. Dentro de los gases no convencionales, los siguientes se anotan como los más importantes: (Betancur Muñoz, y otros, 2011)

a) Gas asociado al carbón (Coalbed Methane): En la actualidad el carbón es la fuente de energía más abundante en el mundo y se ubica como uno de los mayores almacenamientos de hidrocarburos, en especial gas. El carbón se ha comenzado a identificar como tal, hasta el punto de ser catalogado por los expertos como una de las reservas no convencionales de energía más importantes que aún no ha sido desarrollada.

b) Shale gas: El Shale gas está contenido en rocas comunes sedimentarias de litología arcillosa de baja porosidad (ve la Ilustración 2.1) que a su vez la

⁵ Millones de darcy – índice de medición de permeabilidad geológica



convierte en poco permeable. Gracias a la baja permeabilidad de la capa en la cual se encuentran contenido el gas, no es posible su liberación de forma natural hacia la superficie. Como consecuencia de esto la explotación de este tipo de gas se realiza por medio de técnicas no convencionales que incluyen la fracturación hidráulica de la roca y el taladrado horizontal (Betancur Muñoz, y otros, 2011).



Ilustración 2.1 Formación rocosa de tipo Shale

Fuente: (Betancur Muñoz, y otros, 2011)

La roca (Shale) actúa como reservorio, trampa y sello del gas, a diferencia de lo que ocurre con los yacimientos asociados al carbón en donde el sello está dado por el agua en el interior del lecho. El Shale gas se ubica como uno de los combustibles más abundantes a nivel mundial y sus reservas han mostrado un crecimiento importante. En la actualidad se estima que las reservas disponibles pueden superar de forma importante las reservas de gas disponibles. A la fecha, el 45% de la producción total de gas de Estados Unidos es proveniente de formaciones Shale.

De la misma forma como sucede con el gas asociado al carbón, la explotación de este tipo de gas presenta desventajas importantes en materia ambiental. Dado que la fractura de la roca (Shale) requiere la inyección de grandes volúmenes de agua (generalmente con productos químicos) y arena, existen dudas sobre la posibilidad de que pueda haber contaminación de las aguas subterráneas. Aunque los defensores de este



tipo de explotaciones han argumentado que la roca que contiene el gas se encuentra por debajo del nivel en el cual se ubican las aguas subterráneas lo que no permite que exista contaminación. (Betancur Muñoz, y otros, 2011)

- c) **Tight Gas:** Es otro tipo de gas no convencional que se encuentra en formaciones geológicas lo suficientemente firmes. Estas formaciones contienen rocas duras o en formaciones de arena (tight sand) y roca caliza cuya baja permeabilidad (por debajo de 0,1 md) y porosidad impide el flujo de gas hacia el exterior. En la Ilustración 2.2 se puede observar un reservorio tradicional de arena. Las áreas de azul más intenso evidencian la porosidad interna en donde puede estar contenido el GN.

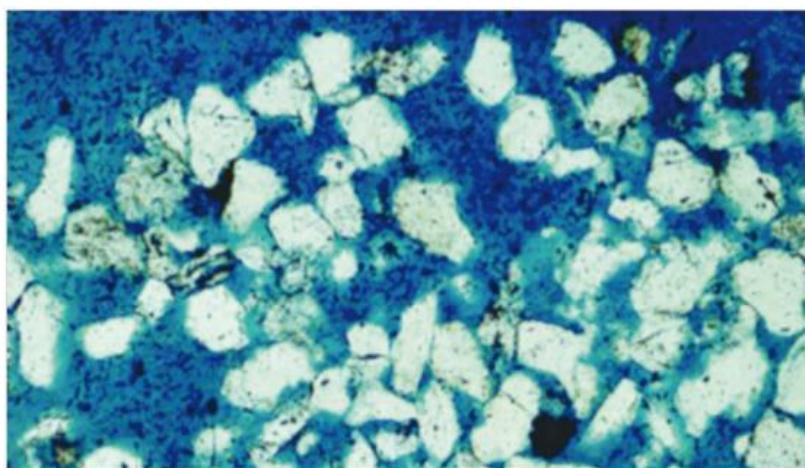


Ilustración 2.2 Vista microscópica de un reservorio tradicional de gas en arenas

Fuente: (Betancur Muñoz, y otros, 2011)

Las primeras explotaciones de este tipo de gas se remontan a comienzos de los años 70 en dónde se inició su extracción poniendo en práctica tecnologías de fractura hidráulica. En 2008 se encontraban en los Estados Unidos más de 40.000 pozos en aproximadamente 1.600 reservorios, lo que es equivalente a un 30% del total de la producción de gas de ese país durante el año. Los pronósticos estiman que para el año 2050 la participación del Tight gas llegará a un 50% del total de la producción de gas de Estados Unidos (Betancur Muñoz, y otros, 2011). La



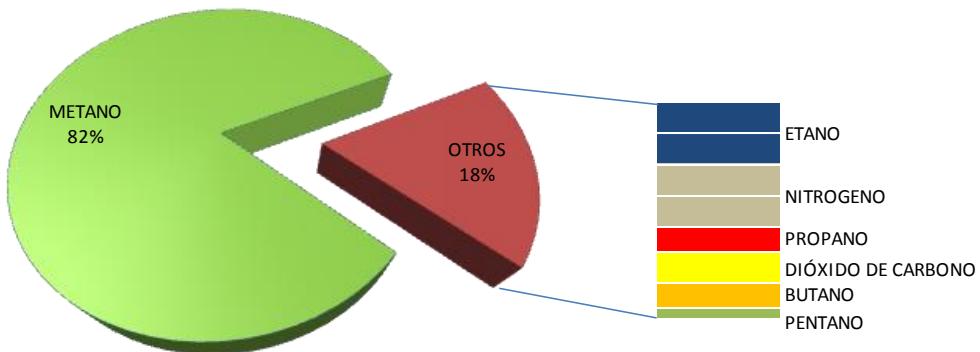
explotación de este tipo de gas es costosa, por lo cual en países como Estados Unidos, ha requerido de incentivos económicos para viabilizar su producción.

d) Gas de hidratos: El gas de hidratos es un sólido cristalino compuesto por moléculas de gas, usualmente metano, que se encuentran enjauladas por moléculas de agua. Los hidratos de gas se encuentran en estado estable en los sedimentos del lecho marino en profundidades superiores a 300 metros. Una vez que suceden cambios en las condiciones de temperatura o presión del lecho marino, el gas se separa del agua que lo contiene y es liberado. Actualmente el gas de hidratos es considerado como el recurso gasífero más importante del mundo, pero la producción de este tipo de gas no es comercialmente viable (Betancur Muñoz, y otros, 2011).

2.4 CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL

El GN se compone principalmente de metano (CH_4). Es incoloro, inodoro, insípido y más liviano que el aire. Es gaseoso a cualquier temperatura superior a los $-107,2^{\circ}\text{C}$ y su gravedad específica de 0,6 es menos que el aire. La calidad y composición del GN varía grandemente según el yacimiento, campo o formación del cual se extrae. (AIE, 2007)

Cuando se produce el Gas Natural, se extraen también otros componentes como: CO_2 , sulfuro de hidrógeno, nitrógeno y otros contaminantes que pueden ser corrosivos o tóxicos. Sus componentes pueden variar según el yacimiento pero en general posee la composición descrita en Gráfica 2.2. El GN Además de sus componentes principales, posee impurezas como helio, oxígeno y vapor de agua. (Pita, 2006)



Gráfica 2.2 Composición Típica del GN.

Fuente: (Pita, 2006)

Antes de que el Gas Natural pueda usarse comercialmente, necesita someterse a un proceso para eliminar los componentes indeseables. Sin embargo, es posible que este proceso de depuración no elimine todas las impurezas, ya que las cantidades de estos elementos incluidos en el gas pueden ser mínimas. (Pita, 2006)

La densidad relativa del Gas Natural respecto del aire es de 0,65, razón por la cual es más ligero que el aire y tiende a dispersarse hacia la atmósfera.

2.4.1 PODER CALORÍFICO

El poder calorífico promedio del Gas Natural es de 9.200 Kcal/m³. (38.500 kJ/m³) pero éste varía de acuerdo a la calidad del gas de cada yacimiento.

El valor calorífico del Gas Natural se determina por su contenido energético, que depende en gran medida de la pureza del gas y del número de átomos de carbono por unidad de volumen. Un ejemplo de un GN con un valor calorífico alto es el gas del mayor campo gasífero de Argelia, Hassi-R'Mel (alrededor de 42.000 kJ/m³), mientras que el gas del campo Groningen en los Países Bajos tiene un menor valor calorífico (alrededor de 35.000 kJ/m³). (AIE, 2007)



El valor calorífico de un Gas Natural varía según su composición, es decir las cantidades que contiene de sus gases constituyentes. La composición del gas depende del campo petrolero o gasífero de donde se extrajo y su tratamiento previo a la venta. Algunos constituyentes del gas pueden ser “inertes” sin valor calorífico (por ejemplo el anhídrido carbónico o nitrógeno). En general, el GN licuado tiene un contenido mayor de metano que el GN gaseoso, ya que algunos de los gases inertes o combustibles más pesados se eliminan durante la licuefacción. (AIE, 2007)

A medida que se aumente el contenido del metano en el gas natural, disminuye su valor calorífico expresado en Mega joule por metro cúbico (MJ/m^3), pero incrementa al expresarse en Mega joule por kilogramo (MJ/Kg). (ENERGIA, 2007).

No es posible decir el valor calorífico del GN sin medirlo directamente o calcularlo mediante un análisis cromatográfico de sus gases. En general, los valores caloríficos dados en los contratos comerciales en los puntos de importación, exportación o ingreso al sistema nacional deben utilizarse en las estadísticas nacionales.

El valor calorífico del GN usualmente se expresa en Mega joule por metro cúbico (MJ/m^3), medido bajo condiciones específicas de temperatura y presión establecidas como norma por la industria nacional de gas o especificadas en el contrato de compraventa. Es muy inusual, en el comercio del gas, encontrar un valor calorífico del GN en forma gaseosa expresado en Mega joule por kilogramo (MJ/Kg) o gigajulios por tonelada (GJ/Ton). Sin embargo, para fines de referencia, el valor calorífico del metano puro a 25°C es 55,52 GJ/ton. (ENERGIA, 2007)

2.5 TECNOLOGÍAS DE EXPLOTACIÓN DEL GAS NATURAL

La explotación de gases no convencionales como el shale gas y el gas asociado al carbón, tienen como ventaja la posibilidad de utilizar para su extracción parte de las técnicas convencionales de explotación de gas. El proceso de extracción de estos gases requiere en su fase inicial una perforación vertical

como las normalmente utilizadas para la explotación de gas convencional. Una vez que se alcanza la profundidad de extracción deseada, se realiza una perforación horizontal que permite acceder al gas. Este tipo de perforaciones horizontales, son usadas en la industria para mejorar la productividad de los campos de explotación de hidrocarburos. Para la extracción del combustible se requiere la utilización de diferentes técnicas que permiten fracturar la roca en la cual el gas se encuentra atrapado.

En la Ilustración 2.3, se pueden observar los diferentes tipos de estructuras geológicas en las cuales se encuentran los diferentes hidrocarburos y las técnicas que se requiere para su explotación.

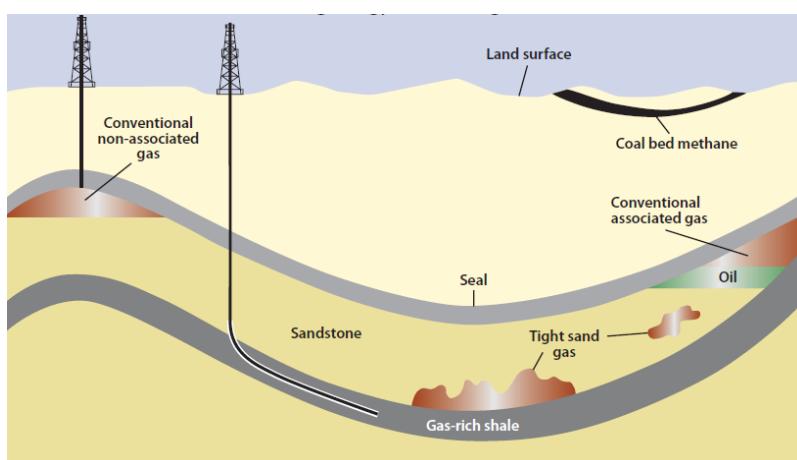


Ilustración 2.3 Esquema geológico de las fuentes de GN
Fuente: (EIA, 2010)

Es importante aclarar que aunque en la ilustración anterior aparece la perforación horizontal en el yacimiento de shale gas, este tipo de perforaciones se utiliza también para la extracción de gas asociado al carbón.

Dentro de los avances más importantes en la industria que han permitido la exploración y explotación más efectiva de fuentes de gas no convencionales, el portal NaturalGas.org identifica las siguientes:

- a) Medición durante las perforaciones:** Esta técnica, que se conoce como MWD (Measurement While Drilling) por sus siglas en inglés, permite al



personal que realiza la perforación obtener información en tiempo real de la naturaleza de las formaciones rocosas que se están excavando. Esto mejora notablemente la eficiencia y precisión de los procesos de excavación y permite una mejor evaluación de las formaciones del subsuelo, reduciendo en gran medida los sobre costos por los daños en las formaciones geológicas o por explosiones durante las perforaciones.

- b) Perforación en orificios delgados (Slimhole Drilling):** La perforación en orificios delgados aumenta significativamente la eficiencia de las actividades de extracción de hidrocarburos y reduce en gran parte el impacto ambiental de estos procedimientos. Para que una perforación sea catalogada dentro de esta categoría, tiene que cumplir el requisito de que más del 90 por ciento de la excavación haya sido realizada con un taladro cuya broca tenga un diámetro inferior a 6 pulgadas (las excavaciones convencionales se realizan con brocas de 12,5 pulgadas de diámetro). De esta manera se logra la disminución en los tiempos de perforación, lo cual se traduce en una reducción de hasta el 50 por ciento en los costos de perforación, a la vez que se reducen hasta un 75% las huellas de las perforaciones.
- c) Fracturación Hidráulica o “Fracking”:** Esta técnica es empleada para liberar el gas atrapado en las formaciones de rocas esquistosas (donde se encuentra el shale gas). Una vez que se haya realizado la perforación horizontal, se inyecta en el orificio una mezcla que contiene 99% de agua y arena a muy alta presión, generando fracturas en la roca que provocan caminos de flujo para que se libere el gas contenido en la roca hacia la superficie. Esta técnica se utiliza ampliamente en Estados Unidos en más del 90% de los pozos de GN.
- d) Fracturación con CO₂ y arena:** Esta técnica funciona de manera similar a la fracturación hidráulica antes expuesta. En este caso, la mezcla que se inyecta en las perforaciones contiene CO₂ líquido y partículas de arena para



fracturar las formaciones geológicas, creando así caminos para el flujo de GN o de petróleo. Luego de que se generen las grietas, el CO₂ se evapora y en su lugar se mantiene únicamente la arena inyectada, conservando los caminos abiertos para el flujo del combustible a través de la arena que es totalmente permeable a diferencia de la roca desplazada. Esta tecnología permite la obtención de caminos efectivos para el flujo de GN y petróleo sin generar desperdicios en el subsuelo que deban ser removidos después del proceso de fracturación y sin afectar las formaciones geológicas que contienen los gases. Esta técnica permite proteger el agua del subsuelo, con lo cual se disminuye el impacto ambiental.

2.6 RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

Una reserva es un yacimiento de cierto volumen de hidrocarburos, que pueden ser extraídos de forma rentable a lo largo de su vida útil. Para determinar una reserva, se debe conocer cuánto petróleo o gas contiene el yacimiento, lo que se conoce como “petróleo original in situ”. Las reservas se pueden dividir en: comprobadas⁶, probables⁷ y posibles⁸, en función del grado de seguridad que se tenga con respecto a la existencia de dicho yacimiento y su volumen comercialmente recuperable (Avila Leiva, 2009).

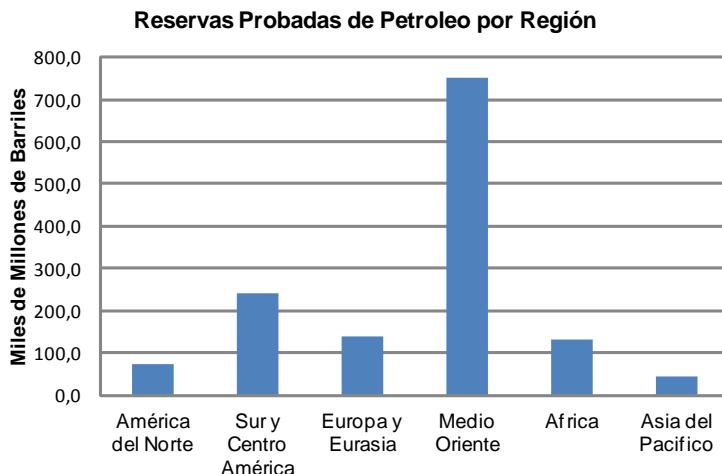
⁶ Reservas comprobadas: Son aquellas cantidades de petróleo y/o gas ya conocidas, que pueden ser recuperadas en forma económica y con las tecnologías disponibles actualmente. La reservas probadas tienen una certeza prácticamente absoluta, casi no hay dudas de que existen. Los expertos dicen que hay un 90% de probabilidad de que realmente están bajo tierra.

⁷ Reservas probables: Son aquellas, que gracias a datos que entregan estudios de geología e ingeniería, dan una razonable probabilidad de ser recuperadas, pero no alcanzan el grado de reservas probadas, son algo más inciertas, generalmente se asocian a zonas de los campos productores que están alejadas de los pozos que ya existen y de las que se conoce poco, la probabilidad de que la suma de reservas probadas más probables sea del tamaño que se las plantea, es del 50% en este caso.

⁸ Reservas posibles: Este término se refiere al grado de incertidumbre con respecto a la posible existencia de un yacimiento, y se basan solo en conocimientos geológicos de una determinada cuenca sedimentaria. Estas reservas son aún más dudosas y son fruto de cálculos extremadamente optimistas, a tal punto que su existencia es más cuestionable, la probabilidad de que la suma de reservas probadas más probables más posibles sea del tamaño que se plantea, es de sólo el 10% (Tapia, y otros, 2007).



El petróleo crudo se encuentra distribuido de forma arbitraria, siendo la zona de Medio Oriente la que posee la mayor cantidad de este recurso, seguida por Europa, Asia, África y América (Gráfica 2.3).

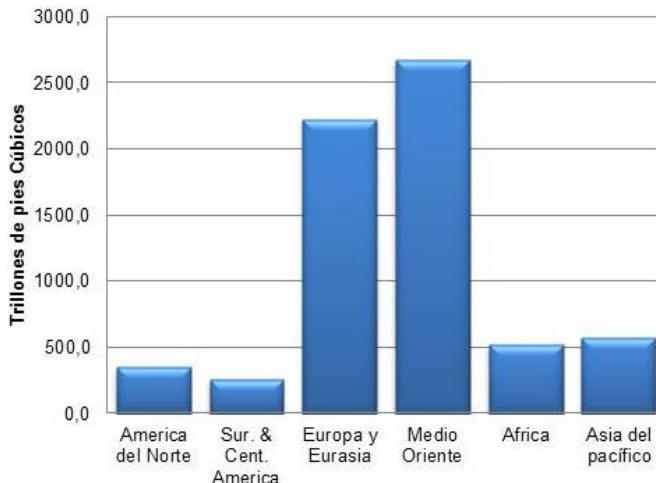


Gráfica 2.3 Reservas probadas de petróleo por región

Fuente: BP Statical Review of Energy June 2011

Los países de Medio Oriente poseen 752,5 miles de millones de barriles de reservas (54,4% de las reservas de petróleo a nivel mundial). Estos países son los mayores productores y por tanto han generado una dependencia de muchos países consumidores, a tal punto que es muy difícil controlar los precios del barril de crudo impuestos por los productores (Avila Leiva, 2009).

Las estimaciones de reservas de GN están en constante aumento, esto se debe al avance de las tecnologías ya sea en técnicas de exploración, explotación y extracción. Según expertos en la materia, las reservas son abundantes y se encuentran ampliamente distribuidas en el mundo; se estima que aún quedan grandes cantidades por descubrir (ver Gráfica 2.4). El GN proviene de yacimientos que se encuentran bajo la superficie terrestre; algunas veces, sube a la superficie en forma natural y es producido solo (gas no asociado), otras veces llega a la superficie con petróleo (gas asociado); y también puede ser producido constantemente en vertederos de basura o en yacimientos de carbón (gas no convencional). Las principales reservas de GN se encuentran en acumulaciones de hidrocarburos tales como, campos de petróleo y gas.



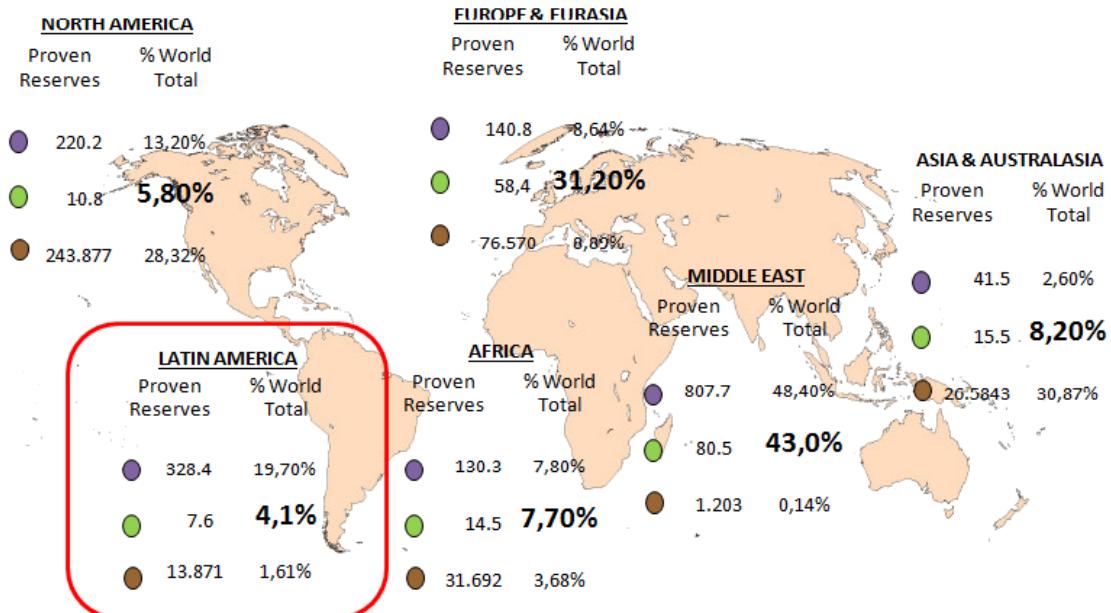
Gráfica 2.4 Reservas probadas de GN por región

Fuente: BP Statical Review of Energy June 2011

El GN a nivel mundial no posee reservas equitativamente distribuidas, la región de Medio Oriente al igual que con el petróleo poseen la mayor parte de reservas, en este caso poseen el 38,39% del total de las reservas de GN a nivel mundial, mientras que América Latina cuenta tan solo con el 3,83% de esas reservas.

La proporción del total de las reservas comprobadas de la región no solo disminuyó sobre el total mundial (6,5% en 1986 a 4,0% en 2011), sino que en varios países se ha producido una caída de reservas en términos absolutos. En el año 2011 las reservas llegaron a 7,97 Tm³, lo que significó una caída de 3,4% entre 2000 y 2011 (Franca, y otros, 2013)

En la actualidad América Latina tiene almacenados naturalmente en el subsuelo de su territorio 328,4 Mil millones de barriles en reservas probadas de petróleo “crudo” y 7,6 Trillones de metros cúbicos en reservas probadas de GN, lo que representa el 19,7 % del total mundial de las reservas probadas de petróleo y el 4,1 % de las reservas probadas de GN en el mundo, tal como se aprecia en la Gráfica 2.5.



Petróleo (Mil millones de barriles)

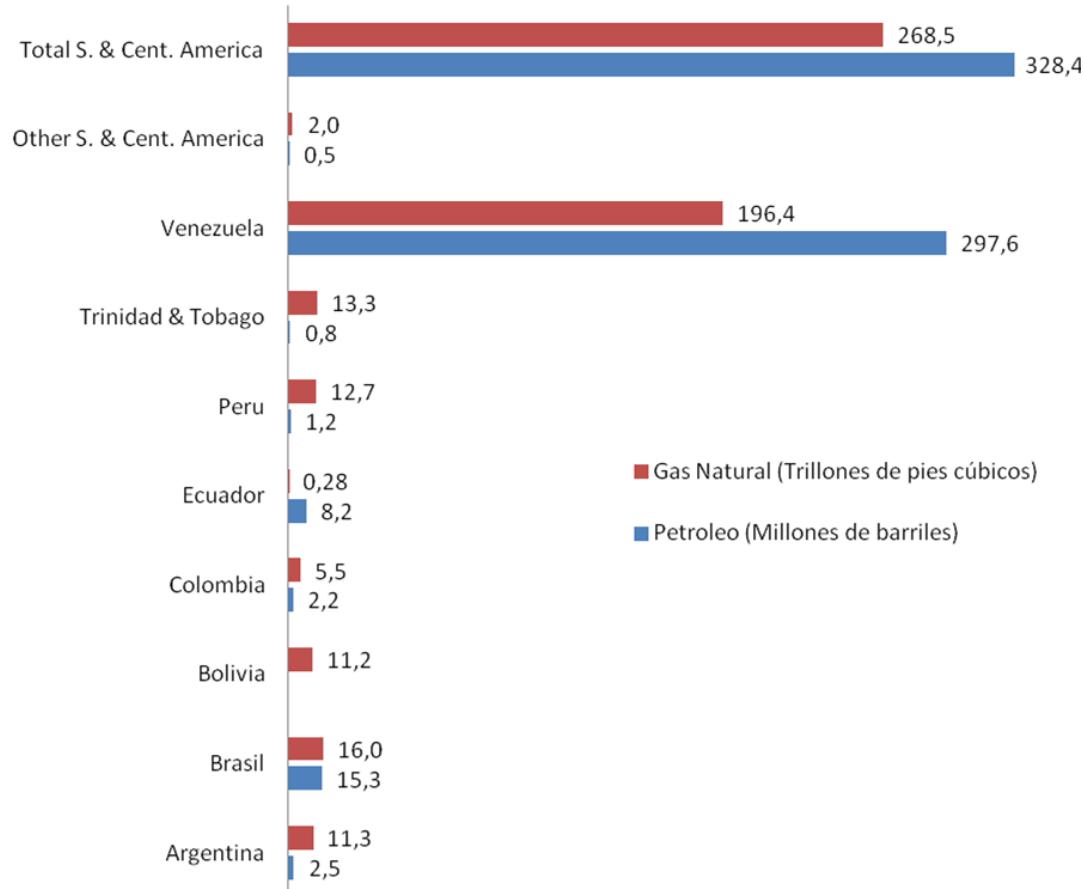
Gas Natural (Trillones de metros cúbicos)

Carbón (Millones de toneladas)

Gráfica 2.5 Reservas probadas de petróleo y GN por región

Fuente: BP Statistical Review of Energy 2013

América Latina dispone de ventajas geológicas en materia de hidrocarburos como para establecer sobre ellos un proceso de integración energética regional. Sin embargo, las reservas probadas de petróleo y GN de América del Sur están distribuidas de manera desigual entre los 12 países que integran la región, en la Gráfica 2.6 se detallan las reservas de petróleo y Gas convencional que posee América Latina.



