

XIV Reunión del ARIAE

El Desarrollo de la Industria del Gas Natural en el Perú

Alfredo Dammert Lira

**Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN**

Abril 2010

- La Industria del Gas Natural en el Perú
 - Antecedentes
 - El Proyecto de Camisea
 - Diseño de Mercado y Marco Regulatorio
- Impacto del Proyecto de Camisea
- Problemática Actual
- Temas a Futuro

- Hasta el año 2004 la industria del gas natural tuvo un desarrollo limitado restringiéndose a las actividades de generación eléctrica y suministro en la zona de dos yacimientos (costa norte y selva central con reservas de sólo 0.8 TPC).
- El yacimiento de Camisea está localizado en la provincia de La Convención – Cusco. Campos de San Martín y Cashiriari (Lote 88).
 - Fue explorado inicialmente por Shell quien abandonó el proyecto, siendo licitado posteriormente (entró en operación en agosto de 2004).
 - Las reservas probadas de este lote se calculan actualmente en unos 16,77 TPC (Terapias Cúbicas).
- El potencial energético de Camisea equivale a aproximadamente 2,500 millones de BEP (barriles equivalentes de petróleo), cerca de 50 años del consumo nacional de petróleo.
- Producción actual es cercana de 300 MMPCD de Gas Seco y 35,000 barriles de líquidos por día.

Antecedentes

Las reservas probadas a diciembre de 2008 son cercanas a los 17 TPC, existiendo reservas no explotadas en la zona noroeste (cercanas a 5 TPC) y en la selva central y sur existe un potencial importante cuya magnitud real solo se sabrá con el avance de las actividades de exploración. Se estima un total cercano a los 40 TPC.

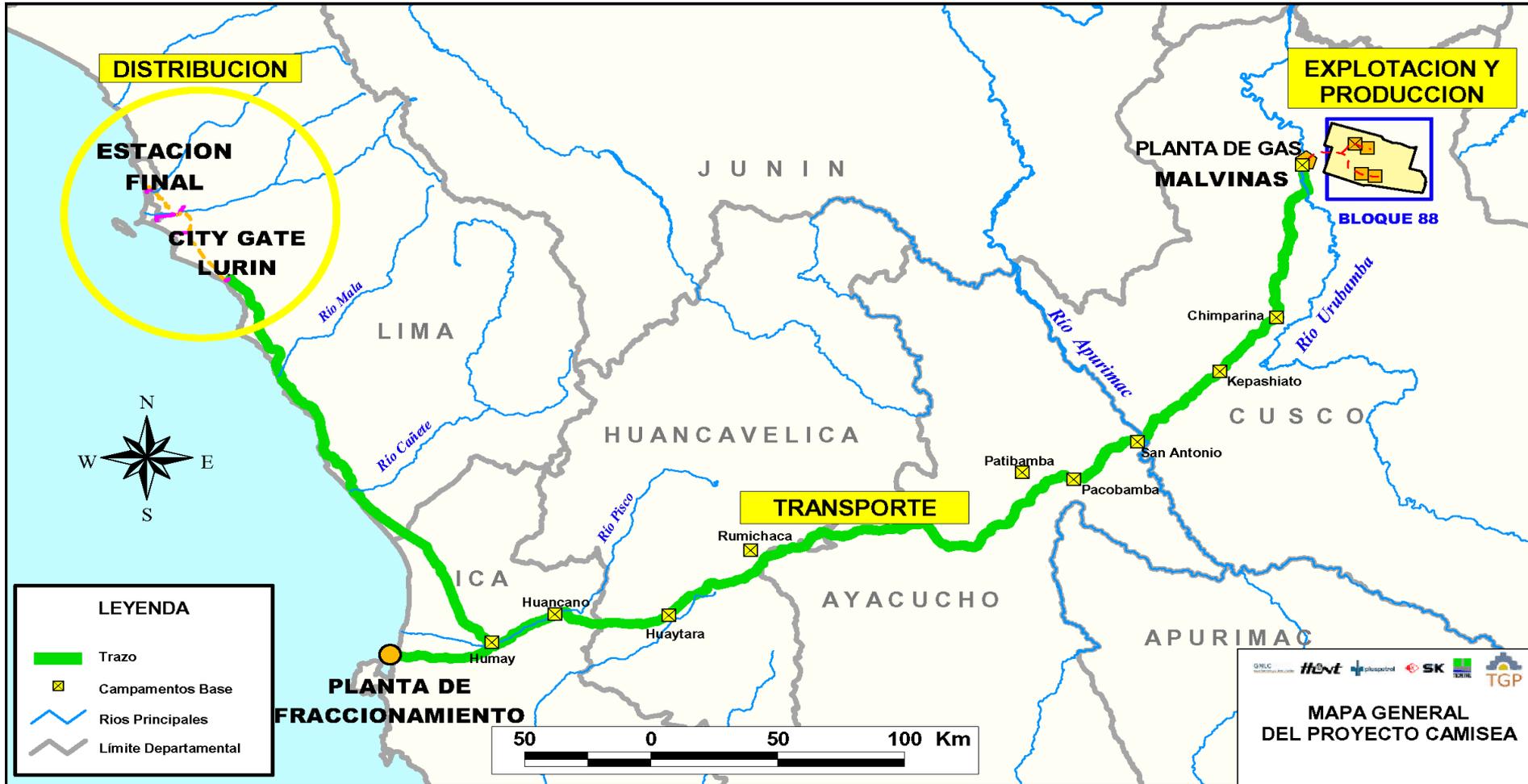
Zona	Probadas al 31.12.08 (TCF)
Noroeste	0,48
Selva Central	0,19
Selva Sur	
Lote 88 (*)	10,70
Lote 56 (*)	3,40
Lote 57 (*)	2,00
Total País	16,77

* Datos proporcionados por los operadores.

