

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**“REQUERIMIENTO DEL GAS DE CAMISEA
EN EL SECTOR ELECTRICO PARA LOS
AÑOS 2004-2014”**

TESIS

Presentada por:

Rafael Alfredo Reyes Vivas

Para Obtener el Título Profesional de
INGENIERO DE PETROLEO

Lima – Perú

2001

INDICE

Pág. Nro

CARATULA

DEDICATORIA

INTRODUCCION

ANTECEDENTES

<i>I. Capítulo.....</i>	22
<i>DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO CAMISEA.....</i>	22
1.1. Introducción.	22
1.2. Descripción del Gas Natural como Materia Prima.....	29
1.2.1. Formación.	29
1.2.2. Gas asociado y No asociado.....	30
1.2.3. Líquidos en el gas.....	30
1.2.4. Proceso de Separación.....	31
1.2.5. El Proceso de Separación del Gas Natural.....	31
1.3. Las Reservas del Gas de Camisea	32
1.4. Ubicación de Camisea	35
1.5. Características de los Campos del Gas de Camisea	36

1.6. Los yacimientos y sus Longitudes.....	37
1.7. Yacimientos de Gas no Asociado en Camisea.....	38
1.8. Descripción de algunos pozos de Camisea.....	39
1.8.1. Cashiriari 2.....	39
1.8.2. Cashiriari 3.....	39
1.8.3. San Martín 3.....	40
1.9. Base de Operaciones “Nuevo Mundo”.....	40
II. Capítulo.....	42
MERCADO PARA LA UTILIZACION DEL GAS NATURAL DE CAMISEA.	
.....	42
2.1. Generación Eléctrica utilizando Gas Natural.....	42
2.1.1. Ciclos para la Generación Eléctrica.....	43
2.1.1.1. Ciclo Simple.....	43
2.1.1.2. Ciclo combinado.....	43
2.2. Razones por las que se debería usar una Central	
Termoeléctrica.....	44
2.3. El mercado de Gas Natural en el Perú.....	46
2.4. Mercados para los productos de Camisea.....	50
2.4.1. Industria.....	50
2.4.2. Energía.....	52

2.4.3. Líquidos de gas natural.....	53
2.4.4. Productos químicos.....	55
III. Capítulo.....	60
TIPO DE GASODUCTO A INSTALARSE PARA EL GAS NATURAL DE CAMISEA.....	60
3.1. Composición y Características del Gas de Camisea	60
3.2. Presión en los pozos, medidores, separadores.....	61
3.3. Diámetro de la tubería.....	61
3.4. Dedución de la Ecuación de Weymouth	63
3.5. PROGRAMA WEYMOU.BAS.....	66
3.5.1. Instalación y Características:.....	67
3.5.2. Manual del Programa Principal:.....	68
3.5.3. Archivos y Subrutinas del Programa.....	70
3.6. Ruta del Gasoducto Camisea y Distancia de los Mismos.....	74
3.7. Características de la Ruta del Gasoducto.....	74
3.8. Normas Técnicas.....	76
3.9. Bases para el Diseño y Operación.....	76
3.9.1. Punto Inicial del Gasoducto.....	76
3.9.2. Punto Final del Gaseoducto.....	77

3.10. City Gate.....	77
3.11. Punto de Derivación.....	78
3.12. Ruta del Gasoducto para Lima.....	78
3.13. Corrida del Programa con los valores del Gas de Camisea	80
3.14. Diferentes Diámetros para diferentes Caudales.....	90
3.15. Modelo Económico de tendido de Línea para el Caso de Camisea.	91
<i>IV. Capítulo.....</i>	<i>93</i>
<i>REQUERIMIENTO DE GAS NATURAL DE CAMISEA PARA DIFERENTES SECTORES</i>	<i>93</i>
4.1. Requerimiento de Gas Natural de Camisea para la Generación Eléctrica.	93
4.2. Volumen de Gas Natural que requerirá la generación de Energía Eléctrica 2004-2014.	104
4.3. Magnitud del Gasoducto Camisea – Pisco	107
4.4. Requerimiento de Gas de Camisea para el sector transporte...	109
4.5. Rentabilidad de usar el GNC en el sector Transporte.....	112
4.6. Requerimiento de Gas de Camisea para el Sector Residencial.	116

V. Capítulo	121
EVALUACION ECONOMICA	121
5.1. Introducción.	121
5.2. Clientes Libres	122
5.3. Inversiones en Camisea	123
Directos	124
Indirectos	125
5.4. Consumo del Gas para su generación	125
5.4.1. Producción Termoeléctricas por Empresas sin Camisea.....	126
5.4.2. Producción Hidroeléctrica por Empresas.	127
5.4.3. Consumo de Gas por Industrias.....	128
5.4.4. Consumo de Gas Comercial y Residencial.....	128
5.5. Estimación de la Inversión de Campo	128
5.6. Tasa de Retorno	129
5.7. Precios Del Gas	131
5.8. Análisis de Sensibilidad.	135
5.9. Distribución de Gas y Líquidos en Camisea	136
5.10. Contratos "Shift or Pay"	137

5.11. Tarifas Eléctricas.....	138
5.12. Electroperú y Camisea.....	139
CONCLUSIONES	142
ANEXOS.....	146

Anexo N° 01

Regulación de la Producción y Transporte del Gas Natural.....	147
---	-----

Anexo N° 02

Regulación de la Ley de Concesiones Eléctricas.....	180
---	-----

ASESOR
ING FEDERICO DIAZ

DEDICATORIA

Dedico la presente tesis a la niña que representa todo lo bueno y puro en esta vida mi Hija YAMILETH, por ser ella la fuerza que me impulsó a terminar este trabajo de investigación.

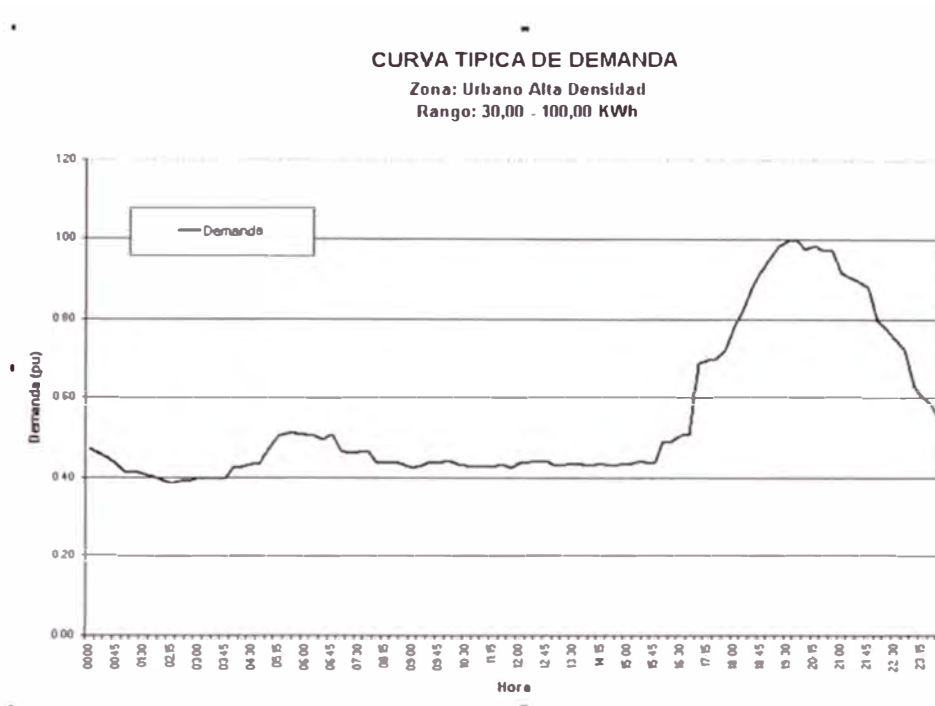
INTRODUCCION

El Propósito general de la presente tesis denominada “Requerimiento de Gas de Camisea para el sector Eléctrico para los años 2004 – 2014” es poder contribuir a una mejor comprensión del Gran Potencial que significa el Gas de Camisea, y sobre toda su aplicación que tendrá en el sector eléctrico cuando el gas llegue a la Ciudad de Lima.

Para poder realizar el cálculo de la cantidad de pies cúbicos que se requerirá de Camisea para los años 2004 –2014 se tendrá que utilizar un enfoque moderno teniendo siempre presente la Demanda Eléctrica a nivel nacional, y considerando la participación de las Centrales Hidroeléctricas. Analizando la influencia que tendrá el Gas de Camisea en las Tarifas Eléctricas.

El objetivo principal de Camisea no es competir directamente con las Centrales hidroeléctricas, ya que estas tienen un mercado asegurado, y tienes la ventaja del bajo precio del Agua, Camisea básicamente tratará de desplazar al Diesel y al Carbón, y es lo que nosotros trataremos de explicar en la presente tesis.

La curva sinusoidal que presenta la demanda eléctrica diariamente, indica que el mayor consumo se hace en las horas denominadas punta, la cual empieza a partir de las 6 pm hasta las 10 pm, es en estas horas que ingresan al Sistema Interconectado Nacional (SIN) las Termoeléctricas ya sean de Gas, Diesel o Carbón, Camisea ingresará en dichas horas punta, y desplazará a las otras térmicas, pero su objetivo principal es participar las 24 horas para de esta manera poder conseguir una mayor rentabilidad, y eso sólo se puede lograr si existe un aumento de la demanda eléctrica, una mayor participación de la Industria Nacional, las que actualmente tienen sus maquinas paralizadas, eso hará que se incremente el consumo nacional de Electricidad y Camisea podrá participar en el sector eléctrico con mayor rentabilidad.



La puesta en producción del Yacimiento Camisea no representará solamente para la República del Perú, el desarrollo y explotación de un recurso existente y hasta hoy no utilizado, sino que significará la puesta en práctica de toda una decisión de política energética, ya que su explotación está absolutamente vinculada con el cambio de la matriz energética nacional, en la cual, a partir de esta decisión, el gas natural tendrá una participación muy importante.

Esta decisión de política energética, para ser exitosa, debe ser acompañada por la mayoría de la sociedad y no sólo el producto de una minoría esclarecida. Esta puede impulsar el cambio, pero el resto de la sociedad

debe entender y compartir el cambio para que el proyecto alcance su objetivo energético.

Es necesario la utilización masiva del gas natural en el país a partir de la puesta en marcha del Proyecto Camisea, se requerirá un verdadero cambio cultural, no sólo de los empresarios que utilicen este combustible como nuevo suministro de sus plantas industriales ya existentes, sino de aquellos que podrán imaginar, a partir de esto, nuevos negocios y emprendimientos industriales a partir de la disponibilidad abundante segura y económica de un combustible lleno de posibilidades como es el gas natural, hasta el usuario individual que podrá utilizarlo en el ámbito comercial o domestico.

ANTECEDENTES

El Gas de Camisea es el megaproyecto más grande de los últimos tiempos es por esta razón que su estudio es de vital importancia para el país y para el sector eléctrico. El proceso del Gas de Camisea ha sufrido una serie de cambios desde su descubrimiento hasta estos días, la trayectoria seguida es la siguiente:

En 1981 se suscribe un Contrato de Operaciones Petrolíferas entre Petroperú y Shell para explorar los denominados Lotes 38 y 42 en la Selva Sur Este del Perú (al norte del Cusco). El área asignada comprendía 2 millones de Has y correspondía a la zona sur de la cuenca Ucayali.

Luego de varios años de actividad exploratoria, durante los cuales Shell realizó 3,000 Kms de líneas sísmicas y perforó 6 pozos, informó oficialmente a Petroperú a fines de 1986 de los hallazgos de gas y condensados en las áreas que tenía bajo contrato. Encontró gas en volúmenes considerables.

A comienzos de 1987, el directorio de Petroperú aprobó la conformación de un grupo de trabajo denominado Proyecto de Desarrollo de Gas Natural, con la tarea de manejar el proyecto de gas de Camisea, de modo que se acumulará información organizadamente y se pudiera negociar con Shell en términos adecuados. Este grupo de trabajo debería ejecutar otros proyectos como el Gas de Aguaytia en Pucallpa.

En el mes de marzo de 1987 este grupo elevó al directorio de Petroperú y al Ministerio de Energía y Minas las primeras conclusiones y recomendaciones con relación a la explotación del campo, el procedimiento del gas, los gasoductos la comercialización y otros aspectos legales, contractuales, financieros y generales.

Entre el 6 y el 10 de julio de 1987 se desarrolló en el auditorio de Petroperú, el "Coloquio Latinoamericano Gas para el Desarrollo" con la participación de expertos nacionales y extranjeros.

Por resolución Suprema N° 0174-87 PCM, fue creada una Comisión Multisectorial de Alto Nivel, con el encargo de recomendar la mejor forma de utilizar el Gas de Camisea. Dicha comisión evacuó sus conclusiones el 30 de octubre de 1987 indicando las limitaciones de petróleo en el país y el descenso creciente de reservas, el déficit previsible de hidrocarburos y la conveniencia de explotar Camisea para revertir esta situación. Así mismo, la necesidad de construir un gasoducto y un poliducto (para los líquidos) hacia Lima

En Marzo de 1988 se firmó un Acuerdo de Bases entre Petroperú y Shell, definiéndose los lineamientos básicos para la explotación de los yacimientos de Camisea, incluyendo un cronograma de trabajo, según el cual, al 31 de agosto de 1988 se deberían tener concluidos los estudios técnico-económicos y esbozado un cuadro general de financiamiento. De acuerdo al esquema comprometido, Shell financiaría con recursos propios el íntegro de la infraestructura en el campo (perforación, redes de recolección y planta de procesamiento) y aportaría el 25% de los requerimientos de inversión para los gasoductos, el fraccionamiento y la distribución del gas natural. El resto lo gestionaría ante las entidades crediticias internacionales. Como se comprenderá, durante esos años, el Perú difícilmente podría ser sujeto de crédito debido a su condición de moroso en el pago de su deuda limitada al 10% del valor de las exportaciones.

Como era de esperarse, finalmente Shell desistió de la explotación de Camisea, debido al plazo ultimátum y las dificultades para conseguir el crédito requerido, además el Proyecto se había politizado severamente.

Durante el periodo de 1987-1988. Petroperu recibió los aportes de otros consultores como BEICIP y Sofregaz de Francia, de la Compañía Danesa de Gas, de expertos del Banco Mundial, del BID y de las Naciones Unidas, la comisión Económica Europea y CESO-Canadá

Luego del fracaso de las tratativas con Shell, el gobierno Peruano creó una Comisión Multisectorial de alto nivel encargada de elaborar las bases para Convocatoria a Licitación Internacional para la explotación integral de los hidrocarburos en los lotes 38 y 42.

El 14 de Febrero de 1989, la comisión elevó al gobierno, un proyecto de Bases para la Convocatoria a Licitación y un Estudio de Factibilidad

El 28 de febrero de 1989 el Ministerio de Energía y Minas nombró una Comisión Sectorial de Gas que evacuó su informe el 7 de Noviembre de 1989 recomendando la ejecución integral del proyecto.

El 12 de octubre de 1989 el Directorio de Petroperú aprobó la realización de un Programa de Evaluación del yacimiento San Martín, estimando en \$15 millones que comprendía la perforación de dos pozos exploratorios. Este programa nunca se ejecutó, por las dificultades económicas de Petroperú.

Se realizaron otras actividades con empresas canadienses y Jornadas de Trabajo en 1990.

Con el gobierno del Presidente Fujimori, el 25 de marzo de 1994 se firmó un convenio entre Perupetro y Shell para la evaluación y desarrollo de los yacimientos de Camisea. Se delimitó las áreas en los lotes 88-A y 88-B considerando únicamente San Martín, Cashiriari y Mipaya.

De acuerdo al convenio, plazos y prorrogas previstas en el mismo, se realizó una evaluación del potencial comercial de Camisea y la factibilidad de diferentes opciones de desarrollo. Las negociaciones posteriores con Shell culminaron con la firma del contrato de licencia para la explotación de los yacimientos de Camisea el 17 de mayo de 1996. Con ese fin, Shell se unió con Mobil E&P constituyendo ambas empresas, la contratista contraparte de Perupetro en el contrato.

El proyecto de Camisea no se llevó a cabo por factores económicos y políticos. El año de 1996 se volvió a realizar un nuevo estudio del Proyecto, a cargo de la Compañía Shell. Las negociaciones posteriores con Shell culminaron con la firma del contrato de licencia para la explotación de los yacimientos de Camisea. Pero las negociaciones se volvieron a paralizar.

El miércoles 16 de febrero del año 2000 se adjudicó la Etapa de Producción del Proyecto Camisea al Consorcio "Pluspetrol – Hunt – SK", quien ofreció un porcentaje de regalías igual al 37.24%, superando a la oferta del consorcio "Elf – Total – Fina" de Francia por un pequeño margen (porcentaje de Regalías igual a 35.05%).

El 20 de octubre del 2000, se otorgó la buena pro de la II Etapa compuesta por los módulos de Transporte y Distribución del Gas al consorcio Transportadora de Gas del Perú S.A., conformado por Techint-Pluspetrol-Hunt Pipeline Company of Peru - SK Corporation, L'Enterprise Nationale Sonatrach-Graña y Montero.

El proyecto actualmente se encuentra en un proceso de estudio De Impacto Ambiental y recopilación de datos dejados por Shell a cargo de la Compañía Plus Petrol, y cuyos estudios se realizan en Argentina y se espera que se ponga en marcha para enero del 2004.

Si se realiza un estudio de la Energía Eléctrica por Zonas hace unos 10 años, se podrá ver que la demanda de energía eléctrica ha mostrado a lo largo del tiempo un crecimiento consistente, a pesar de las situaciones de crisis económicas y fluctuaciones del Producto Bruto Interno que nuestro país ha debido de enfrentar a lo largo de las últimas décadas. La capacidad instalada¹ ha crecido entre 1970 y 1994 a un ritmo promedio de 3.7% anual, y de 1994 a 2001 la capacidad instalada ha estado a un promedio de crecimiento de 3%. Se pretende que debido a la gran demanda de Energía Eléctrica, y como esta va creciendo a un ritmo de 4.5% anual, esta se realice con ayuda de otros sistemas, y el gas podría ser una buena alternativa y dada las circunstancias del gran potencial del Gas de Camisea esta podría ser una buena opción para cubrir la gran demanda de Energía Eléctrica.

¹ **Capacidad Instalada.** Se denomina así a la máxima potencia útil que tiene cada hidroeléctrica o cada termoeléctrica.

CAPITULO I
DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO CAMISEA

I. Capítulo

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO CAMISEA

1.1. Introducción.

El miércoles 16 de Febrero del año 2000, se adjudicó la Etapa de Producción del Proyecto Camisea al Consorcio comprendido por las Compañías Pluspetrol (Argentino), Cía. de Aceite de Caza (EE.UU.), SK S.A. (Corea), e Hidrocarburos Andinos (Argentino), el Acuerdo de la Licencia correspondiente se firmó el 9 de diciembre de 2000, quien ofreció un porcentaje de regalías igual al 37,24%, superando a la

oferta del consorcio "Elf-Total-Fina" de Francia por un pequeño margen (porcentaje de Regalías igual a 35,05%).

La primera fase del proyecto, que concluye el 2004, demandará una inversión directa de 1500 millones de dólares (Yacimiento + Transporte) y aproximadamente 4000 millones de dólares durante la vida del proyecto (40 años). El sólo echo de contar en el futuro con disponibilidad de energía barata, permite activar en el presente (antes de que se concluya la construcción de Camisea) muchos nuevos proyectos en los diferentes sectores de la economía que de otra manera no se llevarían a cabo.

Se sabe que los costos de energía a nivel nacional están en el orden de US\$ 6-12/MMBTU, con Camisea eventualmente en el mediano plazo, este costo podría tender a los US\$ 4/MMBTU es decir 50% menos, aunque en el corto plazo tal vez no ocurra. Sin embargo, si Camisea no sale o demora demasiado, la relación se torna negativa para el operador y, probablemente, aun más para el Perú.

Se asegura que las reservas de Camisea equivalen a diez veces a las de hidrocarburos que existen en el país. Un solo ejemplo de los beneficios que puede traer es el siguiente: El Perú consume 18 mil barriles diarios de gas licuado de petróleo, de los cuales importa casi

la mitad. Cuando Camisea sea una realidad, nuestro país producirá 18 mil barriles de gas licuado, lo que significará que no solamente dejará de ser importador sino que se convertirá en exportador de este combustible. Se espera que el gas de Camisea llegue a la primera etapa (2003) a las plantas de generación eléctrica y a las grandes industrias, porque éstas abrirán el camino de la comercialización por ser grandes consumidores. Después serán las industrias medianas, los hospitales, las clínicas y hasta los pequeños negocios los que utilicen el gas en el 2005. Además, por supuesto, de beneficiarse con una reducción de 25 % en las tarifas de electricidad. Asimismo, las empresas que compran petróleo diesel y electricidad para hacer funcionar sus maquinarias, al utilizar gas, reducirán sustancialmente sus costos, ya que éste cuesta 40 por ciento menos que el petróleo diesel. Sin lugar a dudas el gas de Camisea era uno de los proyectos más importantes que tiene el Perú y que permitirá obtener energía más barata, lo que era un factor preponderante para el desarrollo nacional.

El problema con Camisea es la ubicación del Reservorio en la Selva, lo que eleva el costo para traerlo a la Costa, su sola extracción del gas en Camisea no es atractiva si no fuera acompañada del transporte del mismo hacia Lima y su aprovechamiento en la generación de energía eléctrica. Ello impone, entre otras, la necesidad de construir un

gasoducto transandino, para lo cual el Gobierno ha decidido la partición del proyecto en tres: extracción, transporte y distribución, tanto a los hogares limeños como a los principales centros industriales. Dentro de la estrategia de negociación se ha separado netamente estas tres etapas con intención de adjudicarlas a empresas distintas, a fin de evitar que una sola acapare todo el proceso.

De similar manera, el gobierno cree su deber garantizar algo semejante a quien explote el gasoducto, para lo cual él aseguraría un pago fijo aunque el volumen transportado sea menor al previsto ("Shift or Pay"). Algo así como un precio de refugio o subsidio indirecto, cuyo costo sería en último término transferido al usuario por vía de la tarifa.

El país requiere de la realización integral del proyecto Camisea. Su concreción no sólo permitirá contar con un importantísimo volumen de gas natural que puede ser utilizado principalmente como combustible en la generación de energía eléctrica, en la industria manufacturera, en los vehículos automotrices (GNC) y como combustible doméstico.

Para que el proyecto principal se realice, requiere contar con un mercado potencial de gas natural en la dimensión que justifique la inversión. Es cierto que no tenemos un mercado de gran escala, pero

todas las encuestas y cálculos efectuados indican que la demanda y su proyección futura pueden satisfacer los requerimientos que la realización del Gran Proyecto exigen y que esta demanda se localiza principalmente en Lima y en el Centro del País.

Definitivamente los tiempos han cambiado, no son estos los de 1988 cuando quedo trunca la firma del contrato con el gobierno de García Pérez; ni tampoco se trata del proyecto de las dimensiones y condiciones contractuales definidos en el acuerdo de Bases de 1988 (Petroperú-Shell). Hoy existe un marco legal distinto por que tenemos una Ley Orgánica de Hidrocarburos moderna y flexible que garantiza la libre disponibilidad de divisas y la estabilidad tributaria a empresas contratistas; se trata además de una situación distinta del país, un país en paz y sin terrorismo, un país que viene captando inversión extranjera. Se trata también de un proyecto distinto, un proyecto con mejores condiciones (bajo el contrato de licencia, Plus Petrol - Hunt), con mayor riesgo (la inversión corre a cuenta del Consorcio) y con mayor potencial, de ejecutarse el proyecto principal, se llegaría a procesar el doble de gas considerado en el proyecto de 1988 y se extraerían líquidos del gas en un volumen igualmente extraordinario.

No cabe duda que el país requiere de la realización del proyecto Camisea. Su concreción no sólo permitirá contar con un importantísimo volumen de gas natural que puede ser utilizado principalmente como combustible en la **generación de energía eléctrica**, en la industria manufacturera, en los vehículos automotrices (GNC) y como combustible doméstico. Como parte del Gas Natural de Camisea, se encuentran hidrocarburos como propano, butano y otros que dan lugar al GLP (gas licuado de Petróleo), de uso común en los hogares hoy en día y también al condensado o gasolina natural que se usa en las refinerías para generar gasolinas, kerosenes y otros combustibles. Tres son entonces los productos inmediatos de Camisea:

- El gas natural
- El GLP
- Los condensados

Contando con ellos se puede reducir drásticamente las importaciones de crudo y combustibles y además, se pueden incrementar las exportaciones (el GLP y condensados entre otros).

Camisea es entonces fuente de energía y fuente de divisas para el país, pero no es lo único: la ejecución del proyecto principal de Camisea implica la utilización de equipos, servicios y personal del Perú por mas de US\$ 700 millones, un 30% del estimado total del Gran Proyecto (Según estudios realizados por Shell, la cantidad de divisas sería de US\$ 2,500 millones más impuestos).

Para que el proyecto principal se realice, requiere contar con un mercado potencial de gas natural en la dimensión que justifique la inversión. Es cierto que no tenemos un mercado de gran escala, pero todas las encuestas y cálculos efectuados indican que la demanda y su proyección futura pueden satisfacer los requerimientos que la realización del Gran Proyecto exige y que esta demanda se localiza principalmente en Lima y en el Centro del País. Sin embargo, esta demanda se debe traducir en compromisos de los posibles consumidores, en contratos de compraventa anticipada, contratos que sólo serán posibles si existe el convencimiento de los clientes potenciales que el gas representa su mejor opción en términos de precios, medio ambiente y economía de operación.

1.2. Descripción del Gas Natural como Materia Prima

1.2.1. Formación.

El gas y petróleo son productos de la naturaleza formados a partir de descomposición de organismos marinos. Los restos de animales diminutos marinos y algunos organismos terrestres arrastrados al mar por ríos y plantas de origen marino son mezcladas con arenas y cales que van a parar a los fondos marinos tranquilos. Estos sedimentos ricos en materiales orgánicos se convierten en rocas generadoras de crudo. Este proceso empezó millones de años atrás cuando grandes cantidades de organismos vivos aparecieron y continua en la actualidad. Los sedimentos van poniéndose más espesos y se hunden en el suelo marino bajo su propio peso. A medida que se van acumulando depósitos adicionales, la presión sobre los situados mas abajo se multiplica por miles de veces y la temperatura aumenta en varios cientos de grados. La arena y el barro se endurecen y generan los esquistos; los carbonatos y caparazones se transforman en calizas y los tejidos blandos de los organismos muertos se transforman en petróleo y **Gas Natural**.

1.2.2. Gas asociado y No asociado

Debido a la dinámica tectónica de la tierra muchos fondos marinos están ahora bajo la superficie continental. Debido al proceso de formación indicado es usual encontrar petróleo y gas juntos. La mayoría de descubrimientos de petróleo trae cantidades pequeñas o grandes de Gas Natural. Este gas es llamado **“gas asociado”**.

Algunos descubrimientos de hidrocarburos son exclusivamente de gas natural. Este gas se llama **“gas no asociado”**

1.2.3. Líquidos en el gas

Es usual encontrar dentro de la composición del gas natural, hidrocarburos que, sometidos a ciertas condiciones de presión y temperatura pasan al estado líquido. Los componentes principales del gas natural son el metano y etano que se comportan como gas a las condiciones atmosféricas. Otros como los propanos y butanos bajo una ligera presión o bajas temperaturas se mantienen en estado líquido. Los componentes más pesados llamados “pentano-plus” se mantienen en estado

líquido a condiciones atmosféricas. Los líquidos pueden ser significativos o no. Depende de cada caso específico.

1.2.4. Proceso de Separación

El gas natural y el petróleo normalmente necesitan ser tratados una vez ellos se han extraído del subsuelo. En el caso de petróleo, es necesario extraer el agua y gases antes del transporte y refinación. En el caso del gas, el azufre, CO₂ y líquidos son retirados por un proceso de la separación. Luego los líquidos extraídos del gas son sometidos al fraccionamiento para obtener propano, butano y otros componentes como gasolina naturales, kerosene y diesel si estos existieran.

1.2.5. El Proceso de Separación del Gas Natural.

Según la estrategia de extracción de los líquidos, el proceso de la separación puede ser en los extremos:

- I. LTS (Low temperature separator). Baja recuperación de líquidos, tecnología simple, barata.

- II. Turbo expansión. Alta recuperación de líquidos, tecnología avanzada, costosa.

Normalmente se usan dos métodos

- Las pruebas sísmicas
- La perforación de pozos

En general es importante definir a porosidad, permeabilidad, las fallas, las barreras para conocer el comportamiento de la explotación y planear la estrategia correspondiente. Esto es especialmente importante cuando se reinyecta el gas para conocer cual es su destino. Una migración inadecuada traerá cambios en las condiciones del reservorio que afectarán la recuperación de líquidos y reducirán las reservas de gas.

1.3. Las Reservas del Gas de Camisea

El área de contrato está constituida por el lote 88-B y tiene un área de 168,000 Has y comprende los yacimientos de San Martín y Cashiriari. Existe una acumulación algo menor al noroeste, en un área conocida como Mipaya, llamada oficialmente Lote 88A. Los lotes 88A y 88B se conocen como los lotes de Camisea. Tres pozos evaluatorios fueron

perforados allí durante 1997 y principios del año 1998. Las reservas de "gas insitu" del campo gasífero de Camisea son del orden de $16,8 \times 10^{12}$ pies³, distribuidos de la siguiente manera:

San Martín	$4,4 \times 10^{12}$ pies ³
Cashiriari	$12,2 \times 10^{12}$ pies ³

Como reservas probadas, mas probables el Ministerio de Energía y Minas consideró el año 1998, la cantidad de $8,7 \times 10^{12}$ pies³ y estas reservas sólo comprenden las zonas de San Martín y Cashiriari. Adicionalmente se estima unas reservas de líquidos de gas natural en estas dos zonas de 545 millones de barriles. La magnitud de solamente estas reservas de líquidos se puede cuantificar, la distribución es de la siguiente manera:

RESERVAS PROBADAS MAS PROBABLES(1999)

Reservorios	Gas (TCF)	Líquidos MMBls
San Martín	5,4	330
Cashiriari	3,3	215
TOTAL	8,7	545

Se puede estimar, dentro de márgenes aceptables, que las reservas recuperables de gas natural en los campos gasíferos de Camisea y de líquidos del gas natural son: (Estos valores son con las que se trabajará en los cálculos en la presente tesis)

Gas Natural	13 x 10¹² pies³
Líquidos de gas Natural	600 millones de barriles
Petróleo equivalente(total)²	2767 millones de barriles

Camisea permitirá revertir la balanza comercial de hidrocarburos que actualmente se encuentra con un déficit de US\$ 714 millones, 400 millones, en una cifra positiva y se prevé que el Perú se convertiría en un exportador neto en el mediano plazo. Se ha estimado que el

² Un barril de petróleo es igual a 6000 pies³ de gas. Los 13x10¹² pies³ divididos entre 6000 es igual a 2167 millones de barriles, esto mas los 600 millones de barriles líquidos 2767 millones de barriles de petróleo equivalente.

desarrollo integral de las reservas generaría unos \$6,000 millones en impuestos.

1.4. Ubicación de Camisea

Camisea está ubicada en un área ambientalmente diversa entre el Parque Nacional del Manu y la zona Reservada de Apurímac. El área está habitada por comunidades indígenas y tribus nómadas. **(Ver Figura I.1)**

La zona de Camisea está a unos 500 kilómetros al este de la ciudad de Lima, la capital del Perú. La exploración de los campos de Camisea dirigida por Shell en una hectáreas 2 millones de Has, en la Cuenca Ucayali, durante los años 1981–1987, a través de la ejecución de 3,000 kilómetros de líneas sísmicas y la perforación de 5 pozos de exploración, permitió el descubrimiento de dos campos de Gas Natural no asociados en el área de Camisea. Estos campos se llamaron San Martín y Cashiriari.

Estos campos se localizan en una región de bosque de lluvia Sepa como Bajo Urubamba y ellos son la parte del distrito de Echarate, la provincia de La Convención, del Departamento de Cuzco.

Durante una segunda campaña de exploración dirigida por el consorcio de Shell/Mobil en 1996-1998, se perforaron 3 pozos de la evaluación y los estudios requeridos se llevaron a cabo para desarrollar una explotación y comercializar el proyecto del Gas de Camisea (**Ver cuadro I.1**).

1.5. Características de los Campos del Gas de Camisea

San Martín y Cashiriari componen los Campos del Gas de Camisea, estos dos campos se localizan aproximadamente a 500 kilómetros del este de ciudad de Lima, en la selva amazónica.

A la Fecha, se han perforado tres pozos en todos y cada uno de estos campos, en San Martín se presentan los pozos San Martín 1, San Martín 2 y San Martín 3 y en el Campo de Cashiriari se presentan los pozos Cashiriari 1, Cashiriari 2 y Cashiriari 3.

Regionalmente, estos campos se encuentran en la cuenca Ucayali, El Yacimiento San Martín contaría con dos reservorios ó acumulaciones de gas: agua Caliente y Cushabatay, mientras que en Cashiriari los hidrocarburos se encontrarían confinados hasta en 5 reservorios: Vivian, Chonta, Agua Caliente, Cushabatay y Ene. Vivian

probablemente es el reservorio más importante en las cuencas andinas peruanas.

Los depósitos en el área de Camisea son Retrógrados del tipo Gas-Condensado apoyado por el paso de agua, y el agua que lleva tiene un tamaño desconocido. Adicionalmente, los depósitos tienen una porosidad doble y conducta de permeabilidad debido a la presencia las fracturas naturales.

Durante la explotación del campo, será conveniente mantener la presión del depósito reciclando el gas seco para minimizar la condensación retrógrada de líquidos dentro del depósito y aumentando al máximo la última recuperación de líquidos de gas.

1.6. Los yacimientos y sus Longitudes.

El yacimiento de San Martín tiene una longitud estimada de 25 Kms y un ancho aproximado de 5,5 Kms, mientras el yacimiento de Cashiriari tendría una longitud de 35 Kms. (más extenso que San Martín), un ancho estimado de 5 Kms. Y se encuentra a unos 7 Kms al sur de San Martín. Todos los yacimientos indicados se ubican en la parte sur de la cuenca Ucayali **(Ver Figura I.2)**

1.7. Yacimientos de Gas no Asociado en Camisea.

Los hidrocarburos encontrados (salvo en Sepa), se encuentran exclusivamente en estado gaseoso. Se trata por lo tanto, de *yacimientos de gas natural no asociado* (no se encuentran asociados a la producción de petróleo como es el caso de los yacimientos de Talara).

Como parte integrante de este gas natural se encontró un importante componente de propano, butano y condensados (gasolina natural) que constituyen un atractivo valioso para el proyecto, con una posibilidad de extraer entre 30,000 barriles por día de líquidos de gas natural. Recuérdese que la producción de petróleo en todo el Perú al año 2000 fue del orden de 99,6370 barriles /día, en descenso, y se prevé que para el año 2004 será de 144,000 barriles por día (**Ver Cuadro I.2**).

Sobre la base de las pruebas efectuadas se determinó que el potencial de *Camisea corresponde a una producción energética equivalente a 2767 millones de barriles de petróleo*, es decir aproximadamente 7 veces el volumen de reservas en actual explotación.

1.8. Descripción de algunos pozos de Camisea.

La información obtenida es de los reportes dejados por la Compañía Shell, actualmente esta información es totalmente confidencial, y la maneja la Compañía Plus Petrol desde Argentina, se menciona estos pozos como referencia para tener una idea más clara respecto a los Campos de Camisea.