Gráfica 2.6. Reservas Probadas de petróleo y GN a Diciembre de 2013, en América Latina

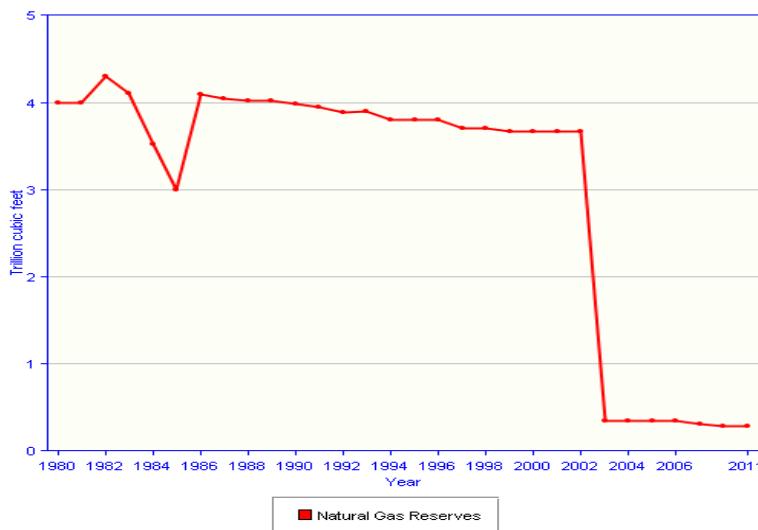
Fuente: BP Statical Review of Energy 2013

Como se puede observar en la Gráfica anterior, Venezuela es el país con mayor cantidad de reservas en Latinoamérica, seguido de lejos por Brasil, Trinidad y Tobago, Perú y Argentina, lo que lleva a pensar en una integración energética Regional.

En Ecuador las cuencas sedimentarias Oriente y Guayaquil, registran evidencia de la presencia de hidrocarburos en volúmenes comerciales. El petróleo en ellas contenido alberga simultáneamente dotaciones importantes de GN, en especial en aquellas explotaciones donde el petróleo es del tipo medio-ligero de 28 grados API en promedio. Esos yacimientos son explotados desde 1972, en su mayoría por Petroproducción. En la superficie el GN es separado del petróleo en las estaciones de producción, constituyendo de esa manera la fuente nacional de GN (Mogollón, 2005).



Considerando lo antes mencionado, el Ecuador posee reservas probadas de GN de 0,282 Trillones de pies cúbicos a enero del año 2011 (EIA, 2010). En la Gráfica 2.7 se puede observar el histórico de las reservas del Ecuador desde el año 1980.



Gráfica 2.7 Reservas Historicas de GN en el Ecuador

Fuente: EIA. Energy Information Administration.

En la actualidad el país está realizando nuevas exploraciones dentro del campo Amistad y en otros campos concesionados a empresas extranjeras, datos preliminares indican que la empresa petrolera estatal Petroecuador, encontró reservas probadas de GN por 1,7 trillones de pies cúbicos en la costa sur de Ecuador, dentro del campo Amistad (Rosero, 2012), lo que indica que las reservas de estos campos podrían abastecer el mercado local por al menos 70 años (MRNNR, 2012).

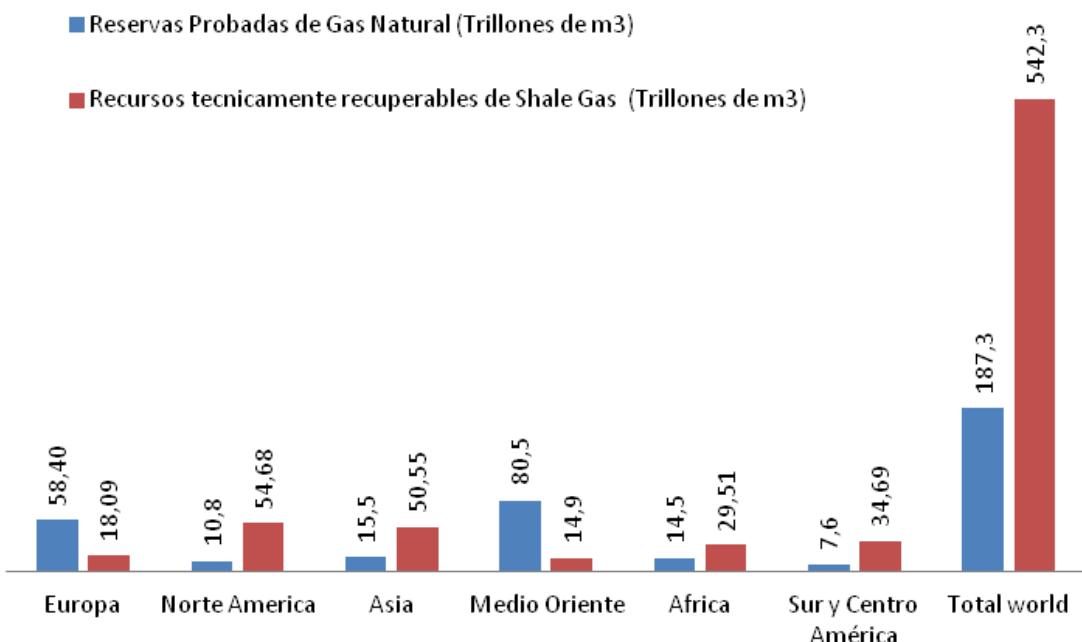
2.7 RESERVAS DE GAS NO CONVENCIONAL

La información disponible de reservas de gas no convencional en el mundo es aún incipiente. En la actualidad se conoce que estas reservas existen en países que no cuentan con grandes reservas probadas de GN convencional. Estados Unidos, por ejemplo, cuenta con información desarrollada de las reservas de GN no convencional en su territorio, ya que este tipo de combustible representa grandes posibilidades de abastecimiento. De otro lado, la información de las



reservas de gas no convencional en países como Rusia o los países del Medio Oriente no se ha desarrollado en su totalidad (Betancur Muñoz, y otros, 2011).

De acuerdo con la Gráfica 2.8, la región que actualmente cuenta con las expectativas más importantes de Shale gas, es Norteamérica, la cual ha apalancado el crecimiento de sus reservas probadas de gas, con el desarrollo de nuevos proyectos de gas no convencional para asegurar su autoabastecimiento (Betancur Muñoz, y otros, 2011). De acuerdo con la información reportada por la EIA, este país concentra aproximadamente el 10,08% de las reservas totales recuperables de Shale gas del mundo.



Gráfica 2.8 . Perspectiva de reservas de shale gas y gas convencional por región

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2013

No obstante del tamaño de las reservas de Norteamérica, también se destaca la participación de las reservas de Sudamérica, las cuales se encuentran en Tercer lugar en el mundo con una participación del 6,4% sobre las reservas mundiales. La evolución de las reservas de otros gases no convencionales en el mundo también se está dinamizando, con lo cual se avizora un panorama optimista para los próximos años en cuanto al crecimiento de las reservas



mundiales de gas, en especial en regiones en donde históricamente estas han sido bajas. (Betancur Muñoz, y otros, 2011)

2.8 EL GAS NATURAL LICUADO

Cuando el GN es sometido a un proceso de licuefacción en el cual se enfriá a una temperatura criogénica, por debajo de -160°C a presión atmosférica, se condensa a líquido, y se conoce como gas natural licuado (GNL) (Arias, 2006).

La principal ventaja del GNL sobre el GN es que su volumen es 600 veces menor. Además, el GNL pesa apenas un 45% de su volumen equivalente en agua. La ventaja del GNL en volumen y peso hace que sea factible de almacenarlo y transportarlo de las zonas productoras a las consumidoras.

Como características principales el GNL es inodoro, incoloro, no tóxico, su densidad relativa (respecto al agua) es 0,45 y sólo se quema si entra en contacto con aire a concentraciones de 5% a 15% (límites de inflamabilidad). La densidad del GNL está entre 0,44 y 0,47 tonelada por metro cúbico, dependiendo también de su composición. Los valores caloríficos para el GNL ya regasificado van desde 37,6 MJ/m³ hasta 41,9 MJ/m³. (AIE, 2007) El valor calorífico del GNL puede expresarse en MJ por metro cúbico del gas licuado o GJ por tonelada. La relación entre un metro cúbico de GNL y un metro cúbico de GNL regasificado depende de la composición del GNL y es aproximadamente 1:600 (AIE, 2007).

2.8.1 ETAPAS DE LA CADENA DEL GAS NATURAL LICUADO

Excluyendo la producción del GN, los procesos incluidos dentro de la cadena de GNL son:

- a) **Licuefacción:** Es el proceso destinado a licuar el GN y se realiza en módulos de procesamiento llamados trenes. Los procesos involucrados son: (Arias, 2006)



- Deshidratación: puede ser mediante enfriamiento directo, absorción de agua en glicoles o adsorción de agua por sólidos.
- Tratamiento: el proceso de tratamiento es usado para la remoción de gases ácidos, CO₂, sulfuro de hidrógeno (H₂S) y otros componentes de azufre.
- Recuperación de azufre

Estos procesos tienen como objetivo eliminar los componentes no deseados y aquellos susceptibles de congelarse.

La licuefacción se completa con otros dos pasos:

- Circuito de refrigeración: se elimina el calor sensible y latente del GN, de forma que se transforma de estado gaseoso a alta presión a estado líquido a presión atmosférica. Después de licuar el GN, éste es subenfriado antes de ser almacenado.
 - Almacenamiento del GN licuado: los depósitos de GNL poseen doble pared, entre los cuales existe un material aislante a fin de minimizar la entrada de calor desde el ambiente.
- b) Transporte:** Se hace para grandes volúmenes a través de buques llamados metaneros o para pequeños volúmenes (menos de 60m³) en tanqueros de reparto. La mayoría de las capacidades de los barcos varían entre 19 mil y 145 mil m³ y su calado máximo es de 12 metros. (Arias, 2006)
- c) Regasificación:** Consiste en llevar el GN nuevamente a su estado gaseoso, devolviéndole el calor removido en el proceso de refrigeración. Esto se realiza en vaporizadores que utilizan agua de mar o aire como fluido intercambiador y se alimentan de GNL a través de tuberías provenientes de los grandes tanques donde es almacenado. (Arias, 2006)
- d) Transporte y distribución:** El gas es presurizado e introducido a los gasoductos para su transporte. (Arias, 2006)



En la Ilustración 2.4, se puede observar gráficamente las etapas de la cadena del GN desde la extracción del mismo hasta el transporte al usuario final.

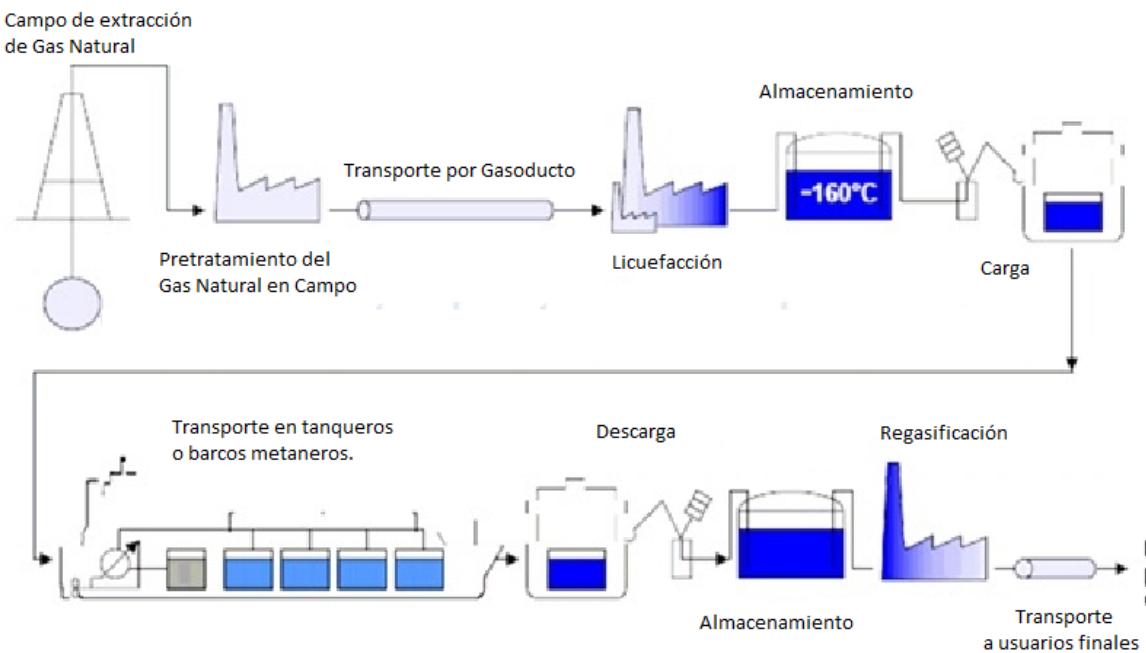


Ilustración 2.4. Etapas de la cadena del GNL

Fuente: (Pita, 2006)

2.9 GAS NATURAL COMPRIMIDO

El gas natural comprimido (GNC) es también GN, con la diferencia de que en lugar de cambiar su estado de gaseoso a líquido, se conserva como gas en tanques metálicos a una presión de alrededor de 200 bar. Su aplicación es como combustible en vehículos de pasajeros o de carga y tiene como ventajas su costo inferior al gasoil y las naftas (Arias, 2006).

El uso de GNC en el sector del transporte, se debe también en gran parte a sus propiedades de combustión limpia, ya que produce menos emisiones contaminantes y con efecto invernadero que la gasolina automotriz o el diesel. Se usa con mayor frecuencia en los vehículos livianos de pasajeros, camionetas ligeras, camionetas de entrega medianas, así como en buses escolares de tránsito. (AIE, 2007)



2.10 DESVENTAJAS DEL GAS NATURAL

El metano, principal componente del GN, es uno de los principales gases del efecto invernadero, su efecto negativo sobre el calentamiento del planeta es 21 veces mayor que el dióxido de carbono. (Sostenible, 2010)

El metano también se produce por fuentes naturales, por ejemplo, los depósitos orgánicos del fondo del oceánico o las turberas congeladas de Liberia y por grandes industrias durante la fabricación de sus productos, o como resultado de su propia actividad como por ejemplo la agricultura, la minería de carbón y los vertederos municipales. (Sostenible, 2010)

La producción, procesamiento, transmisión y distribución del metano a nivel mundial libera hasta 88.000 millones de metros cúbicos de dicho gas (Sostenible, 2010). Las empresas a nivel mundial están en búsqueda de nuevas tecnologías y métodos de producción, para de esta manera reducir las emisiones de gas metano a la atmósfera.

Las fugas de metano son de aproximadamente 490 millones de toneladas, las mismas que se emiten a la atmósfera cada año como resultado de la actividad ganadera, la producción de energía y otras actividades humanas y naturales. (Sostenible, 2010)

2.10.1 PÉRDIDAS.

El GN suele transportarse a destinos distantes por gasoductos, lo que puede implicar pérdidas. Al referirse a las pérdidas por transporte y distribución, se suele entender que las pérdidas por transporte son las que ocurren durante la transmisión del gas a largas distancias, mientras que las pérdidas por distribución son las que suceden en la cadena de suministro del gas a través de la red local de distribución. Estas pérdidas pueden deberse a diferencias en la medición, como por ejemplo diferencias en las calibraciones de los medidores de caudales, o diferencias en la temperatura y presión al momento de la medición. Además, puede haber fugas mayores o menores de los ductos. (AIE, 2007)



Todas estas diferencias pueden clasificarse como pérdidas durante el transporte y la distribución del GN desde su punto de producción hasta su punto de consumo, como pérdidas por transporte y distribución. Como información referencial, estas pérdidas representan menos del 1% en la oferta mundial del gas, aunque obviamente este porcentaje puede variar substancialmente de un país a otro (AIE, 2007).

2.10.2 ENERGÍA NO RENOVABLE

El Gas Natural es un combustible finito, su vida útil está sujeta a la relación entre reservas y producción de GN en el mundo.

El ratio mundial de reservas de gas natural respecto a la producción⁹ a finales del año 2011 es de 63,6 años. Esto representa el tiempo que las reservas existentes durarían si se mantuvieran los actuales niveles de producción. (BP, 2012)

2.11 PRODUCCIÓN, CONSUMO Y MERCADO DEL GAS NATURAL

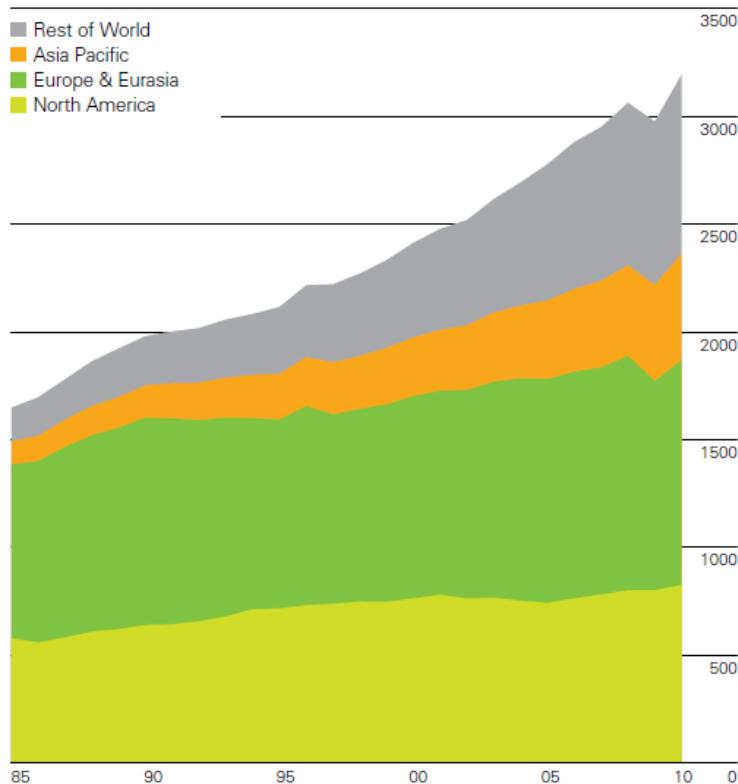
El gas natural, en muchos sentidos se lo considera como un combustible fósil ideal, y su potencial de uso va incrementándose. Ya no solo se espera que sea utilizado en la generación de electricidad, sino en usos domiciliarios, comerciales e industriales. Sin embargo, para su aplicación práctica es necesario anotar algunos detalles sobre su producción, consumo y mercado.

2.11.1 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

La producción¹⁰ de Gas Natural a nivel mundial se puede observar en la Gráfica 2.9, donde Europa y Eurasia son los líderes en producción de GN, seguidos de cerca por América del Norte.

⁹ La relación reservas / producción (R / P) consiste en dividir las reservas remanentes al final de cada año para la producción en ese año, el resultado es la cantidad de tiempo que las restantes reservas durarían si la producción se mantuviera en esa tasa. (BP, 2012)

¹⁰ Es la suma del gas asociado al petróleo producido y del gas libre producido, menos el reinyectado a los pozos en el proceso de extracción. La cantidad considera como producción incluye los condensables que



Gráfica 2.9 Producción total de GN por Región (Billones de m³)

Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2011

La producción de Gas Natural en el año 2011 se incrementó en un 3,1%. (BP, 2012)

2.11.2 CONSUMO

El consumo mundial de GN ha venido incrementándose en una proporción mayor a la tasa de consumo de energía en lo que hace referencia a las fuentes primarias. Su uso se ha intensificado en todas las regiones del mundo, por la diversidad de usos tanto finales como intermedios y una menor emisión de contaminantes que otros combustibles fósiles (AIE, 2007). La década del noventa correspondió a un período de importante crecimiento en la industria del GN, favorecido por la reorientación de las políticas energéticas de algunos países, así como la presencia de la industria de la generación eléctrica con base en turbinas de gas.

permanecen mezclados en el gas, antes de su separación o fraccionamiento en una planta de tratamiento de gas (OLADE, 2011).



El mayor dinamismo del consumo del GN se explica, entre otros factores, por la abundancia de reservas, lo que indica que existe una capacidad de oferta que podría mantenerse por muchos años, además del hecho de que dichas reservas no se encuentran muy concentradas geográficamente, a diferencia del petróleo, en que los países del Medio Oriente concentran cerca de dos tercios de las reservas mundiales disponibles. (PIEDRAHITA, 2005)

Los avances tecnológicos son otros de los factores que han permitido incrementar el consumo mundial de GN. La mayor importancia que ha adquirido en los últimos decenios la conservación del medio ambiente, ha favorecido el consumo del GN por cuanto emite menos dióxido de carbono que el petróleo (AIE, 2007). El consumo de GN se presenta en varios sectores tales como:

- Industrial (considera la generación de energía y transformación de productos)
- Comercial
- Transporte
- Doméstico.

Históricamente los sectores de mayor consumo de energía final en ALyC han sido el transporte (35%) y la industria (33%). El consumo residencial se aproxima al 16% y el resto de los sectores conforman el 16% restante (Franca, y otros, 2013).

2.11.3 MERCADO

El mercado de GN es actualmente un mercado emergente, con mucho potencial aún por desarrollar. En la medida en que el mismo logre gradualmente el status de “commodity” (bien transable) comercializado globalmente, como lo es el petróleo, tendrá impactos significativos en la economía mundial, con mayores oportunidades pero también mayores riesgos, interdependencias y alineamientos geopolíticos (Tapia, y otros, 2007). El Mercado de GN a nivel internacional se ha



venido manejando con contratos de suministro a largo plazo con precios pre establecidos o con ventas spot.

En Latinoamérica, como consecuencia del reducido intercambio de GN en relación con el gas producido, no existe un verdadero mercado regional, sino más bien mercados nacionales que poseen diferentes niveles de organización, de madurez y de estructuras del mercado. No obstante adquiere cada vez más importancia en la canasta energética de la región y se estima que en pocos años el GN se convierta en un bien transable que genere un verdadero mercado global (Unidad De Planeación Minero Energética, 2007).

Estimaciones realizadas por el Departamento de Energía de los Estados Unidos consideran que el GN será la fuente primaria de energía con mayores tasas de crecimiento en Latinoamérica, con valores que superan el 3,3% por año, a partir del 2005 hasta 2025. Las perspectivas para el futuro inmediato de los mercados del gas en Latinoamérica y el Caribe siguen siendo la generación de electricidad, la expansión del consumo industrial y el desarrollo de exportaciones de GNL (Unidad De Planeación Minero Energética, 2007).

Debido a los altos precios del Petróleo, países exportadores de este recurso como Ecuador, Colombia y sobretodo Venezuela, están tratando de usar gas en sus sectores industriales para poder exportar más petróleo. Todos los países de la región están considerando el uso de gas por razones ecológicas, puesto que produce menos contaminantes atmosféricos que el petróleo y porque no causa grandes desplazamientos de ecosistemas como los recursos hidráulicos (Unidad De Planeación Minero Energética, 2007).

En el Ecuador no se puede hablar todavía de un mercado establecido de GN, puesto que la infraestructura actual está comenzando a desarrollarse, (planta nueva de licuefacción), actualmente el único oferente o productor es el Estado a través de Petroecuador, pero los volúmenes de producción que se manejan solo abastecen a contadas empresas del sector energético e industrial.



Según estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), el mercado de GNL, que actualmente representa cerca del 30% del gas intercambiado entre países, pasaría al 50% en el año 2030.

2.12 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

Es fundamental tener una referencia del sistema energético mundial y una visión de la posible trayectoria del mismo en lo concerniente a la oferta de energía. Esta información permitirá hacer una proyección en tiempo, para poder planificar proyectos energéticos a nivel local.

La integración energética es una opción factible para resolver necesidades concretas y un instrumento contundente para garantizar la sustentabilidad energética de la región (Franca, y otros, 2013)

El GN al ser un recurso natural de gran poder calorífico ha comenzado a ser un serio protagonista en el ámbito energético nacional, por tanto es de gran relevancia conocer cuánto de este recurso se tiene, para de esta forma propiciar a que la industria nacional lo considere como un recurso continuo, que puede ser utilizado.

Hace pocos años, por la relativa dificultad y alto costo de transportar el GN, el comercio de gas era limitado. En el año 1971 tan sólo el 5,5% del total de GN consumido participaba en algún intercambio comercial internacional. Sin embargo, en las últimas décadas este comercio ha crecido rápidamente y ahora representa más de la cuarta parte del total consumido (AIE, 2007). En la actualidad gracias al desarrollo de tecnologías más eficientes, existen dos medios principales para el transporte y comercio del GN: en estado gaseoso por gasoducto, y en forma líquida por tanqueros o buques metaneros, lo que ha generado un mayor mercado a nivel mundial.

También es importante se considere que nuevas fuentes de suministro, tendrán que ser exploradas y desarrolladas en entornos cada vez más complejos; por ello, el potencial uso de hidrocarburos no convencionales por ejemplo, es un fenómeno



que ha cobrado importancia en el marco de la búsqueda de soluciones que respondan a la demanda futura de energéticos, lo que tendrá un impacto importante en países de economías emergentes y con alta población (Franca, y otros, 2013).



III CAPÍTULO

SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS FUTURAS DEL USO DEL GAS NATURAL EN EL ECUADOR



3. III. SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS FUTURAS DEL USO DEL GAS NATURAL EN EL ECUADOR

3.1 INTRODUCCIÓN

El Ecuador es un país productor de petróleo, que por falta de capacidad instalada refina y consume solo una parte de su producción y otra parte es exportada. En consecuencia, para satisfacer la demanda total de derivados de petróleo, el país debe importar: diesel, GLP y Nafta de alto octanaje.

El país posee una matriz energética dependiente del petróleo y sus derivados, por lo que es necesario diversificar los consumos energéticos para disminuir la dependencia de la importación de combustibles derivados.

En el Ecuador la Gasolina, el diesel y GLP tienen un subsidio para su comercialización interna, lo que genera grandes gastos al Estado, dinero que podría ser ahorrado si se reemplazara por el consumo de energías primarias y propias como el Gas Natural.

3.2 EL SECTOR HIDROCARBURIFERO DEL ECUADOR

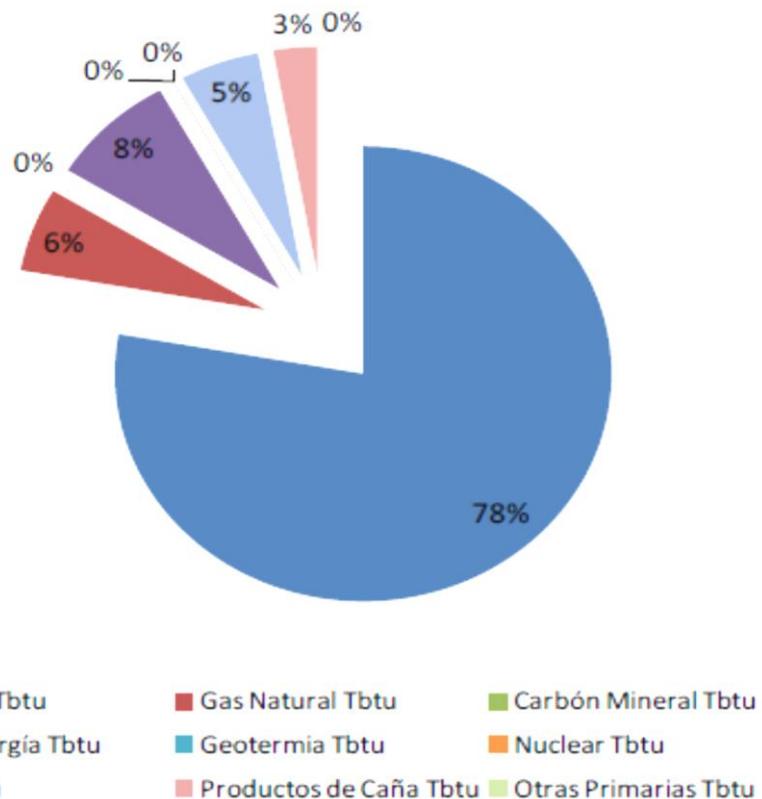
Con la explotación petrolera el Ecuador, empezó la modernización de su economía, lo que provocó un mayor crecimiento económico, y un incremento en el consumo energético. (CEDA, 2011)

Como resultado de ello el Ecuador ha tenido una demanda de energía creciente y una modernización de su matriz energética, que va desde el consumo de leña y kerosene hasta las gasolinas, diesel y gas licuado de petróleo (GLP), lo cual constituyó a los combustibles fósiles en la fuente principal de energía. (CEDA, 2011). Con una gran ventaja ambiental, la "descarbonización de la energía" (Cisneros, 2012) puesto que cada vez los combustibles empleados tienen menor cantidad de moléculas de carbono, lo que ha permitido que el país disminuya su cantidad de emisiones de CO₂.¹¹

¹¹ En el Ecuador, en el año 1984, se emitió 2,43 toneladas métricas de CO₂ per cápita, mientras que en el año 2009, se emitió 2,04 toneladas métricas de CO₂ per cápita (Banco Mundial, 2014).

