



PROYECTO CAMISEA: IMPACTO SOBRE EL MERCADO DEL GAS NATURAL Y ESTIMACIÓN DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS

**Documento elaborado para el Banco
Interamericano de Desarrollo**



Mayo 2007

ÍNDICE

PRESENTACIÓN	2
I. EL ESTUDIO.....	2
II. APOYO CONSULTORÍA.....	2
RESUMEN EJECUTIVO	4
INTRODUCCIÓN.....	9
PRIMERA PARTE: ANÁLISIS DEL MERCADO DE GAS NATURAL	10
I. EL PROYECTO CAMISEA.....	10
I.1. Ubicación del yacimiento Camisea.....	11
I.2. Componentes del Proyecto Camisea.....	12
I.3. Empresas a cargo del proyecto Camisea.....	13
I.4. Algunos indicadores del desarrollo del proyecto Camisea.....	14
I.5. Otros proyectos derivados de la extracción de gas de Camisea.....	15
II. EL PROYECTO CAMISEA Y SU IMPORTANCIA EN EL MERCADO DE GAS NATURAL PERUANO	19
II.1. Reservas de gas natural.....	19
II.2. Exploración y extracción (o explotación)	20
II.3. Transporte.....	22
II.4. Procesamiento de gas natural.....	22
II.5. Distribución de gas natural	23
II.6. Generación eléctrica empleando gas natural	25
II.7. Producción de derivados de líquidos de gas natural.....	25
III. EL DESARROLLO DEL MERCADO DE GAS DE CAMISEA.....	27
III.1. Composición del consumo del gas de Camisea.....	28
III.2. Segmento residencial	30
III.3. Segmento comercial.....	35
III.4. Segmento industrial	37
III.5. Gas natural vehicular.....	42
III.6. Segmento de generación eléctrica	45
III.7. Conclusión	48
SEGUNDA PARTE: ESTIMACIÓN DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS DE LA EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL DE CAMISEA.....	50
I. BENEFICIOS EN EL SECTOR DE ENERGÍA.....	50
I.1. Impacto en los consumidores directos de gas natural	50
I.2. Impacto en los consumidores de energía eléctrica	54
II. IMPACTO MACROECONÓMICO	61
II.1. Estimación del impacto sobre la actividad económica	62
II.2. Generación directa de empleo.....	64
II.3. Estimación del impacto sobre las cuentas fiscales.....	65
II.4. Estimación del impacto sobre la balanza comercial de hidrocarburos.....	69
II.5. El proyecto de exportación de gas natural	70
III. IMPACTO TOTAL DEL PROYECTO CAMISEA	75
ANEXO I: ABREVIATURAS Y CONVERSIONES	77
ANEXO II: METODOLOGÍA EMPLEADA PARA LAS ESTIMACIONES.....	79

PRESENTACIÓN

I. EL ESTUDIO

El Banco Interamericano de Desarrollo contrató los servicios de APOYO Consultoría para la elaboración de un estudio acerca del mercado de gas natural en el Perú y la estimación de los beneficios económicos generados por la explotación del yacimiento Camisea.

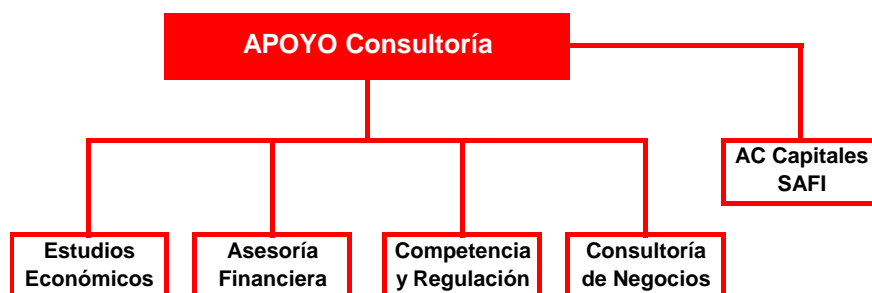
El presente informe refleja la mejor opinión de APOYO Consultoría respecto del tema en cuestión, con la información disponible a la fecha. En concordancia con el código de ética de Grupo APOYO, es una opinión independiente y no está condicionada por el cliente contratante del trabajo. APOYO Consultoría ha desarrollado el presente informe considerando que la información proporcionada por las entidades públicas y empresas consultadas es veraz y completa, y que éstas actúan de acuerdo con el principio de buena fe.

II. APOYO CONSULTORÍA

El Grupo APOYO es una empresa líder en servicios de asesoría económica y empresarial, desde su fundación en 1977. Actualmente comprende siete empresas, cuenta con alrededor de 300 empleados y sus ingresos anuales en el 2006 ascendieron a US\$16 millones aproximadamente. El Grupo APOYO se encuentra basado en el Perú y cuenta con oficinas en Ecuador y Bolivia.

APOYO Consultoría, parte del Grupo APOYO, opera de manera independiente desde el año 1994. Es una empresa líder en servicios de asesoría económica, financiera, regulatoria y empresarial en el Perú. APOYO Consultoría funciona con plena autonomía operativa en los distintos servicios que presta, en el marco de una visión y cultura empresarial común al Grupo. El equipo de APOYO Consultoría está conformado por aproximadamente 40 profesionales especializados en economía y administración de negocios.

La empresa presta servicios de asesoría en cuatro áreas principales: Estudios Económicos, Asesoría Financiera, Competencia y Regulación y Consultoría de Negocios. Asimismo, AC Capitales Sociedad Administradora de Fondos de Inversión es una subsidiaria de APOYO Consultoría.



APOYO Consultoría ha asesorado a empresas peruanas y transnacionales, y ha realizado estudios para organismos multilaterales como el Banco Mundial, Banco Interamericano de Desarrollo, Organización Internacional del Trabajo, Fondo de las Naciones Unidas para la Infancia, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Unión Internacional de Telecomunicaciones, Corporación Andina de Fomento y Comunidad Andina de Naciones, entre otros. Asimismo, ha trabajado con empresas consultoras internacionales como Nathan Associates, Chemonics y LECG, entre otras. Adicionalmente, APOYO Consultoría ha

prestado servicios a entidades públicas como ministerios, organismos reguladores, organismos descentralizados y municipalidades.

Los servicios de asesoría de APOYO Consultoría se prestan en el Perú y en otros países, principalmente de Latinoamérica y África. La experiencia de sus profesionales en el sector telecomunicaciones y, en particular, en el diseño e implementación de estrategias de servicio universal, son la base de los servicios ofrecidos por APOYO Consultoría en otros países.

PAÍSES EN LOS QUE APOYO CONSULTORÍA HA TRABAJADO



El personal de APOYO Consultoría posee experiencia en la elaboración de estudios de impacto y cuenta con un amplio conocimiento del sector de hidrocarburos en el Perú. APOYO Consultoría ha elaborado estudios sobre el impacto en la economía peruana de diversas actividades como la minería, gas natural, producción de bienes de consumo masivo, industria cervecera e industria de bebidas no alcohólicas, entre otras. Asimismo, se han realizado estudios sobre el desarrollo del mercado de gas natural en Lima y Callao y la integración del mercado de gas natural en Latinoamérica, además de estudios relacionados con la comercialización y refinación de combustibles líquidos.

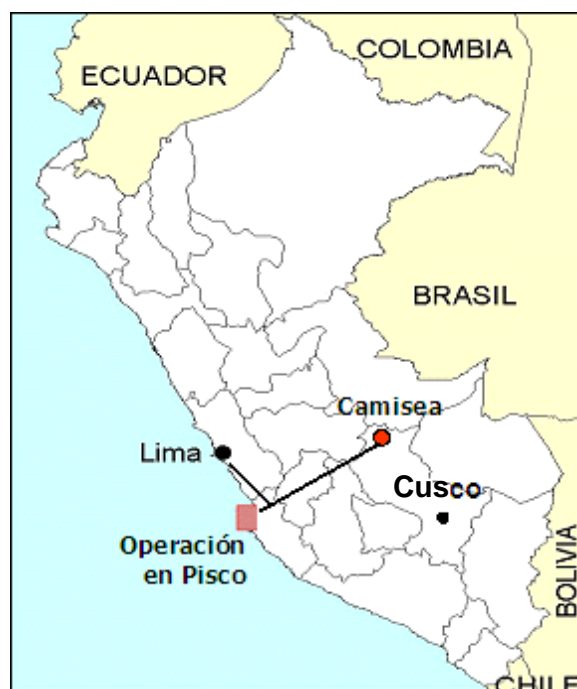
RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento analiza la evolución, situación actual y las perspectivas del desarrollo del mercado del gas de Camisea y estima los beneficios económicos generados por la explotación del yacimiento en términos de ahorros para los consumidores nacionales de gas natural y efectos en las variables macroeconómicas (principalmente, Producto Bruto Interno, cuentas fiscales y balanza comercial de hidrocarburos).

EL PROYECTO CAMISEA

Las reservas de Camisea (lote 88) se encuentran en la selva sur del Perú, a más de 400 km al este de Lima. Los yacimientos del lote 88 y 56 contienen la mayor parte de las reservas de la selva sur. Según información del Ministerio de Energía y Minas, a diciembre del 2005, las reservas de gas natural de la selva sur alcanzaron 11,2 TPC, equivalente a casi el 95% del total de reservas probadas en el Perú. Asimismo, la mayor reserva de hidrocarburos líquidos se encuentra en la selva sur del país (688 MBIs); éstas representan casi el 65% de las reservas nacionales de hidrocarburos líquidos (petróleo más líquidos de gas natural). Cabe mencionar que la actividad de exploración en la selva sur del país se ha intensificado en los últimos dos años, en los que se han firmado ocho contratos de exploración. Ello refleja el interés de los inversionistas en la zona, el cual podría redundar en el hallazgo de mayores reservas de gas natural.

MAPA DE UBICACIÓN DEL PROYECTO CAMISEA



El proyecto Camisea base (proyecto Camisea) está compuesto por tres módulos: explotación de gas natural seco y líquidos de gas natural; transporte de líquidos y gas seco; y distribución de gas en Lima y Callao. En este proyecto, Pluspetrol Perú Corp. participa como operador del módulo de explotación. Transportadora de Gas del Perú y Gas Natural de Lima y Callao (Cálidda) se encargan del transporte y distribución, respectivamente.

La actual extracción se realiza en el yacimiento San Martín del lote 88, ubicado en la selva de la región Cusco. La red de transporte de gas natural (gasoducto) se extiende desde la selva hasta la costa central del país. Este gasoducto cuenta con un recorrido de 730 km hasta el City Gate de Lima (Lurín), mientras que el poliducto de transporte de líquidos de gas natural posee una longitud de 560 km hasta la planta de fraccionamiento en Pisco. A marzo del 2007, la distribución se centra en el área de concesión de Lima y Callao, donde se han instalado 457 km de redes.

Actualmente están en desarrollo o evaluación nuevos proyectos de distribución y de procesamiento de gas natural, los cuales aprovecharán las reservas de gas natural de Camisea. Dentro de estos proyectos destacan el proyecto de exportación de gas natural licuefactado (operado por el Consorcio Perú LNG), la concesión de gasoductos regionales en el centro del país y el desarrollo de la industria petroquímica.

EL DESARROLLO DEL MERCADO DE GAS NATURAL DE CAMISEA

En el mercado de gas natural se distinguen cuatro tipos de clientes: residenciales y comerciales menores, industriales (menores, medianos y grandes clientes), consumidores de Gas Natural Vehicular (GNV) y centrales de generación eléctrica. En el 2006, el consumo para la generación eléctrica fue el más importante (cerca de 60%), seguido de los industriales (casi 40%), mientras que el consumo de clientes residenciales, comercios menores y GNV fue tan solo 1%.

Todos los segmentos de mercado presentan buenas perspectivas de crecimiento. Sin embargo, el más importante continuará siendo el segmento de generación eléctrica, seguido por el segmento industrial y GNV. Se estima que el consumo interno de gas natural del proyecto Camisea base en el período 2004-2033 alcanzará los 5,1 TPC y 77% de este volumen sería consumido por centrales de generación eléctrica. Es importante resaltar que el consumo proyectado de gas natural sería menor bajo un escenario en el que se considere que una mayor proporción de la capacidad de generación adicional corresponderá a centrales hidroeléctricas.

El segmento de generación eléctrica consume aproximadamente el 60% del gas natural extraído de Camisea. En el último año la demanda de este segmento se incrementó por la operación de una nueva planta en Lima (Chilca) y se espera que a mediados del 2007 entre en operación una nueva central (Kallpa de Globeleq). La participación de las centrales a gas natural en la generación de energía eléctrica para el sistema interconectado viene en aumento debido a los menores costos marginales de generación con gas natural respecto de otros combustibles. Esto llevará a un mayor consumo de gas natural para generación eléctrica, por lo que se espera que este segmento incremente su importancia en los próximos años.

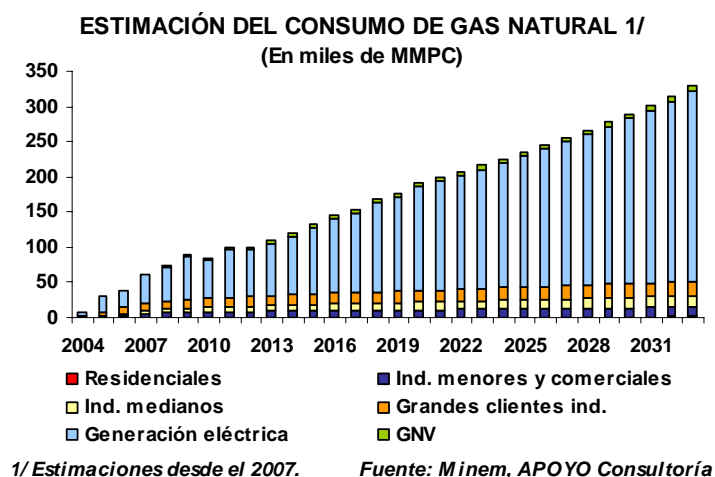
El desarrollo del segmento industrial ha superado las expectativas del organismo regulador y de la empresa concesionaria en términos de clientes conectados y penetración. A octubre del 2006, alrededor de 180 clientes industriales se encontraban conectados a la red de gas natural. Un gran número de industrias medianas y pequeñas se ha conectado, incrementando su participación en el consumo. Existe un gran potencial de crecimiento en el segmento de clientes medianos y menores. Las dificultades en la expansión de este segmento se generan por la necesidad de ampliar la infraestructura de red a otros conglomerados industriales no servidos, pero se espera que este problema se solucione con la expansión paulatina de la red.

El consumo de gas natural del segmento GNV presenta buenas perspectivas. La conversión de unidades menores de transporte de servicio público (taxis) se vio impulsada por la creación de un sistema de financiamiento coordinado por instituciones del Estado y garantizado por las empresas Pluspetrol y Cálidda. A fines del 2006, la capacidad de abastecimiento de las estaciones de GNV fue superada por la demanda y se generaron demoras para el abastecimiento de GNV al público. Sin embargo, luego del incremento del número de estaciones, la fluidez del abastecimiento ha sido restituida. Se espera un mayor dinamismo en este segmento con la inauguración de nuevas estaciones, la ampliación de las existentes y el uso de gas natural para unidades mayores de transporte público.

A pesar de que el número de clientes residenciales se triplicó en el 2006 (alcanzando los 4 900), el potencial de crecimiento es mucho mayor. La red actual podría permitir la conexión de más de diez veces el número de clientes residenciales conectados a diciembre del 2006. Se espera que en los siguientes años el número de clientes se incremente en respuesta a los esfuerzos comerciales de la empresa distribuidora, la mayor provisión de financiamiento de los costos de conexión y a cambios en el diseño tarifario.

Finalmente, el segmento comercial recién ha empezado a desarrollarse. El número de clientes comerciales conectados a diciembre del 2006 fue menor a 50, pero en los primeros meses del 2007 la penetración en este segmento se incrementó. De manera similar al caso de los clientes residenciales, el costo de instalación podría ser una barrera a la expansión, que podría ser superada con acciones de la empresa distribuidora y del Estado.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución esperada del consumo por segmento. Entre los años 2006 y 2033, se estima que la tasa promedio de crecimiento anual del consumo sería 8%.



IMPACTO DEL PROYECTO CAMISEA EN EL PERIODO 2000-2033

Se estima que el valor presente (en dólares del 2007) del impacto del Proyecto Camisea sobre el PBI habría superado los US\$4 000 millones durante el período 2000-2006, y que sobrepasaría los US\$11 000 millones en el largo plazo (2007-2033). A estos beneficios se suma el ahorro de los consumidores de gas natural y de energía eléctrica; y los efectos en las cuentas fiscales y en la balanza comercial de hidrocarburos. Entre las principales cifras del impacto de este proyecto en el período 2000-2033 se tiene las siguientes:

- El valor presente del ahorro que obtendrían los consumidores del gas natural de Camisea (en dólares del 2007) sobrepasa los US\$1 500 millones, mientras que los usuarios de energía eléctrica ahorrarían alrededor de US\$6 600 millones a través de las menores tarifas respecto del escenario sin proyecto Camisea.
- El proyecto Camisea incrementaría anualmente el PBI en 0,8% en promedio; el valor presente de este impacto (en dólares del 2007) sería cercano a los US\$15 400 millones.
- El valor presente estimado del efecto sobre las cuentas fiscales (en dólares del 2007) sería de una mayor recaudación de cerca de US\$4 500 millones.
- Las transferencias de canon gasífero para los gobiernos del Cusco serían más de US\$300 millones anuales en promedio (2004-2033), los que equivalen aproximadamente a un valor presente neto de US\$2 500 millones (en dólares del 2007).
- Debido a la sustitución de importaciones e incremento de las exportaciones del Consorcio Camisea, el déficit de la balanza comercial de hidrocarburos podría reducirse en cerca de US\$8 400 millones anuales (2004-2033).

VALOR PRESENTE DEL IMPACTO ESTIMADO DEL PROYECTO CAMISEA 1/
(En US\$ Millones del 2007)

	Operaciones históricas 2000-2006	Operaciones de mediano plazo 2007-2010	Operaciones de largo plazo 2007-2033	Total 2000-2033
IMPACTO TOTAL ESTIMADO	7 461	5 825	16 118	23 578
1. Actividad económica (PBI)	4 294	3 669	11 078	15 371
<i>Incremento anual promedio del PBI (%)</i>	<i>0,6%</i>	<i>0,9%</i>	<i>0,8%</i>	<i>0,8%</i>
2. Ahorro en energía	3 167	2 155	5 040	8 207
A. Tarifas eléctricas 2/	2 962	1 620	3 657	6 618
B. Usuarios de gas natural	205	535	1 383	1 588
Residenciales	-3	-9	17	14
Industriales menores y comerciales	38	144	332	370
Industriales grandes y medianos	171	326	831	1 001
Conductores de vehículos GNV	-1	74	204	203
Otros impactos				
1. Cuentas fiscales	806	1 283	3 696	4 502
Regalías	610	1 096	3 153	3 763
Impuesto a la renta	166	408	1 184	1 349
Aranceles	115	4	4	119
Impuesto Selectivo al Consumo (ISC)	-43	-132	-423	-466
Impuesto General a las Ventas (IGV)	-42	-94	-222	-264
2. Balanza comercial de hidrocarburos 3/	1 156	2 468	7 193	8 348

1/ Descontado a una tasa real de 12% anual. Incluye la ampliación en el lote 88 y las operaciones del lote 56.

2/ Refleja la reducción del precio básico de la energía (tarifa en barra) y el pago por Garantía de Red Principal.

3/ Refleja la reducción en el déficit. Para las operaciones históricas considera el período 2004-2006.

Fuente: Empresas, APOYO Consultoría

En el caso del proyecto de exportación Perú LNG, en el período 2006-2028, el valor presente del impacto en la actividad económica bordearía los US\$5 800 millones (en dólares

del 2007). Adicionalmente, el valor presente del impacto fiscal de este proyecto superaría los US\$1 000 millones; esto considerando las regalías que pagaría el Consorcio Camisea por el gas natural. Asimismo, este proyecto permitirá revertir el déficit de la balanza comercial, generando mayores divisas por un valor cercano a US\$5 300 millones (valor presente en dólares del 2007).

CONCLUSIÓN

El desarrollo del Proyecto Camisea ha cambiado el panorama energético del país. A raíz del inicio de operaciones del proyecto, se ha comenzado a desarrollar un mercado de gas natural que permitiría ajustar la matriz energética del Perú, al sustituirse combustibles de mayor costo por gas natural. De las estimaciones realizadas, se observa que el Proyecto Camisea ha tenido un impacto positivo en la economía y que éste no se ha limitado a la gran industria o a la actividad de generación eléctrica.

El proyecto Camisea también generará importantes efectos macroeconómicos en el Perú gracias a la inversión ejecutada y a la producción de gas natural y líquidos de gas natural. Entre estos efectos están el incremento del PBI del Perú y la mayor recaudación de ingresos fiscales. Además, si bien el proyecto base de Camisea no revertirá el déficit de la balanza comercial de hidrocarburos, sí permitirá reducirlo, generando ahorros importantes para el país.

INTRODUCCIÓN

En el año 2004 se inició la explotación del gas de Camisea, la reserva de gas natural más importante del Perú, luego de que se suscribieran los contratos de explotación, transporte y distribución de gas natural en el año 2000. La explotación de dicho combustible ha permitido que éste sea empleado por el sector de generación eléctrica, industrias, vehículos y usuarios residenciales. Asimismo, los líquidos de gas natural extraídos han permitido abastecer parcialmente la demanda interna de Gas Licuado de Petróleo (GLP) y diesel, y exportar derivados. Recientemente se ha iniciado la inversión del proyecto de exportación de gas natural licuefactado. De otro lado, la entrega de la concesión del sistema de distribución de gas natural en la zona central del Perú se encuentra en proceso y se viene evaluando el desarrollo de un complejo petroquímico que emplearía el gas natural de Camisea.

El presente documento tiene dos objetivos principales: (i) analizar la evolución, situación actual y las perspectivas de desarrollo del mercado de gas natural de Camisea y (ii) estimar los beneficios económicos generados por la explotación del yacimiento en términos de ahorros para los consumidores nacionales de gas natural y efectos en las variables macroeconómicas (principalmente, Producto Bruto Interno-PBI, cuentas fiscales y balanza comercial de hidrocarburos) del proyecto base de Camisea.

El estudio se basa en la información pública disponible en el Ministerio de Energía y Minas, Ministerio de Economía y Finanzas, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Comisión Nacional Supervisora de Empresas y Valores, entre otras instituciones públicas. Asimismo, se ha recabado información parcial de las principales empresas que participan en el mercado de gas natural y se han sostenido entrevistas con representantes de dichas empresas.

El documento está organizado en dos partes:

- Primera parte: Análisis del mercado de gas natural.
- Segunda parte: Estimación de los beneficios económicos generados por la explotación del gas del proyecto base de Camisea.

En la primera parte, inicialmente se describe el proyecto Camisea y se presentan indicadores generales de su desarrollo. En la sección II se resalta la importancia del gas natural de Camisea en el mercado peruano. Posteriormente, en la sección III se analiza el desarrollo del mercado en los segmentos residencial, comercial, industrial, vehicular y de generación eléctrica. Asimismo, se presentan las perspectivas de desarrollo del mercado para cada uno de estos segmentos.

En la segunda parte del documento se presentan los resultados de las estimaciones de los beneficios económicos generados por la explotación de gas natural. En la sección I se analizan los beneficios relacionados con el consumo de gas natural; es decir, el ahorro generado a los usuarios residenciales, comerciales, industriales y de gas natural vehicular por la sustitución de fuentes de generación de energía. Asimismo, se presenta el efecto del uso de gas natural en el costo de generación eléctrica y su impacto en las tarifas eléctricas. La sección II contiene los resultados de las estimaciones del impacto macroeconómico de la explotación de gas sobre el Producto Bruto Interno, la generación de empleo, las cuentas fiscales y la balanza comercial de hidrocarburos, así como un breve análisis de la estimación del impacto del proyecto de exportación de gas natural licuefactado.

PRIMERA PARTE: ANÁLISIS DEL MERCADO DE GAS NATURAL

Camisea es el proyecto de extracción de gas natural más importante en el Perú. Las reservas de este yacimiento representaron cerca del 70% y 60% de las reservas nacionales probadas de gas natural y líquidos de gas natural, respectivamente¹. En el 2006, del yacimiento Camisea se extrajo alrededor del 60% y 30% de la producción nacional fiscalizada de gas natural e hidrocarburos líquidos.

El proyecto Camisea involucra tres componentes: extracción, transporte y distribución. La extracción se realiza en el yacimiento San Martín del lote 88 en la selva de la región Cusco. La red de transporte de gas se extiende desde la selva hasta la costa central del país. Este gasoducto cuenta con un recorrido de 730 km hasta el City Gate de Lima (Lurín), mientras que el poliducto de transporte de líquidos de gas natural posee una longitud de 560 km hasta la planta de fraccionamiento en Pisco. La distribución del gas natural se centra por ahora en el área de concesión de Lima y Callao, donde se han instalado 457 km de redes a marzo del 2007.

Los principales consumidores del gas de Camisea son las empresas de generación eléctrica y las industrias, con 61% y 38% del consumo nacional, respectivamente, en el 2006. El consumo de gas natural vehicular ha tenido un incremento significativo, aunque, al igual que el residencial y comercial, aún es limitado. En general, se espera que el consumo interno de gas natural se incremente en los próximos años en la medida que un mayor número de industrias se conviertan a gas natural o amplíen la escala de sus operaciones y se instale, al menos una planta adicional de generación de electricidad a gas natural. También se espera que los proyectos de utilización de gas natural para unidades de transporte público generen una mayor demanda de gas natural vehicular.

Adicionalmente al crecimiento de la demanda en las zonas con actual acceso al gas natural, están en desarrollo o evaluación nuevos proyectos de distribución y de procesamiento, los cuales aprovecharán las reservas de gas natural de Camisea. Dentro de estos proyectos destacan el proyecto de exportación de gas natural licuefactado, la concesión de gasoductos regionales en el centro del país y el desarrollo de la industria petroquímica.

Esta primera parte del informe cuenta con tres secciones. En la primera se da una visión general del proyecto Camisea, mientras que en la segunda se resalta la importancia del proyecto en el mercado peruano de gas natural. Finalmente, la tercera sección analiza el desarrollo y perspectivas del mercado de gas natural generado por la explotación del gas del proyecto base de Camisea. En particular, se evalúa la composición del consumo interno de gas natural.

I. EL PROYECTO CAMISEA

En la década de los ochenta se descubrieron las reservas de gas de Camisea. Luego de cerca de veinte años de espera, la extracción de gas natural se hizo realidad. El Estado peruano diseñó el proyecto Camisea, estableciendo tres componentes principales: extracción, transporte y distribución de gas natural seco. En diciembre del 2000 se firmaron los contratos con las empresas que participan en el proyecto y, finalmente, en agosto del 2004 el gas natural llegó a los consumidores.

El desarrollo del proyecto Camisea ha permitido que el gas natural sea empleado por la industria y las empresas de generación eléctrica ubicadas en Lima. Para llevar a cabo este proyecto se ha invertido en infraestructura para la extracción, transporte y distribución de

¹ Al cierre del 2005. Fuente: Minem.

gas natural. Asimismo, se ha desarrollado una industria de tratamiento de líquidos de gas natural para la producción de GLP, diesel y nafta. En los próximos tres años se espera que se concreten los proyectos de exportación de gas natural licuefactado y gasoductos regionales en la zona central del Perú. Además, la creación de un polo petroquímico permitirá generar mayor valor agregado a la explotación de gas natural.

Esta sección describe las operaciones del proyecto Camisea y presenta una breve descripción de los siguientes proyectos: exportación de gas (Perú LNG), gasoductos regionales e industria petroquímica.

CAMISEA: ALGUNOS DATOS CLAVE

- Reservas probadas del lote 88-Camisea: 8,7 TPC y 411 MMBIs, alrededor del 70% y 60% de las reservas nacionales de gas natural e hidrocarburos líquidos, respectivamente.
- Producción de gas y líquidos de gas natural en el 2006: 37 584 MMPC de gas natural y 12,7 MMBIs de líquidos.
- Usos del gas natural en el 2006: 61% para generación eléctrica, 38% para las industrias y 1% en los hogares, comercios y vehículos.
- Procesamiento de líquidos de gas natural en el 2006: 65% de la producción interna de GLP y 6% de la producción de diesel.
- Inversión en la fase de construcción (2000-2004): US\$1 682 millones.
- Empresas encargadas de las operaciones: Pluspetrol Perú Corporation (extracción), Transportadora de Gas del Perú (transporte) y Gas Natural de Lima y Callao – Cálidda (distribución).

I.1. Ubicación del yacimiento Camisea

El yacimiento se ubica en la selva sur del Perú, en la región Cusco a más de 400 km al este de la ciudad de Lima. El lote 88 (en el cual se basa el proyecto Camisea base) incluye los yacimientos San Martín y Cashiriari, ubicados en el distrito de Echarate, provincia de La Convención. Actualmente, la extracción de gas natural y líquidos de gas natural se realiza sólo del yacimiento San Martín. Entre el 2008 y 2009, el Consorcio Camisea iniciaría la extracción de líquidos del yacimiento Cashiriari y del lote 56.

La principal demanda de gas natural se concentra en Lima, por lo que el proyecto Camisea incorporó la construcción de una red de transporte desde Camisea (en la selva) hasta Lima (en la costa), atravesando la Cordillera de los Andes.

En el siguiente mapa se muestra de manera esquemática la ubicación de la infraestructura asociada a la extracción del gas de Camisea: el trazo del gasoducto y poliducto desde Camisea (Cusco), la planta de fraccionamiento en Pisco y la ubicación de la zona de distribución (Lima)

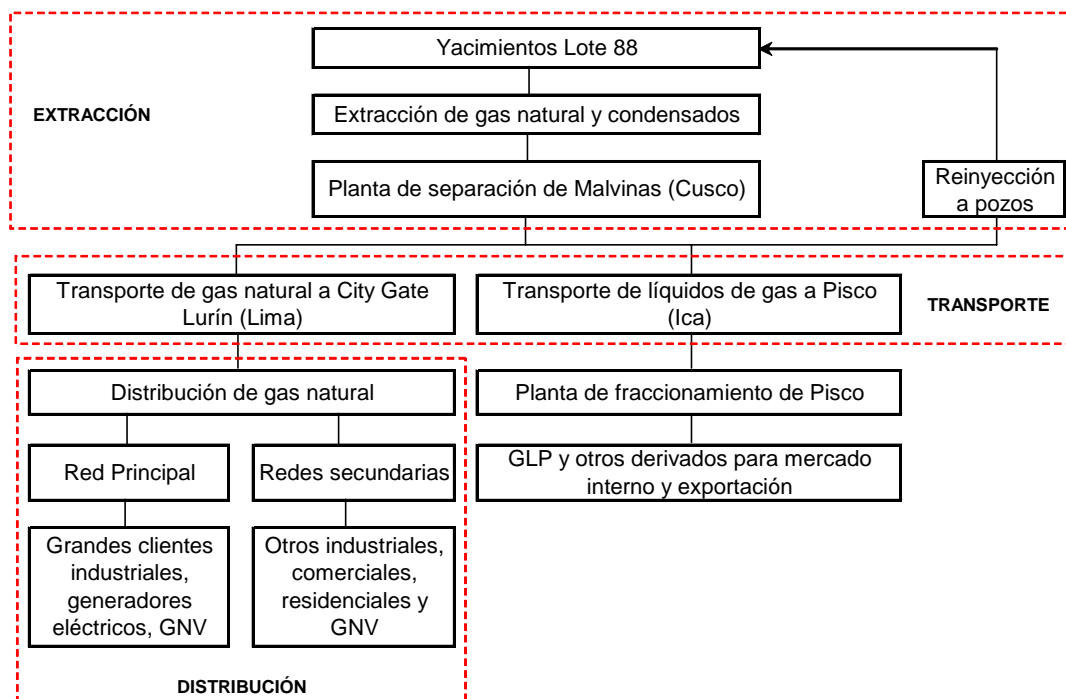
MAPA DE UBICACIÓN DEL PROYECTO CAMISEA



I.2. Componentes del Proyecto Camisea

El proyecto Camisea I cuenta con tres componentes principales: extracción, transporte y distribución de gas natural seco. Adicionalmente, incluye la construcción de un poliducto para líquidos de gas natural que abastece la planta de fraccionamiento en Pisco, cuya producción se destina al mercado interno y externo.

DIAGRAMA DE LAS ACTIVIDADES RELACIONADAS CON EL PROYECTO CAMISEA



(1) Explotación: Se extrae el gas natural del yacimiento San Martín y se separan los líquidos del gas natural seco. El gas natural que excede a la demanda es reinyectado a los pozos. De otro lado, a partir de los líquidos de gas natural, en la planta de fraccionamiento en Pisco se extrae Gas Licuado de Petróleo (GLP), nafta y diesel que se destinan al mercado interno y externo.

(2) Transporte: Se transportan los líquidos de gas natural a través de un poliducto de 560 km de longitud desde Malvinas hasta la planta de fraccionamiento en Pisco. El gas natural seco es transportado a través de un gasoducto paralelo de 730 km hasta el City Gate de Lima ubicado en Lurín.

(3) Distribución: El gas seco es distribuido principalmente a grandes clientes industriales y generadoras eléctricas a través de una troncal (Red Principal) de 85 km. Además, mediante redes secundarias (457 km a marzo del 2007) se distribuye gas a clientes industriales medianos y menores, clientes comerciales, residenciales y estaciones de Gas Natural Vehicular (GNV).

I.3. Empresas a cargo del proyecto Camisea

Son tres las empresas que operan el proyecto. La licencia de explotación fue concedida al Consorcio Camisea y es operada por Pluspetrol Perú Corporation. El contrato BOOT para el transporte fue firmado con Transportadora de Gas del Perú y Tecgas Camisea actúa como operador calificado ante el Ministerio de Energía y Minas (Minem). La distribución en Lima y Callao está a cargo de la empresa Gas Natural de Lima y Callao, que actualmente se encuentra en proceso de transferencia de Suez Energy a Ashmore Energy International.

En el siguiente cuadro se resumen las actividades principales de las empresas que participan en el proyecto.