Fuente: MEM

En la actualidad empresas como Petrobras y Repsol se encuentran explorando en la selva peruana en zonas cercanas a Camisea.

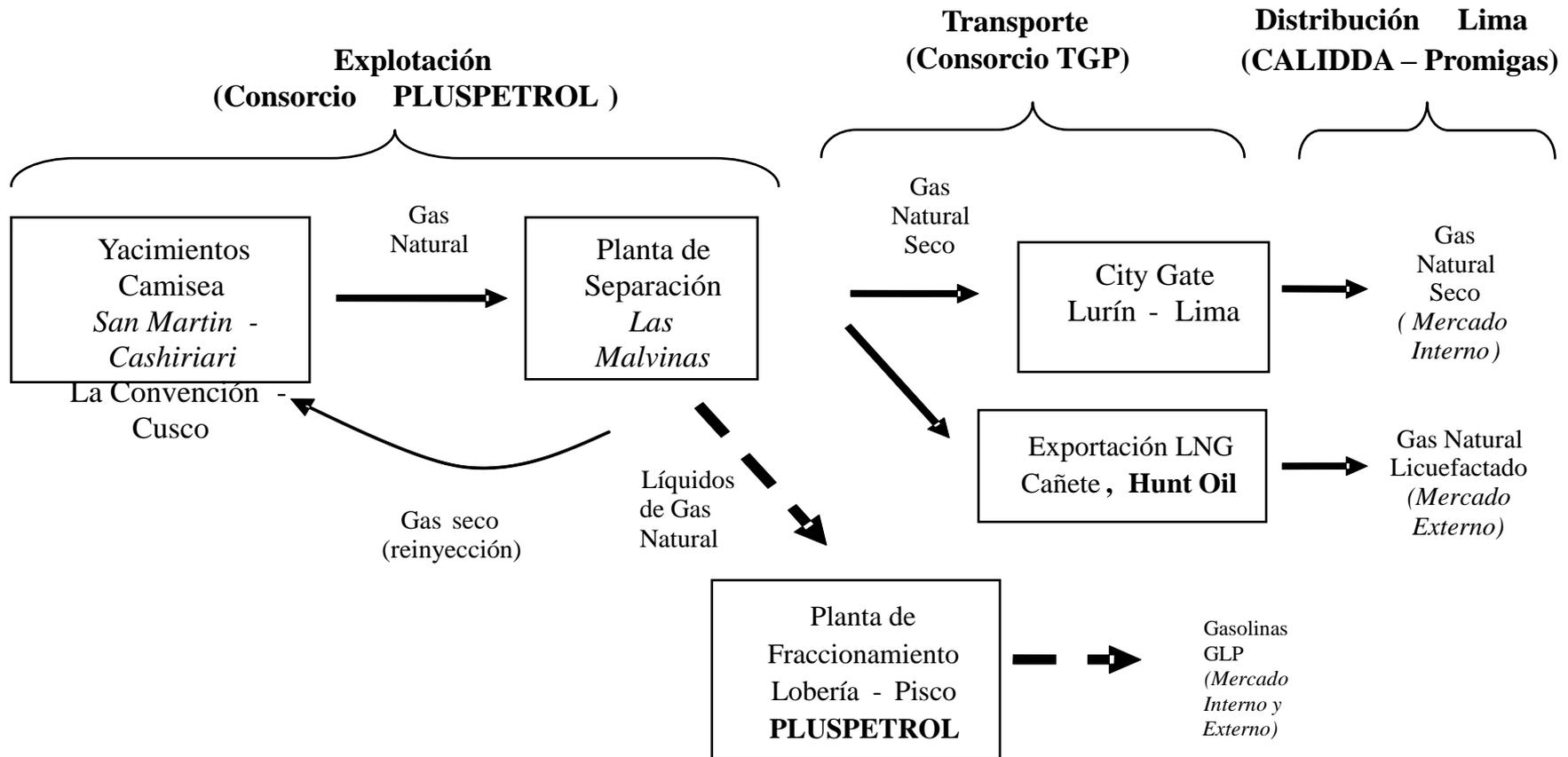
Red de Ductos de Gas Natural del Proyecto de Camisea



Diseño Inicial del Proyecto de Camisea

- Se optó por la separación vertical de las actividades de explotación, transporte y distribución. Se establecen tarifas reguladas para el ducto de transporte y distribución principal basadas en costos medios de largo plazo.
- Dado el mínimo desarrollo del mercado de gas natural en el Perú se establecieron medidas de promoción como las destinadas a evitar el desfinanciamiento inicial de los operadores de los ductos mediante un cargo a los usuarios eléctricos, beneficiados por la reducción de tarifas.
- Se establecieron precios máximos para el gas en boca de pozo en el contrato de concesión, dada la existencia de un solo operador de campo.
- El explotador tiene un concesión por 40 años, el transportista de 33 años. Se establece la exclusividad de 10 años del explotador para usar los ductos. Luego de este período se obliga al acceso abierto a la tarifa regulada.
- En el transporte y la distribución la tarifa reconoce el costo del servicio (inversión más valor presente de los COyM), actualizada al 12%.