En el año 2010 la oferta interna de energía primaria en el Ecuador, estuvo compuesta principalmente por petróleo (78%), hidroenergía (8%), gas natural (6%), leña (5%), productos de caña (3%), tal como se muestra en la Gráfica 3.2

Gráfica 3.1 Oferta de Energía en el Ecuador en el año 2010.



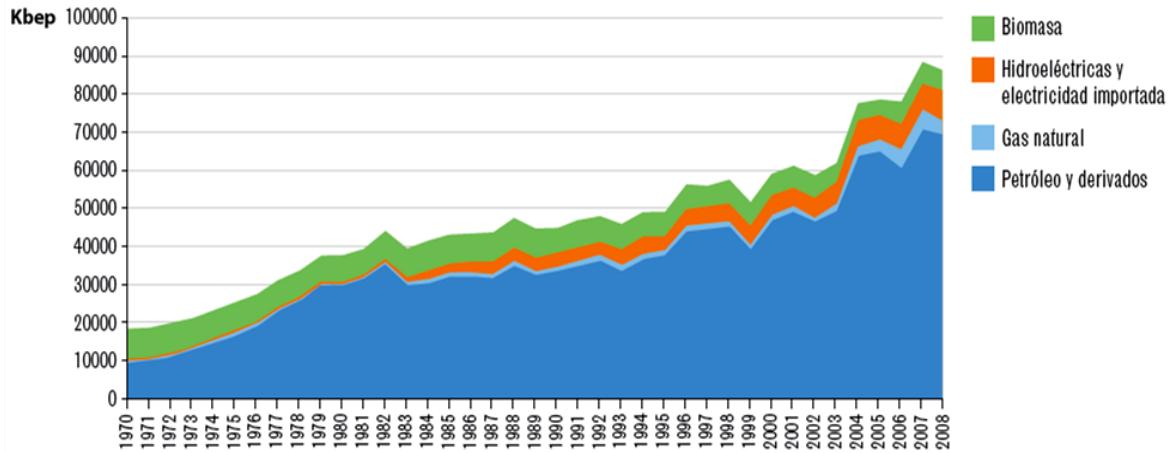
Gráfica 3.1 Oferta de Energía en el Ecuador en el año 2010.

Fuente: (Bertero, 2012)

La tendencia creciente de la extracción petrolera ha obedecido principalmente a dos factores: a la necesidad de obtener ingresos fiscales para mitigar los desequilibrios presupuestarios y a un mayor consumo interno de combustibles, debido al aumento de la demanda por habitante y a la intensificación de las necesidades de generación de energía termoeléctrica (Falconi, 2002)

El Ecuador en la actualidad es miembro de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Sin embargo, depende de la importación de derivados para cubrir su demanda interna, debido a la insuficiente capacidad de refinación local. (Bertero, 2012)

En la Gráfica 3.2, se observa el incremento de la demanda de energía desde los años 1970 al 2008, expresada en kilo barriles equivalentes de petróleo (kbep).

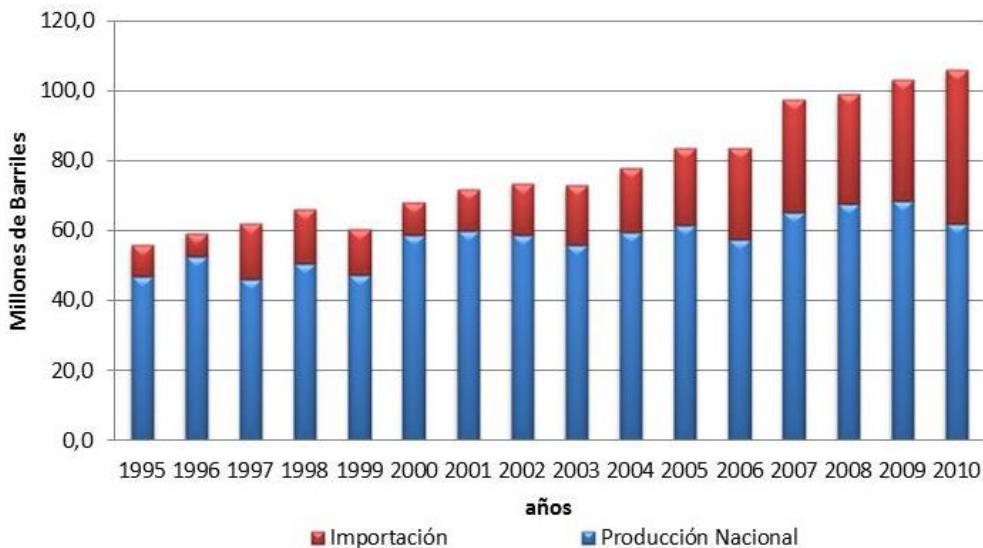


Gráfica 3.2 Demanda de Energía primaria en el Ecuador por tipo de Combustible

Fuente: (CEDA, 2011)

Entre 1970 y 1977 las importaciones de petróleo y la producción nacional que se procesaba en sus refinerías, satisfacían el mercado interno. Desde 1978 la extracción no respondió a las características de los crudos para las que fueron diseñadas las refinerías y por ello tuvieron que hacerse importaciones adicionales de combustibles para compensar los faltantes en el mercado (Mosquera Rodríguez, y otros, 2008).

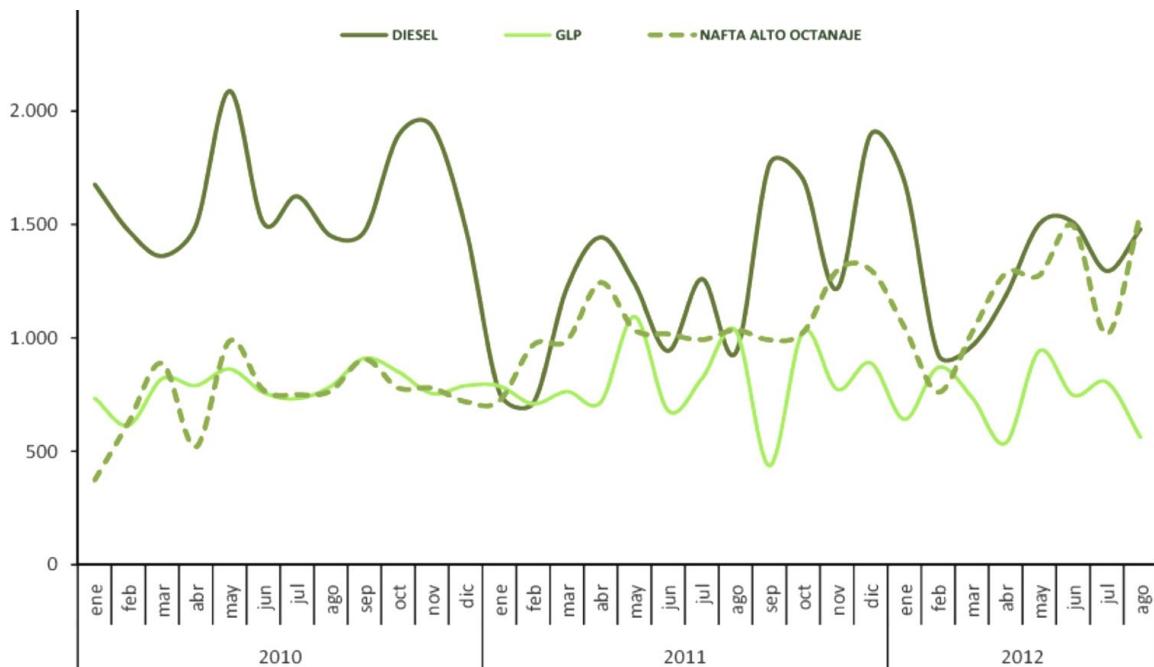
La expansión del mercado ecuatoriano ha generado un aumento de la oferta y demanda de derivados de petróleo, lo que superó sustancialmente la capacidad instalada de las refinerías ecuatorianas; en la Gráfica 3.3, se observa la oferta de derivados de petróleo para el consumo interno, la misma que desde el año 1995 ha ido aumentando de manera paulatina.



Gráfica 3.3 Oferta de Derivados de Petróleo en el Ecuador

Fuente: (Mosquera Rodríguez, y otros, 2008)

Esto ha generado un sistemático aumento de las importaciones de GLP, diésel oil y gasolinas, cuya demanda crece incentivada por la política de precios y subsidios, tal como se muestra en la Gráfica 3.4.



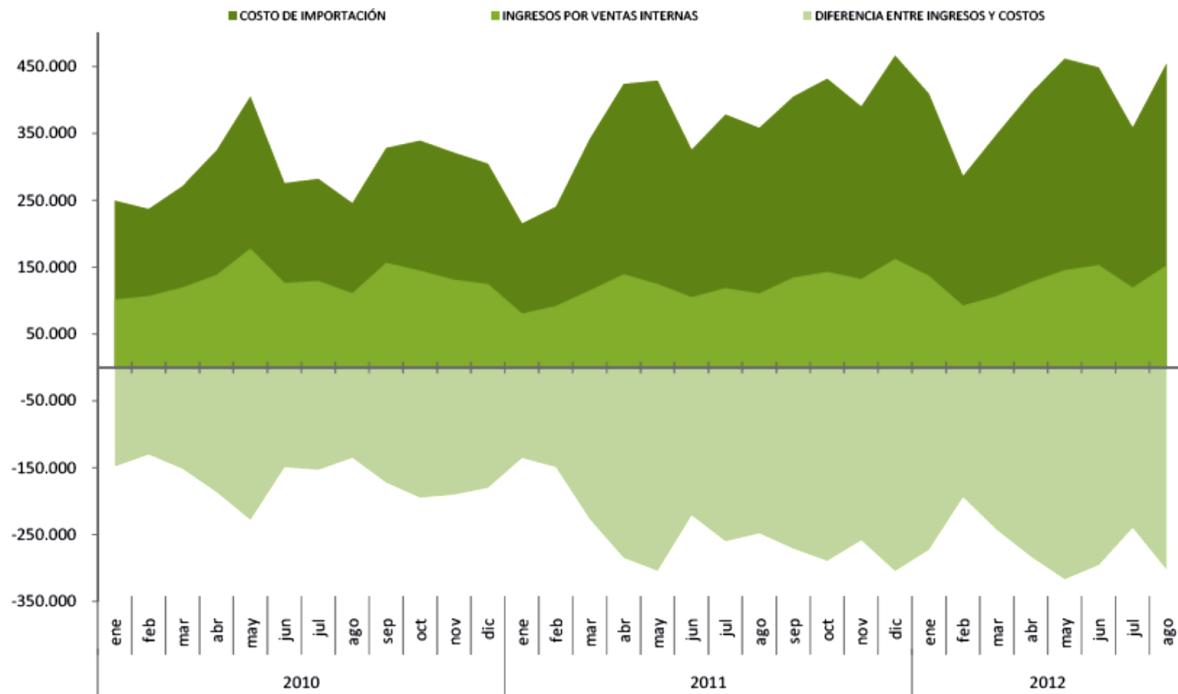
Gráfica 3.4 Importación de derivados (en miles de barriles)

Fuente: (Banco Central del Ecuador, 2012)

Como consecuencia de esta política, el país pierde sus ganancias petroleras por el hecho de exportar crudo para después importar derivados. Como se



muestra en el Gráfica 3.5, la diferencia entre los Costos de Importación y los ingresos por las ventas de los derivados generan pérdidas significativas para el Estado.



Gráfica 3.5 Ingresos y egresos por la comercialización interna de derivados Importados (en miles de dólares).

Fuente: (Banco Central del Ecuador, 2012)

En los últimos años el país ha tenido pérdidas (subsídios) mensuales de hasta 350 Millones de dólares, lo que hace inminente la búsqueda de combustibles primarios y propios que puedan suplir o al menos disminuir el volumen de las importaciones de derivados.

Es por ello que en la actualidad el Ecuador está invirtiendo en la construcción de la Refinería del Pacífico, la misma que tendrá una capacidad de 300MBd (CEM, 2012), donde se podrá procesar el petróleo ecuatoriano ya que tendrá tecnología que se acopla a las características de los crudos nacionales.

La elección del petróleo como principal fuente de abastecimiento energético vuelve vulnerable al país. La relativa abundancia de este recurso y los subsidios establecidos a los derivados de petróleo, no han motivado el ingreso de otro tipo



de fuentes energéticas como las renovables (eólica, solar, geotérmica, etc.), biocombustibles y gas natural. La penetración de otros tipos de energía requiere en primer lugar de investigación y tecnologías que requieren de inversión y en segundo lugar de políticas y normativas que fomenten su producción y consumo. (Mosquera Rodríguez, y otros, 2008)

Considerando los precios reales de los derivados de petróleo (sin subsidios), se establece que existen combustibles más económicos y limpios que pueden modificar la matriz energética nacional. El GN, por ejemplo tiene precios internacionales que están por debajo de los precios de los derivados.

En el Ecuador, según datos del Ministerio de Recursos Naturales no Renovables (MRNNR), la producción total de gas natural (asociado y libre) en los últimos años ha sido de:

- 3,2 MMm³/d. en el año 2008.
- 3,0 MMm³/d. en el año 2009.

Sin embargo es de anotar que, el país desperdicia aproximadamente el 80% de gas natural asociado, por la falta de un apropiado marco legal de preservación del recurso que obligue: a la inyección del producto en las formaciones geológicas, a la captación mediante ductos para utilizarlo en la generación de electricidad, como combustible para la industria o transformarlo en GLP en la Planta de Shushufindi. Este último punto incluso permitiría compensar el producto que las refinerías no alcanzan a procesar. (Mosquera Rodríguez, y otros, 2008)

Con lo antes expuesto, está claro que, una alternativa para el Ecuador es el uso del gas natural libre y asociado. El uso de las reservas de este combustible, permitirían suplir las importaciones de derivados de petróleo.

3.3 BREVE HISTORIA DEL GAS NATURAL EN EL ECUADOR

La historia del gas natural en nuestro país está ligada a la producción de petróleo, desde los años 1920, con la explotación de los campos Ancón por parte de la compañía ANGLO, y el posterior Boom petrolero de los años 70, con el inicio



de la explotación de los campos del Oriente Ecuatoriano, que están hasta la fecha en operación. (Guerra Badillo, 2012)

A esto debemos añadir el descubrimiento del yacimiento de gas en el Campo Amistad en el Golfo de Guayaquil, en la década de 1960 por la compañía ADA, y cuya explotación inició en la década de 1990, con la exclusiva finalidad de utilizarlo como combustible para la generación de energía eléctrica. A pesar de que se conoció la existencia de este recurso por cerca de 100 años, su utilización y aplicaciones han sido limitadas: como combustible en las operaciones petroleras, para uso doméstico y para vehículos en el campamento petrolero de ANCON, y para generación eléctrica en los campos de producción y en la termoeléctrica de Machala. (Guerra Badillo, 2012)

El Ecuador ha priorizado y masificado el uso de otros combustibles como diesel, bunker y GLP. En el caso del GLP, a la fecha se registra una demanda aproximada de 2500 TM por día, de los cuales tan solo un 20% corresponde a producción local, y el restante proviene de importación, generando una gran carga al tesoro nacional. (Guerra Badillo, 2012)

En el 2011 las reservas probadas de gas natural del Ecuador se estimaron en 0,28Tpc. (BP, 2012). En el mes de marzo de 2012, la gerencia de Gas de Petroecuador, anunció un significativo incremento de las reservas por sobre los 2 trillones de pies cúbicos normales de GN (2×10^{12}), y un aumento en la producción de gas de 30Mpcd a 46Mpcd, de los cuales 42,5Mpcd se destinarián a TERMOGAS MACHALA y los 3,5Mpcd restantes a la planta de licuefacción de EP PETROECUADOR en Bajo Alto. Para finales del año 2012, la empresa EP Petroecuador esperaba aumentar la producción a 80MMpcd (2.3 MMm³/d). (Bertero, 2012)

El MRNNR ha anunciado también que iniciarán la perforación de nuevos pozos, para incrementar la producción. Esto permitirá además, aportar con valiosa información para confirmar las reservas, especialmente en el Golfo de Guayaquil. En un escenario optimista el país, podría llegar a una producción por sobre los 300 Millones de pies cúbicos estándar por día. (Guerra Badillo, 2012)



Actualmente, nuestra principal fuente de abastecimiento de gas natural es el campo Amistad, ubicado frente a la costa de Guayaquil. La exploración del campo se inició en el año 2002, a cargo de la empresa estadounidense Energy Development Company - EDC Ecuador, subsidiaria de Oil Corporation. Más tarde entró en operaciones la empresa Petecu, con una participación menor. (Bertero, 2012). Actualmente este campo es operado por EP Petroecuador, con una producción de 45 millones de pies cúbicos normales por día, de los cuales, más del 90% está destinado a la generación eléctrica, y el 10% restante abastece de las industrias Graiman en la ciudad de Cuenca (3,4MMpcd) y Edesa en la ciudad de Quito (1MMpcd). El GN, es liquido en la planta de licuefacción de Petroecuador (mini-GNL) en Bajo Alto, provincia del Oro, (capacidad de producción de 200Ton/día o 9,5 MMpcd) (Bertero, 2012), luego es transportado en estado líquido, y posteriormente gasificado a plantas satélites de regasificación; El Gas Natural también es utilizado como gas doméstico, en la población de Bajo Alto (420 familias), a través de ductos. En este último caso el servicio es considerado como de compensación a la comunidad.

Con las expectativas de producción citadas, y los proyectos de aprovechamiento del gas asociado de los campos del Oriente y a nuevos proyectos exploratorios tanto en el Sur Oriente como en la Costa (Guerra Badillo, 2012), es necesario diseñar planes y políticas para la masificación del uso del gas natural en el país.

La Ilustración 3.1 permite observar además de la generación eléctrica, hacia qué áreas pueden enfocarse las políticas y planes de promoción. También se muestra los beneficios socio-económicos y ambientales que se tendrían al masificar el consumo de GN.

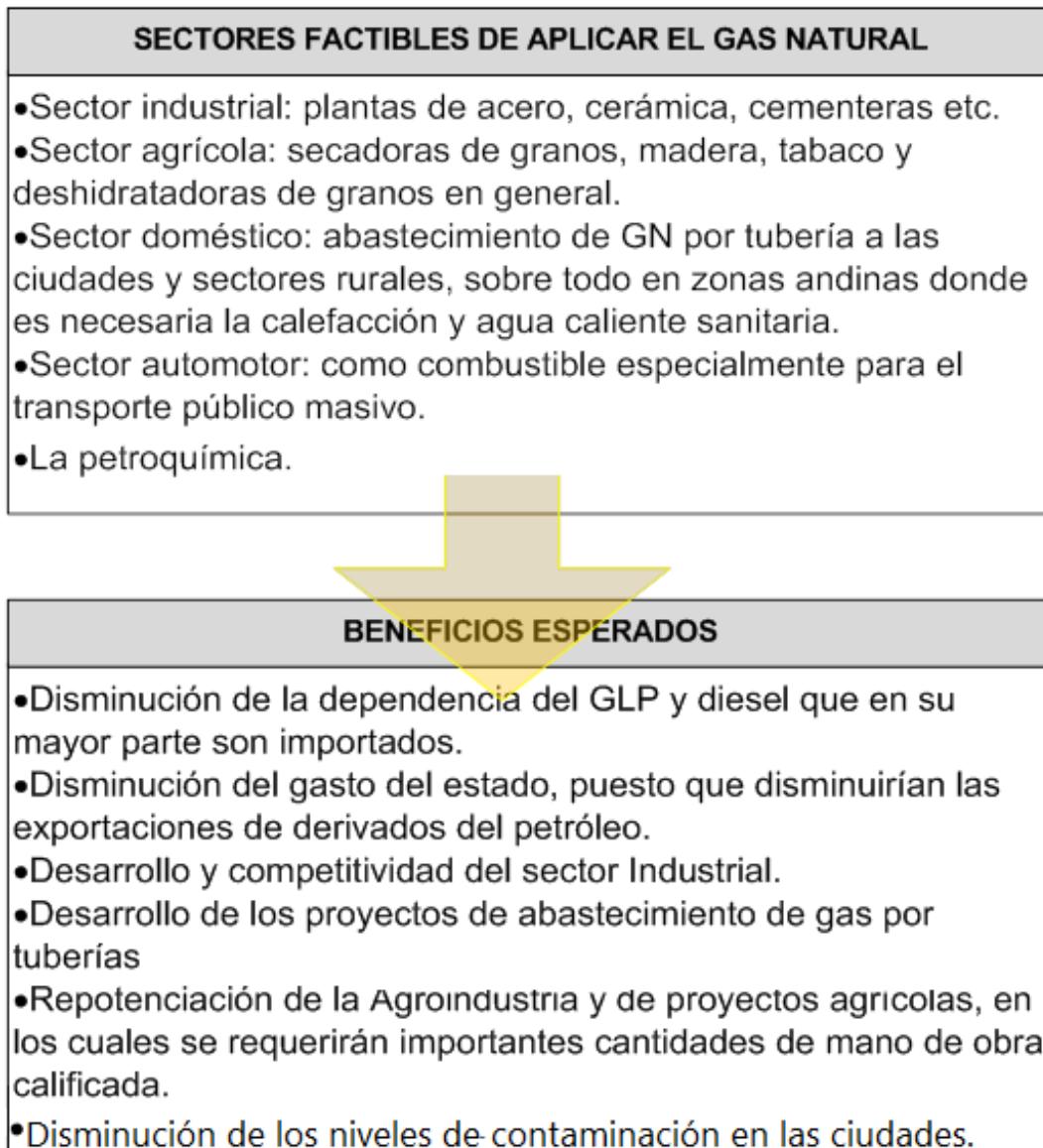


Ilustración 3.1 Sectores factibles de aplicar el gas natural y beneficios esperados.

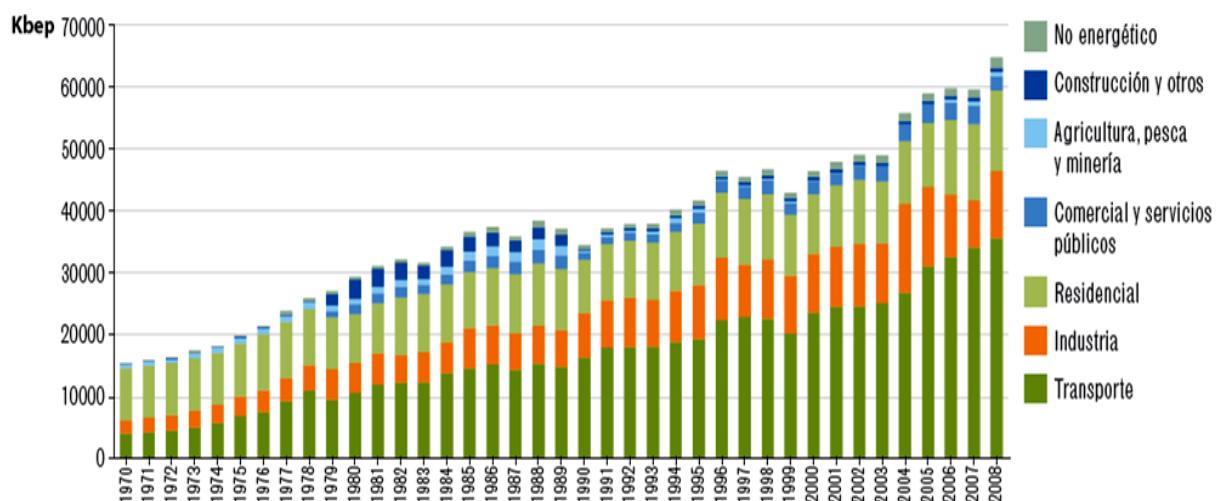
Fuente: Autor

3.4 EL GAS NATURAL FRENTE A OTROS HIDROCARBUROS UTILIZADOS EN EL ECUADOR

El GN como cualquier otro combustible gaseoso, no genera partículas sólidas en los gases de la combustión, produce menos CO₂, (reduciendo así el efecto invernadero), elimina las emisiones derivadas de la presencia de azufre y permite reducir en gran medida las emisiones de NOx y de CO. El GN, a diferencia de otros gases combustibles, es más ligero que el aire, por lo que, de producirse alguna fuga, se disipa rápidamente en la atmósfera.

3.4.1 EFICIENCIA

En el Ecuador de la década de los 70 el sector residencial era el sector de mayor consumo energético (43% en promedio), disminuyó al 20% en los años 2000, la tendencia obedece a la sustitución de la biomasa (leña) por combustibles fósiles (kerosene y GLP). En términos energéticos, la sustitución de una energía con niveles muy bajos de eficiencia (leña, con alrededor del 5%) por energías de más alto rendimiento (kerosene, 30% y GLP, 40%) implica un volumen menor de energía final para la satisfacción de un mismo nivel de servicio (energía útil). (CEDA, 2011). En el Gráfica 3.6 se puede observar la evolución de la demanda de energía del Ecuador entre los años 1970 y 2008, por sector. La mayor demanda está concentrada en tres sectores principales, el Transporte, la Industrial y el sector Residencial.



Gráfica 3.6 Demanda de energía primaria total de Ecuador por sector

Fuente: (CEDA, 2011)

El considerable incremento de la demanda de energía es de hecho un argumento adicional para la sustitución de los combustibles usados tradicionalmente en el Ecuador, por otros con mayores rendimientos, que permitan optimizar el consumo de energía y a la vez reduzcan la demanda de combustibles.



En la Tabla 2.1, se puede apreciar claramente que la utilización del gas natural comprimido (GNC) como carburante en motores aporta de entrada una serie de ventajas:

- Mayor relación H/C (Hidrógeno / Carbono). Ello permite intuir que las emisiones de CO₂ serán inferiores por unidad de energía.
- Mayor contenido energético por unidad de masa.
- Mayor octanaje, con lo que facilita su utilización en motores de mayor compresión.

Tabla 3.1 Propiedades del GN y otros combustibles

Fuente: (EPM GAS TECHNOLOGY, 2008)

PROPIEDAD	GASOLINA	DIESEL	METANOL	ETANOL	GLP	GNC
Razón H/C	1,9	1,88	4	3	2,7	4
Contenido energético (MJ/Kg)	44	42,5	20	26,9	46,4	50
Número de octanaje en motor	80 a 90	n	92	89	97	120

3.4.2 EMISIONES

El GN se considera un combustible limpio, porque el metano puro es altamente inflamable, se quema fácilmente y casi por completo, emitiendo muy pocos contaminantes atmosféricos. Además, no contiene azufre y por lo tanto no produce dióxido de azufre (SO₂). Con respecto a las emisiones de óxidos nitrosos (NOx) y CO₂, son menores que con otros combustibles fósiles, según: (AIE, 2007)

- CO₂ 117.000 ppm del gas natural vs 208.000 ppm del carbón
- Partículas: 7 ppm del gas natural vs 2,744 ppm del carbón
- Dióxido de sulfuro 1 ppm vs 2,591 del carbón.
- Óxidos de nitrógeno 92 ppm vs 457 del carbón.
- Monóxido de Carbono 40 ppm vs 208 del carbón.



La razón por la cual produce poco CO₂ es que el principal componente, metano, contiene cuatro átomos de hidrógeno y uno de carbono, produciendo 2 moléculas de agua por cada una de CO₂, mientras que los hidrocarburos de cadena larga (líquidos) producen sólo 1 molécula de agua por cada molécula de CO₂. (Hinojosa C, y otros, 2008)

3.4.3 PRECIOS

Todavía no hay un precio único del gas natural a nivel internacional. El desarrollo del *shale gas* en Estados Unidos produjo un descenso en los precios de gas de la región, aunque como todavía no existe un mercado global único, quedó desmentida la teoría de que el precio interno de los Estados Unidos pueda considerarse como una referencia para el precio internacional del GNL. (Bertero, 2012)

En la cuenca del Atlántico Norte los intercambios son libres y “spot” y por lo tanto existe una competencia gas-gas. Europa continental y Asia mantienen contratos de largo plazo vinculados al precio del crudo. En el caso de Europa, la vinculación por gasoducto con Rusia expone a tales contratos a la competencia con el precio del gas natural por gasoducto. En cambio, la competencia con los contratos de Asia todavía no se ha producido. (Bertero, 2012)

Los precios de GNL para las unidades flotantes de regasificación dependen de las negociaciones bilaterales con los proveedores. Los precios del GN se establecen por competencia con el mercado de gas doméstico o por el comportamiento contractual. Los costos son deducidos en un precio “net-back” hacia la planta. Si el precio resultante es suficiente para el desarrollo de la producción, el proyecto se concreta. (Bertero, 2012)

En el Ecuador, el precio al que se comercializa el GNL es de 5,31 US\$ por MM/BTU, según Decreto Ejecutivo No 929¹², Los Precios promedio del Gas Natural a nivel internacional, en el año 2011, por MM/BTU, fueron:

¹² R.O. No. 575 del lunes 14 de noviembre de 2011.