EMPRESAS INVOLUCRADAS EN EL PROYECTO CAMISEA

	Empresa	Actividades	Base legal
EXPLOTACIÓN	Consorcio Camisea Accionistas: Pluspetrol Camisea 25%, Hunt Oil 25,2%, SK Corporation 17,6%, Tecpetrol 10%, Sonatrach 10%, Repsol Exploración 10% y Pluspetrol Perú Corporation 2,2%. Pluspetrol Perú Corporation es el operador de la licencia para la explotación de los lotes 88 y 56.	<ul style="list-style-type: none"> - Extrae gas seco y líquidos de gas natural de los yacimientos de Camisea (Cusco). - Opera la planta de separación en Malvinas (Cusco). - Reinyecta gas natural seco al yacimiento. - Opera la planta de fraccionamiento en Pisco (Ica) que procesa líquidos de gas natural. 	Contrato de Licencia para la Explotación del Lote 88. <ul style="list-style-type: none"> - Suscripción: diciembre del 2000. - Duración: 40 años para la extracción de gas natural no asociado y condensados. - Inicio de operaciones comerciales: junio del 2004.
TRANSPORTE	Transportadora de Gas del Perú (TGP) Accionistas: Tecgas Camisea 23%, Hunt Pipeline Company 22,4% (10% corresponde indirectamente a Repsol), Sipco Peru Pipelines Corporation 21,2%, Carmen Corporation 12,4%, SK Corporation 11,2%, Suez-Tractebel 8%, Graña y Montero 1,2% y Tecgas NV 0,6%. Tecgas Camisea es el operador del transporte.	<ul style="list-style-type: none"> - Ofrece el servicio de transporte de gas natural seco y líquidos de gas natural desde los yacimientos de Camisea a la costa centro del Perú. - El gasoducto de gas natural seco cuenta con 730 km de longitud y se extiende hasta el City Gate en Lurín (Lima). - El poliducto de líquidos de gas natural recorre 560 km hasta la planta de fraccionamiento en Pisco (Ica). 	Contratos BOOT de Concesión de Transporte de Gas Natural por Ductos desde Camisea al City Gate y de Concesión de Transporte de Líquidos de Gas Natural por Ductos desde Camisea a la Costa. <ul style="list-style-type: none"> - Suscripción: diciembre del 2000. - Duración: 33 años. - Inicio de operaciones comerciales: agosto del 2004.

	Empresa	Actividades	Base legal
DISTRIBUCIÓN	Gas Natural de Lima y Callao (Cálidda) En proceso de transferencia de Suez Energy a Ashmore Energy International.	<ul style="list-style-type: none"> - Opera la red de distribución en Lima y Callao. - La Red Principal (alta presión) se extiende desde el City Gate de Lurín hasta la central de generación eléctrica de Ventanilla (85 km). A través de esta red se sirve principalmente a clientes industriales de alto consumo y empresas de generación. - Mediante las redes de baja y media presión se ofrece gas natural seco principalmente a clientes industriales, comerciales, residenciales y estaciones de gas natural vehicular. 	Contrato BOOT de Concesión de Distribución de Gas Natural por Ductos en Lima y Callao. <ul style="list-style-type: none"> - Suscripción: diciembre del 2000. - Duración: 33 años. - Inicio de operaciones comerciales: agosto del 2004. Cesión de posición contractual a favor de Gas Natural de Lima y Callao (Cálidda). <ul style="list-style-type: none"> - Aprobación: mayo del 2002.

I.4. Algunos indicadores del desarrollo del proyecto Camisea

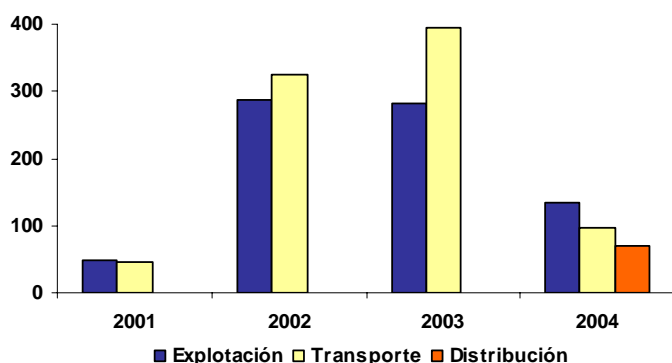
En esta sección se presentan indicadores de inversión y producción del proyecto Camisea.

I.4.1. Inversión

La inversión total del proyecto Camisea en la etapa de construcción (2000-2004) superó los US\$1 600 millones. Esta inversión considera lo ejecutado por:

- El Consorcio Camisea (liderado por Pluspetrol) en la fase de explotación (desarrollo del lote 88, construcción de la planta de separación en Malvinas y de fraccionamiento en Pisco).
- TGP en la fase de transporte (construcción del gasoducto y poliducto).
- Cálidda en la fase de distribución (tendido de redes en Lima).

INVERSIÓN EN EL PROYECTO CAMISEA
(US\$ Millones)



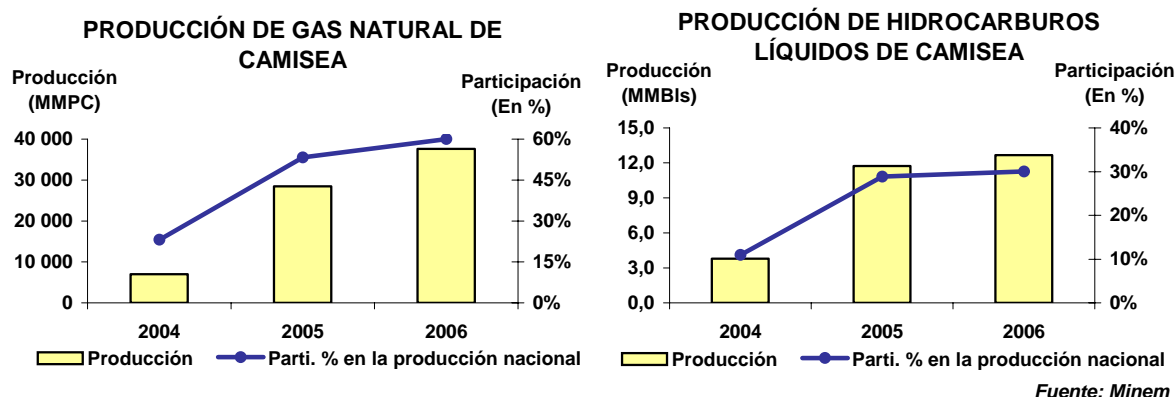
Fuente: Empresas

Actualmente el Consorcio Camisea viene invirtiendo en el desarrollo del lote 56 y del yacimiento Cashiriari del lote 88, y en la ampliación de las instalaciones en Malvinas y en Pisco. Estas inversiones estarían listas en el 2008, lo que permitirá incrementar la producción de líquidos de gas natural de un promedio diario de 35 mil barriles en el 2006 a 65 mil barriles en el 2009.

I.4.2. Producción del yacimiento de Camisea

La producción de gas natural de Camisea (yacimiento San Martín del lote 88) representó 60% de la producción nacional de dicho hidrocarburo en el 2006. En ese año, Camisea

produjo 37,6 mil MMPC de gas natural, con un crecimiento de 32% respecto del año anterior. Actualmente, este gas abastece a clientes en Lima y Callao y a tres industrias en la región Ica. Por su parte, la producción de líquidos de gas natural representó 30% de la producción nacional en el 2006. El volumen de producción de Camisea se incrementó 8% respecto del 2005, de 11,7 MMBIs a 12,7 MMBIs. Los líquidos de gas natural son procesados para abastecer parcialmente el mercado nacional y para la exportación.



1.4.3. Producción de derivados de líquidos de gas natural

En la planta de fraccionamiento en Pisco se produce GLP, diesel y nafta. Inicialmente, parte del GLP era exportado, pero debido al incremento del consumo interno, el íntegro de la producción viene siendo destinada al mercado local. De igual manera, el diesel producido es consumido localmente. Actualmente, sólo la nafta es exportada en su totalidad. Se espera que el Consorcio Camisea vuelva a exportar GLP, una vez que termine la ampliación que viene realizando, ya que si bien parte de la mayor producción se destinaría al mercado interno, el excedente se exportaría.

VENTAS DE DERIVADOS DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL PRODUCIDOS EN LA PLANTA DE PISCO

	2004 1/	2005	2006	2007 2/
GLP (Miles de toneladas)				
Mercado domestico	73	272	452	127
Exportación	41	186	47	0
Diesel (MBIs)				
Mercado domestico	292	827	1 054	266
Exportación	0	0	0	0
Nafta (MBIs)				
Mercado domestico	0	0	0	0
Exportación	1 419	5 422	5 588	1 486

1/ Facturado del 02 de junio al 31 de diciembre del 2004. Fuente: Pluspetrol

2/ Facturado del 01 de enero al 31 de Marzo del 2007.

1.5. Otros proyectos derivados de la extracción de gas de Camisea

Son tres los nuevos proyectos que se basan en la extracción del gas natural de Camisea. El proyecto de exportación de Gas Natural Licuefactado (GNL) ya se encuentra en marcha, mientras que el proyecto de gasoductos regionales en la zona centro del Perú se encuentra en proceso de licitación y el proyecto de creación de un complejo petroquímico aún se encuentra en estudio. Estos proyectos implicarán un mayor aprovechamiento de las reservas de gas natural y mayor descentralización de su consumo. Se espera que en el 2010 ya operen comercialmente los proyectos de exportación de GNL y gasoductos regionales en la zona central del Perú. En el siguiente gráfico se presenta la ubicación de la

infraestructura del proyecto Camisea base y de la nueva infraestructura asociada al gas de Camisea: Proyecto Perú LNG y Gasoductos Regionales.

MAPA DEL PROYECTO CAMISEA Y NUEVOS PROYECTOS



1.5.1. Proyecto de Exportación de Gas Natural

Este proyecto tiene como objetivo exportar GNL. Para el desarrollo de este proyecto se extraerá gas natural de Camisea (lotes 88 y 56) y se construirá un gasoducto de 408 km de longitud, desde el kilómetro 211 del gasoducto de TGP -lugar donde la capacidad del gasoducto instalado por TGP se reduce- hasta la planta en Pampa Melchorita (a 167 km al sur de Lima). Asimismo, se instalará una planta de licuefacción y se realizarán obras marítimas y de infraestructura complementaria.

El proyecto es llevado a cabo por el Consorcio Perú LNG, conformado por Hunt Oil Company, SK Corporation y Repsol YPF, y operado por Hunt Oil Company. En el 2005, el consorcio inició los trabajos en Pampa Melchorita. Se espera que la primera carga de GNL sea despachada en mayo del 2010. Hunt Oil estima el costo total del proyecto en US\$3 400 millones aproximadamente. El GNL será vendido a Repsol Comercializadora de Gas, a través de un contrato vigente durante dieciocho años, para que luego sea exportado.

1.5.2. Gasoductos regionales

Este proyecto, denominado “Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de gasoductos en las regiones de Ica, Ayacucho y Junín”, es promovido por Proinversión (Agencia del Gobierno de Promoción de la Inversión Privada). En setiembre del 2005 se realizó la convocatoria del concurso público internacional para la entrega en concesión del proyecto y la adjudicación de la buena pro está programada para el segundo semestre del 2007.

El objetivo de este proyecto es abastecer de gas natural a tres regiones de la zona central del país: Ica, Ayacucho y Junín. Con este fin, se construirían dos ramales de gasoductos:

- Un ramal de 33 km desde Humay (que es uno de los tres puntos de entrega de gas natural de TGP) hasta Pisco. Este ramal será posteriormente ampliado hasta Ica y Marcona, lo que significaría 243 km adicionales de gasoducto.
- Un ramal de 349 km desde el gasoducto de TGP (kilómetro 277) hasta La Oroya (región Junín).

También se construirían redes de distribución para atender las ciudades de Pisco, Ica, Nazca y Marcona en la región Ica; Ayacucho en la región Ayacucho; y Huancayo en la región Junín. El proyecto se basa en la demanda de grandes usuarios industriales como la refinería de La Oroya de Doe Run (Junín) y Aceros Arequipa, Funsur y Shougang (Ica). De esta manera, la suscripción de contratos "take or pay" para la compra de gas natural por parte de estos usuarios es indispensable para garantizar la viabilidad financiera del proyecto. Es por ello que Proinversión viene trabajando en la suscripción de estos contratos.

Proinversión estima que este proyecto demandaría una inversión de aproximadamente US\$200 millones en un lapso de veinte años bajo un esquema de Asociación Público-Privada. Se garantizará la exclusividad en el área de concesión y además, se firmarán contratos iniciales para la compra de gas natural con el fin de garantizar los ingresos por la demanda de grandes clientes. El contrato de concesión establecería metas de cobertura en las ciudades incluidas y el nivel de las tarifas a los usuarios se tomará como factor de competencia para la adjudicación de la buena pro.

INVERSIÓN ESTIMADA DEL CONCESIONARIO DEL PROYECTO DE GASODUCTOS REGIONALES

Inversiones	Gasoducto Ica		Gasoducto Ayacucho y Junín		Total	
	Longitud	US\$ Millones	Longitud	US\$ Millones	Longitud	US\$ Millones
Red Regional Principal	276 km	83,4	349 km	93,6	625 km	177,0
Red Regional de Distribución	442 km	12,0	628 km	11,5	1 070 km	23,5
Otros activos fijos		2,4		2,7		5,1
Total		97,8		107,8		205,6

Fuente: Proinversión

1.5.3. Complejo Petroquímico

La instalación de una industria petroquímica nacional a partir del gas de Camisea posibilita incrementar el uso de este recurso en el mercado interno, generando un mayor impacto económico. A partir de la potencialidad de la minería, la agroindustria, la manufactura y del consumo de fertilizantes, explosivos y resinas plásticas, existe cierto consenso en que debería estudiarse la instalación de una industria de amoníaco para desarrollar la producción de urea (fertilizante) y nitrato de amonio para la minería, y otra que emplee el etano del gas en la producción de polietileno.

Según cálculos de la industria, el 10% de las reservas de Camisea podrían emplearse en la industria petroquímica. Así, se estima que la instalación de una planta de 650 mil toneladas al año de polietileno y otra de 700 mil toneladas al año de amoníaco, demandaría 1,3 TPC durante veinte años. Para llevar a cabo este proyecto, ya se encuentra en discusión la legislación que facilitaría la generación de un complejo petroquímico. Si bien hay empresas interesadas en invertir en petroquímica, aún no se ha tomado la decisión de llevar a cabo este proyecto de inversión.

En particular, Petroperú -en alianza con Petrobras y Suez Energy- viene evaluando la construcción de un complejo petroquímico en el sur del país. Se estima que las inversiones

en dicho complejo podrían alcanzar los US\$2 800 millones al completarse la primera y segunda etapa del proyecto². Sin embargo, la inversión total dependerá de la tecnología empleada.

² Diarios Correo, p. 15; La República, p.12; Expreso, p.12; La Razón, p. 13.; 07/03/2007.

II. EL PROYECTO CAMISEA Y SU IMPORTANCIA EN EL MERCADO DE GAS NATURAL PERUANO

El proyecto Camisea es el más importante dentro del sector hidrocarburos del país. El yacimiento no sólo posee el mayor volumen de reservas, sino que su producción abastece a grandes industrias y generadoras eléctricas, y además permite que los usuarios residenciales, comerciales y de GNV empleen gas natural, generando ahorros significativos. Esta sección establece la importancia relativa del proyecto Camisea en el mercado peruano de gas natural.

Las reservas de Camisea (Lote 88) habrían representado alrededor del 70% y 60% de las reservas probadas nacionales de gas natural y líquidos de gas natural, respectivamente, al 2005. Asimismo, la producción de gas natural de este yacimiento viene en aumento y ya ha superado la producción del resto de yacimientos de gas en el Perú.

II.1. Reservas de gas natural

Los yacimientos del lote 88 y 56 contienen la mayor parte de las reservas de la selva sur del Perú. Según información del Ministerio de Energía y Minas, a diciembre del 2005, las reservas de gas natural de la selva sur alcanzaron 11,2 TPC, lo que representa casi el 95% del total de reservas probadas en el Perú y aproximadamente 4% de las reservas de gas en América Latina.³ De igual manera, las mayores reservas de hidrocarburos líquidos se encuentran en la selva sur del país (688 MBIs), éstas representan casi el 65% de las reservas nacionales de hidrocarburos líquidos (petróleo más líquidos de gas natural).

RESERVAS DE HIDROCARBUROS DEL PERÚ AL 2005

Reservas	Probadas	Probadas + Probables	Probadas + Probables + Posibles
Petróleo (MMBIs)			
Costa	121,2	166,7	242,9
Zócalo	78,1	95,8	1 499,7
Selva	183,5	393,4	2 117,1
No Operadas	0,0	165,0	2 379,4
Total	382,9	821,0	6 239,1
Líquidos de Gas Natural (MMBIs)			
Costa	0,0	0,0	0,0
Zócalo	0,0	0,0	0,0
Selva	695,4	949,7	1 065,2
No Operadas	0,0	40,0	308,5
Total	695,4	989,7	1 373,8
Gas Natural (TPC)			
Costa	0,2	0,9	1,5
Zócalo	0,3	1,4	4,9
Selva	11,4	15,5	17,5
No Operadas	0,0	1,0	6,4
Total	11,9	18,7	30,4

MMBIs = Millones de barriles (10^6 barriles).

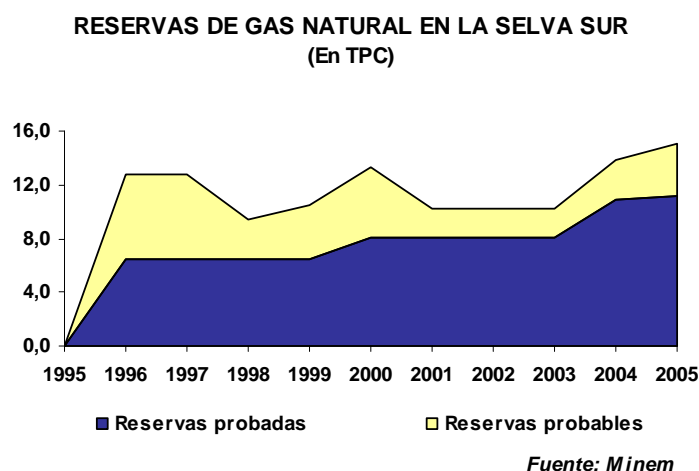
TPC = Tera pies cúbicos (10^{12} pies cúbicos).

Fuente: Minem

³ Las reservas probadas de gas natural en América Latina ascienden aproximadamente a 270 TPC. Ríos Roca, Álvaro, Complementariedad: Hidroelectricidad y Gas Natural, Perspectiva Energética de la Región, Organización Latinoamericana de Energía, 20 de Agosto del 2006. (<http://www.olade.org.ec/php/index.php?arb=ARB0000421> revisado el 20 de Abril del 2007).

Para el caso específico de los yacimientos San Martín y Cashiriari (lote 88), el volumen probado de reservas sería de 8,7 TPC (si se le aplica el factor de recuperación de 78%, la recuperación final estimada es de 6,8 TPC de gas natural), así como 411 MMBLS de líquidos asociados (propano, butano y condensados)⁴. Estos volúmenes se reservas representarían alrededor del 70% y 60% de las reservas probadas nacionales de gas natural y líquidos de gas natural, respectivamente.

Si bien actualmente las reservas de gas natural en la zona de Camisea se encuentran en los niveles antes mencionados, es necesario considerar que los volúmenes de reservas probadas no son estáticos en el tiempo, sino que van aumentando en la medida que la actividad exploratoria se intensifica. En el siguiente gráfico se observa el crecimiento de las reservas probadas en la selva sur del Perú, donde se encuentran las reservas de Camisea.



Adicionalmente, en la costa norte del país y en la selva sur, varios lotes se encuentran en fase de exploración y los inversionistas muestran expectativas positivas acerca de la existencia de reservas adicionales en los lotes cercanos a Camisea. Como se verá en la siguiente sección, el número de contratos de exploración se ha incrementado en los últimos dos años y ocho de estos nuevos contratos corresponden a lotes en la selva sur.

II.2. Exploración y extracción (o explotación)

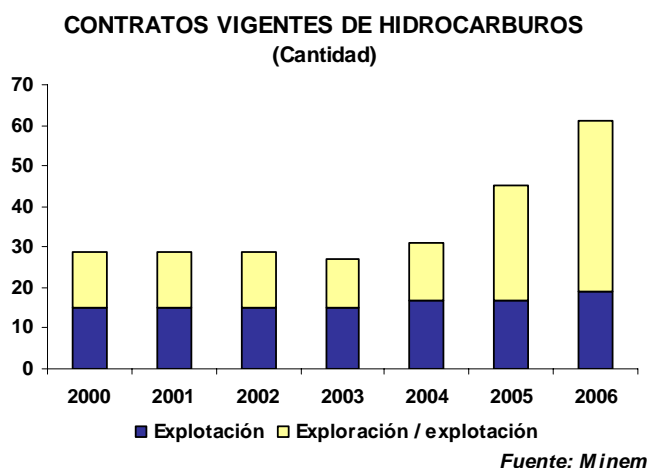
Por muchos años, las reservas de hidrocarburos del Perú disminuyeron continuamente. El bajo precio internacional del petróleo a fines de la década pasada (US\$18 por barril entre 1997 y 1999) desincentivó la inversión en exploración de hidrocarburos en el país, aunado al hecho que el Perú contaba con un alto riesgo geológico debido a la falta de hallazgos importantes de reservas desde que el lote 88 (Camisea) fue descubierto a mediados de los ochenta.

Sin embargo, en los últimos años, la mayor estabilidad económica y política en el país, el alto precio del petróleo (US\$60 por barril entre el 2005 y 2006), las mejoras realizadas a la legislación y normatividad en el sector, una política agresiva para promover las inversiones en exploración, entre otros factores, han permitido que el Perú mejore su atractivo para la inversión en hidrocarburos. Como resultado, se ha incrementado el número de contratos petroleros: al cierre del 2001 se tenían 29 contratos petroleros, pero al cierre del 2006 esta cantidad se incrementó a 61. Incluso, en el 2006, se firmaron dieciséis nuevos contratos

⁴ “¿Qué significa el Proyecto Camisea?” Documento de Trabajo N° 23. Osinergmin, octubre del 2006. p. 11.

entre Perúpetro y empresas privadas –un nivel récord– que representan una inversión mínima de más de US\$500 millones para los próximos siete años.

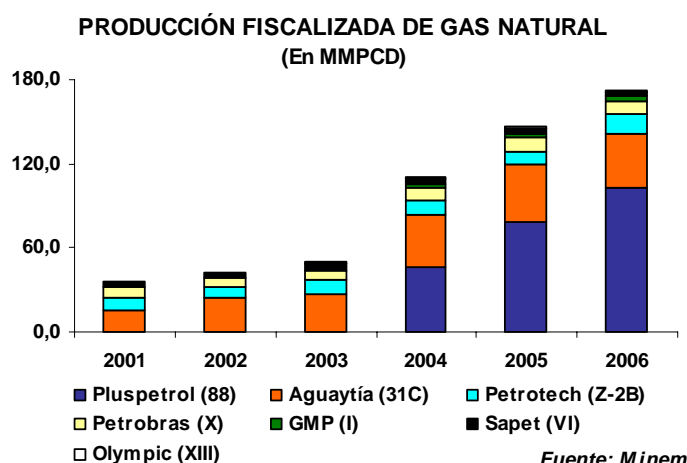
Gracias a ello, la inversión en exploración y extracción de hidrocarburos se incrementó de US\$125 millones en el 2000 a un estimado de US\$515 millones en el 2006. El año pasado se perforaron 85 pozos, el máximo nivel en nueve años, de los cuales 77 son de desarrollo (para mantener o elevar la producción), y 8 son pozos exploratorios, el mayor nivel desde 1998.



Si bien este buen contexto macro-político ha permitido recuperar el dinamismo del sector, también se debe destacar que la actual infraestructura generada por el proyecto Camisea, así como la alta tasa de éxito en comparación con la de la región, ha ayudado a que se incremente el interés por explorar recursos en esta zona. En este sentido, de los casi 35 contratos firmados para explorar y explotar lotes entre el 2004 y 2006, ocho se ubican en las zonas aledañas a las operaciones de Camisea. En el año 2007 se tiene previsto el inicio de las actividades de exploración en los lotes adyacentes al lote 88. El lote 57 será explorado por Repsol YPF; mientras que el lote 58, por Petrobras.

Por otra parte, actualmente existen siete proyectos de extracción de gas natural en el Perú. El proyecto de mayor envergadura es Camisea en la selva sur (lote 88), donde se extrae alrededor del 60% de la producción nacional de gas natural. En la región Piura operan Graña y Montero Petrolera, Sapet, Petrobras y Olympic. En estos yacimientos se encuentra gas asociado al petróleo. De otro lado, Petrotech extrae gas natural en el zócalo continental frente a Piura. En la selva central (Ucayali), Aguaytía Energy del Perú (Aguaytía) extrae cerca de un quinto de la producción fiscalizada de gas natural a nivel nacional.

Como se aprecia en el siguiente gráfico, la producción de gas natural de Camisea (Pluspetrol – lote 88) ha aumentado su relevancia en la producción nacional. La producción de gas natural de Pluspetrol se incrementó considerablemente en el año 2005, no sólo porque fue su primer año completo de operaciones, sino también por el incremento en el consumo de los clientes iniciales y por el inicio del consumo de la central térmica de Santa Rosa.



Entre el 2008 y 2009 se iniciaría la explotación del Lote 56, cuya licencia de explotación ha sido otorgada al Consorcio Camisea (operado por Pluspetrol Perú Corp.). Este lote está conformado por dos yacimientos, Mipaya y Pagoreni. Se estima que las reservas de estos yacimientos alcanzarían los 3 TPC de gas natural y 220 MMBIs de líquidos del gas natural.⁵ Las reservas de gas natural de este lote serían utilizadas para el proyecto de exportación de gas natural licuefactado.

II.3. Transporte

El gas extraído de los yacimientos es transportado a las plantas de procesamiento, plantas de generación eléctrica u otros consumidores. La infraestructura de transporte desarrollada como parte del proyecto Camisea es la infraestructura de transporte de gas más importante del país, pues va de este a oeste del país, desde la selva hasta la costa, atravesando la Cordillera de los Andes. Esta infraestructura es comparable al oleoducto norperuano que cuenta con una longitud de 832 km.

En el caso del proyecto de Camisea, la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP) ofrece el servicio de transporte de líquidos de gas y de gas natural seco desde el punto de extracción hasta la planta de procesamiento de Pisco y al City Gate de Lima (Lurín), respectivamente. El poliducto para el transporte de líquidos es de 560 km de longitud y 70 MBIs por día de capacidad. El gasoducto de transporte de gas natural seco cuenta con una longitud de 730 km y con una capacidad inicial de 380 MMPCD que alcanzará los 450 MMPCD en agosto del 2011. En este gasoducto existen tres puntos de entrega de gas natural: el City Gate en Lurín, Chilca (donde actualmente se abastece la central eléctrica del mismo nombre) y Humay donde se sirve a Aceros Arequipa, Minsur/Funsur y a la planta de fraccionamiento en Pisco operada por Pluspetrol.

En el caso de Aguaytía, la empresa opera aproximadamente 200 km de gasoductos que transportan el gas extraído a sus plantas de procesamiento y a la central térmica de Aguaytía. En los demás proyectos no se ha desarrollado una red de transporte.

II.4. Procesamiento de gas natural

En el Perú operan cinco plantas de procesamiento de gas natural, en donde se separan líquidos del gas seco o se obtiene Gas Licuado de Petróleo (GLP), gasolinas naturales y gas

⁵ Perúpetro S.A., Perúpetro suscribe contrato por el lote 56 con Consorcio Camisea, Nota de prensa, 07/09/2004.

natural seco, entre otros productos. Las plantas asociadas a la extracción del gas de Camisea son la planta de separación de gas natural y líquidos de Malvinas y la planta de fraccionamiento de líquidos en Pisco. Las capacidades de procesamiento de estas plantas son superiores a las de otras empresas. La Planta de Malvinas cuenta con una capacidad de procesamiento de 440 MMPCD, mientras que la Planta de Fraccionamiento en Pisco poseería una capacidad de procesamiento de 50 MBPD.

PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL

Empresa	Plantas de procesamiento de gas natural	Ubicación	Capacidad diaria
Consorcio Camisea (operada por Pluspetrol Perú Corp.)	Planta de separación de gas natural en Malvinas	La Convención, Cusco	440 MMPC
Procesadora de Gas Pariñas	Planta criogénica de gas natural	Talara, Piura	50 MMPC
Graña y Montero Petrolera	Planta de procesamiento de gas natural y de fraccionamiento de líquidos de gas natural	Talara, Piura	Pariñas – 40 MMPC Pozo – 20 MMPC Verdún – 3 MBIs
Consorcio Camisea (operada por Pluspetrol Perú Corp.)	Planta de fraccionamiento de líquidos de gas natural	Pisco, Ica	50 MBIs
Aguaytía Energy del Perú	Planta de fraccionamiento de líquidos de gas natural	Coronel Portillo, Ucayali	1,7 MBIs 1/

1/ La información corresponde a la producción.

Fuente: Minem

Adicionalmente a las plantas en funcionamiento, el consorcio Irradia tiene planeado construir una planta de licuefacción de gas natural en Chilca (Cañete, región Lima) que implicará una inversión de US\$95 millones. Se espera que esta planta inicie operaciones a fines del 2007 o inicios del 2008. El objetivo principal es producir gas natural líquido comprimido a partir del gas de Camisea, para abastecer a estaciones de gas natural vehicular y zonas que no cuenten con redes de distribución de gas seco.

II.5. Distribución de gas natural

En el Perú se han entregado dos concesiones de distribución de gas natural: Lima y Callao, y Talara en la región Piura. Asimismo, se tiene previsto otorgar otras concesiones dentro de los proyectos de gasoductos regionales. El gas natural de Camisea abastece las redes de distribución en Lima y Callao y también abastecería a las redes de distribución asociadas a los gasoductos regionales en la zona centro del país.

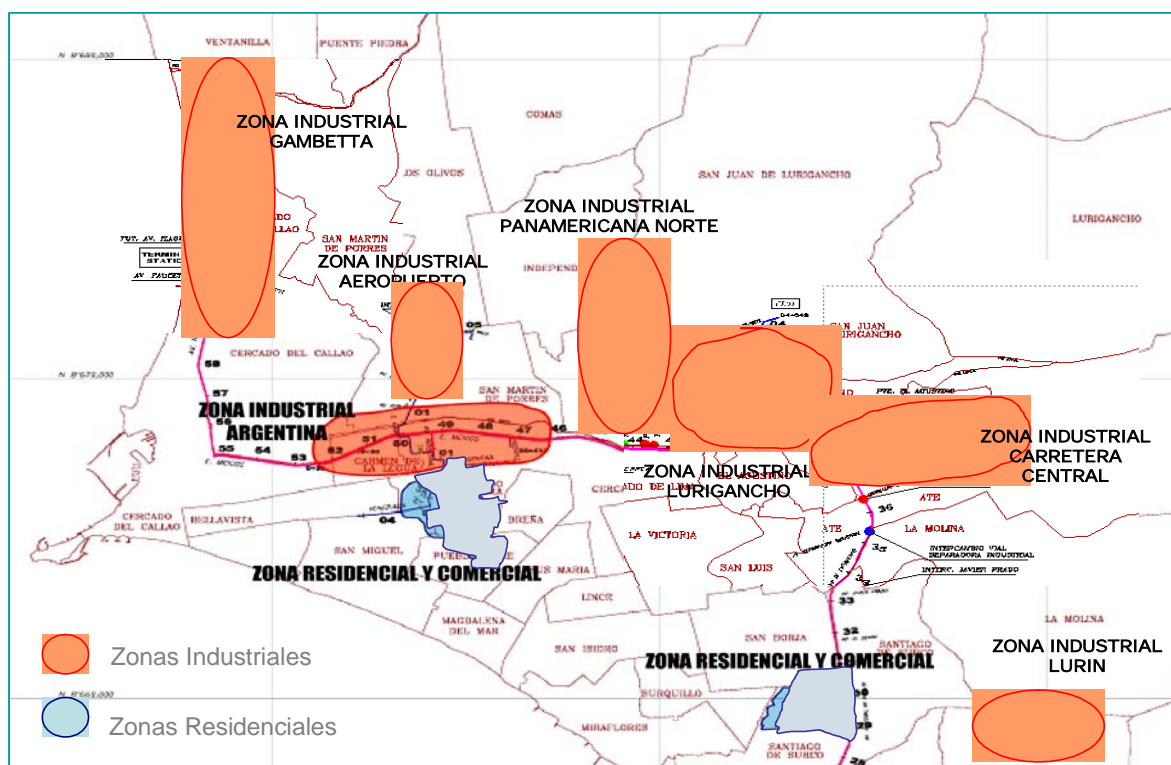
La concesión de Lima y Callao es la de mayor envergadura, pues forma parte del diseño del proyecto base de Camisea. A diciembre del 2006, esta red atendió a más de 5 000 clientes. La distribución es realizada por la empresa Gas Natural de Lima y Callao (Cálidda), que se encuentra en proceso de transferencia de Suez Energy International a Ashmore Energy International (propietaria de Promigas en Colombia).

Cálidda cuenta con una red de distribución de alta presión y redes de distribución de baja y media presión. A través de la primera cubre principalmente la demanda de los clientes iniciales del proyecto Camisea (clientes industriales y generadoras eléctricas), de los clientes independientes y de algunas estaciones de GNV; con las redes de presión media atiende a algunos clientes industriales y estaciones de gas natural vehicular (GNV), mientras que con redes de baja presión también atiende a clientes industriales y de GNV pero adicionalmente a clientes comerciales y residenciales. Para ello ya se han tendido 85 km de

red troncal y 372 km de redes secundarias. En el capítulo III de esta primera parte se analiza la composición de la demanda de gas natural, su evolución y perspectivas.

El siguiente mapa muestra la cobertura de la red de Cálidda en Lima. La empresa atiende a conglomerados industriales y zonas residenciales que se encuentran alrededor de la Red Principal que va desde el City Gate en Lurín (al sur de Lima) hasta la central de generación de Ventanilla (al norte de Lima).