Esquema de la Explotación, Transporte y Distribución



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN

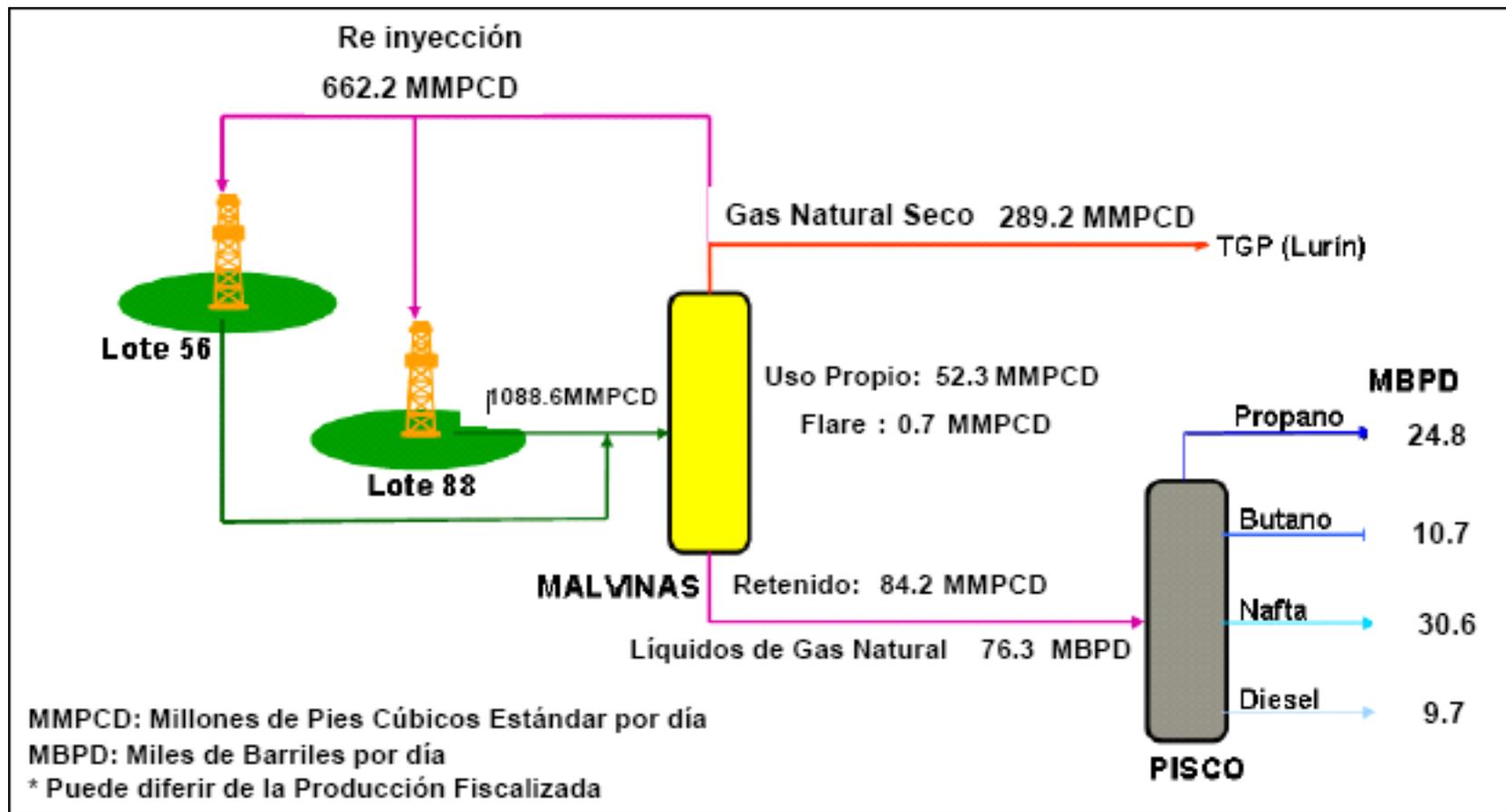
Consorcio de Accionistas del Proyecto Camisea

Grupo Economico	Consorcio Camisea Lote 56	Consorcio Camisea Lote 88	Transportadora de Gas del Perú - TGP	Cálidda
	Explotación	Explotación	Transporte	Distribución
Hunt	25.2%	25.2%	22.4%	-
Tecgas	10.0%	10.0%	23.6%	-
Pluspetrol			12.4%	-
Pluspetrol Peru Corp.	2.2%	2.2%		
Pluspetrol Peru S.A.		25.0%		
Pluspetrol Lote 56 S.A.	25.0%			
Sonatrach	10.0%	10.0%	21.2%	-
Tractebel	-	-	8.1%	-
SK	17.6%	17.6%	11.2%	-
Graña y Montero	-	-	1.2%	-
Repsol YPF	10.0%	10.0%	-	-
AEI Perú Holdings	-	-	-	60%
Promigas	-	-	-	40%
Operador	Pluspetrol	Pluspetrol	Techint	Copeser*

*Compañía Peruana de Servicios Energéticos S.A.