- Estados Unidos en Henry Hub: 4,01 US\$
- Reino Unido en NBP: 9.03 US\$
- GN de Rusia para Alemania en Waidhaus 10.61 US\$
- Japón 14.73 US\$

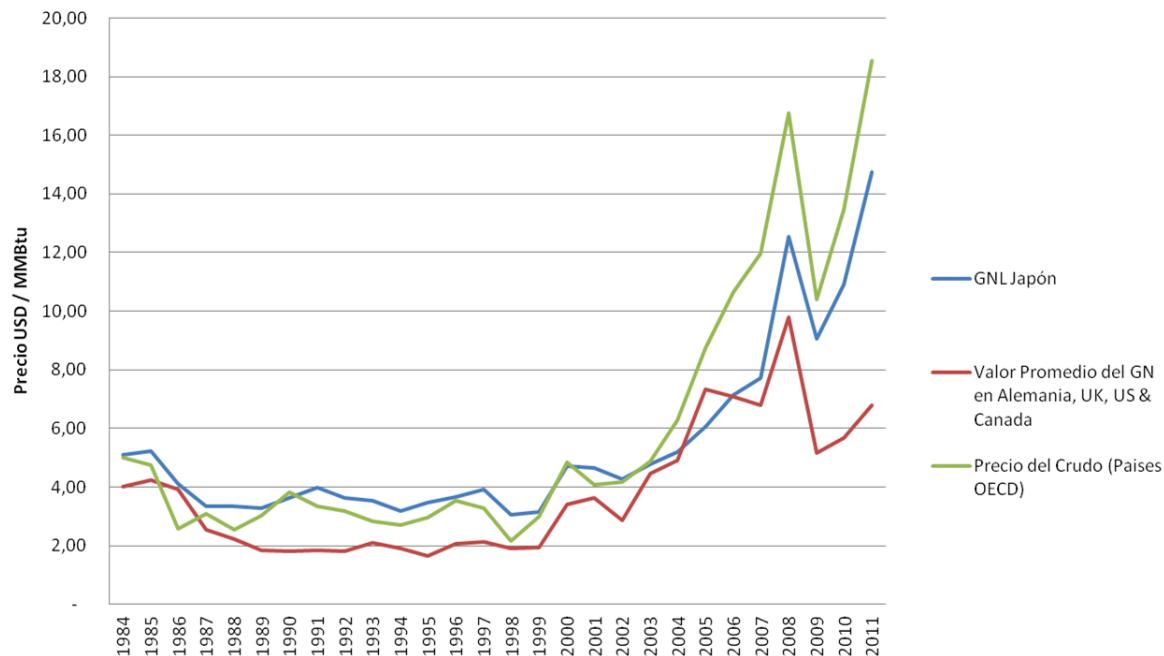
En la Tabla 3.2 y en la Gráfica 3.7, se puede observar la evolución histórica de precios del GN y del petróleo crudo a nivel internacional.

Tabla 3.2 Precios del GN y el petróleo crudo

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2012

Años	GNL	Gas Natural				Petroleo Crudo
	Japan	Alemania	UK	US	Canada	Paises OECD
	CIF	Precio Promedio de Importación	(Heren NBP Index)	Henry Hub	(Alberta)	CIF
USD/MMBtu						
1984	5.10	4.00	—	—	—	5.00
1985	5.23	4.25	—	—	—	4.75
1986	4.10	3.93	—	—	—	2.57
1987	3.35	2.55	—	—	—	3.09
1988	3.34	2.22	—	—	—	2.56
1989	3.28	2.00	—	1.70	—	3.01
1990	3.64	2.78	—	1.64	1.05	3.82
1991	3.99	3.19	—	1.49	0.89	3.33
1992	3.62	2.69	—	1.77	0.98	3.19
1993	3.52	2.50	—	2.12	1.69	2.82
1994	3.18	2.35	—	1.92	1.45	2.70
1995	3.46	2.39	—	1.69	0.89	2.96
1996	3.66	2.46	1.87	2.76	1.12	3.54
1997	3.91	2.64	1.96	2.53	1.36	3.29
1998	3.05	2.32	1.86	2.08	1.42	2.16
1999	3.14	1.88	1.58	2.27	2.00	2.98
2000	4.72	2.89	2.71	4.23	3.75	4.83
2001	4.64	3.66	3.17	4.07	3.61	4.08
2002	4.27	3.23	2.37	3.33	2.57	4.17
2003	4.77	4.06	3.33	5.63	4.83	4.89
2004	5.18	4.32	4.46	5.85	5.03	6.27
2005	6.05	5.88	7.38	8.79	7.25	8.74
2006	7.14	7.85	7.87	6.76	5.83	10.66
2007	7.73	8.03	6.01	6.95	6.17	11.95
2008	12.55	11.56	10.79	8.85	7.99	16.76
2009	9.06	8.52	4.85	3.89	3.38	10.41
2010	10.91	8.01	6.56	4.39	3.69	13.47
2011	14.73	10.61	9.03	4.01	3.47	18.56

Nota: CIF = costo + seguro + flete (precios medios).



Gráfica 3.7 Precios del GN y del petróleo crudo.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2012

Como se observa en la Gráfica anterior, a nivel internacional los precios del petróleo crudo están por encima de los precios del GN, y conociendo que los combustibles fósiles son derivados de petróleo, sus precios superarían a los precios del GN (más aún si se considera los procesos de transformación). Lo que da como consecuencia que el GN sea mucho más económico que otros combustibles fósiles.

En el Ecuador, el precio no sería un obstáculo para su implantación, sino más bien, su utilización dependería de las políticas y facilidades que el Estado (por ser un recurso natural) proporcione para impulsar este combustible. En caso de no contar con suficientes recursos propios, este puede ser adquirido a proveedores internacionales, para lo cual bastaría con tener una planta de recepción y almacenamiento que permita comprarlo, regasificarlo y comercializarlo.

3.4.4 APLICACIONES DEL GAS NATURAL

El gas natural tiene diversas aplicaciones en la industria, el comercio, la generación eléctrica, el sector residencial y el transporte de pasajeros y carga.



Ofrece grandes ventajas en procesos industriales donde se requiere de ambientes limpios, procesos controlados y combustibles de alta confiabilidad y eficiencia.

En el siguiente cuadro se indica algunas de las aplicaciones más comunes de gas natural:

Gráfica 3.8 Usos del gas natural

Fuente: (INNERGY, 1997)

Industrial	Comercio y Servicios	Energía	Doméstico	Transporte
Generación de vapor	Calefacción central	Cogeneración eléctrica	Cocina	Pasajeros: Taxis y Buses
Industria de alimentos	Aire acondicionado	Centrales térmicas	Calefacción	Carga: Cabezas y Camiones
Secado	Cocción/preparación de alimentos		Agua caliente sanitaria	
Cocción de productos cerámicos	Agua caliente		Aire acondicionado	
Fundición de metales				
Tratamientos térmicos				
Temple y recocido de metales				
Generación eléctrica para autoconsumo				
Producción de petroquímicos				
Sistemas de calefacción				
Hornos de fusión				

Adicionalmente, el gas natural puede ser utilizado como materia prima en diversos procesos químicos e industriales. De manera relativamente fácil y



económica puede ser convertido a hidrógeno, etileno, o metanol; los materiales básicos para diversos tipos de plásticos y fertilizantes. (INNERGY, 1997)

En todos los sectores industriales, el gas natural sustituye con grandes ventajas económicas y ambientales a otros combustibles, como el diésel, el gas licuado de petróleo (GLP), el petróleo residual, bunker, el carbón y la leña, por ser más barato que la mayoría de ellos y menos contaminante.

En las industrias de cemento, cerámica, vidrio, y otras que demandan ingentes cantidades de calor para operar hornos, calderos, marmitas, autoclaves, etc., la utilización del gas natural permitiría mejorar la eficiencia de los procesos productivos, reducir costos y ganar competitividad.

En las industrias del hierro, acero y metalurgia, el gas natural reemplaza con amplias ventajas a los otros combustibles. En la fabricación del acero es usado como reductor para la producción de hierro esponja. En la metalurgia, permite el calentamiento para la fusión o aleación de metales y tratamiento térmico de los mismos.

En la industria del vidrio, las propiedades físico químicas del gas natural permiten la implementación de quemadores que permiten una llama que brinda luminosidad y radiación necesaria para conseguir una óptima transmisión de la energía calórica en la masa de cristal. Asimismo, con el gas natural, el producto final (vidrio) es más limpio.

En la industria de los alimentos, el gas natural se utiliza en procesos de cocción, pasteurización, esterilización y secado. En el rubro alimentos, el gas natural permite con menos dificultad alcanzar las exigencias de calidad ISO, que hoy son indispensables en la producción de alimentos para la exportación.

En la industria textil, el gas natural permite el calentamiento directo por convección en sustitución del tradicional sistema de calentamiento mediante fluidos intermedios, con un ahorro energético del 20 al 30 por ciento aproximadamente con respecto a la electricidad.



En la industria de la cerámica, el uso del gas natural hace posibles importantes ahorros económicos y la obtención de productos de mejor calidad. Los acabados de los productos finales de esta industria requieren de mucha limpieza y con el gas natural se consigue esta exigencia.

En la industria del cemento, las ventajas del empleo del gas natural son superlativas: los hornos de las cementeras son más eficientes y tienen mayor vida útil, no siendo preciso un mantenimiento continuo; y la contaminación ambiental se reduce a niveles ínfimos. (Organismo Supervisor De La Inversión En Energía y Minas, 2010)

Por tanto la conversión de equipos sobretodo de diesel y bunker a gas natural presenta varios beneficios que deben ser considerados, como:

1. Es más económico en términos de energía entregada (US\$/MMBtu) a la caldera que los combustibles líquidos (diesel, residuales) y el GLP. Ello implica que el costo de generación del vapor, donde el combustible incide en más de un 80%, se reduce usando gas natural.
2. El gas natural produce una mejor combustión en virtud de que al presentarse sus componentes en estado molecular, reaccionan en forma más completa con las moléculas de oxígeno del aire de combustión. Ello implica un menor requerimiento de exceso de aire (alrededor del 10% solamente) en el quemador, produciendo a la vez menos CO y prácticamente nada de partículas.
3. Si el GN que se usaría se entregaría como GNL (prácticamente sin contenido de azufre), no producirá emisiones detectables de SO₂; asimismo por su menor temperatura de llama, en comparación con los combustibles derivados del petróleo, producirá menor NOx. Por ello, y por su menor emisión de CO₂, resulta un combustible menos contaminante del ambiente que los combustibles hasta ahora usados en el Ecuador. Esta situación resulta ventajosa a la hora de cumplir con los límites máximos permisibles de emisiones de chimenea establecidos por la normativa nacional y municipal.



4. En virtud de que el gas produce una combustión limpia (sin partículas visibles) y sin presencia de compuestos de azufre corrosivos, resulta ser menos agresivo para las calderas, lo cual se traduce en menores paradas y costos de mantenimiento por limpieza de tubos, cambio de tubos o ductos corroídos, etc.
5. Mayor eficiencia en el aprovechamiento de la energía. Ello resulta porque al producir menos depósitos de hollín en los tubos y menores in quemados en la combustión, las pérdidas de energía por chimenea son menores y se logra una mayor eficiencia térmica en la caldera. (Chalco, 2005)
6. Importantes beneficios en cuanto al mantenimiento de los equipos de consumo, como se muestra en la tabla 3.3:

Tabla 3.3 Tabla comparativa de Frecuencia de Mantenimiento según el tipo de Combustible.

Fuente: Gastecnic, 2012

Mantenimiento preventivo en el quemador	Tipo de combustible	
	Residuales	Gas natural
Control de la combustión y la eficiencia	Quincenal	Semestral
Limpieza y verificación del filtro del combustible	Quincenal	Semestral
Limpieza y verificación de electrodos	Quincenal	Semestral
Limpieza y verificación de las boquillas	Quincenal	Semestral
Verificación de válvulas solenoides	Quincenal	Semestral
Verificación de presostatos	Quincenal	Semestral
Limpieza y verificación de mirilla	Quincenal	Semestral
Limpieza y verificación de platos reflectores	Quincenal	Semestral
Limpieza y verificación de fotocelda IR/UV	Quincenal	Semestral
Verificación del programador de llama	Quincenal	Quincenal
Verificación del transformador de encendido	Quincenal	Quincenal
Verificación de la presión de combustible	Diario	Diario
Limpieza de chimeneas y ductos de gases	Semestral	Anual

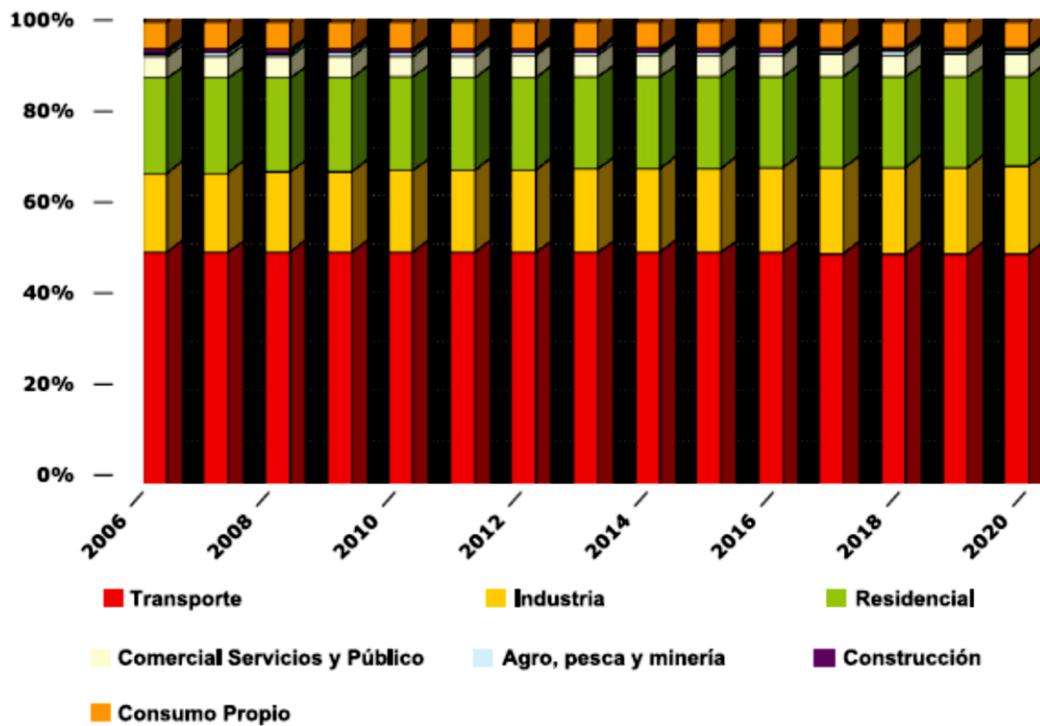
Recomendado por fabricantes de quemadores.

Fuente: GASTECNIC.

3.5 PERSPECTIVAS DE USOS DE GAS NATURAL EN EL ECUADOR

Los principales sectores del Ecuador que tienen una gran demanda de energía son: Transporte, Industria y el Sector Residencial, los mismos que representan cerca del 90% del total de energía demandada.

En la Gráfica 3.9, podemos ver un escenario de la demanda de energía por sector hasta el año 2020, según la tendencia histórica de consumo. Por tanto, los sectores más relevantes en los que se podría introducir el GN son: el industrial, transporte, doméstico.



Gráfica 3.9 Estructura sectorial de la demanda de energía escenario tendencial del Ecuador

Fuente: (Mosquera Rodríguez, y otros, 2008)

3.5.1 INDUSTRIAL

El empleo del gas en la industria se debe especialmente a su capacidad de regulación, ausencia de cenizas, de azufre, facilidad de control de la atmósfera de los hornos en determinados tratamientos, etc. El gas natural en el sector industrial puede ser utilizado como combustible en varios tipos de equipos, por ejemplo: hornos, secadores y calderas. En las industrias de cerámicas, cemento, metales, y otras donde se requieren hornos, el aprovechamiento energético y el ahorro en el consumo son notorios cuando se utiliza gas natural. (gasNatural Fenosa, 2013)

La mayoría de industrias de los países de América Latina y el Caribe, utilizan Gas Natural en sus procesos industriales. En el año 2009, según datos de la

OLADE, el consumo de GN en la industria de los países de AL&C representó el 39% del total de consumo.



Grafica 3.9 Distribución del consumo de Gas Natural en los países de América Latina y el Caribe en el año 2009

Fuente: (OLADE, 2010)

El Ecuador frente a esta realidad presenta una gran desventaja, puesto que utiliza otros combustibles como Diesel, bunker y GLP los cuales no le permiten competir a la industria en igualdad de condiciones.

Considerando que la industria es el motor de la economía de un país¹³, es fundamental impulsar su desarrollo y crecimiento, mediante la promoción de fuentes de energía económica y eficiente que le permitan ser más competitiva.

3.5.2 TRANSPORTE. GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR (GNCV)

Un motor que utiliza GNCV, gana eficiencia, y sus necesidades de mantenimiento y cambio de aceite son menores en comparación con otro combustible. La vida útil de bujías, válvulas y pistones aumenta debido a que el gas natural no deja residuos de carbono y a que la temperatura del motor es menor. La temperatura necesaria para que el gas alcance el punto de auto ignición es de 650 °C, 300 °C por encima de la gasolina. Los cilindros de almacenamiento de GNCV son seguros y resistentes. (ECOPETROL, 2012)

¹³ En el Ecuador, según la variación anual del PIB (2012) por industria, se observa que las actividades que mejor desempeño tuvieron fueron: suministro de Electricidad y Agua (22.9%), Construcción (13.05%), Pesca (7.84%) e Industria Manufacturera (6.66%).



3.5.3 DOMÉSTICO

Se emplea principalmente para la cocción, calentamiento de agua y calefacción ambiental. También se emplea para el funcionamiento de secadoras de ropa y neveras. (gasNatural Fenosa, 2013)

3.5.4 OTROS

El Ecuador con la creación de la Refinería del Pacífico, puede desarrollar el sector petroquímico, donde se utilizaría el Gas Natural como materia prima para la obtención de monóxido de carbono, hidrógeno, metanol, ácido acético, anhídrido acético, entre otros. (ECOPETROL, 2012)

3.6 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

En la actualidad el Ecuador utiliza su gas natural en la generación de energía y en un reducido sector industrial. Existen más industrias y sectores interesados en utilizar este combustible, pero la capacidad instalada de la planta licuefactora de Petroecuador (200Ton/día) no podría abastecer a todos los sectores interesados.

Por tanto, es importante considerar una planificación para el desarrollo del gas natural en el Ecuador, donde se priorice los sectores a desarrollar y se canalice las inversiones hacia una estructura que permita su desarrollo, en base a proyectos de pequeña escala donde se pruebe su factibilidad y luego se los realice a gran escala.

Con la infraestructura actual que posee el país, se podría desarrollar el uso del Gas Natural por ejemplo para el sector industrial de la ciudad de Cuenca, donde aparte de la industria cerámica que ya utiliza GN, se encuentran otras industrias como la del papel, llantas, plásticos, etc.

Si se enfoca la inversión hacia un determinado sector, este se desarrollaría, y la experiencia adquirida permitiría masificar su uso hacia otras ciudades y/o sectores.



En esta investigación se analizará la factibilidad técnica y económica para abastecer de GN al sector industrial de Cuenca, y particularmente en el Parque Industrial. El análisis considerará el suministro de la actual planta licuefactora de Petroecuador como primera opción y si su producción no cubriría la demanda, también se analizarán otras alternativas de suministro de Gas Natural.



IV CAPÍTULO

ESTADO ACTUAL DEL PARQUE INDUSTRIAL DE CUENCA



4. IV. ESTADO ACTUAL DEL PARQUE INDUSTRIAL DE CUENCA

4.1 INTRODUCCIÓN

Un parque industrial es un área especialmente reservada para el desarrollo industrial, que cuenta con una ubicación¹⁴, infraestructura¹⁵ y administración definida¹⁶. Estas características básicas posibilitan algunos beneficios como:

- Atraen nuevas inversiones al proveer toda la infraestructura necesaria en un solo lugar.
- Fomentan la creación de nuevas empresas.
- Contribuyen con la generación de empleos y desarrollo económico.
- Coadyuvan en el desarrollo industrial regional.
- Participan como elemento de ordenamiento urbano
- Separan a la industria de las áreas urbanas para reducir el impacto ambiental y social. (REF: http://www.spis.gob.mx/parque_industrial.htm)

4.2 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL

El Parque Industrial de Cuenca (PIC) fue constituido legalmente el 3 de noviembre de 1973 como una compañía mixta, siendo sus socios fundadores, el Municipio de Cuenca, el Centro de Desarrollo Industrial del Ecuador (CENDES), la actual Corporación Financiera Nacional (CFN), el Centro de Reconversión Económica del Azuay, Cañar y Morona Santiago (CREA), la Cámara de Industrias de Cuenca y el Consejo Provincial del Azuay. (Hinojosa C, y otros, 2008)

El PIC, se encuentra ubicado al noreste de la ciudad, a 5 km del centro histórico, junto a la orilla izquierda del río Machángara (ver la Ilustración 4.1 Ubicación del Parque Industrial de Cuenca).

¹⁴ Se localizan cerca importantes vías de comunicación como carreteras, vías del ferrocarril, aeropuertos o puertos marítimos.

¹⁵ Facilitan el desarrollo industrial ya que cuentan con todos los servicios como abastecimiento de agua, energía eléctrica, gas, telefonía, calles pavimentadas, alumbrado público y seguridad.

¹⁶ Cuenta con oficinas centrales para su operación y gestión general.



Ilustración 4.1 Ubicación del Parque Industrial de Cuenca

Fuente: (MAPS)

El Municipio de Cuenca declaró a este sector como zona industrial por su ubicación y por las siguientes ventajas:

- Cercanía a la Ciudad.
- Acceso inmediato a la carretera Panamericana.
- Posee una infraestructura de servicios básicos adecuada (agua, energía eléctrica, etc.)
- La geografía del sitio presenta dos planicies separadas por un talud de siete metros, lo que evitaría trabajos de nivelación de terreno en cada planicie.
- El nivel inferior del terreno se encuentra contiguo al río Machángara, lo que facilitaría la salida de aguas servidas y permitiría la instalación de industrias con alto consumo de agua.

Las actividades que se cumplen en el PIC están categorizadas dentro de la Clasificación Internacional Industrial Uniforme (CIIU)¹⁷ (Hinojosa C, y otros, 2008).

¹⁷ Clasificación sistemática de todas las actividades económicas cuya finalidad es la de establecer su codificación armonizada a nivel mundial. Es utilizada para conocer niveles de desarrollo, requerimientos, normalización, políticas económicas e industriales, entre otras utilidades.



4.2.1 OBJETIVOS DEL PARQUE INDUSTRIAL

La empresa Parque Industrial de Cuenca (PIC), tiene como objetivos: (Hinojosa C, y otros, 2008)

- Promocionar inversiones y crear nuevas empresas industriales.
- Contribuir con el ordenamiento urbano de la ciudad
- Facilitar la infraestructura necesaria para el funcionamiento de las industrias
- Contribuir al desarrollo industrial de la región mediante la participación accionaria en proyectos que se consideren prioritarios para el desarrollo industrial
- Facilitar la instalación industrial mediante el arrendamiento y venta de naves industriales tipo estándar

4.2.2 ZONIFICACIÓN

El PIC con el fin de evitar inconvenientes que podrían derivarse de la instalación de industrias, se ha zonificado de la siguiente manera: (Hinojosa C, y otros, 2008)

- ZONA 1: Mecánica Fina - Montaje y Electrónica
- ZONA 2: Minerales no metálicos y/o empresas no alimenticias
- ZONA 3: Productos alimenticios
- ZONA 4: Confecciones y Empresas Misceláneas
- ZONA 5: Empresas emisoras de olor
- ZONA6: Empresas limpias con alta densidad de personal

4.2.3 CAPACIDAD

El área total del PIC es de 70,8 hectáreas, de las cuales 23,8 hectáreas están destinadas a espacios verdes, vías y servicios comunales, quedando una superficie útil de 47 hectáreas, las mismas que se dividen en 111 lotes cuyos tamaños y distribución es la siguiente: (Hinojosa C, y otros, 2008)



Tabla 4.1 Distribución de lotes del Parque Industrial de Cuenca

Fuente: (Hinojosa C, y otros, 2008)

TAMAÑO	No. LOTES
> 10.000 m ²	5
≥7.200 m ² y ≤ 10.000 m ²	9
≥3.150 m ² y < 7.200 m ²	32
≥1.500 m ² y < 3150 m ²	60
< 1500 m ²	10
TOTAL	116

4.3 NUMERO DE FÁBRICAS DENTRO DEL PARQUE INDUSTRIAL DE CUENCA

En el año 2008, una investigación realizada por las ingenieras Liana Hinojosa y Pamela Vásquez, realizó un catastro de empresas alojadas en el PIC. Este catastro determinó las siguientes industrias en el PIC:

Tabla 4.2 Clasificación y Cuantificación de las Industrias en el PIC

Fuente: (Hinojosa C, y otros, 2008)

DIVISIÓN CIIU	TIPO DE INDUSTRIA	CANTIDAD	%
11	PRODUCCIÓN AGROPECUARIA	1	1,75%
31	PRODUCTOS ALIMENTICIOS, BEBIDAS Y TABACO	13	22,81%
32	TEXTILES, PRENDAS DE VESTIR E INDUSTRIAS DEL CUERO	3	5,26%
33	INDUSTRIA DE LA MADERA Y PRODUCTOS DE MADERA, INCLUYENDO MUEBLES	6	10,53%
34	FABRICACIÓN DE PAPEL Y PRODUCTOS DE PAPEL	1	1,75%
35	FABRICACIÓN DE SUSTANCIAS QUÍMICAS Y PRODUCTOS QUÍMICOS, DERIVADOS DEL PETROLEO Y CARBÓN, CAUCHO Y PLASTICO	14	24,56%
36	FABRICACIÓN DE PRODUCTOS MINERALES NO METALICOS EXCEPTUANDO LOS DERIVADOS DEL PETROLEO Y CARBÓN	7	12,28%
37	INDUSTRIAS METÁLICAS BÁSICAS DE HIERRO Y ACERO	2	3,51%
38	FABRICACIÓN DE PRODUCTOS METALICOS MAQUINARIA Y EQUIPO	9	15,79%
83	BIENES INMUEBLES Y SERVICIOS PRESTADOS A LAS EMPRESAS	1	1,75%
TOTAL		57	100,00%



En la ciudad de Cuenca existe un total de 325 empresas catalogadas entre grandes y pequeñas, distribuidas indistintamente en toda la ciudad, (Hinojosa C, y otros, 2008), de las cuales solo el 17,8% está concentrado en el PIC, es decir 57 Empresas, de las cuales 31 realizan procesos de transformación que incluyen el uso de combustibles fósiles.

En el Anexo 1 se muestra un cuadro con el listado de industrias ubicadas en el Parque Industrial con sus respectivos nombres, razón social y actividad productiva.

4.4 DETERMINACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES EMPLEADOS POR FÁBRICAS DEL PIC

Para determinar los tipos y cantidades de combustibles utilizados por las distintas fábricas ubicadas en el parque industrial, se consideró los equipos que las empresas poseen como hornos, calderos, secaderos y otros equipos que generan emisiones atmosféricas.

Para ello, según las encuestas realizadas en (Hinojosa C, y otros, 2008), las empresas que estarían dentro de los parámetros señalados se describen en la Tabla 4.3.



Tabla 4.3 Consumo energético de las industrias que generan emisiones en el PIC, por tipo de Combustible.