MAPA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE CÁLIDDA



Fuente: Cálidda

Cabe mencionar que existen grandes clientes que se abastecen de gas natural sin necesidad de emplear la red de distribución. La normatividad peruana permite el acceso de clientes independientes (consumo mayor a 1,1 MMPCD) a la red de gas natural a través de gasoductos de uso propio. Así, hasta la fecha, TGP transporta gas natural a tres industrias ubicadas en la región Ica, en la proximidad del gasoducto principal del proyecto Camisea (Aceros Arequipa, Funsur/Minsur y a la planta de fraccionamiento del Consorcio Camisea); y a la central de generación de Chilca ubicada en la región Lima antes del City Gate en Lurín.

Actualmente existe un proyecto para extender las redes de distribución asociadas al gas de Camisea en la zona central del Perú. En septiembre del 2005 se convocó el concurso público para otorgar en concesión el sistema de distribución de gas natural por red de gasoductos en las regiones de Ica, Ayacucho y Junín. Se espera que en el 2007 se otorgue la buena pro. La concesión se entregará por un plazo de 30 años e incluirá el diseño, construcción, operación y mantenimiento del sistema de distribución en las zonas concedidas. Según Proinversion, la inversión estimada alcanzaría US\$206 millones.

Por otra parte, se ha evaluado la concesión del gasoducto regional en el sur del país (Arequipa, Moquegua y Tacna), pero aún no se tiene previsto efectuar una convocatoria. La alianza estratégica entre Petroperú, Petrobras y Suez Energy para el desarrollo de un

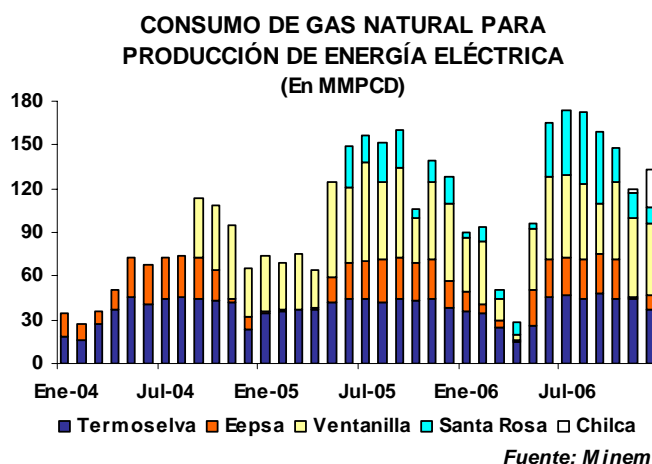
complejo petroquímico en el sur del país es un componente clave para la viabilidad de este proyecto.

En cuanto a la red de distribución en Talara, la concesión fue entregada a GASTALSA. De acuerdo con las proyecciones del estudio tarifario, en el año 2008 esta empresa abastecerá de gas natural a 687 clientes con un volumen anual de 40,5 MMPC. A fines del 2008, la red de distribución tendrá una longitud de 41 km. Esta red de distribución es reducida, sin embargo facilita la utilización de las reservas de hidrocarburos del norte del país por parte de las industrias locales y clientes residenciales y comerciales.

II.6. Generación eléctrica empleando gas natural

La matriz energética para la generación eléctrica se ha modificado significativamente con la extracción del gas de Camisea. Antes del uso del gas de Camisea, sólo 6% de la energía era generada por centrales a gas natural; en cambio, en el 2006, su participación se incrementó a 17% debido al ingreso de centrales que operan con gas de Camisea.

El gas de Camisea permite que actualmente tres centrales ubicadas en la región Lima - Ventanilla (Edegel), Santa Rosa (Edegel) y Chilca 1 (Enersur)- operen a gas natural, reduciendo así el costo de generación eléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). A diciembre del 2006, la potencia instalada de estas centrales ascendió aproximadamente a 916 MW (18% de la potencia instalada en todo el país)⁶. Además, el gas natural extraído de los yacimientos explotados por Aguaytía y GMP es empleado para la generación eléctrica en las centrales de Termoselva y Eepsa, respectivamente. En la sección III.6 se presenta mayores detalles acerca del uso de gas natural para generación eléctrica.



II.7. Producción de derivados de líquidos de gas natural

A partir de los líquidos de gas natural, en el Perú se produce básicamente GLP, diesel y gasolinas naturales. La producción de GLP y gasolinas naturales derivadas del gas de Camisea es significativa respecto de la producción de las plantas procesadoras de otras reservas de gas natural y las refinerías de petróleo.

En el 2006, el GLP producido en la planta de Pisco (operada por el Consorcio Camisea) representó el 65% del total de GLP refinado en el Perú. En el caso del diesel, esta planta

⁶ Memoria TGP 2006, p. 20.

representó sólo el 6% de la producción nacional, mientras que esta participación fue de 86% en el caso de las gasolinas naturales. Así, resalta la importancia del gas de Camisea en el abastecimiento del mercado doméstico de GLP.

REFINACIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL 2006
(En MBPD)

	Derivados de líquidos de gas natural		Derivados de petróleo	Total	Consortio Camisea (% del total)
	Consortio Camisea	Otros			
GLP	16,5	2,5	6,3	25,3	65,3%
Diesel	2,9	0,0	48,2	51,1	5,7%
Gasolinas naturales	15,4	2,5	0,0	17,9	86,0%

Fuente: Minem

III. EL DESARROLLO DEL MERCADO DE GAS DE CAMISEA

En el mercado de gas natural se distinguen cuatro tipos de clientes: residenciales y comerciales menores, industriales (menores, medianos y grandes clientes), consumidores de Gas Natural Vehicular (GNV) y centrales de generación eléctrica. En el 2006, el consumo para la generación eléctrica fue el más importante (más de 60%), seguido de los industriales (casi 39%), mientras que el consumo de clientes residenciales, comercios menores y GNV fue tan solo 1% del total.

El segmento de generación eléctrica se ha desarrollado rápidamente, primero con la conversión de las centrales más importantes ubicadas en Lima y, posteriormente, con la ampliación de la capacidad de las mismas y la construcción de nuevas centrales a gas natural. El menor costo de generación a gas natural respecto del uso de diesel y petróleo residual, incentiva la instalación de centrales térmicas a gas. Esto se da, además, en un contexto de crecimiento de la demanda de energía eléctrica.

El segmento industrial ha mostrado un crecimiento mayor al esperado, principalmente en términos del número de conexiones efectivas. Además, en Lima se adelantó el tendido de redes y en algunos casos se tendieron redes en conglomerados industriales no previstos inicialmente. El tiempo necesario para la conexión de industriales medianos y menores alejados del trazo de la red ha implicado retrasos en un mayor desarrollo de este segmento.

En contraste, el consumo y nivel de penetración en el segmento residencial y comercial menor se encuentra por debajo de los valores esperados en el año 2004, según el estudio tarifario preparado por Osinergmin.⁷ Así, según información a octubre del 2006, la penetración en las zonas con redes de distribución fue solamente 10%, en vez del cerca de 45% esperado para el año 2006. El largo período de recuperación de la inversión de la conexión (hasta cuatro años) y la ausencia de alternativas de financiamiento a largo plazo del costo de la conexión, son algunos de los factores que explican porqué aún no se verifica un despegue de la penetración en este segmento de mercado.

En el segmento de GNV, el número de estaciones de venta de GNV en operación, el número de vehículos convertidos y el consumo por estación a fines del 2006 fueron menores que los proyectados en la fijación tarifaria del 2004. Esto se dio, principalmente, porque el desarrollo de este mercado tuvo inicios tardíos, debido a que la normativa específica de este nuevo mercado recién fue completada hacia fines del 2005. No obstante, la velocidad de conversión de automóviles a GNV, desde los primeros meses del 2006, generó un desfase importante entre la demanda y la oferta existente, y, con ello, un período en el que el tiempo de espera para el abastecimiento de un vehículo en una estación de GNV se extendió, en algunos casos, hasta por encima de tres horas. Actualmente, esa dificultad ya ha sido superada en el mercado, alineándose el crecimiento de la oferta con el crecimiento de la demanda de GNV.

En términos de tarifas y consumo mensual promedio en cada segmento de mercado, Lima se encuentra dentro del rango de otras ciudades latinoamericanas. No obstante, debido al corto tiempo de desarrollo, el número de clientes conectados es bastante menor a los indicadores de otras ciudades.

En esta sección se analiza el desarrollo de cada uno de los segmentos de mercado, así como sus perspectivas de crecimiento. Además, se compara el consumo promedio y las

⁷ Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. Antes esta institución se denominaba Osinerg (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía), pero desde inicios del 2007 su nombre fue modificado al ampliar sus facultades de regulación, fiscalización y supervisión al sector minero.

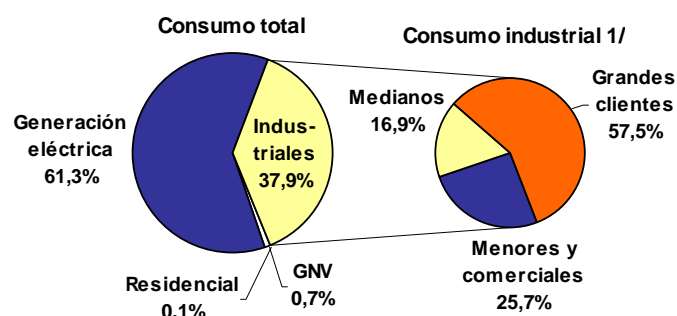
tarifas vigentes en Lima con algunas ciudades de la región, con el fin de obtener referentes acerca del nivel de desarrollo de los segmentos y de las tarifas cobradas por el gas natural.

III.1. Composición del consumo del gas de Camisea

El gas natural extraído de los yacimientos de Camisea abastece el mercado de Lima y Callao (a través de Cálidda) y a algunos clientes próximos a la Red Principal de transporte ubicados antes del City Gate de Lurín (en las zonas de Chilca y Humay).

En el 2006, el gas natural destinado a generadoras eléctricas representó más del 60% del total del gas natural consumido, mientras que poco menos del 40% correspondió a clientes industriales. El 1% restante se destinó a GNV y clientes residenciales. Del consumo industrial, entre el 55% y 60% correspondió a grandes industriales (clientes iniciales, independientes y conectados en Humay)⁸ y el resto a clientes industriales medianos y menores.

CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL 2006
(Como % del total)



1/ Clientes menores y comerciales: categorías tarifarias B y C; clientes medianos: categoría D.

Fuente: Minem

Si bien el número de clientes residenciales es significativo respecto de los demás segmentos, su volumen de consumo es bajo. A diciembre del 2006, el gas de Camisea abasteció a 4 891 clientes residenciales, 182 clientes industriales, 4 estaciones de GNV y 3 centrales eléctricas.

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES 1/

	2004	2005	2006
Residenciales	0	1 472	4 891
Clientes industriales			
Menores y comerciales	1	54	153
Medianos	0	14	19
Grandes clientes	7	9	10
GNV	0	2	4
Generación eléctrica	1	2	3
Total	9	1 553	5 080

1/ Al cierre de cada año.

Fuente: Minem, TGP

⁸ Cliente inicial se refiere al consumidor que participó en el Proceso de Promoción y suscribió contratos de compra-venta de gas natural antes del otorgamiento de las concesiones de transporte y distribución. Un cliente independiente es aquel que adquiere gas natural directamente del productor, comercializador o concesionario, siempre que sea en un volumen mayor a los 30 mil m³ estándar por día y por un plazo contractual no menor a seis meses.

Sin embargo, el consumo de clientes residenciales alcanzó sólo 26 MMPC, mientras que el de industriales fue 14 476 MMPC. En las siguientes subsecciones se explican las principales causas de esta evolución del consumo por segmento de mercado.

El consumo del gas natural de Camisea se incrementó 32% en el 2006 respecto del 2005. Resalta que el consumo de gas que no corresponde a generadores eléctricos se duplicó el año pasado, principalmente por el mayor consumo del segmento industrial, aunque también se observó altas tasas de crecimiento en el segmento de GNV.

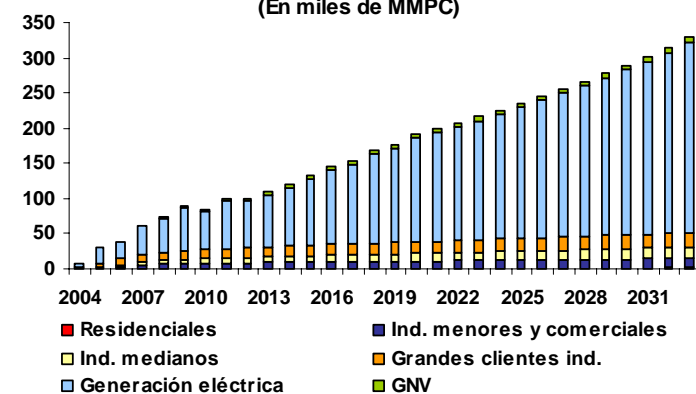
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS NATURAL (En MMPC)

	2004	2005	2006
Residenciales	0	3	26
Cientes industriales			
Menores y comerciales	1	913	3 788
Medianos	0	694	2 486
Grandes clientes	2 037	5 691	8 473
GNV	0	1	283
Generación eléctrica	4 801	22 099	23 833
Total	6 839	29 400	38 888

Fuente: Minem, TGP

Considerando las proyecciones de demanda de Cálidda y Osinergmin para la actualización de las tarifas de distribución de gas natural, así como el cálculo de la demanda de gas natural por generadores y estimaciones propias del parque automotor convertible a GNV, se proyectó la demanda de gas natural para los siguientes años. La demanda de generadores eléctricos se incrementaría a lo largo del tiempo, principalmente por la mayor demanda de electricidad en el país y al bajo costo variable de la generación eléctrica a gas natural respecto del costo de generación utilizando otros energéticos tales como el petróleo residual y el diesel. Asimismo, el consumo de los demás segmentos crecerá, tal como se explica en las siguientes subsecciones. Para el periodo 2004-2033 se estima que el consumo interno de gas natural alcanzará los 5,1 TPC. Este consumo podría ser menor dependiendo de la composición del parque de generación eléctrica.⁹

ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DE GAS NATURAL 1/ (En miles de MMPC)



1/ Estimaciones desde el 2007.

Fuente: Minem, APOYO Consultoría

⁹ Cabe mencionar que el consumo proyectado de gas natural sería menor bajo un escenario en el que se considere que una mayor proporción de la capacidad de generación adicional corresponde a centrales hidroeléctricas.

III.2. Segmento residencial

A pesar de que el número de clientes residenciales se multiplicó por más de tres en el 2006, respecto del cierre del 2005, el desempeño del segmento residencial no ha cubierto las expectativas planteadas al inicio de las operaciones comerciales de la empresa de distribución. Tanto el número de clientes conectados como el consumo promedio mensual se encuentran por debajo de las proyecciones efectuadas en el año 2004 como parte de la primera regulación tarifaria de distribución de gas natural en Lima y Callao. No obstante, el consumo promedio actual se encuentra dentro del rango de consumo de otras ciudades de Latinoamérica. Además, la red actual podría permitir la conexión de más de diez veces el número de clientes residenciales conectados a diciembre del 2006.

Algunas de las principales dificultades para la conexión de clientes residenciales es el largo período de recuperación de la inversión necesaria para el uso de gas natural y la ausencia de alternativas de financiamiento a largo plazo del costo de la conexión. En este contexto, el organismo regulador viene trabajando en el desarrollo de nuevos diseños tarifarios que hagan más atractiva la conexión a la red por parte de clientes de bajo consumo y ya incorporó parte del costo inicial de conexión en la tarifa mensual. En consecuencia, se espera que esto último, aunado al esfuerzo comercial de la empresa distribuidora y la aplicación de un nuevo diseño tarifario, promuevan la conexión de clientes residenciales en los siguientes años.

III.2.1. Usos del gas natural y su competitividad respecto de los sustitutos

Los clientes residenciales emplean el gas natural principalmente para las cocinas, calentadores de agua y, en algunos casos, para secadoras de ropa. En Lima, el 90%¹⁰ de los hogares emplea GLP para cocinar y el gas natural es una alternativa de menor costo para muchos de estos usuarios. Los hogares que poseen termas o duchas eléctricas también podrían sustituir su consumo de energía eléctrica por gas natural. Sin embargo, sólo el 31%¹¹ de los hogares de Lima cuenta con estos artefactos y en las áreas con redes tendidas este porcentaje es menor.

Para evaluar la conexión a la red no solo es necesario analizar la demanda potencial por gas natural, sino si el precio del gas natural es competitivo frente a sus sustitutos y si el ahorro potencial supera a los costos de conexión y permite un período razonable de recuperación de la inversión para el consumidor. En el siguiente cuadro se aprecia que los usuarios residenciales pueden obtener un ahorro de más de 65% por unidad calórica consumida. No obstante, el costo de la conexión es aproximadamente \$650, monto 45% mayor al ingreso promedio mensual en Lima Centro (US\$448)¹². Además, dado que el consumo mensual de gas natural es aproximadamente 0,75 MMBTU, el período de recuperación de la inversión es mayor a cuatro años. Esto claramente influye en el valor que los clientes residenciales le otorgan a la conexión a la red de gas natural.

¹⁰ APOYO Opinión y Mercado, IGM, Niveles Socioeconómicos Gran Lima 2006, p.65.

¹¹ Ibid.

¹² Zona donde se encuentra parte de la red de baja presión de Cálidda. El dato de ingreso promedio proviene del informe Perfiles Zonales de Lima Metropolitana 2006. APOYO Opinión y Mercado.

COMPARACIÓN DEL COSTO PROMEDIO DE GAS NATURAL Y FUENTES ALTERNATIVAS DE ENERGÍA

	Unidad	Monto
Gas natural	US\$/MMBTU	7,91
GLP (80%) y energía eléctrica (20%)	US\$/MMBTU	24,91
Ahorro por unidad de energía	US\$/MMBTU	17,00
	%	68,2
Costo de conexión aproximado 1/	US\$	650,00

1/ Costo al contado de la instalación interna con tubería empotrada de 15 m y un punto de salida (S/.1 528). Además, se incluye el monto que hasta febrero del 2007 se cobraba por tubería de conexión y la estación de regulación y medición. Posteriormente, se fijó un cargo mensual de US\$2,3 por estos últimos conceptos.

Fuente: Petroperú, Osinergmin, APOYO Consultoría

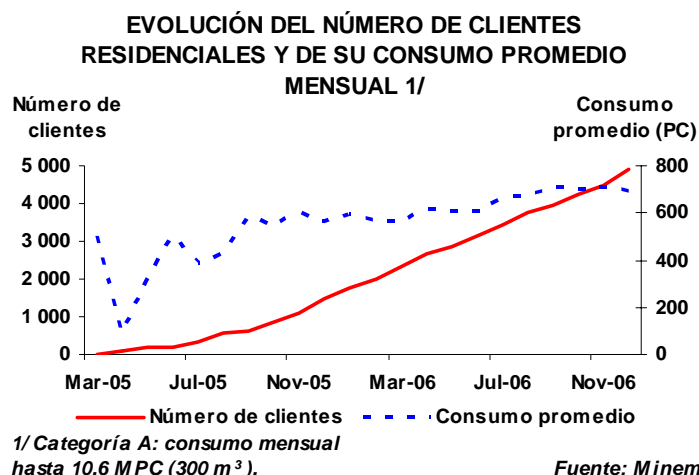
III.2.2. Cobertura, número de clientes y consumo residencial

La red de baja presión, que está en capacidad de atender a clientes residenciales, atraviesa seis distritos de la ciudad. A diciembre del 2006, la red de distribución se encontraba frente a las viviendas de 48 mil familias, aunque en el 2004 se previó que la red alcanzaría a cerca de 53 mil clientes en el 2006. La red de polietileno a la que se conectan los clientes residenciales cuenta con una extensión de 276 km¹³. Ésta cubre una zona en donde habitan familias de estrato socioeconómico alto (Surco) y otras zonas donde predominan las familias de estrato medio (Magdalena, Pueblo Libre, San Miguel y Lima Cercado). A octubre del 2006, 94% de los clientes residenciales correspondía a distritos de estrato medio. Para el 2007, la empresa de distribución tiene previsto continuar el tendido de redes e ingresar a los distritos Miraflores y San isidro.

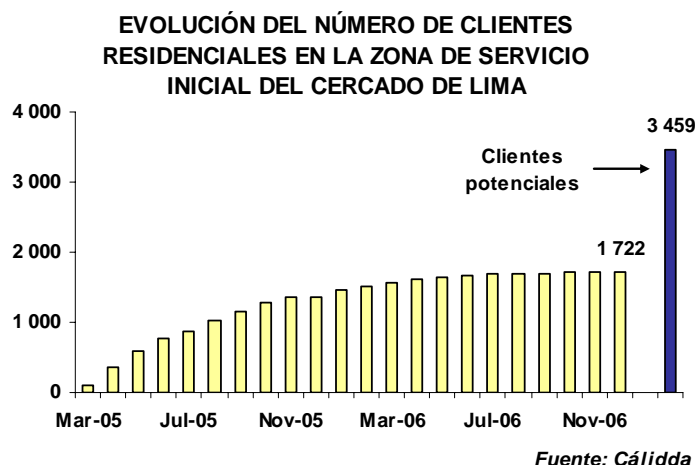
El segmento residencial comprende al mayor número de clientes conectados a la red (96% a diciembre del 2006). Sin embargo, el consumo total de este segmento es poco significativo (0,1% del volumen distribuido por Cálidda en el 2006).

Cabe destacar que, a pesar del largo período de recuperación de la inversión en la conexión al gas natural, existe una tendencia creciente en el segmento residencial, pues tanto el número de clientes efectivamente conectados como el consumo promedio mensual se han incrementado. No obstante, se aprecia una desaceleración en el crecimiento del consumo promedio por cliente residencial, lo que podría demostrar que este indicador ha alcanzado un nivel que refleja el consumo típico de un cliente residencial limeño. En el 2006, el número de clientes residenciales creció 232%, mientras que el consumo promedio mensual aumentó 24% respecto de diciembre del 2005. El otorgamiento de financiamiento para las instalaciones internas por parte de la empresa concesionaria puede haber impulsado el crecimiento en el número de conexiones.

¹³ Dato a diciembre del 2006, Memoria Cálidda 2006, p.49.



La tasa de penetración (clientes conectados entre clientes potenciales frente a la red) es baja; sólo cerca del 10% de los clientes frente a la red se ha conectado. No obstante, en el cluster más antiguo (cluster B en el Cercado de Lima), la penetración alcanzada a diciembre del 2006 ha sido bastante mayor (50%). Se espera que, con el tiempo, la penetración en otras zonas de características similares también se incremente.



De otro lado, es necesario tener en cuenta que el consumo residencial en Lima se encuentra en el rango de consumo por cliente de otras ciudades de Latinoamérica. No obstante, el número de clientes en Lima es reducido respecto de las demás ciudades, lo que reduce el atractivo de este segmento. En la medida que se propague la cultura del gas natural, se espera que tanto el consumo promedio como el número de clientes se incrementen.

COMPARACIÓN DEL CONSUMO MENSUAL DE CLIENTES RESIDENCIALES

Ciudad	Empresa	Consumo promedio mensual (PC)	Número de clientes
Rio de Janeiro 2/	CEG	459	694 196
Sao Paulo 2/	Gas Natural Sao Paulo Sul	459	21 317
Lima 1/	Cálidda	600	4 873
Santiago 2/	Metrogas	1 377	336 849
Buenos Aires 2/	Gas Natural Argentina	3 108	1 242 652

1/ La información de clientes es al cierre del 2006, pero la información del consumo es un estimado de Cálidda a octubre del 2006.

2/ Información al 2005.

Fuente: Empresas distribuidoras

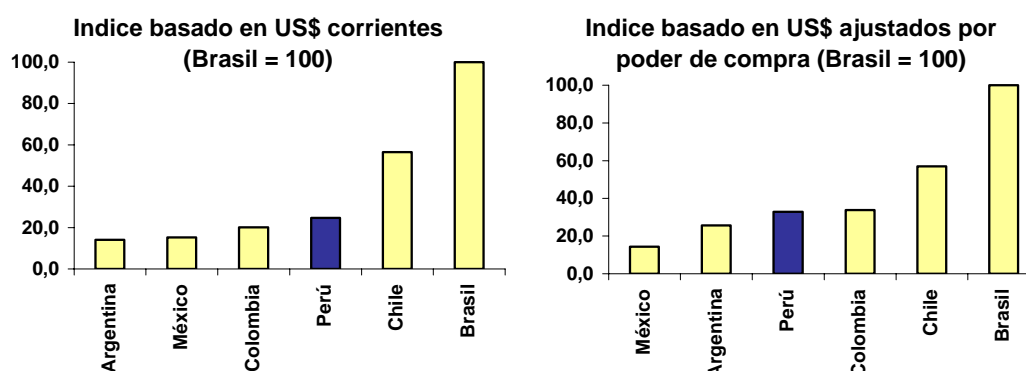
III.2.3. Las tarifas en el contexto internacional

Un factor que podría haber desincentivado la conexión a la red de gas natural es el costo del servicio. En este sentido, es útil comparar las tarifas cobradas en Lima con las aplicadas en otras ciudades de la región.

Para los clientes residenciales, las tarifas de distribución son el rubro más importante de su factura de gas (aproximadamente 70%). Los clientes residenciales abonan la tarifa de distribución de redes secundarias correspondiente a la categoría A (hasta 300 m³ al mes/ 10,6 MPC al mes). Esta tarifa fue calculada de manera que se garantizara la competitividad del precio del gas natural frente a los combustibles alternativos empleados en los hogares.

Las tarifas que se aplican en el Perú a los clientes residenciales se encuentran dentro del rango de tarifas cobradas en las ciudades más importantes de Latinoamérica. En el Perú, la facturación mensual por un consumo de 706 PC es US\$6, mientras que en Brasil ésta alcanza los US\$24. En el siguiente gráfico se compara el gasto de un cliente residencial por un consumo mensual de 706 PC en algunas ciudades importantes de Latinoamérica. En el gráfico de la derecha la comparación se realiza luego de ajustar las tarifas por la paridad de poder de compra.

TARIFAS PARA CLIENTES RESIDENCIALES EN LATINOAMÉRICA 1/



1/ Para una factura mensual de 20 m³ (706 PC). Considera las capitales de cada país, excepto para Brasil que incluye tarifas de Sao Paulo. Tarifas sin impuestos, vigentes a marzo del 2007.

Fuente: Gas Natural del Centro S.A. E.S.P. (Colombia), Cálida (Perú), Metrogas (Chile y México), Gas Natural Sao Paulo Sul, ENARGAS (Argentina)

III.2.4. Las dificultades en la expansión y las perspectivas de crecimiento

En este segmento es necesario incentivar una mayor conexión efectiva a la red en las zonas donde las redes ya han sido tendidas y así aprovechar la inversión realizada. Como se mencionó anteriormente, la red pasa frente a 48 000 hogares, pero la penetración efectiva es tan solo de 10% de estos hogares.

Uno de los problemas que ha limitado el crecimiento de este segmento es el alto costo de conexión a la red en comparación con el ahorro que implica el gas natural respecto de otras fuentes de energía. El largo período de recuperación de la inversión es consecuencia del nivel de consumo promedio del cliente residencial en la ciudad de Lima y del alto costo relativo de conexión respecto del promedio observado en otros mercados latinoamericanos de distribución de gas natural. Todo esto resulta en un bajo monto de ahorro para un cliente residencial al sustituir fuentes de energía alternativas.

A pesar de estas dificultades iniciales, las familias que ya optaron por conectarse a la red de gas natural presentan un alto grado de satisfacción con la provisión del servicio. Paulatinamente se viene desarrollando una cultura de gas en el Perú, a medida que los hogares van conociendo los posibles usos del gas natural. Además, éste mayor conocimiento permitiría mitigar el temor de algunas familias respecto de la seguridad de las instalaciones de gas natural, pues cerca de un quinto de las familias sin conexión percibían las instalaciones de gas como poco seguras¹⁴.

La entrega de mayor información y la existencia de casos exitosos de uso del gas natural apoyarán el desarrollo de este segmento de mercado. Además, cambios en el diseño tarifario y mayores opciones de financiamiento podrían generar tarifas más competitivas para el uso residencial de gas natural. El siguiente proceso de revisión tarifaria está previsto para fines del año y la aplicación de las nuevas tarifas se iniciará en mayo del 2008.

Teniendo en cuenta que ya se tiene tendida la red de baja presión, la empresa debería tener incentivos para conectar un mayor número de clientes y así recuperar su inversión. En este contexto, se espera que la empresa concesionaria sea más agresiva en su política de comercialización. Además, cambios en el diseño tarifario podrían impulsar la conexión a la red de gas. En este sentido, en febrero de este año, Osinergmin aprobó la propuesta de la distribuidora Cálidda para incorporar una parte del costo de conexión (equivalente al 30% del total aproximadamente) en la tarifa de distribución.

Se espera, por consiguiente, un incremento en el número de clientes conectados hasta superar los 130 mil en el año 2033. Sin embargo, la participación de este segmento en el volumen total de gas consumido no superará el 0,1% actual, dado el bajo nivel de consumo por hogar. De esta manera, se confirma que el segmento residencial posee baja relevancia en términos de consumo, pero es importante en términos de cobertura poblacional.

Sobre la base de estimaciones de Cálidda y Osinergmin se ha calculado que en el año 2033 existirían 137 miles de conexiones, lo que implicaría una cobertura poblacional cercana a 614 mil personas. La tasa de crecimiento promedio anual del consumo de este segmento en el período 2006-2033 se estima en 13%. En el corto plazo, se estima que existirán 39 mil conexiones para el 2010 y que 173 mil personas utilizarán gas natural en sus hogares, consumiendo 279 MMPC en dicho año.



¹⁴ Encuesta realizada en diciembre del 2006, Apoyo Consultoría.

III.3. Segmento comercial

Este segmento es el menos desarrollado del mercado, pero presenta un importante potencial de crecimiento. El número de clientes comerciales conectados a diciembre del 2006 fue menor a 50, pero en los primeros meses del 2007 la penetración en este segmento se incrementó. No obstante, si el desarrollo efectivo se compara con las expectativas planteadas en la fijación tarifaria del 2004, se concluye que no se alcanzaron los 147 clientes estimados para diciembre del 2006. De manera similar al caso de los clientes residenciales, el costo de instalación y el acceso al financiamiento sería una barrera a la expansión. Además, el uso de locales alquilados puede representar una traba burocrática que aletarga el tiempo de instalación de tuberías en el predio comercial.

En el caso de este segmento no se cuenta con estadísticas específicas y no es posible emplear las estadísticas de la categoría B (consumo mensual entre 11 y 618 MCP/mes) para analizarlo, en vista que el 70% de los clientes de categoría B son industriales menores. En este contexto, se realizará un análisis breve y se incluirá a los clientes de categoría B como usuarios industriales.

III.3.1. Características de los clientes comerciales

Los clientes comerciales se dividen en comerciales menores y comerciales mayores. Los comercios menores son mayormente negocios familiares pequeños, cuyo comportamiento se asemeja al de usuarios residenciales. Estos clientes pertenecen generalmente a la categoría A. Los clientes comerciales mayores pertenecen a la categoría tarifaria B, es decir consumen entre 11 y 618 MPC/mes.

Los clientes comerciales incluyen negocios pequeños (restaurantes, panaderías, lavanderías, etc.), además de clubes, colegios y hoteles, entre otros. Estos clientes desplazaron su consumo de GLP, diesel y kerosene por gas natural. Los clientes comerciales se conectan a redes de baja presión, las que se extienden en los distritos de Surco, Magdalena, Pueblo Libre, San Miguel, Lima Cercado y, próximamente, en Miraflores y San Isidro.

III.3.2. El consumo y el nivel de tarifas respecto de otros países de la región

En comparación con otras ciudades latinoamericanas, el consumo promedio de un cliente comercial en Lima es alto, aunque el número de clientes es significativamente menor al de las demás ciudades.

COMPARACIÓN DEL CONSUMO MENSUAL DE CLIENTES COMERCIALES

Ciudad	Empresa	Consumo promedio mensual (MPC)	Número de clientes
Buenos Aires 2/	Gas Natural Argentina	14,9	44 915
Rio de Janeiro 2/	CEG	17,6	10 680
Sao Paulo 2/	Gas Natural Sao Paulo Sul	17,9	623
Lima 1/	Cálidda	26,9	46
Santiago 2/	Metrogas	40,5	7 261

1/ Información de clientes al cierre del 2006 y consumo promedio mensual en diciembre del 2006.

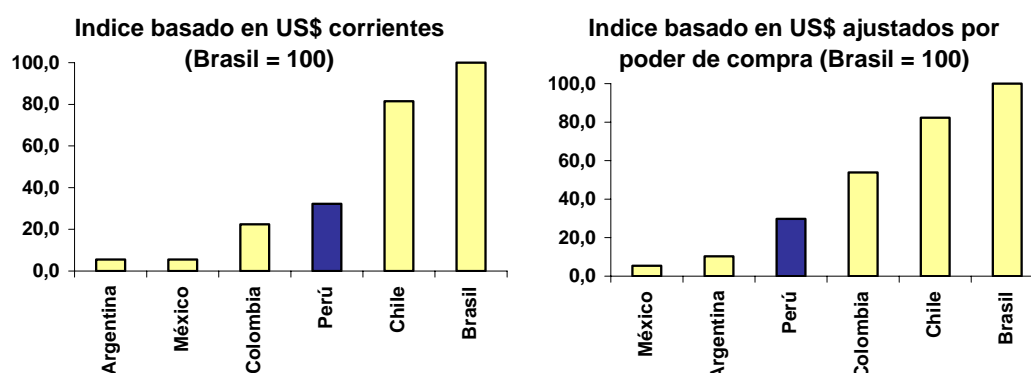
2/ Información al 2005.

Fuente: Empresas distribuidoras

En cuanto a las tarifas, el 35% del costo del gas natural corresponde al pago por distribución y 45% del costo proviene del gas en boca de pozo¹⁵. Dependiendo de su nivel de consumo, a estos clientes se les aplica las tarifas de distribución correspondiente a las categorías A (hasta 11 MPC/mes) o B (de 11 a 618 MPC/mes).

Al comparar la factura promedio por un consumo similar al de usuarios comerciales de Cálidda, se puede apreciar que las tarifas para usuarios comerciales se encuentran en el rango de las tarifas cobradas en grandes ciudades en Latinoamérica. En el Perú, el monto facturado por un consumo mensual de 26,5 MPC es cercano a US\$220, que representó poco más del 30% del monto correspondiente en Brasil, según las tarifas vigentes a marzo del 2007. Si se ajusta la comparación por paridad de compra, el valor en el Perú es menor que el costo en Colombia, Chile y Brasil.