1.8.1. Cashiriari 2

Cashiriari 2 es el sitio donde estuvo perforando una de las compañías de Shell durante la década de 1980. La principal corriente de agua en las cercanías del emplazamiento del pozo es el arrollo Yopokoriato, que se encuentra al norte a una distancia de aproximadamente 2 kilómetros. La comunidad más cercana es la de Cashiriari, ubicada al noroeste a unos 6 kilómetros de distancia y a unos 3-4 kilómetros al sur del río Camisea. El emplazamiento del pozo tiene una extensión de aproximadamente 2 hectáreas. **(Ver Figura I.3)**

1.8.2. Cashiriari 3.

El emplazamiento del pozo tiene aproximadamente 2 hectáreas de extensión. El río Kuitaparayeari se encuentra a unos 300 metros al oeste. **(Ver Figura I.4).**

1.8.3. San Martín 3

San Martín 3 se caracteriza por sus taludes que pueden alcanzar gradientes de hasta 50 grados por tener una capa de tierra de textura fina y de profundidad moderada, con un buen drenaje natural. El arrollo Kipachiato es la principal corriente de agua más cercana al pozo. El emplazamiento tiene una extensión de aproximadamente 2 hectáreas. **(Ver Figura I.5)**

1.9. Base de Operaciones “Nuevo Mundo”

Nuevo Mundo es la base logística de todas las operaciones en la zona de Camisea. Es el centro principal de suministro y transbordo, contando con medios de transporte aéreo y fluvial.

Dado que no hay carreteras de acceso a la región, el transporte se hace por helicópteros que parten desde Nuevo Mundo hacia los emplazamientos de los pozos. En 1997, contando con la aprobación de la comunidad vecina, la pista de aterrizaje fue ampliada de 800 a 1800 metros, con el fin de hacerla viable para aviones de transporte tales como los *Hercúleas* **(Ver Figura I.6)**

CAPITULO II

**MERCADO PARA LA UTILIZACION DEL GAS NATURAL DE
CAMISEA.**

II. Capítulo

MERCADO PARA LA UTILIZACION DEL GAS NATURAL DE CAMISEA.

2.1. Generación Eléctrica utilizando Gas Natural

La utilización del gas natural para el desarrollo de un país involucra no sólo el gas natural en si, también compromete a los líquidos de ese gas natural, tales como el gas licuado de petróleo (GLP), el etano y otros como el gasol.

El Gas Natural puede utilizarse como combustible o como insumo para obtener otros productos, en el caso de utilizarse como combustible, su

uso mas generalizado es en centrales térmicas generadora de electricidad. En el caso del Perú la utilización del gas en centrales térmicas absorbe no menos del 50% del mercado.

2.1.1. Ciclos para la Generación Eléctrica

Para la generación de energía eléctrica en centrales termoeléctricas, se usan dos tipos de generadores:

2.1.1.1. Ciclo Simple

El primero se denomina de ciclo simple y en este caso el gas impulsa una turbina que es la generadora de electricidad. Luego los gases de la turbina escapan a la atmósfera. En la tecnología de generación de electricidad mediante una turbina de ciclo simple, la eficiencia es del orden del 35%

2.1.1.2. Ciclo combinado.

El segundo se denomina Ciclo combinado donde la eficiencia es de 55% al unirse las fases de alimentación de gas a la turbina para la generación de electricidad. Luego estos gases de escape calientes,

con altas presiones y temperaturas, van a una caldera de vapor y este vapor acciona una turbina, también a vapor, que a su vez genera electricidad.

2.2. Razones por las que se debería usar una Central Termoeléctrica.

El sector energético que mayor demanda de gas natural podría tener, es sin duda, la generación termoeléctrica (el término se refiere a las máquinas de combustión que transforman el calor en movimiento).

Las Centrales Termoeléctricas a gas ofrecen una serie de ventajas sobre otros sistemas de generación eléctrica, pudiendo enumerarse las siguientes:

La inversión de una central termoeléctrica a gas es del orden de US\$ 500 por Kw. instalado, contra una inversión no menor de US\$ 3,000 por Kw. instalado en una central hidroeléctrica. Lo expresado representa una inversión seis veces menor.

El tiempo de desarrollo de un proyecto de generación eléctrica es mucho menor. Usualmente un pedido de una central térmica a gas demora entre seis meses a un año. En cambio una

central hidroeléctrica la puesta en marcha demora no menos de cinco a seis años.

Las perspectivas de crecimiento del Perú en el futuro se ven alentadas por un clima de estabilidad económica como consecuencia del retroceso del terrorismo y de la hiperinflación que afectaron severamente la economía del país y de sus pobladores. Los procesos de privatización e inversión extranjera que supera los US\$ 6,500 millones confirman esta afirmación.

Por el compromiso asumido por Electroperú, quien será la empresa encargada de la firma de contratos de gas, los cuales serán posteriormente endosados a consumidores de gas.

Por la carta de compromiso firmada por Electroperú y Etevensa, en la cual esta última se comprometería a comprarle gas a Electroperú en una cantidad de 75 millones de pies cúbicos diarios.

Por que la demanda de energía eléctrica ha mostrado a lo largo del tiempo un crecimiento consistente, a pesar de las situaciones de crisis económicas y fluctuaciones del Producto Bruto Interno que nuestro país ha debido de enfrentar a lo largo de las últimas décadas.

El tiempo de recuperación del capital invertido en una Hidroeléctrica es lento (se requieren varios años de

construcción de hidroeléctricas, frente a un año de turbinas) y podría ser más lenta aun si las fuentes de energía alternas tienen tarifas de electricidad inferiores a las actuales (lo que es altamente probable por el ingreso en el escenario eléctrico de las plantas de Piura, Aguaytia y Camisea con combustibles más baratos y eficiencia térmicas superiores a las que poseen los viejos equipos térmicos

La infraestructura necesaria es notoriamente menor y no se requieren carreteras de acceso, etc.

Los costos operativos en la central termoeléctrica a gas son menores.

El gas natural no tiene mayor impacto en el medio ambiente.

En conclusión se puede decir que las centrales térmicas a gas, constituyen por su economía, las llamadas a desplazar a las otras fuentes energéticas, tales como el petróleo y el carbón.

(Ver Gráfico II.1)

2.3. El mercado de Gas Natural en el Perú

Cuando se descubrió las Reservas del Gas de Camisea, se anunció a los peruanos la existencia de un campo con la posibilidad de

abastecer de gas natural a Lima por mas de 100 años (con un consumo constante de 200 millones de pies cúbicos diarios)

El mercado palabra mágica en este proyecto cómo en cualquier proyecto empresarial, se refiere al consumo probable, a la dimensión de la demanda potencial de gas, a los agentes económicos que podrían convertirse en los clientes de la empresa productora; en crudo estamos hablando de los posibles ingresos de la empresa que deberá invertir en la explotación de los reservorios de Camisea. Y cuando hablamos de Camisea, no solamente debemos considerar el gas natural, sino también los líquidos que se extraen del mismo líquido que deberán ser colocados igualmente en el mercado de consumidores y que podrían competir con el gas natural como el GLP en el sector domestico-comercial. El otro gran componente líquido, el condensado (hidrocarburo más pesado que el GLP), se utiliza en los procesos de refinación para obtener gasolinas, kerosenes y otros productos. Su mercado sería entonces las refinerías locales y extranjeras.

Se podría afirmar sin equivoco, que existen mercados para los líquidos de gas natural (GLP y condensados), nacionales y extranjeros capaces de aceptar estos productos. Países de Sudamérica como Perú, Chile, Ecuador y Brasil adquieren GLP y crudo de otras latitudes. Camisea será una fuente de suministro más cercana.

El gas natural por su parte, no puede exportarse de la misma manera (en barcos corrientes). La exportación de gas natural se realiza sólo por dos vías:

- A través de gasoductos
- Como gas natural licuado en barcos especiales (que mantiene el gas natural en estado líquido).

El mercado inmediato entonces para el gas natural, se concentra en el Perú. Un examen rápido nos indicará que los consumidores potenciales podrían estar en la zona central (Junin, La Oroya, Lima) y la zona Sur (Cusco, Arequipa, Puno, Ilo).

El gas natural se usa principalmente como combustible para producir energía y calor. En las plantas eléctricas se utiliza para movilizar las turbinas a gas y generar energía eléctrica. En la industria, se utiliza en los procesos térmicos. En los automóviles (Brasil y Argentina tiene una gran experiencia en esto), se comprime y se empaqueta en balones de gas natural comprimido (GNC) sustituyéndose a la gasolina. En los comercios y las casas, se utiliza para la cocina (en lugar del GLP), en

las termas, calentadores de ambiente, entre otros usos. En algunos países, considerado el mercadeo objetivo, se utiliza para producir fertilizantes y productos químicos diversos.

Por las dimensiones del mercado y las distancias involucradas, se considera que la zona central y Lima, son los sectores mas apropiados para utilizar el gas natural. En Junín y la Oroya se concentran una cementera y diversas minas. En Lima, el 70% de la industria nacional, el 60% de los servicios y el 58% de las ventas nacionales de energía eléctrica (sin autoprodutores). Los requerimientos de energía eléctrica en el futuro indican que el mercado potencial de electricidad podría requerir en el año 2004 con 3520 MWh de energía, 35% de eficiencia térmica, la industria podría participar con 42.1 millones, los vehículos podrían consumir inicialmente 100 Tera BTU y el mercado domestico comercial unos 6 millones de barriles por año (para un desplazamiento reducido del GLP). Se calcula que el proyecto Camisea alcanzará en su etapa piloto inicial una producción cercana a los 30 mil barriles de gas al día. Cifra que se incrementaría de acuerdo con la demanda del gas. Debe deducirse sin embargo, el consumo de gas natural de las centrales eléctricas de Talara (80 Mw de turbinas a gas) y Aguaytia (140 Mw.) estimado en 44 Mpcd.

2.4. Mercados para los productos de Camisea

El gas natural ofrece a la comunidad industrial una amplia gama de posibilidades para satisfacer sus necesidades de energía: desde las aplicaciones relativamente directas hasta las que requieren de un control muy preciso del calor para la fabricación o tratamiento de productos finales de alta calidad.

Los mercados principales para los productos de Camisea caen en cuatro categorías, los cuales son:

- Industria
- Energía
- Líquidos del Gas Natural
- Productos Químicos

A continuación se pasará a detallar cada uno de ellos:

2.4.1. Industria

En el sector Industrial, sus principales aplicaciones se dan en los siguientes segmentos:

- Vidrios y cerámicas
- Cementos

- Textiles
- Alimentos y bebidas
- Productos químicos
- Minerales no metálicos
- Metales y productos metálicos
- Minería
- Harina de pescado
- Otros

El gas natural ofrece un alto rendimiento de energía, ahorro en gastos de operación y mantenimiento, mejor calidad de productos y bajo nivel de emisiones, en comparación con otros combustibles. En estos últimos tiempos, en muchos países las consideraciones ambientales se han convertido en un aspecto importante tanto para los consumidores como para los gobiernos. El gas puede reemplazar al petróleo o a los GLP en equipos que se usan actualmente. Las ventajas son aún más numerosas si se trata de equipo diseñado expresamente para funcionar con gas. Sus posibilidades de aplicación son innumerables en la generación de vapor y calor para procesos, así como gas de procesamiento.

2.4.2. Energía

La generación de electricidad es un mercado importante para el gas natural de Camisea. El gas natural ofrece una nueva opción de combustible a los generadores de energía. La generación de electricidad por medio de gas ofrece potencialmente mayor eficiencia que cualquier otro medio, con niveles de 35 a 55 por ciento.

Hay una serie de otros beneficios relacionados con las plantas generadoras de energía por medio de gas, entre ellos:

- Menor inversión de capital
- Plazos de producción más cortos
- Planta más pequeña con menos personal de operaciones y menores costos de operación y mantenimiento
- Flexibilidad de operación
- Mayor protección del medio ambiente gracias a la reducción de las emisiones atmosféricas

Además, muchas de las plantas termoeléctricas actuales pueden ser convertidas a combustión de gas.

2.4.3. Líquidos de gas natural

El gas de las reservas de Camisea será transportado a una planta de procesamiento de gas que separa los líquidos del gas seco. Los líquidos y el gas seco luego serán transportados a la costa por gasoductos separados. Una vez en la costa, los líquidos entrarían a una planta de fraccionamiento para ser separados en etano, butano, propano y condensados.

Los líquidos del gas natural que vendrán de Camisea serán transportados en un oleoducto separado y llegarán hasta el lugar denominado Pampa Clarita, donde existirá una Planta de LPG y serán almacenados en Barcos listos para la exportación.

El gas licuado de petróleo (GLP) se saca del gas natural "húmedo" (gas que contiene compuestos pesados condensables de petróleo) por un método de absorción. El producto extraído tiene un punto de ebullición bajo y debe ser destilado para quitarle las fracciones más livianas. Luego debe

ser tratado para quitarle el sulfuro de hidrógeno, anhídrido carbónico y agua. El producto final será transportado por ducto y por barcos de ultramar.

El mercado objetivo del gas natural era el Perú y el de la mayor parte de los líquidos era el mercado de exportación. Hay un pequeño mercado interno para el gas licuado de petróleo o GLP (que es una mezcla de butano y propano) que en el Perú se usa principalmente para cocinar. El GLP es una mezcla líquida que puede contener varios niveles de los hidrocarburos volátiles llamados propano y butano. Como fuente portátil de combustible ha estado en uso por muchos años, posiblemente desde 1860, y su producción y consumo doméstico e industrial se han expandido de manera continua desde entonces.

La composición de los condensados varía dependiendo de la fuente del gas. Si se les extrae de gas asociado, los condensados consistirán en productos del orden de la nafta con componentes más pesados contenidos en grandes cantidades en el fluido derivado. Esta mezcla se conoce como "gasolina natural" o "condensado liviano". Si se les produce a partir de depósitos de gas y condensados, como es el caso de las

reservas de Camisea, los condensados comprenden una gama más amplia de fluidos, que incluyen una fracción de combustibles diesel (gasóleo) y frecuentemente un residuo ceroso de combustibles líquidos destinados al mercado de exportación.

2.4.4. Productos químicos

El sector petroquímico ofrece la posibilidad de aumentar de manera significativa el valor agregado del Proyecto Camisea. La dinámica fundamental de la industria petroquímica está determinada por su gran tamaño. Sus grandes unidades de producción, que requieren de una elevada inversión de capital, hacen posible la primera etapa del incremento del valor de las materias primas derivadas de hidrocarburos que son convertidas en productos finales, ya sea una botella de bebida gaseosa, un guardabarros de automóvil, fertilizante para plantas del hogar, o la caja de un teléfono celular.

Esta industria tiene fama de ser cíclica, ya que la escala y el plazo de ejecución de nuevas inversiones acentúan los ciclos económicos generales. Es altamente competitiva y depende de

la disponibilidad de materias primas para su supervivencia. Así mismo, ésta se está convirtiendo en una industria global a medida que los participantes regionales establecidos, tales como los norteamericanos, europeos y japoneses, quienes buscan ampliar su cobertura invirtiendo en mercados externos, compiten con productores ricos en recursos naturales, tales como Arabia Saudita, Kuwait, Alberta y, en la actualidad, el Perú, para producir productos petroquímicos principalmente para mercados de exportación.

Originalmente se utilizaban materiales vegetales y animales junto con el carbón para la producción de productos químicos. Si bien se usaba el petróleo como combustible y para generar luz a inicios del siglo XX, no se usaba como materia prima para producir químicos. En la actualidad el 90 por ciento de los productos químicos con base orgánica son derivados del petróleo y el gas natural.

El gas natural es la fuente de metano y líquidos de gas natural (LGN). Los LGN contienen componentes separados por un proceso denominado licuefacción, entre ellos etano, propano, butanos y condensados.

Algunos de los derivados de los productos químicos básicos y sus usos son:

- Etileno: polietileno, PVC (policloruro de vinilo), poliestireno, óxido de etileno y sus derivados, tales como monoetilenglicol (líquido concentrado refrigerante), poliéster, fibras vulcanizadas, alcohol etílico, caucho sintético, olefinas superiores sus derivados, y etil benceno
- Metano: metanol, amoníaco
- Metanol: resinas, solventes, fibras de poliéster
- Amoníaco: urea, fertilizantes, explosivos para uso industrial.

Los productos químicos básicos se usan también para fabricar otros productos especializados, tales como productos para la protección de cosechas, productos farmacéuticos, materias colorantes, adhesivos y muchos otros.

Una característica común de la fabricación de productos químicos básicos es la necesidad de utilizar fábricas de gran tamaño para facilitar economías de escala, permitiendo así que los productos puedan ser comercializados a precios

competitivos. La industria de productos químicos es compleja y altamente competitiva. Hay muchas empresas involucradas en la fabricación y comercialización de los productos químicos. Algunas de ellas están entre las más grandes empresas industriales del mundo con operaciones a nivel internacional. También existen pequeñas empresas dedicadas a mezclar y preparar productos químicos especializados que tienen un número limitado de mercados. Así mismo, se realizan transacciones de compraventa de tamaño significativo entre empresas dentro de la industria misma

CAPITULO III

**TIPO DE GASODUCTO A INSTALARSE PARA EL GAS
NATURAL DE CAMISEA**

III. Capítulo

TIPO DE GASODUCTO A INSTALARSE PARA EL GAS NATURAL DE CAMISEA

3.1. Composición y Características del Gas de Camisea

La composición del Gas de Camisea se muestra en el **Cuadro N° III.1**. esta composición es la que se utilizará en el resto de la corrida del programa, la cual se obtuvo del contrato del Gas de Camisea. En un siguiente cuadro, (**Ver Cuadro N° III.2**) se muestra las características del gas de Camisea, así como su peso molecular, su composición en peso, su presión crítica y su temperatura crítica.

3.2. Presión en los pozos, medidores, separadores.

Se estima que la presión en el punto de compresión o de bombeo sea de 1800 psi, en promedio mientras que para el punto de llegada se estima que puede estar alrededor de 250 psi y la temperatura promedio se estima en 100°F

3.3. Diámetro de la tubería

El estudio de flujo de gas comprende el cálculo del diámetro de la tubería en función de las otras variables (longitud, presión inicial, presión final y caudal)

$$D = f (P_1, P_2, L, Q)$$

Con respecto al cálculo de los diámetros muchas ecuaciones se han desarrollado y usado en la industria del gas. La mayoría de estas se han basado en resultados experimentales para diferentes rangos de condiciones de flujo por tubería con variaciones de rugosidad.

Las más conocidas es la de Weymouth, Colebrook, Panhanle, Spitzglases. Las formulas de Spitzglass son más adecuadas para sistemas de distribución de baja presión, las de Weymouth y

Panhanle para cálculos en distribución de alta presión y la de Colebrook para presiones intermedias.

Para nuestro estudio, se empleará la Ecuación de Weymouth, por considerarla más aplicable a los requerimientos del Gas de Camisea, y por contar con el programa **WEYMOUN.BAS**, programa desarrollado por la Facultad de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Nacional de Ingeniería, dicho programa soluciona la Ecuación de Weymouth. Para el caso de distribución al sector industrial en Lima Metropolitana que sería un sistema de red abierta se realizará los cálculos aplicando la fórmula de Weymouth, y el programa facilitará los cálculos y nos entregará los resultados en forma más rápida y segura.

La diferencia más importante de la mayoría de fórmulas del flujo está en la evaluación del coeficiente de fricción por lo que se puede hallar diferentes fórmulas de flujo insertando el apropiado factor de fricción.

3.4. Deducción de la Ecuación de Weymouth

La base para la Ecuación de Weymouth es balance de energía entre los puntos 1 y 2 (**Ver Figura III.1**). En el caso de flujo horizontal entre los puntos 1 y 2 están en igual elevación, pero no es necesario que las líneas conectadas estén horizontales. Las Asumpciones hechas en esta situación de flujo son:

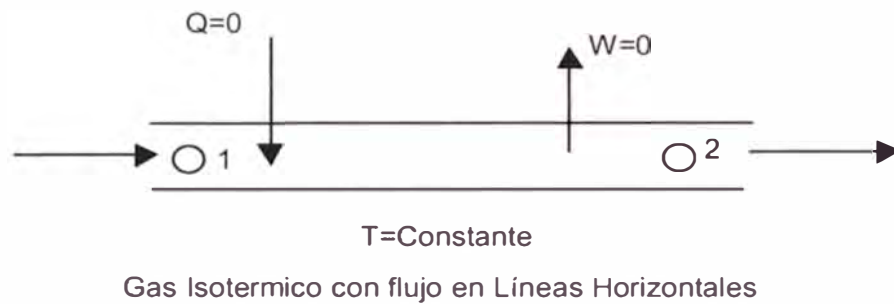


Figura III.1

- El cambio de energía cinética es despreciable y puede tomarse como valor cero.
- El flujo es continuo e isotérmico
- El flujo es horizontal
- El calor del gas no es transferido al medio ambiente.
- No existe trabajo muerto para el gas durante el flujo.
- El proceso es Adiabático.

Con estas Asumpciones, considerando balance de energía, expansión de trabajo y las condiciones de perdidas de trabajo. Así se obtiene:

$$q_h = 3,23 \frac{T_b}{P_b} \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) D^5}{\gamma_g Z T f L_m}} \quad \text{.....Ecuac 5.1}$$

Las unidades son:

Q = Es la cantidad de gas que se transfiere por el ducto y está en SCF por hora.

Tb = Temperatura base o de referencia (60 F°) también llamado condiciones Standard.

Pb= Presión base o de referencia (14.73 psia)

P₁ = Presión de la descarga del compresor (Psia), o presión de alta.

P₂= Presión de llegada al punto deseado (Psia), o presión de baja.

D = Diámetro interno de la tubería (Pulgadas), función del grado o Schedule.

γ_g = Gravedad específica del gas (Aire = 1)

z = Factor de desviación del gas (adimensional)

T = Temperatura promedio a lo largo del ducto. (Grados Rankine)

f = Factor de fricción de Moody.

L_m = Longitud del ducto (en millas); el programa lo pasa a Kilómetros.

La Modificación del factor de fricción, podría estar en función del rate de flujo, si el flujo se encuentra en una región turbulenta, f podría ser calculado con la siguiente relación:

$$f_{turb} = \frac{1}{\left(1,14 - 2 \log \frac{e}{D}\right)^2}$$

Donde f depende solo de la relación de e/D . Cuando las condiciones del flujo no son completamente turbulentas, f depende del Número de Reynold, donde:

$$N_{Re} = \frac{20 * q(Mcfd) \gamma_g}{\mu * D} \approx \frac{0,48 * q_h * \gamma_g}{\mu * D}$$

El valor del coeficiente de fricción se puede obtener aproximándolo a la siguiente formula:

$$f = \frac{0,032}{D^{1/3}}$$

Con estas asunciones, la ecuación 5.1, se reduce a:

$$q_h = 18,062 \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) D^{16/3}}{\gamma_g * \bar{T} * L * \bar{Z}} \right]^{0,5}$$

Esta es la ecuación más usada en la Industria del Petróleo.

3.5. PROGRAMA WEYMOU.BAS

El programa ha sido desarrollado en QuickBASIC 4.5 para DOS y resuelve la ecuación para transporte de gas por tuberías, propuesta por Weymouth. Su deducción, demostración y limitaciones, mencionadas en el numeral 5.4, se obtuvieron del texto "Natural Gas Production Engineering", Ed. 1992, Pág. 262, por Chi U. Ikoku.

$$q_h = 3,23 \frac{T_b}{P_b} \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) D^5}{\gamma_g \bar{Z} \bar{T} f L_m}}$$

Esta es la ecuación de Weymouth que el programa **WEYMOU.BAS** resolverá y nos proporcionará el caudal (q_h) para un diámetro específico que se le introduzca al programa. De ingresar diferentes diámetros, se obtendrán diferentes caudales, según sea el requerimiento.

3.5.1. Instalación y Características:

El paquete consta del programa principal (con 5 subrutinas), y archivos adicionales, los cuales deben ser copiados o instalados en un directorio "c:\Gas\" del disco duro.

Los requerimientos mínimos recomendables para éste programa son DOS 4.0 o superior, procesador 386 con 4K de memoria o superior, monitor VGA, y 1 mega de espacio libre en disco duro. Ha sido escrito en QuickBASIC 4.5, para DOS por su versatilidad y porque el volumen resultante, tanto de los archivos como del programa en sí, resultan sumamente cortos, los que lo hacen deseable para su distribución por Internet.

Corre eficientemente en equipos superiores equipados con Windows 95/98. Para leer el manual, hay necesidad de tener el Software Acrobat Reader 4.0, el cuál es de distribución gratuita

y libre y se puede obtener de la Internet. (También está disponible en Envoy 7.0 de la Corporación Corel WordPerfect, que también es de distribución gratuita).

3.5.2. Manual del Programa Principal:

A continuación se mencionan todos los pasos a seguir para correr el programa WEYMOU.BAS.

1. Al comenzar, el programa **pide la llave o "Password"** necesario para que el programa trabaje, es una palabra alfanumérica de 6 caracteres o dígitos que permite el acceso al mismo. Si no se introduce la llave correcta, el programa aborta.
2. El programa comienza mostrando la diferente composición del gas en porcentaje de los principales constituyentes que tiene en su memoria (archivo Gcomp.prn), y la cuál puede ser modificada conforme lo pida el programa, en el caso de que se quiera, se pueden modificar con un editor de archivos y salvarlos luego en formato ASCII.

3. La sumatoria de los diferentes componentes del gas deben sumar 100.00%, pero el programa acepta una desviación del 0.01%.

Las propiedades del gas, son corregidas ya por la presencia de los componentes H_2S y CO_2 que desvían en cierto grado importante los respectivos valores.

5. Presenta la posibilidad de cambiar los valores, para lo cual pregunta y hay que responder pulsando la "Y" si es afirmativo, pulsar la "N" si es negativo o pulsar la "E" si se desea abandonar el programa.
6. Pulsar "N" si no se quiere cambiar los datos de composición del gas para continuar, el programa preguntará la posibilidad de crear un archivo con los datos de la composición del gas, para lo cual solicita el nombre que se le quiere poner, con un máximo de 8 caracteres (solo por comodidad), para luego crearlo en el disco duro, poniéndole la extensión.prn por default, para crear historia y en el futuro se puede copiar al archivo "**Gcomp.prn**" para repetir los cálculos con éste tipo de gas.

7. Si no se quiere crear el respectivo archivo, pulsar "N" y pasará a mostrar los datos de la tubería que tiene en memoria, que son el diámetro y grado, las presiones y temperaturas de inicio y llegada y la longitud total en kilómetros de la misma, con los que efectuará el cálculo para determinar el volumen de gas que transportará. Estos valores también pueden ser cambiados en esta parte del programa a excepción de la gravedad específica que es función de la naturaleza del gas.

8. Luego, presenta los resultados, los principales son los tres últimos: Volumen de gas en Millones de SCF, el flujo de masa en libras por hora y los BTU de calor total que provee ésta masa de gas.

3.5.3. Archivos y Subrutinas del Programa.

Los archivos que se menciona a continuación son los que hacen posible la ejecución del programa.

1. **"Gcomp.prn"**: Que tiene los datos del peso molecular de cada componente, la composición del gas en porcentajes

molar, presión y temperatura crítica, y los BTU de cada gas.

2. **"WeyData.prn"**: Están todas las variables de presiones, temperatura y los datos de la tubería. (P1, P2, T1, T2, Lkmts, Pb, Tb, d1 y Sch).
3. **"Weymou.Exe"**: Es el ejecutor del programa, en lenguaje de máquina.
4. **"WeymExpl.Pdf"**: Manual explicativo del programa, (es el que está leyendo en éste momento), y ha sido desarrollado para Acrobat Reader 4.0.
5. **"CapSur33.prn"**: Archivo adicional que guarda los datos de la composición del gas de un determinado caso, que se ha creado con el mismo programa, el nombre no necesariamente es el mismo, se crea a voluntad del operador (Es similar al Gcomp.prn).

Las subrutinas son como siguen:

DECLARE SUB GasComp (): Lee los datos del archivo **"Gcomp.prn"**, Permite la corrección de los mismos y además, en caso de que la suma no redondee a 100; puede hacer distribución a 100 a voluntad.

Con éstos valores, se calcula para una mezcla de gases o gas natural, los valores de presión y temperatura críticas, los que los corrige si hay existencia de H₂S y CO₂., Asimismo calcula la gravedad específica del gas, el peso molecular promedio, y el valor calórico del mismo. (En BTU/CF).

Re-escribe el archivo **"Gcomp.prn"** luego de los cambios efectuados, las fracciones molares están en constante cambio.

DECLARE SUB Leer (): Lee los datos del archivo **"c:\...\WeyData.prn"** , en que están todas las variables de presiones y de la tubería. (P1, P2, T1, T2, Lkmts, Pb, Tb, d1 y Sch).

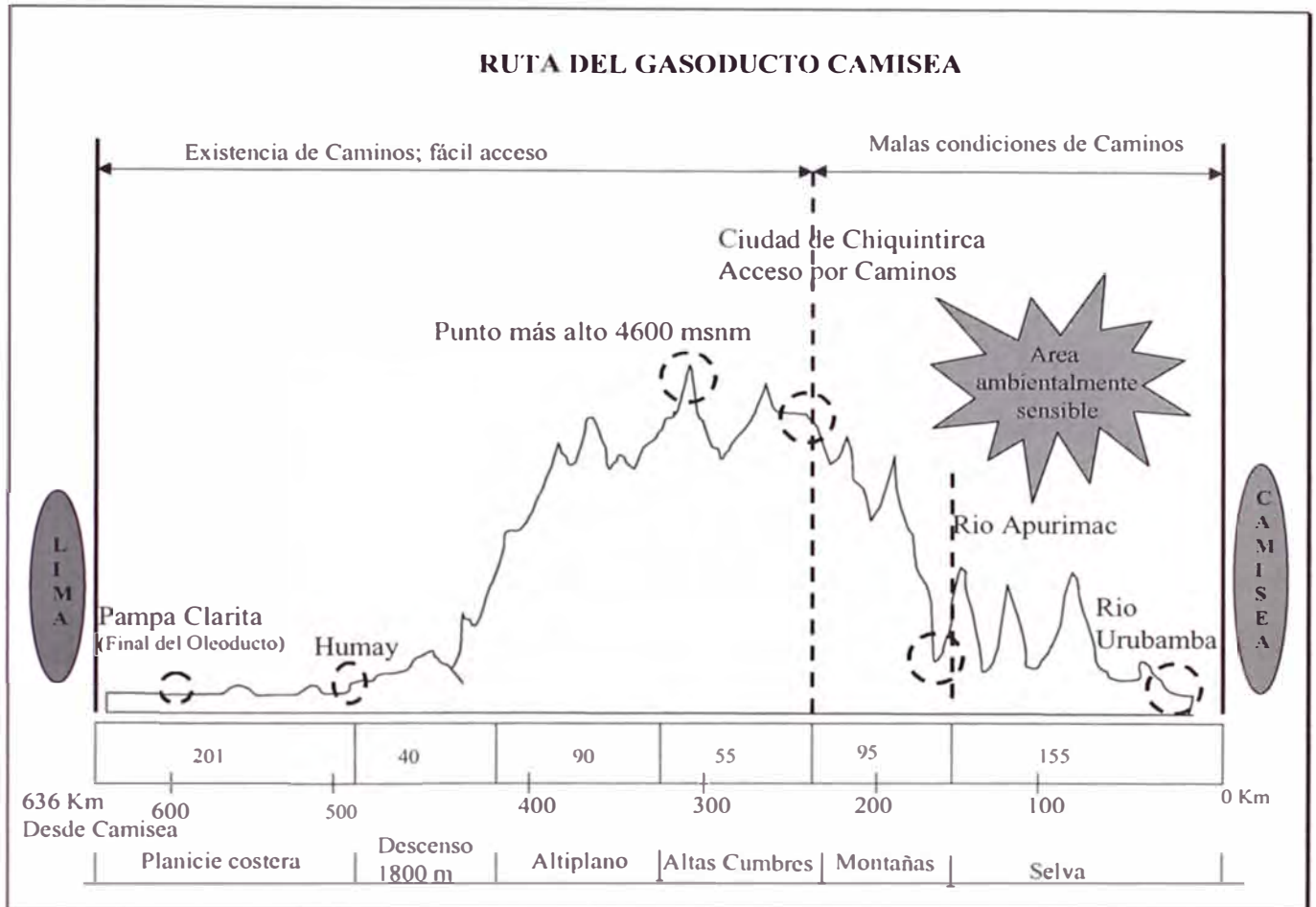
DECLARE SUB guardar (): Graba los datos al archivo **"c:\...\WeyData.prn"** , en que están todas las variables de presiones y de la tubería. (P1, P2, T1, T2, Lkmts, Pb, Tb, d1, Sch).

DECLARE SUB Tubos (): Esta subrutina solamente selecciona el diámetro interno de la tubería a utilizarse en función del Grado determinado. (Sch), solamente está habilitado para los Schds. 40 y 80 que son los más utilizados en la Industria de petróleo y gas, los cuales alcanzan a un Schedule máximo de 20", pero para efecto de calculo, se han considerado hasta diámetros de 36" grados Standard y mayores.

Asimismo, está limitado a los diámetros nominales de la industria, desde un diámetro de 1/8" hasta 20", para ambos grados.

DECLARE SUB FactorZ (): Determina el factor de desviación del gas natural, utiliza el algoritmo de Dranchuk, Purvis and Robinson

3.6. Ruta del Gasoducto Camisea y Distancia de los Mismos.



3.7. Características de la Ruta del Gasoducto

El gasoducto cruzará por tres zonas bien definidas del territorio peruano: una parte de **selva virgen** en donde se encuentran los pozos de gas; luego la **sierra** en donde hay que vencer la cordillera de los Andes y finalmente la **costa** hasta llegar a orillas del Océano Pacífico.

La primera sección del gasoducto atravesará por zonas de bosque húmedo tropical del Bajo Urubamba que se caracteriza por tener una topografía muy accidentada y con precipitaciones pluviales frecuentes. La gran cantidad de pendientes que se encuentran en estos terrenos, hará necesaria la aplicación de técnicas de construcción apropiadas. Asimismo, por la falta de accesos terrestres y las limitaciones de navegabilidad de los ríos a pocos meses del año, será necesario disponer de apoyo aéreo, especialmente del uso de helicópteros.

Otros de los objetivos del proyecto son proteger la diversidad biológica de la zona del Bajo Urubamba, minimizar los impactos al ambiente de una zona ambientalmente sensible como ésta, así como los impactos sociales a las comunidades nativas que se pudieran encontrar en las cercanías.

La siguiente sección del gasoducto cruza por valles interandinos y la cordillera de los Andes en donde se alcanzará la altura mas alta del gasoducto, la cual es de 4600 m.s.n.m. En el área por donde atravesará el gasoducto, a excepción de los valles interandinos, casi no se encuentra vegetación. A lo largo de esta ruta es posible encontrar algunas comunidades indígenas y pequeños poblados, pero de manera general puede decirse que es una zona deshabitada.

Las condiciones de construcción de esta sección del gasoducto son consideradas de moderadas a difíciles, no se encuentran pendientes tan pronunciadas como en la anterior sección.

La última sección del gasoducto desciende rápidamente desde los Andes hasta la costa cruzando regiones desérticas y con pocas elevaciones. En esta zona no se prevé mayores dificultades en la etapa de construcción. Existen buenas carreteras y se cuenta con facilidades logísticas (puertos, aeropuertos, ciudades, etc.).