Fuente: Autor

NOMBRE DE LA INDUSTRIA	ACTIVIDAD	EQUIPOS DE CONSUMO		COMBUSTIBLE UTILIZADO			EQUIVALENTE EN UNIDADES		
		TIPO	CANTIDAD	TIPO	CANTIDAD		DE ENERGÍA		
					LÍQUIDO GAL /MES	GASEOS O VAPOR			
ADHEPLAST S.A.	SUSTANCIAS QUÍMICAS	CALDERO	1	DIESEL	25		3435,97		
CARDECA	MADERA Y CORCHO	CALDERO	1	CELULOSA		500			8350
CARTONES NACIONALES S.A.I. CARTOPEL Y ELECTROSU	PAPEL	CALDERO	4	BUNKER, GLP	239000	150	33104509,63	7200	0
CAUCHO INDUSTRIAS L.R.P.	SUSTANCIAS QUÍMICAS	CALDERO	1	DIESEL	1000		137438,89	0	0
CHI-VIT ECUADOR S.A.	MINERALES NO METALICOS	HORNO	1	GLP		700		33600	0
COMPÀNIA ECUATORIANA DEL CAUCHO S.A.	SUSTANCIAS QUÍMICAS	CALDERO	1	BUNKER	150000		20776888,89	0	0
CUENCA BOTTELING COMPANY C.A.	ALIMENTICIA	CALDERO	2	DIESEL, GASOLINA Y GLP	10120	2000	1390881,56	96000	0
EMBUTIDOS LA CUENCANA	ALIMENTICIA	CALDERO	1	DIESEL		1500	206158,33	0	0
EMBUTIDOS LA ITALIANA	ALIMENTICIA	CALDERO	1	DIESEL	2500	28	343597,22	1344	0
FABRICA DE RESORTES VANDERBILT	METALMECÁNICA	HORNO	1	DIESEL, GAS NATURAL	50000	2500	6871944,44	125500	0
FABRICA DE VELAS HERMINIO DELGADO	SUSTANCIAS QUÍMICAS	CALDERO	1	DIESEL	500		68719,44	0	0
FIBROACERO S.A.	METALMECÁNICA	CALDERO, HORNO	1 Y 2	DIESEL, GASOLINA Y GLP	1010	20000	138813,28	960000	0
FIBROACERO S.A. GAS	METALMECÁNICA	HORNO	2	GLP		18750		900000	0
		HORNO, SECADERO, ATOMIZADOR	8 , 6 y 3	GAS NATURAL					
GRAIMAN CIA. LTDA.	MINERALES NO METALICOS				1000000			50200000	0
HORMICRETO (PLANTA CLINKER)	MINERALES NO METALICOS	HORNO	1	BUNKER	14700		2036135,11	0	0
INDUSTRIAS DE ALIMENTOS LA EUROPEA CIA. LTDA.	ALIMENTICIA	CALDERO	2	DIESEL	10000		1374388,89	0	0
INDUSTRIAS QUÍMICAS DEL AZUAY S.A.	SUSTANCIAS QUÍMICAS	HORNO	1	DIESEL	6000		824633,33	0	0
ISOLLANTA CIA. LTDA.	SUSTANCIAS QUÍMICAS	CALDERO	1	DIESEL	800		109951,11	0	0
KERAMIKOS S.A.	MINERALES NO METALICOS	HORNO	1	GLP		3500	0,00	168000	0
LA CARPINTERIA CCIM	MADERA Y CORCHO	CALDERO	1	DIESEL, CELULOSA	300		41231,67	0	31730
LACTEOS SAN ANTONIO S.A.	ALIMENTICIA	CALDERO	2	DIESEL, GLP	13500	1050	1855425,00	50400	0
MESILSA S.A.	SUSTANCIAS QUÍMICAS	CALDERO	1	DIESEL, GLP, GASOLINA, BUNKE	2705	84	371772,19	4032	0
MUEBLES CARRUSEL	MADERA Y CORCHO	CALDERO Y HORNO	1 y 1	CELULOSA			36000	0,00	601200
PAN DEL ECUADOR "PANESA"	ALIMENTICIA	HORNO	4	DIESEL	1655		227461,36	0	0
PRESSFORJA	METALMECÁNICA	HORNO	2	GLP		900		43200	0
PROLACEM	ALIMENTICIA	CALDERO Y HORNO	1 y 1	BUNKER, GLP	27000	15	3739840	720	0
SINTECUERO S.A.	PRENDAS DE VESTIR	CALDERO	5	DIESEL, BUNKER, GLP	42000	90	5772433,33	4320	0
SURPACIFIC S.A.	ALIMENTICIA	CALDERO	1	DIESEL		150	20615,83	0	0
TALLERES INDUSTRIALES AUSTROFORJA	METALMECÁNICA	HORNO	2	GLP		6300	0,00	302400	0
TELARTEC	TEXTILES	CALDERO	1	DIESEL, BUNKER.	5500		755913,89	0	0
TUBERIA GALVANIZADA ECUATORIANA CIA. LTDA. TUGALT	METALMECÁNICA	CALDERO	1	DIESEL	10000		1374388,89	0	0
SUBTOTAL:								81546578,27	52896716,00
TOTAL:									641280,00
									135.084.574,27

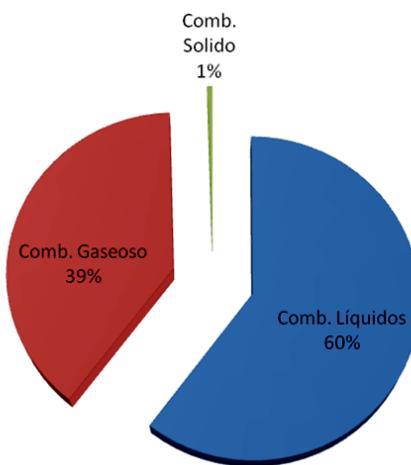
4.4.1 TIPOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN EL PIC

En el Ecuador actualmente se comercializan varios tipos de combustibles, principalmente los derivados del petróleo, entre los que se destacan principalmente el diesel, bunker y gas licuado de Petróleo.

4.4.1.1 *Cantidad de combustibles utilizados*

La cantidad de combustibles utilizados en la industria dentro del PIC obedece a los diferentes equipos y tecnologías que tienen cada una de las fábricas, así como también del volumen de producción, horarios de trabajo y sus diferentes procesos (continuos o por baches). De acuerdo a la información de la Tabla 4.3, las cantidades de los combustibles utilizados por las fábricas en el PIC, son (ver la Gráfica 4.1):

- **Combustibles Líquidos (gasolina, diesel y bunker):** 589.965 Gal/mes; lo que equivale al 60% del total de combustibles utilizados en el PIC.
- **Combustibles Gaseosos (GLP y GN):** 1.056.067 Kg/mes; lo que equivale a un 39% del total de combustibles utilizados en el PIC.
- **Combustibles Sólidos (celulosa):** 38.400 Kg/mes; equivalentes a un porcentaje del 1% del total.



Gráfica 4.1 Tipo de combustibles en las fábricas del Parque Industrial de Cuenca

Fuente: Autor

Es decir que el consumo energético del Parque Industrial de Cuenca correspondiente a combustibles fósiles, según la información dada en la Tabla 4.3



es de: 135'084.574,27 MJ mensuales, (37.523,49 MWh-mes) o 4'502.819,14 MJ diarios, o 187.617,464MJ/h. Lo que equivale a 52,12MWh ó 177,841 MMBTU/h.

Si al consumo antes indicado, se le suma el consumo de energía eléctrica del Parque Industrial de Cuenca (12.312,26 MWh-mes en promedio¹⁸), se tiene que el 75,3% del total de energía consumida proviene de recursos fósiles.

4.4.1.2 *Máquinas y equipos de consumo de combustibles*

De acuerdo a la información obtenida en (Hinojosa C, y otros, 2008), los equipos que consumen combustibles en las fábricas del PIC, son principalmente de dos tipos, hornos y calderos, los mismos que tienen diferentes tecnologías, unas que datan desde los años 1958 y otras modernas sobre los años 2000.

4.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

Las 31 Industrias del PIC, que consumen combustibles fósiles cuentan con un almacenamiento propio de combustible que les permite tener una autonomía de consumo.

Cada zona de almacenamiento de combustibles debe respetar una zona de retiro o distancias de seguridad para salvaguardar las instalaciones, así como también contar con infraestructura de seguridad como cubetos de contención de derrames, sistemas contra incendios específicos para la zona, personal y recursos asignados para cuidado control y mantenimiento de estas Zonas.

Este sistema que mantienen las Industrias en la actualidad, genera varios puntos de riesgo de inflamación (cada zona de almacenamiento de combustibles es considerada como zona de riesgo) y costos, los mismos que podrían ser eliminados o reducidos si:

- Se contara con un abastecimiento de combustibles en línea, es decir si los combustibles pudieran ser consumidos de acuerdo a la demanda sin contar con un almacenamiento individual, ó

¹⁸ Energía registrada en la Subestación 4, del Parque Industrial año 2013 (CENTROSUR, 2014).



- Se contara con un solo almacenamiento general para el PIC, el cual pueda abastecer a todas las industrias. Con esto se asignaría un espacio físico común, y los recursos requeridos para su cuidado, mantenimiento y control podrían ser unificados y reducidos a un solo costo común.

Existen beneficios adicionales al eliminar las zonas individuales de almacenamiento de combustible, entre ellos:

- El espacio físico asignado a la zona de almacenamiento puede ser destinado a otros usos que generen rentabilidad a la empresa, (agrandar la planta, colocar nueva maquinaria, oficinas o parqueaderos para los colaboradores).
- Los costos por mantener un stock de Combustible se reducirían al 100%, es decir no asignarían recursos económicos para cancelar dicho combustible lo cual mejoraría la liquidez de la empresa.

Para un cálculo más exacto, es recomendable actualizar el consumo energético considerado en este estudio.



CAPITULO V.

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA EXPLOTACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL PARQUE INDUSTRIAL DE CUENCA.



5. V. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA EXPLOTACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL PARQUE INDUSTRIAL DE CUENCA.

5.1 INTRODUCCIÓN

En el Ecuador la intensidad energética en el sector industrial tiene una evolución creciente, que se debe, entre otras a la menor eficiencia en las tecnologías energéticas. Para el 2006, en el Ecuador el consumo energético industrial correspondía al 20%, repartidos en fuel oil, diesel oil, productos de caña y electricidad (35%, 21%, 20% y 15%, respectivamente). Se advierte en un escenario tendencial una agudización del consumo de combustibles en el futuro, con un incremento anual entre el 4% al 5% (Mosquera Rodríguez, y otros, 2008).

La industria como motor del desarrollo de una comunidad, tanto por la inclusión de mano laboral como por la fabricación de equipos o materiales útiles, debe comprometerse al fomento de su eficiencia en el uso de materias primas e insumos. En el caso ecuatoriano, la industria debe propiciar el cambio desde una economía basada en la agricultura y en los insumos primarios hacia otra de transformación (Duque, 2003). Esto, implica que para propiciar su desarrollo debe ser competitiva, no sólo a nivel nacional sino a nivel internacional.

Hay varios compromisos que la industria ecuatoriana debería asumir para propiciar su expansión, no solo a nivel local sino internacional. Así, debe acogerse, a una serie de regulaciones, normas, políticas, o estándares (obligatorios y otros voluntarios), para garantizar su entrada a mercados extranjeros. De hecho, son innumerables los aspectos que en un mundo globalizado el industrial debe considerar para mantenerse en el mercado, entre ellos se puede anotar, normativas de calidad, seguridad, ambiental, o de eficiencia energética. Todo este conjunto de aspectos, a corto plazo, pueden frenar el crecimiento económico, pues los costos al implantar estos sistemas pueden ser mayores a los esperados. En los países desarrollados, estos costos son manejables, dados los altos ingresos de estos países (Duque, 2003). En el caso ecuatoriano, así como en otros países en vías de desarrollo, esto último sin duda no es evidente. En muchas empresas incluso, el uso de la energía se ve como una caja negra, y su uso eficiente rara vez se considera como parte de los ciclos de mejora (Saer, 2008)]. En el caso del uso eficiente de energía se estima

que tanto en países industrializados como en países en desarrollo, se pueden lograr ahorros entre el 10 y 15% en lo referente al manejo de combustible y energía eléctrica (Saer, 2008).

Entre las opciones para la reducción de gastos en la producción es el cambio de combustibles. Sin duda la adopción de esta medida dependerá de la situación económica de la empresa, la idiosincrasia de los directivos e incluso el tamaño de la organización. El cambio del combustible, en una empresa, puede significar modificaciones a los procedimientos de trabajo o cambios tecnológicos. Sin embargo y a pesar de que es extremadamente raro que no se logre una reducción significativa de costos, es importante analizar las condiciones técnicas y financieras para promover este cambio tecnológico.

Son tres ejes los que podría beneficiar a la industria con la sustitución de un combustible más eficiente, menos costoso y más amigable con el ambiente (Ver Ilustración 5.1).

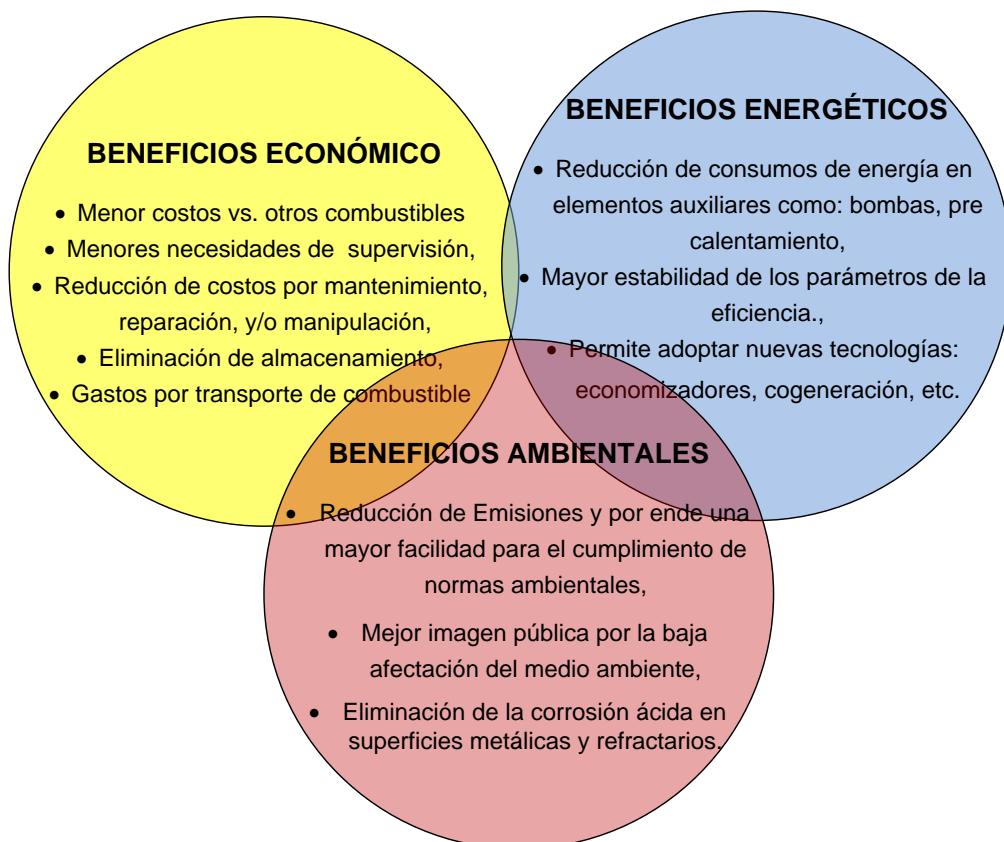


Ilustración 5.1 Beneficios esperados con la sustitución de combustibles

Fuente: Autor



El Gas Natural por sus características, reemplaza ventajosamente a otros combustibles como el Bunker, Diesel, Residuales, Gas licuado de petróleo (GLP), Kerosene, Carbón y Leña. (Vásquez Liñan, y otros, 2007)

Con el fin de determinar si es conveniente y práctico, realizar un cambio de combustible, es necesario primero conocer si es técnicamente posible realizar modificaciones en los equipos de consumo con los que cuenta actualmente las industrias del Parque Industrial de Cuenca, de manera que estos puedan funcionar con GN.

Posteriormente, para determinar la viabilidad técnica y económica, se analizan varias alternativas disponibles para hacer un uso masivo del GN en el Parque Industrial de Cuenca:

- a) La construcción de un gasoducto desde la planta de Licuefacción de Gas Natural en Bajo Alto, provincia de Machala hasta la Ciudad de Cuenca.
- b) El transporte de Gas Natural Comprimido (Gasoducto Virtual) desde bajo alto hasta Cuenca.
- c) La instalación de una planta Satélite de Regasificación de Gas Natural Licuado para el Parque Industrial de Cuenca, con la construcción de un gasoducto solo para el PIC.

5.2 CONVERSIÓN DE EQUIPOS DE CONSUMO

Un cambio de combustible implica un análisis detallado del equipo (caldera, horno, etc.) y de las características de operación que éste posea. Puesto que gran parte de las industrias del PIC poseen calderos, se ha considerado como ejemplo el caso de una caldera marca Cleaver Brooks¹⁹, la cual presenta las siguientes características: Caldera tipo pirotubular (ver Ilustración 5.2) de 4 pasos de 400 BHP de potencia equivalente a 6 TN vapor/hora, año de fabricación: 1982, combustible: Bunker, máximo caudal de combustible: 112 gal/h (Vásquez Liñan, y otros, 2007).

¹⁹ Una caldera marca Cleaver Brooks, por ejemplo, es utilizada en la Industria de Alimentos La Europea, para generar vapor, el mismo que es utilizado para cocción de alimentos.



Ilustración 5.2. Caldera tipo pirotubular

Fuente: (Vásquez Liñan, y otros, 2007)

La utilización del gas natural en calderas, simplifica la relación combustible-quemador reduciendo el uso de bombas, calentadores, tanques de almacenamiento y otros, (Vásquez Liñan, y otros, 2007), como se observa en las siguientes ilustraciones:

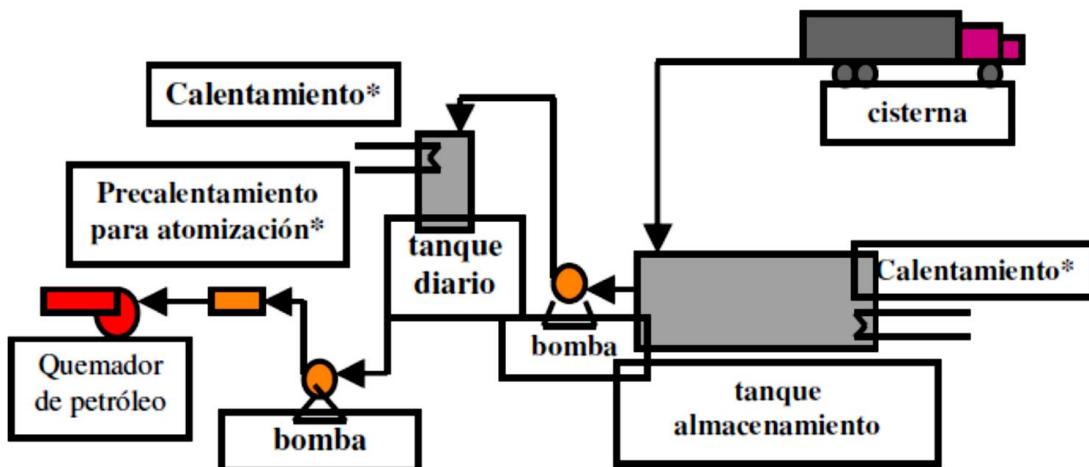


Ilustración 5.3: Proceso para quemar combustibles líquidos.

Fuente: (Vásquez Liñan, y otros, 2007)

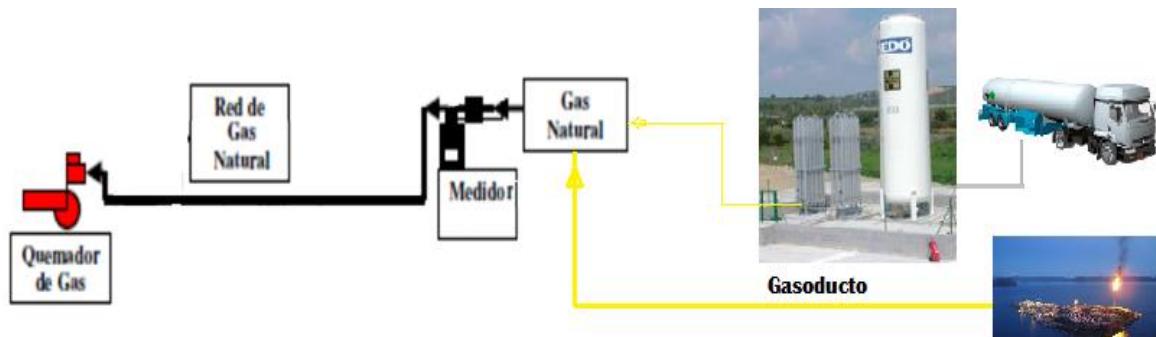


Ilustración 5.4: Proceso para quemar GN

Fuente: (Vásquez Liñan, y otros, 2007)

Independientemente del tipo de equipo de consumo (caldera, hornos, etc.), si se compara la Ilustración 5.3 con la Ilustración 5.4, se puede observar que el proceso para utilizar GN, es mucho más simplificado, por lo que el cambio tecnológico no se considera como limitante para el reemplazo de combustible. De esta manera, el análisis para determinar la factibilidad, se centra en los beneficios económicos, energéticos y ambientales que nos proporciona este combustible.

5.3 ALTERNATIVAS PARA SUMINISTRO DE GAS NATURAL AL PIC

Actualmente en el Ecuador se está produciendo GN en el Campo Amistad, para luego ser licuado, almacenado y transportado por tanqueros para el consumo interno. Como punto de partida para el presente análisis, se considera a este Campo como la principal fuente de abastecimiento.

En caso de que la demanda se vea incrementada, otras fuentes de abastecimiento serían necesarias de analizar, ya sea por suministro desde otros pozos de producción o desde otros centros de distribución o plantas de licuefacción dentro o fuera del país.

Para identificar las alternativas que se tienen para el suministro de gas, es indispensable conocer la demanda de energía que se tiene en el PIC, para según ello, identificar las posibles fuentes de abastecimiento y/o buscar alternativas que permitan satisfacer dicha demanda.



De acuerdo a la Tabla 4.3, la demanda total del energía de las 31 empresas del PIC que consumen combustibles es de 135'084.574,27 MJ/mes; considerando que la industria Graiman y Vanderbilt ya consumen Gas Natural, la demanda de energía de las empresas que potencialmente cambiarían su combustible sería de: 84.759.074,27 MJ/mes u 8,03 Trillones de BTU/mes. Ello representa 389.238,97 m³/mes de GN.

Para este análisis se consideran las siguientes alternativas para el suministro de gas al PIC:

- Gas Natural a través de un **Gasoducto** directo desde el punto de producción hasta cada una de las industrias.
- Gas Natural Comprimido a través de un sistema llamado **gasoducto virtual**.
- Gas Natural Licuado, para lo cual se requeriría una Planta de licuefacción donde se licuaría el GN para convertirlo en líquido para poderlo almacenar y transportar hacia una **Planta satélite de Regasificación de Gas Natural (PSR)**, para poder convertirlo nuevamente en gas, para su utilización.

5.3.1 GASODUCTO

Es la forma más conocida y usada de transporte del GN a gran escala. Los gasoductos pueden unir distancias de hasta 3000 km, aproximadamente, y suelen tener una red de ductos que se conectan al ducto principal con el fin de abastecer a las poblaciones cercanas a la trayectoria del mismo. (SNMPE, Sociedad Nacional de Minería, Petroleo y Energía, 2012)

5.3.1.1 *Principio de Funcionamiento*

El transporte de GN se realiza a través de gasoductos desde los lugares de producción o procesamiento hasta un punto que se le denomina “City Gate”, que viene a ser el lugar donde se realiza la reducción de presión, medición y

odorización²⁰, antes de su distribución a los centros de consumo. El transporte por gasoductos se realiza a presiones mayores de 20 bar. (HIDROCARBUROS PERU, 2013)

Un gasoducto requiere un sistema de distribución hacia cada uno de los usuarios a través de una red de ductos. Por lo general empieza en el City Gate y termina en la puerta del usuario. La distribución se realiza a bajas presiones, normalmente por debajo de los 20 bar., tal como se muestra en la Ilustración 5.5.

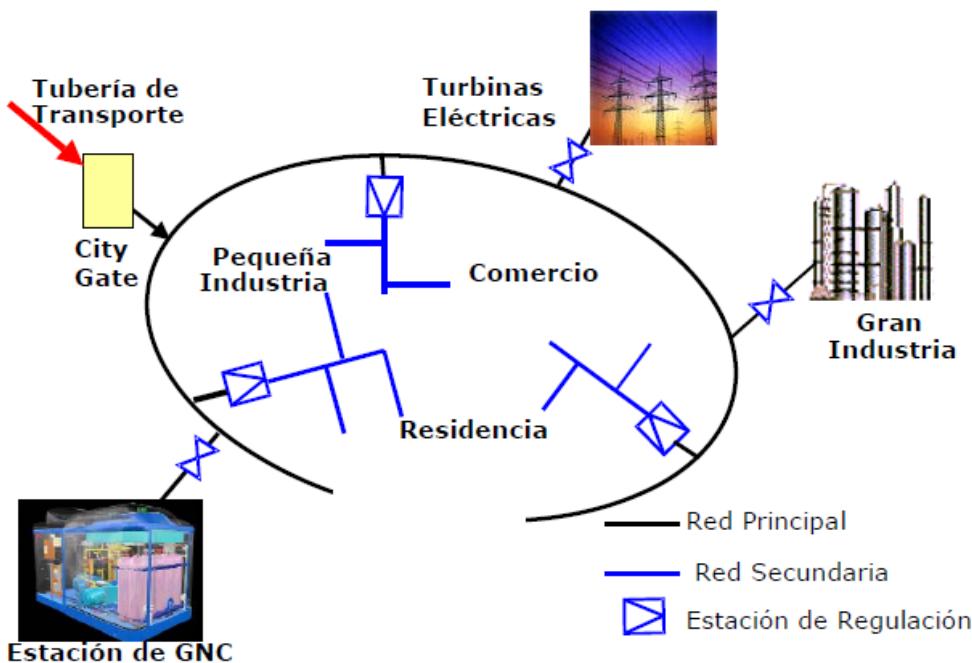


Ilustración 4

Ilustración 5.5: Esquema de Distribución del GN

Fuente: (HIDROCARBUROS PERU, 2013)

5.3.2 GASODUCTO VIRTUAL

Esta opción se utiliza donde la distancia y la demanda no justifican la inversión en un gasoducto. El sistema de transporte de gas natural comprimido (GNC) ofrece una alternativa atractiva para usuarios y empresas distribuidoras de gas. Combinando las últimas tecnologías en compresión y descompresión de GN, se ha desarrollado un sistema de transporte de GNC, para abastecer de GN, por

²⁰ Proceso mediante el cual, por razones de seguridad, se odoriza el gas natural inyectándole pequeñas cantidades de compuestos orgánicos de azufre.



carretera, a pueblos, grupos de pueblos, industrias o estaciones de GNC (Pertica, Andres, 2012).

Este sistema denominado Gasoducto Virtual (marca registrada de la Empresa GALILEO S.A.) fundamenta su tecnología en conceptos de diseño totalmente modulares que permiten la construcción de instalaciones de abastecimiento de GN por carretera en forma rápida, sencilla y económica, totalmente escalable en función del crecimiento de la demanda (Pertica, Andres, 2012) .

La solución Gasoducto Virtual® está conformada por 3 sistemas modulares diferentes:

- Estaciones modulares de compresión de GNC Microskid® / Microbox® / Nanobox®
- Sistema modular de almacenamiento y transporte de gas natural “MAT”
- Plantas modulares de regulación de presión o carga de vehículos

Cada uno de estos tres sistemas se adapta modularmente a diferentes implementaciones en función de las necesidades de cada tipo de proyecto, permitiendo que el sistema sea una solución muy efectiva para necesidades variadas, que van desde aplicaciones de gathering en un yacimiento hasta la provisión de GNC para una estación de GNC alejada de un gasoducto.