TARIFAS PARA CLIENTES COMERCIALES EN LATINOAMÉRICA 1/



1/ Para una factura mensual de 750 m³ (26,5 MPC). Considera las capitales de cada país, excepto para Brasil que incluye tarifas de Sao Paulo. Tarifas sin impuestos, vigentes a marzo del 2007.

Fuente: Gas Natural del Centro S.A. E.S.P. (Colombia), Cálidda (Perú), Metrogas (Chile y México), Gas Natural Sao Paulo Sul ENARGAS (Argentina)

III.3.3. Las dificultades en la expansión y las perspectivas de crecimiento

Las limitaciones para el crecimiento del segmento de comercios menores son parecidas a las del segmento residencial. Para un bajo nivel de consumo, el nivel del costo de conexión y conversión, y la ausencia de un financiamiento alternativo al provisto por la empresa distribuidora, podría limitar la conexión. Asimismo, de las entrevistas realizadas en febrero del 2007, se identificó que existía falta de conocimiento por parte de clientes comerciales potenciales acerca de la posibilidad de acceder a la red de gas natural. En este contexto, el esfuerzo comercial de la empresa podría promover un mayor nivel de conexión en este segmento.

En los primeros meses del 2007, este segmento de mercado ha mostrado un mayor dinamismo y se esperan altas tasas de crecimiento. No obstante, la participación de este segmento en el consumo de gas no se incrementará significativamente. Debido a las limitaciones de disponibilidad de información, se incluye las proyecciones de clientes comerciales dentro del grupo de industriales menores.

¹⁵ Al considerar las tarifas promedio del 2006.

III.4. Segmento industrial

El desarrollo del segmento industrial ha superado las expectativas del organismo regulador y de la empresa concesionaria en términos de clientes conectados y penetración. Un gran número de industrias medianas y pequeñas se ha conectado a la red y, a diciembre del 2006, su consumo representaba más del 40% del consumo total de la industria. A octubre del 2006, alrededor de 180 clientes industriales se encontraban conectados a la red de gas natural.

En el segmento industrial se distinguen tres grupos:

- Grandes clientes: clientes iniciales en Lima y clientes independientes en Lima y Humay, cuyos consumos mensuales son normalmente mayores a 31,8 MMPC/mes.
- Clientes medianos: con consumos mensuales entre 10,6 y 31,8 MMPC/mes
- Industrias menores: con consumos mensuales menores a 10,6 MMPC/mes.

El número de clientes de industriales menores ha crecido sustancialmente en el 2006, mientras que en el caso de industrias medianas se presentó un alza en el consumo medio. En el caso de los grandes clientes, la conexión de un cliente adicional en el 2006 explica gran parte del aumento del consumo. Existe un gran potencial de crecimiento en el segmento de clientes medianos y menores, lo que se ve reflejado en el número de solicitudes de conexión recibidas por la empresa concesionaria (más de 300 a octubre del 2006).

En este segmento, las dificultades en la expansión se generan por la necesidad de ampliar la infraestructura de red a otros conglomerados industriales no servidos. Cuando el proceso de conexión implica la construcción de infraestructura y la agrupación de clientes potenciales, el tiempo de espera para la conexión puede llegar a ser más de un año. Este problema se irá solucionando con la expansión paulatina de la red.

III.4.1. Características de los clientes industriales

Se distinguen tres tipos de clientes industriales: grandes, medianos y menores. Los grandes clientes están conformados por los clientes iniciales que suscribieron contratos de suministro de gas natural en boca de pozo antes de la entrega de concesiones para el desarrollo del proyecto Camisea. Adicionalmente, existen nuevos clientes (clientes independientes) con un alto volumen de consumo, como la empresa Cementos Lima. Finalmente, otras empresas ubicadas en Pisco se han conectado directamente a la red de transporte de gas natural. Todas estas industrias emplean, por lo general, calderos u hornos, por lo que la conversión a gas natural les genera un ahorro significativo.

Los clientes industriales medianos y menores sustituyen GLP, residual y diesel por gas natural, principalmente en el uso de hornos y calderos. Estos clientes se encuentran en clusters industriales dentro de Lima Metropolitana.

Por lo general, los grandes clientes se conectan directamente a la red troncal, mientras que los demás clientes industriales lo han hecho a la red de distribución secundaria (denominada "Otras Redes") que opera principalmente en media y baja presión. Cálidda presta servicios a clientes industriales en las siguientes zonas de concentración industrial: Argentina, Omicron, Fundición Callao y Aeropuerto; Gambetta; Carretera Central; Panamericana Norte; Lurín y San Juan de Lurigancho. A nivel de ubicación por distritos, los clientes medianos y menores se concentran en el Cercado de Callao (40 clientes a octubre del 2006) y en el Cercado de Lima (35 clientes a octubre del 2006). Adicionalmente, en la zona de Pisco, en la región Ica, tres empresas industriales se conectan directamente a la red de transporte operada por TGP.

III.4.2. La evolución del número de clientes y del consumo

El desarrollo del segmento industrial en Lima y Callao ha superado las expectativas iniciales, en términos de clientes conectados y penetración acumulada. En el siguiente cuadro se comparan los supuestos empleados para la estimación de tarifas en el 2004 y los valores reales a octubre del 2006.

DESARROLLO ESPERADO Y REAL DE LOS SEGMENTOS DE CLIENTES INDUSTRIALES MENORES Y MEDIANOS 1/

	Clientes industriales menores (consumo mensual entre 618 MPC y 10,6 MMPC)		Clientes industriales medianos (consumo mensual entre 10,6 y 31,8 MMPC)	
	Valores esperados para el 2006 (Modelo Tarifario 2004)	Valores reales	Valores esperados para el 2006 (Modelo Tarifario 2004)	Valores reales
Clientes conectados	19	93	5	16
Clientes potenciales	30	126	6	19
Penetración acumulada	63%	74%	83%	84%
Consumo por cliente (MMPC/mes) 2/	4,43	4,06	28,75	15,36

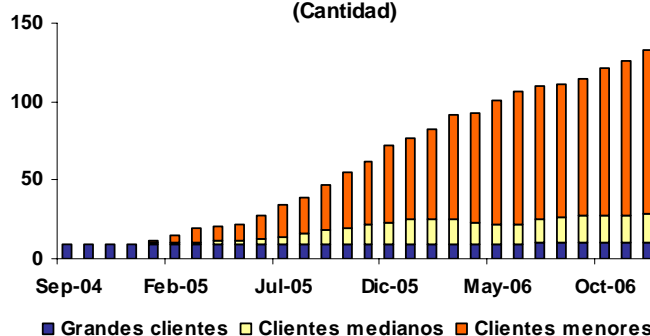
1/ Corresponde a clientes de categorías tarifaria C y D.

Fuente: Cálida, Minem, Osinergmin

2/ Los valores reales corresponden al promedio del periodo enero-octubre del 2006.

El número de clientes menores (consumo mensual entre 618 MPC y 10,6 MMPC) es el más importante en el segmento de clientes industriales. El número de clientes de las demás categorías es estable a diferencia de la categoría C, en donde el crecimiento en el 2006 alcanzó 112%. Ello implica que el crecimiento de la demanda de industriales menores es el principal motor del desarrollo de este segmento de mercado.

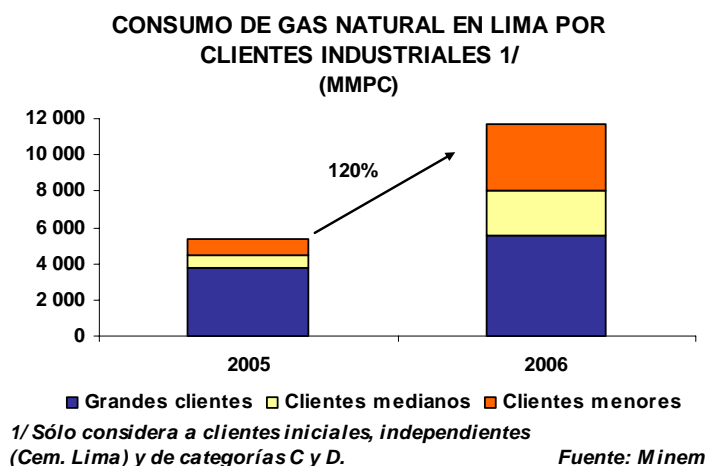
CLIENTES INDUSTRIALES QUE CONSUMEN GAS NATURAL EN LIMA 1/ (Cantidad)



1/ Sólo considera a los clientes iniciales, de categoría C y D e independientes (Cem. Lima).

Fuente: Minem

En el 2005, los clientes iniciales representaban la mayor parte del consumo industrial. Sin embargo, en el 2006, los clientes menores y medianos aumentaron su importancia en el consumo total en Lima. Como resultado, el consumo industrial en Lima creció 120% en el año 2006.



En cuanto al segmento de grandes clientes industriales, éstos cuentan con contratos de suministro de gas natural en boca de pozo que incluyen cláusulas *take or pay* (con el Consorcio Camisea), además de contratos de transporte. El cliente más importante es Cementos Lima que sustituyó el uso de carbón por gas natural.

**DEMANDA CONTRATADA Y CONSUMO
PROMEDIO DE CLIENTES INICIALES
INDUSTRIALES E INDEPENDIENTES 1/**

	Demanda máxima contratada MPCD	Consumo promedio MPCD
Cerámica San Lorenzo	2 832	1 943
Cerámica Lima	3 214	2 811
Alicorp	2 119	1 657
Corporación Cerámica	1 063	713
Owens Illinois	1 589	1 264
Sudamericana de Fibras	3 531	2 934
Cementos Lima	21 189	8 048
Aceros Arequipa	3 708	n.d.
Funsur/Minsur	1 872	n.d.
Pluspetrol	6 922	n.d.

1/ No incluye empresas de generación eléctrica.

Fuente: Cálida, entrevistas

De manera similar al caso del segmento comercial, en la actualidad el consumo mensual por cliente industrial en Lima es comparable al de consumo en otras ciudades sudamericanas. Éste es cerca del doble del consumo en Buenos Aires y Santiago, pero el número de clientes industriales conectados en Buenos Aires y en Santiago es aproximadamente ocho y tres veces, respectivamente, el correspondiente en Lima. Los indicadores de consumo promedio mensual y número de clientes son similares en Sao Paulo y Lima.

COMPARACIÓN DEL CONSUMO MENSUAL DE CLIENTES INDUSTRIALES

Ciudad	Empresa	Consumo promedio mensual (MMPC)	Número de clientes
Buenos Aires 2/	Gas Natural Argentina	2,5	1 140
Santiago 2/	Metrogas	2,7	461
Sao Paulo 2/	Gas Natural Sao Paulo Sul	5,0	187
Lima 1/	Cálidda	5,0	144
Rio de Janeiro 2/	CEG	5,2	419

1/ La información de clientes es al cierre del 2006, pero la información del consumo es un promedio de enero a diciembre del 2006.

2/ Información al 2005.

Fuente: Empresas distribuidoras

III.4.3. Las tarifas y el costo de combustibles alternativos

Los niveles de tarifas en el Perú parecen suficientemente atractivos como para promover la conexión de nuevos clientes industriales. Esto principalmente debido a la diferencia entre el costo de combustibles alternativos y el gas natural. El ahorro para los clientes industriales, sin incluir costos de conversión, es más de 60%. Ello lleva a que la conexión a gas natural sea rentable para los niveles de consumo de estos clientes, principalmente porque el período de recuperación de la inversión, en la mayoría de los casos, es lo suficientemente corto para ser atractivo (menor a dos años).

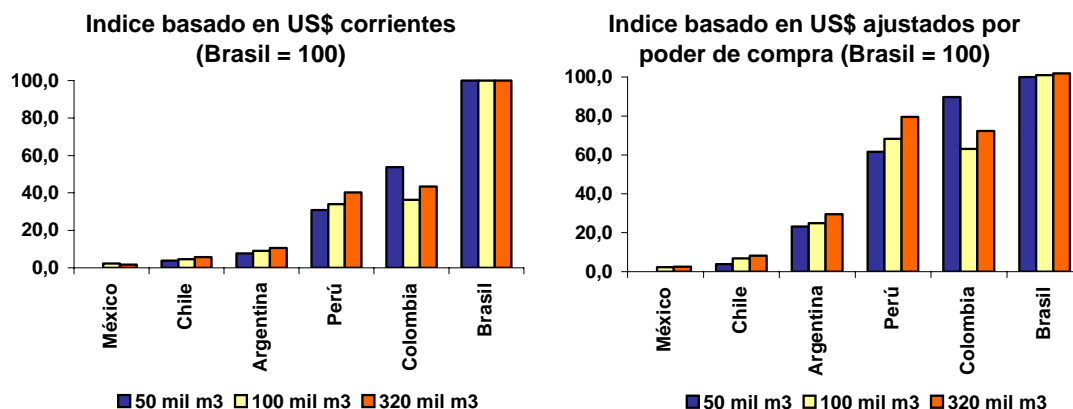
COMPARACIÓN DEL COSTO PROMEDIO DE GAS NATURAL Y FUENTES ALTERNATIVAS DE ENERGÍA

	Unidad	Grandes clientes industriales	Clientes industriales medianos	Clientes industriales menores y comercios
Gas natural	US\$/MMBTU	3,88	4,50	4,75
Diesel, residual y GLP	US\$/MMBTU	12,28	12,28	12,28
Ahorro por unidad de energía	US\$/MMBTU	8,40	7,78	7,52
	%	68,39	63,36	61,28

Fuente: Petroperú, Osinergmin, APOYO Consultoría

Adicionalmente, en comparación con otros países, las tarifas de gas natural aplicadas a industrias medianas y menores se encuentran dentro del rango de las tarifas de la región. Es decir, las tarifas aplicadas no restan competitividad a las empresas peruanas que emplean gas natural respecto de empresas de otros países.

TARIFAS PARA CLIENTES INDUSTRIALES EN LATINOAMÉRICA 1/



1/ Para una factura mensual según nivel de consumo: 50 mil m³ (1,8 MMPC), 100 mil m³ (3,5 MMPC) y 320 mil m³ (11,3 MMPC). Considera las capitales de cada país, excepto para Brasil que incluye tarifas de Sao Paulo. Tarifas sin impuestos, vigentes a marzo del 2007.

Fuente: Gas Natural del Centro S.A. E.S.P. (Colombia), Cálidda (Perú), Metrogas (Chile y México), Gas Natural Sao Paulo Sul, ENARGAS (Argentina)

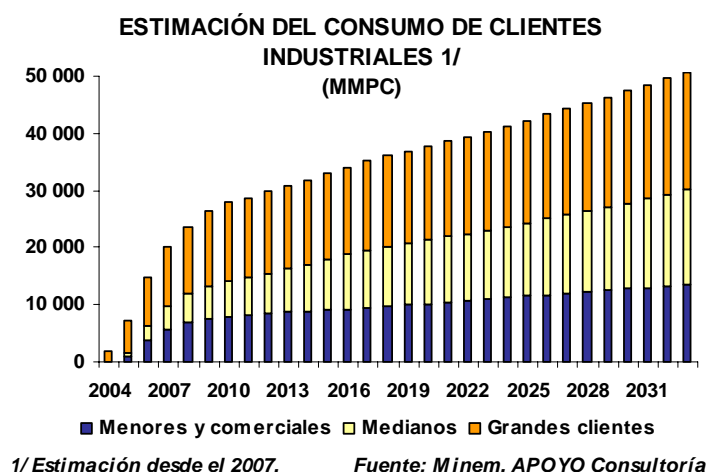
III.4.4. Las dificultades en la expansión y las perspectivas de crecimiento

Se pueden identificar ciertos casos en los que a pesar de que existe interés por parte de los clientes industriales medianos y menores para conectarse a la red, aún no ha sido posible realizar las conexiones requeridas. Esto se debe, principalmente, a temas relacionados con la aplicación del procedimiento de evaluación de la viabilidad de nuevos suministros, al buscar extender la red a zonas alejadas del trazo de la red actual. En los casos en que las conexiones no son económicamente viables para la empresa distribuidora, es necesario el aporte de los interesados en la conexión.

Estas dificultades serán superadas con el desarrollo paulatino de la red. Además, por iniciativa de Osinergmin se están identificando nuevos clusters industriales de desarrollo, de manera que se pueda agregar demandas de gas natural y hacer económicamente viable algunos proyectos de extensión de la red actual. Todo esto llevará a un incremento del número de clientes industriales.

En cuanto al grupo de grandes clientes, se espera que hacia mediados del 2008 se conecte la planta de Gloria en Huachipa y se extienda los servicios a este cluster industrial, en el cual se ubican poco más de 10 industrias importantes. Ello implicaría un consumo de 200 mil m³/día (7 MPCD). Adicionalmente, es probable que la planta de Aceros Arequipa ubicada en Pisco amplíe su capacidad para la producción de hierro esponja, con lo cual la demanda de gas natural se incrementará. De otro lado, Cementos Lima aún está consumiendo menos del 40% de la capacidad contratada. Así, se espera un incremento en el consumo de este importante cliente. Además, con la entrega de concesión de los gasoductos regionales se agregarán nuevos clientes industriales en Ica y Junín.

De acuerdo con nuestras proyecciones basadas en las estimaciones de Osinergmin y Cálidda, el segmento de clientes industriales medianos cobrará mayor importancia con el paso de tiempo. El consumo de grandes clientes será congruente con el crecimiento de la producción industrial y, de la misma manera, el consumo de clientes industriales menores y comercios mayores presentará una tendencia al alza. En el año 2010, se estima que el consumo de industriales será 27 847 MMPC y en el 2033 alcanzará 50 728 MMPC.



III.5. Gas natural vehicular

El segmento de gas vehicular ha crecido considerablemente en el 2006 y su desarrollo, en poco más de un año, fue cercano al esperado en las proyecciones efectuadas en el 2004. La conversión de unidades menores de transporte de servicio de taxi se vio impulsada por la creación de un sistema de financiamiento y operación coordinado por instituciones del Estado (Sistema de Control de Carga Inteligente). A fines del 2006, la capacidad de abastecimiento de las estaciones de GNV fue superada por la demanda y se generaron demoras para la carga de combustible. Sin embargo, luego del inicio de las operaciones de estaciones de GNV adicionales, la fluidez del abastecimiento ha sido restituida. Se espera un mayor dinamismo en este segmento, con la inauguración de nuevas estaciones, la ampliación de las estaciones existentes y el uso de gas natural para unidades de transporte público.

III.5.1. Características de los usuarios de gas natural vehicular

La mayor parte de los vehículos convertidos a gas natural son aquellos que prestan el servicio de taxi, usualmente *station wagon* y autos compactos. Antes de la conversión, estos vehículos empleaban gasolinas y GLP. Además, algunas líneas de transporte público ya han convertido algunas de sus unidades a gas natural. Adicionalmente, la Municipalidad Metropolitana de Lima está impulsando dos proyectos de uso de gas natural en flotas dedicadas para transporte público masivo.

Las estaciones de venta al público de GNV pueden conectarse a redes de alta, media y baja presión. Sin embargo, el GNV debe ser expendido a alta presión. Por lo tanto, para las estaciones es menos costoso conectarse directamente a la Red Principal que opera a alta presión, pues ahorran costos de compresión. De acuerdo con información de Cálidda, más de 120 estaciones de servicio se encuentran cerca de la Red Principal y podrían conectarse a la red de gas natural para comprimir dicho combustible y proveer GNV.

III.5.2. La evolución del número de clientes y del consumo

Sobre la base de las estimaciones hechas por Osinergmin en el 2004, el desarrollo de este segmento de mercado ha alcanzado un nivel cercano al esperado en términos de número de unidades convertidas y estaciones de gas natural. Sin embargo, el volumen de gas expendido por estación aún se encuentra por debajo del esperado.

DESARROLLO ESPERADO Y REAL DEL SEGMENTO DE GNV

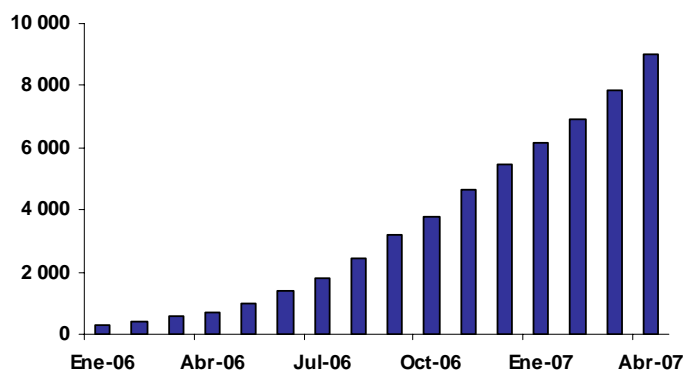
	Valores esperados para el 2006 (Modelo Tarifario 2004)	Valores reales (Dic 2006)	Valores reales vs. valores esperados
Estaciones de GNV	5	4	-20%
Vehículos convertidos	6 917	5 489	-21%
Consumo por estación (MMPC/mes) 1/	19,42	8,84	-67%

2/ Los valores reales corresponden al promedio del periodo enero-diciembre del 2006.

Fuente: Cálida, Minem

De acuerdo con la Cámara Peruana de Gas Natural Vehicular (CPGNV), a abril del 2007, operaban 9 031 vehículos a gas natural. De estos vehículos, 75% accedió a algún tipo de financiamiento para efectuar la conversión. El sistema de financiamiento creado para facilitar la conversión, pagando por ésta a través de la compra de GNV, es el factor principal que influyó en la conversión de automóviles a GNV.

CANTIDAD DE VEHÍCULOS CONVERTIDOS



Fuente: CPGNV

En contraste, la evolución del número de estaciones ha sido lenta. Entre octubre y diciembre del 2005 se instalaron las primeras dos estaciones de GNV. Luego, a pesar de la creciente demanda por el combustible, recién en julio del 2006 se inició la construcción de una nueva estación. A noviembre del 2006 operaban cuatro estaciones en Lima. Luego, en lo que va del 2007, se inauguraron cuatro estaciones más, con lo cual el tiempo de espera para ser atendido en las estaciones de servicio se redujo considerablemente, de más de una hora a menos de 10 minutos, aproximadamente¹⁶. Se espera que ello impulse la conversión de vehículos a GNV, puesto que el ahorro respecto del uso de gasolinas y GLP es sustancial. Es preciso resaltar que el consumo mensual por estación de GNV en Lima es mayor que el correspondiente a Sao Paulo y Río de Janeiro, lo que puede deberse al déficit de estaciones de GNV. En el Perú, una estación atiende 1 129 vehículos en promedio, valor que se encuentra por encima del promedio internacional (501) y latinoamericano (750), y que se espera se reduzca conforme se incremente el número de estaciones de GNV en Lima.

¹⁶ Fuente: Sondeo realizado por APOYO Consultoría en febrero de 2007.

COMPARACIÓN DEL CONSUMO MENSUAL DE ESTACIONES DE GNV

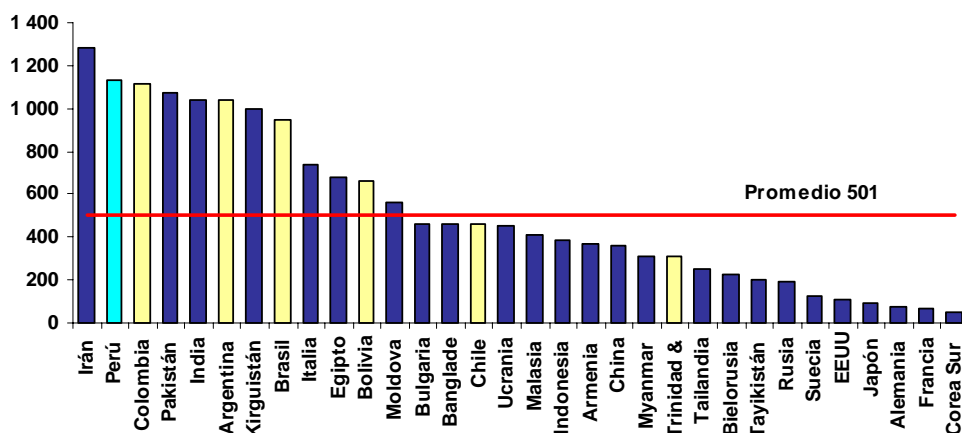
Ciudad	Empresa	Consumo promedio mensual (MMPC)	Número de clientes
Sao Paulo 2/	Gas Natural Sao Paulo Sul	2,5	26
Rio de Janeiro 2/	CEG	5,7	337
Lima 1/	Cálidda	6,4	4
Santiago 2/	Metrogas	9,2	6

1/ La información de clientes es al cierre del 2006, pero la información del consumo es un promedio de enero a diciembre del 2006.

2/ Información al 2005.

Fuente: Empresas distribuidoras

CANTIDAD DE VEHÍCULOS A GNV POR ESTACIÓN 1/



1/ Información entre el 2005 y 2006. Abril del 2007 para el caso del Perú.

Fuente: International Association of Natural Gas Vehicles

III.5.3. Las tarifas y el costo de combustibles alternativos

En cuanto al precio del GNV, todas las estaciones cobran S/.1,43 por m³ (US\$0,45) y antes de marzo del 2007 cobraban S/.1,38 (US\$0,42). Se espera que en la medida que la capacidad de atención de las estaciones de GNV supere la demanda, las empresas comiencen a competir por precios (lo que reduciría los actuales márgenes operativos que se encuentran alrededor de 60%) o diferenciando sus productos a través de servicios adicionales. Esto, a su vez, incentivará una mayor conversión de vehículos a GNV. Cabe resaltar que las estaciones de GNV cuentan con un amplio margen de comercialización, el cual se expandió drásticamente en febrero del 2006, cuando el precio del gas en boca de pozo para GNV se redujo de US\$2,63 por MMBTU a US\$0,80 por MMBTU, pues esta reducción no fue trasladada a los usuarios finales. Adicionalmente, cabe señalar que ante el incremento de tarifas de distribución en marzo pasado, las estaciones ajustaron los precios finales, manteniendo sus márgenes operativos.

En el siguiente cuadro se compara el costo del gas natural para una estación de servicio y el precio de venta al público. Considerando el ahorro por la sustitución de gasolinas y GLP por GNV, la conversión de vehículos a GNV es rentable para vehículos que efectúan recorridos largos. El ahorro por unidad de energía es de alrededor de 50% y el costo de conversión puede ser recuperado en menos de un año en el caso de unidades de servicio de taxi.

COMPARACIÓN DEL COSTO PROMEDIO DE GAS NATURAL VEHICULAR Y FUENTES ALTERNATIVAS DE ENERGÍA 1/

	Unidad	Monto
Gas natural en estación de servicio	US\$/MMBTU	2,79
GNV para venta al público		11,12
GLP y gasolinas	US\$/MMBTU	30,02
Ahorro por unidad de energía	US\$/MMBTU	18,90
	%	62,9
Costo de conversión aproximado	US\$	1 200

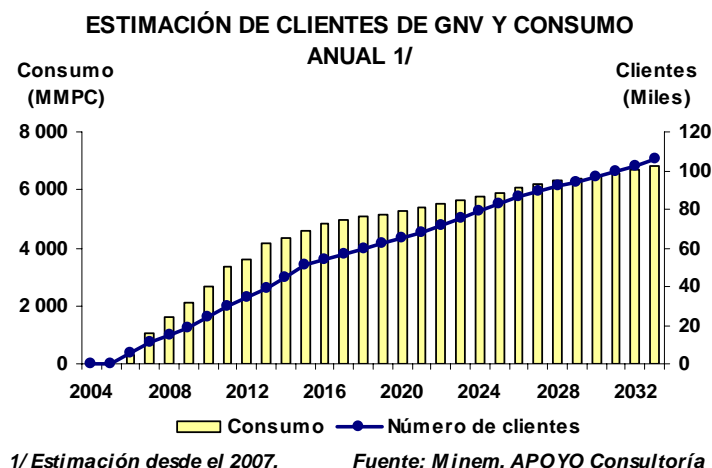
1/ Datos promedio para el 2006.

Fuente: Petroperú, Osinergmin, APOYO Consultoría

III.5.4. Las dificultades en la expansión y perspectivas de crecimiento

El problema principal en este segmento fue el desfase entre la conversión de vehículos y la habilitación de estaciones de GNV, debido en parte a la falta de financiamiento para la ampliación de estaciones y a discrepancias normativas relacionadas con la habilitación de nuevos suministros. En este contexto, la normativa vigente, que incluye el silencio administrativo positivo para nuevas solicitudes de conexión, la suspensión de los requerimientos de adecuación de instalaciones de otros combustibles a gas y la creación de una ventanilla única para los procedimientos ante el Ministerio de Energía y Minas y Osinergmin, busca facilitar la conexión de estaciones de GNV.

A la fecha existe un gran número de solicitudes de conexión de estaciones adicionales. Se espera que el número de estaciones se incremente, en vista de la rentabilidad actual de las estaciones de GNV y la disponibilidad de financiamiento para su expansión. Asimismo, se prevé que se acentúe el crecimiento del número de unidades convertidas, así como su consumo, más aún con el uso de gas natural para unidades mayores de transporte público, las cuales tendrán adicionalmente la característica de ser unidades dedicadas únicamente a gas natural.



III.6. Segmento de generación eléctrica

El segmento de generación eléctrica consume cerca de dos tercios del gas natural extraído de Camisea. En el último año la demanda de este segmento se incrementó por la operación de la planta de Chilca de Enersur. En el 2006, la participación de estas centrales fue cercana al 10% de la energía generada en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

En los próximos años, debido a que las centrales que operan a gas natural poseen menores costos de operación que las centrales que operan con residual, diesel o carbón, se espera que la participación de éstas en el despacho se incremente. En efecto, en el 2004, con el inicio de las operaciones comerciales del proyecto Camisea, la participación de las centrales que usan petróleo se redujo a 23% y para el 2006, con la operación de nuevas centrales a gas natural, dicho porcentaje llegó al 15%.

III.6.1. La conversión y ampliación de centrales de generación eléctrica

Con la puesta en marcha de las operaciones del proyecto del Gas de Camisea en el 2004, se aprecia un importante incremento en la participación de las centrales a gas natural. Durante estos primeros años de operación de Camisea se observan dos etapas. La primera de ellas tiene como objetivo la sustitución de tecnología a partir de la conversión de las dos principales centrales térmicas (Ventanilla y Santa Rosa) de diesel a gas natural.

En el 2004 se da la conversión de las centrales de Ventanilla, con un potencial total equivalente a 320 MW, como parte del compromiso de inversión suscrito entre Etevensa y Electroperú por la transferencia del contrato *Take or Pay* de gas natural que poseía este último. Posteriormente, en el 2005, Etevensa¹⁷ amplió la capacidad de generación de sus unidades convertidas, al transformar sus unidades de ciclo simple a ciclo combinado, logrando con ello alcanzar una potencia instalada de 480 MW aproximadamente.

Por su parte, la empresa Edegel efectuó el proceso de conversión de la unidad WTG de la central termoeléctrica de Santa Rosa en el 2005 y, al año siguiente, las unidades UTI 5 y 6.

CENTRALES TÉRMICAS CONVERTIDAS QUE USAN EL GAS NATURAL DE CAMISEA

Central	Entrada en operación	Potencia efectiva (MW)	Empresa	Situación inicial Combustible / potencia
Ventanilla TG3	Sep-04	242,5	Edelgel	Diesel 2 / 164,1 MWh
Ventanilla TG4	Sep-04	242,5	Edelgel	Diesel 2 / 160,4 MWh
Santa Rosa WTG	Jun-05	123,3	Edelgel	Diesel 2 / 121,3 MWh
Santa Rosa UTI	Jul-06	104,0	Edelgel	Diesel 2 / 105,8 MWh
Chilca 1 - TG1	Dic-06	174,0	Enersur	Central nueva

Fuente: COES

Una segunda etapa comprende la construcción de nuevas centrales (Chilca, Kallpa) y la ampliación de éstas y las ya operativas, con el objetivo de ampliar la capacidad de generación de energía para satisfacer la creciente demanda.

FUTURAS CENTRALES TÉRMICAS QUE USARÍAN EL GAS NATURAL DE CAMISEA

Central	Entrada en operación	Potencia efectiva (MW)	Empresa	Ubicación
Kallpa - TG1	Jun-07	170,0	Globeleq	Cañete, Lima
Chilca 1 - TG2	Ago-07	174,0	Enersur	Cañete, Lima
Calana	Sep-07	26,0	Egesur	Ica
Mollendo	Ene-08	73,2	Egasa	Arequipa
Kallpa - TG1 (Ampliación)	Jun-08	340,0	Globeleq	Cañete, Lima

Fuente: COES (Estudio de Fijación Tarifaria 2007)

Durante el 2006 Enersur puso en marcha su proyecto Chilca1, conformado por una turbina a gas natural con una potencia instalada de 174 MW que opera en ciclo simple o abierto. Este

¹⁷ Cabe remarcar que, a mediados del 2006, Edegel adquirió Etevensa.

proyecto contempla la ampliación con una segunda turbina, de la misma capacidad instalada que la primera mencionada, la que estaría entrando en operación en agosto del 2007.

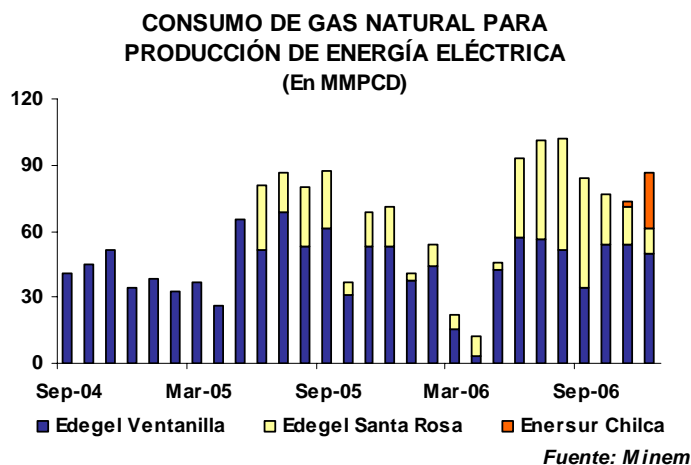
Asimismo, se estima que en junio del 2007 entrará en operación la central térmica Kallpa, proyecto perteneciente a la empresa Globeleq. Dicha central tendría una potencia efectiva de 174 MW en ciclo abierto. Este proyecto involucra la incorporación de una turbina similar en el 2008.