3.8. Normas Técnicas.

El diseño, construcción, operación y mantenimiento del Sistema de Transporte de Gas se sujetará a los parámetros y requerimientos establecidos en el Contrato y a las normas técnicas establecidas en las Leyes Aplicables.

3.9. Bases para el Diseño y Operación

3.9.1. Punto Inicial del Gasoducto

El punto inicial del gasoducto estará ubicado en un área cercana al punto de fiscalización de la producción, en la zona

denominada Las Malvinas, en la Provincia de la Convención en el Departamento del Cusco. Las coordenadas UTM referenciales de Las Malvinas son: N 8'690,200; E 722,120.

El Productor y la Sociedad Concesionaria podrán acordar una ubicación diferente a la señalada en el párrafo anterior para el punto inicial del gasoducto, previa aprobación del Concedente. Esta variación en la ubicación no cambiará el Costo de Servicio de Transporte de Gas.

3.9.2. Punto Final del Gaseoducto.

El Punto de Recepción es el punto inicial del gasoducto, El punto final del gasoducto estará ubicado a la entrada del City Gate, y es ahí donde se entregará el Gas.

3.10. City Gate

El City Gate estará ubicado en Pampa Río Seco, a la altura de Santa María del Mar, en la Provincia de Lima. Las coordenadas referenciales para su ubicación son 12.38755° latitud Sur, 76.76170° longitud Oeste.

La Sociedad Concesionaria podrá proponer una ubicación diferente a la señalada en el párrafo anterior para el City Gate, la cual requerirá la aprobación del Concedente para su implementación. Esta variación en la ubicación no cambiará el Costo de Servicio de Transporte de Gas ni el costo de Servicio de Distribución.

3.11. Punto de Derivación

Es el punto en el cual se prevé existirá una bifurcación del gasoducto que llega de Camisea, de forma tal que en él se iniciaría un ramal para atender la demanda en Pisco y zonas conexas.

El Punto de Derivación estará ubicado en la Provincia de Pisco, cercano al pueblo de Humay o al Oeste de él.

3.12. Ruta del Gasoducto para Lima

El recorrido que tendría el gasoducto a partir del City Gate hacia Lima según un estudio realizado sería el siguiente:

Del City Gate partiría una troncal hasta llegar a una estación Reductora ubicado en la Panamericana Norte y el Río Chillón y

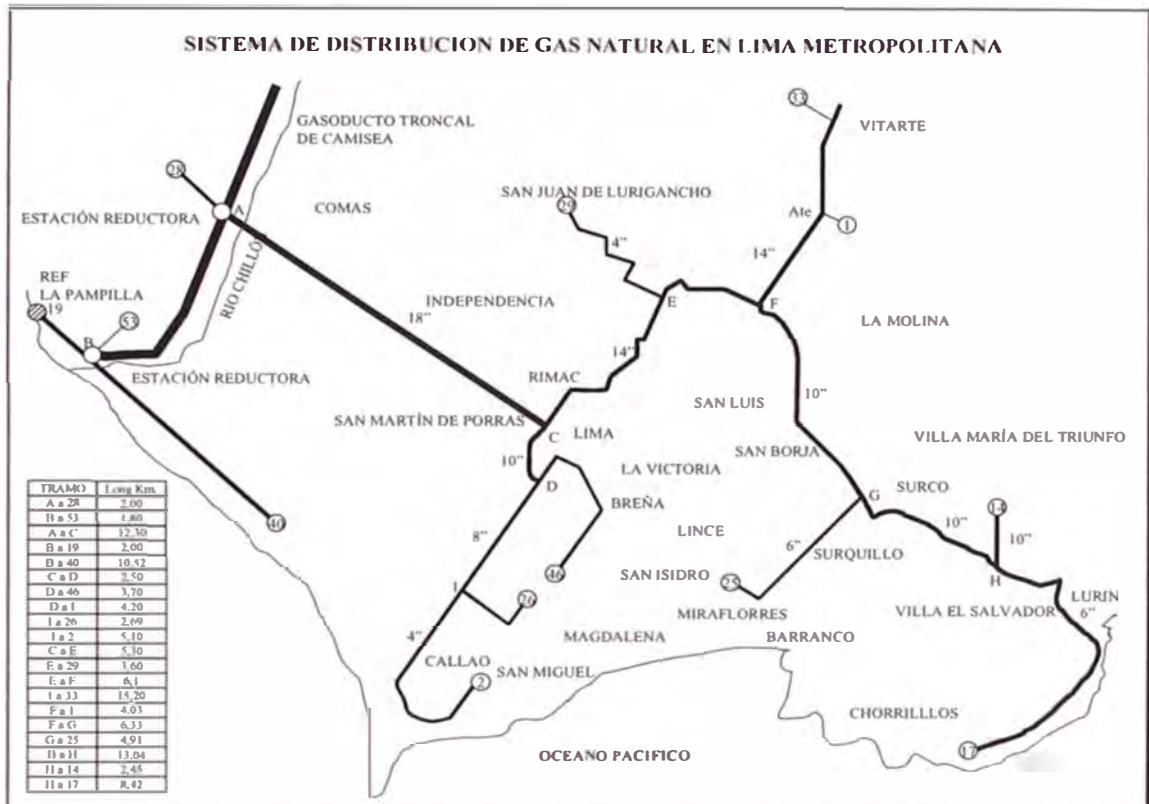
continúa por la Panamericana hasta su intersección con la Av. Eduardo de Habich. En este punto la troncal se bifurca en dos ramales:

El primero, ingresa por la Av. Dueñas hasta la Av. Argentina, por donde continúa hacia el Oeste, existiendo también una ramal secundaria hacia la Av. Argentina Este y la Av. Venezuela.

El segundo ramal ingresa por la Av. Francisco Pizarro, Calle Cajamarca y zona cercana a la Central Santa Rosa, continua por la ruta del Ferrocarril Central hasta la intersección con la vía de Evitamiento y sigue por la misma hasta el Puente Huascar. En dicho punto habrá una segunda bifurcación para alimentar la carretera central, la zona industrial de Ate-Vitarte y por la vía de evitamiento, Panamericana Sur y Av. Pachacutec, a Cementos Lima, y Refinería Conchan. De este ultimo ramal se desprenderá una derivación a la altura de la Av. Primavera para alimentar las industrias de Surquillo.

Para abastecer a las industrias ubicadas a lo largo de la Av. Nestor Gambeta se considera el tendido de un ramal a lo largo de esta avenida que partiría de la intersección del gasoducto principal con la carretera a Ventanilla y que iría desarrollándose de acuerdo con la

demanda de las diferentes industrias que allí se ubican. El siguiente gráfico es el que mejor representa el recorrido del gasoducto de Camisea en Lima, considerando el Km y los diámetros de cada uno.



3.13. Corrida del Programa con los valores del Gas de Camisea

Se ha corrido el programa que resuelve la ecuación de Weymouth para gases, donde el programa calcula el factor Z del gas según la correlación o Método de Dranchuk, Purvis and Robinson

Se estima que existirán seis sub estaciones de bombeo ubicadas a lo largo del recorrido de Camisea a Lima, según se muestra en el siguiente gráfico, en donde se recibirá el gas a una presión inferior a la

inicial y de allí se subirá la presión a través de unos compresores hasta el punto que se vea conveniente para llegar hasta el otro punto de bombeo, y tomando en cuenta la distancia y la temperatura.

Con el Programa WEYMOUTH.BAS se simulará cuáles serán las presiones máximas y mínimas de cada tramo, asumiendo que se obtenga el caudal máximo según consta en el contrato Camisea, este caudal será de 450 millones de pies cúbicos, para un diámetro de 24 pulgadas.

Se ha efectuado la corrida haciendo una aproximación del gas que tiene la siguiente composición; *(es un promedio representativo del gas natural, en caso que cambie, la diferencia no es pronunciada.)*

Gas Composition - (Molar percent)

Component	Molar frac.
1 = C-H4	89.37
2 = C2-H6	8.57
3 = C3-H8	0.65
4 = C4H-10	0.01
5 = iC4-H10	0.02
6 = C5-H12	0.00
7 = iC5-H12	0.00
8 = C6-H14	0.00
9 = iC6-H14	0.00
10 = C7-H16	0.00
11 = CO2	0.32
12 = H2S	0.00
13 = N2	1.06
14 = O2	0.00
15 = Air	0.00

Total components: 100.00 %
 Gas properties have been corrected for H2S and CO2
 Do you want to change the gas composition data?... (Y/N/E)

Según simulacion del programa se corre el programa con los siguientes datos al inicio del primer tramo: (155 Km).

The following are the data in memory...
 Warning... The Gas specific gravity, can not be changed

- Nominal diameter of the pipe: 24 Sched. 80
- Gas specific gravity: 0.609
- Inlet Pressure to pipe (Psia): 1,489.8
- Outlet Pressure to pipe (Psia): 580.0
- Inlet Temperature in Pipe (F°): 110
- Outlet Temperature in Pipe (F°): 70
- Total length in Kilometers: 155

Do you want exchange any data... (Y/N/E)

Con las que se obtiene las siguientes propiedades del gas la cual se muestra en la siguiente ventana:

```

MS-DOS Seleccionar - Weymou
Applied weymouth equation for real gases
Metod of Dranchuk, Purvis and Robinson to estimate Z Gas factor
Factor f of Moody proposed by Weymouth
The results are:
Nominal diameter of pipe (Inches): 24 Sched. 80
Internal Diameter of pipe (Inches): 21.562
Pipe Length: (Kmts). 155.00
Gas Specific Gravity: 0.609
Molecular weight of gas : 17.65
Caloric Theoric value (BTU/SCF): 966.96
Critic pressure (psia): 675.3
Critic temperature (°F): -97.8 (or 362.2 R°)
Pipe Inlet Pressure (Psia): 1,489.8
Pipe Outlet Pressure (Psia): 580.0
Inlet Temperature in Pipe (°F): 110
Outlet Temperature in Pipe (°F): 70
The Moody factor f: .0115
Average Z gas factor 0.875
Total gas compressed in MM SCFPD 450.00
Mass flow rate (Lbm/Hr.): 873,410
Total BTU available: (MM BTU) 435,129.2

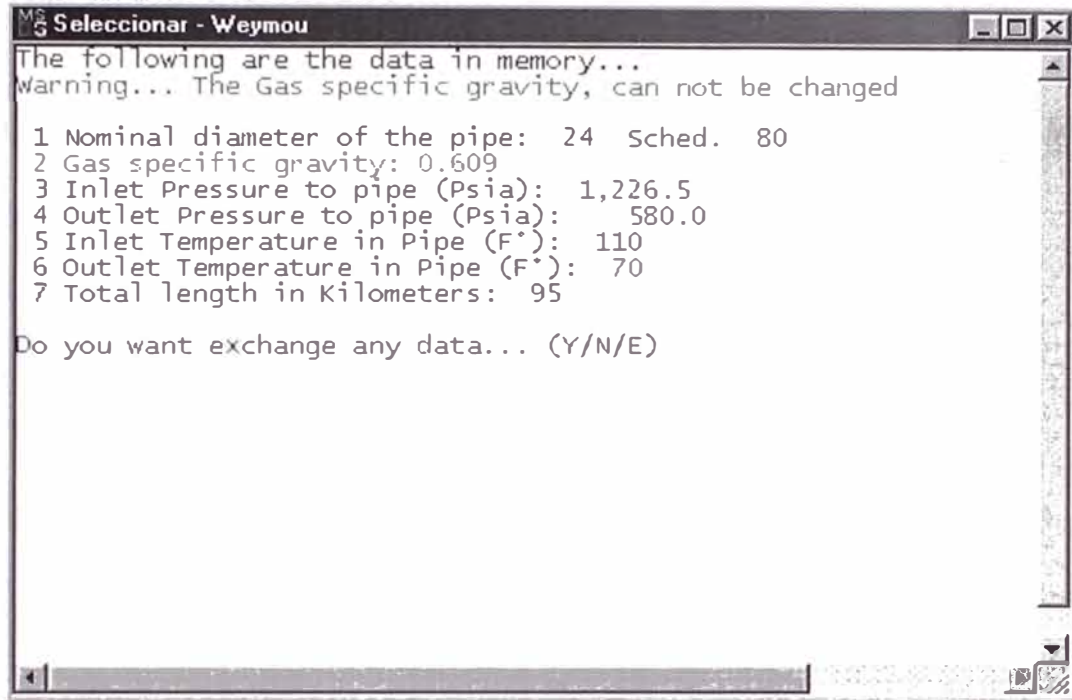
Do you want repeat the procedure... (Y/N/E)
  
```

Se puede apreciar que estas es la ventana final del programa, en donde resalta el caudal que se obtiene el cual es de **450 millones de pies cúbicos**, tambien se puede apreciar el diametro interior de la tubería el cual resulta 21,562 pulgadas el mismo que fue calculado por el programa. Otro de los factores que se calculó fue la Gravedad específica, esto según la composición, y el peso molecular del gas, la cual resultó 17,65, tambien se calculó el poder calorifico del gas el cual resultó 966,96 BTU/PC y la Presión Crítica la cual fue de 675,3 Psia y la temperatura crítica la cual fue de $-97,8$ °F. El programa

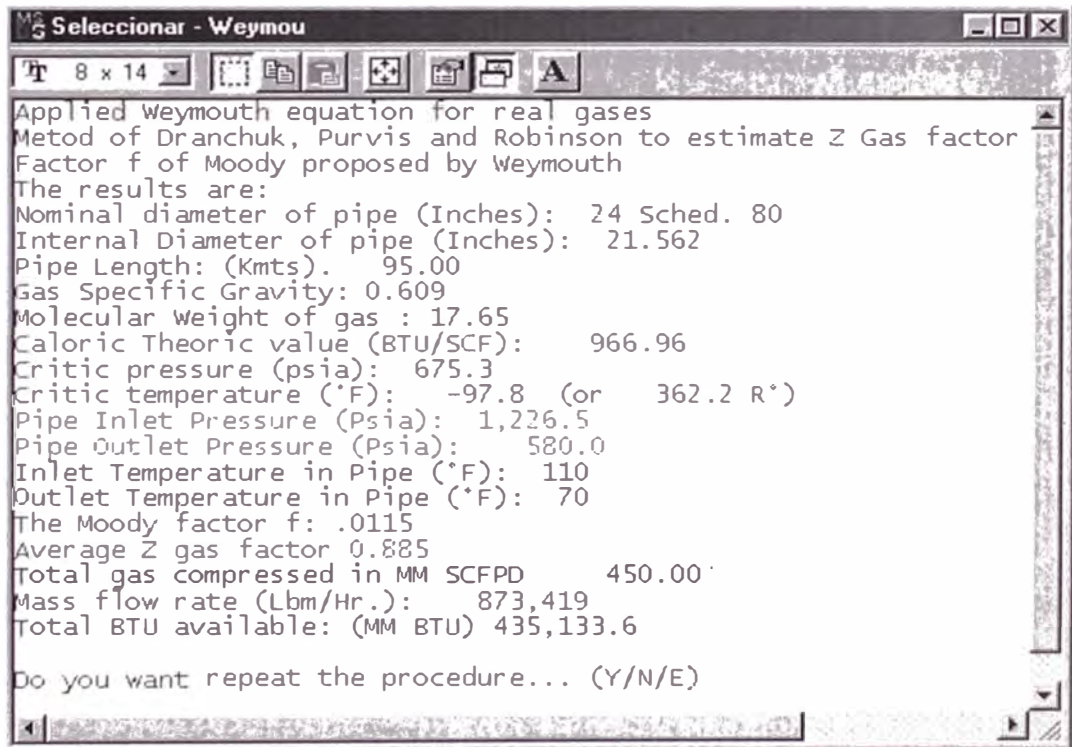
también calculó el factor Moody f el cual fue de 0.0115 y el factor Z de los gases el cual resultó de 0,875, finalmente calculo la velocidad de flujo según su masa, la cual resultó 873 410,00 Lbm/Hr, y el total de equivalente energetico expresado en Millones de BTU, el cual resultó de 435 129,2 MBTU. Todos los demas campos que aparecen fueron ingresados por el usuario.

A continuacion se muestra las distintas ventanas para los demas tramos en donde el procedimiento es similar, sólo varia las presiones tanto al inicio del tramo como al final, en cada sub estacion de bombeo el gas se comprime y se eleva la presión según el requerimiento.

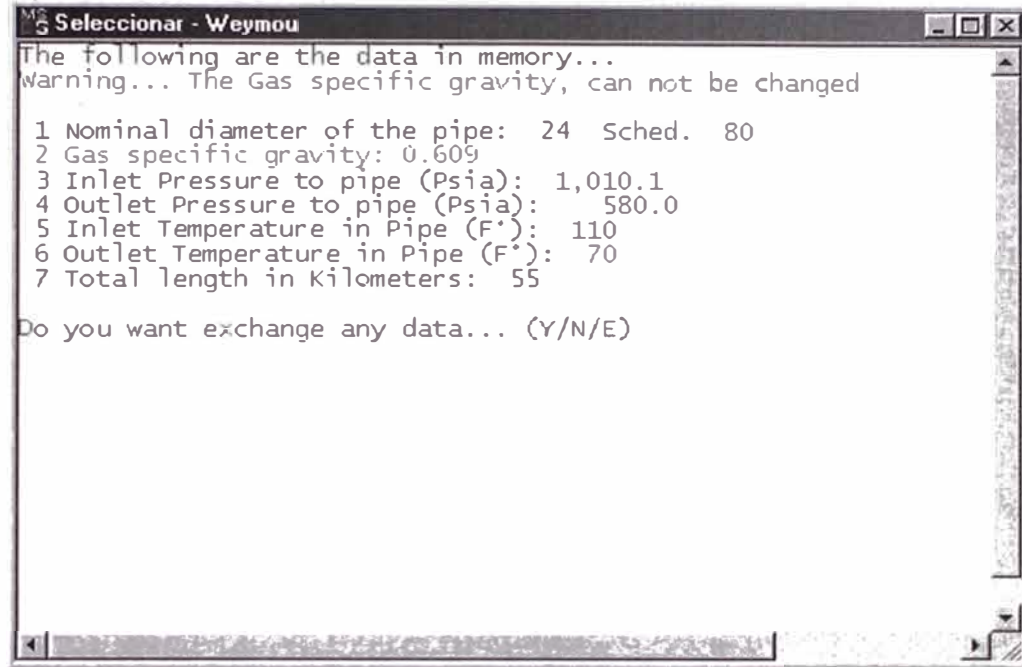
Segundo Tramo 95 Km.



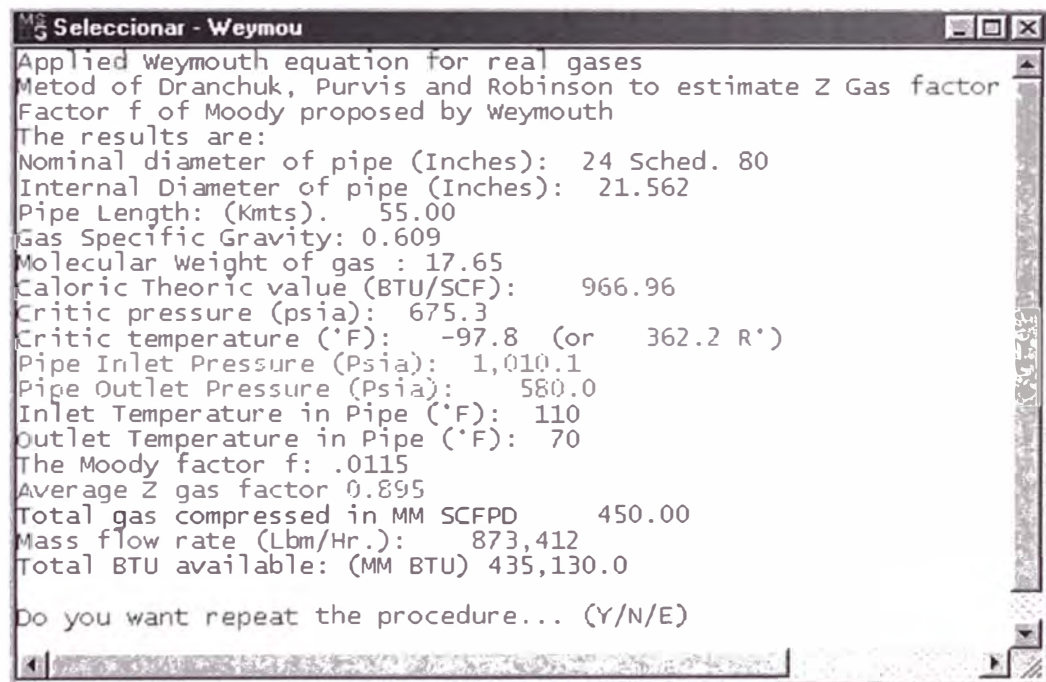
Resultado de la Corrida.



Tercer Tramo 55 Km.



Resultado de la Corrida.



Cuarto Tramo 90 Km.

```

MS Seleccinar - Weymou
The following are the data in memory...
Warning... The Gas specific gravity, can not be changed

1 Nominal diameter of the pipe: 24 Sched. 80
2 Gas specific gravity: 0.609
3 Inlet Pressure to pipe (Psia): 1,201.8
4 Outlet Pressure to pipe (Psia): 580.0
5 Inlet Temperature in Pipe (F): 110
6 Outlet Temperature in Pipe (F): 70
7 Total length in kilometers: 90

Do you want exchange any data... (Y/N/E)

```

Resultado de la Corrida.

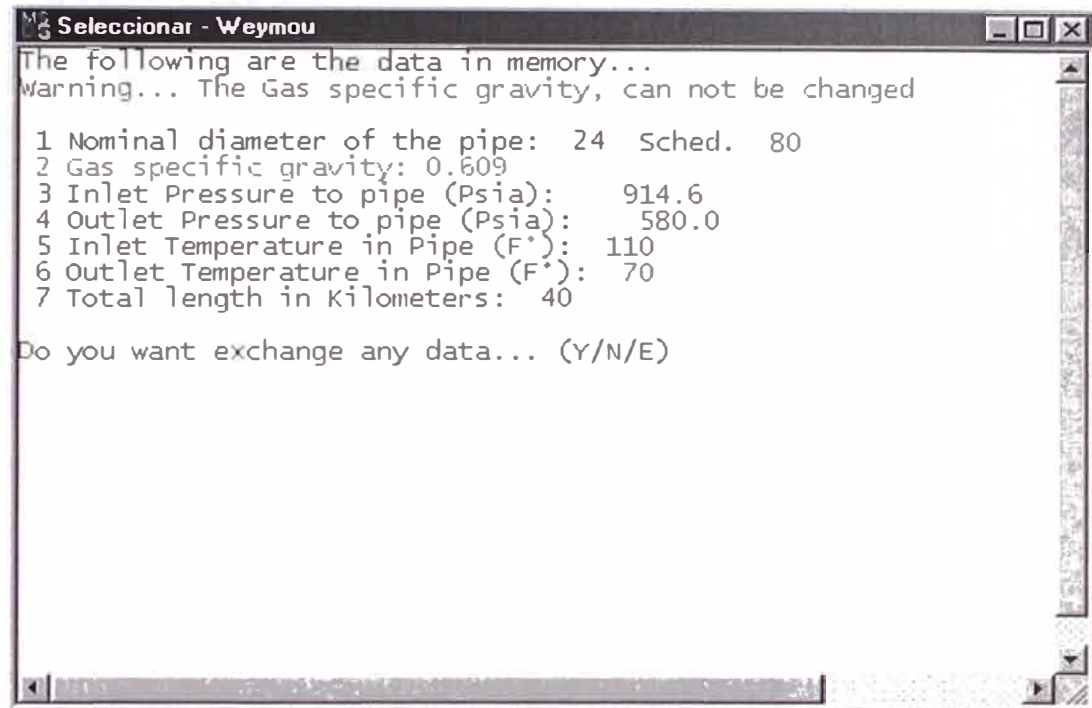
```

MS Seleccinar - Weymou
Applied Weymouth equation for real gases
Metod of Dranchuk, Purvis and Robinson to estimate Z Gas factor
Factor f of Moody proposed by Weymouth
The results are:
Nominal diameter of pipe (Inches): 24 Sched. 80
Internal Diameter of pipe (Inches): 21.562
Pipe Length: (kmts): 90.00
Gas Specific Gravity: 0.609
Molecular weight of gas : 17.65
Caloric Theoric value (BTU/SCF): 966.96
Critic pressure (psia): 675.3
Critic temperature (F): -97.8 (or 362.2 R)
Pipe Inlet Pressure (Psia): 1,201.8
Pipe Outlet Pressure (Psia): 580.0
Inlet Temperature in Pipe (F): 110
Outlet Temperature in Pipe (F): 70
The Moody factor f: .0115
Average Z gas factor 0.886
Total gas compressed in MM SCFPD 450.00
Mass flow rate (Lbm/Hr.): 873,411
Total BTU available: (MM BTU) 435,129.6

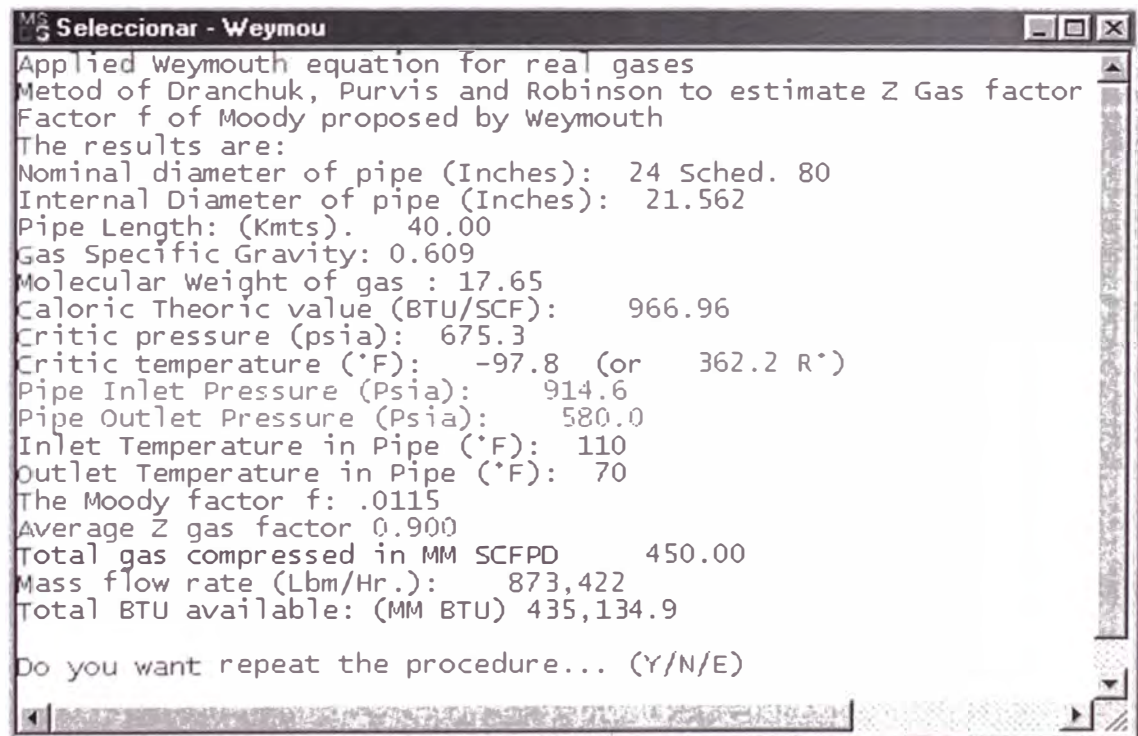
Do you want repeat the procedure... (Y/N/E)

```

Quinto Tramo 40 Km.



Resultado de la Corrida.



Sexto Tramo

```

MS Seleccionar - Weymou
The following are the data in memory...
Warning... The Gas specific gravity, can not be changed

1 Nominal diameter of the pipe: 24 Sched. 80
2 Gas specific gravity: 0.609
3 Inlet Pressure to pipe (Psia): 1,662.3
4 Outlet Pressure to pipe (Psia): 580.0
5 Inlet Temperature in Pipe (F'): 110
6 Outlet Temperature in Pipe (F'): 70
7 Total length in Kilometers: 201

Do you want exchange any data... (Y/N/E)

```

Resultado de la Corrida.

```

MS Seleccionar - Weymou
Applied weymouth equation for real gases
Metod of Dranchuk, Purvis and Robinson to estimate Z Gas factor
Factor f of Moody proposed by Weymouth
The results are:
Nominal diameter of pipe (Inches): 24 Sched. 80
Internal Diameter of pipe (Inches): 21.562
Pipe Length: (Kmts). 201.00
Gas Specific Gravity: 0.609
Molecular Weight of gas : 17.65
Caloric Theoric value (BTU/SCF): 966.96
Critic pressure (psia): 675.3
Critic temperature (F): -97.8 (or 362.2 R)
Pipe Inlet Pressure (Psia): 1,662.3
Pipe Outlet Pressure (Psia): 580.0
Inlet Temperature in Pipe (F): 110
Outlet Temperature in Pipe (F): 70
The Moody factor f: .0115
Average Z gas factor 0.869
Total gas compressed in MM SCFPD 450.00
Mass flow rate (Lbm/Hr.): 873,416
Total BTU available: (MM BTU) 435,132.0

Do you want repeat the procedure... (Y/N/E)

```

3.14. Diferentes Diámetros para diferentes Caudales.

Efectuaremos un análisis considerando en esta oportunidad la corrida del programa utilizando diferentes diámetros para de esta manera obtener diferentes caudales. Considerando una presión constante y la temperatura constante y asumiendo una distancia de 600 Kilómetros se obtiene el siguiente resultado:

Diámetro	Q Gas en MMscfpd
10	30,21
12	47,99
14	61,73
16	88,56
18	121,71
20	161,73
22	209,04
24	264,18
26	391,95
28	469,45

Con estos valores del cuadro, se construye el **gráfico III.1** y para poder apreciar la distancia que se requiere para llevar el gaseoducto de Camisea a Lima, se puede apreciar la **figura III.2**.

3.15. Modelo Económico de tendido de Línea para el Caso de Camisea.

Para el caso del Gas natural de Camisea, realizaremos la evaluación económica para el tendido de tubería, considerando una tubería de 24" grado 80 siendo este el diámetro que actualmente se está utilizando en la construcción del gasoducto Camisea Lima, por considerar este diámetro de tubería el que se ajusta a los requerimientos de Camisea tanto en la presión como en el volumen de gas que se necesite diariamente en pies cúbicos, y que según las corridas anteriores se prevé como un caudal máximo el de 450 millones de pies cúbicos. El resultado económico de la corrida se puede apreciar en el **Cuadro N° III.3**.

Según el gráfico anterior el costo promedio de la tubería para gas de 24" es de \$376,700 por kilómetro; considerando que será tubería recubierta con tres capas de polipropileno, para poder ser enterrada como lo determina la ley actualmente.

CAPITULO IV

**REQUERIMIENTO DE GAS NATURAL DE CAMISEA
PARA DIFERENTES SECTORES**

IV. Capítulo.

REQUERIMIENTO DE GAS NATURAL DE CAMISEA PARA DIFERENTES SECTORES

4.1. Requerimiento de Gas Natural de Camisea para la Generación Eléctrica.

Metodología empleada

La metodología a utilizarse es la de suponer que el usuario del combustible líquido se cambiará al gas sólo cuando dicho cambio le resulte económicamente atractivo, en otras palabras, el cambio hacia el gas debe, ante todo, ahorrarle dinero. Por lo tanto la premisa que se va utilizar es que el tamaño final del mercado de gas dependerá de

cuan competitivo sea su precio con relación a los demás combustibles, principalmente frente al petróleo industrial y al carbón.

Tal como se ha mencionado en la presentación de la tesis, el objetivo principal de este trabajo de investigación es el de determinar la cantidad de Gas Natural que se requerirá para la generación eléctrica en los próximos 10 años, específicamente 2004-2014, determinando por lo tanto el área de influencia más adecuada para el proyecto de explotación de gas de Camisea.

La metodología a utilizarse es la que normalmente aplican las distintas empresas que trabajan en el negocio del gas tales como: Eepsa, Aguaytya, Maple Gas Corporation del Perú, utilizando ciertas variantes propias al medio y a las características de la industria del gas.

Las reservas probadas de gas natural en Camisea están alrededor de: **13 Trillones de pies cúbicos** (millar de millar de millón), lo cual equivale en el sistema internacional a **13 Tera pies cúbicos** (la palabra Tera es el prefijo del sistema internacional de unidades que equivale a 10 elevado a la potencia doce = 10^{12} , es decir, millón de millón y por lo tanto billón de unidades en el lenguaje español).

El gas natural de Camisea (gas húmedo con alto contenido de condensados) tiene un poder calorífico (aproximado) de 1212 BTU por cada pie cúbico (BTU/PC), lo que quiere decir que la energía total contenida en el reservorio es la siguiente:

$$E_{Tot} = 1212 \frac{BTU}{SCF} * 13 \times 10^{12} SCF$$

$$E_{Tot} = 15760 \times 10^{12} BTU$$

Convirtiendo estos 15760 Trillones de BTU a Kwh se tiene:

Como:

$$1 kWh = 3413 BTU$$

$$E_{Tot} = 15760 \times 10^{12} BTU * \left(\frac{1 kWh}{3413 BTU} \right)$$

$$E_{Tot} = 4,6176 \times 10^{12} kWh$$

O su equivalente que es :

$$E_{Tot} = 4,618 \times 10^{12} kWh * \frac{10^3}{1 Kilo}$$

Esta energía en Kwh, la podemos llevar a Tera Watt Hora, y para trabajos de mayor simplicidad a Watt Hora, de donde se obtiene:

$$\left[E_{total} = 4618 \text{ Tera Watt Hora} \approx 4618 \times 10^{12} \text{ Watt Hora} \right]$$

(De igual forma un barril equivalente de petróleo (BEP) tiene una energía de:

$$\text{BEP} = 5,8 \times 10^6 \text{ BTU}$$

$$\Rightarrow E_{\text{Tot}}(\text{Camisea}) = 15760 \times 10^{12} \text{ BTU} * \left(\frac{\text{BEP}}{5,8 \times 10^6 \text{ BTU}} \right)$$

$$E_{\text{Tot}} = 2717 \times 10^6 \text{ BEP}$$

Por otro lado, hay que tener presente que toda esta energía no es aprovechada directamente, existen pérdidas asociadas a cada proceso productivo y por lo tanto el aprovechamiento real de Camisea depende de cada caso en particular.