Fuente: PLUSPETROL CAMISEA / TGP / Cálida

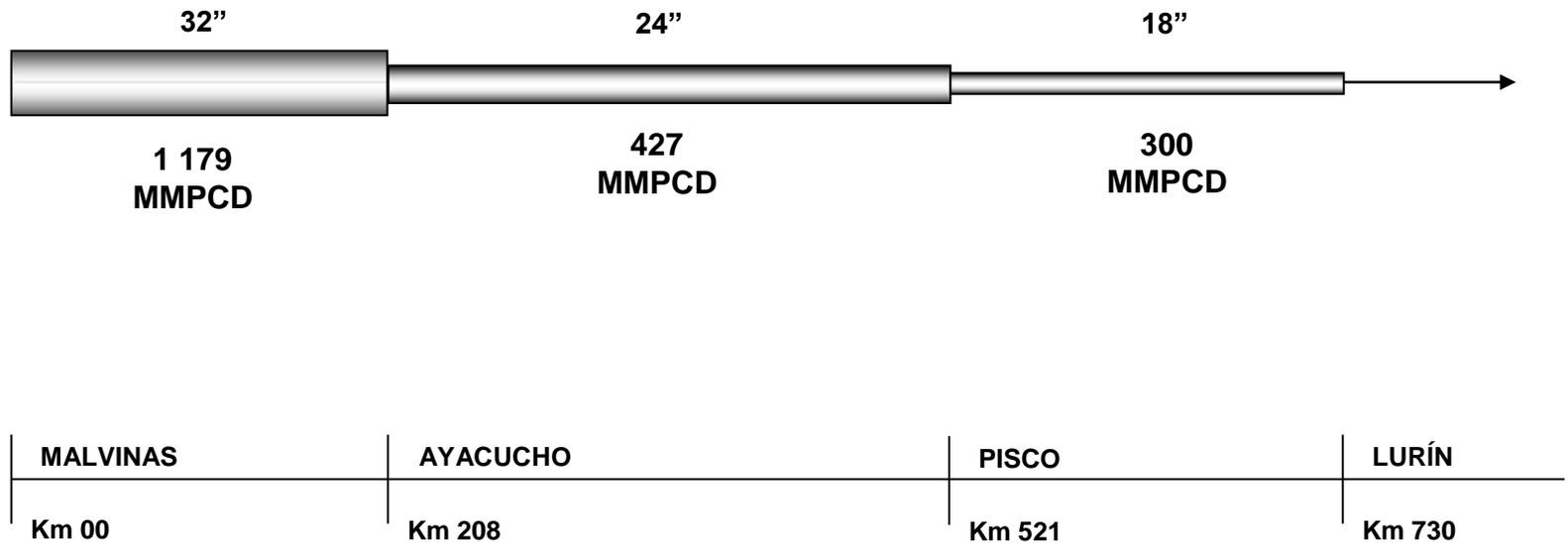
La Actividad de Producción en la Actualidad



Fuente: Osinergmin. Noviembre 2009.

La Actividad de Transporte

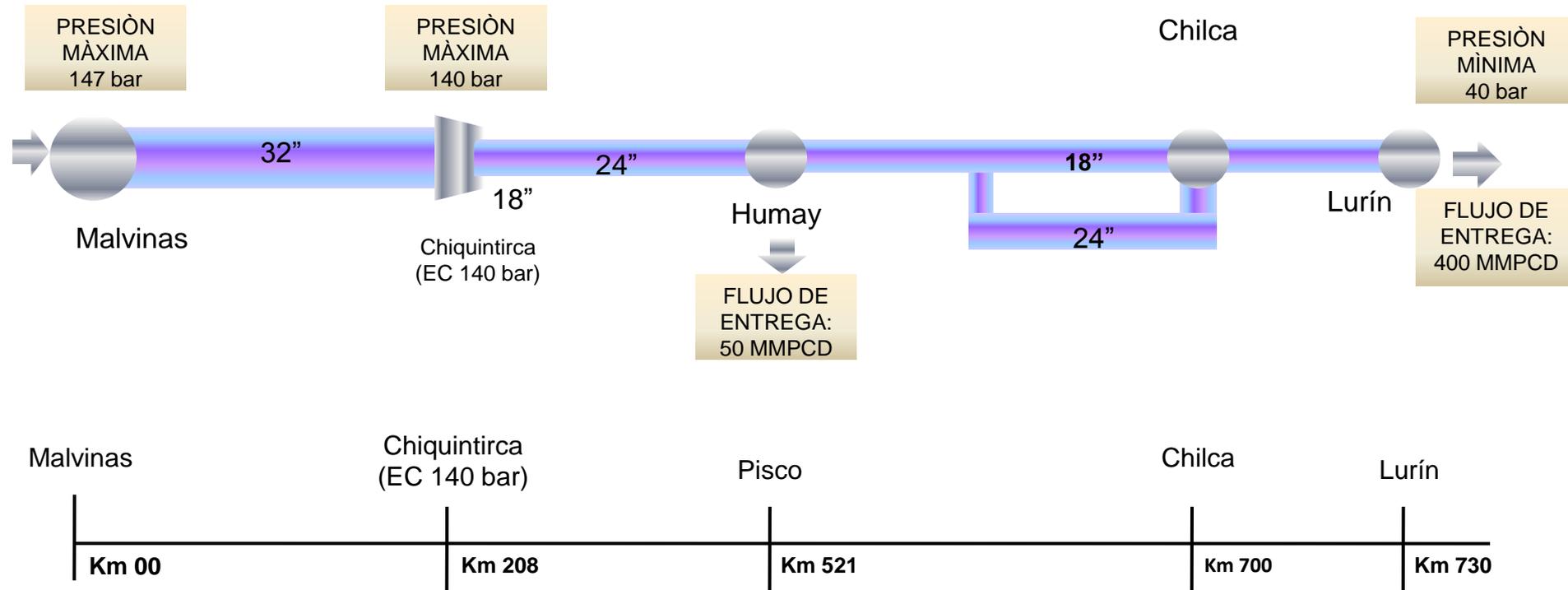
Capacidad Inicial de Transporte del Ducto de Gas Natural por Tramos