Finalmente, entre fines del 2007 y el 2008, Osinergmin esperaba la entrada en operación de dos nuevas centrales (Calana y Mollendo) las cuales ampliarían la capacidad de generación del parque en 100 MW. Cabe notar, sin embargo, que estas centrales se encuentran alejadas del trazado de la red actual y requieren ser trasladadas de la zona sur del país, por lo que la probabilidad de que ello suceda es reducida.

III.6.2. Consumo de gas natural

Las centrales de generación eléctrica que utilizan el gas natural de Camisea se han conectado a la Red Principal, ya sea a la operada por TGP (tramo Malvinas – Lurín) o por Cálidda (tramo Lurín – Ventanilla). Las centrales de las empresas Edegel (Santa Rosa y Ventanilla) se conectan a la Red Principal de distribución operada por Cálidda; mientras que las de Enersur (Chilca) y Globeleq (Kallpa), a la Red Principal de transporte operada por TGP.

Tres centrales de generación operan con gas natural. La primera entró en operaciones en septiembre del 2004, la segunda en junio del 2005 y la tercera en noviembre del 2006. En el año 2006, estas centrales demandaron 24 147 MMPCD, cerca de 61% del consumo de gas natural de Camisea.



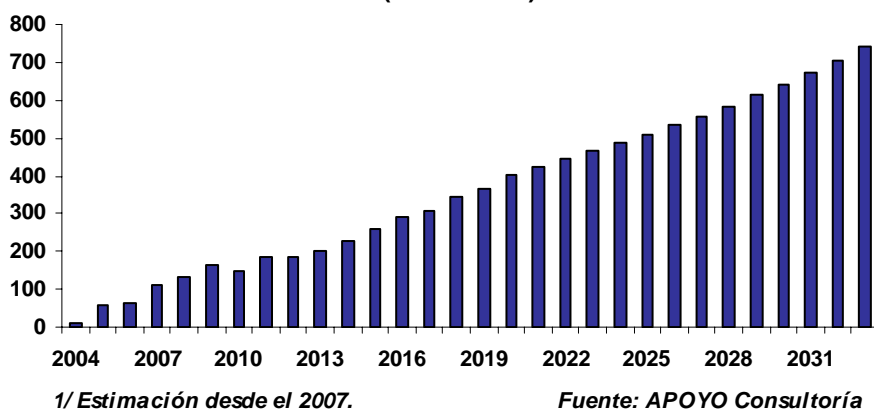
Existe un gran potencial de crecimiento de la demanda de gas natural para generación, puesto que la demanda de energía se encuentra en un período de alto crecimiento y la generación con gas natural es una alternativa de menor costo variable en comparación con las centrales térmicas a residual o diesel.

III.6.3. Las perspectivas de crecimiento

Las centrales que se encuentran próximas a la actual red de gas natural ya se han convertido a dicho combustible. Sin embargo, debido al incremento de la demanda eléctrica, se espera que en los próximos años entren en operación nuevas centrales a gas natural.

En el corto plazo se espera un crecimiento sostenido de la demanda de gas natural de Camisea destinada a la generación eléctrica. Tal como se señaló anteriormente, en los próximos tres años entrarán en fase de operación nuevas centrales térmicas a gas natural y se efectuarán ampliaciones en algunas de las centrales ya existentes. Asimismo, la demanda en el largo plazo será creciente. De acuerdo con los estimados de APOYO Consultoría, en los próximos 27 años (hasta el 2033) se espera que la demanda de gas natural de Camisea del sector eléctrico crezca a una tasa promedio anual de 8,1%. Sin embargo, el consumo de generadores podría ser menor dependiendo de la composición del parque de generación eléctrica.

ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DE GAS NATURAL PARA GENERACIÓN TÉRMICA 1/ (En MMPCD)



III.7. Conclusión

Todos los segmentos de mercado presentan buenas perspectivas de crecimiento. Sin embargo, el más importante continuará siendo el segmento de generación eléctrica, seguido por el segmento industrial y GNV. Se estima que el consumo interno para el proyecto Camisea base en el período 2004-2033 alcanzará los 5,1 TPC y 77% de este volumen será consumido por centrales de generación.

El segmento de generación eléctrica consume cerca de dos tercios del gas natural extraído de Camisea. En el último año la demanda de este segmento se incrementó por la operación de la planta de Chilca de Enersur y se espera que a mediados de año entre en operación una nueva central (Kallpa de Globeleq). La participación de estas centrales en la energía generada por el sistema interconectado viene en aumento debido a los menores costos marginales de generación de energía con gas natural en comparación con otros combustibles. Esto llevará a un mayor consumo de gas natural para generación eléctrica y se espera que este segmento incremente su importancia en los próximos años.

El desarrollo del segmento industrial ha superado las expectativas del regulador y de la empresa concesionaria en términos de clientes conectados y penetración. A octubre del 2006, alrededor de 180 clientes industriales se encontraban conectados a la red de gas natural. En especial, un gran número de industrias medianas y pequeñas se ha conectado, incrementando su participación en el consumo. Asimismo, en el segmento de industrias medianas, el consumo promedio viene incrementándose. Existe un gran potencial de crecimiento en el segmento de clientes medianos y menores, lo que se ve reflejado en el número de solicitudes de conexión recibidas por la empresa concesionaria. Las dificultades

en la expansión de este segmento se generan por la necesidad de ampliar la infraestructura de red a otros conglomerados industriales no servidos, pero este problema se irá solucionando con la expansión paulatina de la red.

El consumo de gas natural del segmento GNV ha crecido en el 2006 y su desarrollo fue cercano al esperado en el 2004. La conversión de unidades menores de transporte de servicio público (taxis) se vio impulsada por la creación de un sistema de financiamiento coordinado por instituciones del Estado y garantizado por las empresas Pluspetrol y Cálida. A fines del 2006, la capacidad de abastecimiento de las estaciones de GNV fue superada por la demanda y se generaron demoras para el abastecimiento. Sin embargo, luego del incremento del número de estaciones, la fluidez del abastecimiento ha sido restituida. Se espera un mayor dinamismo en este segmento, con la inauguración de nuevas estaciones, la ampliación de las estaciones existentes y el uso de gas natural para unidades de transporte público.

A pesar de que el número de clientes residenciales se triplicó en el 2006, el desempeño del segmento residencial no ha cubierto las expectativas planteadas al inicio de las operaciones comerciales de la empresa de distribución. Tanto el número de clientes conectados como el consumo promedio mensual se hallan por debajo de las proyecciones efectuadas en el 2004 por Osinergmin. No obstante, el consumo promedio actual se encuentra dentro del rango de consumo de otras ciudades de Latinoamérica. Además, la red actual podría permitir la conexión de más de diez veces el número de clientes residenciales conectados a diciembre del 2006. Una de las dificultades que se tiene que superar en este segmento es la larga duración del periodo de recuperación de la inversión en la conexión y conversión a gas natural, la ausencia de financiamiento de este costo a largo plazo y la poca cultura peruana respecto del uso del gas natural.

Finalmente, el segmento comercial es el menos desarrollado, pero presenta potencial de crecimiento. El número de clientes comerciales conectados a diciembre del 2006 fue menor a 50, pero en los primeros meses del 2007 la penetración en este segmento se incrementó. De manera similar al caso de los clientes residenciales, el costo de instalación podría ser una barrera a la expansión.

En la siguiente tabla se resume la evolución proyectada del consumo de gas natural, así como el número esperado de clientes en cada segmento de mercado.

PROYECCIONES DE DEMANDA INTERNA DE GAS NATURAL 1/

	2006	2010	2015	2020	2033
Clientes					
Residenciales	4 891	38 627	62 005	78 749	137 138
Industriales menores y comerciales	153	347	422	505	804
Industriales medianos	19	41	61	77	115
Grandes clientes industriales	10	11	11	11	11
Vehículos a GNV	5 489	24 275	51 462	65 163	105 689
Consumo (MMPC)					
Residenciales	26	278	545	750	1 352
Industriales menores y comerciales	3 788	7 913	9 031	10 205	13 623
Industriales medianos	2 486	6 212	8 923	11 214	16 422
Grandes clientes industriales	8 473	13 722	15 003	16 402	20 684
Vehículos a GNV	283	2 690	4 569	5 272	6 817
Generación eléctrica	23 833	53 670	95 084	147 135	269 866
Total	38 888	84 486	133 155	190 978	328 763

1/ Al cierre de cada año. Proyecciones a partir del 2010.

Fuente: Minem, TGP, APOYO Consultoría

SEGUNDA PARTE: ESTIMACIÓN DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS DE LA EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL DE CAMISEA

En esta parte del documento se estiman los beneficios generados por las operaciones del proyecto Camisea. La sección I presenta los beneficios para el sector energía y la sección II, el impacto macroeconómico del proyecto. Adicionalmente, se incluye un breve análisis del impacto del desarrollo del proyecto de exportación de gas natural de Perú LNG.

I. BENEFICIOS EN EL SECTOR DE ENERGÍA

El gas de Camisea ha permitido una reducción importante de los costos de la energía en el Perú. En primer lugar, los consumidores directos han sustituido fuentes de energía más costosas (diesel, petróleo residual, GLP y electricidad) por gas natural. En segundo lugar, los costos variables de generación de energía se redujeron debido a la operación de centrales de generación térmica a gas natural. De esta manera, el uso de gas natural ha generado importantes ahorros, tanto para los consumidores directos de gas natural, como para los consumidores de energía eléctrica.

El objetivo de la presente sección es cuantificar los beneficios generados por el uso de gas de Camisea en el sector energético peruano. El análisis de los efectos se divide en dos: en primer lugar, se calcula el ahorro directo – producto de la sustitución de combustibles – para usuarios residenciales, comerciales, industriales y GNV; y en segundo lugar, se estiman los efectos del uso de gas natural en la generación de electricidad sobre las tarifas en barra. Se presentan estimaciones del monto total de ahorro generado desde el inicio de las operaciones comerciales del proyecto Camisea hasta diciembre del 2006, así como estimaciones del ahorro esperado en el corto plazo (2007-2010) y en el largo plazo, hasta el fin del período de concesión (2033). En el caso de los efectos en tarifas en barra, el ahorro generado incluye el período 2000 – 2033.

De acuerdo con las estimaciones de APOYO Consultoría, el valor presente neto del ahorro de consumidores directos de gas natural en el período 2004-2033 alcanzaría aproximadamente los US\$1 590 millones (en dólares del 2007). Adicionalmente, el valor presente del ahorro de los usuarios de electricidad proveniente de las menores tarifas en barra sería US\$6 618 millones (en dólares del 2007) en el período 2000-2033.¹⁸ Por lo tanto, el valor presente del beneficio total que generaría el Proyecto Camisea en el sector de energía bordearía los US\$8 200 millones (en dólares del 2007).

I.1. Impacto en los consumidores directos de gas natural

Como se presentó en la sección III de la primera parte del documento, los consumidores de gas natural son empresas de generación eléctrica, industrias, comercios, hogares y transportistas. Estos consumidores se vieron beneficiados al reducir sus costos en energía debido a los menores precios del gas natural en comparación con fuentes de energía alternativas. En este sentido, el objetivo de esta sección es cuantificar el ahorro generado para cada grupo de consumidores.

Con el fin de estimar el ahorro, se compara el gasto actual en gas natural con el gasto en el que se hubiera incurrido si se emplearan fuentes de energía alternativas. Se asume el mismo consumo de unidades térmicas en ambos escenarios, por lo que las estimaciones

¹⁸ Se incluyen los efectos desde el año 2000, en tanto que a partir de dicho año se consideró la operación de plantas de generación a gas natural en la estimación de tarifas en barra, puesto que la estimación de tarifas se basaba en la predicción del despacho de energía en los cuatro años siguientes a la fecha de estimación.

deben considerarse como el máximo ahorro obtenible por los consumidores. En el Anexo II se describe la metodología empleada y se detallan los supuestos utilizados, así como las fuentes de información.

APOYO Consultoría ha estimado que el valor presente del ahorro neto de los consumidores directos de gas natural de Camisea para el período 2004-2033 bordea los US\$1 590 millones (en dólares del 2007). Si se incluye además el Proyecto de Gasoductos Regionales, el ahorro alcanzaría un monto de US\$2 040 millones.

En esta sección se muestran los resultados de las estimaciones de ahorro en dos escenarios: (i) considerando sólo el Proyecto Base de Camisea; y (ii) considerando este proyecto base y el de Gasoductos Regionales. Asimismo, se indica la composición del ahorro por segmento de mercado y la evolución del ahorro estimado desde el inicio de las operaciones comerciales (2004) hasta el 2033.

1.1.1. Ahorro generado por el proyecto Camisea

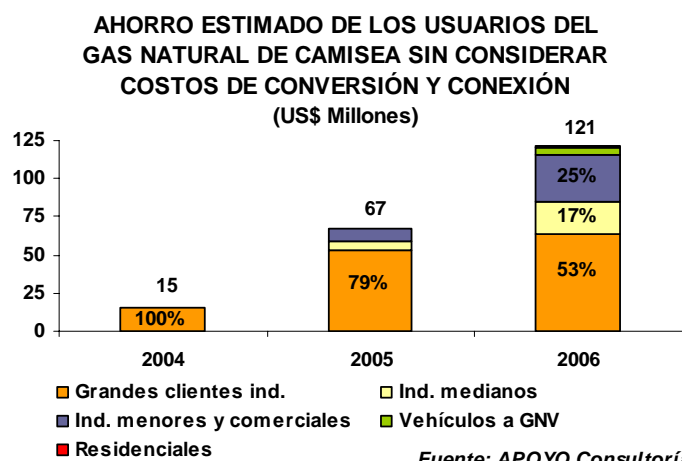
El ahorro generado por el uso del gas de Camisea en los tres primeros años de operación (2004-2006) fue alrededor de US\$205 millones.¹⁹ La mayor parte del ahorro generado corresponde a grandes clientes industriales, que consumieron el volumen más importante de gas natural, luego de las empresas de generación eléctrica. En el 2006, el ahorro generado para industriales medianos y menores se incrementó sustancialmente.

Durante el período 2004-2006, los clientes industriales menores y clientes comerciales habrían obtenido un ahorro de US\$38,3 millones por el consumo de gas natural, luego de considerar las inversiones necesarias para la conversión y conexión a gas natural. Como se mencionó en la sección III.4.3, estos clientes redujeron sus costos de energía en aproximadamente 60%. Por su parte, los clientes industriales medianos habrían obtenido un ahorro neto de US\$24,6 millones en el período 2004-2006.

Si se incluyen los costos de conversión, los usuarios residenciales y transportistas consumidores de GNV aún no habrían obtenido ahorros por el uso del gas natural, ello principalmente debido a que el período de recuperación de la inversión aún no fue completado a diciembre del 2006.²⁰ Sin embargo, si se excluyen los costos de conversión, en el período 2004-2006, los usuarios residenciales redujeron su gasto mensual en energía en US\$0,6 millones (valor presente en dólares del 2007). De otro lado, el ahorro de los conductores de vehículos a GNV, principalmente trabajadores independientes en la prestación de servicios de taxi, alcanzó los US\$6,6 millones (valor presente en dólares del 2007); esto sin considerar el costo de la conversión de los vehículos a gas natural.

¹⁹ Esta cifra y los siguientes valores de ahorro presentados corresponden al valor presente (en el año 2007) de los ahorros obtenidos, considerando una tasa real de descuento de 12% y precios constantes del 2007. Para la estimación de precios constantes del 2007 se consideró la evolución de la inflación en el período de análisis. Ver p. 95 para mayor detalle.

²⁰ El período de recuperación de la inversión de clientes residenciales es mayor a cuatro años. En el caso de los conductores de vehículos a GNV, gran parte de las conversiones se dieron en la segunda mitad del 2006, por lo que a diciembre del 2006 aún no se había completado el período de recuperación de la inversión en conversión (aproximadamente 7 meses).



Los consumidores con un mayor volumen de consumo tienen la posibilidad de ahorrar un monto mayor. En el siguiente cuadro se presenta el ahorro promedio mensual por tipo de cliente, sin considerar costos de conversión y conexión.

ESTIMACIÓN DEL AHORRO MENSUAL PROMEDIO POR CLIENTE SIN CONSIDERAR COSTOS DE CONVERSIÓN Y CONEXIÓN
(En US\$)

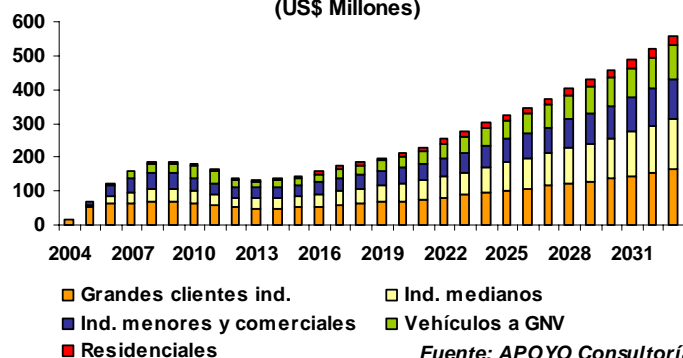
	Residenciales	Clientes industriales			Conductores a GNV
		Menores y comerciales	Medianos	Grandes clientes	
2004	0	575	0	510 114	0
2005	7	24 295	74 393	492 909	5
2006	12	25 535	108 985	670 847	194

Fuente: APOYO Consultoría

En los años siguientes, el ahorro se incrementará al aumentar el consumo de gas natural en cada segmento de mercado. Sin embargo, entre los años 2009 y 2016 el ahorro se reducirá (debido a que los precios relativos proyectados de los combustibles alternativos disminuirán²¹) y luego se incrementará en los años siguientes. Se estima que el ahorro total en el periodo 2004-2033 ascenderá a US\$1 440 millones (valor presente en dólares del 2007).

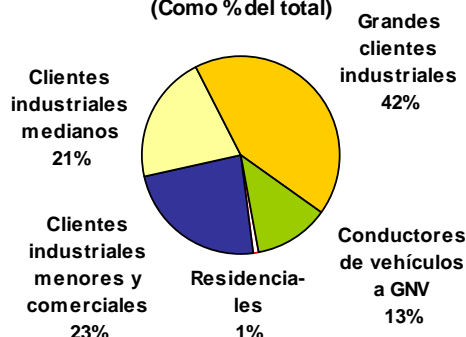
²¹ Esto se debe a que, de acuerdo con la última modificación de la fórmula de actualización del precio del gas en boca de pozo, el precio del gas natural sigue la evolución de índices más estables que el WTI. Por lo que la reducción de precios de los combustibles asociados al WTI es más pronunciada que la reducción del índice de actualización del gas a boca de pozo.

**AHORRO ESTIMADO DE LOS USUARIOS DEL GAS
DE CAMISEA SIN CONSIDERAR COSTOS DE
CONVERSIÓN Y CONEXIÓN
(US\$ Millones)**



La mayor parte del ahorro neto beneficiará a clientes industriales medianos y menores, así como a clientes comerciales. Del ahorro neto total, 42% corresponderá a grandes clientes industriales; 21% a industriales medianos, y 23%, a clientes industriales menores y comerciales. Además, 13% del ahorro neto total beneficiará a conductores de vehículos de GNV, quienes en su mayoría son trabajadores independientes dedicados al servicio de taxi. Si bien menos del 1% del ahorro corresponderá a clientes residenciales, este monto beneficiará a más de 137 mil familias.

**DISTRIBUCIÓN DEL AHORRO ESTIMADO AL
CONSIDERAR COSTOS DE CONVERSIÓN Y
CONEXIÓN
(Como % del total)**



Finalmente, en el siguiente cuadro se resumen los montos de ahorro generados por el proyecto Camisea en el período 2004-2006 y los ahorros futuros estimados en el corto y largo plazo. Es preciso resaltar que los ahorros netos negativos en los primeros años de operación para los clientes residenciales y conductores de vehículos a GNV son el resultado de la duración del período de recuperación de la inversión inicial necesaria para convertirse a gas natural. En los años siguientes, los beneficios para estos segmentos se tornarán positivos.

VALOR PRESENTE DEL AHORRO ESTIMADO AL CONSIDERAR COSTOS DE CONVERSIÓN 1/
(US\$ Millones del 2007)

	2004-2006	2007-2010	2007-2033	2004-2033
Residenciales	-2,9	-8,5	17,2	14,3
Ind. menores y comerciales	38,3	143,9	331,7	370,0
Ind. medianos	24,6	107,2	312,1	336,7
Grandes clientes ind.	146,0	218,9	518,5	664,5
Vehículos a GNV	-1,0	73,7	203,9	202,9
Total	205,0	535,2	1 383,4	1 588,4

1/ Descontado a una tasa anual de 12%.

Fuente: APOYO Consultoría

I.1.2. Ahorro generado por el proyecto Camisea y el Proyecto de Gasoductos Regionales

Bajo el escenario que el Proyecto de Gasoductos Regionales iniciará operaciones comerciales en el 2010, el ahorro neto total del uso de gas de Camisea por parte de clientes industriales, comerciales, residenciales y conductores de vehículos a GNV ascendería a US\$2 040 millones. El uso del gas natural en la sierra central del país generará ahorros para la industria de esta zona, además de otros ahorros menores para usuarios residenciales y de GNV.

VALOR PRESENTE DEL AHORRO ESTIMADO AL CONSIDERAR COSTOS DE CONVERSIÓN 1/ 2/
(US\$ Millones del 2007)

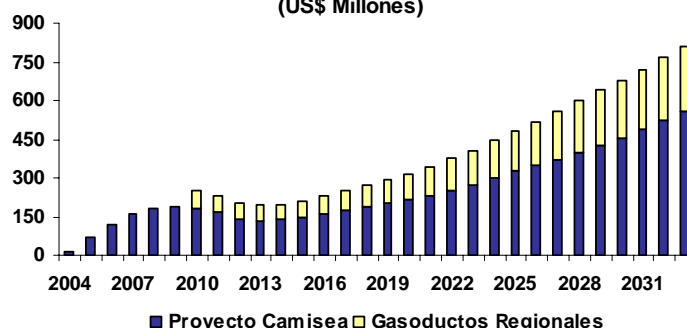
	2004-2006	2007-2010	2007-2033	2004-2033
Residenciales	-2,9	-8,5	17,2	14,3
Ind. menores y comerciales	38,3	143,9	343,4	381,8
Ind. medianos	24,6	107,2	312,1	336,7
Grandes clientes ind.	146,0	265,5	941,0	1 087,0
Vehículos a GNV	-1,0	73,7	221,6	220,6
Total	205,0	581,8	1 835,3	2 040,3

1/ Descontado a una tasa real de 12% anual.

Fuente: APOYO Consultoría

2/ Considera el proyecto de Gasoductos Regionales.

AHORRO ESTIMADO DE LOS USUARIOS DEL GAS DE CAMISEA SIN CONSIDERAR COSTOS DE CONVERSIÓN Y CONEXIÓN
(US\$ Millones)



Fuente: APOYO Consultoría

I.2. Impacto en los consumidores de energía eléctrica

El objetivo de la presente sección es cuantificar el impacto del proyecto Camisea en los principales componentes de las tarifas eléctricas. En particular, se estima el efecto del uso

del gas de Camisea en las tarifas en barra (que reflejan el costo marginal de generación) y en el peaje de transmisión (que incluye el pago por la Garantía de Red Principal del proyecto Camisea).

Para el desarrollo del ejercicio propuesto se construyó un escenario contrafactual en el que se simuló la tarifa eléctrica en barra bajo el supuesto que no se hubiera llevado a cabo el proyecto Camisea. Asimismo, se empleó el modelo *Perseo* que es utilizado por el Osinergmin para el cálculo de tarifas en barra en los procesos de fijación tarifaria.

Cabe señalar que las estimaciones efectuadas son una aproximación simplificada a la magnitud del impacto del proyecto Camisea sobre el sector eléctrico. En este sentido para la construcción del escenario contrafactual se consideró la cantidad demandada de energía de equilibrio del escenario con Camisea. No obstante, un análisis detallado del presente ejercicio hubiera implicado la determinación de un nuevo precio de equilibrio²², considerando que la demanda de energía se hubiera restringido ante las nuevas condiciones de oferta planteadas en el escenario contrafactual.

En primer lugar, se analiza las implicancias de la composición del parque generador eléctrico sobre los costos de generación. Para ello, se compara la situación actual y futura del parque bajo los escenarios con y sin Camisea. En segundo lugar, se analiza el efecto del desarrollo del proyecto Camisea sobre las tarifas en barra. Se compara la situación con y sin Camisea para estimar el ahorro generado por el desarrollo del proyecto. Finalmente, se estima el pago por Garantía de Red Principal y se estima el ahorro neto generado por el proyecto.

1.2.1. Costos de generación

A lo largo de los últimos quince años, la composición del parque generador de energía eléctrica ha mostrado una clara tendencia hacia una reducción de la participación de las centrales hidráulicas, en favor de otras tecnologías²³ (gas natural y el carbón).

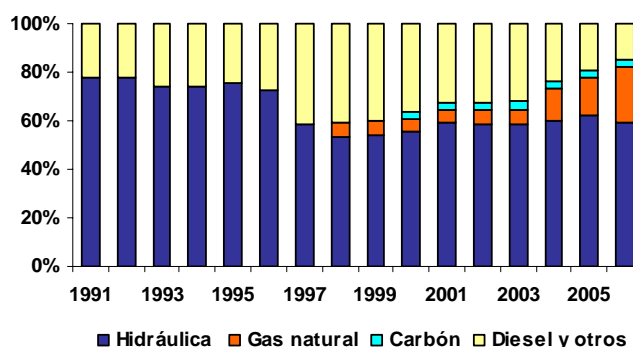
En general, después del proceso de privatización de principios de los noventa –que impulsó el desarrollo de la energía térmica a petróleo (diesel y residual)-, el ingreso del gas natural y carbón generó una recomposición del parque generador de electricidad.

Así, se observa una reducción de la participación de la capacidad hidráulica, que pasó de 74% en 1994 a 59% en el 2006. A su vez, la participación de las centrales térmicas que emplean derivados del petróleo (residual y diesel) bajó de 26% en 2004 a 15% en el 2006.

²² Frente a un incremento del precio (al no haberse iniciado las operaciones del Proyecto Camisea) es de esperar que disminuya la demanda de energía eléctrica.

²³ Entendiéndose este término como tecnologías no existentes hasta antes del proceso de privatización a inicios de los noventa.

EVOLUCIÓN DE LA COMPOSICIÓN DEL PARQUE GENERADOR POR TIPO DE TECNOLOGÍA
(Como % del total)



Fuente: COES

El uso del gas natural en la generación eléctrica se inició en 1998, con las operaciones de la planta en Aguaytía (Pucallpa). Posteriormente, en el 2002, se construyó la Central en Malacas (Sullana). No obstante, recién con el desarrollo del proyecto Camisea se alcanzó un uso a mayor escala del gas natural en la generación eléctrica.

CENTRALES TÉRMICAS CONVERTIDAS QUE USAN EL GAS NATURAL DE CAMISEA

Central	Entrada en operación	Potencia efectiva (MW)	Empresa	Situación inicial Combustible / potencia
Ventanilla TG3	Sep-04	242,5	Edelgel	Diesel 2 / 164,1 MWh
Ventanilla TG4	Sep-04	242,5	Edelgel	Diesel 2 / 160,4 MWh
Santa Rosa WTG	Jun-05	123,3	Edelgel	Diesel 2 / 121,3 MWh
Santa Rosa UTI	Jul-06	104,0	Edelgel	Diesel 2 / 105,8 MWh
Chilca 1 - TG1	Dic-06	174,0	Enersur	Central nueva

Fuente: COES

La entrada en operación del Proyecto de Camisea ayudó en buena parte a mitigar el incremento en los costos de generación eléctrica debido a la presencia del año seco (2004)²⁴ y al incremento del precio del petróleo (2005-2006).

El inicio de las operaciones de Camisea en agosto de 2004 originó un proceso de conversión de centrales térmicas de derivados del petróleo (diesel) a gas natural. De esta forma, en setiembre del 2004, las unidades TG3 y TG4 de la central de Ventanilla fueron las primeras en convertirse. Posteriormente, entre el 2005 y 2006, se convirtieron las unidades UTI 5, UTI 6 y Westinghouse (WTG) de la Central Santa Rosa. Más recientemente, se aprecia la construcción de nuevas centrales térmicas como Chilca (diciembre del 2006) y Kallpa y Chilca TG2 que entrarán en operación a mediados del 2007.

De acuerdo con el Estudio de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barra del COES (noviembre 2006), se comprueba que las centrales térmicas a gas natural proveniente de Camisea (Ventanilla, Chilca y Santa Rosa) poseen los menores costos de generación de energía eléctrica. En un segundo nivel, está el carbón, con un costo muy cercano al promedio de las centrales a gas natural. Por último, las centrales que operan con derivados de petróleo (residual y diesel) son las que presentan los mayores costos.

²⁴ Durante el año 2004 se registraron bajos niveles de caudales en los ríos. Este hecho repercutió negativamente sobre la generación hidráulica de energía eléctrica.

COSTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SEGÚN TIPO DE TECNOLOGÍA 1/

Central Térmica	Tipo de tecnología	Costo de generación (US \$ MWh)
Ventanilla TG3	Gas natural	18,13
Chilca I - TG1	Gas natural	21,72
Ilo 2	Carbón	25,78
Santa Rosa WTG	Gas natural	28,27
Mollendo I	Residual N° 500	59,68
Ilo 3	Residual N°500	63,89
Pacasmayo	Diesel N°2	139,50
Malacas 3	Diesel N°2	260,62

1/ Costo variable en combustibles y otros.

Fuente: COES (2006)

I.2.2. Tarifas eléctricas en barra

El efecto de Camisea en las tarifas eléctricas se dio mucho antes del inicio de operaciones del proyecto, ya que la metodología para la fijación del precio de la energía en barra consideraba la proyección de la oferta de los siguientes 48 meses. De esta manera, en la fijación tarifaria de mayo del 2000 se incorporó por primera vez a la central de Ventanilla en el parque generador, lo que determinó que desde este año se empiece a considerar, aunque levemente, una reducción de la tarifa eléctrica. En diciembre del 2004, se cambió la metodología del cálculo tarifario y ahora sólo se considera la oferta de los próximos 24 meses.

Una rápida evaluación de la evolución reciente nos permite notar que la brecha entre la tarifa en barra con y sin Camisea ha venido incrementándose persistentemente desde mayo del 2000 hasta diciembre del 2006, básicamente influenciada por la demanda creciente, el efecto del año seco en el 2004 y el incremento del precio del petróleo en los últimos años.

En efecto, en un escenario “sin Camisea” los precios de energía en barra hubieran pasado de US\$18,15 por MWh en el 2000 a alrededor de US\$73,6 por MWh en el 2006. Sin embargo, el gas de Camisea hizo que los precios de energía alcanzaran sólo US\$29 por MWh en el 2006.

**PRECIO DE ENERGÍA EN BARRA SEGÚN ESCENARIOS
(En US\$ / MWh)**

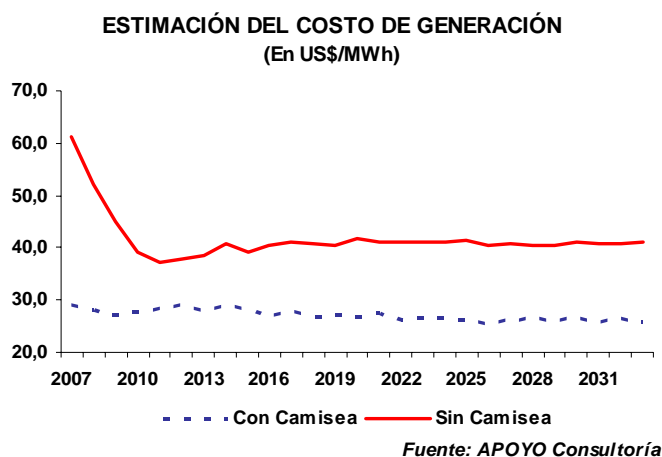
	Escenario observado (con Camisea)	Escenario contrafactual (sin Camisea)
2000	18,15	18,27
2001	28,27	31,38
2002	26,73	33,03
2003	26,72	36,79
2004	25,10	45,91
2005	29,83	61,66
2006	29,00	73,59

Fuente: COES, APOYO Consultoría

En el cuadro anterior, el escenario “con Camisea” corresponde a cada una de las fijaciones tarifarias de mayo y noviembre durante los años 2000 y 2006. El escenario “sin Camisea” corresponde a los valores de la fijación tarifaria que se habrían obtenido sin la conversión de las centrales térmicas de Ventanilla y Santa Rosa a gas natural. Tampoco se consideran los

proyectos Chilca y Kallpa, ni los proyectos potenciales de las nuevas centrales a gas natural consideradas en las recientes fijaciones tarifarias.²⁵

En los próximos años, se espera que el uso del gas de Camisea genere importantes ahorros en el sector eléctrico. En efecto, se prevé en un escenario “sin Camisea” que el precio de la energía en barra disminuya respecto de los niveles registrados entre el 2005 y 2006, dado que se asumió una mayor participación de generación hidráulica y a carbón. No obstante, a pesar de lo anterior, el precio de la energía eléctrica se encontraría aún muy por encima del obtenido bajo el escenario “con Camisea”.



De acuerdo con las estimaciones de APOYO Consultoría, el valor presente de la reducción de la tarifa en barra como consecuencia de la reducción de los costos variables de generación bordearía los US\$5 584 millones (en dólares del 2007) para el periodo 2000-2033. Si bien esta reducción es trasladada al usuario final, parte de ésta se ve compensada por los pagos por Garantía de Red Principal.²⁶ En la siguiente sección se calcula el ahorro por la reducción de la tarifa en barra, neto de los pagos que garantizan ingresos mínimos por el transporte y distribución de la Red Principal de gas natural de Camisea (Garantía de Red Principal).

1.2.3. Ahorro neto de pagos por Garantía de Red Principal

Los usuarios de energía eléctrica contribuyen al pago de la Garantía de Red Principal (GRP), por lo que el ahorro neto por el uso de gas natural viene dado por la diferencia entre (i) la reducción de la tarifa en barra por el empleo de gas natural en la generación eléctrica y (ii) los pagos efectuados por concepto de la GRP.