Se estima que en Camisea existe una cantidad recuperable de condensados (líquidos del gas natural desagregados fundamentalmente en gasolina natural, propano y butano) equivalentes a 600 millones de barriles. El poder calorífico medio de los condensados (50% gasolina, 30% propano y 20% butano) es de 4.6 millones de BTU por barril, lo que da como resultado que la energía contenida en los condensados sea de:

$$E_{\text{TotCondens}} = 600 * 10^6 \text{ Bbl} * 4,6 * 10^6 \frac{\text{BTU}}{\text{Bbl}}$$

$$E_{\text{Tot Condens}} = 2760 \times 10^{12} \text{ BTU}$$

Una vez extraído los condensados del gas natural húmedo se obtiene el gas natural seco. Por consiguiente, la energía contenida en los 13 TPC de gas natural seco es igual a la diferencia de la energía total menos la energía contenida en los condensados, es decir:

$$E_{\text{gas seco}} = 15760 \times 10^{12} \text{ BTU} - 2760 \times 10^{12} \text{ BTU}$$

$$E_{\text{gas seco}} = 13000 \times 10^{12} \text{ BTU}$$

Con lo cual se puede obtener el poder calorífico del gas seco, el cual resulta de dividir la energía del gas seco entre los pies cúbicos de gas

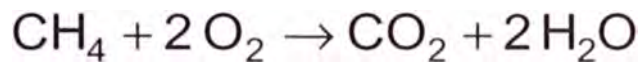
$$\text{Poder Calorífico}_{\text{gas seco}} = \frac{1300 \times 10^{12} \text{ BTU}}{13 \times 10^{12} \text{ PC}}$$

$$\text{Poder Calorífico}_{\text{gas seco}} = 1000 \frac{\text{BTU}}{\text{PC}}$$

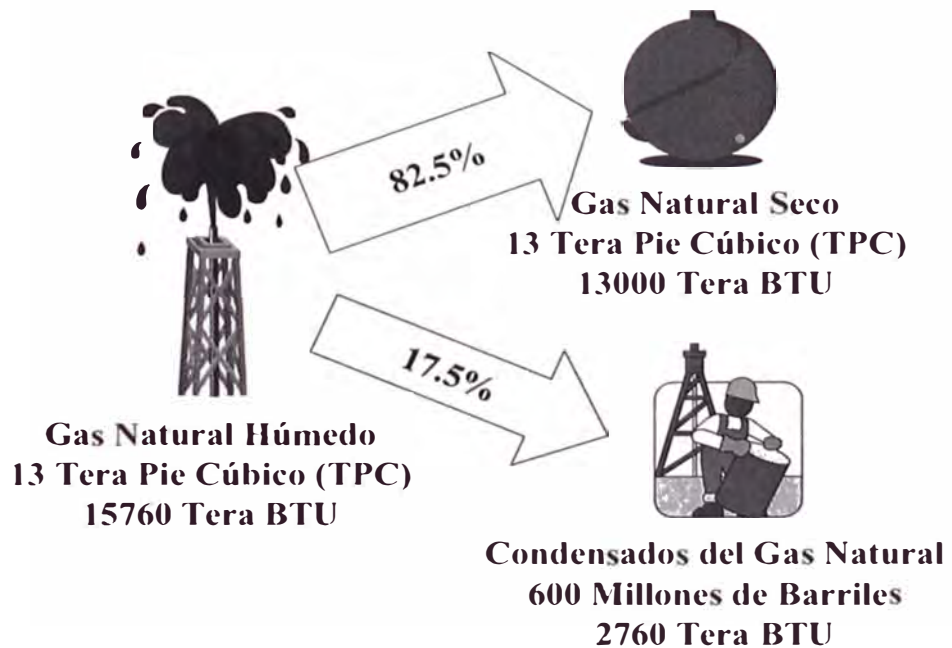
El gas natural seco está compuesto básicamente por metano (CH_4), siendo su uso variado en la industria, tanto como insumo para la creación de productos tales como plásticos o fertilizantes, como fuente energética para la producción de calor y electricidad.

Si el gas natural seco se empleara como fuente energética, todos los 13000 Tera BTU no podrían ser utilizados, ya que la combustión del

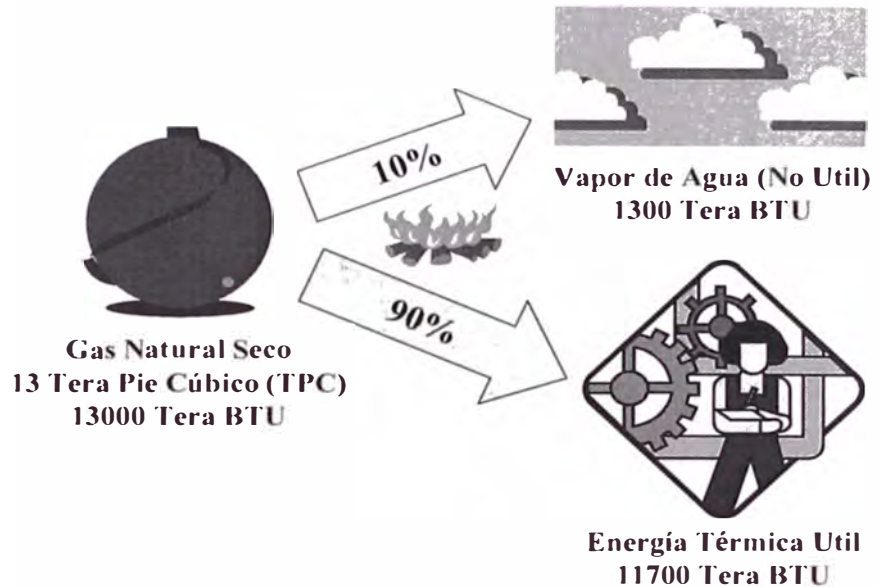
gas natural seco (CH_4) con el oxígeno (O_2) origina como productos de la combustión anhídrido carbónico (CO_2) y vapor de agua (H_2O), siendo útil únicamente en los procesos térmicos el anhídrido carbónico.



Aproximadamente el 10% de la energía del gas natural seco es absorbida por la formación del vapor de agua quedando el restante 90% como utilizable. Normalmente el calor retenido en el vapor de agua queda reflejado en el poder calorífico inferior del gas natural seco (la diferencia entre el poder calorífico superior y el inferior de un combustible expresa la energía contenida en la formación del vapor de agua).



Por consiguiente, la energía utilizable del gas natural seco de Camisea como fuente energética equivale a 11700 Tera BTU (se ha descontado la energía perdida en la formación del vapor de agua).



Los 11700 Tera BTU de energía térmica útil de Camisea pueden ser aprovechados en diversas máquinas térmicas, entre ellas las turbinas de gas de ciclo simple ó los ciclos combinados (mezcla de turbina de gas más turbina de vapor). En la actualidad las turbinas de gas alcanzan un rendimiento térmico de 35%, mientras que los ciclos combinados un rendimiento de 55%.

Si consideramos que el gas seco de Camisea se emplea en la generación de electricidad basada en ciclos combinados, entonces la energía eléctrica producida con dicho gas sería:

$$E_{\text{Eléctrica}} = 11700 * 55\%$$

$$E_{\text{Eléctrica}} = 6435 \times 10^{12} \text{ BTU}$$

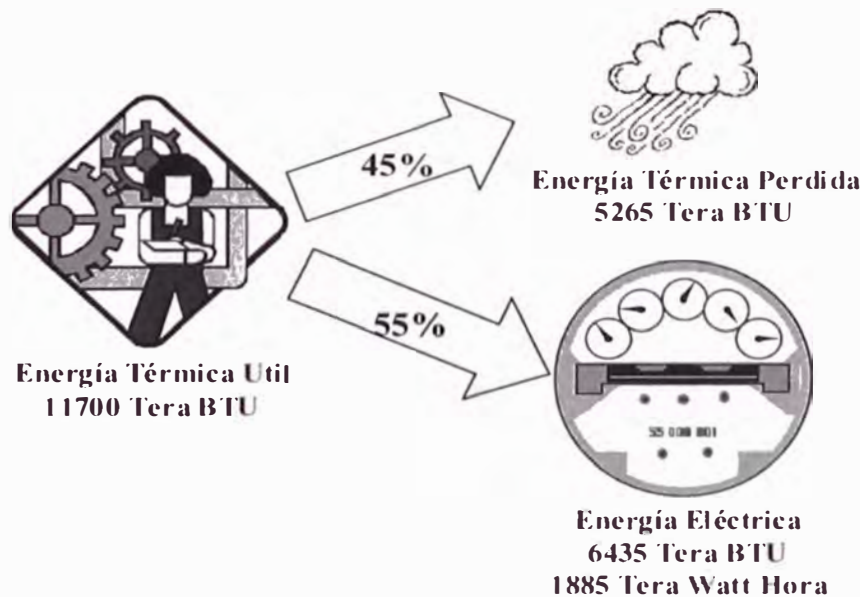
Tomando en cuenta que:

$$1 \text{ kWh} = 3413 \text{ BTU}$$

$$E_{\text{Eléctrica Producida}} = 6435 \times 10^{12} \text{ BTU} * \frac{1 \text{ kWh}}{3413 \text{ BTU}}$$

$$E_{\text{Eléctrica Producida}} = 1,885 \times 10^{12} \text{ kWh}$$

$$E_{\text{Eléctrica Producida}} = 1885 \text{ Tera Watt Hora}$$



Por si sola la cifra de energía eléctrica que podría producirse con Camisea no nos indica mucho si no efectuamos una comparación relativa. Por ejemplo en el año 1998, la producción total de energía del

Perú (hidráulica y térmica) fue de 16774 Giga Watt Hora (el prefijo Giga significa 10^9 o lo que es equivalente a 16.774 Tera Watt Hora (TWh). En ese mismo año la producción del Complejo Mantaro (central Santiago Antúnez de Mayolo más Restitución) fue de 6424 GWh (38.3% de la energía total) o 6.424 TWh.

Por lo tanto, los 1885 TWh de Camisea comparado con la producción de electricidad del año 1998 (16.774 TWh) equivale a una reserva de 112.4 años. Evidentemente esta cifra es muy alta y nos da un cierto respiro en materia energética, pero hay que tener presente, que la demanda eléctrica esta en constante crecimiento y que esta visión estática es muy superficial.

Otra forma de comparar Camisea es analizarla con la central eléctrica más representativa del sistema (Complejo Mantaro). El Complejo Mantaro tiene una potencia efectiva de 840 MW y una producción media anual de 6424 GWh, es decir un factor de utilización de la capacidad de 87.3% (determinado como el cociente de la energía producida entre la energía máxima = $6424 / (8.760 * 840)$)).

La energía producida por el Complejo Mantaro en el término de 50 años (vida económica de los proyectos hidroeléctricos) asciende a 321.2 TWh ($6.424 * 50$), por consiguiente, la energía eléctrica producida con Camisea (1885 TWh) equivale a 5.87 ($1885 / 321.2$) veces la producción del Mantaro en 50 años. Esto quiere decir que si Camisea fuera equivalente a una central hidráulica como el Mantaro, su potencia efectiva sería de 4930 MW ($5.87 * 840 \text{ MW}$) y operaría por 50 años.

El análisis dinámico del uso de Camisea en la generación eléctrica implica estimar el crecimiento futuro de la demanda eléctrica y determinar la fracción de energía producida sobre la base del gas natural. Por ejemplo, se estima que para el año 2004 la máxima demanda de Potencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN) sea de 3520 MW y la producción bruta de energía unos 22700 GWh (22,7 TWh). En dicho año, la producción media de energía con base hidráulica se estima en 16 TWh (en consecuencia la generación térmica debería ser unos 6.7 TWh). Por lo tanto, si la generación con Camisea es más económica que la generación hidroeléctrica, es decir, el crecimiento del sistema (un valor conservador sería 4% anual a partir del 2005) se realiza a partir de centrales térmicas y, además, el 80% de dicho crecimiento es cubierto por unidades que usan el gas de

Camisea (básicamente ciclos combinados), entonces el desarrollo de la generación para los próximos 50 años sería como se muestra en el

Gráfico N° IV.1

La generación sobre la base del gas natural del gráfico N° IV.1 (térmicas a gas) se puede representar como una curva acumulada, donde en cada año se tenga la energía total producida con el gas desde el inicio. **(Ver Gráfico N° IV.2)**

Se puede apreciar según el gráfico anterior que el consumo de energía de Camisea sería de 1870 TWh en el año 2050, es decir, se habría utilizado las reservas en un periodo de 47 años (2004 al 2050).

La conclusión anterior muestra que el gas natural seco que contiene Camisea no es infinito ni nos da una cobertura energética 112 años como podría mostrar un cálculo superficial, lo real es que la cobertura depende de la tasa de crecimiento de los consumos (en este caso simulado con una tasa de crecimiento de 4,98%) y que en un escenario conservador dicha cobertura sería de 47 años.

4.2. Volumen de Gas Natural que requerirá la generación de Energía Eléctrica 2004-2014.

El volumen que se utilice del gas de Camisea en los próximos 10 años a partir de la llegada del gas hacia Lima para el sector eléctrico, dependerá básicamente del comportamiento de la demanda, de energía eléctrica, este cálculo se realiza teniendo en cuenta un escenario conservador a corto plazo, donde la Tasa de crecimiento sería de 4,98% anual. **(Ver Gráfico IV.3)**. Según el gráfico anterior, se puede apreciar que la Máxima demanda de Electricidad para el año 2014, será de 34,41 Tera Watt Hora, y para dicho año la producción media de energía con hidroeléctricas (asumiendo constante la producción hidráulica) se calcula que estará en el orden de 16 Tera Watt Hora, por lo tanto faltaría cubrir la diferencia de $34,41 - 16$, lo cual resulta 18,41, esta cantidad de energía deberá ser cubierta por Camisea mas las otras Centrales Térmicas. **(Ver Gráfico IV.4)**. Según el gráfico anterior, se puede apreciar que para el año 2014, Camisea participará con 14,73 TWh, mientras que las otras térmicas participarán con 3,68 TWh, para de esta manera poder cubrir la demanda de electricidad.

Para poder calcular la cantidad de gas de Camisea que se utilizará hasta el año 2014, se tendrá que hacer una acumulado del total de

Gas que se ha empleado hasta el año 2014 (**Ver gráfico IV.5**), del gráfico anterior se puede apreciar que la cantidad acumulada de gas que se ha utilizado asciende a 109,57 Tera Watt Hora, que sería el requerimiento del Gas de Camisea hasta ese año.

Para tener una idea mas clara de cual será la cantidad en unidad de volumen de gas, convertiremos los 109,57 TWh a pies cúbicos, por ser esta la unidad mas utilizada en el sector petrolero.

Se tiene:

$$\text{Energía de gas Seco} = 109,57 \text{ TWh}$$

Transformando a BTU se tiene:

$$E_{\text{gas seco}} = 109,57 * \frac{3413\text{BTU}}{1} = 373,96\text{TBTU}$$

Se sabe que se ha considerado un ciclo combinado con eficiencia de 55%, por lo tanto, tenemos que descontar esto de la siguiente manera:

$$E_{\text{gas seco}} = 373,96 * \frac{100}{55} = 680\text{TBTU}$$

Análogamente se tiene que descontar el porcentaje de agua el cual es de 90%, de donde se tiene:

$$E_{\text{gas seco}} = 680 * \frac{100}{90} = 755,5 \text{ TBTU}$$

A este valor se le tiene que sumar la energía total de los condensados húmedos el cual se calculo en el apéndice anterior, y es de 2760 TBTU, de donde se obtiene:

$$\text{Energía Total} = 755,5 + 2760 = 3515,5 \text{ TBTU}$$

Se sabe que el poder calorífico de los condensados humedos es de 1212 BTU/PC, dividiendo la energía total entre el poder calorifico se tiene:

$$E_{\text{Total}} = 3515,5 \text{ TBTU} * \frac{1 \text{ PC}}{1212 \text{ BTU}} = 2,9 \text{ TPC} \approx 3 \text{ TPC}$$

De lo anterior se puede afirmar que el requerimiento del Gas de Camisea para los años 2004 al 2014 será de 3 Tera Pies Cúbicos, o su equivalente que es:

$$\boxed{\text{Volum - Gas}_{2004-2014} = 3 \text{ TPC} = 3 \times 10^{12} \text{ PC}}$$

Llevando este valor a porcentaje, se tiene que:

13TPC -> 100%

3 TPC → x%

X= 23%

El resultado anterior, nos indica que hasta el año 2014, se habrán utilizado el 23% de nuestras reservas del gas de Camisea en el Sector Eléctrico, quedando un restante de 77% para los años posteriores.

4.3. Magnitud del Gasoducto Camisea – Pisco

El gasoducto de Camisea a Pisco, proyectado para transportar una capacidad máxima de 450 Millones de Pies Cúbicos por Día (MPCD) en cerca de 636 km, equivale a una potencia eléctrica de Ciclos Combinados igual a 3000 MW (cada Ciclo Combinado requiere una capacidad de transporte de 0.15 millones de pies cúbicos por cada MW), lo cual se demuestra a continuación.

$$1 \text{ MWh} = 3,413 \text{ MBTU}$$

$$1 \text{ MBTU} = \text{K PC}$$

$$1 \text{ MWh} = 3.413 \text{ KPC}$$

Si un Ciclo Combinado (CC) tiene un rendimiento de 55% entonces :

Para producir 1 MWh de electricidad requiere 1/55% MWh de Combustible

Por lo Tanto :

$$\text{Consumo de Gas} = \frac{3,413}{55\%} \left(\frac{\text{KPC}}{\text{MWh}} \right) = 6.205 \left(\frac{\text{KPC}}{\text{MWh}} \right)$$

$$\text{Consumo de Gas} = 6.205 \left(\frac{\text{KPC}}{\text{MW} \cdot \text{h}} \right) \times \left(\frac{24 \text{ h}}{1 \text{ Dia}} \right) = 6.205 \times 24 \left(\frac{\text{KPC/Dia}}{\text{MW}} \right)$$

$$\text{Consumo de Gas} = 149 \left(\frac{\text{KPCD}}{\text{MW}} \right) = 0.149 \left(\frac{\text{MPCD}}{\text{MW}} \right)$$

Por lo tanto un CC de 100 MW tendría un consumo diario máximo de gas igual a 14.9 MPCD, es decir aproximadamente 15 MPCD.

Si comparamos otros sistemas de transporte eléctrico, tales como la red Mantaro – Lima (inversión de 250 millones US\$, capacidad de transmisión igual a 1000 MW en una distancia de 300 km) y la línea Mantaro – Socabaya (inversión de 180 millones de US\$, capacidad de transmisión igual a 300 MW en una distancia de 700 km), con el gasoducto de Camisea a Pisco (costo total entre 600 y 800 millones US\$ dependiendo de la licitación a realizarse), veremos que existen grandes economías de escala y que dichos sistemas de transporte de energía (electrones o moléculas) tienen nichos de mercado propios.

Por ejemplo, la Red Mantaro – Lima tiene un costo de transporte equivalente a 17 US\$/kWh-km, muy cercano a la Línea Mantaro – Socabaya la cual tiene un costo de 15 US\$/kWh-km, pero con magnitudes de transporte diferentes. En cambio, el gasoducto Camisea – Pisco tendría un costo de transporte entre 6 y 8 US\$/kWh-km (depende de la licitación el costo final), lo cual demuestra la alta economía pero para magnitudes de transporte tres veces más que el sistema Mantaro – Lima. **(Ver Gráfico IV.6)**

El impacto final de Camisea en las tarifas eléctricas depende de muchos factores, los cuales a través del tiempo se han ido aclarando y permitirán dentro de poco tiempo efectuar una real evaluación del impacto de dicho proyecto en el sector eléctrico.

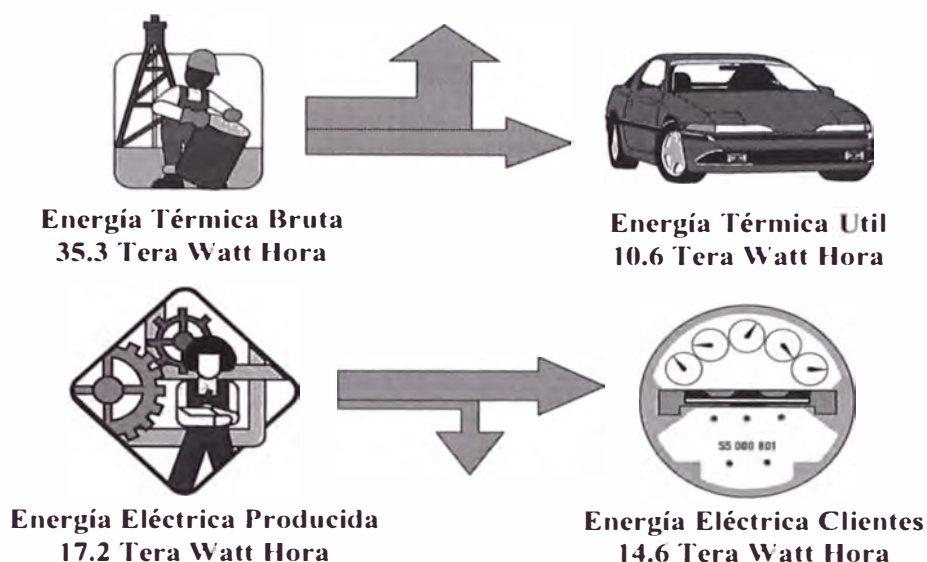
4.4. Requerimiento de Gas de Camisea para el sector transporte.

El año 1999 el consumo de combustibles en el sector transporte del Perú fue de 13 millones de barriles de Diesel N°2 y 8.8 millones de barriles de gasolina, con una flota de vehículos de 400 mil unidades a Diesel (buses, micros, combis, taxis, camionetas pick up, camiones, remolcadores) y 600 mil unidades a gasolina (combis, taxis, particulares).

Considerando que un barril de Diesel N°2 y Gasolina tiene una energía bruta de 5.736 y 5.196 millones de BTU, respectivamente, entonces el consumo de energía del sector transportes en el año 1999 fue de 74.6 Tera BTU para las unidades de Diesel y 45.7 para las unidades a Gasolina, es decir, el consumo total fue de 120.3 Tera BTU (equivalente a 35.3 TWh).

En resumen el sector transporte consumió en el año 1999, 35.3 TWh mientras que el sector eléctrico produjo 17.2 TWh (valor estimado), es decir, una relación de 2 a 1. Hay que tener presente que la energía consumida por el sector transporte es energía bruta, y que su rendimiento promedio (básicamente motores diesel y gasolineros) es de un 30%, por lo que la energía realmente utilizable es de 10.6 TWh. Del mismo modo el sector eléctrico pierde un 15% de su energía producida en las redes de transmisión y distribución, siendo el consumo real de los clientes unos 14.6 TWh. Por consiguiente, la nueva relación entre el sector transporte y el sector eléctrico sería de 0.73.

Consumo de Energía del Sector Transporte y Eléctrico Año 1999



El gas natural seco (en otros países al gas natural utilizado en el transporte se le conoce como Gas Natural Comprimido - GNC) puede emplearse en los motores a gasolina (ciclo Otto) muy fácilmente, agregando únicamente un Kit (sistema de inyección y almacenamiento) que podría costar entre 2000 y 3000 US\$. En los motores Diesel, la cosa es más complicada y lo más recomendable sería cambiar de motor (lo cual es factible para unidades pequeñas).

Si consideramos que es factible cambiar las unidades que consumen diesel a gas natural (parque compuesto por micros, combis y taxis), entonces la demanda accesible es de 4.3 millones de barriles de

Diesel a Gas Natural Seco, si a esto le agregamos la demanda de los autos a gasolina (8.8 millones de barriles) se obtiene una demanda potencial de 13.1 millones de barriles. La energía bruta de esta demanda potencial es de 70.4 Tera BTU (20.6 TWh) en el año 1999.

Como se menciono líneas arriba, el gas natural seco contenido en Camisea es de 13000 Tera BTU, por lo que el tiempo de vida del yacimiento con la demanda potencial del sector transporte al año 1999 sería de 185 años ($13000 / 70.4$). Si consideramos un crecimiento anual de la demanda potencial del 5%, y que el gas natural se utilice en su totalidad en el sector transporte a partir del 2004, entonces los 13000 Tera BTU alcanzaría hasta el año 2046, es decir, Camisea para el sector transporte nos daría una cobertura energética de 43 años (del 2004 al 2046). (**Ver Gráfico IV.7**).

4.5. Rentabilidad de usar el GNC en el sector Transporte

La rentabilidad de la conversión del GNC depende básicamente del tipo de vehículo a convertir, de las inversiones involucradas, y del precio de los energéticos. Por ejemplo mostraremos el caso de convertir un Taxi que emplea Diesel N°2 y otro que emplea Gasolina de 90 Octanos.

En primer lugar asumimos que ambos taxis tienen el mismo recorrido anual e igual a 93,600 km. (ver cuadro siguiente). Si el rendimiento del taxi a Diesel N°2 es de 35 km/Gal y el de Gasolina es de 30 km/Gal, entonces, los consumos de combustible al año serían de 63.7 y 74.3 Barriles, respectivamente. En términos de energía y considerando el poder calorífico del Diesel N°2 y de la Gasolina podemos determinar el consumo de energía de cada tipo de usuario, obteniéndose un consumo de 365 y 386 millones de BTU para el Taxi a Diesel y Gasolina, respectivamente.

Consumos

	Rendimiento km/Gal	Recorrido		Días de Trabajo		
		km/Día	km/Año	Días/Semana	Semanas/Año	Días/Año
Taxi a Diesel	35	300	93,600	6	52	312
Taxi a Gasolina	30	300	93,600	6	52	312

	Consumo de Combustible		Consumo de Energía	
	Galones/Año	Barriles/Año	10 ⁶ BTU/Bi	10 ⁶ BTU/Año
Taxi a Diesel	2,674.3	63.7	5.736	365.2
Taxi a Gasolina	3,120.0	74.3	5.196	386.0

El precio del Diesel N°2 y de la Gasolina de 90 Octanos a marzo de 2000, en Lima, es de 5.66 y 7.97 Soles por Galón, respectivamente. Considerando un tipo de cambio de 3.5 S./US\$ y que un Barril tiene 42 galones, se puede calcular el precio al público de dicho combustible en US\$/Barril, resultando los valores de 67.9 y 95.6 para el Diesel N°2 y la Gasolina, respectivamente.

El precio del Diesel N°2 y de la Gasolina de 90 Octanos en términos de la energía contenida se determina dividiendo el precio anterior por el poder calorífico, con lo cual se obtiene un valor de 11.8 y 18.4 US\$ por millón de BTU (US\$/MMBTU) para el Diesel N°2 y la Gasolina, respectivamente (ver cuadro siguiente).

La factura pagada por concepto del combustible en un Taxi a Diesel N°2 y uno a Gasolina resulta en 4,325 y 7,105 US\$ al año, es decir, que el taxista a Diesel N°2 ahorra 2,780 US\$/Año que uno de Gasolina por el mismo recorrido.

Economía con Combustibles Líquidos

	Precio al Público				Pago US\$/Año
	S/.Gal	US\$/Gal	US\$/Barril	US\$/10^6 BTU	
Taxi a Diesel	5.66	1.62	67.92	11.84	4,324.70
Taxi a Gasolina	7.97	2.28	95.64	18.41	7,104.69

Tipo de Cambio	3.50 S./US\$
----------------	--------------

Se estima que el GNC en las estaciones de servicio de Lima costaría alrededor de 6.0 US\$/MMBTU, por consiguiente, al efectuarse el cambio al GNC (motor en el caso del taxista con motor Diesel N°2) ambos tendrían el mismo consumo de energía, el cual equivale al del motor Otto. En consecuencia el nuevo pago anual para ambos taxistas sería de 2,316 US\$.

Economía con Gas Natural Comprimido (GNC)

	Precio US\$/10^6 BTU	Pago US\$/Año	Ahorro	
			US\$/Año	US\$/Mes
Taxi a Diesel	6.00	2,315.93	2,008.77	167.40
Taxi a Gasolina	6.00	2,315.93	4,788.75	399.06

Esto quiere decir, que el taxista a Diesel tiene un ahorro anual de 2,009 US\$ (167.4 US\$ por mes) mientras que el taxista a gasolina tiene un ahorro de 4,789 US\$ (399 US\$ por mes). Este ahorro deberá permitir el cambio a la nueva fuente energética (GNC) tal como se muestra a continuación.

Si se considera que la inversión para convertirse al GNC por parte de un taxista a Diesel y otro de Gasolina asciende a 5,000 y 2,500 US\$, respectivamente, y que ambos financian la inversión con un préstamo bancario a una tasa anual del 18%, entonces el periodo de amortización del préstamo en cada caso resulta en 40 y 7 meses, siendo la recuperación más rápida para el taxista a gasolina.

Evaluación Económica de la Conversión a GNC

	Inversión US\$	Interes del Préstamo	Amortización US\$/Mes	Periodo de Amortización	
				Meses	Años
Taxi a Diesel	5,000	18.0%	167.40	40	3.3
Taxi a Gasolina	2,500	18.0%	399.06	7	0.6

En resumen se demuestra la conveniencia del uso del GNC en el transporte sobre todo para unidades de alto recorrido anual (transporte público).

4.6. Requerimiento de Gas de Camisea para el Sector Residencial.

Como se ha mencionado, los yacimientos de Camisea poseen dos recursos fácilmente utilizables en el sector residencial: el GLP y el Gas Natural Seco. La distribución del Gas Natural se realiza mediante tuberías, por lo tanto su mercado se extiende hasta donde es económico el desarrollo de la red (depende del volumen consumido), mientras que el GLP tiene un radio de acción mucho mayor siendo más económico que el Gas Natural en sitios alejados y de bajos consumos.

Si la producción de líquidos de Camisea es superior al consumo interno, entonces los precios internos deberían de reflejar la paridad de importación y por lo tanto existiría un beneficio para la población que utiliza el GLP como insumo energético.

En el año 1999 la demanda interna de GLP fue de 4.67 millones de barriles, lo cual equivale a un consumo de energía de 18.68 Tera BTU (el poder calorífico del GLP se estima en 4 millones de BTU por Barril). Si consideramos que de los 600 millones de barriles que contiene Camisea como líquidos del gas natural, 300 millones son GLP, y que los mismos se destinaran al mercado interno (creciendo a una tasa del

5%), entonces la vida útil de dichas reservas sería de 26 años (del 2004 al 2029). **(Ver Gráfico IV.8).**

En diciembre de 1999, el precio del GLP en el mercado interno fue 0.7 US\$/kg, el cual se ha mantenido casi invariable hasta marzo del 2000. Considerando que el GLP tiene un peso específico de 1.97 kg/gal, es decir, 82.74 kg/BI, entonces el precio del GLP sería de 57.92 US\$/BI, o lo que es lo mismo 14.5 US\$/MMBTU.

De acuerdo con la legislación vigente, el precio al público que empleará el gas natural de Camisea por red de ductos, es la suma de los costos de Producción más Transporte más Distribución. Si el precio de gas vendido por el Productor al Distribuidor fuera de 1.8 US\$/MMBTU (valor máximo), el costo de la red de Transporte 1.5 US\$/MMBTU (valor estimado) y la red de Distribución (margen de distribución más comercialización más acometida) 9.1 US\$/MMBTU más el costo fijo de facturación equivalente a 0.7 US\$/mes, entonces el precio resultante del Gas Natural sería de 12.4 US\$/MMBTU más 0.7 US\$/mes.

Así por ejemplo, un consumidor doméstico que consume 1 balón de 10 kilos por mes (10 kilos/mes = 0.121 Barriles/mes = 0.483

MMBTU/mes) tiene un consumo de 0.483 millones de BTU y paga en gas natural 6.69 US\$ ($0.483 \times 12.4 + 0.7$), lo cual equivale a un precio medio de 13.85 US\$/MMBTU ($6.69/0.483$). Si por el contrario, esta familia consumiera 2 balones de 10 kilos (0.966 MMBTU/mes), entonces el precio medio sería 13.1 US\$/MMBTU.

Se aprecia, que para un consumo de 1 balón al mes, el Gas Natural es más económico que el GLP (13.85 contra 14.5 US\$/MMBTU) mientras que si el consumo fuera de 2 balones de GLP al mes, entonces la economía del Gas Natural sería mayor (12.4 contra 14.5 US\$/MMBTU).

En resumen, la ventaja del gas natural se aprecia para grandes consumos (por encima de 0.483 millones de BTU al mes o 16 pies cúbicos por día) ya que los altos costos fijos de la red de distribución se diluyen a mayor volumen. **(Ver Cuadro IV.1)**

Si evaluamos el ahorro que podría significar para una familia que consume 3 balones de GLP al mes, veremos que al cabo de 10 años y a una tasa del 6% anual, el ahorro sería de 211 US\$. Esto quiere decir, que las instalaciones internas necesarias para utilizar el Gas

Natural no podrían constar más de 211 US\$, sino no los usuarios no optarían por el gas.

CAPITULO V
EVALUACION ECONOMICA

V. Capitulo

EVALUACION ECONOMICA

5.1. Introducción.

La parte económica esta muy ligada con la operación que se efectúe en el campo, así como el planeamiento mismo que se realice, operación y construcción del gasoducto a la costa del Pacifico. Se están realizando los últimos estudios para un periodo de inversión de 2000 - 2003 que incluye la construcción del gasoducto, y el transporte del gas hacia Lima.

5.2. Clientes Libres.

El reglamento de la ley de la industria del gas natural establece que aquellos clientes cuyo consumo supere los 30 mil metros cúbicos de gas (aproximadamente un millón de pies cúbicos 1,0 MPCD) podrán negociar el precio del gas libremente con el productor.

La empresa que se encargaría de la distribución del gas en la ciudad de Lima tiene que ser una empresa de servicio a quien el Estado le proporcionará una concesión indefinida, según lo establece el reglamento de la distribución de gas natural dado con **Decreto Supremo N° 056-93-EM, Título III, Capítulo 1, Artículo 20.**

Sin embargo, en este caso el cliente libre tendrá que usar el sistema de distribución correspondiente a su área, es decir, no se va a permitir el "by pass comercial" a los mayores consumidores, lo que significa que estos no podrán conectarse directamente a la red de transporte. "Entonces si va a haber una separación (entre clientes libres y regulados), similar al esquema actual del sector eléctrico".

Esta empresa según el reglamento antes indicado atenderá con exclusividad, en el área de la concesión, a los clientes que consuman

menos de 30000 metros cúbicos; los usuarios que exceden ese consumo podrán optar por celebrar contratos de suministros de gas directamente con los productores o transportistas. Por lo tanto la venta de gas a usuarios como la Refinería La Pampilla y la Central Térmica de Ventanilla lo realizaría directamente la compañía del gasoducto de transmisión.

A los demás consumidores que sobrepasen el volumen antes indicado incluyendo la Central Térmica de Santa Rosa sólo se le prestará el servicio y el precio del gas será directamente pactado con el productor o transportista. **(Ver Figura V.1)**

5.3. Inversiones en Camisea

El desarrollo de Camisea permitirá en los próximos tres años la realización de proyectos por US\$ 8 mil millones: US\$ 2,500 millones directamente en Camisea, US\$ 1,000 millones en otros sistemas de distribución y transmisión, US\$ 3,000 millones en la industria petroquímica, además de US\$ 400 millones de ahorro en la balanza comercial al no importar hidrocarburos.

El costo de utilizar Diesel es de aproximadamente US\$ 50, en tanto que el costo de usar gas es de US\$ 20. La diferencia es notable.

En el norte se trabaja con la central de Piura y Aguaytia que operan con gas. Estas dos centrales han desplazado la oferta de la central hidroeléctrica de Ventanilla que ofrece tarifa superiores. Entonces se espera que la reducción del costo de la energía cuando entre a trabajar Camisea será tan fuerte que las centrales hidroeléctricas no tendrán como recuperar su inversión.

La inversión privada inicial que demandará Camisea sería de unos US\$ 2,000 millones de los cuales, los gastos directos en el país podrían llegar a US\$ 800 millones.

De otro lado se crearían 7 mil puestos de trabajo en forma directa e indirecta, distribuida de la siguiente manera:

Directos

Construcción (hasta agosto 2004) : 1200 empleos.

Transporte de Gas (30 años) : 100 empleos.

Distribución (30 años) : 150 empleos.

Indirectos

Construcción del gasoducto

(hasta agosto del 2004) : 5000 empleos

Redes de distribución : 500 empleos.

Mediciones y Reguladores.

Instalación de internas.

Proyectos industriales asociados.

También se espera revertir el déficit comercial de hidrocarburos, el cual tiene un déficit de US\$700 millones anuales en su Balanza Comercial ya que las reservas de Camisea equivalen a 10 veces las reservas existentes. Otro beneficio está en el sector eléctrico a través de la disminución de las tarifas.