Este sistema de Gasoducto Virtual®, elimina todas las limitaciones de áreas de desarrollo que producen las redes de distribución tradicionales y permite llevar a cabo programas de distribución de GN altamente flexibles orientados hacia la satisfacción de necesidades de abastecimientos, adaptándose perfectamente a variaciones significativas de volúmenes y puntos geográficos a abastecer.

5.3.2.1 Principio de Funcionamiento

Una solución típica de Gasoducto Virtual consiste en tres sistemas interdependientes, una Estación Madre conectada a un gasoducto convencional, donde se comprime el GN en módulos especialmente diseñados para alojar gas a alta presión y luego ser transportados. El segundo sistema consiste en el

transporte de los módulos de almacenamiento en camiones especiales hasta las distintas estaciones de consumo. Finalmente, el tercer sistema consiste en Estaciones Hijas de consumo, donde los módulos son descargados y el gas es adaptado para su consumo, dependiendo del uso final del mismo. (Pertica, Andres, 2012). En la Ilustración 5.6, se muestra un esquema de estas estaciones y sus módulos de almacenamiento requeridos para un Gasoducto Virtual.



Ilustración 5.6: Gasoducto Virtual: Estación Madre, Transporte de los Módulos de almacenamiento y Estación hija.

Fuente: (Pertica, Andres, 2012)

- a) **Estación Madre:** Un equipo MICROBOX® / MICROSKID® conectado a un gasoducto existente comprime el gas dentro de módulos MAT de almacenamiento y transporte. Los módulos MAT se encuentran dispuestos sobre plataformas de carga PAC. Estas plataformas permiten que la carga de los módulos se realice de forma segura, facilitando además la carga y descarga de los módulos MAT en los trailers de transporte.
- b) **Transporte:** Cuando los camiones con tráiler ST especialmente diseñados arriban a la Estación Madre, intercambian los módulos MAT vacíos por módulos llenos. Esta operación es muy simple y puede ser realizada por el conductor del camión, gracias a los dispositivos de carga y descarga que se encuentran dispuestos en el tráiler ST, llamados Máquinas ST, que automatizan el proceso de manera segura y reducen el tiempo de carga y descarga de los módulos MAT.

Una vez que el camión ha intercambiado todos sus módulos MAT, emprende su viaje hacia las Estaciones Hijas de consumo. Los módulos MAT transportados sobre el tráiler ST se encuentran sujetos mediante un



sistema de anclaje especial para garantizar un transporte seguro, sin necesidad de sistemas de seguridad adicionales.

- c) **Estación Hija:** Al arribar el camión con el tráiler ST a cada Estación Hija de consumo, los módulos MAT llenos son nuevamente intercambiados por los módulos que han sido consumidos en la estación. Esta operación se realiza de manera simple y rápida por el conductor del camión. Según la cantidad de módulos que el tráiler puede transportar (entre 2 y 4 dependiendo del modelo del cual se trate), se podrá intercambiar la cantidad de módulos precisa que la estación necesite y seguir el recorrido hacia otra Estación Hija con los módulos llenos restantes.

5.3.3 PLANTA SATÉLITE DE REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO

Cuando hay poblaciones retiradas de los gasoductos y la demanda de gas no justifica económicamente la construcción del gasoducto o el transporte de GNC, se puede utilizar el sistema de gas natural licuado (GNL). También se ha utilizado en algunos países cuando se quiere ir creando la cultura del gas o polos de desarrollo, mientras se construye la red nacional de gasoductos (Talavera, 2011) .

Esta tecnología, permitiría una mejor distribución del gas en el País y sus diferentes sectores, sin requerir grandes inversiones en la construcción de gasoductos. El Ecuador hasta el momento, ha optado por esta alternativa de consumo, puesto que ha construido una Planta de Licuefacción de GN en la población de Bajo Alto, cantón el Guabo, provincia del Oro, desde la cual se distribuye mediante tanqueros el GNL a las diferentes plantas Satélites de Regasificación de GNL (PSR), donde se almacena en pequeñas cantidades, luego se realiza un proceso de regasificación para volverlo a convertir en vapor y pueda ser utilizado. En esa línea, el presente estudio plantea una PSR para el PIC.

5.3.3.1 *Principio de Funcionamiento*

Una Planta Satélite de Regasificación de GNL, está compuesta por diferentes elementos, según:



- a) **Almacenamiento:** Integrado por uno o más depósitos de almacenamiento de GNL criogénico homologado y constituido por un doble recipiente y sus elementos auxiliares.
- b) **Equipos de Vaporización:** Su misión es calentar el GNL procedente del depósito, -160°C hasta la temperatura ambiente (10-15 °C) para el total del caudal de emisión.
- c) **Sistema de Regulación:** El objeto de instalarlos es reducir y establecer la presión del gas para suministro a la red de distribución.
- d) **Sistema de Odorización:** El objeto de este equipo es facilitar la detección del GN ante una eventual fuga, añadiéndose a la corriente de salida del gas emitido una pequeña cantidad odorizante.
- e) **Sistema de control y funcionamiento de la PSR:** Con el fin de mantener un sistema controlado en todos sus parámetros de funcionamiento, con paros de emergencia que le permitan cortar el suministro de forma inmediata en caso de alguna emergencia.

5.3.4 DISEÑO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

Para definir el diseño del sistema de distribución de GN para el PIC, se necesita determinar la ubicación que tendría la planta satélite de regasificación de GNL desde la cual se emplazarán las tuberías que abastezcan a cada una de las instalaciones. Además se debe determinar la capacidad que debe tener, para según ello establecer su tamaño de almacenamiento y vaporización. Considerando la demanda de energía, en la Tabla 5.1, se indican características adicionales para el diseño:

**Tabla 5.1 Características energéticas del PIC****Fuente:** Autor

Demanda de Energía del PIC	84.759.074,27 80.336.100.000,00 80.336,10	MJ / mes BTU / mes MM BTU / mes
Considerando el Poder Calorífico del GN de 41.655,46 BTU/m3. se requiere:	1.928.585,11 64.286,17 2.678,59	m3/mes m3/dia m3/h
Considerando que 1 ton GNL = 1379,03 m3 se requiere:	46,62	Ton GNL/día

Si consideramos que la producción del Campo Amistad es de 2.830.000,00 m³/día (MRNNR, 2012) y la capacidad de producción de la Planta de Licuefacción en Bajo Alto es de 275.806,00 m³/día de GN (200 Ton/día de GNL) (MRNNR, 2012), entonces el abastecimiento de GNL al parque industrial sería factible, puesto que estaría dentro de la capacidad de extracción y producción del país.

Para esta demanda de GNL diaria, sería necesario tener un almacenamiento de al menos tres días, (tiempo en el cual se podría superar inconvenientes de abastecimiento por vía terrestre), por tanto la capacidad de almacenamiento sería de aproximadamente 140 Ton de GNL, valor que se tomará como referencia para dimensionar la PSR.

En los mercados Latinoamericano, Europeo y Asiático, los tanques de almacenamiento de GNL se fabrican para capacidades de hasta 200m³, (80Ton aprox.), En el Anexo 2 se detallan dimensiones y características de tanques de almacenamiento de GNL. De acuerdo al análisis realizado, la PSR para el PIC requerirá dos tanques de 200m³.

La capacidad de vaporización necesaria, está dada en función del requerimiento de GN por hora, esto sería **2.678,59m3/h**, valor a considerar para el



dimensionamiento de los regasificadores. En el mercado internacional existen varios tipos de regasificadores de GNL, para PSR se recomienda regasificadores ambientales los mismos que no consumen energía adicional en su proceso de operación. Estos regasificadores se fabrican en tamaños estándar, siendo los más grandes de 3500Nm³/h²¹. Bajo estas especificaciones, la PSR para el PIC debería tener instalados 2 vaporizadores en paralelo, debido a que los evaporadores operativos condensarán y congelarán la humedad del ambiente, perdiendo prestaciones al cabo de cierto tiempo (dependerá de las condiciones ambientales), momento en el que entrará a operar los otros dos evaporadores.

5.3.5 ANÁLISIS DE UBICACIÓN

La PSR debe ser ubicada en un lugar estratégico, seguro y accesible para su llenado y mantenimiento. El sitio seleccionado no deberá existir aberturas de inmuebles, linderos o límites de la propiedad, focos fijos de inflamación, motores de explosión, vías públicas, férreas o fluviales, proyección de líneas de alta tensión, equipos eléctricos no protegidos, sótanos, alcantarillas y desagües. En el Parque Industrial, junto al margen del río, en la calle Cornelio Veintimilla, existe un terreno de aproximadamente 600m² de propiedad del Municipio, en el cual podría construirse la PSR para el PIC.

Clasificación de la Instalación: según la norma UNE 60210:2011, adoptada por el INEN, se clasifica a las instalaciones de acuerdo al volumen o tamaño de almacenamiento que exista, por tanto la Planta Satélite de GNL está clasificada dentro del Grupo E, donde se permiten volúmenes de almacenamiento entre 200 y 400m³.

Distancias de Seguridad: Son las distancias mínimas que deben existir entre los límites del depósito o depósitos (según su clasificación) y los diversos lugares que se citan en el siguiente cuadro, según la norma UNE 60210:2011, en su literal 5.5:

²¹ Nm³/h: Normal metro cubico por hora, indica el volumen de un gas que depende de su presión y temperatura, esta unidad considera el gas en condiciones normales, es decir: 0°C y 1 atm.

**Tabla 5.2: Clasificación de la instalación según Norma UNE 60210****Fuente:** (AENOR, 2011)

Capacidad total instalada	E
Elementos	
Aberturas de inmuebles, sótanos, alcantarillas o desagües	20
Motores, interruptores (no antideflagrantes), depósitos de materiales inflamables	15
Proyección líneas eléctricas	15
Límite de propiedad, vías públicas, carreteras, ferrocarriles	30
Llamas controladas	30
Aberturas de edificios de uso docente, sanitario, etc.	60

Bajo estas consideraciones, el diseño de la implantación de la PSR ha sido realizado, detallado y complementado a nivel de prefactibilidad en el esquema que se adjunta en el Anexo 3.

Para la realización del montaje e instalación, es importante tomar en consideración las siguientes normativas aplicables en el Ecuador:

- NTE INEN-EN 60210:2011 Plantas satélites de gas natural licuado (GNL).
- NTE INEN-EN 13645:2011 Instalaciones y equipamiento para gas natural licuado. Diseño de instalaciones terrestres con capacidad de almacenamiento entre 5t a 200t.
- NTE INEN-EN 1160:2011 Instalaciones y equipos para gas natural licuado. Características generales del gas natural licuado.
- NFPA 59 A Standard for the production, storage, and handling of liquefied natural gas (LNG) 2001 Edition
- NTE INEN 2 260 – 2010 segunda revisión. Instalaciones de gases combustible para uso residencial, comercial e industrial. Requisitos.



5.4 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

Según lo analizado se concluye que el cambio tecnológico no es un impedimento para reemplazar un combustible por GN.

Para abastecimiento de GNL al PIC, existen 3 alternativas (GN, GNC y GNL), pero debido a que en la actualidad el desarrollo del GN en el Ecuador está sujeto al consumo de GNL, el presente documento analiza sólo la tercera opción que corresponde al abastecimiento de GNL a través de tanques cisternas y plantas satélites de regasificación. Sin embargo no se descarta que a futuro se considere otras alternativas, sobre todo si la demanda no solo industrial sino comercial se incrementa.

Es factible técnicamente el abastecimiento de GNL al PIC. Tanto la producción actual de GN en el Campo Amistad, como la producción de la planta de Licuefacción de Ep Petroecuador en Bajo Alto, están en capacidad de entregar al PIC la demanda insatisfecha de Gas Natural Licuado.

El abastecimiento al PIC se lo realizaría con una planta satélite de regasificación de Gas Natural Licuado (PSR) la cual debe tener dos tanques de almacenamiento de 200m³ de capacidad y dos regasificadores de 3500Nm³/h instalados en paralelo.

La tecnología disponible en la actualidad es factible de adoptarla a nivel local, esto se evidencia por los usos en industrias locales que están utilizando al GN como combustible (Grupo Graiman o Grupo Eljuri).

El fomento del uso de este combustible está condicionado a la información que se pueda proporcionar a los futuros usuarios, así como a principios de equidad en la obtención de cupos. Así mismo, una campaña que permita sociabilizar las ventajas tecnológicas, así como financieras, garantizará el acceso tanto a medianas y grandes industrias.



CAPITULO VI

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD FINANCIERA PARA EXPLOTACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL PIC



6. VI. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD FINANCIERA PARA EXPLOTACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL PIC

6.1 INTRODUCCIÓN

El estudio financiero de todo proyecto se realiza con el fin de orientar la decisión de ejecutarlo o no. Básicamente corresponde a un análisis de costos y beneficios, que ocurren en diferentes períodos de tiempo. A este análisis se lo conoce como Evaluación Financiera de Proyectos y va de la mano con una evaluación económica, ambiental, institucional y legal (BARRAGAN E., 2013).

En este documento se analizará el uso del gas natural, en el PIC, por ello se establecerán condiciones financieras y técnicas más no económicas. Una evaluación económica de proyectos, implicaría un análisis de costo-beneficio del proyecto para la sociedad. Considerando que este proyecto se enfoca principalmente en beneficios en términos de rentabilidad monetaria, este estudio no considera necesaria una evaluación económica del proyecto.

El análisis financiero, permite determinar el flujo real de dinero que se requiere para el proyecto y busca prever si se recuperará o no la inversión, pagándose además los costos de operación y mantenimiento que permitirán garantizar la continuidad de funcionamiento de la Planta Satélite de Regasificación de GNL para el PIC. La metodología utilizada se la conoce como "Método Dinámico de Selección de Inversiones", y considera el valor del dinero con el paso del tiempo. De esta manera se establecen parámetros que permiten comparar una inversión en términos del valor actual. Así, se comparan todos los beneficios con todos los costos en los que se incurrirá a lo largo de la vida útil del proyecto. Desde un punto de vista financiero, un proyecto debería realizarse sólo si los beneficios son mayores que los costos.

Como los costos y beneficios varían año a año, estos son actualizados a una misma tasa de descuento al primer año del proyecto. Esta metodología utiliza los siguientes conceptos (BARRAGAN E., 2013):



- Tasa de descuento (r): es una medida financiera que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro. Puede ser real o nominal, según se considere o no la inflación.
- Valor actual neto (VAN): Es la diferencia entre el valor actual y el desembolso inicial, dada por la ecuación (1).

$$VAN = -A + \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{(1+r)^i} \quad (1)$$

donde:

A, es el desembolso inicial;

Qi, son los flujos de caja en un periodo i;

r, es la tasa de descuento.

Una inversión será aceptada si el VAN es mayor o igual a cero (punto en el cuál la inversión devuelve la tasa deseada). Mientras mayor es el VAN, más atractivo es el proyecto en términos financieros.

- Tasa interna de retorno (TIR): es *el tipo de interés que hace que su tasa de descuento r sea igual a cero*. Una tasa de descuento será aceptada si es mayor o igual al costo de oportunidad del dinero (es decir el mejor uso alternativo si no se invierte en el proyecto).

6.2 DETERMINACIÓN DE COSTOS PARA EXPLOTACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL PIC

Instalar una PSR requiere no solo la compra de los elementos que la componen, sino que se deben tomar en consideración los costos de varias obras complementarias y permisos de las diferentes entidades de control.

A continuación se detalla los estudios y obras complementarias que requiere una PSR:

- Obra civil para el montaje de la PSR: cubeto de contención de derrames para el tanque, bases para el tanque, cuarto de control y cerramiento del cubeto.
- Montaje mecánico de la PSR (ensamble de tuberías).



- Permisos de construcción y de operación. (Gestión y pago de tasas en Municipio y C. de Bomberos)
- Estudio de Impacto Ambiental y licencia medioambiental de la autoridad competente.
- Transporte y traslado de los equipos al sitio.
- Izado y colocación de tanque sobre las Bases (grúa).
- Trámites de desaduanización y nacionalización de equipos.
- Instalación eléctrica de la PSR (Sistemas explosión Proof).
- Sistema de aire comprimido para operar las válvulas neumáticas, mínimo 85 psi / 5,87 bar.
- Pruebas de Pre comisionado²² y comisionado²³ solicitadas por entidades de control que serán necesarias y requeridas para la legalización de la instalación.
- Señaléticas en general (avisos de seguridad, normativa propia del lugar, # telefónicos de emergencias, etc...).
- Planes de evacuación y emergencia.
- Instalación de sistema contra incendios según regulación de cuerpo de bomberos.
- 20 Ton de N₂ (nitrógeno líquido) previo al arranque para enfriamiento de Tanque. (Pruebas de Pre comisionado)

6.2.1 DETERMINACIÓN DE COSTOS DE UNA PLANTA SATÉLITE DE REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO (PSR)

En el Ecuador existen ya varias PSR, unas de procedencia China y otras de procedencia Europea. Para la determinación de costos se ha tomado como referencia los precios de una PSR de procedencia Europea la cual cumple con las normas UNE adoptadas por el INEN en el Ecuador.

²² El pre-comisionado resume las actividades de chequeo y verificación de las instalaciones construidas, las mismas que deben ser concordantes a la ingeniería aplicada. En este proceso se realiza un enfriamiento y una prueba de funcionamiento de la PSR, utilizando como fluido Nitrógeno Líquido.

²³ En esta etapa se realiza las verificaciones y los testeos de las instalaciones construidas en condiciones de ingreso de fluido (Gas Natural) a presión. Comprobando así la condición de listo para la puesta en marcha.



En la Tabla 6.1, se detalla los costos en los que se incurre para la implantación de una PSR:

Tabla 6.1: Cotización para suministro, montaje y puesta en marcha de una PSR

Fuente: DOLDER S.A. 2013.

DESCRIPCION	CANTIDAD	P/U	TOTAL
PLANTA SATELITE DE REGASIFICACION DE GNL CON 2 TANQUES DE 200 M3, (8 bares) (TANQUE, VAPORIZADORES, SISTEMA DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN Y SISTEMA DE CONTROL) .(PROCEDENCIA ESPAÑA)	2	U	798.000,00
TRASPORTE, IMPORTACIÓN Y GASTOS DE DESADUANIZACIÓN	1	GBL	343.000,00
OBRA CIVIL:CUBETO DE CONTENCIÓN, BASES DE TANQUE, CABINA DE CONTROL	1	U	178.000,00
MONTAJE DE TANQUE Y EQUIPOS DE VAPORIZACIÓN (GRUAS)	1	U	24.600,00
MANO DE OBRA PARA MONTAJE DE VÁLVULAS Y SOLDADURA DE TUBERÍA	1	GBL	38.600,00
SUMINISTRO E INSTALACIÓN DEL SISTÉMA NEUMÁTICO (COMPRESOR)	1	GBL	18.500,00
INSTALACIÓN DEL SISTÉMA ELECTRICO Y DE CONTROL (EXPLOSION PROOF)	1	GBL	16.200,00
SUMINISTRO E INSTALACIÓN DEL SISTÉMA DE ILUMINACIÓN (EXPLOSIÓN PROOF)	1	GBL	18.600,00
INTERCONEXIÓN CON LA RED DE DISTRIBUCIÓN AL PIC	1	GBL	8.950,00
PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS DE LA INSTALACIÓN	1	GBL	14.600,00
MONTAJE E INSTALACIÓN DEL SISTEMA CONTRA INCENDIOS. (VALOR ESTIMADO)	1	GBL	128.500,00
PRUEBAS DE COMISIONADO Y PRECOMISIONADO (20 TON Nitrógeno líquido)	1	GBL	39.200,00
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	1	GBL	12.500,00
PRIMER LLENADO, ARRANQUE Y PUESTA EN MARCHA DE LA PSR	1	GBL	17.800,00
DIRECCION TECNICA, COSTOS INDIRECTOS Y DE GESTIÓN	1	GBL	87.400,00
TOTAL \$			2.492.450,00

Los costos indirectos, dirección técnica y gestión consideran:

- Costos de ingeniería y diseño (cálculo, implantación, planificación, elaboración de cronograma, memoria técnica, planos us built, etc.)
- Costos de responsabilidad: Firma responsabilidad ante entidades ARCH, Cuerpo de Bomberos, Municipio, Impacto ambiental, plan de contingencia)
- Costos de supervisión: Cumplimiento de cronograma, elaboración de libro de obra diaria, entregas de acta inicial y final de obra.
- Costos de gestión para obtención de pre-certificado de asignación de cupo y respectivo precontrato de factibilidad y compromiso, al final el correspondiente gestión para contrato de abastecimiento, permisos final, licencias, código y autorizaciones
- Costo de gestión para permisos de ARCH*



- Costo de gestión para permisos impacto ambiental*
- Costo de gestión para Permiso de Bomberos*
- Costo de gestión para obtención de permisos de Municipio
- Costos indirectos como son los de recursos que son necesarios para desarrollar las actividades de comercialización y de apoyo como: infraestructura, recurso humano administrativo, logística, bodega, comunicación, financiero, calificaciones, etc.

6.2.2 DETERMINACIÓN DE COSTOS POR CONVERSIÓN DE EQUIPOS DE CONSUMO

El estimado de la inversión que se debe efectuar, para que una industria se convierta a GN, depende de la cantidad de equipos o quemadores que posean, y del consumo que cada uno de ellos tenga.

Como ejemplo, una industria que consume en promedio 50.000 galones de Bunker por mes, en un caldero (un solo quemador), considerando el poder calorífico de dicho combustible (143.150 BTU/Gal) y el del gas natural (41.655,46BTU/m³), su consumo equivalente a GN sería de 238,65 m³/h. (Considerando que la Industria trabaja las 24 horas del día).

El detalle de los costos estimados de conversión a GN para esta industria tipo, donde la instalación a realizar se considera, desde la acometida para su planta hasta el Equipo de consumo, tendría los siguientes costos:



Tabla 6.2: Cotización para un sistema interno de Distribución de GN para una industria tipo en el PIC.

Fuente: DOLDER S.A. 2013

DESCRIPCION	CANTIDAD	P/U	TOTAL
TENDIDO DE RED DE DISTRIBUCION TUBERIA ASTM A53 Sch 40 Ø = 2"	80	m	24,35
KIT REGULACION DE SEGUNDA ETAPA DE 4 A 8 BAR PRESIÓN DE ENTRADA	1	U.	573,75
KIT DE REGULACIÓN DE SEGUNDA ETAPA PRESIÓN DE ENTRADA MENOR A 4 BAR	1	U.	496,70
VALVULAS ESFERICAS DE BRONCE Ø 2"	2	U.	19,25
VALVULAS ESFERICAS DE BRONCE Ø 3/4"	1	U.	11,69
FLEXIBLE METALICO PARA CONEXIÓN DE EQUIPO	1	U.	17,46
MEDIDOR DE GAS DE 300 m3/h	1	U.	194,06
CAJAS METALICA PARA CONTADORES	1	U.	81,91
INTERCONEXION CON RED PRINCIPAL	1	gbl	224,40
QUEMADOR CON CONTROL DE LLAMA. CAP. MAX 500Nm3/h	1	U.	50.000,00
INSTALACIÓN DEL QUEMADOR Y PRUEBAS DEL EQUIPO	1	gbl	5.000,00
MATERIALES FUNGIBLES Y CONECTORES DE BRONCE	1	gbl	857,27
TOTAL \$			59.443,74

Visto en un esquema, la instalación para una industria tipo, sería como se muestra en la Ilustración 6.1.

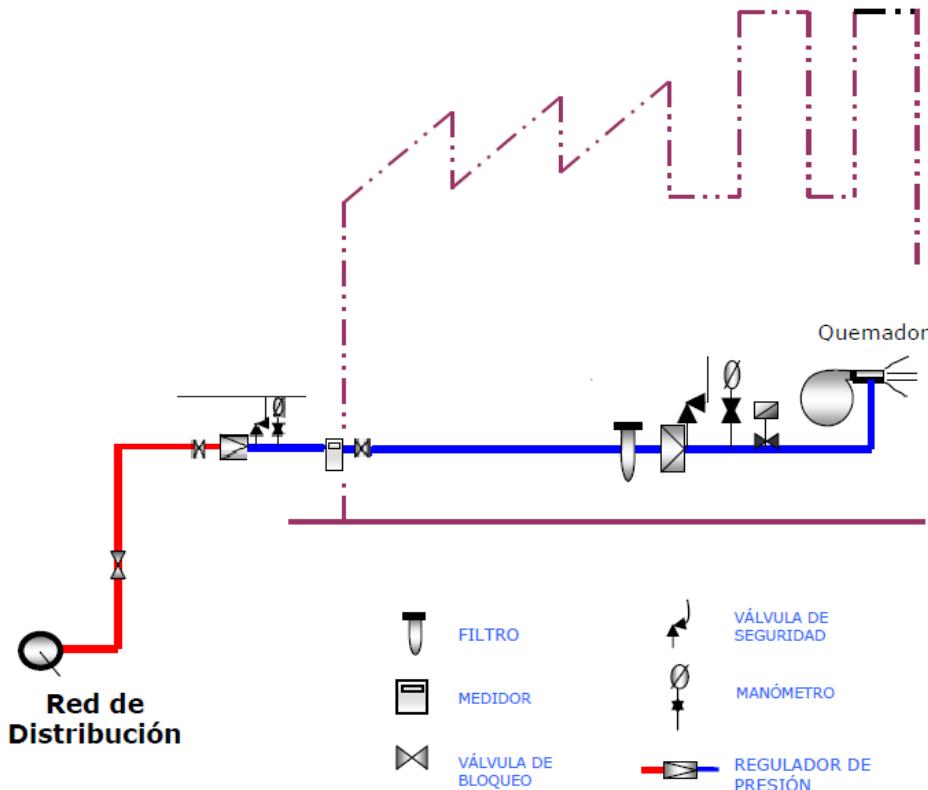


Ilustración 5.1

Ilustración 6.1: Esquema típico de una instalación de GN en una Industria

Fuente: (HIDROCARBUROS PERU, 2013)



6.2.3 DETERMINACIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL PARA LAS INDUSTRIAS DEL PIC

Para determinar si el proyecto es factible en términos económico-financieros, tanto para los usuarios (industrias) como para el ente inversionista que decida realizar el proyecto, se requiere determinar, en primer lugar, el precio del GN para las Industrias del PIC. Este precio debe considerar el costo del GNL más un costo por el servicio de transporte y distribución, por colocar el GN por tubería a la entrada de cada Industria.

Considerando que el precio para la comercialización al usuario final de GN, es dictado por el Gobierno Ecuatoriano²⁴, el cual fue establecido en el Decreto Ejecutivo 929, (R.O. 575 del lunes 14 de Noviembre de 2011), en el que se establece lo siguiente en referencia al precio:

"Desde la licuefactora de El Guabo, Bajo Alto (prov. El Oro) entregado al sector industrial se fija en un valor de 5,31 dólares por millón BTU, precio al que se le sumará el precio del transporte y el impuesto al valor agregado (del 12% en Ecuador)"

"El valor del transporte por cada kilómetro recorrido al sitio de entrega del gas natural -segmento industrial- se fija en \$ 0,0020745 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU's."

Por tanto para costo de trasporte de GNL entre la planta de licuefacción de Petroecuador y el Parque Industrial de Cuenca, que se encuentra a 200Km aproximadamente, sería de \$ 0,42 USD / MM BTU.

Es necesario adicionar a este valor el costo del servicio adicional que se brindaría a las industrias, es decir lo correspondiente a un valor que cubra los costos de entregar el producto a través de tubería en la entrada de cada fábrica,

²⁴ El precio del gas natural es determinado por el Gobierno Ecuatoriano de acuerdo a sus conveniencias (recuperar los costos y sostener la actividad), no carga ningún tipo de subsidio y no conlleva realizar ninguna importación petrolera.



a más de una facturación del producto ya consumido según lo que marque un contador. Esta factura se realizaría luego de consumido el GN, lo que genera un beneficio adicional de consumir el producto y luego pagarlo, pues en la actualidad independientemente del tipo de combustible, éste debe ser primero pagado para poder consumirlo. Puesto, que el Estado a través de su comercializadora Petrocomercial, no brinda crédito a sus clientes, se considera a manera de análisis, un valor por servicio del 50% del costo del gas, es decir un valor de \$ 2,655 USD/MM BTU.