La Garantía de Red Principal fue incluida en la legislación nacional con el fin de incentivar el desarrollo del proyecto Camisea ante la incertidumbre del nivel de demanda por gas natural. En este marco, se estableció, en los contratos BOOT de transporte y distribución, capacidades mínimas garantizadas anuales. Éstas se traducen en ingresos garantizados a una tarifa fijada por el organismo regulador (tarifa base), considerando el costo del servicio ofertado por los operadores, valores que fueron incluidos en los contratos BOOT.

²⁵ Para la simulación de cada una de las revisiones tarifarias se utilizó el modelo Perseo que es la herramienta que emplea el COES para la determinación del precio en cada uno de sus estudios.

²⁶ Se excluye del análisis el efecto de los costos de ampliación de la capacidad de generación.

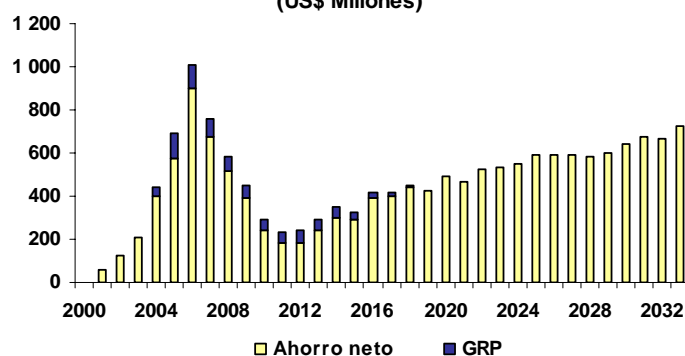
PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS GARANTIZADOS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE RED PRINCIPAL

		Unidad	TGP	Cálida
Capacidad garantizada	Hasta agosto 2011	MMPCD	380,0	225,0
	Desde agosto 2011	MMPCD	450,0	225,0
Costo del servicio en contratos BOOT		US\$ Millones	956,3	91,3
Tarifa base (mayo 2006-abril 2008)		US\$ / mil m ³	31,4384	5,1755

Fuente: Contratos BOOT y Osinergmin

La diferencia entre los ingresos garantizados y los efectivamente percibidos por las empresas por concepto de transporte y distribución de Red Principal, es asumida por los usuarios de energía eléctrica conectados al SEIN a través de la tarifa por MWh consumido, bajo el concepto de peaje de transmisión. En efecto, el ahorro que los usuarios de energía eléctrica podrían obtener por los menores costos de generación eléctrica originados por el uso gas de Camisea es, en parte, destinado a cubrir el pago de la GRP. En el siguiente gráfico se muestra el ahorro neto luego de incluir la GRP, así como el pago por GRP. El ahorro por la reducción de las tarifas en barra es sustancial y supera ampliamente el pago por GRP.

ESTIMACIÓN DEL AHORRO EN LAS TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (US\$ Millones)



Fuente: APOYO Consultoría

Teniendo en cuenta los efectos del gas de Camisea en los costos marginales de generación y en el pago de peaje de transmisión asumido por los usuarios de energía eléctrica, el ahorro generado por el gas de Camisea para los usuarios de energía eléctrica sería US\$6 618 millones en valor presente.²⁷

VALOR PRESENTE DEL AHORRO ESTIMADO DE LOS USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA 1/ (US\$ Millones del 2007)

	2000-2006	2007-2010	2007-2033	2000-2033
Ahorro en tarifa en barra	3 283	1 839	4 019	7 301
GRP	321	219	362	683
Ahorro neto	2 962	1 620	3 657	6 618

1/ Descontado a una tasa real de 12% anual.

Fuente: APOYO Consultoría

El ahorro neto será aún mayor si se considera el proyecto de Gasoductos Regionales y de exportación de gas natural de Perú LNG, pues el pago por GRP se vería reducido. En vista que aún no se cuenta con información exacta acerca de la tarifa por transporte de Red Principal que será cobrada por TGP al futuro concesionario de los gasoductos regionales y a Perú LNG, no se ha incorporado el efecto de estos proyectos sobre el pago por GRP asumido por los usuarios de energía eléctrica. En todo caso, aún sin considerar el efecto de

²⁷ Valor presente a una tasa anual real de 12%, en dólares del 2007.

estos proyectos, se espera que el pago de la GRP se extinga en el 2019 en el caso de TGP y en el 2022, en el caso de Cálidda.

II. IMPACTO MACROECONÓMICO

El objetivo de esta sección es mostrar las estimaciones del impacto del proyecto Camisea sobre cuatro variables: actividad económica (Producto Bruto Interno – PBI), empleo, cuentas fiscales y balanza comercial de hidrocarburos. El análisis considera las tres fases del proyecto: explotación, transporte y distribución.

Se utilizaron diversas fuentes de información para las estimaciones. Éstas incluyen datos oficiales del Ministerio de Energía y Minas, Ministerio de Economía y Finanzas, Banco Central de Reserva del Perú, Instituto Nacional de Estadística e Informática, Petroperú, Perúpetro; información proporcionada por las mismas empresas, informes de clasificaciones de riesgo, el Estudio del Impacto Económico del Proyecto Camisea realizado por APOYO Consultoría en el 2003 y proyecciones de APOYO Consultoría.

La sección consta de cinco subsecciones. En la primera se presentan los resultados de la estimación del impacto del proyecto Camisea sobre la actividad económica. En la segunda y tercera subsección se muestra la estimación del impacto sobre el empleo y las cuentas fiscales, respectivamente. En la cuarta subsección se exponen las estimaciones del impacto sobre la balanza comercial de hidrocarburos, mientras que en la última subsección se hace un breve análisis de la estimación del impacto del proyecto de exportación de gas natural a cargo del Consorcio Perú LNG. La metodología que se ha utilizado para estimar los impactos macroeconómicos del proyecto Camisea se encuentran en el punto tres del Anexo II del presente documento.

El proyecto Camisea generará importantes efectos macroeconómicos en el Perú. Gracias a la inversión ejecutada en la etapa de construcción (2000-2004) y a la producción de gas natural y líquidos de gas natural en el largo plazo (2007-2033), el PBI se incrementará al considerar el efecto directo e indirecto de estos factores.

Asimismo, los ingresos del Gobierno se verán favorecidos por el aporte fiscal del proyecto en términos de mayor pago de impuesto a la renta, regalías, aranceles, entre otros tributos, aún cuando este impacto fiscal se vea menguado por la menor recaudación de otros impuestos por la sustitución de combustibles alternativos ante el mayor consumo de gas natural como fuente de energía.

Por otro lado, si bien el proyecto Camisea no revertirá el déficit de la balanza comercial de hidrocarburos del Perú, sí permitirá reducirlo, generando ahorros importantes para el país.

ESTIMACIÓN DEL VALOR PRESENTE DEL IMPACTO MACROECONÓMICO DEL PROYECTO CAMISEA 1/ (En US\$ Millones del 2007)

	Operaciones históricas 2000-2006	Operaciones de mediano plazo 2007-2010	Operaciones de largo plazo 2007-2033
Actividad económica (PBI)	4 294	3 669	11 078
Cuentas fiscales	806	1 283	3 696
Balanza comercial de hidrocarburos 2/	1 156	2 468	7 193

1/ Descontado a una tasa real de 12% anual. Incluye la ampliación en el lote 88 y las operaciones del lote 56.

2/ Refleja la reducción en el déficit. Para las operaciones históricas considera el periodo 2004-2006.

Fuente: Empresas, APOYO Consultoría

Resumen del análisis del impacto macroeconómico del proyecto Camisea

	Mayor recaudación por inversión y venta de hidrocarburos	Menor recaudación por sustitución de importaciones	Act. económica, empleo y balanza de hidrocarburos
1. INVERSIÓN INICIAL (2000-2004)	<ul style="list-style-type: none"> Aranceles 		<ul style="list-style-type: none"> Act. económica Empleo
2. OPERACIONES (2004-2033):	<ul style="list-style-type: none"> Impuesto a la renta Regalías 		<ul style="list-style-type: none"> Act. económica Empleo
A. Venta / consumo interno de gas natural	<ul style="list-style-type: none"> IGV 	<ul style="list-style-type: none"> IGV ISC Aranceles 	<ul style="list-style-type: none"> Reducción déficit de hidrocarburos
B. Venta interna de hidrocarburos (Pisco)	<ul style="list-style-type: none"> IGV ISC 	<ul style="list-style-type: none"> IGV ISC Aranceles 	<ul style="list-style-type: none"> Reducción déficit de hidrocarburos
C. Venta externa de hidrocarburos (Pisco)			<ul style="list-style-type: none"> Reducción déficit de hidrocarburos

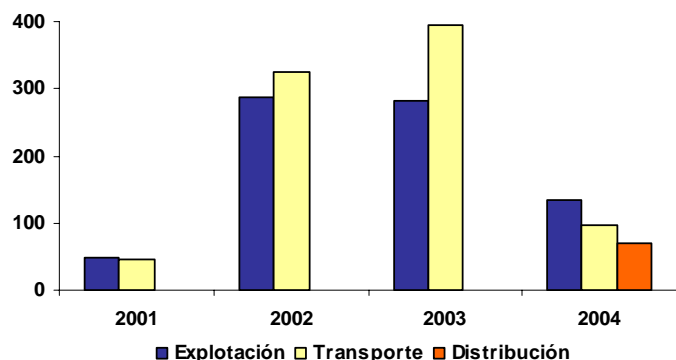
II.1. Estimación del impacto sobre la actividad económica

La inversión total del proyecto Camisea en la etapa de construcción (2000-2004) superó los US\$1 600 millones. Esta inversión considera lo ejecutado por:

- El Consorcio Camisea (liderado por Pluspetrol) en la fase de explotación (desarrollo del lote 88, construcción de las plantas de separación en Malvinas y de fraccionamiento en Pisco).
- TGP en la fase de transporte (construcción del gasoducto y poliducto).
- Cálidda en la fase de distribución (tendido de redes en Lima).

La mayor parte de esta inversión se desembolsó entre el 2002 y 2003, cuando se invirtió más de las tres cuartas partes del monto total.

INVERSIÓN EN EL PROYECTO CAMISEA
(US\$ Millones)



Fuente: Empresas

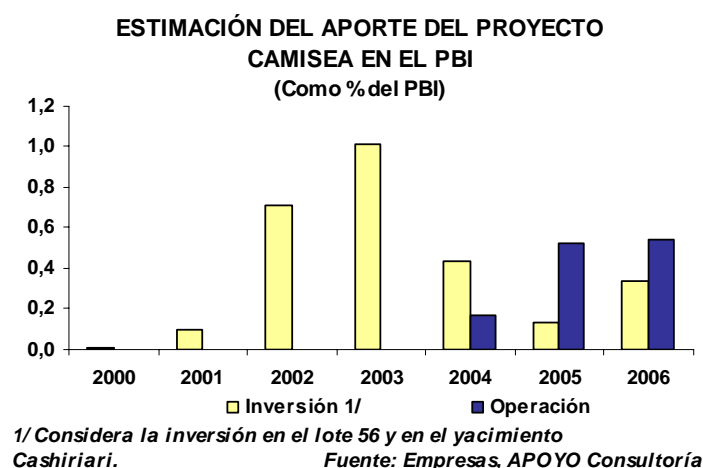
Poco menos del 50% de la inversión total del proyecto Camisea (cerca de US\$765 millones) fue invertido en bienes y servicios locales durante la etapa de construcción (2000-2004), mientras que el resto provino, principalmente, a través de importaciones.

Al utilizar la metodología de los Multiplicadores de la Economía Peruana del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI)²⁸, se obtiene que el efecto total (directo e indirecto) de la inversión local de Camisea sobre el PBI habría superado los US\$1 300 millones entre el 2000 y 2004.

En agosto del 2004 se iniciaron las operaciones comerciales de Camisea. Hasta fines del 2006, la producción acumulada del yacimiento San Martín del lote 88 superó los 28 MBIs de líquidos de gas natural y los 73 mil MMPC. APOYO Consultoría estima, utilizando la metodología de los multiplicadores²⁹, que el efecto total de esta producción sobre el PBI sobrepasó los US\$1 000 millones.

Adicionalmente, entre el 2005 y 2006 se habría invertido más de US\$430 millones. La mayor parte se debió a la inversión del Consorcio Camisea (cerca de US\$360 millones) para el desarrollo del lote 56 y del yacimiento Cashiriari del lote 88. A partir del 2008, la producción de líquidos de gas natural del consorcio se incrementaría, de un promedio diario de 35 mil barriles en el 2006 a 65 mil barriles en el 2009, según estimaciones de Pluspetrol.

Considerando los montos de inversión local y la producción de gas natural y líquidos entre el 2000 y 2006, se estima que el proyecto Camisea aportó anualmente 0,6% al PBI en promedio en dicho periodo. El mayor aporte de la inversión hacia el 2006, se debe a la actual ampliación que está realizando el Consorcio Camisea.



Según estimaciones de APOYO Consultoría, el Perú habría crecido sólo 4,5% en vez de 5,2% en el 2002 y 3,6% en vez de 3,9% en el 2003 sin la inversión en el proyecto Camisea.

**CRECIMIENTO DE LA ECONOMÍA PERUANA: SITUACIÓN REAL
VS. ESCENARIO SIN CAMISEA
(Var. % real anual)**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Situación real	0,2	5,2	3,9	5,2	6,4	8,0
Escenario sin Camisea	0,1	4,5	3,6	5,6	6,4	7,8

Fuente: BCR, APOYO Consultoría

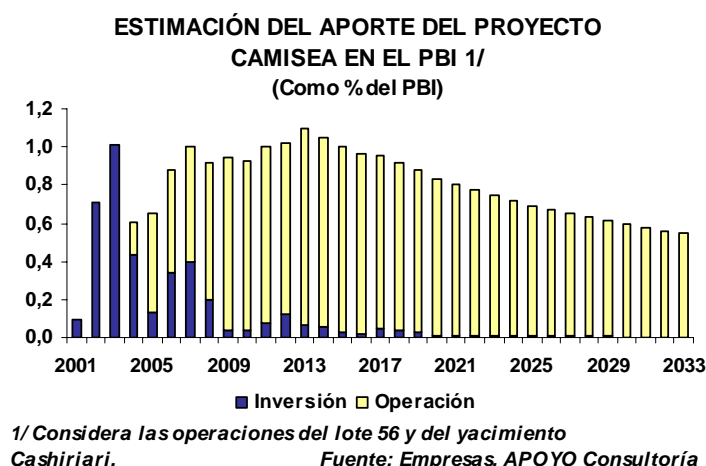
²⁸ Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), "Multiplicadores de la Economía Peruana". Lima, Marzo, 2001. "Matrices Especiales de la Tabla Insumo Producto 1994". Lima, Octubre 2000. El objetivo de estos estudios fue elaborar un conjunto de multiplicadores de la economía peruana que permitan analizar y evaluar la importancia relativa de los sectores económicos.

²⁹ Para calcular el impacto de la producción de Camisea, se utilizó el multiplicador de ingreso del sector "Petróleo Crudo".

En el mediano plazo (2007-2010), el efecto del proyecto Camisea sobre el PBI se dará principalmente por:

- La producción de gas natural e hidrocarburos líquidos de los lotes 88 y 56.
- Las inversiones futuras que se realizarían localmente para sus operaciones.

APOYO Consultoría estima que, en los próximos cuatro años (2007-2010), las operaciones de Camisea aportarán anualmente al PBI 0,9%. Debido al menor nivel de producción esperado de combustibles líquidos en el largo plazo (2007-2033) y al crecimiento del PBI del Perú (4,5% anual en el largo plazo), el aporte anual del proyecto al PBI se reduciría a 0,8% en promedio. El valor presente de este impacto de largo plazo (en dólares del 2007) sería cercano a los US\$11 000 millones.



II.2. Generación directa de empleo

El principal efecto directo del proyecto Camisea sobre el empleo se dio en la etapa de construcción (2000-2004), especialmente en la fase de transporte por la cantidad de fuerza laboral que demandó la construcción del gasoducto y poliducto.

Según información proporcionada por TGP, la construcción del proyecto Camisea habría generado cerca de cinco mil puestos de trabajo directos en promedio cada año (2001-2004). Lamentablemente no se obtuvo información directa de las empresas operadoras de la fase de explotación ni distribución.

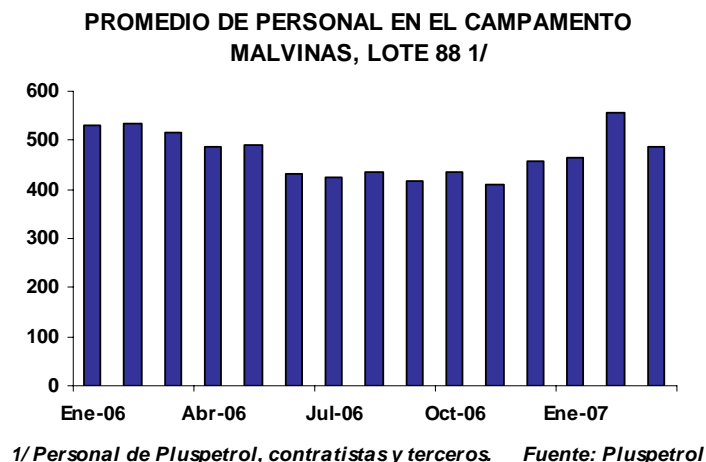
EMPLEOS DIRECTOS GENERADOS EN LA CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO CAMISEA

	2001	2002	2003	2004
Explotación	140	800	600	500
Transporte	100	5 363	8 499	4 042
Distribución				300
Total	240	6 163	9 099	4 842

Fuente: TGP

Luego de la etapa de inversión, la demanda laboral para las operaciones del proyecto Camisea se habrían reducido. En el caso de TGP, según información de la empresa, entre el 2005 y 2006 se habría generado cerca de 1 900 empleos directos en promedio. Asimismo, según información de Pluspetrol, el personal que laboró en el campamento

Malvinas (que no considera las operaciones en Pisco) fue en promedio 464 en el 2006 y 502 entre enero y marzo del 2007.



No se ha podido realizar un análisis de la generación de empleos directos en el largo plazo (2007-2033) debido a que no se obtuvo información por parte de las empresas operadoras. Asimismo, la información disponible no fue suficiente para estimar el empleo indirecto generado por el proyecto en el período 2000-2006.

II.3. Estimación del impacto sobre las cuentas fiscales

Durante la etapa de construcción, el proyecto Camisea generó un mayor pago de aranceles debido a las importaciones de bienes de capital para la inversión inicial (2000-2004).

Luego del inicio de las actividades comerciales, las cuentas fiscales se verán favorecidas por un mayor pago de:

- Impuesto a la Renta
- Regalías
- IGV por la venta de gas natural

Sin embargo, también se genera una menor recaudación de IGV, ISC y aranceles por la sustitución de importaciones debido al mayor consumo de gas natural (reemplazo de combustibles alternativos) y a las ventas internas de combustibles (diesel y GLP) del Consorcio Camisea:

- El consumo interno de gas natural reemplazará a combustibles que son más caros, lo que impactará sobre los ingresos del IGV.
- El gas natural no está afecto al pago del ISC, mientras que los combustibles sustituidos sí lo están.
- La sustitución de importaciones por el mayor consumo de gas natural y ventas de derivados del Consorcio Camisea generará un menor ingreso por aranceles.

Entre el 2000 y 2004, las empresas involucradas en el proyecto Camisea habrían desembolsado cerca de US\$70 millones en aranceles por las inversiones realizadas.

Considerando el impacto mixto mencionado, APOYO Consultoría estima que, en términos netos, las cuentas fiscales se incrementaron en más de US\$500 millones entre el 2004 y 2006, principalmente por un mayor pago de regalías e impuesto a la renta (cerca de US\$620 millones en conjunto).

Para el caso del impacto de mediano y largo plazo, se estima que el valor presente del efecto sobre las cuentas fiscales (en dólares del 2007) sería de una mayor recaudación de alrededor de US\$1 300 millones entre el 2007 y 2010 y cerca de US\$3 700 millones en el periodo 2007-2033.

**ESTIMACIÓN DEL VALOR PRESENTE DEL
IMPACTO DE LAS OPERACIONES DE CAMISEA
SOBRE LOS INGRESOS FISCALES 1/
(US\$ Millones del 2007)**

Impuesto	2007-2010	2007-2033
ISC	-132	-423
IGV	-94	-222
Aranceles	4	4
Regalías	1 096	3 153
Impuesto a la Renta	408	1 184
Total	1 283	3 696

1/ Descontado a una tasa anual de 12%.

Fuente: Empresas, APOYO Consultoría

Transferencias de canon gasífero

Como parte del impacto del proyecto Camisea sobre las cuentas fiscales, también se puede mencionar las transferencias de recursos por concepto del canon gasífero, ya que actualmente son una fuente importante de recursos para el Gobierno Regional y Gobiernos Locales del Cusco.

El canon gasífero es la participación de los ingresos que percibe el Estado, por la explotación del gas natural y los condensados, que es transferida a las circunscripciones donde está ubicado el recurso natural. En el caso de Camisea, esta ubicación es la Región Cusco. Este canon gasífero que se transfiere al Gobierno Regional y Gobiernos Locales del Cusco se calcula con el 50% de lo que percibe el Estado por el Impuesto a la Renta y el 50% de lo que obtiene por las regalías, provenientes del Consorcio Camisea que está a cargo de la explotación de los hidrocarburos de Camisea. La distribución del canon gasífero entre estos niveles de gobierno se describe a continuación:

DISTRIBUCIÓN DEL CANON GASÍFERO

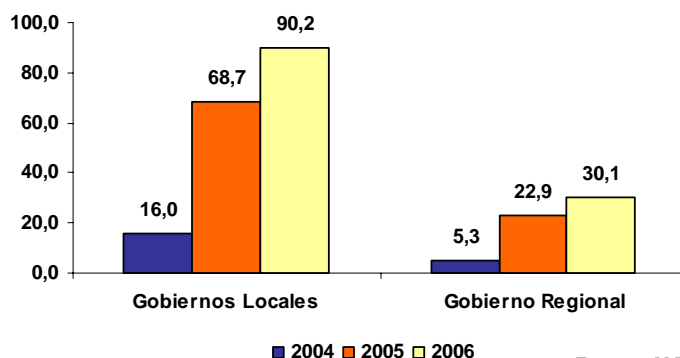
Participación	Destino
10%	Gobiernos locales de los distritos donde se exploten los recursos
25%	Gobiernos locales de las provincias donde se exploten los recursos
40%	Gobiernos locales de la región donde se exploten los recursos
25%	Gobiernos Regionales donde se exploten los recursos (20% deberá ir a la(s) universidad(es) de la región)

Fuente: MEF

Los recursos del canon forman parte del presupuesto de estos niveles de gobierno y deben destinarse, por ley, a gastos de inversión, para el financiamiento o co-financiamiento de proyectos u obras de infraestructura de impacto regional o local. Para el caso de los gobiernos locales donde se realiza la actividad de explotación, 30% del monto que les corresponde se destina a la inversión productiva para el desarrollo sostenible de las comunidades donde se explote los recursos de Camisea. Además, el Gobierno Regional del Cusco debe entregar el 20% del total percibido a las universidades públicas de su circunscripción, para destinarse exclusivamente a la inversión en investigación científica y tecnológica que potencie el desarrollo regional.

Gracias al inicio de las operaciones de Camisea, la región Cusco recibió anualmente en promedio US\$106 millones entre el 2005 y 2006 por concepto de canon gasífero. En el 2006, las transferencias de canon gasífero al Cusco representaron el 10% del total de las transferencias que recibieron todos los gobiernos locales y regionales en el ámbito nacional (que incluyen a otros tipos de cánones como el minero, forestal, pesquero, etc. y otras transferencias).

**TRANSFERENCIAS DE CANON GASÍFERO A LA
REGIÓN CUSCO
(US\$ Millones)**



El canon gasífero se ha convertido en un ingreso importante para el Cusco, principalmente porque son una fuente de financiamiento para proyectos de inversión. En el 2006, el Gobierno Regional del Cusco invirtió US\$37,3 millones, de donde el 63% provino de la fuente de financiamiento "canon, sobrecanon, regalías y participaciones". Si bien esta fuente de financiamiento incluye otros cánones como el minero, se puede tomar como referencia que el 85% de las transferencias recibidas por el Gobierno Regional del Cusco se debió al canon gasífero (el minero representó el 14%) en dicho año.

**GASTO DE INVERSIÓN DEL GOBIERNO REGIONAL DEL CUSCO
(US\$ Millones)**

Fuente de financiamiento	2005		2006	
	Monto	Part. %	Monto	Part. %
Canon, sobrecanon, regalías y participaciones 1/	8,1	38,9	23,4	62,8
Recursos ordinarios	2,4	11,6	11,0	29,6
Donaciones y transferencias	0,7	3,4	1,8	4,9
Recursos directamente recaudados	0,4	2,2	1,0	2,6
Recursos por oper. de crédito externo	0,3	1,4	0,1	0,1
Fondo de compensación regional	8,9	42,5	0,0	0,0
Total	20,8	100,0	37,3	100,0

1/ Considera canon gasífero, minero, forestal, hidroenergético.

Fuente: MEF

Según el presupuesto de apertura del 2007, los ingresos por canon gasífero representarán alrededor del 30% del presupuesto conjunto del Gobierno Regional y Gobiernos Locales del Cusco. En el caso del distrito Echarate, donde se ubica el lote 88, este ingreso representa el 90% de su presupuesto para el 2007.

Sin embargo, se debe notar que la estimación del canon gasífero para el 2007 es muy similar al que se transfirió en el 2006, ya que el Gobierno usualmente es conservador en sus estimados. Así, el Gobierno calculó que se transferirán US\$120,3 millones en el 2007, cuando entre enero y abril ya se transfirieron US\$62 millones.

**TRANSFERENCIA DE CANON GASÍFERO Y PRESUPUESTO DE APERTURA DEL
GOBIERNO REGIONAL Y GOBIERNOS LOCALES DEL CUSCO**
(US\$ Millones)

	Transferencia de canon gasífero 1/				Presupuesto de apertura	
	2004	2005	2006	2007	2006 ^{2/}	2007
Gobiernos Locales	16,0	68,7	90,2	93,6	126,3	205,2
Echarate	2,1	18,4	22,9	23,7	18,6	26,4
Pichari	0,7	2,9	4,8	5,1	3,3	6,1
Quimbiri	0,9	3,7	4,8	5,0	4,1	6,0
Quellouno	0,5	1,9	4,3	4,6	2,2	5,5
Vilcabamba	0,6	2,3	4,0	4,2	2,6	5,2
Santa Ana	0,9	3,4	3,6	3,6	5,4	6,8
Cusco	0,4	1,5	2,0	2,1	7,0	15,1
Sicuani	0,4	1,5	1,7	1,8	5,4	7,4
Ocobamba	0,4	1,3	1,7	1,8	1,5	2,1
San Sebastián	0,3	0,9	1,7	1,8	1,9	4,9
Resto	8,7	30,7	38,8	40,1	74,3	119,7
Gobierno Regional	5,3	22,9	30,1	31,2	163,2	213,1
Total Cusco	21,4	91,6	120,3	124,9	289,5	418,3

1/ Entre el 2004 y 2006 es lo realmente transferido. La información del 2007 es según el presupuesto de apertura.

2/ Difiere del monto final ejecutado. Por ejemplo, en el caso del Gobierno Regional, el presupuesto final ejecutado fue de US\$184 millones, un incremento de más de 10% respecto del estimado en el presupuesto de apertura para dicho año.

Fuente: MEF

Los ingresos por canon gasífero del Gobierno Regional y Gobiernos Locales del Cusco se incrementarán en los próximos años gracias al mayor pago de Impuesto a la Renta y regalías (mayor producción de gas natural y de líquidos de gas natural) del Consorcio Camisea. APOYO Consultoría estima que las transferencias de canon gasífero para los gobiernos del Cusco sobrepasarían los US\$300 millones anuales en promedio entre el 2007 y 2033. Este monto promedio es casi el 85% del presupuesto conjunto del 2007 de estos niveles de gobierno.

**TRANSFERENCIAS DE CANON GASÍFERO A
GOBIERNOS LOCALES DE CUSCO SEGÚN
PROVINCIAS**
(US\$ Millones)

	2004	2005	2006	Var. % 1/
La Convención	7,5	38,7	50,0	29,0
Cusco	1,4	5,3	6,7	26,8
Chumbivilcas	0,9	3,1	4,4	44,8
Quispicanchi	0,9	3,3	4,2	27,8
Canchis	0,9	3,2	3,8	18,9
Anta	0,7	2,4	3,6	51,0
Espinar	0,7	2,3	3,0	33,8
Paucartambo	0,5	1,8	2,9	63,6
Calca	0,7	2,3	2,8	22,4
Urubamba	0,5	1,9	2,6	37,7
Canas	0,5	1,7	2,4	41,9
Paruro	0,5	1,5	2,2	40,6
Acomayo	0,4	1,3	1,6	23,5
Total	16,0	68,7	90,2	31,3

1/ Del 2006 respecto del 2005.

Fuente: MEF

Fondo de Desarrollo Socioeconómico de Camisea (Focam)

Del pago de regalías, las regiones de Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima provincias reciben una participación, ya que por estas zonas pasan los ductos que transportan la

producción del lote 88 y, en un futuro cercano, del lote 56. Los recursos provienen del Fondo de Desarrollo Socioeconómico de Camisea (Focam), que es un fondo monetario intangible creado por ley y está destinado a contribuir al desarrollo sostenible de estas regiones. También se incluye a la región Ucayali dentro de los destinos del fondo, ya que las operaciones de Camisea se ubican muy cerca de esta región.

Las transferencias del Focam se iniciaron en mayo del 2005. Este fondo está conformado por el 25% de lo que recibe el Gobierno Nacional por concepto de regalías³⁰. En el caso de Ucayali, los recursos equivalen al 2,5% de lo que recibe esta instancia de gobierno por las regalías.

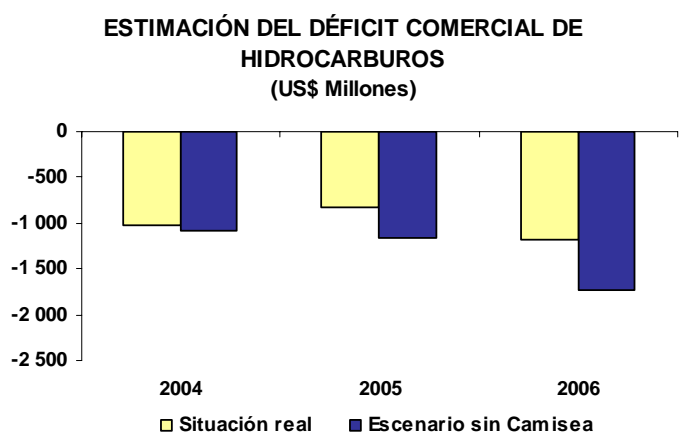
Entre el 2005 y 2006, las transferencias del Focam ascendieron a US\$55 millones. En el largo plazo, estas transferencias podrían alcanzar un promedio anual de casi US\$65 millones entre el 2007 y 2033.

II.4. Estimación del impacto sobre la balanza comercial de hidrocarburos

Durante muchos años, el Perú ha registrado déficit en su balanza comercial de hidrocarburos. Si bien el actual proyecto Camisea no va a revertir esta situación, sí va a permitir reducir el déficit, ya que el mayor consumo interno de gas natural y la venta de derivados en las instalaciones de Pisco han permitido sustituir importaciones (combustibles que por lo general son más costosos).

Entre el 2004 y 2006, el Perú registró un déficit acumulado de hidrocarburos de más de US\$3 000 millones. APOYO Consultoría estima que éste habría alcanzado un valor de alrededor de US\$4 000 millones sin las operaciones de Camisea.

Además de la sustitución de importaciones por la mayor venta interna de gas natural y combustibles, la exportación de nafta y GLP del Consorcio Camisea también redujo el déficit de los últimos años. Entre el 2004 y 2006, este consorcio exportó nafta por más de US\$650 millones, lo que representó casi el 50% de las ventas totales del consorcio.

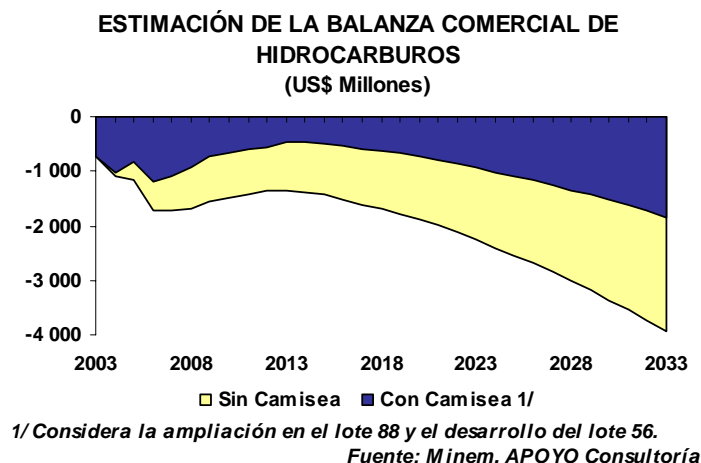


La sustitución de importaciones de hidrocarburos más caros y la mayor exportación de nafta y GLP, permitirán reducir el déficit de hidrocarburos en más de US\$700 millones anuales entre el 2007 y 2010. En el largo plazo (2007-2033), esta reducción podría alcanzar cerca de

³⁰ Del 100% de lo que se recauda por regalías, 50% se destina al canon gasífero, 3% se reparte entre el Osinergmin, Minem y Perúpetro, y el 47% restante al Tesoro Público.

US\$1 200 millones anuales. El valor presente (en dólares del 2007) de este beneficio se estima en casi US\$7 200 millones.

A pesar de este beneficio, el Perú continuará siendo deficitario en el ámbito de los hidrocarburos en los próximos años, hasta que se inicie la exportación de gas natural liderado por Perú LNG.



II.5. El proyecto de exportación de gas natural

El Consorcio Perú LNG, conformado por las empresas Hunt Oil Company (50%), SK Corporation (30%) y Repsol YPF (20%), está a cargo del desarrollo, construcción y operación del proyecto de exportación de Gas Natural Licuefactado (GNL) en el Perú. Este proyecto representa la primera obra de infraestructura en el Perú para exportar GNL y permitirá que el país sea un exportador neto de hidrocarburos.