5.4. Consumo del Gas para su generación.

Para el consumo del Gas, se ha realizado un estudio, considerando un escenario medio, y para un mejor entendimiento, se ha separando en diferentes sectores, los cuales son:

5.4.1. Producción Termoeléctricas por Empresas sin Camisea.

Las Empresas Termoeléctricas que actualmente operan fuera de Camisea, son las siguientes:

- EEPSA
- AGUAYTIA
- EDEGEL
- ETEVENSA
- EGENOR
- CNP
- ELECTROPERU
- SHOUGESA

La producción termoeléctrica en el año 1999 fue de 986,41GWh y su distribución por empresas se puede ver en el **Cuadro V.1**, apreciándose que la de mayor producción fue EEPSA con 546,45 GWh (55,4%). Se hace un análisis de una posible futura instalación de estas plantas térmicas a Camisea, considerándose para esto la potencia instalada de cada Empresa.

5.4.2. Producción Hidroeléctrica por Empresas.

Las Empresas Hidroeléctricas que operan actualmente son las siguientes:

- ELECTROPERU
- EDEGEL
- EGENOR (DUKE ENERGY)
- ELECTROANDES
- CAHUA
- CNP

En el **cuadro V.2**, se hace un análisis de una posible futura instalación de estas plantas hidroeléctricas a Camisea.

En el **cuadro V.3**, se hace un análisis de la Proyección de la demanda de consumo de las Centrales Térmicas y de las Centrales Hidroeléctricas, desde el año 2003, año en el que empezará a funcionar Camisea y el año 2022.

5.4.3. Consumo de Gas por Industrias.

Haciendo un análisis y considerando un escenario medio, se hace un estudio de las principales industrias que operan en el país, teniendo como base Lima que es donde se agrupan las principales industrias. **(Ver cuadro V.4).**

5.4.4. Consumo de Gas Comercial y Residencial.

Análogamente, se hace para el consumo de gas tanto en el sector Comercial como en el sector Residencial, y se realiza una comparación entre el Gas Natural (GN) y el Gas Licuado de Petróleo (GLP). **(Ver cuadro V.5).**

Finalmente se realiza un cuadro de la Demanda Potencial según la dimensión de la tubería, que viene a ser el resultado final del consumo de gas para su generación. **(Ver Cuadro V.6).**

5.5. Estimación de la Inversión de Campo.

Para hacer una estimación de la inversión que se requiere en el campo, se tiene que fraccionar la producción de 70 000 barriles diarios de líquidos (70 KB/D), y considerar un mercado de 140-460 MPCD de

Gas de Camisea en Lima. La estimación de estos resultados se presenta en un cuadro. **(Ver Cuadro V.7).**

También dentro de las Inversiones de Campo, se tiene que tomar en cuenta las tarifas de transporte de Gas, las cuales se presentan con su respectiva proyección hasta el año 2022 en un cuadro. **(Ver Cuadro V.8).** Así como también se realizó un cuadro para alternar el Gas en las tarifas de transporte **(Ver Cuadro V.9).**

Para finalizar el análisis económico se realiza un cuadro donde se evalúa en forma detallada la economía preliminar del Gas de Camisea, donde se realiza todos los cálculos económicos. **(Ver Cuadro V.10).**

5.6. Tasa de Retorno

La tasa de retorno en la inversión que se llevará a cabo en Camisea, será de 12% en el caso de la etapa de transporte y distribución, asumiendo una inversión de US\$ 800 millones como base.

Pero este porcentaje podría subir en el caso que la empresa sólo necesite invertir US\$ 600 millones para esta etapa, entonces dicha tasa subiría al 20%.

En cuanto a la etapa de explotación en el campo, se consideran unas tasas mayores al 16%.

En el caso de la etapa de transporte, se calcula, sobre la base de los estudios de los asesores, una tasa interna de retorno de 12%, la cual está basada en un monto de inversión y otros factores que influyen en el desarrollo del proyecto.

Para poder evaluar las tasas que se podrían emplear en Camisea, se tiene que separar en dos grupos, los cuales son:

- Tasa para el Campo
- Tasa para el Transporte

Para el campo se tiene que suponer un precio de gas en la boca de pozo de US\$1,00/MBTU (**Ver Cuadro V.11**).

Para el transporte, se tiene que suponer un peaje constante para el gas de US\$0.62/MBTU y de US\$5.45 por barril para los líquidos del gas natural. (**Ver cuadro V.12**)

5.7. Precios Del Gas

Aún cuando el precio máximo del gas en boca de pozo no ha sido fijado todavía, los estimados del gobierno indican que este podría estar alrededor de US\$ 1.00 por MBTU (precio referencial de acuerdo a otras realidades similares al Perú). En este caso el precio del gas para el consumidor sería de US\$ 1.75 por MBTU.

Sin embargo en los casos de clientes que requieren altos volúmenes de gas para su consumo, como podría ser el caso de la petroquímica, el precio del gas será motivo de negociación entre este tipo de usuario y el productor del campo. Se entiende que el precio a negociarse será menor al máximo que se fije.

A lo largo de las prolongadas deliberaciones sobre el proyecto un punto determinante en las negociaciones con los probables operadores ha sido el precio del gas natural. De esto depende la rentabilidad de los inversionistas y, por supuesto los beneficios que recibirá el estado peruano por regalías y por impuesto a la renta.

Entre mayo de 1996 (fecha en la que Fujimori anunció el denominado "Contrato del siglo") y julio de 1998 (mes en el que se rompieron las

negociaciones con Shell-Mobil) el criterio que prevaleció fue el de los inversionistas: Dejar libre el precio del gas.

De esta forma Shell-Móvil planteó que el 15% de la producción del gas llegaría a Lima a un precio de US\$ 2,5 por millón de BTU, mientras que el 85% restante se vendría para el exterior a un precio, en boca de pozo (Camisea), de cero dólares para que pueda llegar a su destino (Brasil) a un precio de US\$ 2,5 por millón de BTU.

Esto significaba que por el 85% de la producción del gas de Camisea el fisco no recibiría regalías. En este punto el ministro Hokama convenció al presidente Fujimori de la necesidad de no seguir negociando con el consorcio porque su propuesta afectaba los intereses del fisco, se llegó a la siguiente conclusión: dejar libre el precio del gas no conviene al país pero sí a los operarios

El peaje fue estimado en base "al peor escenario de la demanda estimada por los consultores" y, más aun, considerando que sólo se logre el 60% de dicha demanda proyectada en el periodo del proyecto (30 años). Hay que recordar que el precio en boca de pozo que exigía Shell era de US\$ 2.50 MBTU.

El Cepri ha calculado que si no se aplica el sistema de garantías, el precio del gas llegaría a US\$ 2.25 por MBTU, con lo cual la tarifa de generación eléctrica llegaría a US\$ 22.00 por MWh.

Considerando un horizonte de 30 años (vida del proyecto) y una tasa de descuento de 12% el valor presente de la factura por energía ascendería de US\$ 5610 millones, monto que sería pagado por todos los consumidores de esta energía.

Aplicando las garantías al transporte e incluyendo el costo que dichas garantías implican a los usuarios (unos US\$ 188 millones en el mismo periodo de 30 años) se lograría un ahorro para los consumidores de US\$ 1.087 millones. Así la relación beneficio/costo (US\$ 1.087 millones /US\$ 188 millones) sería de 5.8.

El costo de US\$ 188 millones para los usuarios ocurre sólo bajo el escenario más pesimista de los cálculos sobre la demanda interna del gas. Es decir podría no ser necesario, dependiendo del volumen de la demanda.

El Cepri Camisea aun no define cual será el precio máximo del gas en boca de pozo ni tampoco si este se aplicará a todos los usos del gas natural o solo en el caso de la generación eléctrica.

Sin embargo es muy probable que el precio en boca de pozo se fije en alrededor de US\$ 1.00 por millón de BTU, en vista de que éste es aproximadamente el que se paga en otras realidades similares al Perú.

En cuanto al transporte del gas, los estimados preliminares del Gobierno indicarían que esta actividad sería rentable con un peaje de US\$ 0.75 por millón de BTU (MBTU), bajo el escenario más pesimista y habiendo considerado sólo el 60% de la demanda interna proyectada.

Sin embargo el módulo que se está licitando comprende el transporte para el gas, para los líquidos y la distribución en Lima. En este sentido se deberá determinar el desagregado de este peaje estimado (US\$ 0.75 por MBTU) entre estos componentes.

Un estimado preliminar indicaría que el peaje para el transporte del gas (sin considerar la tarifa de distribución) podría estar en alrededor de US\$ 0,62 por MBTU

Si bien el precio del gas de Camisea aún no ha sido definido, los estimados del gobierno indicarían que este sería bastante menor al que proponía Shell-Móvil (US\$ 2.50 por millón de BTU - MBTU) el año 2000 cuando negociaba con el Gobierno para continuar la segunda etapa del proyecto.

El Gobierno tendría expectativas de que el costo del transporte podría disminuir hasta US\$ 0.50 por MBTU. De darse ese resultado en la licitación de la concesión del módulo de transporte y distribución, el precio del gas en Lima podría disminuir hasta US\$ 1.50 por MBTU.

5.8. Análisis de Sensibilidad.

Se han realizado variaciones en el volumen de venta y de la inversión observándose que el proyecto es más sensible a la variación de las ventas que a la inversión aunque no muy pronunciada. A continuación se presenta estas variaciones; donde se observa que al variar las ventas en una reducción del 20% el TIR baja de 15,9% a 11,8%

mientras que al elevarse la inversión en 20% el TIR baja a 12,02%.

(Ver Cuadro V.13)

5.9. Distribución de Gas y Líquidos en Camisea

En el caso específico del contrato de transporte de gas, el transportista se compromete a construir un ducto para un dominio máximo de 450 millones de pies cúbicos desde Camisea hasta city gate y se compromete también a dar el servicio de transporte con las tarifas reguladas.

El transportista tiene el ingreso garantizado mediante cargos de peaje eléctrico si sus contratos no cubren la capacidad garantizada, estipulados en la ley de promoción del desarrollo de la industria del gas.

Se espera que un plazo de 10 a 12 años se pueda alcanzar los volúmenes de transporte que cubran la capacidad del inversionista.

El contrato de distribución contempla que el operador se compromete primero a desarrollar una red de ductos para los consumidores mayores en una primera etapa.

Para la segunda etapa existe un programa de penetración mediante el cual el distribuidor toma el compromiso de servir a 10 mil usuarios al segundo año, 20 mil usuarios a sexto año.

5.10. Contratos "Shift or Pay"

Para el caso de las termoeléctricas, el contrato **TAKE OR PAY** garantiza un precio de US\$ 1 por millón de BTU, cuando el volumen mínimo facturable de gas fluctúa entre el 70% y el 80% del total de gas que el comprador proyectó adquirir en un mes. A partir de ese nivel habrá recargos (precio mayor a US\$ 1 por millón de BTU) y descuentos si el volumen mínimo facturable de gas es inferior o superior a los dos porcentajes mencionados.

"En los contratos de transporte se establece que los generadores termoeléctricos van a pagar por el 100% del volumen transportado". Este contrato requeriría un ajuste desde el punto de vista de los clientes, por que por ejemplo la operación de las termoeléctricas está relacionada con la escasez y abundancia de lluvias. "Por lo general las termoeléctricas están relacionada con la escasez y abundancia de lluvias. ***"Por lo general las termoeléctricas operan algunas horas al día y no todos los días del año; pero de acuerdo al contrato***

deberán pagar por el 100% del gas transportado y no por el porcentaje efectivamente usado"

5.11. Tarifas Eléctricas

Respecto a la diferenciación de las tarifas en US\$ 1.5 por millón de BTU para los industriales y US\$ 1 por millón de BTU para los generadores, esta diferenciación es favorable ya que ello se compensará con las tarifas de electricidad más bajas.

La tarifa total que pagarán los industriales será de aproximadamente US\$ 2.20 por millón de BTU (incluido el transporte), la cual se encuentra a niveles internacionales.

Los beneficios también son a nivel del negocio de electricidad, puesto que con las garantías al transporte la tarifa total (energía mas potencia) se reduciría de US\$ 33 MWh, (bajo un esquema sin garantías) a US\$ 28.7 MWh es decir 4.3% menos.

Ello pondría a nuestro país en niveles tarifarios competitivos en relación con otros países de la región (Argentina tiene una tarifa de US\$ 25; Chile US\$ 27), con lo cual el nivel de competitividad del país

mejora. Hay que considerar que actualmente en el Perú la tarifa de electricidad supera los US\$ 40 MWh.

5.12. Electroperú y Camisea

Electroperú será la empresa que firme contratos de consumo de gas, los cuales posteriormente serían endosados o trasladados a los consumidores de gas.

La construcción de una termoeléctrica de 300 Mw, que consumiría 75 millones de pies cúbicos de gas por día cerca del 60% del volumen mínimo requerido para hacer rentable la extracción del gas- costaría US\$ 150 millones.

Electroperú garantiza el consumo de gas de Camisea, ante la negativa de generadores privados. Suscribió un contrato comprometiéndose a adquirir este recurso por US\$ 20 millones al año.

Electroperú compraría 70 millones de pies cúbicos de gas, durante los primeros 15 años del proyecto y al operador de campo. Electroperú pagaría el servicio de transporte de 250 millones de pies cúbicos por

día, utilice o no el servicio. Mientras no aparezcan los verdaderos usuarios, el Estado subsidiará a las empresas extranjeras en la explotación y el transporte de gas condensados de Camisea

El Estado logró esta garantía comprometiéndolo a Electroperú a adquirir en los primeros 15 años de la operación de Camisea 70 millones de pies cúbicos de gas diarios. Es decir, el 82% del volumen total garantizado, a un costo aproximado de 20 millones de dólares anuales.

El problema radica en que Electroperú no tiene como utilizar directamente este gas, en vista de que no cuenta con centrales termoeléctricas donde se queme este combustible para generar electricidad. El Estado Peruano ha confirmado que se venderá el Gas de Camisea en subastas públicas. En el momento la compañía está estudiando el mercado y revisando la restricción para la subasta del gas. El grupo de Electricidad Endesa (Etevensa), quien estaría interesado en comprar el Gas de Camisea. Pero el gobierno desechó la venta directa a Etevensa, diciendo la única manera de vender el contrato era a través de la subasta. Esta medida significa garantizar la transparencia en el proceso.

CONCLUSIONES

Conclusiones

- Del desarrollo de la presente tesis, se puede concluir que uno de los principales problemas que atraviesa el proyecto es su ubicación geográfica, ya que está ubicada a 500 kilómetros al este de la ciudad de Lima, al otro lado de la Cordillera de los Andes, en la cuenca del Ucayali, en el departamento de Cuzco
- El requerimiento eléctrico podrá ser cubierto por Camisea dependiendo mucho de la Demanda que el país ofrece. En la actualidad la gran recesión que atraviesa el país, y al gran numero de empresas que se encuentran paralizadas, es la razón por la cual la demanda puede cubrirse sólo con Centrales Hidroeléctricas, pero según estudios de Demanda y esperando que estas situación se revierta, se podrá utilizar el Gas de Camisea para el Sector Eléctrico las 24 Horas, cubriendo así todas las necesidades de inversión, y logrando ganancias y Beneficio para el País.
- El proyecto Camisea ofrece importantes posibilidades de negocio a las Compañías Peruanas y, por el gran volumen de inversiones previstas en un lapso relativamente corto, una oportunidad única de crecimiento.
- Se debe mencionar dos elementos importantes en el examen del significado del Proyecto Camisea para las Empresas Peruanas, los cuales son:

- Generar un volumen importante de negocios distintos al existente.
- El manejo seguro de Gas Natural y los LNG exige altos niveles de calidad.
- La posibilidad de empezar el negocio desde cero, permite incorporar las mejores alternativas tecnológicas disponibles en el mundo, y al mismo tiempo eleva el nivel general de la tecnología y la gestión comercial.
- Se requerirá la participación de empresas peruanas de todo tamaño en especialidades que van desde los servicios de alimentación y limpieza, pasando por todas las de construcción y montaje industrial, hasta las presentaciones de alto nivel tecnológico, como ingeniería, laboratorios de ensayos e institutos de formación profesional.
- La condición fundamental para alcanzar los niveles de calidad, requeridos, es realizar en forma acelerada, las transformaciones necesarias en las empresas que aspiren a participar en este mercado naciente.
- Los plazos son muy cortos, pues el proyecto ya ha despegado y en los próximos meses se acelerará su marcha, cada necesidad que se plantee, debe ser cubierta de inmediato por proveedores y contratistas adecuadamente calificados.

- Sólo quienes hayan encargado a tiempo su auto análisis y ajuste estarán en condiciones de aprovechar plenamente las oportunidades.
- Camisea es considerada una fuente de energía muy significativa y de gran importancia para el Perú.
- Perú no genera suficiente energía para abastecer las crecientes demandas de los usuarios domésticos e industriales.
- El proyecto de la planta de energía haría posible una capacidad de generación en un período relativamente corto, para abastecer la demanda prevista a precios competitivos. Además este proyecto contribuiría a reducir la necesidad del país de importar combustibles que tienen un mayor índice de polución como el petróleo y carbón.
- El proyecto de la planta de energía contribuiría además a mejorar la situación financiera del Perú mediante la estabilidad de precios, reduciendo considerablemente el déficit de hidrocarburos del país, el mismo que en la actualidad asciende a setecientos millones de dólares anuales.
- El suministro del gas de Camisea a Lima proporcionará la energía requerida para promover el crecimiento industrial y futuro desarrollo económico.
- El desarrollo de las reservas de Camisea pueden impulsar la economía Peruana reduciendo la necesidad de importar energía

costosa. Adicionalmente, los yacimientos ofrecerán un suministro seguro de energía doméstica, proporcionando inversión y trabajo, generando impuestos significativos y otros ingresos.

- El gas natural se está convirtiendo en un combustible popular para generación eléctrica teniendo un alto valor calórico. El gas natural es el combustible fósil más limpio.

ANEXO I

**Regulación de la Producción y Transporte del Gas
Natural**

REGULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE DEL GAS NATURAL

El 19 de agosto de 1993 se promulgó la Ley Orgánica de Hidrocarburos o Ley No. 26221, la misma que entró en vigencia el 18 de noviembre de 1993. Dicha norma fue modificada por Ley No. 26734 del 31 de diciembre de 1996 y posteriormente por Ley No. 268917 del 24 de junio de 1997. Esta norma que tiene por objeto promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de Hidrocarburos, creó a PERUPETRO S.A. como una Empresa Estatal de Derecho Privado del Sector Energía y Minas.

En mérito de dicha ley, el Estado promueve el desarrollo de las actividades de Hidrocarburos sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica, garantizando la estabilidad jurídica de los contratos conforme lo señala el artículo 62° de la Constitución Política del Perú.

Asimismo, garantiza a los Contratistas la estabilidad de los regímenes tributarios y cambiarios vigentes a la fecha de celebración del Contrato. La Ley No. 26221 establece que las actividades de exploración y explotación de Hidrocarburos se realizarán bajo la forma de Contratos de Licencia así como

de Contratos de Servicios u otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas, que se rigen por el derecho privado y que una vez aprobados y suscritos, sólo pueden ser modificados por acuerdo escrito entre las partes, debiendo las modificaciones ser aprobadas por Decreto Supremo.

Ley de Promoción del desarrollo de la Industria del Gas Natural.

Con fecha 03 de junio de 1999 fue promulgada la Ley N° 27133 cuyo objeto es establecer las condiciones para la promoción del desarrollo de la industria del gas natural en el Perú, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 1°. Objeto de la Ley.

La presente ley tiene por objeto establecer las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas que incrementen la confiabilidad en el suministro de energía y la competitividad del aparato productivo del país.

Artículo 2°. Glosario de términos y definiciones

Cuando en la presente Ley se utilice los términos, con las iniciales en mayúsculas, que aparecen a continuación, deberá entenderse por:

- 2.1. Capacidad.** Volumen de gas a transportar por unidad de tiempo. Se expresa normalmente en Millón de pies cúbicos por día o Millón de metros cúbicos por día.
- 2.2. Capacidad(s) Contratadas(s).** Capacidad de transporte requerida o demandada por el cliente al operador de la Red Principal, según lo establecido en el contrato de compraventa respectivo.
- 2.3. Capacidad Garantizada.** Capacidad de transporte por la Red Principal exigida como mínimo, según lo establecido en el Contrato respectivo
- 2.4. Consumidor(es) Inicial(es).** Consumidor de gas natural que participa en el Proceso de Promoción y suscribe contratos de compraventa de gas y capacidad de transporte de la Red Principal antes del otorgamiento a que se refieren los artículos 4º y 5º de la presente ley.
- 2.5. Contrato(s).** Contrato(s) suscrito(s) al amparo del Texto Unico Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de hidrocarburos y Decreto Legislativo N° 674.
- 2.6. Costo del Servicio.** Costo eficiente del Servicio de Red Principal, ofertado por el inversionista según los procedimientos de otorgamiento del Texto Unico Ordenado. Dicho costo incluye la inversión y los costos de operación y mantenimiento del Inversionista.
- 2.7. CTE.** Comisión de Tarifas de Energía

- 2.8. Garantía.** Mecanismo para garantizar los ingresos anuales que retribuyan adecuadamente el Costo del Servicio a los inversionistas.
- 2.9. Generador(es) Eléctrico(s).** Consumidor eléctrico que destina el gas natural para la generación eléctrica.
- 2.10. Otros Consumidores.** Consumidores del gas natural no comprendidos en la definición del Generador Eléctrico.
- 2.11. Proceso de promoción.** Procedimientos para incentivar la suscripción de contratos de compraventa del gas natural o Capacidad de Red Principal por parte de los consumidores Iniciales. Dicho proceso será definido en las Bases o su equivalente.
- 2.12. Red Principal.** Red de Ductos destinada al Transporte de Gas Natural y a la Distribución en alta presión del Gas Natural, incluidas las conexiones de los Consumidores Iniciales.
- 2.13. Reglamentación.** Normas a las que se hace referencia en el Artículo 10° de la presente Ley.
- 2.14. Texto Unico Ordenado.** Texto Unico Ordenado de las Normas con Rango de Ley que regulan la Entrega en Concesión al Sector Privado de las Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos, aprobado por Decreto supremo N° 059-96-PCM y sus normas complementarias.
- 2.15. Usuarios de la Red.** Comprende a los Generadores Eléctricos y otros Consumidores que utilizan la Red Principal.

En estos dos artículos se dan a conocer términos muy usados en la industria Petrolera y también usados en el ambiente Eléctrico y que son de vital importancia en el cálculo de la demanda del Gas de Camisea. Así como también se da a conocer la importancia de la Ley en la industria y en sus negociaciones.

Artículo 3° Declaratoria de necesidad pública.

Declárese de interés nacional y necesidad pública, el fomento y desarrollo de la industria del gas natural, que comprende la explotación de los yacimientos de gas, el desarrollo de la infraestructura de transporte de gas y condensados; la distribución de gas, el desarrollo de la infraestructura de transporte de gas y condensados; la distribución de gas natural por red de ductos; y los usos industriales en el país.

Artículo 4° Procedimientos adicionales para la explotación de reservas probadas del gas natural.

Adicionalmente a los procedimientos contenidos en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, el otorgamiento de derechos de explotación de reservas probadas de gas natural, se podrá efectuar según los procedimientos previstos en el Texto Unico Ordenado y el Decreto Legislativo N° 674.

En todos los casos, se deberá tomar en cuenta lo siguiente:

- a) Garantizar el abastecimiento al mercado nacional de gas natural, por un periodo mínimo definido en el contrato; y,
- b) Fijar un precio máximo para el gas natural en la boca del pozo y precisar los procedimientos para la aplicación de precios y/o condiciones en las ventas de gas natural.

Artículo 5°. Otorgamiento en Concesión para el transporte de gas y/o condensados y/o distribución de gas por red de ductos.

Adicionalmente a los procedimientos contenidos en la Ley orgánica de Hidrocarburos, el otorgamiento en concesión para el transporte de gas, transporte de condensados y la distribución de gas por red de ductos, se podrá efectuar según los procedimientos contenidos en el Texto Unico Ordenado. En los contratos respectivos, se deberán establecer las medidas de promoción a los consumidores Iniciales.

Artículo 6° Garantías a la inversión en los proyectos de Red Principal.

6.1. Los proyectos de Red Principal adjudicados según las modalidades establecidas en el Texto único Ordenado podrán incluir un mecanismo para garantizar los ingresos anuales que retribuyan adecuadamente el Costo del Servicio a los inversionistas.

- 6.2.** Para que un proyecto de Red Principal pueda acceder a la Garantía que se refiere el párrafo anterior, deberá cumplir con los siguientes requisitos:
- a) Que sea de uso Público
 - b) Que por lo menos el 50% (cincuenta por ciento) de la Capacidad Garantizada de los ductos esté destinado a los Generadores Eléctricos.
 - c) Que promueva el desarrollo de la competencia energética; y,
 - d) Que la relación beneficio-costo para los usuarios del servicio eléctrico que reciben energía de los sistemas eléctricos donde participan los Generadores Eléctricos sea superior a la unidad.

Artículo 7º. Determinación de la Garantía por la Red Principal

- 7.1.** La recuperación del costo del servicio será garantizada a los inversionistas a través de los ingresos Garantizados anuales.
- 7.2.** Los Ingresos Garantizados son aquellos que se aseguren como mínimo al inversionista de Red Principal a lo largo del tiempo y están en función de la Capacidad Garantizada y de la Tarifa Base.
- 7.3.** La Tarifa base se determinará en función al Costo del Servicios y la Capacidad Garantizada anual de tal manera que el valor presente del flujo de ingresos anuales sea igual al Costo del Servicio, utilizando la

tasa de descuento y el periodo de recuperación establecido en el Contrato.

7.4. Los ingresos garantizados anuales a que se refiere el presente artículo serán cubiertos mediante:

- a) Los recursos provenientes de la presentación de los servicios de transporte; y
- b) La Garantía cubierta por los usuarios eléctricos mediante el cargo por Garantía por Red Principal a que se refiere el numeral 7.6.

7.5. Los recursos provenientes de la presentación del servicio de transporte serán determinados en función de las Tarifas Regulares y de las Capacidades Contratadas anuales. Las Tarifas Reguladas serán determinadas por la CTE de tal forma de asignar equivalente el Costo del Servicio entre los Usuarios de la Red en proporción a las Capacidades Contratadas anuales por cada tipo de usuario, considerando además lo señalado en el Contrato.

7.6. La CTE incorporará periódicamente a la tarifa eléctrica en el rubro correspondiente al peaje del Sistema Principal de Transmisión Eléctrica a que se refiere el Artículo 59º del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, un cargo que se denominará Garantía por

Red Principal. Dicho cargo permitirá cubrir, de ser necesario, los Ingresos Garantizados.

Artículo 8° Del administrador de Garantía e Inicio de la Recaudación

- 8.1.** Mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministerio de Energía y Minas se designará a la empresa u organismo que se encargará de recaudar el monto anual que la CTE fije para efectos de hacer efectiva la Garantía hacia el titular de la concesión de la Red Principal sujeta a la presente Ley.
- 8.2.** Mediante decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas y la propuesta de la CTE, se establecerá la fecha en que debe iniciarse la recaudación de la Garantía.
- 8.3.** El tratamiento de los montos recaudados por efecto de la Garantía así como los procedimientos para su recaudación serán establecidos en el Reglamento.

Artículo 9° Regulación Tarifaria

Los pliegos tarifarios para el transporte y distribución de Gas Natural para cada tipo de usuarios y el cargo por Garantía de Red Principal serán regulados por la CTE tomando en cuenta lo dispuesto en la presente Ley, las Bases, los Contratos respectivos, así como los procedimientos complementarios que establezca.

Artículo 10° De la Reglamentación

Mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministerio de energía y Minas se dictarán las normas y disposiciones que sean necesarias para la aplicación de lo dispuesto por esta Ley, en un plazo que no excederá de 60 (sesenta) días siguientes de su vigencia.

Artículo 11°. Normas que se opongan

No serán de aplicación las normas que se opongan a la presente Ley.

DISPOSICION COMPLEMENTARIA

Unica. Prórroga de la suspensión de concesiones para centrales hidráulicas Prorrogase por 12 (doce) meses adicionales, contados desde la publicación de la presente Ley, lo dispuesto en la Tercera Disposición Transitoria de la Ley N° 26980.

Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación. En Lima, a los tres días el mes de junio de mil novecientos noventa y nueve.

**REGLAMENTO DE LA LEY DE PROMOCION
DEL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL
DECRETO SUPREMO N° 040-99-EM**

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, tiene por objeto establecer las condiciones que permitan el desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas;

Que la mencionada Ley ha establecido un mecanismo para garantizar los ingresos anuales que retribuyan el costo del servicio de los inversionistas así como los mecanismos para determinar los ingresos anuales por concepto de dicha garantía;

Que se deben aprobar las normas reglamentarias para la aplicación de lo dispuesto en la ley antes mencionada;

De conformidad con lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 118° de la constitución Política del Perú y el artículo 10° de la Ley 27133;

DECRETA:

Artículo 1° Apruébese el Reglamento de la Ley N° 27166, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural el cual consta de 16 artículos.

Artículo 2° Derógase las disposiciones que se opongan a lo establecido en el Reglamento aprobado por el presente Decreto Supremo.

Artículo 3° El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la casa de Gobierno, a los catorce días del mes de setiembre de mil novecientos noventa y nueve.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI

Presidente Constitucional de la República

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI

Ministro de Energía y Minas

REGLAMENTO DE LA LEY N° 27133

“LEY DE PROMOCION DEL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL”

La Ley N° 27133 Ley de Promoción del desarrollo de la Industria del Gas Natural tiene por objeto establecer las condiciones que permitan el

desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas;

La mencionada Ley ha establecido un mecanismo para garantizar los ingresos anuales que retribuyan el costo del servicio de los inversionistas, así como los mecanismos para determinar los ingresos anuales por concepto de dicha garantía.

El Reglamento de La Ley 27133 la cual consta de 16 artículos fue aprobada el 14 de Setiembre de 1999. A continuación se mencionarán los más resaltantes artículos:

Artículo 1° Glosario de Términos y definiciones

Cuando en el Presente Reglamentos se utilicen los términos en singular o plural con iniciales en mayúsculas que aparecen a continuación deberá entenderse por:

- 1.1. Año de Cálculo.** Periodo de 12 meses, contados a partir del 1° de marzo, para el cual se determinará la Garantía por Red Principal.
- 1.2. Capacidad.** Volumen de gas a transportar por unidad de tiempo. Se expresa normalmente en millón de pies cúbicos por día o millón de metros cúbicos por día.

- 1.3. Capacidad Contratadas.** Capacidad de transporte requerida o demandada por el cliente al operador de la Red Principal, según lo establecido en el contrato respectivo. La Capacidad Contratada anual será determinada según se detalla en el Artículo 15° del Reglamento.
- 1.4. Capacidad Garantizada.** Capacidad de transporte por la Red Principal exigida como mínimo, según lo establecido en el Contrato respectivo
- 1.5. “City gate”.** Punto de conexión entre la Red de Transporte y la Red de Distribución. El punto de entrega del transportista al distribuidor es el “City Gate”
- 1.6. Concesionario.** Transportista o distribuidor
- 1.7. Conexión.** Para los fines de la Ley, la conexión comprende las instalaciones desde la Red de alta Presión hasta el Punto de Entrega de los Consumidores Iniciales.
- 1.8. Consumidores Iniciales.** Consumidores de Gas Natural que participa en el Proceso de Promoción y suscribe contratos de compraventa de gas y capacidad de transporte de la Red Principal antes del otorgamiento a que se refieren los artículos 4° y 5° de la Ley.
- 1.9. Consumidor Independiente.** Consumidor que adquiere el Gas Natural por un volumen mayor al definido en el “Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos”

- 1.10. Contrato.** Contrato suscrito al amparo del Texto Unico Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de hidrocarburos y Decreto Legislativo N° 674.
- 1.11. Costo del Servicio.** Costo definido en la Ley que incluye todos los costos involucrados en la presentación del servicio durante el Periodo de Recuperación. Este costo será desagregado en un componente por la Red de Transporte y otro por la red de distribución, según las fórmulas y procedimientos contenidos en el contrato.
- 1.12. CTE.** Comisión de Tarifas de Energía
- 1.13. DGH.** Dirección General de hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas.
- 1.14. Distribuidor.** Empresa responsable de la operación de la Red de distribución en la Red Principal.
- 1.15. Garantía.** Mecanismo para garantizar los ingresos anuales que retribuyan adecuadamente el Costo del Servicio a los inversionistas.
- 1.16. Garantía por Red Principal.** Cargo que la CTE incorporará anualmente a la tarifa eléctrica en el rubro correspondiente al peaje del Sistema Principal de Transmisión Eléctrica a que se refiere el Artículo 59° del Decreto ley N° 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas”. Dicho cargo permitirá cubrir, de ser necesario, Los Ingresos Garantizados anuales.

- 1.17. Gas Natural. O Gas.** Mezcla de Hidrocarburos en estado gaseoso, constituida predominantemente por el metano.
- 1.18. Generador Eléctrico.** Consumidor eléctrico que destina el gas natural para la generación eléctrica.
- 1.19. Ingresos Esperados del Servicios.** Los ingresos Esperados del Servicio para el año de cálculo serán iguales a la suma de los ingresos esperados que cada Usuario de la Red aporta al Concesionario, los mismos que se determinarán para cada Usuario de la red como el producto de su Tarifa Regulada por su Capacidad Contratada.
- 1.20. Ingreso Garantizado.** Determinado como el Producto de la Capacidad Garantizada por la Tarifa Base.
- 1.21. Ley.** Ley N° 27133 “Ley de promoción del desarrollo de la industria del Gas Natural”
- 1.22. MEM.** Ministerio de Energía y Minas
- 1.23. OSINERG.** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía
- 1.24. Otros Consumidores.** Consumidores del gas natural no comprendidos en la definición del Generador Eléctrico. Para fines del presente Reglamento, se considera dentro del rubro de los Otros consumidores, a los distribuidores, comercializadores y otras empresas autorizadas para comprar el Gas Natural directamente del Productor, distintos a los Generadores Eléctricos.