De esta manera el precio final del GN para las Industrias del PIC con la sumatoria de los precios antes indicados, se define como:

$$\text{Precio del GN en el PIC} = \text{Precio del GNL} + \text{Precio de TTe} + \text{Precio del Servicio}$$

$$\text{Precio del GN en el PIC} = 8,39 \text{ USD/MM BTU}.$$

Este valor permite especificar si el proyecto es rentable, en caso de no serlo, el valor por servicio deberá ser modificado para poder conseguir una rentabilidad.

6.2.4 DETERMINACIÓN DE COSTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

De acuerdo al diseño propuesto en el capítulo anterior, se ha elaborado un presupuesto de las instalaciones de la red de distribución de GN para el PIC, en la Tabla 6.3 se detalla los costos de elementos y obras necesarias para la instalación de la red de distribución de GN para todo el Parque Industrial de Cuenca.

**Tabla 6.3. Cotización para suministro e instalación de un sistema centralizado de distribución de gas natural para el PIC.*****Fuente:** DOLDER S.A.

DESCRIPCION	CANTIDAD	P/U	TOTAL
VALVULA CHEK LOCK	31	U.	37,70
VALVULA DE ALIVIO DE PRESION 250 PSI Ø = 1/4"	31	U.	15,87
MANOMETRO 0-100 PSIG	31	U.	23,74
TENDIDO DE RED DE DISTRIBUCION TUBERIA ASTM A53 Sch 40 Ø = 2"	300	m	30,23
TENDIDO DE RED DE DISTRIBUCION TUBERIA ASTM A53 Sch 40 Ø = 1"	300	m	25,60
TENDIDO DE RED DE DISTRIBUCION TUBERIA ASTM A53 Sch 40 Ø = 1/2"	31	m	17,46
TENDIDO DE RED SUBTERRANEA TUBERIA DE POLIETILENO PE 2406 Ø = 6"	2.500	m	44,85
TENDIDO DE RED SUBTERRANEA TUBERIA DE POLIETILENO PE 2406 Ø = 4"	1200	m	29,90
TENDIDO DE RED SUBTERRANEA TUBERIA DE POLIETILENO PE 2406 Ø = 3"	450	m	30,21
TENDIDO DE RED SUBTERRANEA TUBERIA DE POLIETILENO PE 2406 Ø = 2"	540	m	13,36
TRANSICION METALICA PE2406 Ø 3"	31	U.	228,64
VALVULAS ESFERICAS INDUSTRIALES 3"	31	U.	1419,80
VALVULAS ESFERICAS INDUSTRIALES Ø 2"	2	U.	49,32
POLIVALVULA POLIETILENO Ø 4"	6	U.	363,91
POLIVALVULA POLIETILENO Ø 3"	6	U.	330,63
POLIVALVULA POLIETILENO Ø 2"	6	U.	363,77
FLEXIBLE METALICO PARA CONEXION DE EQUIPO	31	U.	17,46
CAJAS METALICA PARA CONTADORES	31	U.	81,91
FILTRO TIPO CARTUCHO 1/2"	31	U.	55,72
VALVULAS DE CORTE BRIDADAS Ø 2" ANSI 150	21	U.	214,28
INTERCONEXION CON RED PRINCIPAL EXISTENTE	1	gbl	1500,00
CONTADOR G 4	31	U.	129,37
ELEMENTOS SOPORTANTES	280	U,	40,10
INSTALACION DE ELEMENTOS DE LA RED	1	gbl	198.542,58
OBRA CIVIL EXCAVACION Y SOTERRAMIENTO DE TUBERIA	1	gbl	50.931,81
		TOTAL \$	2.246.078,04

* El presupuesto no considera costos de gestión y permisos respectivos ante el Municipio, Bomberos y ARCH.

6.3 ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO

El objetivo de realizar un análisis financiero es medir la rentabilidad de la inversión, para ello se realiza varios análisis, entre ellos:

- Análisis de la Inversión
- Análisis financiero
- Análisis de Ingresos



-
- Análisis de Gastos
 - Análisis de la Rentabilidad

Efectuado estos análisis se procede a realizar un flujo de caja proyectado, debido a que la evaluación del proyecto se efectúa sobre los resultados que en este estado financiero se determine. El flujo de caja permite conocer la rentabilidad que puede dar un proyecto.

6.3.1 ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN

Dentro de la inversión se considera todos los recursos necesarios destinados para instalar el GN en el PIC, antes de su fase de operación.

Se determina tres tipos de inversiones:

Inversiones Fijas: aquellas que se realizan en bienes tangibles, se usan para garantizar la operación del proyecto y no son objeto de comercialización, tienen una vida útil mayor a un año (ver Tabla 6.4)

- **Inversiones Diferidas:** son intangibles, se adquieren al inicio del proyecto y sirven para el transcurso del mismo, corresponden a servicios, derechos, estudios, permisos, entre otros; necesarios para la puesta en marcha el proyecto (ver Tabla 6.5)
- **Inversiones de Capital de Trabajo:** determinados por los gastos incurridos desde el momento que inicia el proyecto hasta su primera venta (ver Tabla 6.6). Para este proyecto se ha considerado el costo de una estructura de 12 personas, entre ellas un director de proyecto, un coordinador, dos supervisores técnicos y 8 operadores, quienes serán responsables de llevar a cabo la construcción del proyecto.



Tabla 6.4: Inversiones Fijas

Fuente: Autor

DESCRIPCION	UNIDAD	VALOR TOTAL
TERRENO	1	1.600.000,00
IMPLANTACIÓN DE LA PLANTA SATÉLITE DE REGASIFICACIÓN DE GNL (TABLA 4.1)	1	2.492.450,00
RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS PARA TODO EL PIC (Tabla 4.3)	1	2.246.078,04
MUEBLES Y EQUIPOS	1	25.000,00
TOTAL \$.		6.363.528,04

Tabla 6.5: Inversiones Diferidas

Fuente: Autor

INVERSIONES DIFERIDAS		
DESCRIPCION	UNIDAD	VALOR TOTAL
ESTUDIO AMBIENTAL	1	25.000,00
CONSTITUCION DE LA EMPRESA - ASESORIA LEGAL	1	5.000,00
DISEÑOS TECNICOS Y ARQUITECTONICOS	1	25.000,00
PERMISO DE BOMBEROS	1	20.000,00
PERMISO DEL MUNICIPIO	1	15.000,00
PERMISO DE LA A.R.C.H.	1	24.000,00
SOFTWARE	1	85.000,00
CAPACITACION Y FORTALECIMIENTO ORGANIZACIONAL	1	15.000,00
PERMISO AMBIENTAL	1	50.000,00
OTROS TRAMITES	1	5.000,00
ESTUDIO DE CONTINGENCIA PARA LA PLANTA		0,00
TOTAL \$.		269.000,00

Tabla 6.6: Inversión Inicial de Capital de Trabajo

Fuente: Autor

INVERSION INICIAL DE CAPITAL TRABAJO		
DESCRIPCION	UNIDAD	VALOR TOTAL
CAPITAL DE TRABAJO	GLOBAL	972,000.00



El total de la inversión para implementar el GN en el PIC se detalla en la Tabla 6.7.

Tabla 6.7: Resumen de Inversiones
Fuente: Autor

RESUMEN DE INVERSIONES	
INVERSIÓN FIJA	6,363,528.04
INVERSIÓN DIFERIDA	269,000.00
INVERSIÓN CAPITAL TRABAJO	972,000.00
INVERSIÓN TOTAL DEL PROYECTO	7,604,528.04

6.3.2 ANÁLISIS DE FINANCIAMIENTO

El financiamiento puede provenir de dos tipos: fuentes propias que corresponde a los recursos que aportan los accionistas y, fuentes de terceros que provienen de créditos a entidades financieras. En la Tabla 6.8, se muestra una opción de financiamiento con un crédito internacional del 95% del total de la inversión.

Tabla 6.8: Análisis de Financiamiento

Fuente: Autor

ANALISIS DE FINANCIAMIENTO	
FUENTES PROPIAS	380,226
FUENTES DE TERCEROS (BID/CAF)	7,224,302
TOTAL FINANCIAMIENTO	7,604,528

6.3.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Para la proyección de ingresos se cuenta con un pronóstico de ventas basado en un análisis de consumo de combustibles en el PIC, (demanda de energía no satisfecha del PIC), el cual determina el volumen de venta, de acuerdo al análisis realizado en 3.2, se requiere 80.336,10 MMBTU / mes, como se muestra en la Tabla 6.9.

**Tabla 6.9: Ingresos****Fuente:** Autor**INGRESOS**

PRODUCTO	UNIDAD	VOLUMEN MENSUAL	VOLUMEN ANUAL	PRECIO UNITARIO	INGRESO ANUAL
GAS NATURAL POR TUBERÍA	MM BTU	80.336,10	964.033,20	8,39	8.083.418,38
					8.083.418,38

La proyección de ingresos considera un incremento anual de ventas de un 2% (ver Tabla 6.10), por incremento de consumo en la industria, y por la capacidad de regasificación de la planta de producción de GNL en Bajo Alto.

Tabla 6.10: Proyección de Ingresos**Fuente:** Autor**PROYECCIÓN DE INGRESOS**

AÑO	VALOR (DOLARES)
AÑO 1	8.083.418
AÑO 2	8.245.087
AÑO 3	8.409.988
AÑO 4	8.578.188
AÑO 5	8.749.752

6.3.4 ANÁLISIS DE EGRESOS

Son aquellos desembolsos de dinero que sirve para cumplir un proceso de producción de bienes o servicios de un proyecto. Para este análisis financiero, se distingue dos tipos de egresos:

- **Costos de producción**²⁵: aquellos que se vinculan directamente con la elaboración del producto o prestación del servicio (Tabla 6.11).
- **Gastos**; aquellos valores que intervienen en el proyecto pero no pertenecen al proceso de fabricación, están conformados por material y mano de obra indirecto. Para una mejor distribución del gasto, estos están

²⁵ Gestión de proyectos: identificación, formulación, evaluación financiera-económica-social-ambiental.
Autor: Juan José Miranda Miranda, Quinta Edición, 2005.

http://books.google.com.ec/books?id=pAQ9QelkHmkC&printsec=frontcover&hl=es&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false



clasificados en: gastos administrativos, gastos de ventas, gastos financieros.

Tabla 6.11: Costos de Producción**Fuente:** Autor**COSTOS DE PRODUCCIÓN**

DESCRIPCION	UNIDAD	VOLUMEN MENSUAL	VALOR ANUAL	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
STOCK DE REPUESTOS	UNIDADES	1	12	240	2.880
JEFE DE MANTENIMIENTO	sueldos	1	12	1500	18.000
ENERGIA ELECTRICA	MES	1	12	650	7.800
JEFE DE PLANTA	sueldos	1	12	2500	30.000
OPERARIOS	sueldos	6	72	650	46.800
GNL	KILOS	80336,1	964033,2	5,31	5.119.016
TRANSPORTE	KILOS	80336,1	964033,2	0,42	404.894
					SUBTOTAL \$ 5.629.390

- **Gastos Administrativos:** para este cálculo se considera aquellos sueldos del personal involucrado (ver Tabla 6.12).

Tabla 6.12: Gastos de Administración**Fuente:** Autor

GASTOS DE ADMINISTRACION					
DESCRIPCION	UNIDAD	VOLUMEN MENSUAL	VALOR ANUAL	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
GERENTE	Sueldo	1	12	3000	36,000.00
SECRETARIA	Sueldo	1	12	450	5,400.00
FACTURADOR	Sueldo	1	12	680	8,160.00
CONTADOR	Sueldo	1	12	800	9,600.00
MENSAJERO	Sueldo	1	12	450	5,400.00
SERVICIOS BASICOS	Global	1	12	500	6,000.00
MANTENIMIENTO, LIMPIEZA Y SEGURIDAD	Global	1	12	3500	42,000.00
SUBTOTAL					112,560



- **Gastos de Ventas:** están clasificados en gastos de comercialización y gastos de distribución, que para el efecto se detalla en la Tabla 6.13.

Tabla 6.13: Gastos de Ventas

Fuente: Autor

GASTOS DE VENTAS

DESCRIPCION	UNIDAD	VOLUMEN MENSUAL	VALOR ANUAL	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
PUBLICIDAD	GLOBAL	1	12	600	7.200,00
GASTOS DE REPRESENTACIÓN	GLOBAL	3	36	150	5.400,00
SUBTOTAL \$					12.600,00

- **Gastos Financieros:** se considera el costo de utilización de recursos financieros de terceros y otros servicios de entidades financieras como intereses de créditos, comisiones, entre otros. Para este caso se considera una tasa de interés del 2% que obedece a una tasa estimado por un crédito internacional (Tabla 6.14).

Tabla 6.14: Gastos Financieros

Fuente: Autor

FUENTES DE TERCEROS (BID/CAF)	7,224,301.63
INTERES	2%
GASTOS FINANCIEROS	144,486.03

En la Tabla 6.15, se detalla un resumen de los egresos del proyecto para el primer año:

Tabla 6.15: Resumen de Costos y Gastos

Fuente: Autor

RESUMEN DE COSTOS Y GASTOS

COSTO DE PRODUCCION	5.629.390
GASTOS DE ADMINISTRACION	112.560
GASTOS DE VENTAS	12.600
GASTOS FINANCIEROS	144.486
TOTAL	5.899.036



Así como se proyectan los ingresos también es necesario proyectar los egresos para el número de años de duración del proyecto, para ello se considera la tasa de inflación, la misma que cerró para el año 2013 en 2,70%.

6.3.5 ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD

El análisis de rentabilidad para los primeros cinco años de operación de la planta, (no se considera más tiempo debido a que existe la posibilidad de que el PIC adopte un abastecimiento de GN a través de un gasoducto directo desde Bajo Alto), considerará la inversión necesaria, los costos y gastos requeridos para llevar a cabo este proyecto. En la Tabla 6.16, se detalla el flujo de caja donde se puede observar un TIR del 21% y un VAN positivo, considerando una tasa de descuento del 18%.

Tabla 6.16: Análisis de Rentabilidad

Fuente: Autor

ANALISIS DE RENTABILIDAD

INGRESOS	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
VENTA GAS NATURAL POR TUBERÍA		8.083.418,38	8.245.086,75	8.409.988,48	8.578.188,25	8.749.752,02
EGRESOS						
COSTOS DE PRODUCCION		5.629.390,24	5.630.910,17	5.632.430,52	5.633.951,27	5.635.472,44
GASTOS ADMINISTRATIVOS		112.560,00	115.599,12	118.720,30	121.925,74	125.217,74
GASTOS DE VENTAS		12.600,00	12.940,20	13.289,59	13.648,40	14.016,91
GASTOS FINANCIEROS		144.486,04	144.486,04	144.486,04	144.486,04	144.486,04
UTILIDAD		2.184.382,11	2.341.151,22	2.501.062,05	2.664.176,79	2.830.558,89
INVERSIÓN FIJA	6.363.528,04					
INVERSIÓN DIFERIDA	269.000,00					
INV.INIC.CAPITAL DE TRABAJO	972.000,00					
VALOR DE RESCATE						250.000,00
REC DE CAPITAL DE TRABAJO						1.069.200,00
FLUJO NETO	(7.604.528,04)	2.184.382,11	2.341.151,22	2.501.062,05	2.664.176,79	4.149.758,89

TIR 21%
VAN \$ 540.928,62

(TASA DE DESCUENTO = 18%)

El proyecto analizado es rentable, y tiene un retorno de la inversión desde el primer año de funcionamiento.



6.4 ANÁLISIS DE COSTO BENEFICIO PARA LA INDUSTRIA

A diferencia de otros combustibles fósiles que se miden en galones, el GN se mide en metros cúbicos. Es por ello que un comparativo de precios no es útil pues se estarían comparando unidades distintas. La forma adecuada de hacer la comparación es a través de sus poderes caloríficos (Maxigas Natural, 2012).

Con los poderes caloríficos es posible realizar un comparativo de competitividad. De esta manera, se considera el poder calorífico de los combustibles más usados en el PIC, (diesel, bunker, GLP y sus respectivos precios²⁶), para determinar un cuadro comparativo. Según la Tabla 6.17, solo los combustibles que mantienen un subsidio por el estado²⁷, diesel y bunker, tienen un precio menor al precio propuesto para el GN por tubería para el PIC.

Tabla 6.17: Cuadro de precios de otros combustibles en unidades energéticas.

Fuente: Autor

PRODUCTO	PODER CALORÍFICO MJ/Kg	PRECIO	
		US \$ /galón *	\$ / MMBTU
DIESEL 2 con subsidio	42,90	0,80	6,17
DIESEL 2 sin subsidio	42,90	2,89	24,87
BUNKER con subsidio	41,60	0,62	4,72
BUNKER sin subsidio	41,60	2,22	18,90
GLP SECTOR INDUSTRIAL (Sin Subsidio)	48,00	0,84	20,64

* Precio en Terminal, no considera costo de Transporte ni IVA

El Precio del GLP está dado en US \$ /Kg.

Es decir, el beneficio energético de cambiar a GN, es de alrededor de un 44% menos en el caso del bunker, 41% respecto del GLP y 34% con respecto al diesel. Esto sin considerar los costos de transporte, almacenamiento y operación necesarios para el suministro de combustible a cada fábrica. En el caso del GN por tubería, se tendría un único costo de 8,39 US \$/MM BTU, el cual pagarían

²⁶ Precios de venta en los terminales de EP Petroecuador a las comercializadoras. Precios publicados semanalmente en la página Web de Petroecuador. Valores considerados al 16 de Octubre de 2013

²⁷ Reglamento de Regulación de precios de derivados del petróleo, Decreto Ejecutivo 338. Publicado en el RO No. 73, del 02 de agosto de 2005.



incluso después de haberlo consumido, y con ventajas ambientales y de reducción de costos de mantenimiento adicionales.

Como elemento decisivo para una industria del PIC, se analizará si la inversión en la que debe incurrir una industria para cambiarse a GN es rentable financieramente, para ello se considerará una industria tipo, con un consumo de bunker de 10'000,00 Gal /mes, la cual debe invertir en acometida e instalación interna para GN y el cambio de quemador en su equipo de consumo, para ello se considerará los costos de la Tabla 5.2 y las siguientes variables expuestas en la Tabla 6.18.

Tabla 6.18: Variables consideradas en un análisis de rentabilidad para cambio de Bunker a GN para una industria tipo en el PIC.

Fuente: Autor

VARIABLES		
INVERSION TOTAL PARA ACOMETIDA Y QUEMADOR	59.443,74	USD
CONSUMO ANUAL DE BUNKER	120.000,00	GAL/AÑO
CONSUMO BUNKER EN \$	266.400,00	USD/AÑO
CONSUMO ESTIMADO DE ENERGÍA	17.271.000.000,00	BTU/AÑO
CONSUMO ESTIMADO DE GAS NATURAL	17.271,00	MMBTU/AÑO
PRECIO DEL GAS NATURAL	8,39	USD/MMBTU
CONSUMO ANUAL EN \$ DE GN	144.903,69	USD/AÑO
AUMENTO DE PRODUCCION	0%	
TRANSPORTE (aproximado)	10%	
COSTOS MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS	2%	
TASA DE RETORNO EXIGIDA POR UNA INDUSTRIA	22%	

Luego de detallar las variables a considerar, se proyecta un flujo de caja para el mismo número de años que se proyectó el flujo de caja para la implantación de la PSR. En la Tabla 6.19, se puede observar un ahorro en costos de combustible entre Bunker y GN del 46% anual, un VAN positivo y una TIR de 158%, es decir , una inversión totalmente rentable.

**Tabla 6.19: Análisis de rentabilidad para el cambio a GN de una Industria tipo en el PIC****Fuente:** Autor

ANÁLISIS DE RENTABILIDAD PARA EL CAMBIO A GAS NATURAL DE UNA INDUSTRIA TIPO EN EL PIC						
AÑOS----->		1	2	3	4	5
INVERSIÓN (DOLARES)	- 59.443,74					
INGRESOS						
CONSUMO DE BUNKER		266.400,00	266.400,00	266.400,00	266.400,00	266.400,00
CONSUMO DE GN		144.903,69	144.903,69	144.903,69	144.903,69	144.903,69
AHORRO	46%	121.496,31	121.496,31	121.496,31	121.496,31	121.496,31
EGRESOS						
COSTOS MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS		- 1.188,87	- 1.188,87	- 1.188,87	- 1.188,87	- 1.188,87
DEPRECIACION		- 3.170,33	- 3.170,33	- 3.170,33	- 3.170,33	- 3.170,33
MARGEN ANTES DE IMPUESTOS	117.137,10	117.137,10	117.137,10	117.137,10	117.137,10	117.137,10
IMPUESTO		- 25.770,16	- 25.770,16	- 25.770,16	- 25.770,16	- 25.770,16
MARGEN NETO	91.366,94	91.366,94	91.366,94	91.366,94	91.366,94	91.366,94
DEPRECIACION		3.170,33	3.170,33	3.170,33	3.170,33	3.170,33
FLUJO FINAL	- 59.443,74	94.537,27	94.537,27	94.537,27	94.537,27	94.537,27
VALOR ACTUAL NETO (VAN)	211.276,95					
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	158%					
PAY BACK	8 meses					

El retorno de la inversión realizada por esta industria tipo sería de 8 meses, es decir que dentro del primer año de consumo de GN se tendrían beneficios económicos.

6.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

Luego del análisis realizado, se puede señalar que la factibilidad del proyecto está basada en la disponibilidad de GN licuado y en el precio de venta del GN a los usuarios. Si estos dos factores no se cumplen el proyecto no sería factible.

Con una inversión aproximada de 7,6 millones de dólares se puede instalar en el PIC, una PSR, así como la infraestructura necesaria para el abastecimiento de GN por tubería a todas las empresas que lo requieran.

Con una inversión aproximada de 60 mil dólares, una empresa tipo, puede cambiar su matriz energética a GN, pagando un precio de 8,39 USD/MM BTU por el GN que ingresaría por tubería a cada empresa. Esto es un 44% menos que el precio sin subsidio del bunker, un 41% menos que el precio sin subsidio del GLP y un 34% menos que el precio sin subsidio del diesel. Las ventajas incluso



pueden ser mayores si se consideran los costos de transporte, almacenamiento y operación del bunker, diesel y GLP.

Se ha determinado que con el GN, es más económico producir la misma cantidad de energía que con combustibles como el diesel, el GLP, bunker y demás residuales, Esto si se considera los precios del mercado internacional (sin subsidios), de cada combustible y no se considera los precios de los combustibles subsidiados.

La dificultad para desarrollar este proyecto radica en el actual subsidio del diesel y bunker; si éste se eliminara, el desarrollo del GN en el mercado industrial se facilitaría en la medida que este factor desaparezca.

Con el análisis realizado en este capítulo, se demuestra que tanto la comercializadora de GN, como la industria que decida cambiar su matriz energética a GN, recuperarán la inversión con un retorno de la misma a una tasa de interés mayor de la esperada.

Para lograr un cambio en la matriz energética del PIC, es necesario considerar grandes inversiones, sin embargo se demuestra que habrá rentabilidad y beneficios técnicos en caso de realizarse el cambio.



CAPITULO VII.
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



7. CAPITULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En este documento se ha analizado el uso de un recurso (gas natural), en un sector específico (PIC), por ello se han establecido condiciones financieras y técnicas más no económicas. Un estudio más amplio debería incluir el recurso gas natural en el entorno nacional, sus implicaciones en el cambio de la matriz energética y por tanto productiva, así como la capacidad instalada para su producción y distribución en función de la demanda. En el Ecuador se puede incurrir en un modelo estatal o uno de libre competencia, por tanto, sería útil analizar las fallas del mercado en el contexto nacional. Desde el punto de vista económico, además se podría analizar la regulación económica que incentivaría el uso del gas, frente a otros combustibles que provocan externalidades todavía no cuantificadas.
- Considerando que el 75,3% de la energía consumida en el PIC proviene de energía fósil, es necesario que esta energía sea limpia, eficiente, económica y segura. Es decir el gas natural es una alternativa adecuada para cumplir con estos propósitos. Si se considera además que el Ecuador tiene capacidad de exploración, producción y licuefacción de GN, las posibilidades de utilizar este combustible en el PIC, son consistentes.
- La seguridad energética se define en términos de la disponibilidad, confiabilidad y suficiencia de energía a precios razonables. También, se podría entenderla, como seguridad en la disponibilidad física y continuada de productos energéticos en el mercado, a un precio asequible para los consumidores. Las reservas de gas en el corto y mediano plazo, para mantener seguridad de suministro en Centro y Sur América, son suficientes, sin embargo se requieren de importantes inversiones locales en exploración y desarrollo.



- Los precios referenciales del GNL en los mercados spot, por ejemplo el Henry Hub, arroja precios que dan la oportunidad de ampliar el uso del GN en la matriz energética de los países de Latinoamérica y el Caribe.
- Los precios del GNL a nivel internacional y a nivel nacional, dan señales importantes para nuevos proyectos de inversión y consumo de este combustible, no solo como cambio de matriz energética sino con la creación de industria química donde se obtengan productos derivados como la urea que favorecerían a la Agroindustria en el Ecuador.
- El uso del GN presenta claras ventajas competitivas respecto a los combustibles líquidos, tales como: mejor combustión (menor contenido de carbono), menor costo (frente a los precios internacionales del diesel, bunker y GLP), disminución de costos de mantenimiento y operación (utilizando Gas por tubería).
- De acuerdo al Plan Nacional del Buen Vivir y a las Políticas y estrategias para el cambio de la matriz energética del Ecuador; es imprescindible promover una política hidrocarburífera sostenible, con la visión de cambio de la Matriz Energética de GN por hidrocarburos líquidos (diesel, GLP o bunker) en el área Industrial, fomentando la expansión de plantas satélites de regasificación de GN, redes de distribución y promoviendo el uso masivo del GN como sustituto de otras fuentes energéticas en el mercado interno.
- Otro beneficio importante, que la industria debe considerar es que, según el Código de la Producción²⁸, en el artículo 24, numeral 2, se establece que a los sectores que contribuyan al cambio de la matriz energética, se reconocerá la exoneración total del impuesto a la renta (IR) por cinco años a las inversiones nuevas que se desarrolleen en estos sectores. Según la disposición reformatoria segunda a la Ley

²⁸ R. O. 351, del 29 de diciembre de 2010.



Orgánica del Régimen Tributario Interno, se indica que esta exoneración contará desde el primer año en el que se generen ingresos atribuibles directa y únicamente en lo correspondiente a la nueva inversión. Su aplicación se la realizará, entre otros, a los sectores económicos prioritarios. Además, el artículo 9 de la Ley de Régimen Tributario Interno anota que las instituciones públicas serán exentas al pago del IR. Mientras que para sociedades²⁹, el Código de la Producción, indica que el IR será de 22% sobre la base imponible.

- Para llevar a cabo un proyecto de grandes inversiones, es necesario contar con la coyuntura política. La puesta en vigencia del "Reglamento para la comercialización de GN para el mercado Industrial", (Acuerdo ministerial 128, publicado en el RO 321 del 22 de abril de 2008), es un primer paso para consolidar este tipo de proyectos, pues en este reglamento, se estipula que una empresa o asociación previamente calificada como comercializadora de GN puede realizar este tipo de proyectos.
- La distribución de GN, por tubería es considerada como un monopolio natural, por ello una adecuada regulación que garantice el acceso equitativo, es indispensable. De esta forma garantizaría la democratización en el acceso y evitaría la concentración de los beneficios en determinados grupos económicos.
- La inversión en la infraestructura interna no es suficiente para atender los crecientes mercados de consumo del PIC, consecuentemente es necesario invertir en gasoductos y/o plantas de regasificación e idear políticas públicas para ampliar la matriz energética.

²⁹ Personas jurídicas que realizan actividades económicas que pueden ser privadas o públicas, de acuerdo al documento de creación. Fuente: www.sri.gob.ec



CAPITULO VIII.

BIBLIOGRAFÍA



8. BIBLIOGRAFÍA

AENOR PLANTAS SATELITES DE GAS NATURAL LICUADO (GNL) // NORMA UNE 60210. - MADRID
ESPAÑA : [s.n.], 2011.