Para la ejecución del proyecto, Perú LNG deberá construir:

- Una planta de licuefacción en una zona llamada Pampa Melchorita, ubicada sobre el litoral del Pacífico, a 167 km al sur de Lima, la capital del Perú; y,
- Un nuevo gasoducto de cerca de 410 km de longitud con una capacidad para transportar 677 MMPCD, la que podría ser incrementada posteriormente. Este nuevo gasoducto conectará a la planta de licuefacción con el actual gasoducto que opera TGP.

Adicionalmente a las obras mencionadas, el proyecto contempla la construcción de un terminal marítimo (muelle, plataforma para cargamento y rompeolas de 800 m de largo) que permitirá cargar el GNL en buques para exportarlo.

El gas natural que Perú LNG requiere para las operaciones comerciales de este proyecto provendrá de los campos de Camisea. En febrero del 2006, Perú LNG firmó dos acuerdos de venta de gas natural por un periodo de dieciocho años con el Consorcio Camisea³¹, uno con el lote 88 y el otro con el lote 56. El gas natural extraído de estos lotes será transportado desde la planta de separación en Malvinas (Cusco), a través de los primeros 211 km del actual gasoducto que opera TGP y luego por el gasoducto que construirá Perú LNG, hasta llegar a la planta de licuefacción, sobre el litoral peruano.

³¹ Conformado por Pluspetrol, Sonatrach, Hunt Oil, SK Corporation, Repsol y Tecpetrol. Este consorcio opera los lotes 88 y 56, la planta criogénica en Malvinas (separación) y la planta de fraccionamiento en Pisco. Cabe señalar que este consorcio no tiene a su cargo la construcción de la planta de licuefacción ni del nuevo gasoducto.

MAPA DE UBICACIÓN DEL PROYECTO DE EXPORTACIÓN DE GNL



El GNL que será producido en la planta de licuefacción será exportado, en su totalidad, por Repsol Comercializadora de Gas. A mediados del 2005, Perú LNG firmó un acuerdo de compra-venta de GNL por un periodo de dieciocho años con Repsol, quien podrá vender el GNL en el mercado de su elección.

SUPUESTOS TÉCNICOS Y OPERACIONALES DEL PROYECTO DE EXPORTACIÓN DE GAS

Producción de GNL	4,2 millones de toneladas anuales
Volumen diario de gas para alimentar la planta	620 millones de pies cúbicos al día
Contenido calorífico del gas	1 089 BTU / pie cúbico estándar
Producción promedio de GNL	617 Mil MMBTU por día

Fuente: Hunt Oil

Si bien Perú LNG espera realizar su primer despacho de GNL en mayo del 2010, el primer año completo de operaciones sería el 2011.

Según información de Hunt Oil, operador del proyecto, la inversión estimada para desarrollar el proyecto bordea los US\$3 400 millones, la mayor inversión privada realizada en el país. Considerando los costos de financiamiento, el monto total de inversión ascendería aproximadamente a US\$ 3 900 millones. Este monto sobrepasa los montos de inversión de grandes proyectos como la mina Antamina (US\$2 150 millones) y el Proyecto Base de Camisea (US\$1 682 millones).

De la inversión en el proyecto de exportación de GNL, sin considerar costos de financiamiento, alrededor del 35% (US\$1 190 millones) sería invertido en bienes y servicios locales, principalmente en las operaciones que se realizarían en Pampa Melchorita (US\$1 000 millones).

ESTIMACIÓN DE LA INVERSIÓN DE PERÚ LNG EN EL
PROYECTO DE EXPORTACIÓN DE GAS 1/
(US\$ Millones)

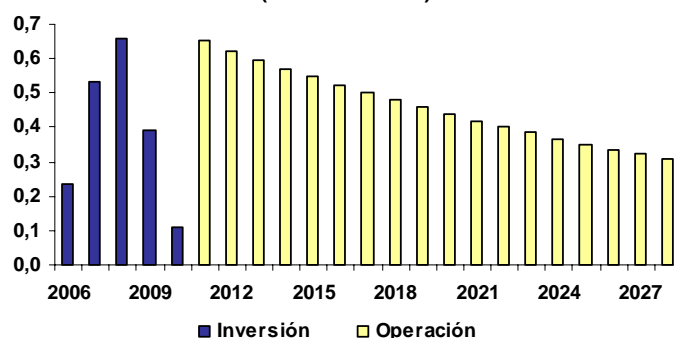
	2006	2007	2008	2009	2010	Total
Planta de licuefacción	211	629	856	522	129	2 346
Nuevo gasoducto	11	207	377	120	7	723
Otros costos	55	50	53	81	64	303
Total	277	885	1 287	723	200	3 372

1/ No incluye costos de financiamiento.

Fuente: Hunt Oil

APOYO Consultoría estima que la inversión local de Perú LNG aportaría anualmente 0,4% al PBI en promedio entre el 2006 y 2010, considerando el efecto total (directo e indirecto) de esta inversión³². Luego del inicio de las operaciones comerciales, este aporte anual promedio se incrementaría a 0,5% durante la vida del proyecto (2011-2028), pero irá decreciendo en el tiempo debido al crecimiento del PBI del Perú (4,5% anual en el largo plazo).

ESTIMACIÓN DEL APOORTE DEL PROYECTO DE
EXPORTACIÓN DE GNL
(Como % del PBI)



Fuente: Hunt Oil, APOYO Consultoría

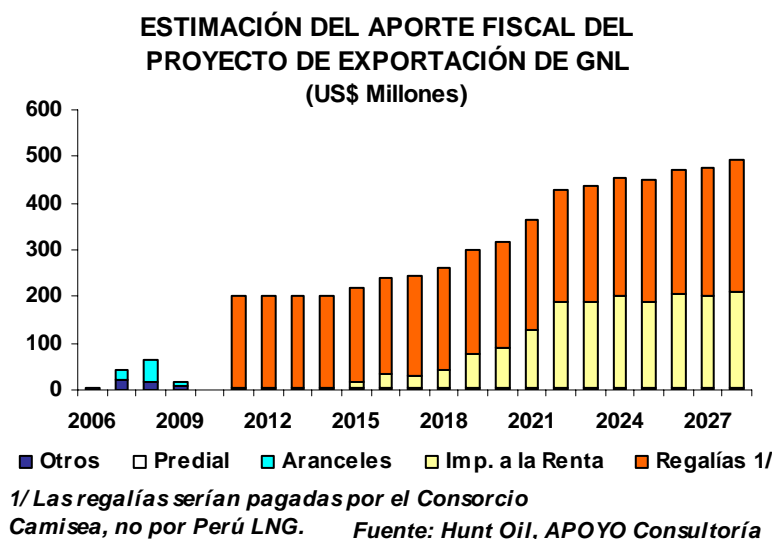
Según estimados de Hunt Oil, se generarían aproximadamente un promedio anual de 3 000 empleos directos durante la fase de construcción (2006-2010). Luego del inicio de las operaciones comerciales, el proyecto demandaría un promedio de 150 empleos directos por año. Se estima que el empleo indirecto en la fase de construcción sería aproximadamente 2 200 puestos de trabajo promedio por año, mientras que en la fase de operación se generarían aproximadamente 130 empleos indirectos por año.³³

La inversión y operación del proyecto de exportación de GNL generarán ingresos fiscales en términos de pago de impuesto a la renta y aranceles, entre otros tributos. Según las proyecciones de precios utilizadas por Perú LNG, el aporte fiscal podría alcanzar cerca de US\$2 000 millones entre el 2006 y 2028. Sin embargo, también se debería considerar el mayor pago de regalías que el Consorcio Camisea realizará por la mayor extracción de gas

³² Al igual que en el caso de la estimación del proyecto Camisea sobre el PBI, se utilizó la metodología de los Multiplicadores de la Economía Peruana del INEI.

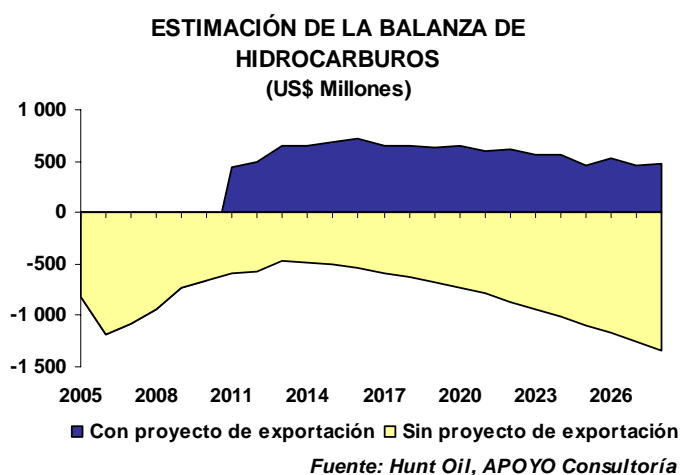
³³ Para el cálculo del empleo indirecto e inducido se utilizaron los multiplicadores de empleo que fueron estimados por el INEI (2001) para los distintos sectores de la economía, sobre la base de la tabla insumo-producto del año 1994. Teniendo en cuenta la distribución de la inversión en los distintos sectores de la economía y el total de puestos directos generados por el proyecto Perú LNG, se estimó el número de puestos indirectos generados en la fase de construcción. Para el cálculo del empleo indirecto en la fase de operación del proyecto se consideró el efecto multiplicador correspondiente a refinación de petróleo, dado que el procesamiento de gas natural no formó parte de la tabla insumo-producto del 1994.

natural en el lote 88 y 56, monto que APOYO Consultoría estima en alrededor de US\$4 000³⁴ millones entre el 2011 y 2028.



Es importante mencionar que, adicionalmente, el Consorcio Camisea y TGP incrementarían su pago de impuesto a la renta por las operaciones en este proyecto ya que, si bien no forman parte del Consorcio Perú LNG, sí participan en éste, el Consorcio Camisea como proveedor de gas natural y TGP por transportarlo a través de los primeros 211 km del gasoducto que opera.

Como se mencionó anteriormente, el proyecto de exportación de GNL permitirá revertir el déficit comercial de hidrocarburos del Perú. Según estimaciones de Hunt Oil, el valor promedio anual de las exportaciones de GNL alcanzaría poco más de US\$1 300 millones entre el 2011 y 2028 (según un escenario de precios proyectados). Tomando en cuenta estos estimados, el Perú pasaría de tener un déficit promedio anual de casi US\$800 millones a un superávit de US\$580 millones, aproximadamente, entre el 2011 y 2028.



³⁴ Este monto varía de acuerdo con el precio de gas en boca de pozo considerado en la estimación. Para estimar este monto se tomó en cuenta las proyecciones del precio de gas a boca de pozo correspondiente a grandes clientes industriales. Si se consideran las proyecciones del precio ponderado del gas a boca de pozo correspondiente a generadores eléctricos y otros clientes, las regalías ascenderían a aproximadamente US\$2 500 millones (en dólares corrientes).

En resumen, en el período 2006-2028, el valor presente del impacto de Perú LNG en la actividad económica bordearía los US\$5 800 millones (en dólares del 2007). Adicionalmente, el valor presente del impacto fiscal superaría los US\$1 000 millones; esto considerando las regalías que pagaría el Consorcio Camisea por el gas natural. Asimismo, este proyecto permitirá revertir el déficit de la balanza comercial, generando mayores divisas por un valor cercano a US\$5 300 millones (valor presente en dólares del 2007).³⁵

**VALOR PRESENTE DEL IMPACTO ESTIMADO DEL
PROYECTO PERÚ LNG 1/
(En US\$ Millones del 2007)**

	Operaciones de largo plazo 2006-2028
1. Actividad económica (PBI)	5 812
<i>Incremento anual promedio del PBI (%)</i>	<i>0,4%</i>
2. Cuentas fiscales	1 202
Impuesto a la renta	207
Aranceles	65
Impuesto predial	17
Regalías 2/	914
3. Balanza comercial de hidrocarburos 3/	5 281

1/ Descontado a una tasa de 12% anual.

2/ Regalías pagadas por el Consorcio Camisea por la extracción de gas natural.

3/ Refleja la reducción en el déficit.

Fuente: Hunt Oil, APOYO Consultoría

³⁵ Es preciso mencionar que el efecto neto en la balanza de pagos es menor debido a que el ingreso de divisas por exportación es compensado por las importaciones y los movimientos en la cuenta de capitales y la balanza de servicios.

III. IMPACTO TOTAL DEL PROYECTO CAMISEA

Como se vio a lo largo de esta segunda parte del estudio, el proyecto Camisea ha generado importantes beneficios para el Perú. Estos beneficios provienen del impacto en el Producto Bruto Interno del país, el ahorro de los consumidores de gas natural y de energía eléctrica; y los efectos en las cuentas fiscales y en la balanza comercial de hidrocarburos. Las principales cifras del impacto de este proyecto en el período 2000-2033 son las siguientes:

- El valor presente del ahorro que obtendrían los consumidores del gas natural de Camisea (en dólares del 2007) sobrepasa los US\$1 500 millones, mientras que los usuarios de energía eléctrica ahorrarían alrededor de US\$6 600 millones a través de las menores tarifas respecto del escenario sin proyecto Camisea.
- El proyecto Camisea incrementaría anualmente el PBI en 0,8% en promedio; el valor presente de este impacto (en dólares del 2007) sería cercano a los US\$15 400 millones.
- El valor presente estimado del efecto sobre las cuentas fiscales (en dólares del 2007) sería de una mayor recaudación de cerca de US\$4 500 millones.
- Las transferencias de canon gasífero para los gobiernos del Cusco serían más de US\$300 millones anuales en promedio (2004-2033), que equivalen aproximadamente a un valor presente de US\$2 500 millones (en dólares del 2007).
- Debido a la sustitución de importaciones e incremento de las exportaciones del Consorcio Camisea, el déficit de la balanza comercial de hidrocarburos podría reducirse en cerca de US\$8 400 millones anuales (2004-2033).

VALOR PRESENTE DEL IMPACTO ESTIMADO DEL PROYECTO CAMISEA 1/ (En US\$ Millones del 2007)

	Operaciones históricas 2000-2006	Operaciones de mediano plazo 2007-2010	Operaciones de largo plazo 2007-2033	Total 2000-2033
IMPACTO TOTAL ESTIMADO	7 461	5 825	16 118	23 578
1. Actividad económica (PBI)	4 294	3 669	11 078	15 371
<i>Incremento anual promedio del PBI (%)</i>	<i>0,6%</i>	<i>0,9%</i>	<i>0,8%</i>	<i>0,8%</i>
2. Ahorro en energía	3 167	2 155	5 040	8 207
A. Tarifas eléctricas 2/	2 962	1 620	3 657	6 618
B. Usuarios de gas natural	205	535	1 383	1 588
Residenciales	-3	-9	17	14
Industriales menores y comerciales	38	144	332	370
Industriales grandes y medianos	171	326	831	1 001
Conductores de vehículos GNV	-1	74	204	203
Otros impactos				
1. Cuentas fiscales	806	1 283	3 696	4 502
Regalías	610	1 096	3 153	3 763
Impuesto a la renta	166	408	1 184	1 349
Aranceles	115	4	4	119
Impuesto Selectivo al Consumo (ISC)	-43	-132	-423	-466
Impuesto General a las Ventas (IGV)	-42	-94	-222	-264
2. Balanza comercial de hidrocarburos 3/	1 156	2 468	7 193	8 348

1/ Descontado a una tasa real de 12% anual. Incluye la ampliación en el lote 88 y las operaciones del lote 56.

2/ Refleja la reducción del precio básico de la energía (tarifa en barra) y el pago por Garantía de Red Principal.

3/ Refleja la reducción en el déficit. Para las operaciones históricas considera el período 2004-2006.

Fuente: Empresas, APOYO Consultoría

Asimismo, el proyecto de exportación de gas natural generará beneficios adicionales. Se estima que el valor presente neto del impacto de este proyecto en la actividad económica y en las cuentas fiscales superará los US\$7 000 millones (en dólares del 2007) en el período 2006-2028. Este impacto equivale aproximadamente a un tercio del impacto del proyecto Camisea en estos mismos rubros. Finalmente, el proyecto de exportación Perú LNG permitirá revertir el déficit de la balanza de hidrocarburos en un monto cercano a US\$5 300 millones.³⁶

³⁶ Valor presente estimado para el período 2007-2028, considerando una tasa real de descuento de 12% y valores en dólares del 2007, estimado según lo indicado en el anexo II (p.95)

ANEXO I: ABREVIATURAS Y CONVERSIONES

Unidades de medida

- km: kilómetros
- m: metros
- m³: metros cúbicos
- MBls: Miles de barriles
- MMBD: Millones de barriles por día
- MMBls: Millones de barriles
- MMBTU: Millones de Unidades Térmicas Británicas (BTU, por sus siglas en inglés)
- MMPC: Millones de pies cúbicos
- MMPCD: Millones de pies cúbicos por día
- MPC: Miles de pies cúbicos
- MPCD: Miles de pies cúbicos diarios
- MW: Mega Watts
- p³: pies cúbicos
- TPC: Tera pies cúbicos, 10¹² pies cúbicos

Organismos públicos y empresas

- BCR: Banco Central de Reserva del Perú
- Cofide: Corporación Financiera de Desarrollo
- Conasev: Comisión Nacional Supervisora de Empresas y Valores
- EIA: Energy Information Administration
- INEI: Instituto Nacional de Estadística e Informática del Perú
- MEF: Ministerio de Economía y Finanzas
- Minem: Ministerio de Energía y Minas
- Osinergmin: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (antes, Osinerg)
- Proinversión: Agencia de Promoción de la Inversión Privada
- TGP: Transportadora de Gas del Perú

Otras

- COES: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
- Focam: Fondo de Desarrollo Socioeconómico de Camisea
- SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
- GLP: Gas Licuado de Petróleo
- GNL: Gas Natural Licuefactado
- GNV: Gas Natural Vehicular
- GRP: Garantía de Red Principal.
- IGV: Impuesto General a las Ventas
- IPC: Índice de Precios al Consumidor
- IPM: Índice de Precios al por Mayor
- ISC: Impuesto Selectivo al Consumo
- PBI: Producto Bruto Interno
- PEA: Población Económicamente Activa
- PPI: Producer Price Index de EEUU
- US\$: Dólares Americanos
- WTI: West Texas Intermediate

TABLA DE CONVERSIONES

1 MMBTU	=	7,3	Galones de Diesel	=	0,17	Barriles de Diesel
1 MMBTU	=	10,4	Galones de GLP	=	0,25	Barriles de GLP
1 MMBTU	=	7,0	Galones de Residual	=	0,17	Barriles de Residual
1 MMBTU	=	8,5	Galones de Gasolina 90	=	0,20	Barriles de Gasolina
1 MMBTU	=	6,7	Galones de Fuel Oil	=	0,16	Barriles de Fuel Oil
1 MMBTU	=	39,8	Kg de carbón			
1 MMBTU	=	290,7	Kw-h			
1 MMPC	=	1 072,8	MMBTU			
1 MMPC	=	28,3	Miles de m ³			
1 m ³	=	35,3	pies cúbicos			
1 Barril	=	42,0	galones			
1 Tonelada	=	11,9	barriles			

Fuente: Minem, Perúpetro, Osinerg, Cofide

ANEXO II: METODOLOGÍA EMPLEADA PARA LAS ESTIMACIONES

1. ESTIMACIÓN DEL AHORRO DE LOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL

Con el fin de estimar el ahorro para los usuarios directos de gas natural, se calculó la diferencia entre el gasto de los usuarios en gas natural y el gasto en el que éstos hubieran incurrido si emplearan fuentes alternativas de energía, asumiendo que se mantiene su nivel de consumo de energía.

Las estimaciones se realizaron para cada categoría tarifaria de usuarios, en vista que las tarifas de distribución difieren según categoría. Las categorías consideradas para la estimación son las siguientes:

Categoría tarifaria	Descripción	Segmento en el estudio
Categoría A	Consumo mensual hasta 300 m ³ /mes (10,6 MPC/mes)	Clientes residenciales
Categoría B	Consumo mensual entre 301 y 17 500 m ³ /mes (10,6 y 618 MPC/mes)	Clientes comerciales e industriales menores
Categoría C	Consumo mensual entre 17 501 y 300 000 m ³ /mes (618 MPC/mes y 10,6 MMPC/mes)	
Categoría D	Consumo mensual entre 300 000 y 900 000 m ³ /mes (10,6 MMPC/mes y 31,8 MMPC/mes)	Clientes industriales medianos
Clientes iniciales e independientes	Grandes clientes (en Lima y Humay) que normalmente consumen más de 900 000 m ³ /mes (31,8 MMPC/mes)	Grandes clientes industriales
Categoría D-GNV	Estaciones de venta de GNV	Estaciones de venta de GNV

Para calcular el ahorro generado para cada una estas categorías es necesario contar con las siguientes variables:

- La demanda de gas natural;
- Las tarifas cobradas por gas natural;
- Las fuentes alternativas de energía para cada segmento en estudio;
- Los precios de las fuentes alternativas de energía; y
- Los costos de conversión a gas natural y/o conexión a la red de gas natural.

Las metodologías empleadas para estimar estas variables se presentan a continuación.

A. Proyecciones de demanda de gas natural de Camisea para el período 2007-2033

Las estimaciones de consumo anual por categoría se realizaron considerando el consumo promedio anual por cliente y el número promedio de clientes conectados durante todo el año, el que resulta de promediar el número de clientes a fin de año y a inicios de año. Esto se realiza para no sobreestimar el consumo anual, al asumir que los clientes a fin de año estuvieron conectados desde el inicio de año.

Para estimar la demanda de las categorías tarifarias A, B, C y D se consideraron los estudios de la empresa distribuidora (Cálidda) y del regulador (Osinergmin)³⁷, empleados en la actualización de los componentes de las tarifas de distribución en redes secundarias (Otras Redes).

- La proyección del número de clientes residenciales se realizó considerando que en el año 2007 el número de nuevas conexiones será equivalente al número de nuevas conexiones en el 2006. A partir de este año se aplican las tasas de crecimiento promedio de las proyecciones de Cálidda y Osinergmin, pero con un año de rezago, con el fin de ser consistente con el retraso en la expansión de este segmento de mercado.
- Para la proyección del número de clientes de las categorías B, C y D, se aplicaron las tasas de crecimiento promedio anuales de las estimaciones de Cálidda y Osinergmin a los valores reales a diciembre del 2006. Esto se realizó para mitigar los posibles sesgos en las estimaciones de Cálidda y Osinergmin.
- En cuanto al consumo promedio por cliente, se empleó un promedio del pronóstico de Cálidda y Osinergmin.

La proyección de la demanda de los grandes clientes se realizó considerando un crecimiento anual de 4,2% hasta el 2010, que es equivalente al crecimiento promedio anual que el PBI de manufactura ha mostrado en el período 2001-2005. A partir del 2011 hasta el 2033 se aplicó una tasa de crecimiento anual de 1,8%, valor equivalente al crecimiento promedio anual del PBI de manufactura en el período 1981-2005. Además, se tuvo en cuenta que en el 2008 se iniciará el suministro de gas a un nuevo cliente independiente (Gloria) con una capacidad aproximada de 100 000 m³/día (3,5 MMPCD) y que Sudamericana de Fibras tiene previsto incrementar su capacidad contratada en el 2009 a 120 000 m³/día (4,2 MMPCD).

Para la estimación de la demanda de GNV se emplearon las estadísticas disponibles acerca del parque automotor convertible a GNV en Lima y del consumo promedio por unidad. Asimismo, se incorporó el efecto del uso del gas natural por parte de unidades de transporte público. Las estimaciones consideran una tasa de crecimiento de 100% de los vehículos a gas natural en el año 2007 y una reducción paulatina de dicha tasa de crecimiento. Además, se tuvo en cuenta que los vehículos a gasolina y, en particular, las unidades de servicio de taxi son los que tienen una mayor probabilidad de ser convertidos. La información base para efectuar las estimaciones se obtuvo del Ministerio de Transportes y Comunicaciones, Cofide y la Municipalidad de Lima.

En el caso de la demanda del Proyecto de Gasoductos Regionales, se emplearon las proyecciones de Proinversión, asumiendo que el proyecto inicia operaciones comerciales en el 2010.

B. Tarifas de gas natural

Los usuarios de gas natural abonan tarifas por los siguientes conceptos: gas en boca de pozo, transporte y distribución (primaria y secundaria). Se estimaron las tarifas promedio ponderadas en el 2006 por cada uno de estos conceptos y se expresaron en US\$ por MMBTU, considerando que 1 MMBTU equivale a 1 072 MMPC. En el caso del GNV se utilizó la tarifa de venta al público. En el siguiente cuadro se muestran las tarifas, netas de impuestos, para cada una de las categorías tarifarias.

³⁷ Cálidda, Estudio de capacidades contratadas para el tercer año de cálculo, propuesta tarifaria para la tarifa de red principal de distribución período mayo 2006-abril 2008 y Propuesta del factor de actualización F2 de la Resolución 097-2004-OS/CD, noviembre 2005. Osinergmin, Informe N°004-2007-GART, enero 2007.

TARIFAS PROMEDIO, 2006
(En US\$ / MMBTU)

	Gas en boca de pozo	Transporte	Distribución	Total
Clientes residenciales (A)	0,83	1,03	4,79	6,65
Comerciales (B)	2,22	1,01	1,72	4,94
Industriales menores (C)	2,22	1,03	0,73	3,98
Clientes industriales medianos (D)	2,22	1,04	0,52	3,78
Grandes clientes	2,08	1,04	0,21	3,32
Generación eléctrica	1,37	0,80	0,13	2,29
GNV de venta al público				9,35

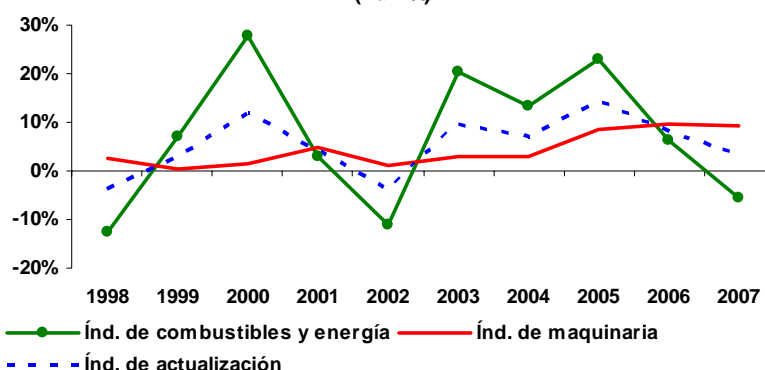
Fuente: Osinergmin, Cálidda y Estaciones de GNV

Para la proyección de las tarifas se tomo en cuenta lo siguiente:

- Pluspetrol se comprometió a mantener la tarifa del gas en boca de pozo para los primeros 100 000 clientes residenciales hasta un consumo de 1 000 m³ en un valor equivalente a la regalía del gas natural (37,24% del precio del gas natural a otros clientes). Con el fin de simplificar la estimación, se asumió que a lo largo del período 2007-2033 el precio de gas en boca de pozo para clientes residenciales (categoría A) se mantendrá en 37,24% del precio general.
- Pluspetrol estableció un precio promocional para GNV de US\$0,80 por MMBTU, por un período de seis años (hasta el 2011). Luego de ello, se asume que se aplicará el precio de los demás clientes de la concesión de Cálidda y que 50% de este incremento será traspasado al precio de venta al público de GNV.
- En el caso de generación eléctrica, el precio de gas en boca de pozo vigente a marzo de 2007 fue considerado como base de estimación de las tarifas en los años siguientes. El precio se calculó según los factores de actualización publicados por Osinergmin. Para los años siguientes, el precio se proyectó según la evolución del WTI³⁸, pues de acuerdo con los contratos de suministro de los generadores, los precios se ajustan según las cotizaciones internacionales del petróleo.
- Desde el 2007 el precio del gas natural se ajusta de acuerdo con la evolución de los índices de precios al productor de maquinaria para la explotación de gas y petróleo (*Oild Field and Gas Field Machinery – WPS1191*) y de combustibles y energía de Estados Unidos (*Fuels and related products and Power – WPU05*). En ausencia de proyecciones del índice de maquinaria, se empleó solamente el índice de precios al por mayor *Fuels and power* proyectado por EIA en el *Annual Energy Outlook 2007*. En el siguiente gráfico se observa la evolución histórica de estos índices:

³⁸ Ver sección III, subsección C para un mayor detalle sobre la evolución del WTI considerada.

VARIACIÓN DE LOS ÍNDICES DE ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL EN BOCA DE POZO 1/ 2/ (Var. %)



1/ Variación del promedio anual de cada índice.

2/ Enero-marzo para el año 2007.

Fuente: Economic Time Series Page

- Las tarifas de transporte y distribución por Red Principal se actualizan según las variaciones del *Producer Price Index* (PPI) de Estados Unidos, en concordancia con la regulación vigente. Los supuestos de evolución del PPI se muestran en la sección 3 de este anexo.
- De acuerdo con la regulación actual, las tarifas de distribución aplicadas a clientes A, B, C, D y D-GNV se ajustan según el comportamiento del PPI y del Índice de Precios al por Mayor (IPM) en el Perú. Para las proyecciones se asume 2% de variación anual. Las tarifas del año 2007 corresponden a las vigentes en marzo de 2007. Adicionalmente, de acuerdo con la práctica de Osinerg, en las fijaciones tarifarias (que se realizan cada cuatro años) se considera la competitividad del gas natural frente a sus sustitutos. Por lo tanto, se calculó una tarifa por distribución de Otras Redes tal que el costo total por MMBTU de gas natural sea 85% del costo por MMBTU de la canasta de combustibles alternativos para cada tipo de cliente.

C. Fuentes alternativas de energía

Sobre la base de lo observado en el mercado, se identificaron los combustibles que habrían sido sustituidos por los actuales consumidores de gas natural. Para fines de la estimación se consideró la siguiente composición del consumo alternativo de energía por tipo de cliente.

Tipo de cliente	Composición de consumo alternativo
Residencial	80% GLP y 20% energía eléctrica
Industrial	60% petróleo residual, 30% GLP y 10% Diesel 2
GNV	90% gasolinas y 10% GLP

En el caso particular de Cementos Lima (cliente independiente), la fuente alternativa de energía considerada es el carbón.

Las unidades de volumen de consumo de gas natural se convirtieron a unidades de energía (MMBTU) y éstas se distribuyeron según la composición de las fuentes alternativas de energía de cada segmento.

D. Precios de las fuentes alternativas de energía

Los precios de los combustibles alternativos para el período 2004-2006 corresponden a los precios ex - planta de Petroperú e incluyen todos los impuestos de ley (ver valores en la sección 3 de este anexo). El costo del MWh de electricidad proviene de las estadísticas del INEI para un consumo mensual de 100 MWh. Los precios de la gasolina para uso vehicular y del GLP de uso residencial fueron obtenidos de las estadísticas de precios al consumidor publicadas por el INEI.

Para la evolución de los precios en el período 2007-2033 se consideraron las proyecciones del EIA y se aplicó la metodología descrita en la sección 3 de este anexo. El precio del carbón bituminoso - que fue sustituido por la empresa Cementos Lima en el 2006- se obtuvo de las estadísticas de importación publicadas por Aduanas y se proyectó de manera similar.

La evolución de las tarifas eléctricas tiene un efecto mínimo en las estimaciones de ahorro, puesto que solamente los usuarios residenciales sustituyen esta fuente de energía y el consumo de éstos no es importante en el agregado. Para las estimaciones se asume que las tarifas de energía eléctrica permanecerán constantes.

Todos los precios fueron convertidos a US\$/MMBTU de manera que puedan ser aplicados directamente al consumo en MMBTU de cada categoría de clientes.

E. Costos de conversión y/o conexión

Para estimar el ahorro neto de costos de conversión y conexión, se empleó la información disponible acerca de los costos aproximados de conversión y conexión por cliente. En el caso de clientes residenciales se consideró el costo de una conexión básica con tubería empotrada de 15m y un punto de salida. La información del costo de conversión de vehículos fue obtenida de los talleres de conversión. Cabe resaltar que los costos de conversión en el segmento industrial presentan una gran dispersión, por lo que los valores tomados son referenciales. En el siguiente cuadro se muestran los costos aproximados de conexión y/o conversión por cliente, que fueron considerados en la estimación.

	US\$ Miles por cliente
Clientes residenciales (A)	0,60
Comerciales (B)	20,00
Industriales menores (C)	100,00
Clientes industriales medianos (D)	500,00
Grandes clientes	De 1 000 a 5 500
Conductores de vehículos a GNV	1,20

Fuente: Cálida, Talleres de conversión, APOYO Consultoría

2. ESTIMACIÓN DEL AHORRO DE LOS USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El ahorro de los usuarios de electricidad proviene de la reducción de la tarifa en barra de generación de energía originada por el uso de gas natural en generación. A este ahorro es necesario sustraerle el pago por la Garantía de Red Principal (GRP) que efectúan los usuarios de electricidad. La GRP es cobrada dentro del concepto de peaje de transmisión de energía y sirve para garantizar cierto nivel de ingresos a los operadores de la red de transporte y distribución de la Red Principal.

A continuación se detallan las metodologías empleadas para estimar el ahorro por la reducción de la tarifa en barra de electricidad y el monto de la GRP.

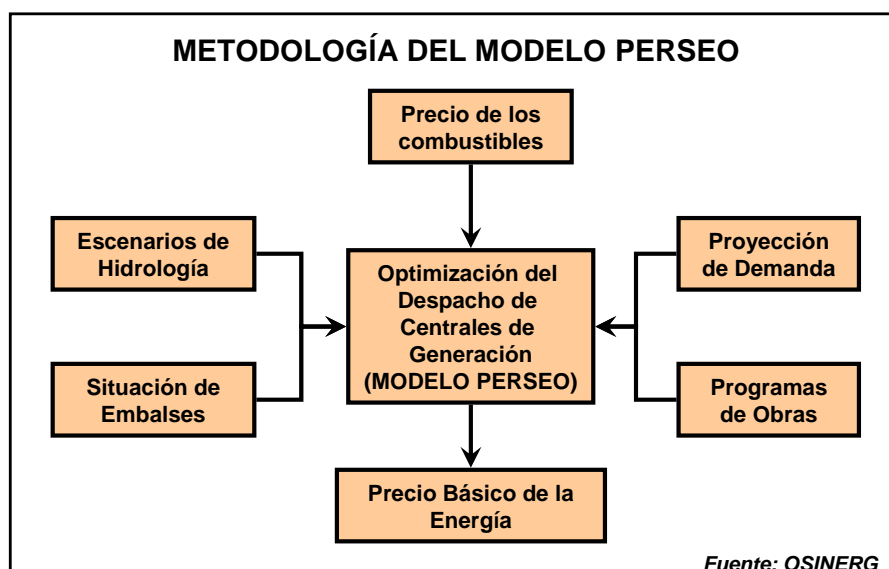
A. Efectos en la tarifa en barra de electricidad

La estimación y proyección de la tarifa en barra de electricidad para los dos escenarios (con y sin Camisea) se efectuó en dos etapas. En la primera se utilizó el modelo *Perseo* de Osinergmin para estimar el parque óptimo de generación eléctrica para el periodo 2006-2033. Seguidamente, se calculó el costo de generación de la energía para lo cual se utilizaron las proyecciones del precio de los principales combustibles de insumo para la generación eléctrica (derivados de petróleo, carbón y gas natural).