Fuente: OSINERGMIN

La Actividad de Transporte

Capacidad Actual de Transporte del Ducto de Gas Natural por Tramos



Fuente: Osinergmin

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - Osinergmin

Tarifas del Gas Natural y Régimen Regulatorio

Precio a Boca de Pozo

Los precios base en boca de pozo se fijaron en el Contrato de Explotación.

La subasta fue adjudicada al operador que ofreció el mayor porcentaje de regalías al Estado (37.24%).

Se estableció una menor tarifa para los generadores eléctricos con el objetivo de promover el uso del gas en el sector eléctrico (de US\$ 1.0 MMBTU versus US\$ 1.8 por MMBTU para los otros clientes).

Se actualizaban en base a la evolución del precio de una canasta de petróleos residuales del Golfo de México. Luego se cambió la fórmula por una asociada a los costos en el sector energético.

El productor ha llegado a acuerdos diferentes con los clientes sobre la aplicación de estas modificaciones dadas luego de la firma de los contratos.

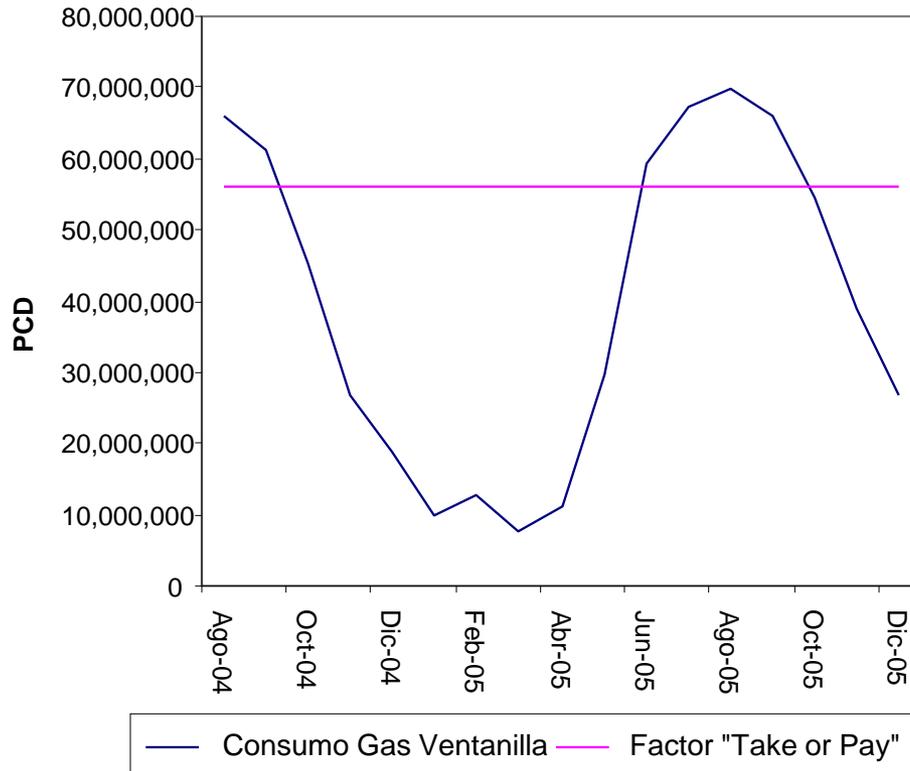
Para el gas natural vehicular viene cobrando US\$ 0,8 por MMBTU.

Esquemas de Promoción: Contratos “Take Or Pay”

Electroperú (empresa estatal) firmó un contrato “take or pay” por 70 MMPCD (pago mínimo de 56 MMPCD). Los generadores privados tenían problemas para asumir estos contratos dada la alta variabilidad del despacho (dependencia de hidrología).

Otros consumidores “iniciales” firmaron también este tipo de contratos.