- 1.25. Peaje por conexión al SPT.** Monto anual establecido por la CTE según el decreto Ley N° 258544 "Ley de Concesiones Eléctricas" para compensar el uso del SPT. Entra en vigencia el 1° de Mayo de cada año.
- 1.26. Periodo de Garantía.** Lapso no mayor al periodo de Recuperación durante el cual se aplica la Garantía otorgada por la Ley, para la recuperación del Costo del Servicio.
- 1.27. Periodo de Recuperación.** Es el plazo establecido en el Contrato para que el concesionario recupere el costo del Servicio.
- 1.28. Período Tarifario.** Es el lapso durante el cual rigen las Tarifas Reguladas por el Costo del Servicio
- 1.29. PERUPETRO .** Empresa Estatal de Derecho Privado del Sector Energía y Minas creada por la Ley N° 26221 "Ley Orgánica de Hidrocarburos"
- 1.30. Proceso de promoción.** Procedimientos para incentivar la suscripción de contratos de compraventa del gas natural o Capacidad de Red Principal por parte de los consumidores Iniciales. Dicho proceso será definido en las Bases o su equivalente.
- 1.31. Productor.** Contratista a quien se ha otorgado derechos de explotación de reservas probadas de Gas Natural, según el Artículo 4° de la Ley

- 1.32. Punto de Entrega.** Lugar en que el productor entrega el Gas Natural al Usuario de la Red.
- 1.33. Punto de Recepción.** Lugar en que el productor entrega al transportista el Gas Natural requerido por los Usuarios de la Red, constituyendo así el punto de inicio de la Ley principal. Para los fines de la Ley el Reglamento y el Contrato, se considerará los términos Punto de Recepción, "boca de pozo" y "punto de fiscalización de la producción" como equivalentes.
- 1.34. Red de Alta Presión.** Red de distribución de Gas Natural que opera a presiones normalmente superiores a la del consumo del Gas Natural y que es determinada en el Contrato.
- 1.35. Red de Distribución.** Red de ductos dedicados a la distribución del Gas Natural desde el, o los "City Gate", hasta los puntos de Entrega establecidos en el Contrato. Para los fines de la Ley, la Red de Distribución comprende la red de Alta Presión y las conexiones, ubicadas dentro del área de concesión.
- 1.36. Red Principal.** Red de Ductos destinada al Transporte de Gas Natural y a la Distribución en la Red de Alta Presión, incluidas las conexiones. Está constituida por la Red de Transporte y la Red de Distribución.
- 1.37. Red de Transporte.** Red de ductos dedicados a transporte de Gas natural desde el punto de Recepción hasta los puntos de Entrega de los Consumidores iniciales ubicados fuera del área de concesionarios

de distribución y los Puntos de Entrega a los concesionarios de distribución. En el caso de concesionario de distribución operando como un usuario de la Red de transporte, el punto de Entrega es el "City Gate"

- 1.38. Reglamento.** El presente dispositivo legal
- 1.39. SPT.** Sistema Principal de Transmisión Eléctrica definido en el Decreto Ley N° 25844 "Ley de Concesiones Eléctricas"
- 1.40. Tarifa Base.** Tarifa empleada para determinar los ingresos Garantizados anuales a partir de las Capacidades Garantizadas anuales. La Tarifa Base será determinada según se detalla en el Artículo 8° del Reglamento.
- 1.41. Tarifa Regulada.** Tarifa máxima por el uso del servicio de transporte de la Red principal fijada por la CTE de acuerdo con lo señalado en la Ley y en el Artículo 11° del Reglamento.
- 1.42. Tasa de Descuento.** Tasa establecida en el Contrato y utilizada para poner en valor real los ingresos esperados y garantizados del Concesionario.
- 1.43. Tasa de Interés.** Tasa establecida en el Contrato y utilizada para poner en valor real los ingresos esperados y garantizados del Concesionario.
- 1.44. Texto Unico Ordenado.** Texto Unico Ordenado de las Normas con Rango de Ley que regulan la Entrega en Concesión al Sector Privado

de las Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos, aprobado por Decreto supremo N° 059-96-PCM y sus normas complementarias.

- 1.45. Transportista.** Empresa responsable de la operación de la Red de transporte en la Red Principal.
- 1.46. Usuarios de la Red.** Comprende a los Generadores Eléctricos y otros Consumidores que utilizan la Red Principal. Los consumidores de Gas Natural para ser considerados como Usuarios de la Red, deberán reunir los requisitos para calificar como Consumidor Independiente.
- 1.47. Usuario Eléctrico.** Consumidor de Electricidad.
- 1.48. Valor Presente.** Suma de los flujos de Capacidades o de ingresos expresados en valor actual, considerando la Tasa de Descuento y el período de cálculo.

DE LA EXPLOTACION DE LAS RESERVAS PROBADAS DEL GAS NATURAL

Artículo 2° Del Abastecimiento al Mercado Nacional

De acuerdo a lo dispuesto en el inciso a) del Artículo 4° de la Ley

- 2.1.** Se considera garantizado el abastecimiento de Gas Natural al mercado nacional, cuando las reservas probadas del productor alcancen para abastecer la demanda futura, determinada según lo señalado en Contrato, para un periodo mínimo definido en el Contrato

de otorgamiento de derechos de explotación de las reservas probadas de Gas Natural, el cual no podrá ser menor a un horizonte permanente de 20 años. El Productor podrá incrementar sus reservas adicionando las obtenidas en nuevos yacimientos.

- 2.2. Si el mercado nacional de Gas Natural es abastecido por varios productores, la demanda futura asociada al Productor será determinada en proporción directa de las reservas probadas del campo que opera con respecto de la suma de las reservas probadas de todos los campos otorgados por PERUPETRO.
- 2.3. El Contrato establecerá los procedimientos para supervisar el cumplimiento del siguiente artículo

Artículo 3° Del Precio Máximo del Gas Natural en el Punto de Recepción y de la Condiciones de Aplicación.

De acuerdo con o dispuesto en el inciso b) del artículo 4° y el último párrafo del artículo 5° de la Ley:

- 3.1. El Contrato de otorgamiento de derechos de explotación de las reservas probadas de Gas Natural deberá especificar que las ventas se producirán necesariamente en el Punto de Recepción.
- 3.2. El contrato deberá incluir los siguientes criterios y principios que rigen compraventa o suministro de Gas Natural, y que el Productor,

Transportista, Distribuidor y Comercializador estará obligado a contemplar en sus respectivos contratos:

- a) En las relaciones comerciales por la compraventa o suministrarlo de Gas Natural, no se podrá aplicar condiciones desiguales para prestaciones equivalentes, que coloquen a unos competidores en situación desventajosa frente a otros.
- b) Para los consumidores que no son Consumidores Iniciales, las medidas de promoción de los consumidores Iniciales, señaladas en el Artículo 4° del Reglamento, no serán tomada en cuenta para la aplicación de lo dispuesto en el acápite anterior
- c) Queda prohibida la exigencia de confidencialidad. Ningún cliente podrá ser sancionado o penalizado por divulgar parte o totalidad de su contrato.

3.3. Los contratos de compraventa o de suministro de Gas Natural así como los contratos de servicio de transporte y distribución del Gas Natural, suscritos por los usuarios y la Red, deberán ser elevados a escritura pública. Copias de estos contratos deberán ser entregadas por el Productor o Concesionario a la DGH, PERUPETRO, OSINERG y CTE, a mas tardar 15 días después de su suscripción. Dichas entidades no estarán obligadas a guardar confidencialidad sobre los contratos o la información suministrada en ellos.

DE LAS MEDIDAS DE PROMOCION A LOS CONSUMIDORES INICIALES.

Artículo 4º Medidas de Prevención a los Consumidores Iniciales.

De acuerdo con lo dispuesto en el último párrafo del Artículo 5º de la Ley:

- 4.1. En el contrato de compraventa o de suministro de Gas Natural y en el de servicio de Red Principal a los consumidores iniciales, deberá incluirse una o mas medidas de promoción.
 - a) Descuentos en el precio del Gas Natural en el punto de Recepción
 - b) Mayores plazos para la recuperación de los volúmenes de Gas Natural prepagados (periodos de “Make Up” y “Cary Forward”)
 - c) Otras señaladas expresamente en los Contratos.

- 4.2. Las medidas de promoción no serán materia de renovación y estarán vigentes por el plazo de duración del contrato. Las prorrogas de los contratos no prorrogan las cláusulas sobre las medidas de promoción que estos contengan.

DE LA COMERCIALIZACION DEL GAS NATURAL

Artículo 5º Comercialización del Gas Natural

- 5.1. La compraventa o suministro de Gas Natural será efectuado según lo establecido en las leyes y reglamentos aplicables. Las facturas por la compraventa o suministro de Gas Natural deberán expresar

separadamente, entre otros, los costos relacionados con el precio del Gas Natural, el servicio de transporte, el servicio de distribución y comercialización según corresponda.

- 5.2. Los usuarios de la Red que adquieran el Gas Natural al Productor lo deberán hacer en el punto de Recepción. Adicionalmente los usuarios de la Red estarán obligados a suscribir los contratos por el uso de la Red Principal.
- 5.3. El Gas Natural requerido para la operación de la Red Principal será de cargo del Concesionario. Dicho cargo se encuentra contenido dentro del Costo de Servicio

DEL ACCESO A LA GARANTIA PARA EL DESARROLLO DE RED PRINCIPAL.

Artículo 6. Requisitos para acceder a la Garantía de Red principal.

Para efectos de lo señalado en el Artículo 6° de la ley, la evaluación de los requisitos para acceder a la Garantía considerará lo siguiente:

- 6.1. Se entenderá por uso público, la utilización de la Red Principal para uso colectivo.

La red de ductos no será considerada de uso Público cuando más del 33% de su uso esté destinado a clientes con vinculación económica directa o indirecta con el Transportista o Distribuidor.

- 6.2.** El porcentaje de uso de la Capacidad Garantizada del gasoducto por parte de los generadores Eléctricos, es igual al cociente de la suma de la proyección de las demandas máximas anuales utilizadas por los Generadores Eléctricos dividido entre la suma de las Capacidades Garantizadas anuales de gasoducto, en el Período de Recuperación.
- 6.3.** La autorización y otorgamientos de la Garantía para un proyecto de Red Principal dada por el MEM no será materia de revisión.

**DE LA GARANTIA AL CONCESIONARIO
DE LA RED PRINCIPAL**

Artículo 7°. Ingresos Garantizados al Concesionario de la Red Principal.

- 7.1.** La Capacidad Garantizada anual será especificada en el Contrato para cada año del Periodo de Recuperación. El concesionario de la Red Principal tendrá un Ingreso Garantizado anual igual al producto de la Capacidad Garantizada anual por la Tarifa Base correspondiente. Dicho ingreso será pagado mediante el aporte de:
- a) Los Generadores Eléctricos
 - b) Los otros Consumidores; y
 - c) La Garantía por Red Principal

- 7.2.** El Monto de la Garantía por Red Principal será determinado con el objeto de cubrir el Ingreso Garantizado anual en el Año de Cálculo, de acuerdo con los plazos y condiciones fijados en el Contrato.

DE LAS TARIFAS BASE DE LA RED PRINCIPAL

Artículo 8°. Determinación de la Tarifa Base

- 8.1.** La Tarifa Base se determinará independientemente para los segmentos de la Red Principal denominados Red de Transporte y Red de Distribución.
- 8.2.** De acuerdo con lo señalado en el Artículo 7° de la Ley, la Tarifa Base de cada segmento será igual al cociente entre el Costo del Servicio del segmento de la Red Principal y la Capacidad Garantizada Total del segmento correspondiente. La Capacidad garantizada Total se determina según lo establecido en el numeral 10.1 del Reglamento.
- 8.3.** La Tarifa Base y su formula de actualización deberá permitir mantener el valor de la Tarifa Base.

Artículo 9° Determinación del Costo del Servicio

- 9.1. El Costo de Servicio de la Red Principal será el monto ofertado por el Concesionario, con vigencia a la fecha señalada en el Contrato respectivo.
- 9.2. En el caso que la Red Principal incluya los segmentos denominados Red de Transporte y Red de Distribución, el Contrato deberá prever lo necesario para desagregar el Costo del Servicio en cada uno de dichos segmentos.
- 9.3. En caso que se efectuaran pagos al Concesionario con anterioridad a la puesta en operación comercial de la Red Principal, dichos pagos podrán ser descontados del costo de servicio, considerando la Tasa de Interés fijada en el Contrato.
- 9.4. El costo de Servicio será actualizado al inicio de cada Año de Cálculo, de acuerdo con las fórmulas de actualización y parámetros definidos en el Contrato respectivo.

Artículo 10° Determinación de la Capacidad Garantizada Total

- 10.1. La Capacidad Garantizada Total es igual al Valor Presente del flujo de Capacidades Garantizadas anuales, considerando el Período de Recuperación, y la Tasa de Descuento fijada en el Contrato.
- 10.2. El Periodo de Recuperación se inicia en la fecha de puesta en operación comercial de la Red Principal y no podrá ser inferior a 20 ni superior a 30 años.

**DE LAS TARIFAS REGULADAS
POR USO DE LA RED PRINCIPAL**

**Artículo 11° Tarifas Reguladas por el uso de la Red Principal en el
Período Tarifario**

- 11.1.** El número de años del Periodo Tarifario será fijado por la CTE con 2 años de anticipación a su entrada en vigencia y no podrá ser menor de 2 ni mayor de 4 años. De no ser fijado en el plazo respectivo, el Período Tarifario será de 2 años.
- 11.2.** De acuerdo con lo previsto en los Artículos 7° y 9° de la Ley, las Tarifas Reguladas para la Red Principal serán determinadas por la CTE para cada Período Tarifario. En dicha determinación se considerará lo siguiente:
- a) La Tarifa Regulada para los Generadores Eléctricos será igual a la Tarifa Base.
 - b) La Tarifa Regulada para los Otros Consumidores será igual al cociente del Valor Presente de los Ingresos Garantizados anuales entre el Valor Presente de las proyecciones de las Capacidades Contratadas anuales. Ambos Valores Presentes se calcularán para el período comprendido entre el inicio del Período Tarifario para el cual se está calculando las Tarifas

Reguladas y el término del Periodo de Recuperación. Para el primer Período Tarifario el período de cálculo de los Valores Presentes será el Período de Recuperación.

- 11.3.** De no coincidir el inicio del Periodo de Recuperación con el 1° de mayo, fecha de inicio del Período Tarifario y definición de la Tarifa Base, y para ajustar, de ser necesario, los cálculos de la Tarifa Base, las tarifas Reguladas y la garantía por Red Principal, la CTE definirá el procedimiento para compatibilizar esta falta de coincidencias de fechas.
- 11.4.** La Tarifa Regulada será independiente de la distancia a lo largo de la Red Principal. En el caso de la Red de Transporte esta disposición se aplicará únicamente mientras dure el período de garantía.
- 11.5.** La CTE expresará las Tarifas Reguladas como cargos mensuales empleando la Tasa de Descuento, y establecerá la fórmula de actualización de las Tarifas Reguladas. La fórmula de actualización podrá tomarse en cuenta, entre otras, las variaciones de la Tarifa Base, en el tipo de cambio y en el índice de precios al por mayor, y se aplicará dentro del período Tarifario.

DE LA GARANTIA POR RED PRINCIPAL

Artículo 12° Garantía por Red Principal

- 12.1.** Al inicio de cada año de Cálculo la CTE determinará la garantía por Red Principal la cual será igual a la diferencia entre el Ingreso Garantizado anual a que se refiere el Artículo 7°, y el estimado de los Ingresos Esperados del servicio en el Año del Calculo que se inicia.
- 12.2.** Si al finalizar el Año de Cálculo, la Garantía por Red Principal, prevista como la diferencia entre el Ingreso Garantizado anual a que se refiere el artículo 7°, menos los ingresos Esperados del Servicio del año, fuera diferente al valor determinado al inicio del año de Cálculo, dicha diferencia será incorporada como crédito o débito, según sea el caso, en el siguiente Año de Calculo.
- 12.3.** Si el monto de la Garantía por Red Principal resultara negativo, dicho monto se considerará igual a cero.
- 12.4.** La Garantía para cada segmento de la Red Principal, se extingue cuando, a partir del quinto año de operación de la Red Principal, la situación descrita en el numeral anterior se presentaría por:
- a) Tres (3) Años de Cálculo consecutivos; o
 - b) Tres (3) años durante cinco(5) Años de Cálculo consecutivos.

- 12.5.** La CTE definirá los mecanismos para compensar las diferencias que pudiera producirse en la evaluación de la Garantía por Red Principal según lo señalado en el numeral 12.2.

INGRESOS DEL CONCESIONARIO DE LA RED PRINCIPAL

Artículo 13°. Ingresos del Concesionario de la Red Principal

El concesionario tendrá dos fuentes de ingresos:

- a) Los ingresos provenientes por la prestación del servicio de Red Principal aplicando como máximo las Tarifas Reguladas por la CTE. Para efectos de la evaluación de la Garantía por Red Principal se asumirá que dichos ingresos son iguales a los ingresos Esperados del Servicio, y
- b) Los ingresos por la garantía, según lo señalado en el Artículo 12° del Reglamento.

Artículo 14°. Recaudación y Pago de la Garantía

- 14.1.** El cargo de Garantía por Red Principal a que se refiere el artículo 12° del Reglamento, será publicado conjuntamente con el Peaje por Conexión al SPT antes del 15 de Abril y entrará en vigencia el 1° de año de cada año.

- 14.2.** El cargo de Garantía por Red Principal será pagado mensualmente por todos los generadores eléctricos a la Empresa Recaudadora, según las reglas que se aplican por el pago del Peaje por Conexión al STP.
- 14.3.** La Empresa Recaudadora será la empresa integrante del Comité de Operación Económica de Sistema (COES), encargada de recaudar, de los generadores eléctricos, el cargo de Garantía por Red Principal.
- 14.4.** La Empresa Recaudadora, pagará mensualmente la Garantía por Red Principal al Concesionario.
- 14.5.** El pago de la Garantía se efectuará en moneda nacional, por lo cual la CTE considerará el tipo de cambio pertinente al momento de efectuar los cálculos y los ajustes necesarios en las formulas de actualización. El Contrato establecerá la moneda y las condiciones en que se calcularán los ingresos Garantizados.

DISPOSICIONES DIVERSAS

Artículo 15°. Capacidad Contratada y Demanda Máxima

- 15.1.** Para la determinación de la Garantía por Red Principal, la Capacidad Contratada anual de cada Usuario de la Red será obtenida como el mayor valor entre:
- a) Su capacidad contratada para el período de un año; y

- b) Su demanda máxima anual, determinada como el promedio de las seis (6) más altas demandas máximas mensuales de los últimos doce (12) meses, incluyendo el mes de cálculo.
- c) La demanda máxima mensual será determinada como el mayor valor registrado de las demandas máximas diarias en el mes de cálculo.

15.2. La demanda máxima diaria será igual a la mayor Capacidad promedio utilizada en cada periodo de cuatro horas consecutivas contabilizado entre las 0 las 24 hora. El periodo de cuatro horas será revisado por la CTE después del tercer Periodo Tarifario.

15.3. La demanda máxima anual de cada segmento de la Red Principal será igual a la suma de las demandas máximas anuales de cada uno de los Usuarios de la Red.

Artículo 16° Normas aplicables al finalizar el periodo de Garantía.

16.1. El periodo de Garantía dado en la Ley, termina cuando:

- a) El tiempo de operación de la Red Principal sobrepasa el Periodo de recuperación; o,
- b) Se produce lo previsto en el artículo 12° del Reglamento; o,
- c) Existe renuncia expresa a la Garantía por parte del Concesionario según lo previsto en el contrato.

- 16.2.** Las tarifas máximas aplicables a los diferente usuarios por el uso de la Red de Distribución una vez concluido el periodo de Garantía, y hasta la terminación del Periodo de Recuperación, será igual a la Tarifa Base.
- 16.3.** Las Tarifas máximas aplicables a los diferentes usuarios por el uso de la Red de Transporte una vez concluido el Periodo de la Garantía, y hasta la terminación del Periodo de Recuperación, será igual a la Tarifa Regulada calculada en función de la distancia transportada, de tal forma que los ingresos esperados resulten iguales a los que se hubieran obtenido con una Tarifa Regulada única igual a la Tarifa Base.

ANEXO II

Regulación de la Ley de Concesiones Eléctricas

REGULACIÓN DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

En este capítulo se presenta el estudio de las leyes que rigen al Sistema de Transmisión Peruano, basados en la Ley de Concesiones Eléctricas. Así como también se presenta un estudio para la determinación de los costos de transmisión que, sumados a los precios básicos de la energía y de la potencia determinan las tarifas de venta de energía en bloque a las distribuidoras. Estas Tarifas se denominan precios en barra.

El inicio de la década de los 90 encontró al sector eléctrico Peruano atravesando la peor crisis de su historia, a consecuencia del previsible mal funcionamiento del esquema de desarrollo elegido y la concurrencia de efectos negativos producidos por la inestabilidad política y social.

En 1990, el déficit de oferta eléctrica en Lima era de 50% y a nivel nacional alcanzaba un 26%, originando continuos cortes, racionamiento y autoabastacimiento industrial en base a unidades Diesel, con el consiguiente incremento de costos de producción. El país registraba además un reducido nivel de cobertura eléctrica: 48% en electrificación y 12% a nivel rural.

La Nueva Ley de concesiones Eléctricas.

Frente a esta situación y en el marco de las transformaciones estructurales que emprendió el Gobierno, se inició la reforma del sector eléctrico mediante la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (1992), cuyos elementos principales del marco normativo fueron:

- Libertad para el desarrollo de las actividades eléctricas, eliminación del monopolio estatal y mayor presencia del sector privado.
- Segmentación de las actividades de generación, transmisión y distribución y establecimiento de un régimen de concesiones y autorizaciones para el desarrollo de las mismas.
- Promoción de la competencia en la generación a través de una estructura basada en costos marginales.
- Regulación tarifaria sobre la base de costos eficientes en la transmisión y distribución correspondiente al servicio público de electricidad.
- Mejora del despacho en las centrales eléctricas de cada sistema, teniendo en cuenta los costos variables de producción.

- Establecimiento de áreas de responsabilidad (zonas de concesión) para las empresas distribuidoras.

La reorganización del sector incluyó la creación de un ente para la fijación tarifaria, otro para el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas y un tercero encargado de las normas políticas y generales. Comenzó el proceso de privatización del sector a través de venta entre un 30 y 100% de las acciones de las empresas eléctricas estatales. Igualmente, se inició la ampliación de la frontera eléctrica hacia zonas rurales y aisladas mediante inversión pública directa.

Resultados Positivos y Nuevas Oportunidades.

El sistema eléctrico registra significativos avances en beneficio de los usuarios y los operadores del mismo, los cuales mencionaremos a continuación:

- Los recursos privados han contribuido al crecimiento de la oferta eléctrica, alcanzándose niveles de reserva del orden del 30%.
- El coeficiente de electrificación general ha subido a 72% y se espera culminar el presente año con el 75%.

- Las ventas de energía aumentaron en 90%.
- Las tarifas, luego de un ajuste estructural que las llevó a valores reales, se mantienen estables con tendencia a la baja.
- La mayor eficiencia de las empresas eléctricas ha permitido reducir las pérdidas de distribución de 21,8 a 12% en promedio.
- Las inversiones totales en el sector han alcanzado los US\$ 4000 millones, que corresponden a los ingresos de la privatización, ampliación y ejecución de nuevas centrales, líneas subestaciones y transformadores entre otros.
- El mercado eléctrico registra nuevas oportunidades de desarrollo, mediante el uso de fuentes alternativas de energía, como el carbón para el caso de Ilo-2 y el gas emplean Aguaytia y la Empresa Eléctrica de Piura.
- La próxima explotación del Reservorio de gas de Camisea, a cargo de Pluspetrol, y el transporte de dichos recursos por un operador que se definirá en concurso público internacional, revelan mayores opciones de

desarrollo para el sector que contribuirán a la interconexión regional sudamericana, disminución de las tarifas y calidad del servicio.

Sistema de Transmisión Peruano.

La Ley de Concesiones Eléctricas establece el uso y la tarificación de los sistemas de transmisión en cada sistema eléctrico mediante los conceptos que se describen a continuación:

- a) Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso.

De acuerdo a este artículo los dueños del sistema de transmisión deben permitir el uso de sus instalaciones por parte de los generadores o distribuidores para el transporte de potencia y energía. Por tal motivo, los generadores y/o distribuidores deben compensar por el uso de tales instalaciones, además asumir los costos necesarios para la ampliación de las instalaciones.

- b) En cada sistema interconectado el Ministerio de Energía y Minas a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas definirá el sistema

principal y los sistemas secundarios de transmisión de acuerdo a las características establecidas en el reglamento:

El sistema principal de transmisión, permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquiera de sus barras.

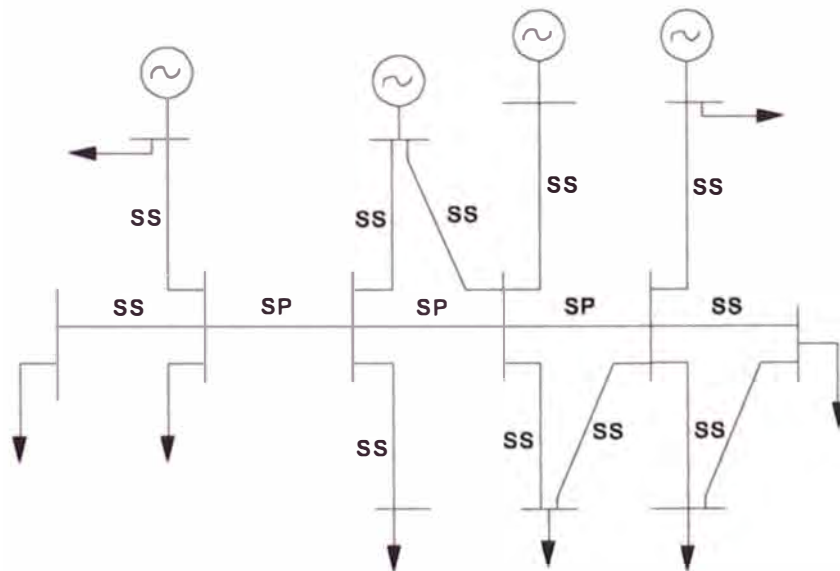
Los sistemas secundarios permiten a los generadores conectarse al sistema principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas.

La Comisión de Tarifas Eléctricas, entidad representativa del gobierno, propone que instalaciones del sistema eléctrico será Sistema Principal de Transmisión o Sistemas Secundarios.

El sistema principal se define como la parte del sistema interconectado en alta y muy alta tensión, donde la dirección del flujo es bidireccional y donde además no es posible establecer responsabilidades específicas para cada generador y cada usuario. El sistema principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dichos sistemas.

Los sistemas secundarios se definen como aquellas partes de los sistemas interconectados en las cuales es posible

determinar una dirección predominante del flujo y se puede establecer responsabilidades específicas por parte de uno o más generadores o de uno o más usuarios. Estos sistemas permiten a los generadores conectarse al sistema principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de éstos. En el sistema eléctrico de la figura N° 3.1 se observa que las líneas pertenecen al sistema principal y a los sistemas secundarios.



Sistema Principal y Sistemas Secundario
Figura N° 3.1

- c) Los generadores conectados al sistema eléctrico pueden comercializar potencia y energía ya sea en el sistema principal o en los sistemas secundarios, pagando los costos de transporte.

- d) El pago de transporte en el sistema principal viene a ser el costo total de transmisión. El costo total de transmisión. Comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado.

La anualidad de la inversión será calculada considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, que representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes considerando además gastos financieros, compensaciones y gastos por concepto de estudio, además se considerará su vida útil y la tasa de actualización al 12% real anual.

El Costo Total de Transmisión se paga separadamente a través de dos conceptos: ingresos tarifarios y peaje por conexión. El ingreso tarifario que se calcula en función a la potencia y energías entregadas y retiradas en barras valorizados a sus respectivas tarifas en barra. El peaje por conexión es la diferencia entre el

costo total de transmisión y el ingreso tarifario. Dicho peaje y su respectiva fórmula de reajuste es fijado por la Comisión de Tarifas Eléctricas y es pagado por los generadores en proporción a sus potencias firmes.

La compensación por el uso de los sistemas de transmisión, cubre el costo total de transmisión, el cual está constituido por la anualidad de la inversión y costos eficientes de operación y mantenimiento del sistema económicamente adaptado. La anualidad de la inversión es calculada considerando el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones, su vida útil (30 años) y una tasa de actualización que considera el riesgo de inversión en el país (12%).

Por el sistema de transmisión económicamente adaptado se entiende una red de transmisión dimensionada a los requerimientos de la demanda en el periodo de estudio para la fijación tarifaria (4 años), con el menor costo y manteniendo un adecuado nivel de servicio. No se considera instalaciones ineficientes ni redundantes.

La compensación es abonada separadamente a través de dos conceptos: el ingreso tarifario y el peaje por conexión.

El ingreso tarifario se calcula en función a la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus correspondientes tarifas en barra, y consiste en la diferencia de las valorizaciones de la potencia y energía retiradas en el punto de salida hacia el usuario y las valorizaciones de la potencia y energía entregadas en el punto de inyección.

El peaje de conexión es la diferencia entre el costo total de transmisión y el ingreso tarifario. En el sistema principal de transmisión el peaje es pagado por todos los generadores conectados a este en proporción a su potencia firme. Dicho peaje es así mismo incluido en el precio de la potencia de punta de las barras.

- e) El pago de transporte en los sistemas secundarios de transmisión solo se efectúa cuando estos son utilizados en el sentido del flujo preponderante de energía, la compensación correspondiente cubrirá el costo medio de eficiencia de dichos sistemas.

En los sistemas secundarios el cargo por peaje toma en cuenta la potencia de punta retirada a través de dichos sistemas y es pagado por el o los generadores que hacen uso de los mismos para atender a sus usuarios, en proporción a la potencia de punta retirada en cada barra, siendo asimismo incluido en el prefacio de la potencia de punta.

Adicionalmente, en los sistemas secundarios, cuando el uso de estos es contrario al flujo preponderante de energía no se paga la compensación por su uso. Se considera flujo preponderante de energía cuando la transmisión de electricidad en una misma dirección es mayor al 90% de la energía transportada en dicho sistema. Para este efecto se considera el flujo anual de energía que se produzca en un año hidrológico con una probabilidad de ocurrencia promedio.

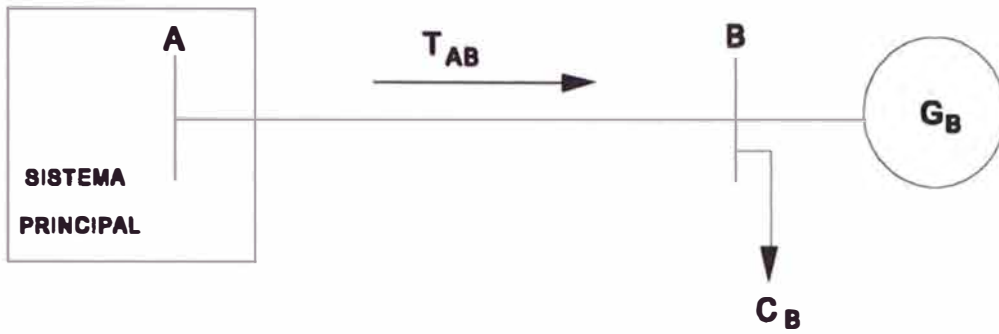
- f) Para la fijación de tarifas en barra cada Comité de Operación Económica de los Sistemas (COES) calcula para cada uno de las barras del sistema un factor de pérdidas de potencia y un factor de pérdidas de energía en transmisión. Estos factores de pérdidas se calculan considerando las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta y energía respectivamente, considerando un sistema económicamente adaptado.

Sistema Principal y Sistema Secundario.

Sistema Principal

El sistema principal de transmisión es un mercado constituido por diversas instalaciones de transmisión a las que acceden sistemas generadoras y desde el que se suministra a los consumos conectados a él. Debido a estas características es difícil establecer responsabilidades en el sistema principal de transmisión para cada generador y cada usuario respecto de determinadas instalaciones.

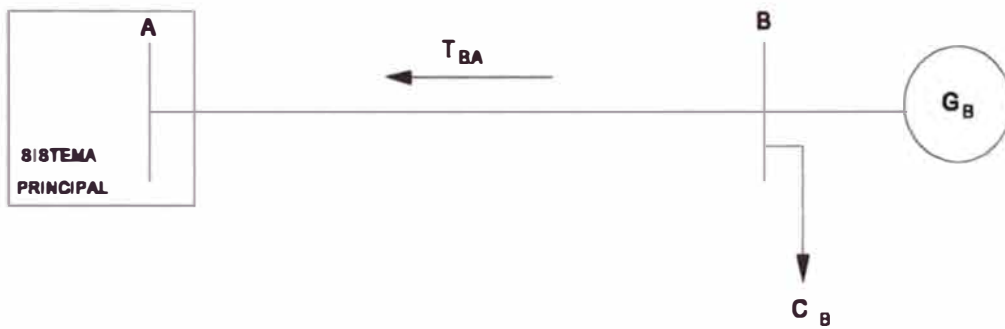
Dado un SEP, las siguientes situaciones pueden darse cuando en una parte del sistema eléctrico existen centrales y consumos conectados al sistema principal a través de un sistema de transmisión, y se trata de establecer si dicho sistema de interconexión pertenece al sistema principal, según se observa en la figura Nro. 3.2



Determinación del sistema Principal de Transmisión

Barra Importadora

Figura Nro 3.2.a



Determinación del Sistema Principal de Transmisión

Barra Exportadora

Figura Nro 3.2b

- i) Si la barra B es importadora neta de energía (figura 3.2a), es decir existe un flujo anual predominante desde A hacia B, puede suceder que un incremento del consumo C_B sea absorbido por un incremento de la transmisión AB; en este caso el tramo AB no forma parte del sistema principal. Este caso se presenta cuando G_B es una central de emergencia, o bien es una central pequeña e inframarginal; en el primer caso el abastecimiento de C_B proviene normalmente desde A, salvo cuando falla la línea o bien existen condiciones extremas de abastecimiento en el sistema eléctrico; en el segundo caso, G_B es insuficiente para abastecer el consumo y todo incremento de éste debe ser satisfecho desde A. En ambos casos C_B es responsable del tamaño del sistema AB, y no cabe incluir a éste en el sistema principal.
- ii) Para la misma situación indicada líneas arriba (figura 3.2a), puede suceder que un incremento del consumo C_B sea normalmente absorbido por un incremento de G_B . En estas circunstancias, un aumento o disminución en la transmisión T_{AB} , por mayor o menor disponibilidad de energía en el sistema principal, es absorbido normalmente por la central G_B . Estas

situaciones ocurren cuando G_B es una central de gran potencia, que interactúa con el sistema principal. Para esta situación, cabe la posibilidad de que el tramo AB sea parte del sistema principal.

- iii) Si B es una barra exportadora neta de energía (figura 3.2b), es decir existe un flujo anual predominante desde B hacia A, puede ocurrir que un aumento de C_B sea acompañado de un aumento de G_B , sin variación de T_{BA} , lo que implica que esta central es normalmente marginal. En este caso la transmisión T_{BA} variará normalmente por interacción de G_B con el resto del sistema, en función de la programación económica de G_B , y el tramo AB puede ser, en principio, incluido en el sistema principal.

Determinación de los Sistemas Secundarios

Al igual que en el sistema principal, para determinar los sistemas secundarios, se analizará lo siguiente:

Cualquier instalación de transmisión en la cual pueda demostrarse una responsabilidad específica por parte de uno o más generadores determinados o de uno o más usuarios, forma parte del sistema secundario.

Por ejemplo, si definimos un cierto sistema principal, resulta evidente que una línea de transmisión que conecte radialmente a una central con alguna barra de dicho sistema forma parte de los sistemas secundarios, como se muestra en la figura 3.3.



Determinación del Sistema Secundario de Transmisión

Figura Nro 3.3.

Desde el lado de los consumos, un sistema pertenece a los Sistemas Secundarios cuando es posible identificar una instalación de transmisión como necesaria para satisfacer uno o varios consumos determinados tal como se muestra en la figura 3.4



Determinación del Sistema Secundario de Transmisión

Figura Nro 3.4.

Ingreso Tarifario.

El ingreso tarifario por la venta de potencia y energía viene a ser la remuneración que reciben los dueños de transmisión, por el flujo de potencia y energía a través de sus líneas entre las barras de transferencia, que involucran el sistema principal de transmisión.

Conceptualmente, para una línea que interconecta dos barras de transferencia a un sistema eléctrico, tanto la inyección de potencia y energía a una de las barras como el retiro de potencia y energía desde la otra es valorizada multiplicando éstas por sus respectivos precios de barra, adicionalmente, se debe tener en cuenta los factores de penalización para reflejar los precios de una barra a otra, y así efectuar la diferencia entre la

inyección y el retiro valorizados, para encontrar el ingreso tarifario correspondiente a los dueños de transmisión.

Este concepto se extiende a través de todo el sistema principal de transmisión, así también es válido para los sistemas secundarios de transmisión.