AIE AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGIA MANUAL DE ESTADISTICAS ENERGETICAS [Libro]. -
PARIS : STEDI, 2007.

AIE AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA MANUAL DE ESTADISTICAS ENERGETICAS [Libro]. -
PARIS : STEDI, 2007.

Arias Jorge Marcelo GAS NATURAL LICUADO Tecnología y Mercado [Libro]. - [s.l.] : INSTITUTO
ARGENTINO DE LA ENERGIA "GENERAL MOSCONI", 2006.

Arias Jorge Marcelo GAS NATURAL LICUADO, TECNOLOGIA Y MERCADO [Informe]. - ARGENTINA :
INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGÍA, 2006.

ARIAS JORGE MARCELO GAS NATURAL LICUADO, TECNOLOGIA Y MERCADO [Informe]. -
ARGENTINA : INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGÍA, 2006.

Avila Leiva Rodrigo GAS NATURAL: USO, TRANSPORTE Y DESARROLLO DE NUEVAS TECNOLOGIAS
[Informe]. - VALDIVIA : UNIVERSIDAD AUSTRAL DE CHILE, 2009.

AVILA LEIVA RODRIGO GAS NATURAL: USO, TRANSPORTE Y DESARROLLO DE NUEVAS
TECNOLOGIAS [Informe]. - VALDIVIA : UNIVERSIDAD AUSTRAL DE CHILE, 2009.

Badillo Marco Guerra Mundo Petrol [En línea]. - Octubre de 2012. - 2013. -
<http://www.mundopetrol.com/2012/10/el-gas-natural-en-el-ecuador.html>.

Banco Central del Ecuador Cifras del Sector Petrolero Ecuatoriano [Informe]. - 2012.

BANCO CENTRAL DEL ECUADOR Cifras del Sector Petrolero Ecuatoriano [Conferencia] // No 72
2013. - Quito : [s.n.], 2013.

Banco Mundial . - 2014.

BARRAGAN ANTONIO [Informe]. - 2012.

BARRAGAN E. ANTONIO GENERACIÓN EÓLICA EN EL ECUADOR: ANÁLISIS DEL ENTORNO Y
PERSPECTIVAS DE DESARROLLO [Informe]. - CUENCA : [s.n.], 2013.

Bertero Raúl D. Desarrollo del Gas Natural en América Latina y el Caribe [Informe] / OLADE. -
[s.l.] : OLADE, 2012. - SESION 7.

Bertero Raúl D. Desarrollo del Gas Natural en América Latina y el Caribe [Conferencia]. - Sesión 7 :
OLADE, 2012.

Betancur Muñoz Gonzalo y Rodríguez García Alexander GAS NATURAL NO CONVENCIONAL,
PRESENTE Y FUTURO DEL ABASTECIMIENTO MUNDIAL [Conferencia] // VIII Congreso de
Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. - ARGENTINA : INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO
Y GAS, 2011. - págs. 629 - 646.



BP statistical_energy_review_2011. - [s.l.] : BP, 2012.

Campos Avella Juan Carlos [y otros] Ahorro de Energía en la Industria Cerámica [Informe]. - Colombia : Universidad Autónoma de Occidente, 2007.

CEDA Centro Ecuatoriano De Derecho Ambiental HACIA UNA MATRIZ ENERGÉTICA DIVERSIFICADA EN EL ECUADOR [Libro]. - QUITO : CEDA, 2011.

CEDA CENTRO ECUATORIANO DE DERECHO AMBIENTAL HACIA UNA MATRIZ ENERGÉTICA DIVERSIFICADA EN EL ECUADOR [Libro]. - QUITO : CEDA, 2011.

CEM Refinería del Pacifico Eloy Alfaro RDP Refinería del Pacífico Eloy Alfaro RDP CEM [En línea]. - diciembre de 2012. - 10 de diciembre de 2012. - <http://www.rdp.ec/la-empresa/alcance-objetivos>.

CENTROSUR . - 2014.

Chalco Victor Arroyo BENEFICIOS DE LA CONVERSIÓN A GAS NATURAL EN CALDERAS DE VAPOR. - LIMA : CINYDE S.A.C., 2005.

CIA CIA, CENTRAL INTELLIGENCE AGENCY [En línea] // THE WORLD FACTBOOK. - MARZO de 2011. - 02 de Junio de 2012. - <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/ec.html>.

Cisneros Pablo Conferencia Sobre Gas Natural [Entrevista]. - Cuenca : Universidad de Cuenca, 2012.

Cisneros Pablo Prioridades para la Política Energética en el Cono Sur [Conferencia] // CAF Prioridades de la Política Energética en el Cono Sur. - Montevideo : CAF, 2014.

Duque J Determinantes del desempeño ambiental del sector industrial ecuatoriano [Sección del libro] // competitividad y contaminación industrial en la región andina. - [s.l.] : Valle, 2003.

Eastern Research Group Inc. Carbon Trade. Ltd Estudio de Prefactibilidad del Potencial del Biogás:l relleno Pichacay Cuenca-Ecuador [Informe]. - Cuenca : Empresa Municipal de Aseo de Cuenca (EMAC), 2007.

ECOPETROL ECOPETROL [En línea] // Energía para el Futuro. - 2012. - 2013. - <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=358&conID=42613&pagID=131275>.

EIA U.S. Energy Information Administration eia Energy Information Administration [En línea]. - 01 de Agosto de 2010. - 25 de Mayo de 2012. - <http://www.eia.gov/countries/country-data>.

EMAC EP Proyecto de Biogás en el Relleno Sanitario de Pichacay [Artículo]. - 04 de JUNIO de 2012.

ENERGIA AGENCIA INTERNACIONAL DE LA MANUAL DE ESTADISTICAS ENERGETICAS [Informe]. - PARIS : STEDI, 2007.

EP PETROECUADOR [En línea]. - PETROCOMERCIAL. - 2011. - <http://www.eppetroecuador.ec/GerenciaComercializacion/index.htm>.



EPM GAS TECHNOLOGY EPM Operaciones [En línea]. - 2008. - 2013. -
http://www.epmoperaciones.es/cdg_doc_a.php?id=3.

Falconi Fander Economía y Desarrollo Sostenible ¿Matrimonio feliz o divorcio anunciado? El caso de Ecuador [Libro]. - QUITO : FLACSO SEDE ECUADOR, 2002.

Fontaine Guillaume y Puyana Alicia La guerra del fuego Políticas petroleras y Crisis Energética en America Latina [Libro]. - QUITO : FLACSO, 2008.

Franca Roberto, Miranda Verónica y Cisneros Pablo Energía: Una visión sobre los retos y oportunidades en America Latina y el Caribe [Informe]. - [s.l.] : CAF, 2013.

gasNatural Fenosa GasNatural.com [En línea]. - 2013. - 2013. -
<http://portal.gasnatural.com/servlet/ContentServer?gnpage=1-40-2¢ralassetname=1-40-4-2-2-0-0>.

Guerra Badillo Marco MUNDOPETROL [En línea]. - Kirpal CB MundoPetrol, 29 de Octubre de 2012. - 10 de Diciembre de 2012. - <http://www.mundopetrol.com/2012/10/el-gas-natural-en-el-ecuador.html>.

HIDROCARBUROS PERU MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. DIRECCIÓN GENERAL DE VENTAJAS DEL USO DE GAS NATURAL EN LA INDUSTRIA [Informe]. - PERU : [s.n.], 2013.

Hinojosa C Liana y Vásquez G. Pamela INVENTARIO DE EMISIONES ATMOSFÉRICAS EN EL PARQUE INDUSTRIAL DE CUENCA. - CUENCA : TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO QUÍMICO, JUNIO de 2008.

HINOJOSA C LIANA y VÁSQUEZ G. PAMELA INVENTARIO DE EMISIONES ATMOSFÉRICAS EN EL PARQUE INDUSTRIAL DE CUENCA. - CUENCA : TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO QUÍMICO, JUNIO de 2008.

IDAE Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica. [Libro]. - Madrid : Fondo Editorial del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2001.

INEN NTE INEN 2260 [Informe]. - QUITO : [s.n.], 2010.

INNERGY INNERGY Soluciones Energéticas [En línea]. - 1997. - enero de 2013. -
<http://www.innergy.cl/usos.htm>.

MAPS GOOGLE [En línea]. - OCTUBRE de 2013.

Maxigas Natural Maxigas Natural [En línea]. - GDF Suez, 2012. - 2013. -
<http://www.maxigasnatural.com.mx/>.

MEER Matriz energética del Ecuador [Informe]. - Quito : Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, 2008.



Mogollón Fernando EL ECUADOR EN LA INICIATIVA METANO AL MERCADO [Representación] = Taller de Transferencia de Tecnología Oil and Gas, Metano al Mercado. - VILLAHERMONA : MINISTERIO DEL AMBIENTE, 2005.

Mosquera Rodríguez Alecksey, Cisneros Gárate Pablo y Navas Ramos Carlos POLITICAS Y ESTRATEGIAS PARA EL CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA DEL ECUADOR [Informe]. - Quito : Ministerio de Electricidad y Energía Renovablede la República del Ecuador, 2008.

MRNNR MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES [En línea]. - 2012. - NOVIEMBRE de 2011. - <http://www.mrnnr.gob.ec/es/inicio/>.

OLADE FABIO GARCIA MANUAL DE ESTADISTICAS ENERGÉTICAS 20011 [Libro]. - 2011.

OLADE Fabrio García MANUAL DE ESTADISTICAS ENERGÉTICAS 20011 [Libro]. - 2011.

OLADE Visión General al sector de Gas Natural en América Latina y el Caribe [Informe] / Energía ; http://www.olade.org/sites/default/files/coor-hidrocarburos/docs/SECTOR_GAS.pdf. - 2010. - pág. 20.

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGIA Y MINAS GAS NATURAL [En línea]. - Osinergmin. - 09 de 2012. - http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/cont_004.html.

Organismo Supervisor De La Inversión En Energía y Minas GAS NATURAL [En línea]. - Osinergmin, 2010. - 09 de 2012. - http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/cont_004.html.

Pertica, Andres Oferta de Gasoducto Virtual®. - Buenos Aires : GALILEO S.A., 2012.

PIEDRAHITA CARLOS ARTURO FLÓREZ La Cadena del Gas Natural en Colombia [Informe]. - Bogotá : Ministerio de Minas y Energía, 2005.

Pita Guillermo Introducción al GNL [Informe]. - 2006.

PME CONELEC Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 [Libro]. - Quito, Ecuador : CONELEC, 2009.

Roldán P. Evaluación de las Energías Renovables no Convencionales Factibles de Desarrollo en el Ecuador; Proyecto previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico de Potencia [Libro]. - Quito, Ecuador : Escuela Politécnica Nacional, 2009.

Rosero Francisco Petroecuador halla reserva de gas por 1,7 trillones de pies cúbicos [Entrevista]. - Quito : [s.n.], 14 de Marzo de 2012.

Saer B Producción más limpia: paradigma de gestión ambiental [Sección del libro]. - Bogota : Alfaomega Colombiana S.A., 2008.

SNMPE, Sociedad Nacional de Minería, Petroleo y Energía [En línea]. - SNMPE, Sociedad Nacional de Minería, Petroleo y Energía, Agosto de 2012. - junio de 2013. -



www.exploradores.org.pe/Informe-Quincenal-Hidrocarburos-Sistemas-de-transporte-de-Gas-Natural.pdf.

Sostenible Vida Energía y la contaminación del aire [Informe] / <http://www.vidasostenible.org/>. - España : Revista Residuos, 2010.

Talavera Hugo Medios de transporte del Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural licuado (GNL) [Conferencia]. - Peru : II FORO REGIONAL DE HIDROCARBUROS OSINERGMIN, 2011.

Tapia Hugo y Torres Claudio ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL [Informe]. - [s.l.] : Pontificia universidad Católica de Chile, 2007.

Unidad De Planeación Minero Energética LA CADENA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA [Informe]. - BOGOTA : MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, 2007.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA LA CADENA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA [Informe]. - BOGOTA : MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA.

Vásquez Liñán Hugo Juan [y otros] ANALISIS DE CAMBIO DE COMBUSTIBLE EN CALDERAS A GAS NATURAL [Informe]. - [s.l.] : UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS, 2007.



ANEXOS



9. ANEXOS

ÍNDICE DE ANEXOS:

Anexo 1. Listado de Industrias del parque Industrial de Cuenca.

Anexo 2. Dimensiones y características de tanques de almacenamiento de GNL.

- Tanques Horizontales
- Tanques Verticales

Anexo 3. Esquema general de la red de distribución de GN e implantación de la Planta Satélite de Regasificación de Gas Natural en el PIC.

- Esquema General de la Red de Distribución de GN en el PIC
- Diseño general de la planta satélite de Regasificación de GNL



ANEXO 1

LISTA DE INDUSTRIAS UBICADAS EN EL PARQUE INDUSTRIAL DE CUENCA QUE CONSUMEN COMBUSTIBLES

CIIU		NOMBRE DE LA INDUSTRIA	ACTIVIDAD	EQUIPOS DE CONSUMO	
DIVISIÓN	GRUPO			TIPO	CANTIDAD
35	3513	ADHEPLAST S.A.	SUSTANCIAS QUÍMICAS	CALDERO	1
33	3320	CARDECÁ	MADERA Y CORCHO	CALDERO	1
34	3411	CARTONES NACIONALES S.A.I. CARTOPEL Y ELECTROSUR	PAPEL	CALDERO	4
35	3559	CAUCHO INDUSTRIAS L.R.P.	SUSTANCIAS QUÍMICAS	CALDERO	1
38	3819	CHI-VIT ECUADOR S.A.	MINERALES NO METALICOS	HORNO	1
35	3551	COMPÀÑIA ECUATORIANA DEL CAUCHO S.A.	SUSTANCIAS QUÍMICAS	CALDERO	1
31	3134	CUENCA BOTTELING COMPANY C.A.	ALIMENTICIA	CALDERO	2
31	3111	EMBUTIDOS LA CUENCANA	ALIMENTICIA	CALDERO	1
31	3111	EMBUTIDOS LA ITALIANA	ALIMENTICIA	CALDERO	1
37	3710	FABRICA DE RESORTES VANDERBILT	METALMECÁNICA	HORNO	1
35	3510	FABRICA DE VELAS HERMINIO DELGADO	SUSTANCIAS QUÍMICAS	CALDERO	1
38	3833	FIBROACERO S.A.	METALMECÁNICA	CALDERO, HORNO	1 Y 2
38	3833	FIBROACERO S.A. GAS	METALMECÁNICA	HORNO	2
36	3610	GRAIMAN CIA. LTDA.	MINERALES NO METALICOS	HORNO, SECADERO, ATOMIZADOR	8 , 6 y 3
36	3610	HORMICRETO (PLANTA CLINKER)	MINERALES NO METALICOS	HORNO	1
31	3110	INDUSTRIAS DE ALIMENTOS LA EUROPEA CIA. LTDA.	ALIMENTICIA	CALDERO	2
35	3511	INDUSTRIAS QUÍMICAS DEL AZUAY S.A.	SUSTANCIAS QUÍMICAS	HORNO	1
35	3551	ISOLLANTA CIA. LTDA.	SUSTANCIAS QUÍMICAS	CALDERO	1
36	3610	KERAMIKOS S.A.	MINERALES NO METALICOS	HORNO	1
33	3320	LA CARPINTERIA CCIM	MADERA Y CORCHO	CALDERO	1
31	3112	LACTEOS SAN ANTONIO S.A.	ALIMENTICIA	CALDERO	2
35	3529	MESILSA S.A.	SUSTANCIAS QUÍMICAS	CALDERO	1
33	3320	MUEBLES CARRUSEL	MADERA Y CORCHO	CALDERO Y HORNO	1 y 1
31	3117	PAN DEL ECUADOR "PANESA"	ALIMENTICIA	HORNO	4
38	3811	PRESSFORJA	METALMECÁNICA	HORNO	2
31	3112	PROLACEM	ALIMENTICIA	CALDERO Y HORNO	1 y 1
32	3233	SINTECUERO S.A.	PRENDAS DE VESTIR	CALDERO	5
31	3134	SURPACIFIC S.A.	ALIMENTICIA	CALDERO	1
18	3811	TALLERES INDUSTRIALES AUSTROFORJA	METALMECÁNICA	HORNO	2
32	3211	TELARTEC	TEXTILES	CALDERO	1
37	3710	TUBERIA GALVANIZADA ECUATORIANA CIA. LTDA. TUGALT	METALMECÁNICA	CALDERO	1

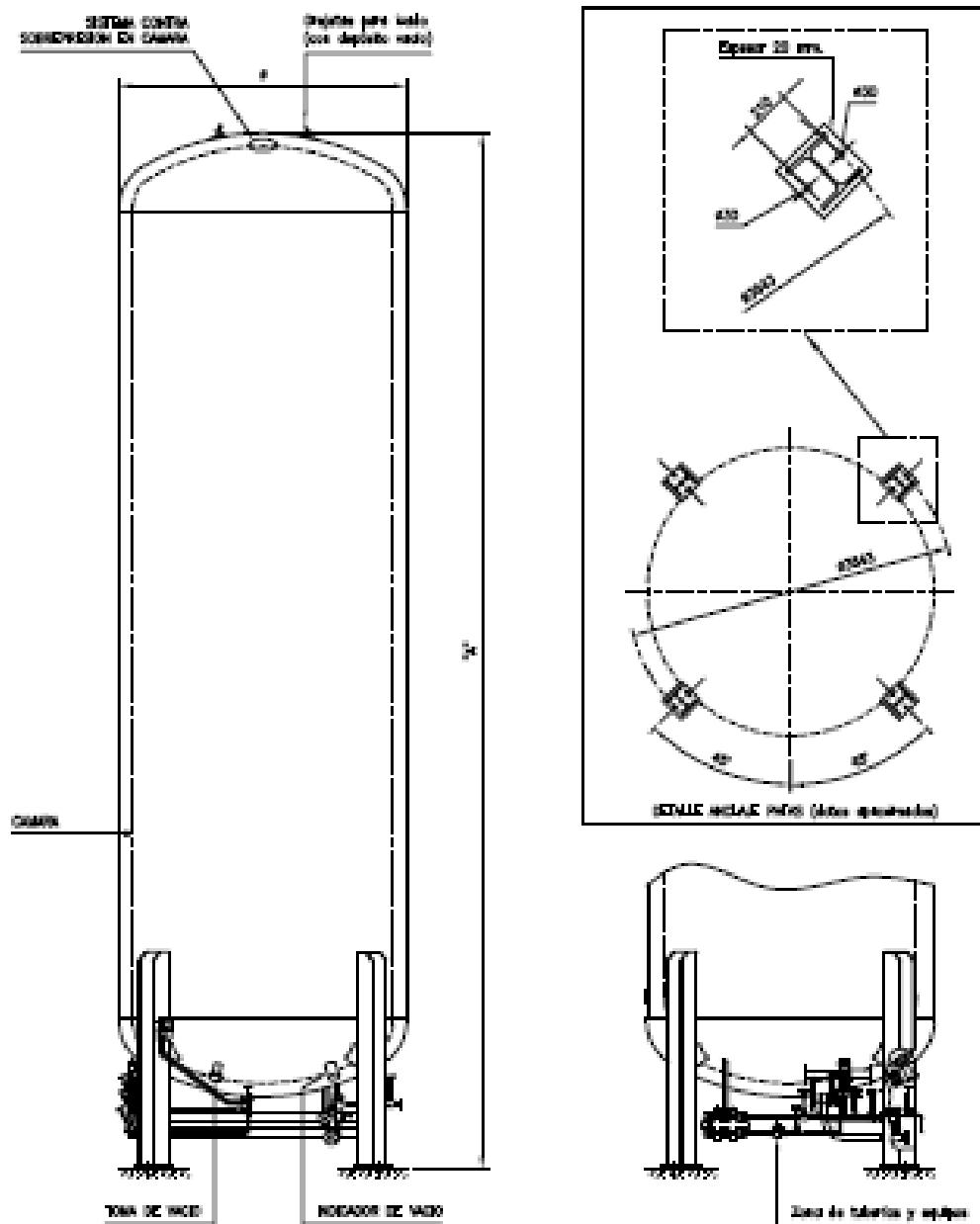


ANEXO 2

lapesa	DEPOSITOS CRIOGENICOS PARA GAS NATURAL LICUADO	Dibuja: A.F.F. Aprueba: R.G.I.	Escala 1:80 Correspondiente a: LC0030-12 , LC0052-06, LC0156-02, LC0125-04.	Ficha Ref.: FC0151-12 Fecha: 28-02-06					
DATOS GENERALES	GEF. INTERNA	Modelo	LGNL60	LGNL80	LGNL107-32	LGNL107	LGNL120	LGNL150	LGNL200
		Volumen (m³)	59.9	79.7	107.1	107.3	119.2	154.8	200.2
		Peso de líquido almacenado (Tn)	26.8	35.6	47.9	48	53.3	69.1	89.5
		(1) Consumo mínimo de GN (Gas) (Nm³/h)	2500	2500	2500	8000	8000	8000	8000
		Ø (mm.)	3200	3200	3200	3800	3800	3800	3800
		A (mm.)	10726	14106	18586	13160	14410	18410	23410
		B (mm.)	8100	11600	16080	10000	11000	15300	20000
		C (mm.)	2200	2200	2000	2750	2750	2750	2750
		E (mm.)	2800	2800	2800	3350	3350	3350	3350
		Tara aprox. (Tn)	16.3	20.6	26.9	27.8	29.7	37.0	46.8
ADICIONES	Interior	Inoxidable limpia							
	Exterior	Granulado SA 2-1/2							
		Impregnación epoxi 60u							
		Poliuretano Blanco 60u							
OPCIONES: <ul style="list-style-type: none"> - Vaciado acero inoxidable. - Transmisor de nivel y/o presión. - Setas de vacío. - Economizador externo. - Dimensiones de PPR: 750, 1500, 2500 y 3000 Nm³/h (otras consultar). - Resistencia a vacío de depósito interior. - Conexión órica de llenado. - (1): es el máximo consumo posible, independientemente de la dimensión del PPR. - Nota: Prever alimentación para nivel eléctrico - Otros: consultar 									

DEPOSITOS CRIOGENICOS VERTICALES
PARA GAS NATURAL LIQUADO

Ficha

Ref.: FCD178-03
Fecha: 21-11-05

DATOS INFORMATIVOS	Presión trabajo: 2 bar	
	Temperatura trabajo: -162 °C	
COPAR: 2000		
Caudal: 60/120/240 Hora/1/24 hrs. ALTA/INTERNA		
Alto: Carga:		
Cierre con vela y válvula.		
DATOS TECNICOS	Institución: ING	
	Estructura: INSTITUTO DE INGENIERIA	
DATOS TECNICOS	Institución: ING	
	Estructura: INSTITUTO DE INGENIERIA	

Májico	LNG/AGO	LNG/AGO
Volumen (m³)	40	40
Base de fondo (mm)	25.5	17.5
Cámaras exteriores de CG (m³) (m²)	2500	2500
A (m²)	2500	2500
A (m²)	11250	6250
Tasa operativa (m³)	100	100

- características:
- Vulnerabilidad a explosión.
 - Transistor de nivel y/o presión.
 - Separador de vapor.
 - Recuperador interior.
 - Separación de PTFE.
 - TSL: 1500, 2000 y 2500 Hora/1/24 hrs. (base constante).
 - Recubrimiento a fondo de depósito interior.
 - Depósito líquido de berilio.
 - Separador interno.

Dibujo:
A.P.O.

Aprobado:

R.G.I.

Escala 1:70

Correspondiente a:
LC0059-04, LC0164-00,



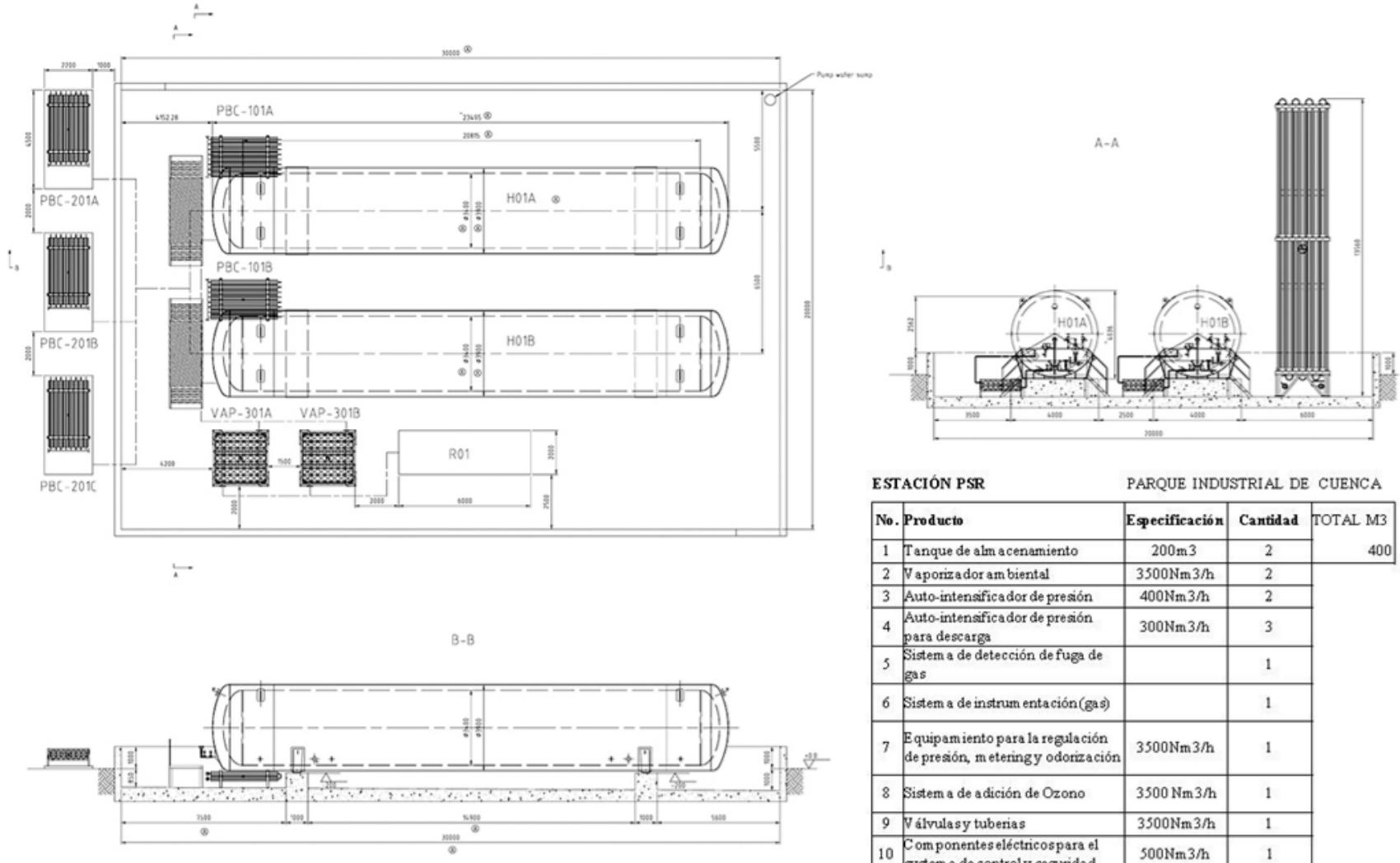
ANEXO 3

ESQUEMA DEL DISEÑO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN EL PIC





DISEÑO DE LA PLANTA SATÉLITE DE REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL PARA EL PIC



ESTACIÓN PSR

PARQUE INDUSTRIAL DE CUENCA

No.	Producto	Especificación	Cantidad	TOTAL M3
1	Tanque de almacenamiento	200m3	2	400
2	Vaporizador ambiental	3500Nm3/h	2	
3	Auto-intensificador de presión	400Nm3/h	2	
4	Auto-intensificador de presión para descarga	300Nm3/h	3	
5	Sistema de detección de fuga de gas		1	
6	Sistema de instrumentación(gas)		1	
7	Equipamiento para la regulación de presión, medición y odorización	3500Nm3/h	1	
8	Sistema de adición de Ozono	3500 Nm3/h	1	
9	Válvulas y tuberías	3500Nm3/h	1	
10	Componentes eléctricos para el sistema de control y seguridad	500Nm3/h	1	