**Evolución del Consumo Central Térmica de Ventanilla
(Proyección Modelo Perseo)**



Contratos “Take or Pay” para Clientes Iniciales

Empresa	Capacidad Diaria Contratada (MMPCD)
Alicorp S.A.	1.99
Sudamericana de Fibras S.A.	2.79
Cerámica Lima S.A.	3.53
Vidrios Industriales S.A.	2.05
Corporación Cerámica S.A.	1.09
Cerámicas San Lorenzo S.A.C	1.30

Tarifas del Gas Natural y Régimen Regulatorio

Transporte y Distribución en Alta Presión

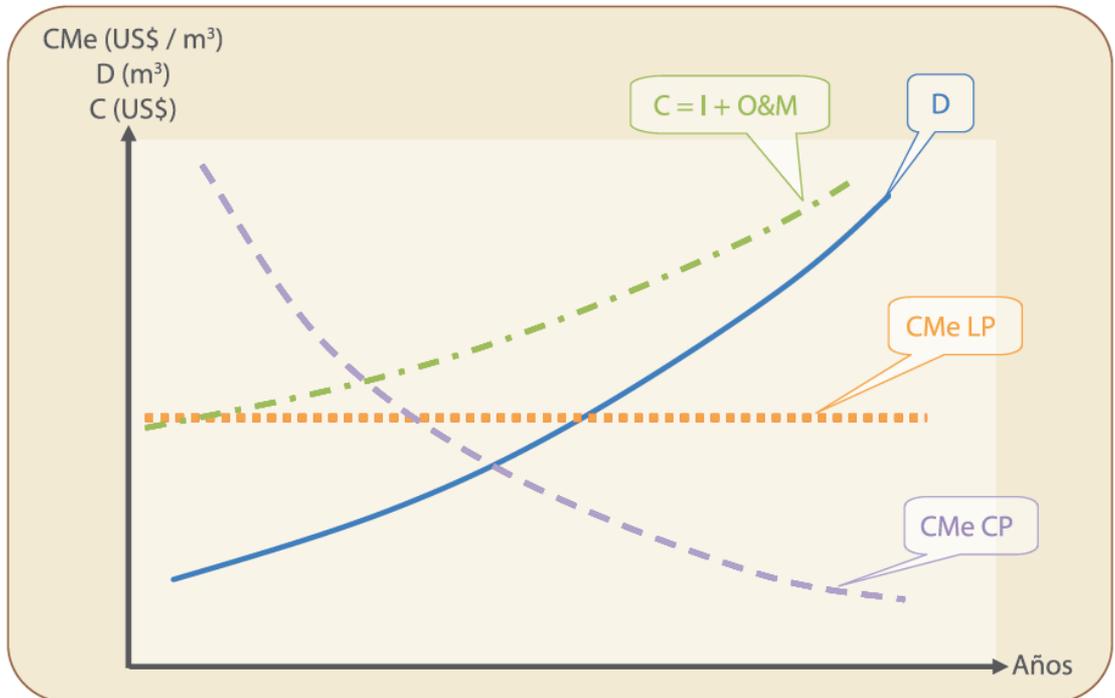
$$P_{Regulado} = \frac{CS}{\sum_{t=1}^{33} \frac{D_{Real(i)}}{(1+r)^t}}$$

Se basa en una ecuación de ingresos = costos a lo largo de la vida del proyecto (especie costo medio de largo plazo).

donde **CS**: Costo del Servicio,
D(Real): Demanda Real Proyectada, **r**: Tasa de Descuento (12%), **Inv**: Inversión del Proyecto, **COyM**: Costo de Operación y Mantenimiento