Peajes

El peaje viene a ser el pago a los dueños del sistema transmisor por el uso de sus instalaciones.

Este peaje se define como la diferencia entre los costos medios de transmisión y el ingreso tarifario.

Los precios de transmisión consideran que los costos medios anuales de esta actividad, corresponden a la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento de un sistema económicamente adaptado, que en lo sucesivo se denominaran **AVNR + COYM**.

De acuerdo a esto, el peaje queda definido matemáticamente como:

$$PEAJE = AVNR + COyM - IT$$

en donde **IT** corresponde al ingreso tarifario ya definido.

Si bien matemáticamente corresponden a lo mismo, los peajes se dividen en dos:

Peaje por conexión

Peaje secundario.

Peaje por Conexión

Es el pago que deben hacer los generadores por el uso del sistema principal de transmisión. Este pago hacen los generadores a los transmisores a prorrata de sus potencias firmes.

Peaje Secundario

Es el pago que deben hacer los generadores por el uso de sistemas de transmisión no incluidos en el sistema principal, los que a su vez pueden corresponder a dos situaciones:

- Peaje secundario por una línea de inyección al sistema principal.
Peaje secundario por uso de sistemas de transmisión secundarios que extraigan energía del sistema principal de transmisión.

Cuadro I.1

LOS POZOS EXPLORATORIOS DE LA CAMPAÑA 1981 - 1987

Pozo	Yac/Local.	Fecha	Prof (m)	Situación
1X San Martín	San Martín	Oct-83 / Feb-84	3894	Completado
2X Segakiato	San Martín	Jun-86 / Ago-86	2550	No Completado
3X Cashiriari	Cashiriari	Ago-86 / Oct-86	2684	Completado
4X Armihuari	Cashiriari	Mar-87 / Jun-87	2800	Completado
5X	Mipaya	Ago-87		Completado
6X	Sepa			No Completado

Cuadro I.2

PLUSPETROL - CONTROL DE PRODUCCION DE HIDROCARBUROS

PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS

EMPRESA	LOTE N°	PETROLEO (BLS/DIA)		GAS (MILLONES DE PCD*)					
		AÑO 2000	%	AÑO 2004	%				
PLUSPETROL (1)	1-AB	36,700	36.83	40,000	27.78	7	4.38	10	1.90
PLUSPETROL (2)	8	25,773	25.87	28,000	19.44	3	1.88	5	0.95
PLUSPETROL (3)	CAMISEA	-	-	30,000	20.83	-	-	350	66.67
SUB-TOTAL		62,473	62.70	98,000	68.06	10.00	6.25	365.00	69.52
OTROS		37164	37.30	46000	31.94	150	93.75	160	30.48
TOTAL PAIS		99,637	100.00	144,000	100.00	160.00	100.00	525.00	100.00

(1) Pluspetrol 100% en el Lote

(2) Pluspetrol/Korea nat./SK Corp./Daewoo

(3) Pluspetrol/Hunt/SK Korea

* Pies Cúbicos por Dia

Cuadro III.1

Composición del Gas de Camisea

Componente	Composición %
Metano	89,37
Etano	8,57
Propano	0.65
i-Butano	0.02
n-Butano	0,01
Nitrógeno	1.06
Dióxido de Carbono	0,32
Porcentaje Total	100
Grav. Especifica	0,609
Poder Calorífico (BTU / pie ³)	966.96

Cuadro N° III.2

Características del Gas de Camisea

Comp	Yi	P.M.	Yi*PM	Comp	P.C.	P.pc	T.C.	T.pc
				Peso	(psia)	Yi*PC	(°F)	Yi*TC
C ₁	89,37%	16	14,30	75,55%	667,8	577,0	-116,7	-100,8
C ₂	8,57%	30	2,57	17,38%	708,7	75,1	90,1	9,6
C ₃	0,65%	44	0,287	4,33%	616,3	11,1	206	3,7
IC ₄	0,02%	58	0,012	0,32%	529,1	0,5	275	0,3
NC ₄	0,01%	58	0,0058	0,63%	550,7	1,1	305,6	0,6
N ₂	1,06%	28	0,30	0,92%	493	3,0	-232,7	-1,4
CO ₂	0,32%	44	0,14	0,48%	1071	2,1	87,9	0,2
			17,65			675,3		-97,8
Valores Obtenidos								
DENSIDAD RELATIVA : $17,65/29 =$					0,609			
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD (Z)								
P=4Kgf/cm ² , T = 20°C								
Ppc = $675,4 - 14,7 = 660,7/14,22 =$					46,46 Kgf/ cm ²			
Pr = $P/Pc = (4+1,033)/(46,46+1,033) =$					0,106			
T=(273+20)*9/5 =					527,7°R			
Tpc = $-97,8+459,67 =$					361,87°R			
Tr = T/Tpc					1,458			
Según el gráfico de Standing-Katz: Z=					0,875			

COSTO ESTIMADO DE TENDER 600 Kms. De LINEA DE 24" , Schd. 40

MATERIALES

DESCRIPCION		COST U.	CANT.	COST PARC.
PIPELINE, 24 IN, SEAMLESS, SCH. 40, BLACK, API 5L X-42, Protected	Joint	3,832.50	49,213	188,607,283
RYCHEM: Heat Shrinkable Sleeves for 8.625"	Ea	16.20	10,500	170,100
ROD,WELDING,ELECTRODE,AWS E-6010, 1/8" ,CELLOCORD P-T (STD PKG 20 KG/CAN)	Can	44.80	1,004	44,994
ROD,WELDING,ELECTRODE,AWS E-7010-A1, 5/32" , CELLOCORD 70-T (STD PKG 20 KG/CAN)	Can	43.88	1,957	85,863
ROD,WELDING,ELECTRODE,AWS E-7018, 1/8 IN , SUPERCITO (STD PKG 20 KG/CAN)	Can	46.20	245	11,325
DISC,GRINDING,9"X1/8"X5/8"-11	Uni.	15.00	7,030	105,456
Transporte de Tuberías, Materiales y Equipos. (Incluye Mobilización y desmobilización).	Glb.	180,000.00	1	180,000
STRINGER BEAD KNOT WIRE WHEEL BRUSHES, C. S., # 4753A12 MC MASTER CARR, PAG 1693, Y 93	Uni.	20.00	9,843	196,850
CARBIDE,CALCIUM,14ND, 50 KG/CAN	Can	44.99	352	15,815
OXIGENO	Bot	3.60	3,515	12,655
FUEL DE AVIACION	Gal.	1.24	1,312,400	1,627,376
DIESEL	Gal.	1.33	1,181,102	1,570,866
			\$	192,628,583

EQUIPOS

DESCRIPTION	DIAS	CANT.	\$/ DIA	COST PARC.
TRACTOR, INC. MANT. (D6H LGP, CON WINCHE Y ZAPATAS ANCHAS Y OPERADOR)	3515	1	537.23	1,888,463
TRACTOR, INC. MANT. (D5H LGP CON OPERADOR)	3515	1	360.23	1,266,275
SIDEBOOM, CAT D7H, INC. MANT. (CON DOBLADOR DE TUBOS Y PLUMA REFORZADA Y OPER.)	3515	1	528.23	1,856,826
Retroexcavadora BOBCAT X331, con operador	3515	1	378.36	1,330,006
MAQUINAS DE SOLDAR LINCOLN 250	3515	3	30.00	316,367
EQUIPO DE OXICORTE	3515	1	6.00	21,091
ESMERILES	3515	4	6.00	84,364
MOTOSIERRA	3515	1	21.70	76,280
BOMBA PARA PROBAR LA TUBERIA	1	20	1,250.00	25,000
HELICOPTERO MI-17 , Transporte de tuberías, equipos y personal (Horas de vuelo)	1	6,562	1,500.00	9,843,000
			\$	16,707,672

MANO DE OBRA

DESCRIPTION	DIAS	CANT.	\$/ DIA	COST PARC.
SUPERVISOR	3515	1	55.00	193,335
CAPATAZ	3515	1	50.00	175,759
SOLDADORES	3515	4	54.00	759,280
AYUDANTES ESPECIALIZADOS	3515	4	33.00	464,004
MOTOSIERRISTA	3515	1	33.00	116,001
AYUDANTES GENERALES	3515	15	33.00	1,740,017
OXIGENISTA	3515	1	54.00	189,820
ESPECIALISTA EN SEGURIDAD Y MEDIOAMBIENTE	3515	1	40.00	140,607
Maestro de Cocina	3515	1	54.00	189,820
Medico cirujano	3515	1	54.00	189,820
INSPECCION RADIOGRÁFICA DEL 100% DE LA TUBERÍA	-	GLOBAL	-	1,544,378
			\$	5,702,843

- 1.- Toda la tubería será enterrada conforme las nuevas disposiciones lo mandan.
- 2.- Se estima apoyo aéreo de un helicoptero MI-17 para la totalidad del tendido de la línea.
- 3.- Se consideran campamentos móviles cada 4 Kmts. de avance de soldado.
- 4.- Se estima radiografiar el 100% de la tubería.
- 5.- Se considera una contingencia del 5%.
- 6.- Se considera una longitud promedio de 600 Kms. a fin de prorratear los costos de movilización.

SUBTOTAL	\$	215,039,098
CONTINGENCIAS 5 %	\$	10,751,955
TOTAL	\$	226,000,000

COSTOPOR KILOMETRO	376,700
---------------------------	----------------

Cuadro V.1.

Escenario Medio

CENTRAL TERMICA SIN CAMISEA

	Current Instalacion				Posible futura instalaci3n		
Empresa	Pot (Mw)	Load Factor	Producc Gwh	%	Pot (Mw)	Load Factor	Producc Gwh
EEPSA	159	80%	546,45	55,40	199	80%	814,91
AGUAYTYA	157	80%	310,61	31,49	210	80%	579,07
EDEGEL	833	80%	49,03	4,97	833	80%	49,03
ETEVENSA	549	80%	32,01	3,25	549	80%	32,01
EGENOR	529	80%	16,92	1,71	529	80%	16,92
CNP	64	80%	16,55	1,68	64	80%	16,55
ELECTROPERU	1046	80%	12,02	1,22	1046	80%	12,02
SHOUGESA	63	80%	2,81	0,28	63	80%	2,81
TOTAL	3400		986,41	100,00	3493		1523,32

No todas las Térmicas podrían empezara a operar antes de Camisea
 Se asume que Camisea podría cubrir el 60% de exceso de la oferta

Cuadro V.2.

Escenario Medio

CENTRALES HIDROELECTRICAS

	Current Instalacion				Posible futura instalación		
Empresa	Pot (Mw)	Load Factor	Producc Gwh	%	Pot (Mw)	Load Factor	Producc Gwh
ELECTROPERU	1046	80%	6 773,35	52,90	1046	80%	6 773,35
EDEGEL	833	80%	3 043,85	23,77	833	80%	3 043,85
EGENOR	529	80%	1 479,36	11,55	529	80%	1 479,36
ELECTROANDES	184	80%	1 097,52	8,57	184	80%	1 097,52
CAHUA	42	80%	230,82	1,80	42	80%	230,82
CNP	64	80%	179,18	1,40	64	80%	179,18
TOTAL	2698		12 804,09	100,00	2698		12 804,09

Cuadro V.3

CONSUMO DE GAS NATURAL PARA SU GENERACION

Year	Demand SIN Gwh	Hydro Offer Gwh	Thermal No Camisea Gwh	Thermal Camisea Gwh	Power 80% Load fact Mw	Demand Gas cc-34% MPCD	Demand Gas cc-52% MPCD	Demand Project MPCD
2003	23186	16278	2763	4145	622	113	74	113
2004	25265	16278	3595	5392	809	148	96	148
2005	26246	16278	3987	5981	898	164	107	148
2006	27218	16278	4376	6564	985	180	118	149
2007	28400	16278	4525	7597	1141	208	136	149
2008	29053	16278	4525	8250	1239	226	148	148
2009	29843	16278	4525	9040	1357	248	162	162
2010	30632	16278	4525	9829	1476	270	176	176
2011	32010	16278	4525	11207	1683	308	201	201
2012	33450	16278	4525	12647	1899	347	227	227
2013	34955	16278	4525	14152	2125	389	254	254
2014	36527	16278	4525	15724	2361	432	282	282
2015	38170	16278	4525	17367	2608	477	312	312
2016	39887	16278	4525	19084	2866	524	343	343
2017	41681	16278	4525	20878	3135	574	375	375
2018	43556	16278	4525	22753	3417	625	409	409
2019	45516	16278	4525	24713	3712	679	444	444
2020	47564	16278	4525	26761	4019	735	481	481
2021	49704	16278	4525	28901	4341	794	519	519
2022	51940	16278	4525	31137	4676	856	559	559

Cuadro V.4

CONSUMO DEL GAS NATURAL PARA LA INDUSTRIA

ESCENARIO MEDIO

Considerar solo 40 primeras compañías

Industries	1997	2002	2012	Tasa Crec.
Primeras 10	25,17	47,27	67,25	3,59%
Primeras 40	44,83	70,18	97,77	3,37%
Primeras 150	46,27	73,29	104,43	3,61%

Justs (90%) on projection for 2012 year
considering efficiency improvements

Year	LIMA DEMAND	CENTER DEMAND	GAS DEMAND	PENETRATION LINE
	MSCFD	MSCFD	MSCFD	MSCFD
2003	72,5	16,0	88,50	47,27
2004	74,9	16,6	91,50	63,27
2005	77,4	17,3	94,70	75,27
2006	80,0	18,0	98,00	83,27
2007	82,7	18,7	101,40	87,02
2008	85,5	19,4	104,90	90,93
2009	88,4	20,2	108,60	95,02
2010	91,4	21,0	112,40	93,30
2011	94,5	21,8	116,30	103,77
2012	97,7	22,7	120,40	108,44
2013	101,0	23,6	124,60	113,32
2014	104,4	24,5	128,90	118,42
2015	107,9	25,5	133,40	123,75
2016	111,5	26,5	138,00	129,32
2017	115,3	27,6	142,90	135,13
2018	119,2	28,7	147,90	141,22
2019	123,2	29,8	153,00	147,57
2020	127,4	31,0	158,40	154,21
2021	131,7	32,2	163,90	161,15
2022	136,1	33,5	169,60	168,40
	3,37%	4%		4,50%

Cuadro V.5

COMERCIAL/RESIDENCIAL

ESCENARIO MEDIO

In MSCFD

	1997	2003
LPG LIMA	25,17	47,27
Cons GN vs GLP	44,83	70,18
Customers	Participation	Factor Carga
Comercial	10%	50%
Residencial	90%	25%
Load Factor comb		27,50

50% of Market as limit

Year	LPG DEMAND EQ. MMSCFD	PENETRATION MMSCFD
2003	39,0	1,7
2004	40,6	3,4
2005	42,2	5,1
2006	43,9	8,5
2007	45,7	11,9
2008	47,5	15,3
2009	49,4	18,7
2010	51,4	22,1
2011	53,5	25,5
2012	55,6	27,8
2013	57,3	28,7
2014	59,0	29,5
2015	60,8	30,4
2016	62,6	31,3
2017	64,5	32,3
2018	66,4	33,2
2019	68,4	34,2
2020	70,5	35,3
2021	72,6	36,3
2022	74,8	37,4

50000 ANNUAL USERS, LIMIT 50% OF lpg

Cuadro V.6

POTENCIAL DEMAND FOR PIPELINE DIMENSIONING

MEDIUM SCENARIO

MARKET	LOAD FACTOR	
	5 FIRST YEARS	FOLLOW YEAR
GENERATION	70,00%	77,00%
INDUSTRY	80,00%	90,00%
COMERCIAL/RESID	27,50%	30,00%

YEAR	GENERATION MPCD	INDUSTRY MPCD	COM/DOM MPCD	TOTAL MPCD	MAX FLOW MPCD	LOAD FACTOR
2003	113,00	47,27	1,70	161,97	226,70	71%
2004	148,00	63,27	3,40	214,67	302,88	71%
2005	148,00	75,27	5,10	228,37	324,06	70%
2006	149,00	83,27	8,50	240,77	347,85	69%
2007	149,00	87,02	11,90	247,92	364,90	68%
2008	148,00	90,93	15,30	254,23	344,24	74%
2009	162,00	95,02	18,70	275,72	378,31	73%
2010	176,00	99,30	22,10	297,40	412,57	72%
2011	201,00	103,77	25,50	330,27	461,34	72%
2012	227,00	108,44	27,80	363,24	507,96	72%
2013	254,00	113,32	28,70	396,02	551,45	72%
2014	282,00	118,42	29,50	429,92	596,14	72%
2015	312,00	123,75	30,40	466,15	644,02	72%
2016	343,00	129,32	31,30	503,62	693,47	73%
2017	375,00	135,13	32,30	542,43	744,83	73%
2018	409,00	141,22	33,20	583,42	798,74	73%
2019	444,00	147,57	34,20	625,77	854,59	73%
2020	481,00	154,21	35,30	670,51	913,69	73%
2021	519,00	161,15	36,30	716,45	974,08	74%
2022	559,00	168,40	37,40	764,80	1037,75	74%

Cuadro V.7

**ESTIMATES OF INVESTMENT FOR FIELD AND FRACTIONATION
PRODUCTION OF 70 MB/D OF LIQUIDS, MARKET OF GAS IN LIMA: 140-460 MMPCD**

YEARS	FIELD INVESTMENT (MMUS\$)					COASTAL INVESTM	PRODUCER INVESTM	LIQUID PRODUCTION	LIQUID PRODUCTION
	WORK AREAS PREPARATION	GRID OF COLLECTION	DRILLING	PROCESSING PLANT	TOTAL	PLANT OF FRACTIONATION STORAGE	TOTAL	LTS PLANT 45% BLS/DAY	LTS PLANT 45% BLS/YEAR
2000	15,73				15,73		15,73		
2001	15,73	4,30	11,90	35,00	66,93		66,93		
2002	15,00	4,30	11,90	35,00	66,20		66,20		
2003					0,00		0,00	5102	1862250
2004					5,95		5,95	6762	2468168
2005					5,95		5,95	7194	2625684
2006					5,95		5,95	7584	2768253
2007					0,00		0,00	7809	2850427
2008					0,00		0,00	8008	2923043
2009					0,00		0,00	8685	3170147
2010					0,00		0,00	9368	3419368
2011					0,00		0,00	10403	3797274
2012					0,00		0,00	11442	4176343
2013					0,00		0,00	12475	4553228
2014					0,00		0,00	13542	4942986
2015					0,00		0,00	14684	5359527
2016					0,00		0,00	14684	5359527
2017					0,00		0,00	14684	5359527
2018					0,00		0,00	14684	5359527
2019					0,00		0,00	14684	5359527
2020					0,00		0,00	14684	5359527
2021					0,00		0,00	14684	5359527
2022					0,00		0,00	14684	5359527
Pre oper	46,46	8,60	23,80	70,00	148,86	0,00	148,86	0,00	0,00
Cumulat	46,46	8,60	41,65	70,00	166,71	0,00	166,71		82433386

Cuadro V.8

GAS TARIFF TRANSPORTATION

TARIFF	US\$/MBTU	1
MINIMUM TAX	%	0,2
PROFIT TAX	%	30
DEPRECIATION	YEARS	20
OPERATING COSTS	%	3 on investment
INVESTMENT	MUS\$	453,17 three first years

IRR	12,10%
NET PRESENT VALUE	
RATE	MUS\$
0%	1240,42
6%	325,90
8%	181,22
10%	77,78
12%	3,28
14%	(50,67)

its assumed: 1 MBTU=1KPC

The investment for compressor station is splitted in modules

Without financial lever

YEAR	DEMAND		INVESTM MUS\$	DEPRECIAT MUS\$	OP COST MUS\$	INCOMES MUS\$	GROSS PROFIT MUS\$	ASSETS MUS\$	MINIMUM TAX MUS\$	PROFIT TAX	NET PROFIT	CASH FLOW MUS\$
	MPCD	MPC										
2000			90,63									-90,63
2001			203,93									-203,93
2002			158,61									-158,61
2003	161,97	59119,05		22,66	13,60	59,12	22,86	430,51	0,86	6,86	16,00	38,66
2004	214,67	78354,55		22,66	13,60	78,35	42,09	407,85	0,82	12,63	29,46	52,12
2005	228,37	83355,05		22,66	13,60	83,36	47,10	385,19	0,77	14,13	32,97	55,63
2006	240,77	87881,05		22,66	13,60	87,88	51,62	362,53	0,73	15,49	36,13	58,79
2007	247,92	90489,76		22,66	13,60	90,49	54,23	339,87	0,68	16,27	37,96	60,62
2008	254,23	92795,02		22,66	13,60	92,80	56,54	317,21	0,63	16,96	39,58	62,24
2009	275,72	100639,59	77,76	22,66	13,60	100,64	64,38	294,55	0,59	19,31	45,07	-10,03
2010	297,40	108551,37		26,55	15,93	108,55	66,07	345,76	0,69	19,82	46,25	72,80
2011	330,27	120548,39		26,55	15,93	120,55	78,07	319,21	0,64	23,42	54,65	81,20
2012	363,24	132582,31		26,55	15,93	132,58	90,10	292,66	0,59	27,03	63,07	89,62
2013	396,02	144546,92		26,55	15,93	144,55	102,07	266,11	0,53	30,62	71,45	98,00
2014	429,92	156920,19		26,55	15,93	156,92	114,44	239,56	0,48	34,33	80,11	106,66
2015	466,15	170143,71		26,55	15,93	170,14	127,66	213,01	0,43	38,30	89,36	115,91
2016	466,15	170143,71		26,55	15,93	170,14	127,66	186,46	0,37	38,30	89,36	115,91
2017	466,15	170143,71		26,55	15,93	170,14	127,66	159,91	0,32	38,30	89,36	115,91
2018	466,15	170143,71		26,55	15,93	170,14	127,66	133,36	0,27	38,30	89,36	115,91
2019	466,15	170143,71		26,55	15,93	170,14	127,66	106,81	0,21	38,30	89,36	115,91
2020	466,15	170143,71		26,55	15,93	170,14	127,66	80,26	0,16	38,30	89,36	115,91
2021	466,15	170143,71		26,55	15,93	170,14	127,66	53,71	0,11	38,30	89,36	115,91
2022	466,15	170143,71		26,55	15,93	170,14	127,66	27,16	0,05	38,30	89,36	115,91
TOTAL		2616932,93	530,93	503,77	302,29	2616,91	1810,85	4961,65	9,93	543,27	1267,58	1240,42

Cuadro V.9

ALTERNATE GAS TARIFF TRANSPORTATION

TARIFF	US\$/MBTU	0,89
MINIMUM TAX	%	0,2
PROFIT TAX	%	30
DEPRECIATION	YEARS	20
OPERATING COSTS %		3 on investment
INVESTMENT	MUS\$	453,17 three first years
VOLUMEN INICIAL	MPCD	250
TASA DE CRECIMIENTO ANUAL		4%

its assumed: 1 MBTU=1KPC

The investment for compressor station is splitted in modules

IRR	12,10%
NET PRESENT VALUE	
RATE	MUS\$
0%	1240,42
6%	325,90
8%	181,22
10%	77,78
12%	3,28
14%	(50,67)

Without financial lever

YEAR	DEMAND		INVESTM MUS\$	DEPRECIAT MUS\$	OP COST MUS\$	INCOMES MUS\$	GROSS PROFIT MUS\$	ASSETS MUS\$	MINIMUM TAX MUS\$	PROFIT TAX MUS\$	NET PROFIT MUS\$	CASH FLOW MUS\$
	MPCD	MPC										
2000			90,63									-90,63
2001			203,93									-203,93
2002			158,61									-158,61
2003	250,00	91250,00		22,66	13,60	81,21	44,95	430,51	0,86	13,49	31,46	54,12
2004	260,00	94900,00		22,66	13,60	84,46	48,20	407,85	0,82	14,46	33,74	56,40
2005	270,40	98696,00		22,66	13,60	87,84	51,58	385,19	0,77	15,47	36,11	58,77
2006	281,22	102643,84		22,66	13,60	91,35	55,09	362,53	0,73	16,53	38,56	61,22
2007	292,46	106749,59		22,66	13,60	95,01	58,75	339,87	0,68	17,63	41,12	63,78
2008	304,16	111019,58		22,66	13,60	98,81	62,55	317,21	0,63	18,77	43,78	66,44
2009	316,33	115460,36	77,76	22,66	13,60	102,76	66,50	294,55	0,59	19,95	46,55	-8,55
2010	328,98	120078,77		26,55	15,93	106,87	64,39	345,76	0,69	19,32	45,07	71,62
2011	342,14	124881,93		26,55	15,93	111,14	68,66	319,21	0,64	20,60	48,06	74,61
2012	355,83	129877,20		26,55	15,93	115,59	73,11	292,66	0,59	21,93	51,18	77,73
2013	396,02	144546,92		26,55	15,93	128,65	86,17	266,11	0,53	25,85	60,32	86,87
2014	429,92	156920,19		26,55	15,93	139,66	97,18	239,56	0,48	29,15	68,03	94,58
2015	466,15	170143,71		26,55	15,93	151,43	108,95	213,01	0,43	32,69	76,26	102,81
2016	466,15	170143,71		26,55	15,93	151,43	108,95	186,46	0,37	32,69	76,26	102,81
2017	466,15	170143,71		26,55	15,93	151,43	108,95	159,91	0,32	32,69	76,26	102,81
2018	466,15	170143,71		26,55	15,93	151,43	108,95	133,36	0,27	32,69	76,26	102,81
2019	466,15	170143,71		26,55	15,93	151,43	108,95	106,81	0,21	32,69	76,26	102,81
2020	466,15	170143,71		26,55	15,93	151,43	108,95	80,26	0,16	32,69	76,26	102,81
2021	466,15	170143,71		26,55	15,93	151,43	108,95	53,71	0,11	32,69	76,26	102,81
2022	466,15	170143,71		26,55	15,93	151,43	108,95	27,16	0,05	32,69	76,26	102,81
TOTAL		2758174,06	530,93	503,77	302,29	2454,79	1648,73	4961,65	9,93	494,67	1154,06	1126,90

Cuadro V.10

PRELIMINARY ECONOMICS-FIELD AND FRACTIONATION

GAS SALES PRICE	US\$/MBTU	1,70
LIQUID SALES PRICE	US\$/BBL	-
MINIMUM TAX	%	0,20
PROFIT TAX	%	30
DEPRECIATION	YEARS	20
OPERATING COSTS	%	3
INVESTMENT	MUS\$	148,86

on Investment
three first years

its assumed: 1 MBTU=1KPC 4%

The investment for processing plant is splitted in modules

The liquid volumes are from Feasibility study of Shell

TRANSPORT TARIFF		
GAS	\$/MBTU	0,890
LIQUIDOS	\$/BBL	2,100

IRR	22,07%
NET PRESENT VALUE	
RATE	MUS\$
0%	970,94
6%	352,19
10%	178,05
12%	124,06
14%	83,93
20%	13,69

Without financial lever

YEAR	GAS SALES		INVESTM MUS\$	DEPRECIAT MUS\$	OP COST MUS\$	TRANSP MUS\$	ROYAL TIES MUS\$	INCOMES MUS\$	GROSS PROF MUS\$	ASSETS MUS\$	MIN TAX MUS\$	TAX PROFIT MUS\$	NET PROFIT MUS\$	NET FLOW MUS\$
	MPCD	MPC												
2000			15,73											-15,73
2001			66,93											-66,93
2002			66,20											-66,20
2003	161,97	59119,05	0,00	7,44	4,47	52,62	10,53	100,50	25,44	141,42	0,28	7,63	17,81	25,25
2004	214,67	78354,55	5,95	7,44	4,47	69,74	13,96	133,20	37,59	133,98	0,27	11,28	26,31	27,80
2005	228,37	83355,05	5,95	7,44	4,64	74,19	14,85	141,70	40,28	132,19	0,26	12,08	28,20	29,99
2006	240,77	87881,05	5,95	8,04	4,82	78,21	15,66	149,40	42,66	130,10	0,26	12,80	29,86	31,95
2007	247,92	90489,76	0,00	8,34	5,00	80,54	16,12	153,83	43,83	127,71	0,26	13,15	30,68	39,02
2008	254,23	92795,02	0,00	8,34	5,00	82,59	16,54	157,75	45,29	119,37	0,24	13,59	31,70	40,04
2009	275,72	100639,59	0,00	8,34	5,00	89,57	17,93	171,09	50,25	111,03	0,22	15,07	35,18	43,52
2010	297,40	108551,37	0,00	8,34	5,00	96,61	19,34	184,54	55,24	102,69	0,21	16,57	38,67	47,01
2011	330,27	120548,39	0,00	8,34	5,00	107,29	21,48	204,93	62,82	94,35	0,19	18,85	43,97	52,31
2012	363,24	132582,31	0,00	8,34	5,00	118,00	23,63	225,39	70,43	86,01	0,17	21,13	49,30	57,64
2013	396,02	144546,92	0,00	8,34	5,00	128,65	25,76	245,73	77,98	77,67	0,16	23,40	54,58	62,92
2014	429,92	156920,19	0,00	8,34	5,00	139,66	27,96	266,76	85,80	69,33	0,14	25,74	60,06	68,40
2015	466,15	170143,71	0,00	8,34	5,00	151,43	30,32	289,24	94,15	60,99	0,12	28,25	65,90	74,24
2016	466,15	170143,71	0,00	8,34	5,00	151,43	30,32	289,24	94,15	52,65	0,11	28,25	65,90	74,24
2017	466,15	170143,71	0,00	8,34	5,00	151,43	30,32	289,24	94,15	44,31	0,09	28,25	65,90	74,24
2018	466,15	170143,71	0,00	8,34	5,00	151,43	30,32	289,24	94,15	35,97	0,07	28,25	65,90	74,24
2019	466,15	170143,71	0,00	8,34	5,00	151,43	30,32	289,24	94,15	27,63	0,06	28,25	65,90	74,24
2020	466,15	170143,71	0,00	8,34	5,00	151,43	30,32	289,24	94,15	19,29	0,04	28,25	65,90	74,24
2021	466,15	170143,71	0,00	8,34	5,00	151,43	30,32	289,24	94,15	10,95	0,02	28,25	65,90	74,24
2022	466,15	170143,71	0,00	8,34	5,00	151,43	30,32	289,24	94,15	2,61	0,01	28,25	65,90	74,24
TOTAL		2616932,93	166,71	164,10	98,40	2329,07	466,33	4448,74	1390,84	1580,25	3,18	417,29	973,55	970,94

Cuadro V.11

Tasas para el Campo

	Escenario	TIR %
Variación en volúmenes de producción	+10%	16.8
	-10%	13.6
Regalías	13.0 %	15.5
	15.0%	15.2
	17.0%	14.9
Gastos de Capital	+20%	13.5
	+10%	14.3
	-10%	16.3
	-20%	17.5
Gastos operativos	+20%	11.9
	+10%	13.6
	-10%	16.7
	-20%	18.1
Precio de condensados	SUS\$ 15.00/bb	15.2
(Suponiendo un precio constante	SUS\$ 17.50/bb	15.9
Para el GLP de US\$17.5 por barril.	SUS\$ 20.00/bb	16.6
Precio del gas en la city gate	SUS\$ /mmbtu	1.62

Cuadro V.12

Tasas para el Transporte

Líquidos	Escenario	TIR	Peaje para US\$/mmbtu	Peaje para el gas % US\$/bb
Volúmenes garantizados	400 mmpcd	11.8	0.67	5.45
	450 mmpcd	12.2	0.62	5.45
	500 mmpcd	12.6	0.58	5.45
Variación en volúmenes transportados	+10.0%	12.7	0.61	4.96
	-10.0%	11.6	0.63	6.06
	+20.0%	10.6	0.73	6.32
Gastos de Capital	+10.0%	11.3	0.67	5.89
	-10.0%	13.1	0.57	5.02
	-20.0%	14.3	0.52	4.58
	+20.0%	11.7	0.65	5.67
Gastos Operativos	+10.0%	11.9	0.64	5.56
	-10.0%	12.4	0.61	5.34
	-20.0%	12.6	0.60	3.23

Fuente: flemings

Elaborado SE

Cuadro V.13

VENTAS CON EL VOLUMEN DE:	VENTAS	INVERSION
CASO	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	
Base	15,90%	15,90%
Base Menos 5%	14,91%	14,82%
Base Menos 20%	13,90%	13,82%
Base Menos 10%	12,86%	12,89%
Base Menos 20%	11,80%	12,02%

Figura N° I.1



Figura N° I.2



Figura N° 1.3



Vista del emplazamiento del pozo Cashirari 2

Figura N° 1.4



Vista del emplazamiento del pozo Cashiriari 3

Figura N° 1.5



Figura N° 1.6



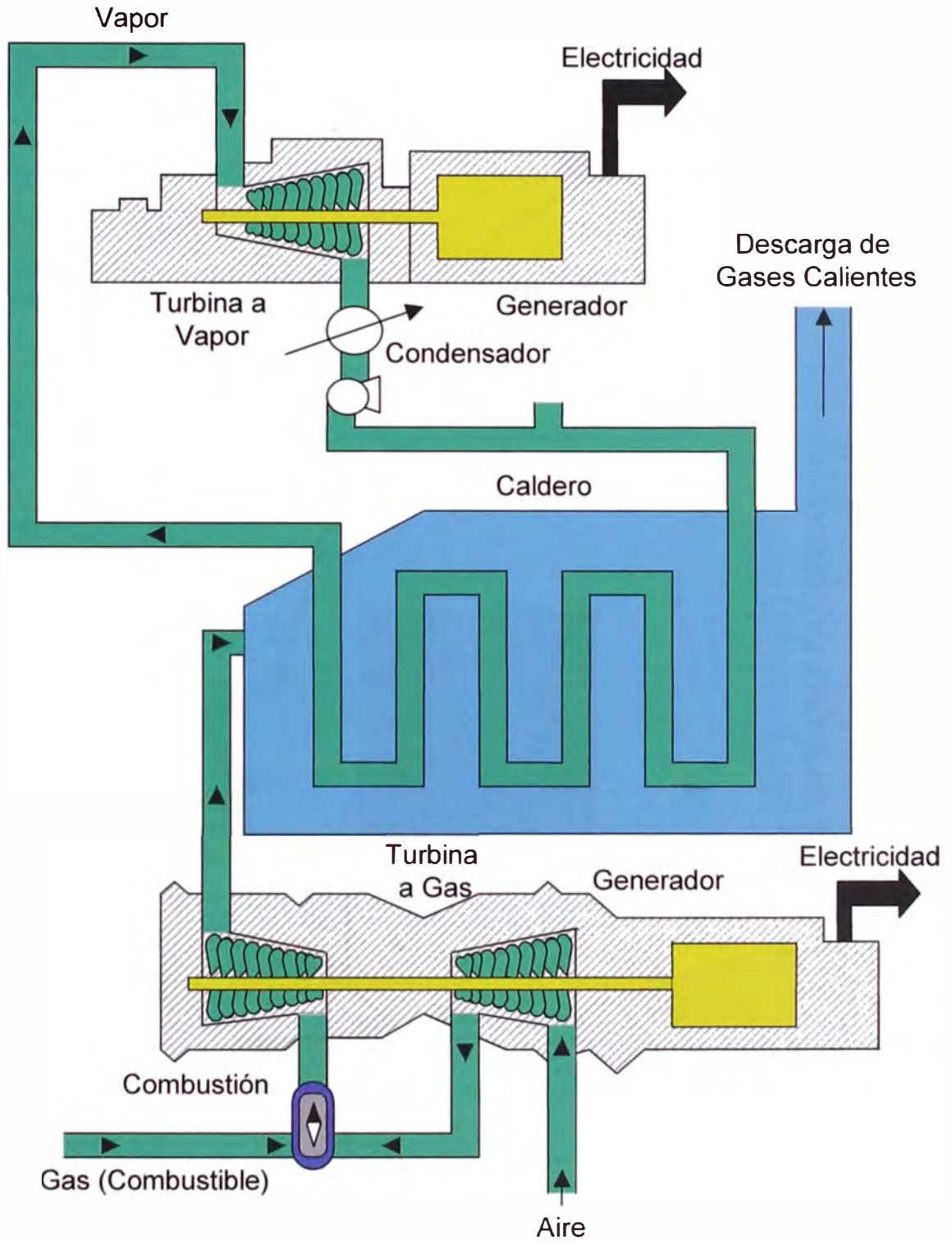
Nuevo mundo's airstrip

Figura N° III.2.