El modelo *Perseo* optimiza de un modo dinámico para obtener el valor estratégico de la capacidad de generación hidráulica y, a partir de ello, se establece el orden de mérito en la generación de energía eléctrica de cada central del parque generador de energía, ingresando primero las que tienen los menores costos variables hasta abastecer la demanda proyectada.

Los principales supuestos del modelo son:

- La proyección de la demanda de energía que va ser necesaria satisfacer en el periodo de estudio.
- Programa de obras sobre repotenciamiento de las centrales existentes y entrada de nuevas centrales.
- Estructura de los precios de los combustibles de tal forma que se pueda jerarquizar a través del costo variable a cada una de las centrales.
- Escenarios de hidrología y situación de embalses.



Para fines del presente ejercicio se consideraron los siguientes supuestos para el mediano y largo plazo:

- **Proyección de la demanda:** APOYO Consultoría estimó la proyección de la demanda sobre la base de un modelo econométrico. La técnica empleada fue de cointegración, cuyo objetivo es encontrar una relación de largo plazo entre un grupo de variables. Para este caso, se encontró una relación -bajo la estructura de una

ecuación de demanda- entre las series de ventas de energía, PBI y población. Los resultados del modelo arrojaron las siguientes tasas de crecimiento de la demanda de energía:

**ESTIMACIÓN DE LA TASA DE CRECIMIENTO DE LA
DEMANDA DE ENERGÍA
(Var. % anual)**

2000-2006	2006-2010	2011-2033	2006-2039
6,1%	5,4%	4,8%	4,9%

Fuente: APOYO Consultoría

- **Programa de obras:** Para la estimación de los repotenciamiento y la construcción de nuevas plantas se tomaron dos criterios. En el caso del escenario con Camisea se consideró que la demanda de energía para el periodo 2007-2015 se satisfaría de acuerdo con el plan de obras del Estudio Tarifario de Osinergmin de mayo de 2007 y el Plan Referencial de Energía del Ministerio de Energía y Minas.

Para el periodo 2016-2033, se mantuvo la estructura de la participación en la generación de energía (gas natural vs. hidráulica) del año 2015, por lo cual se incrementó el parque proporcionalmente al crecimiento de la demanda.

Para el escenario sin Camisea, se cubrió el incremento de la demanda con proporciones iguales de energía hidráulica, derivados del petróleo (diesel y residual) y carbón.

- **Precio de los combustibles y costo de generación eléctrica:** Los costos de generación y precios de los combustibles asumidos fueron los mismos del Estudio Revisión de la Tarifa en Barra de mayo de 2007 elaborado por el Osinergmin. En este sentido, lo que se trató fue de mantener el esquema de eficiencia del actual parque y se asumió que las nuevas centrales térmicas contarían con un comportamiento similar al promedio de las centrales existentes según el tipo de tecnología correspondiente.
- Finalmente se asumió que el comportamiento hidrológico esperado corresponde al promedio histórico, no existen limitaciones en el sistema de transmisión y las indisponibilidades fortuitas de las centrales son mínimas.

Para la estimación del precio en barra se usaron las estimaciones de precios de combustibles indicadas en la sección 3 de este anexo.

Finalmente, cabe mencionar que el precio en barra representa el costo de generación de la energía eléctrica. Sobre la base de este costo se estima la tarifa a los usuarios finales, considerando, adicionalmente, el costo medio de la red de transmisión y de mantenimiento del parque generador. Por ello, es de esperar que si se mantienen constantes los costos medios en los escenarios con y sin Camisea, la diferencia entre el precio en barra con y sin Camisea sea transferida completamente a los usuarios finales.

B. La Garantía de Red Principal

Para la estimación de la garantía de Red Principal, se consideró la normativa de Osinergmin que determina su forma de cálculo, así como las disposiciones de los contratos BOOT de transporte y distribución que establecen las capacidades garantizadas.

De manera simplificada, el monto anual pagado por los usuarios de electricidad corresponde a la diferencia entre el ingreso garantizado y el ingreso percibido por las empresas de transporte y distribución por el uso de la Red Principal.

El ingreso garantizado se calcula multiplicando la tarifa base por la capacidad anual garantizada. Esta tarifa base corresponde a la pagada por los generadores eléctricos por concepto de transporte y distribución; y se actualiza mediante el PPI. La capacidad garantizada es la establecida en los contratos BOOT.

Los ingresos por transporte y distribución de Red Principal recibidos por TGP y Cálidda, respectivamente, son los calculados a partir de las proyecciones de demanda y de precios indicados en la sección 1 de este anexo. Es preciso indicar que Cálidda recibe pagos por distribución de Red Principal solamente de los clientes conectados al tramo de Red Principal que va desde Lurín a Ventanilla. TGP recibe ingresos por transporte de todos los usuarios de gas natural.

3. ESTIMACIÓN DEL IMPACTO MACROECONÓMICO

El análisis del impacto macroeconómico del proyecto Camisea se realizó sobre la base de cuatro variables: Producto Bruto Interno (PBI), empleo, cuentas fiscales y balanza comercial de hidrocarburos.

Para realizar este análisis, se utilizaron supuestos macroeconómicos en términos de otras variables como el PBI, el Índice de Precios al Consumidor y el tipo de cambio. La información histórica de estas variables se obtuvo de fuentes oficiales (INEI, BCR), mientras que para el periodo 2007-2033 se utilizaron las proyecciones de APOYO Consultoría como se muestra a continuación.

PRINCIPALES SUPUESTOS MACROECONÓMICOS UTILIZADOS EN EL ANÁLISIS

	2007	2008	2009	2010	2011	2012-2033
Producto Bruto Interno (Var. % real)	7,7	6,3	5,0	5,5	5,0	4,5
Índice de Precios al Consumidor (Var. %)	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Índice de Precios al Productor de EEUU (Var. %)	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Tipo de cambio promedio (S/. por US\$)	3,17	3,17	3,20	3,20	3,23	Devaluación anual de 2,0%

Fuente: APOYO Consultoría

A. Actividad económica

La estimación del impacto del proyecto Camisea sobre la actividad económica, busca reflejar el efecto directo e indirecto de la inversión y producción del proyecto sobre el PBI. Para realizar este análisis, se utilizó la metodología de los Multiplicadores de la Economía Peruana del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI)³⁹.

³⁹ Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), "Multiplicadores de la Economía Peruana". Lima, Marzo, 2001. "Matrices Especiales de la Tabla Insumo Producto 1994". Lima, Octubre 2000. El objetivo de estos estudios fue elaborar un conjunto de multiplicadores de la economía peruana que permitan analizar y evaluar la

Inversión

La estimación del impacto directo e indirecto se obtuvo al multiplicar la inversión en bienes y servicios locales con el multiplicador agregado de la inversión calculado por el INEI. La información de la inversión en el proyecto entre el 2001 y 2006 se obtuvo de las empresas, de sus memorias y de las notas de los estados financieros publicadas en Conasev. Sin embargo, para el análisis de largo plazo (2007-2033), sólo se obtuvo las proyecciones de la inversión de Pluspetrol⁴⁰ (hasta el año 2020).

Debido a la falta de información, especialmente para la fase de transporte y distribución, se recurrió a las proyecciones de inversión de largo plazo proporcionada por las empresas para el estudio que realizó APOYO Consultoría en el 2003⁴¹, así como también la estimación del porcentaje de la inversión que se destina a compras locales e importaciones.

Operaciones

Se utilizó el Multiplicador del PBI del sector Petróleo Crudo⁴² del INEI para estimar el efecto directo e indirecto de la producción del proyecto Camisea sobre la economía. La producción entre el 2004 y 2006 se obtuvo del Minem. Para el periodo 2007-2033, la producción de gas natural es igual al consumo estimado en la primera parte del presente estudio. En el caso de la producción de hidrocarburos líquidos, se utilizaron las proyecciones al 2020 entregadas por Pluspetrol y para el periodo 2021-2033 se completó la serie con estimaciones de APOYO Consultoría, según la tendencia mostrada por la información obtenida de Pluspetrol.

Luego de calcular el efecto directo e indirecto de la inversión local y de la producción del proyecto Camisea (en términos monetarios), se comparó este efecto total con el Producto Bruto Interno de la economía peruana en el periodo de análisis (2000-2033). Así, se obtuvo la estimación de cuánto sería el aporte del proyecto Camisea al PBI. Cabe remarcar que este aporte monetario se refiere al incremento en el PBI, no a la tasa de crecimiento del PBI.

Como se mencionó en el estudio, el mayor aporte del proyecto se da en la etapa de construcción (2000-2004), gracias al fuerte monto invertido en bienes y servicios locales, y en los primeros años de operación (2004-2010) principalmente por dos factores: (i) porque antes del 2004 el sector hidrocarburos venía decreciendo y la producción de Camisea revertió esta tendencia decreciente; y (ii) porque se toma en cuenta la ampliación que está realizando el Consorcio Camisea (lotes 88 y 56) y que entraría en operación en el 2008.

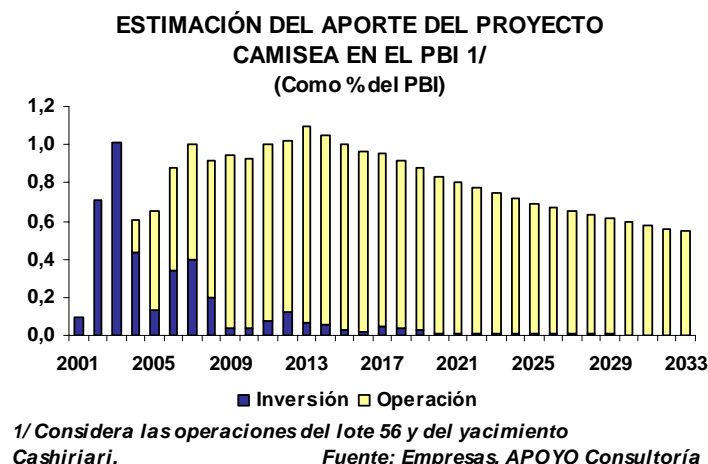
El aporte del proyecto decrece en el tiempo debido a que la inversión luego del 2009 disminuye, porque se espera que la producción decline ante el eventual agotamiento de reservas (el presente estudio no supone nuevos descubrimientos de reservas de gas natural ni de líquidos de gas natural) y por el crecimiento del PBI del Perú (4,5% anual en el largo plazo).

importancia relativa de los sectores económicos. Cabe señalar que estos estudios toman en cuenta la estructura de la economía peruana del año 1994.

⁴⁰ Inversión en los lotes 88 y 56, en Malvinas y en Pisco.

⁴¹ "Economic Impact of the Camisea Project", APOYO Consultoría, 2003.

⁴² Se utilizó el multiplicador de este sector al ser el que más se aproxima a las actividades del proyecto Camisea, ya que la extracción de gas natural no está considerada como un sector independiente en los estudios de Multiplicadores de la Economía Peruana del INEI que toma en cuenta la estructura de la economía peruana del año 1994.



Un importante supuesto detrás de estos cálculos es que APOYO Consultoría asume que el INEI continuará calculando el PBI de la misma manera como lo calcula actualmente. Es decir, que la metodología de cálculo del PBI hidrocarburos no presentará cambios, al menos hasta el 2033. Así, se asume que la valorización de los líquidos de gas natural (que son extraídos conjuntamente con el gas natural de Camisea) a precios del año base (1994) seguirán siendo valorizados como el petróleo (como actualmente lo realiza el INEI).

B. Empleo

En el caso del empleo en la etapa de construcción (2001-2004), se obtuvo información de las tres fases del proyecto por parte de TGP, pero no se consiguió información directa por parte de las empresas operadoras de la fase de explotación ni distribución. Debido a ello, APOYO Consultoría prefirió no realizar una estimación de los empleos indirectos que se habrían generado en esta etapa.

En el caso de la fase de operaciones, sólo se recibió información de TGP para los años completos 2005 y 2006, y de Pluspetrol para el 2006 y primeros meses del 2007. Lamentablemente no se obtuvo información proyectada para el largo plazo (2007-2033).

C. Cuentas fiscales

Para el análisis del impacto del proyecto Camisea sobre las cuentas fiscales, primero se debió calcular la sustitución de combustibles alternativos. Es decir, cuánto y qué tipo de combustible habría sido utilizado por los diferentes segmentos analizados (generación eléctrica, industrias, etc.) si el gas de Camisea no habría sido explotado. Esta sustitución se debe a dos factores: (i) al uso del gas natural de Camisea como combustible, y (ii) a las ventas de GLP y diesel del Consorcio Camisea en el mercado interno, que reemplazarían a combustibles más caros como las importaciones.

Sustitución de combustibles

- Para calcular la sustitución de combustibles por el consumo del gas natural de Camisea, se tomó en cuenta la demanda histórica y proyectada de gas natural de cada segmento, conjuntamente con la estimación de la participación de los combustibles alternativos según segmento. Para el caso del segmento de generación eléctrica, se tuvo que analizar cómo hubiera reaccionado el parque generador ante la

falta del gas natural de Camisea. Por ejemplo, probablemente habría habido una mayor necesidad por construir nuevas centrales hidroeléctricas, o las actuales centrales de Ventanilla y Santa Rosa se habrían convertido a generadoras en base al carbón (antes del gas de Camisea utilizaban diesel). Así, se trató de simular un escenario contrafactual que derivó en las siguientes estimaciones.

**PARTICIPACIÓN ESTIMADA DE COMBUSTIBLES
ALTERNATIVOS SEGÚN SEGMENTO
(Como % del total)**

	Industrial / comercial 1/	Residencial	Vehicular
Diesel	40%	0%	0%
GLP	20%	80%	10%
Residual	40%	0%	0
Gasolinas	0%	0%	90%
Electricidad	0%	20%	0
Total	100%	100%	100%

1/ No considera a Cementos Lima.

Fuente: APOYO Consultoría

**ESCENARIO CONTRAFACTUAL DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN UN
ESCENARIO SIN CAMISEA 1/
(Como % del total)**

	2004	2005	2006	2010	2015	2020	2030
Hidroeléctricas	75%	75%	75%	74%	73%	72%	71%
Gas natural 2/	8%	8%	8%	7%	6%	5%	3%
Diesel	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%
Residual	10%	10%	10%	8%	6%	4%	2%
Carbón	6%	6%	6%	11%	15%	19%	24%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

1/ Estimaciones.

2/ Se refiere a la producción de energía por parte de las generadoras termoeléctricas en base a gas natural existentes antes de la entrada en operación del proyecto Camisea (Malacas y Aguaytía).

Fuente: APOYO Consultoría

- En caso del cálculo de los combustibles sustituidos por la venta interna de GLP y diesel por parte del Consorcio Camisea, el análisis fue más sencillo, ya que cada barril vendido por este consorcio en el mercado interno es igual al barril sustituido.

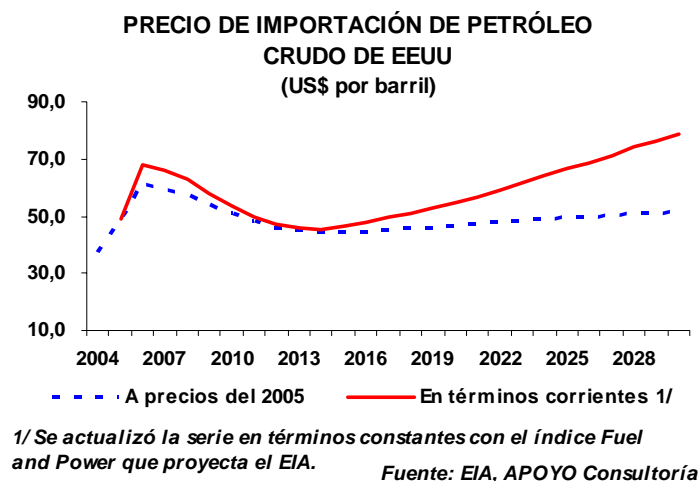
Una vez realizado el cálculo de los combustibles sustituidos (en términos de volumen), se estimó el menor pago de aranceles, Impuesto General a las Ventas (IGV) e Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) debido a la sustitución de importaciones y menores niveles de venta en el país de los combustibles alternativos.

Menor recaudación de aranceles por sustitución de combustibles

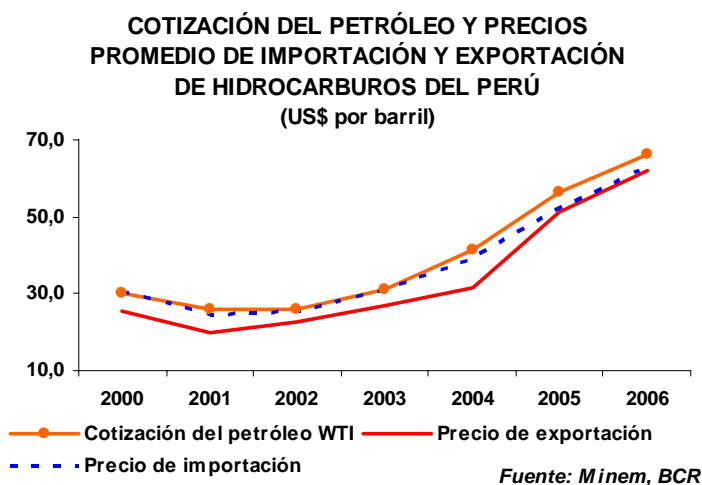
En el caso de los aranceles, se valorizó los combustibles sustituidos con el precio promedio de importación. Para el periodo 2004-2006, estos precios se obtuvieron del Minem. En el caso del periodo 2007-2033, se proyectaron estos precios en función de la evolución del petróleo crudo internacional WTI.

En su último *Annual Energy Outlook 2007*, el *Energy Information Administration* proyectó el precio de importación de petróleo crudo de EEUU a precios constantes del 2005. Estos precios constantes fueron actualizados a precios corrientes con el índice *Fuel and Power* proyectado por el EIA. Así, la variación del precio de importación de petróleo de EEUU se aplicó a la cotización internacional histórica del petróleo WTI, que es el precio referencial

para América Latina. El precio promedio resultante entre el 2007 y 2033 fue de US\$60 por barril en términos corrientes.



Se decidió proyectar los precios promedio de importación de combustibles del Perú con la tendencia del petróleo WTI, ya que ambas series mostraron un comportamiento similar en los últimos años. En el 2006, el precio internacional del petróleo WTI se incrementó 17%, mientras que los precios de importación del petróleo, GLP, gasolinas/nafta y diesel se incrementaron entre 16% y 20%. Esta metodología también se aplicó al proyectar los precios promedio de exportación de hidrocarburos.



ESTIMACIÓN DE LOS PRECIOS DE IMPORTACIÓN DE HIDROCARBUROS (En US\$ por barril)

	2003	2004	2005	2006	2010	2015	2020	2030
Petróleo crudo	28,5	35,4	48,5	58,4	46,0	39,8	46,9	67,8
GLP	30,5	35,9	42,1	50,8	40,0	34,6	40,8	58,9
Gasolinas/Nafta	42,3	52,1	66,8	77,5	61,1	52,8	62,3	90,0
Diesel 2	37,5	48,9	70,1	81,2	63,9	55,3	65,3	94,2
Otros 1/	41,1	58,3	62,5	118,6	93,4	80,8	95,4	137,7
Petróleo WTI	40,4	41,4	56,5	66,1	48,1	45,0	53,1	76,7

1/ Aceites y grasas lubricantes, keroturbo, material de corte y otros. Proyecciones desde el 2007.

Fuente: Minem, EIA, APOYO Consultoría

Una vez que se obtuvo el valor de las importaciones de los combustibles que serían sustituidos, se utilizó el arancel efectivo de las importaciones peruanas de combustibles para

calcular el menor pago de aranceles. Para el periodo 2007-2033, se asumió que el arancel registrado en los primeros meses del 2007 se mantenía constante durante el periodo de análisis (hasta el 2033).

ARANCELES EFECTIVOS 1/
(En %)

	Combustibles, lubricantes y productos conexos	Bienes de capital y materiales de construcción
2001	7,34%	10,87%
2002	8,40%	8,01%
2003	7,51%	7,36%
2004	6,71%	5,96%
2005	6,22%	5,92%
2006	0,08%	5,11%
2007	0,06%	1,75%
2008-2033	0,06%	1,75%

1/ Advalorem más sobretasa.

Fuente: MEF

La reducción del arancel efectivo a los combustibles en los últimos años (actualmente en 0,06%) es la principal razón por la cual el proyecto Camisea no ha generado un fuerte impacto negativo en las cuentas fiscales en términos de menor recaudación de aranceles.

Menor recaudación de ISC e IGV por sustitución de combustibles

Para estimar la menor recaudación de ISC e IGV, primero se estimó el precio promedio interno de los combustibles que se compone del precio neto (sin impuestos) y de los impuestos (ISC, IGV e Impuesto al Rodaje).

- **Precios netos:** la información desde el 2004 hasta inicios del 2007 se obtuvo de Petroperú, que opera la más importante refinería estatal en el Perú. Para el análisis de largo plazo, se proyectaron estos precios tomando en cuenta la cotización internacional del petróleo. Una de las principales razones de esta metodología es que, al ser el Perú un importador neto de hidrocarburos, los precios internos de los combustibles se ven afectados por las cotizaciones internacionales. A manera de ejemplo, más del 65% del crudo procesado en las refinerías del Perú en el 2006 fue con crudo importado. Una limitación de esta metodología es que no toma en cuenta futuras medidas que el Gobierno del Perú podría aplicar o seguir aplicando ante un escenario desfavorable de la cotización del crudo, tal como lo ha hecho en los últimos años. Por ejemplo, en el 2004 se creó el Fondo de Estabilización de los Precios de los Combustibles con el objetivo de minimizar la volatilidad de los precios internos de los combustibles ante el incremento del precio internacional del crudo, y su vigencia ha sido postergada en cuatro oportunidades desde su creación (actualmente está vigente hasta el 30 de junio del 2007).
- **ISC:** actualmente se cobra como un monto fijo por cada barril consumido. La información del 2004 hasta inicios del 2007 se obtuvo de Petroperú. Para el periodo 2007-2033, se proyectó el ISC de cada combustible en función de la participación que actualmente (a precios vigentes a abril del 2007) representan en el precio neto. Es decir, se estimó cuánto representa del ISC de cada combustible en función de su precio neto, y esta participación se mantuvo en todo el periodo de análisis. Cabe señalar que el combustible que se utiliza para generación eléctrica está exonerado de este impuesto.

- **Otros impuestos:** tanto el Impuesto al Rodaje (8% sólo para las gasolinas) y el IGV (19% para todos los combustibles) se mantuvieron constantes en todo el periodo de análisis.

Para obtener el precio final, al precio neto se le aplica el Impuesto al Rodaje (equivalente a 8,0% y sólo se aplica a las gasolinas), luego se le suma el ISC, y a este resultado se le aplica la tasa de IGV (19%). A este cálculo se le aplicó, adicionalmente, la devaluación esperada del tipo de cambio.

ESTIMACIÓN DEL PRECIO DE VENTA DE COMBUSTIBLES CON IMPUESTOS 1/
(US\$ por barril)

	2004	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2030
GLP	60,0	54,3	54,6	56,4	45,8	39,6	46,8	67,5
Gasolina 97	153,7	169,7	163,9	154,8	125,7	108,7	128,4	185,3
Gasolina 95	148,1	163,5	157,6	147,1	119,5	103,3	122,0	176,1
Gasolina 90	132,2	151,1	141,8	140,0	113,7	98,3	116,1	167,6
Gasolina 84	115,3	133,3	116,9	119,1	96,8	83,7	98,8	142,6
Diesel 2	106,3	126,6	122,3	120,4	97,8	84,6	99,9	144,2
Kerosene	103,0	131,2	130,5	133,3	108,3	93,6	110,5	159,6
Residual 6	44,5	62,9	62,4	60,5	49,2	42,5	50,2	72,5
Residual 500	40,9	59,4	59,8	57,8	47,0	40,6	48,0	69,2

1/ Al cierre de cada año para el periodo 2004-2006. A abril en el caso del 2007. Proyecciones a partir del 2008.

Fuente: Petroperú, APOYO Consultoría

Mayor recaudación de aranceles por importaciones durante la etapa de inversión

Como se mencionó anteriormente, la inversión inicial del proyecto Camisea (2000-2004) tuvo un componente local y otro importado. Para calcular el mayor pago de aranceles por estas importaciones, se aplicó el arancel efectivo promedio de los bienes de capital y materiales de construcción a la inversión estimada de componente extranjero. Esta última se obtuvo al igual que en el caso descrito en el punto A del presente anexo (ver sección Actividad Económica).

ARANCELES EFECTIVOS 1/
(En %)

	Combustibles, lubricantes y productos conexos	Bienes de capital y materiales de construcción
2001	7,34%	10,87%
2002	8,40%	8,01%
2003	7,51%	7,36%
2004	6,71%	5,96%
2005	6,22%	5,92%
2006	0,08%	5,11%
2007	0,06%	1,75%
2008-2033	0,06%	1,75%

1/ Advalorem más sobretasa.

Fuente: MEF

Mayor recaudación de IGV por venta de gas natural

El actual consumo de gas natural genera ingresos fiscales por la recaudación de IGV. Cabe señalar que este hidrocarburo está exonerado del ISC y se asume que lo seguirá estando durante todo el periodo de análisis.

El actual IGV de 19% se aplicó a las ventas estimadas de gas natural que se calcularon al multiplicar la tarifa final y la demanda de gas natural proyectada para cada uno de los

segmentos analizados. La explicación de estos cálculos se encuentra en la primera parte del presente anexo.

Impuesto a la Renta de Tercera Categoría

Gracias al proyecto Camisea habrá un mayor pago de Impuesto a la Renta por las ventas generadas de las empresas operadoras de las tres fases del proyecto: explotación, transporte y distribución. Debido a que no se recibió información por parte de las empresas involucradas en el proyecto, APOYO Consultoría estimó el Impuesto a la Renta que el proyecto Camisea generaría.

En primer lugar, se calcularon las ventas esperadas de estas tres empresas operadoras. Para ello, se utilizó la demanda de gas natural proyectada para el periodo 2007-2033 de cada segmento analizado y los tres componentes de la tarifa final del gas natural (en boca de pozo, transporte y distribución), calculados en la primera parte del presente documento.

En el caso del Consorcio Camisea, se le añadió los ingresos por la venta de hidrocarburos líquidos, tanto en el mercado local como externo. La información histórica de los precios de venta para cada mercado se obtuvo de Pluspetrol, y sus proyecciones se realizaron en función de la evolución esperada del petróleo WTI. En el caso del volumen comercializado, se utilizaron las proyecciones de la producción estimada para hallar el impacto de esta producción sobre el PBI (ver sección Actividad Económica). Tal como ha ocurrido en los primeros años de operación de Camisea, se asumió que toda la producción de nafta se continuará exportando y que la de diesel se continuaría destinando al mercado interno. Para el caso del GLP, Pluspetrol exportó este combustible desde que se iniciaron las operaciones de Camisea, pero dejó de hacerlo hacia mediados del 2006, debido a la fuerte demanda interna en el Perú. Así, se estimó que Pluspetrol no realizaría exportaciones de GLP hasta que entre en operación la ampliación que actualmente viene realizando. No obstante, esta ampliación permitirá abastecer el actual déficit de GLP e, incluso, exportar el excedente.

En el caso de las empresas operadoras de la fase de transporte y distribución, al ingreso estimado por la venta de gas natural se le añadió los ingresos que recibirían por la Garantía de Red Principal, calculadas en la primera parte del presente anexo.

Una vez que se estimaron las ventas de las tres empresas operadoras, se buscó tener una tasa referencial que sea aplicada a estas ventas para calcular el Impuesto a la Renta correspondiente en el largo plazo. Para estimar esta tasa referencial, se analizaron los estados financieros de las empresas en el periodo 2004-2006 y se realizó una simulación considerando ingresos o gastos que se espera no ocurran en el futuro. Por ejemplo, en el 2005, Pluspetrol Camisea (que se utilizó como referencia para hallar los estimados de todo el Consorcio Camisea) dedujo más de US\$32 millones a su resultado antes del Impuesto a la Renta debido a que este monto correspondía a la utilidad cuyo Impuesto a la Renta estuvo a cargo de Pluspetrol Perú Corporation S.A.⁴³. Para el caso de TGP, en el 2005 no se consideró el arrastre de pérdidas registradas en el 2004. De esta manera, se trató de estimar la materia imponible que habría resultado en un año normal de operaciones, para luego obtener esta tasa referencial que refleje el nivel de venta que se habría destinado al Impuesto a la Renta (equivalente al 30% de la materia imponible a lo largo del periodo). Como resultado, se obtuvo que para las operaciones del Consorcio Camisea y TGP, esta tasa es de alrededor del 10%, mientras que para el operador de distribución es de, aproximadamente, 5%.

⁴³ "Utilidad proveniente de la escisión". Notas a los Estados Financieros 2005 de Pluspetrol Camisea S.A.

Mayor recaudación por regalías

Las regalías corresponden al pago que realizan las empresas al Estado por explotar recursos naturales, en este caso el gas natural y sus líquidos, y resulta de aplicar un porcentaje al valor de la producción que se extrae.

Para valorizar la producción de gas natural y sus líquidos, se utiliza un precio de canasta para cada tipo de producto. La información histórica (2004-2006) de estos precios se obtuvo de Perúpetro, y para el periodo de largo plazo (2007-2033) se realizaron estimaciones.

En el caso de los líquidos de gas natural, el precio de la canasta es una ponderación de un máximo de cuatro componentes que dependerán de la calidad de los líquidos fiscalizados. Entre estos, se puede mencionar a los precios del etano puro, propano y butano del mercado *Mont Belvieu*. Para estimar el precio de largo plazo de esta canasta, se aplicó a los precios históricos la variación del precio internacional del petróleo. Para realizar la valorización, según el contrato de licencia de explotación del lote 88, a este precio de canasta se le resta US\$6,4 por barril, debido a diferencias de calidad respecto de los hidrocarburos representativos incluidos en esa canasta⁴⁴.

Para el caso del gas natural, se utilizó los precios en boca de pozo (utilizados en la primera parte del presente documento) y se les ponderó por la participación en el consumo de cada segmento.

Una vez valorizada la producción, se le aplicó el porcentaje de la regalía del proyecto Camisea (37,24%) para estimar el pago al Estado por este concepto.

Transferencias de canon gasífero

El canon gasífero es la participación de los ingresos que percibe el Estado, por la explotación del gas natural y los condensados, que es transferida a las circunscripciones donde está ubicado el recurso natural. En el caso de Camisea, esta ubicación es la Región Cusco. Este canon gasífero que se transfiere al Gobierno Regional y Gobiernos Locales del Cusco se calcula con el 50% de lo que percibe el Estado por el Impuesto a la Renta y el 50% de lo que obtiene por las regalías, provenientes del Consorcio Camisea que está a cargo de la explotación de los hidrocarburos de Camisea.

D. Balanza comercial de hidrocarburos

Para calcular el efecto del proyecto Camisea sobre la balanza comercial de hidrocarburos, se estimó el déficit comercial de hidrocarburos bajo dos escenarios: con y sin Camisea. Sobre la información histórica (2004-2006) se halló el déficit del escenario con Camisea, al cual se le incorporó el efecto sobre la balanza que generó la sustitución de combustibles en dicho periodo, así como la venta interna y externa de los líquidos de hidrocarburos por parte del Consorcio Camisea. De esta manera, se obtuvo el déficit comercial de hidrocarburos en el que hubiera incurrido el Perú entre el 2004 y 2006 de no haberse desarrollado el proyecto Camisea.

Luego, se proyectó el déficit comercial bajo el escenario sin Camisea para el periodo 2007-2033, tomando en cuenta que la producción local de petróleo se incrementaría en 1% anual y que el consumo nacional lo haría en 2%. A este escenario se le incorporó el efecto que tendría la producción de líquidos de hidrocarburos del Consorcio Camisea que se destinará al mercado interno y externo, así como el efecto por la sustitución de combustibles por el

⁴⁴ Fuente: Pluspetrol.

mayor consumo interno de gas natural. Como resultado, se obtuvo el déficit comercial de hidrocarburos bajo el escenario con Camisea.

Ambos escenarios fueron valorizados por el precio promedio de importación y exportación, para poder estimar el menor gasto en el que el Perú incurriría gracias al proyecto Camisea.

4. ESTIMACIÓN DEL VALOR PRESENTE NETO DEL IMPACTO

Para facilitar la presentación de los resultados agregados, se estimó el valor presente neto de los beneficios del uso del gas de Camisea. Con este fin, las magnitudes estimadas en dólares corrientes de cada año se convirtieron en dólares del 2007 y luego se descontaron estos valores a una tasa real de 12%. Para la conversión de valores corrientes a dólares constantes del 2007 se tomó en cuenta la evolución del PPI⁴⁵.

La tasa real de 12% es un valor referencial que busca recoger el costo de oportunidad del dinero para los distintos agentes que se ven beneficiados por la explotación del gas natural de Camisea: las familias, los transportistas, las industrias y el Estado. Esta tasa corresponde a la tasa mínima de rentabilidad exigida por el BID al analizar el proyecto previamente a su ejecución. Adicionalmente, esta tasa guarda relación con la tasa de descuento social aplicada para la evaluación de proyectos de inversión pública, la cual es de 11% real en soles⁴⁶ y sería similar en dólares considerando que las expectativas de devaluación del sol respecto del dólar son bastante reducidas.

⁴⁵ Ver cuadro en la página 86 para mayor detalle de los valores considerados.

⁴⁶ Ministerio de Economía y Finanzas, Directiva General del Sistema Nacional de Inversión Pública, Resolución Directoral N° 009-2007-EF/68.01, Anexo SNIP 09.