$$CS = Inv + VA(COyM)$$

Opciones de cálculo de las tarifas de transporte



Fuente: Propia

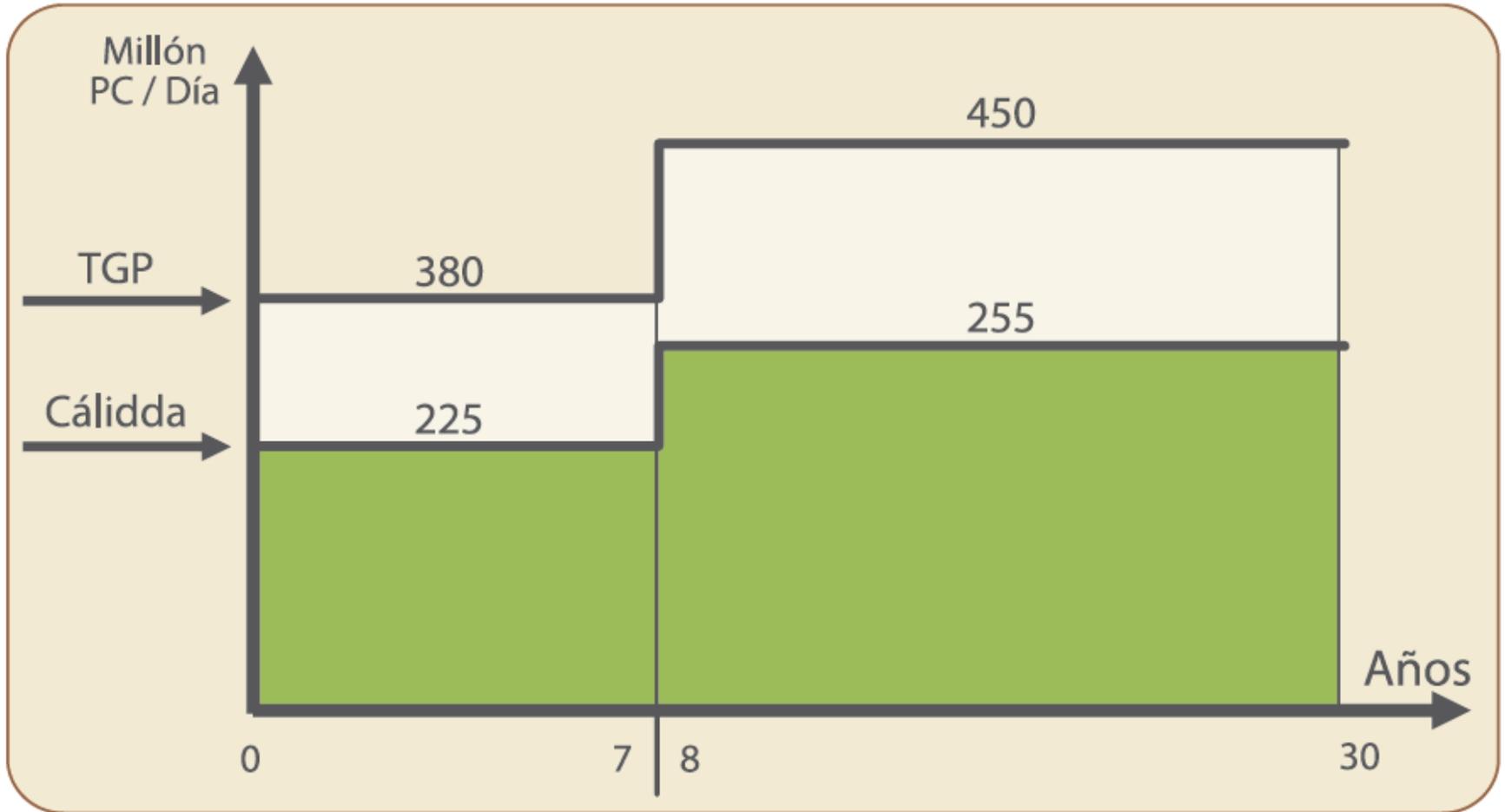
Esquemas de Promoción – Garantía (I)

Pago de la Garantía por la Red de Ductos Principal

- La Garantía surgió por la necesidad de asegurar un flujo de ingresos estables para el transporte del gas a fin de hacer viable la participación de inversionistas privados dada la reducida demanda inicial.
- La garantía cumple la función de reducir el riesgo comercial sobre los ingresos del transportista, y facilitar el financiamiento del proyecto.
- La Garantía viene a ser la diferencia entre los ingresos garantizados, producto de la “Tarifa Base” por la demanda garantizada, y los ingresos realmente obtenidos por los concesionarios. Esta diferencia es cubierta con un cargo a los usuarios de electricidad.
- Dada la poca demanda inicial esperada, se realizó un adelanto en el pago de la garantía para evitar un salto abrupto en las tarifas eléctricas en Noviembre del 2002.

Esquemas de Promoción - Garantía (II)

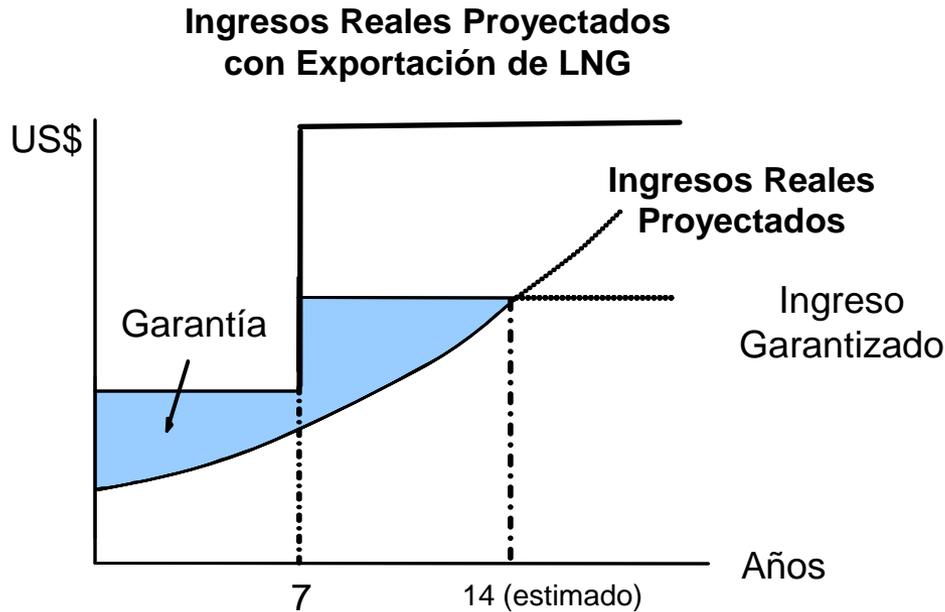
Capacidad Garantizada



Fuente: Propia

Esquemas de Promoción - Garantía (III)

Pago de la Garantía por la Red de Ductos Principal



$$T_{Base} = \frac{CS}{\sum_{t=1}^{33} \frac{D_{Garantizada(i)}}{(1+r)^t}}$$

El cargo por la garantía se obtiene de dividir la garantía anual estimada entre la máxima demanda de electricidad, convirtiéndolo en un pago en US\$ por MW - mes.