Gráfico N° II.1

DIAGRAMA DE CICLO COMBINADO PARA LA GENERACION ELECTRICA



SISTEMA DE DISTRIBUCION SEGÚN EL TIPO DE USUARIO EN LIMA METROPOLITANA

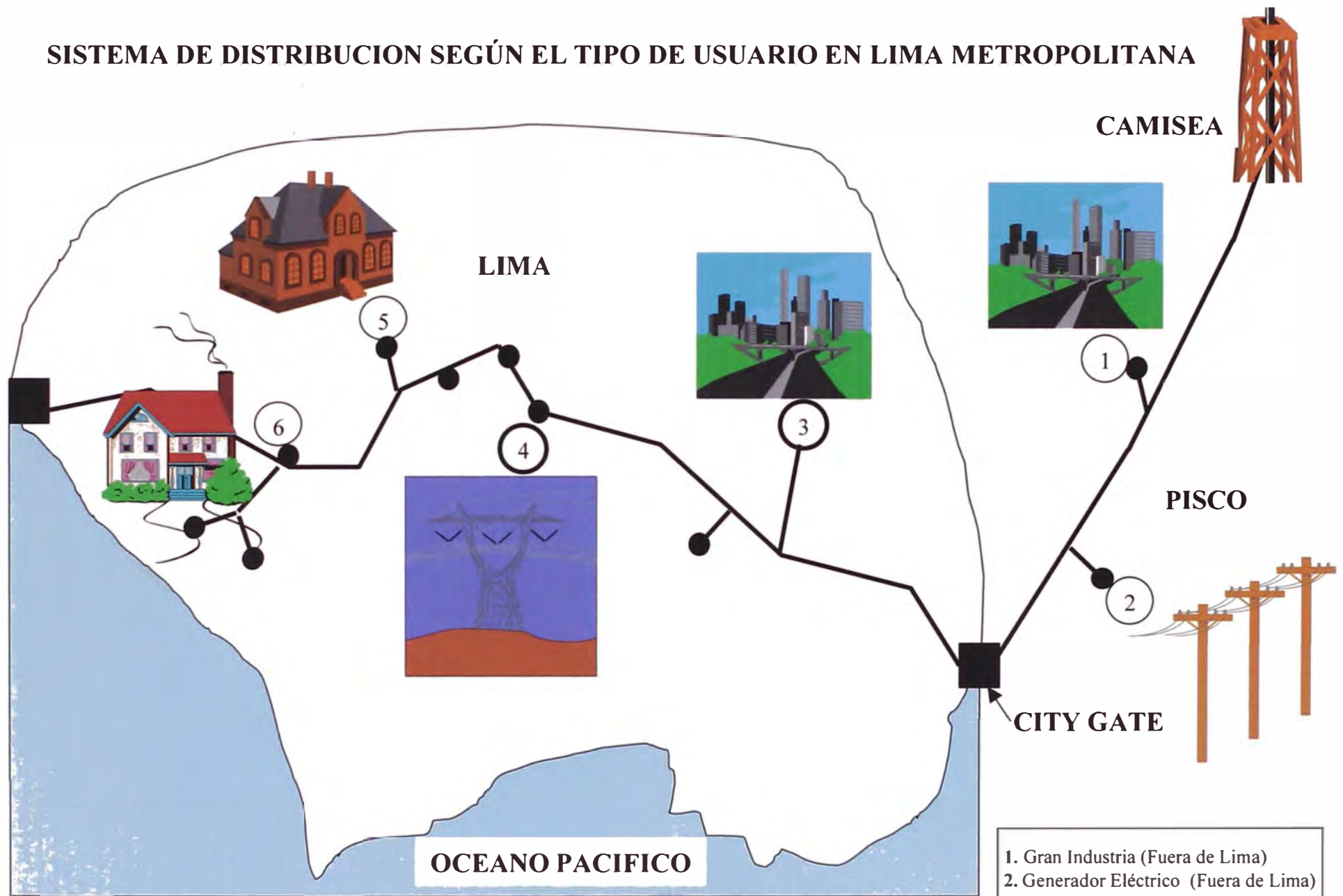


Figura V.1

Gráfico N° III.1

Q Gas

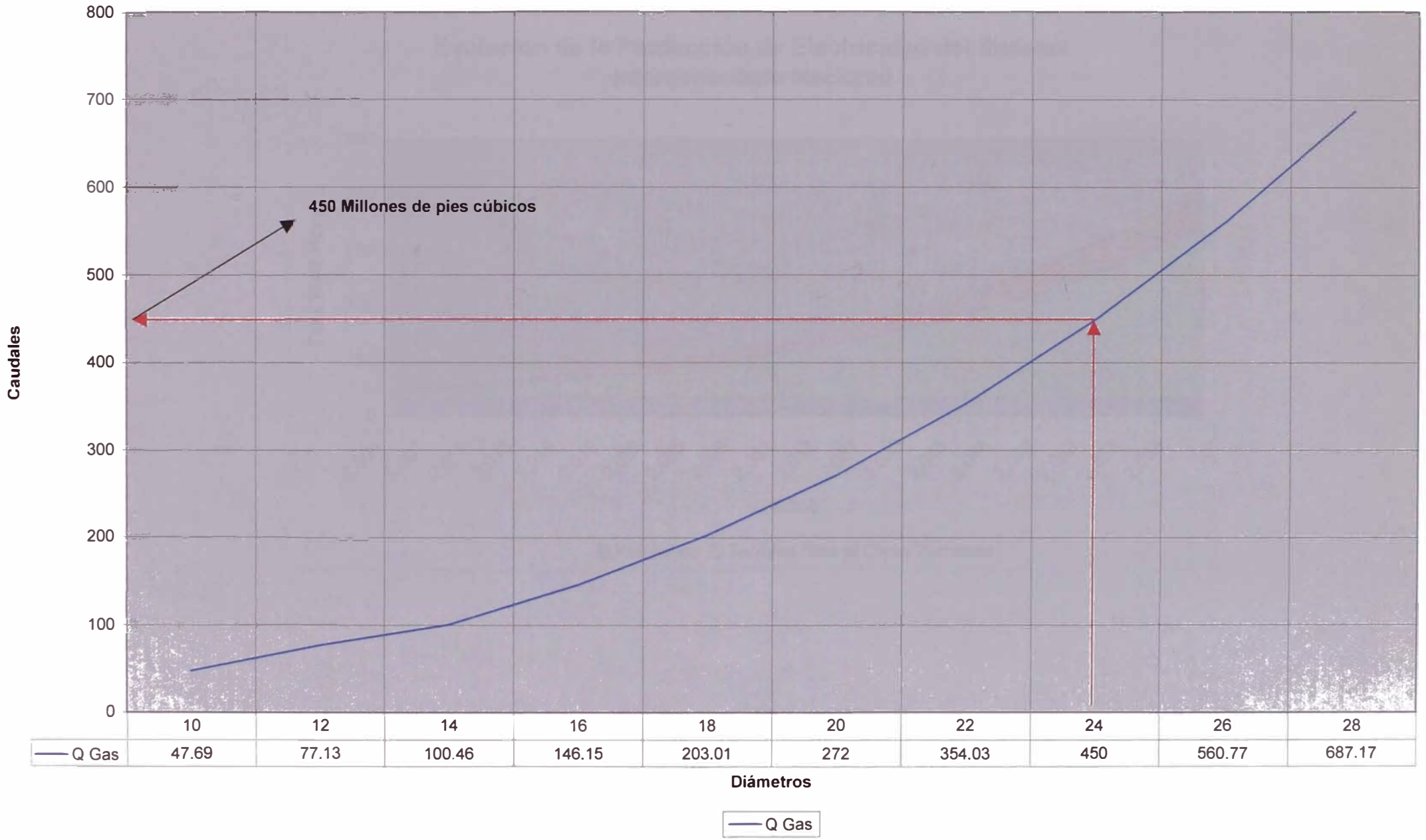


Gráfico N° IV.1

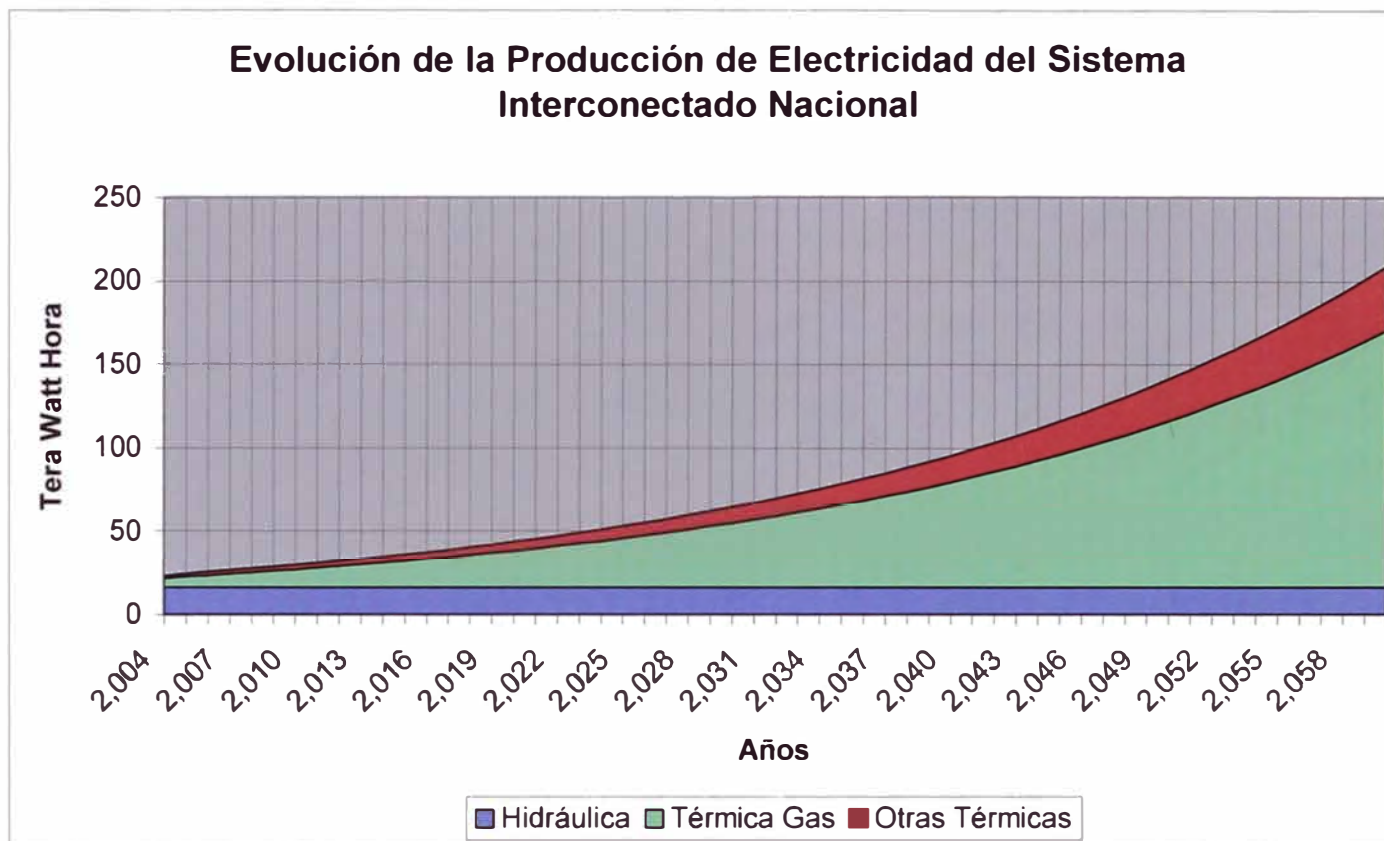


Gráfico N° IV.2

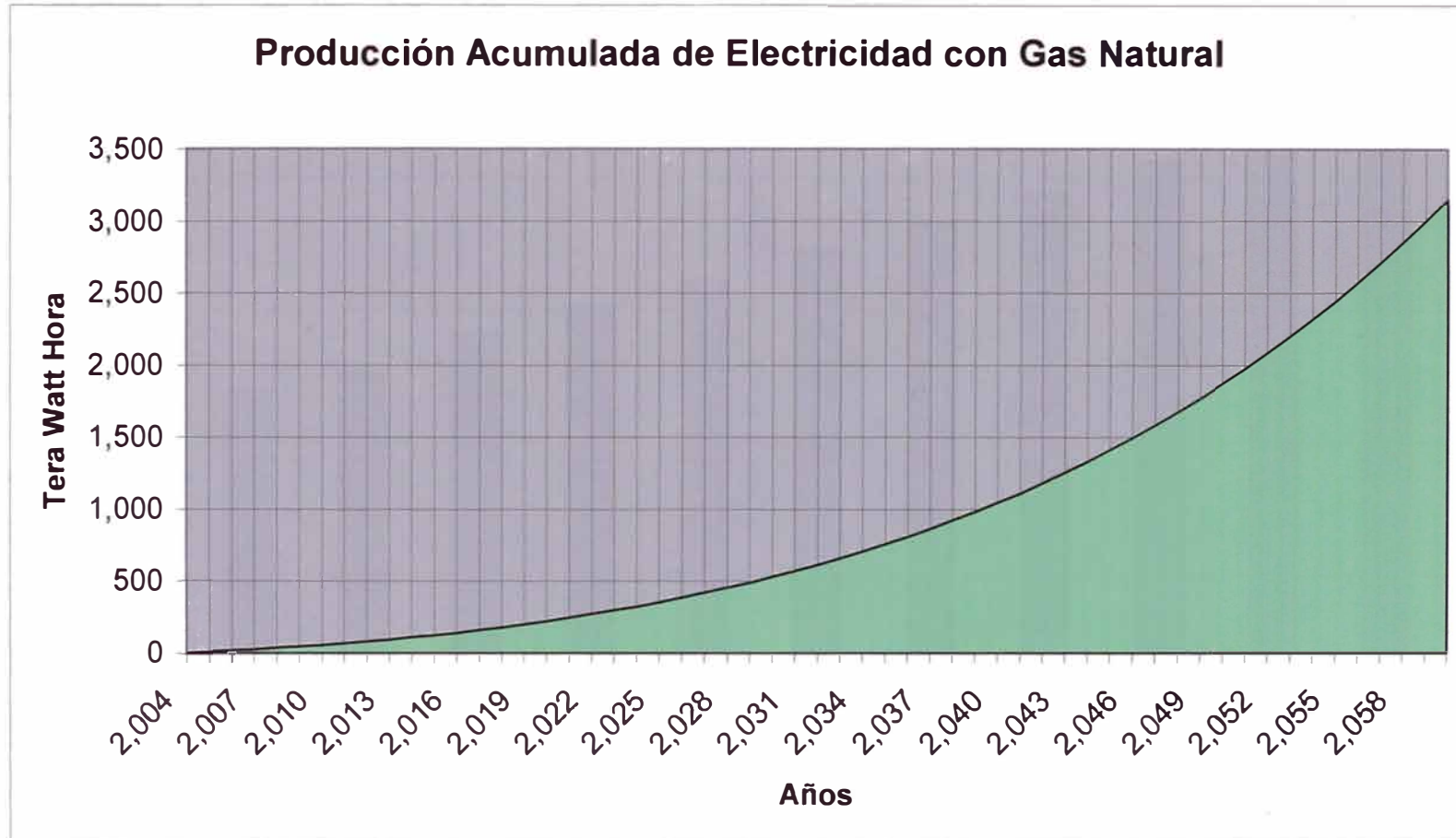


Grafico IV.3

DEMANDA DE ELECTRICIDAD

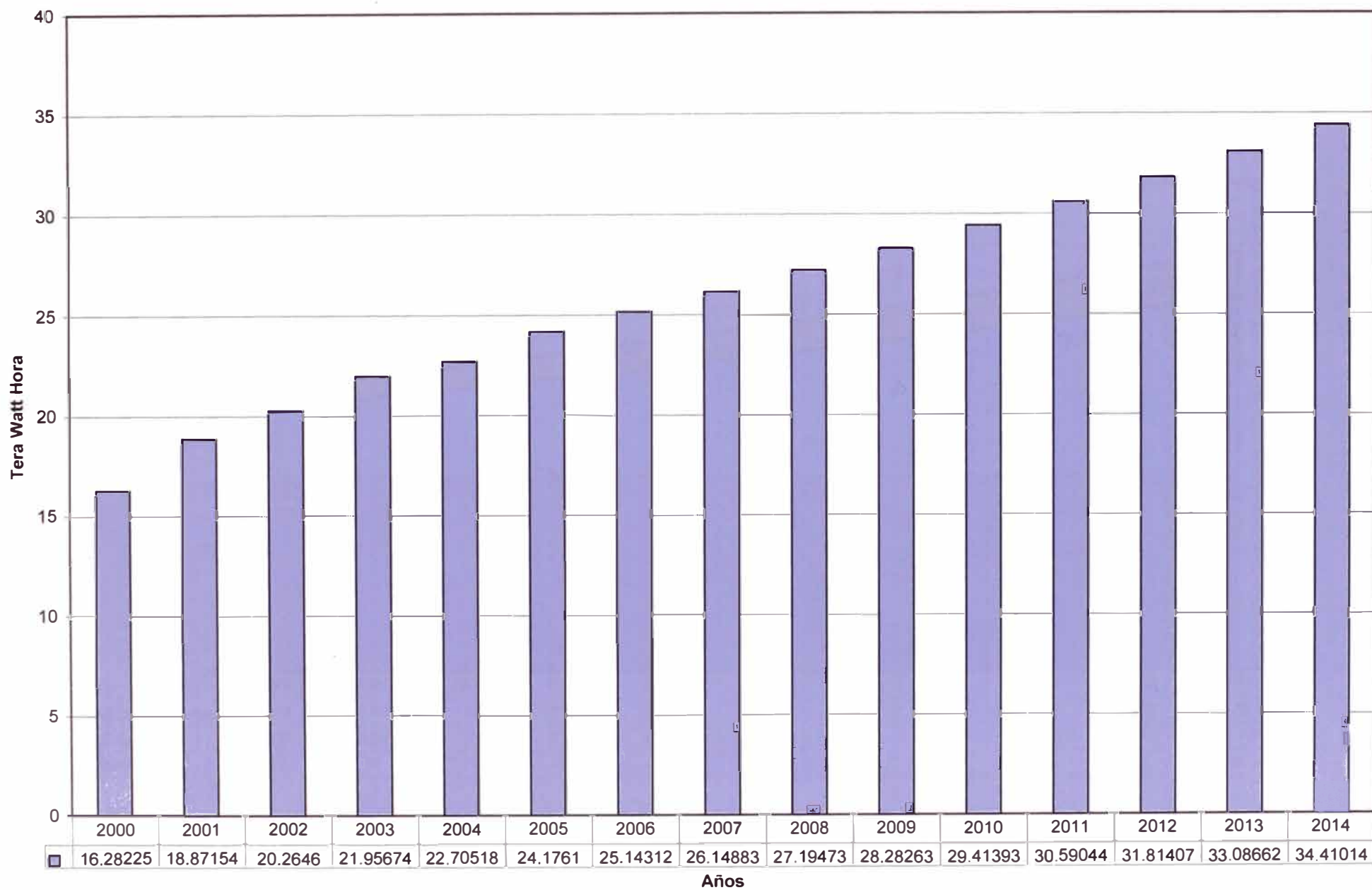
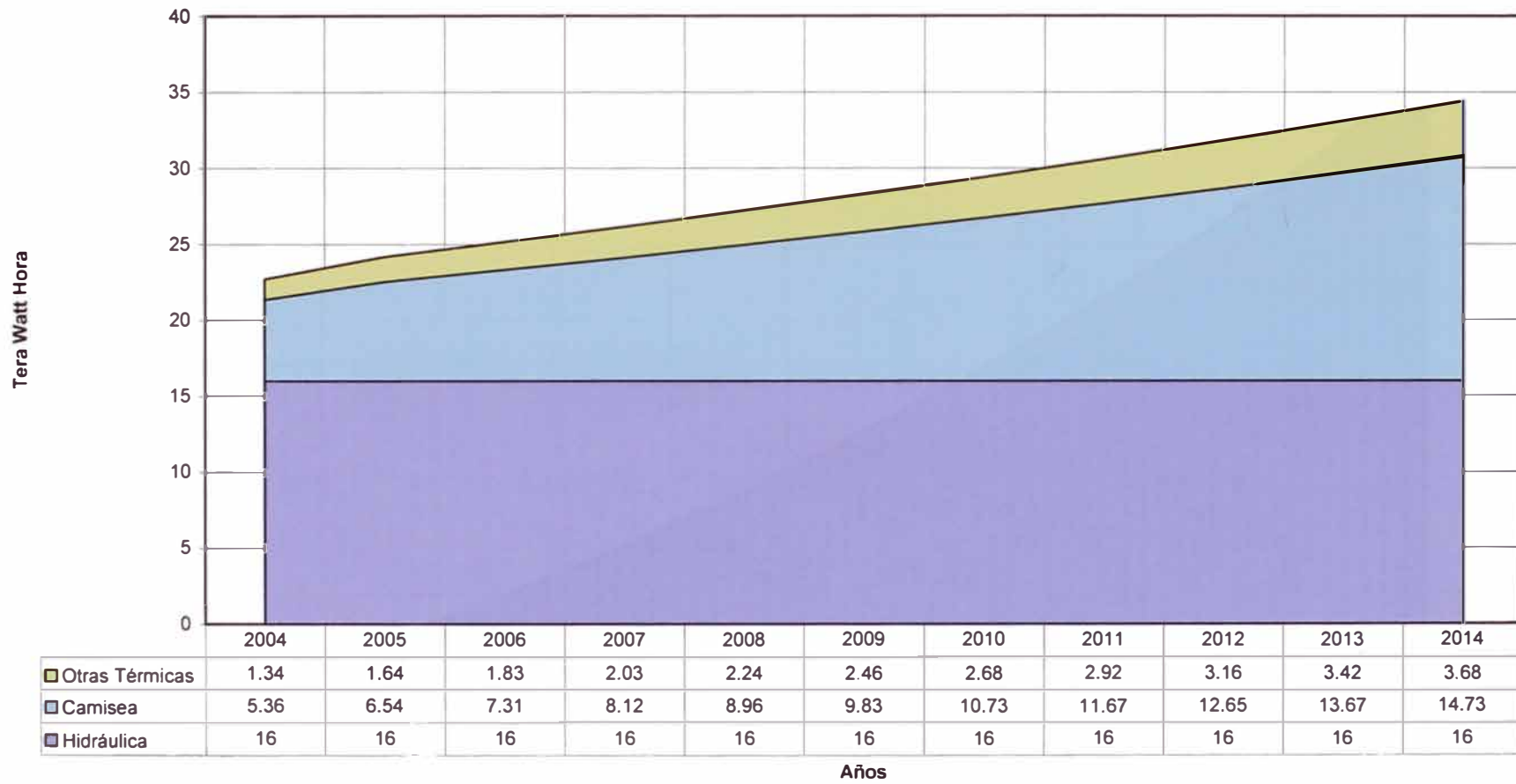


Gráfico IV.4

EVOLUCION DE LA PRODUCCION DE ELECTRICIDAD DEL SIN PARA EL PERIODO INCLUIDO CAMISEA 2004 - 2014



□ Hidráulica □ Camisea □ Otras Térmicas

Gráfico N° IV.5

REQUERIMIENTO DEL GAS DE CAMISEA PARA EL PERIODO 2004 - 2014

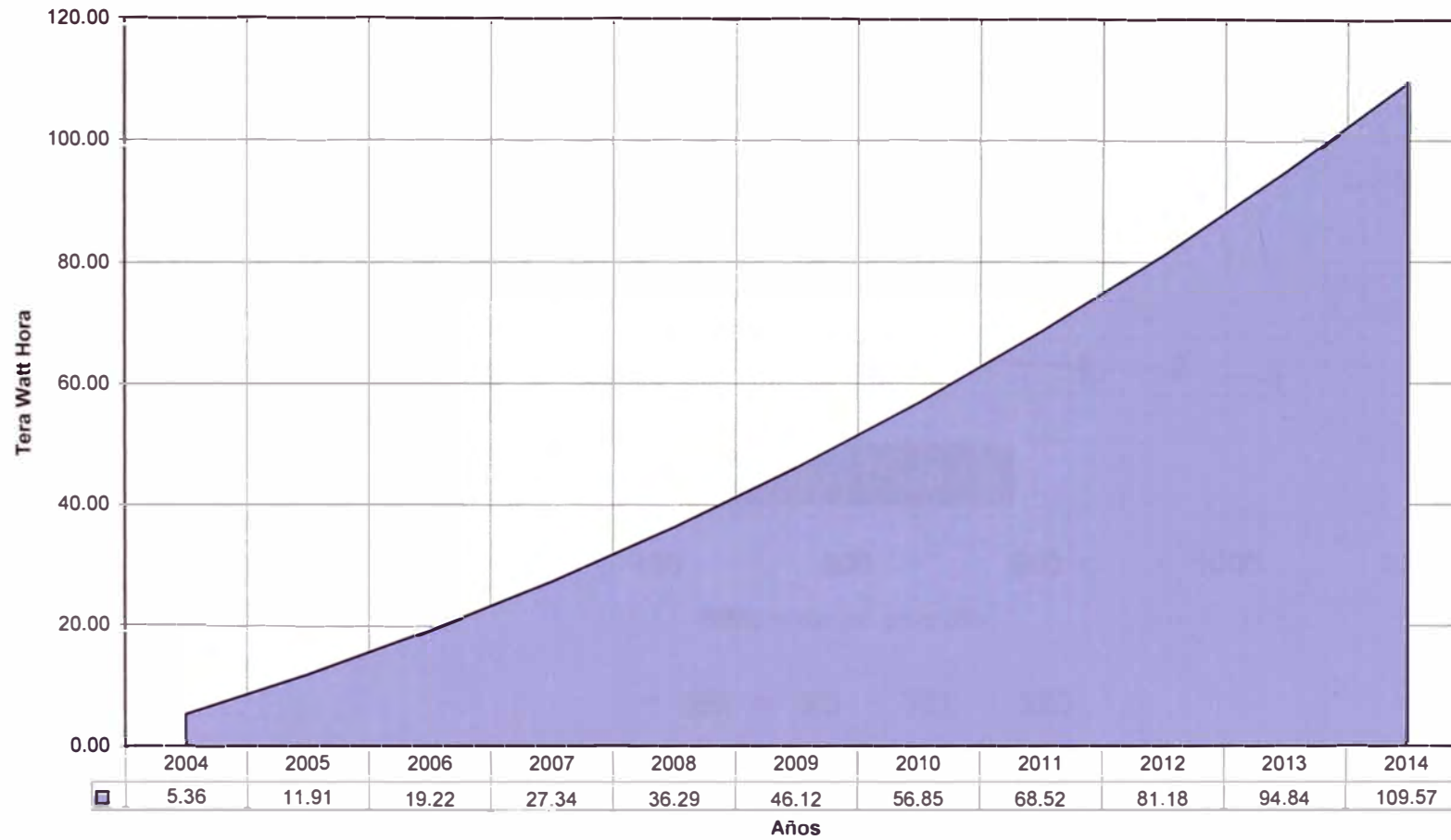


Gráfico N° IV.6

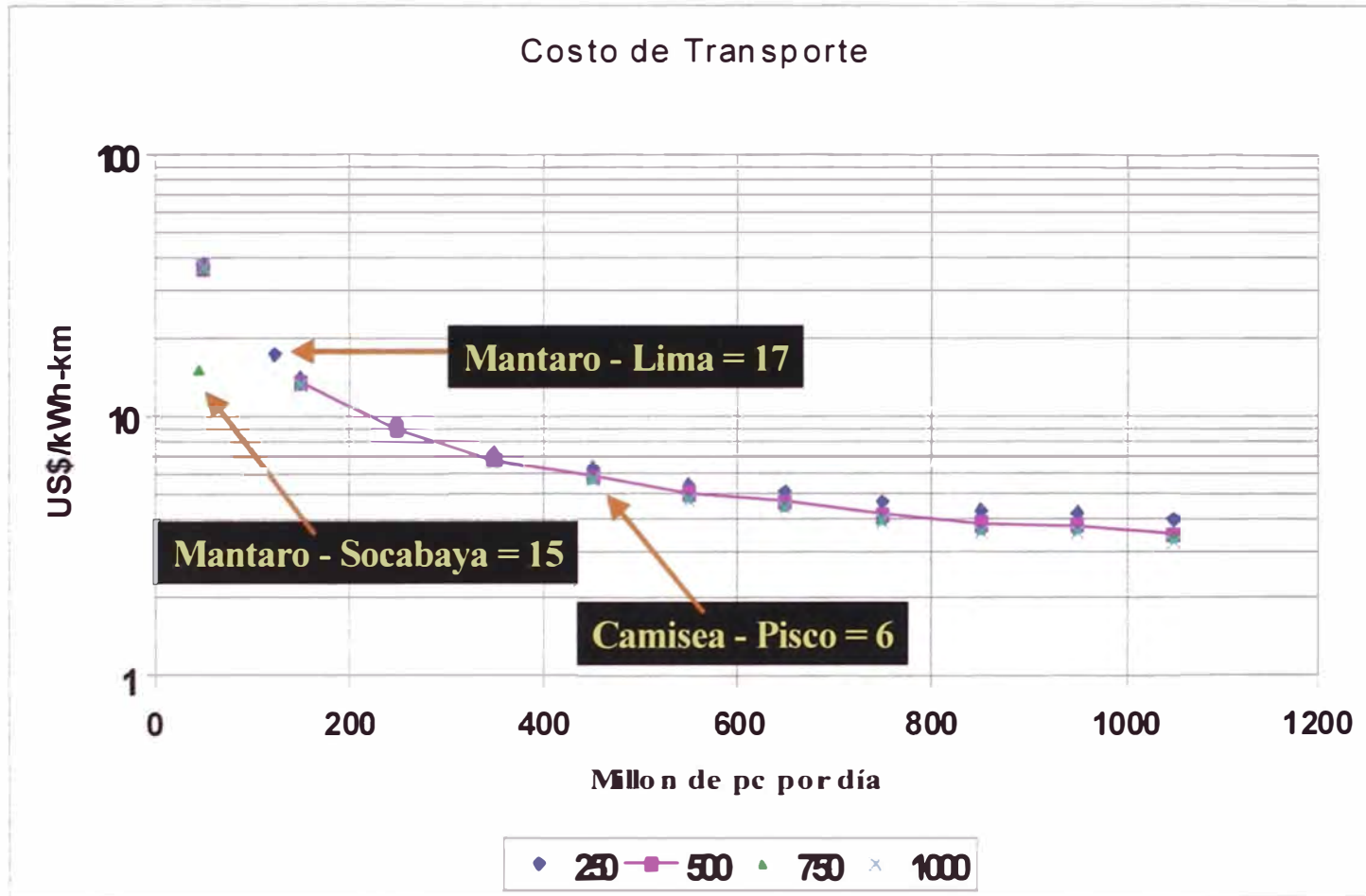


Gráfico IV.7

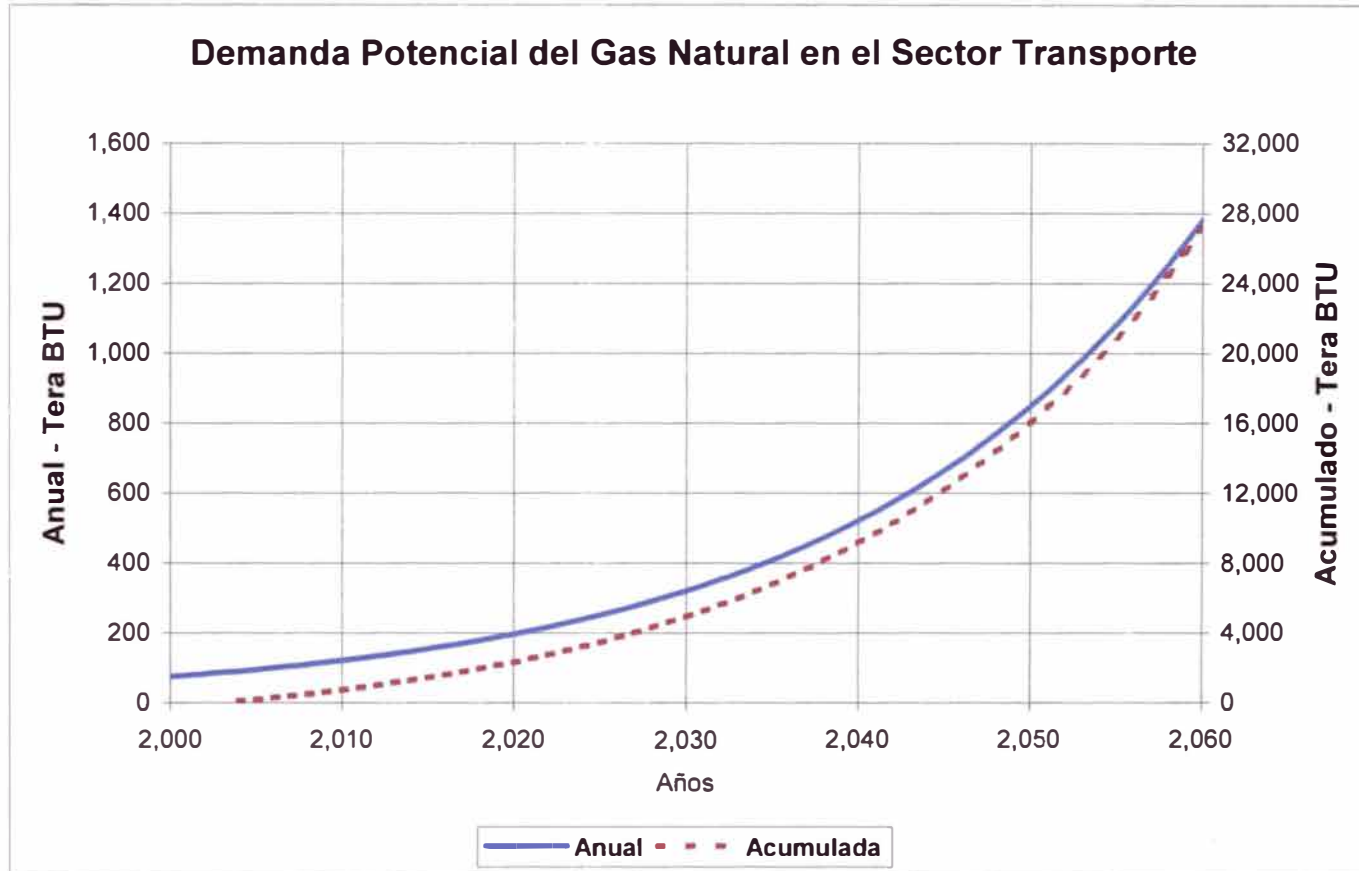


Gráfico N° IV.8