Esta se extinguirá cuando el ingreso real sea mayor que el ingreso garantizado.

$$Garantía = I_{Garantizado} - I_{Real}$$

$$I_{Garantizado} = T_{Base} * D_{Garantizada}$$

$$I_{Real} = T_{Base} * D_{Generadores}$$

$$+ P_{Regulado} * D_{Otros}$$

Tarifas en Baja Presión (I)

Se utilizan criterios de eficiencia en costos para calcular los márgenes de distribución y comercialización por clientes típicos.

Categoría de Consumidores en Lima y Callao

Categoría	Rango de Consumo (m ³ /mes)	Rango de Consumo (PC/mes)
A (residencial)	Hasta 300	10,595
B (comercial)	301-17,500	10,630 - 618,013
C (industrial pequeño)	17,501 - 300,000	618,048 - 10594,500
D (industrial mediano)	Más de 300,000	Más de 10,594,500

Tarifas en Baja Presión (II)

El Margen de Distribución (MD), y el Margen de Comercialización (MC), se basan en un precio estabilizado que considera la demanda futura y permite la recuperación de todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto.

$$MD = \frac{\sum_1^n \left(\frac{aVNR_n + COyM_n}{1+i^n} \right)}{\sum_1^n \left(\frac{D_n}{1+i^n} \right)}$$

Donde:

- aVNR_n Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo en el año “n”.
- COyM_n Costo estándar anual de operación y mantenimiento en el año “n”.
- D_n Demanda o consumo de los consumidores en el año “n”.
- P Porcentaje de pérdidas físicas y comerciales (2%).
- i Tasa de actualización (12% real anual).
- n Periodo de recuperación de hasta 30 años.

Resultados
(Tarifas de Distribución en Baja Presión)
Junio-2006

Categoría	(US\$ por MPC)
A	4.35
B	1.92
C	0.70
D	0.42

Síntesis del Marco Regulatorio en el Perú

EXPLOTACIÓN Regulación por Precios Máximos

(debido a la ausencia de
competencia inicial)

***Precios Actualizables
en base a índices del
sector energético cada año.***

TRANSPORTE Y DISTRIBUCION ALTA PRESION

Precios basados en los costos
ofertados en las subastas
por el contrato
(Competencia
por el Mercado)

Período Regulatorio: 2 años

DISTRIBUCION DE BAJA PRESION (Otras Redes)

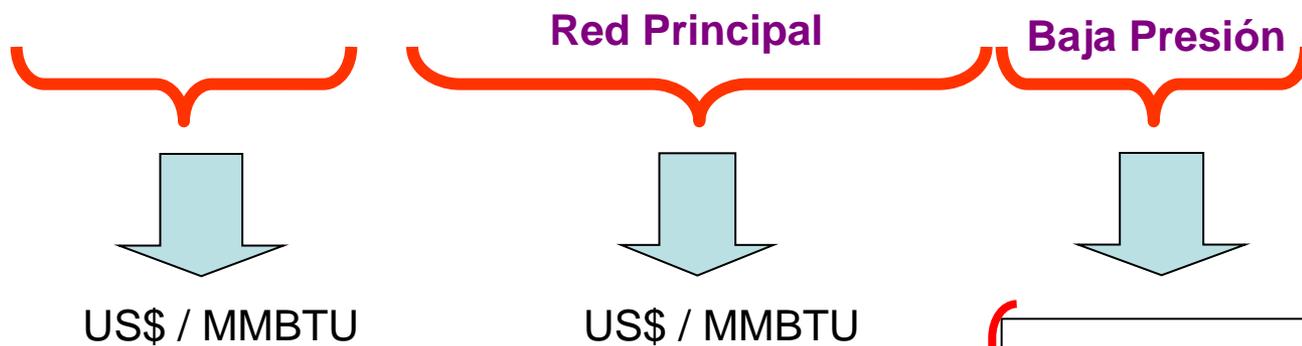
Reconocimiento de
costos eficientes
(*Yardstick Competition*
en base a Benchmark)

Período Regulatorio: 4 años

Tarifas del Gas Natural en Lima y Callao

(Vigente 01.04.2010)

$$\text{Precio Final} = \text{GAS} + \text{T} + \text{D}_{AP} + \text{D}_{OR}$$



Generadores Eléctricos	1.57	0.87	0.14
Otros	2.69	0.93	0.19
GNV	0.80	0.93	0.19

	US\$ / MMBTU * Total	
A	4.87	6.99
B	1.85	5.66
C	1.05	4.86
D	0.76	4.57
GNV	0.87	2.79

•Según Carta de Pluspetrol N PPC-GG-06-0083 del 5.09.2006, el GNV tiene un precio promocional en boca de pozo por 6 años de 0.8 US\$/MMBTU. Asimismo la Categoría A tiene un precio promocional en boca de pozo hasta alcanzar los 100,000 usuarios equivalente al valor de la regalía (1.0 US/MMBTU)

•Para el cálculo de las tarifas de Otras redes, se han asumido volúmenes de consumo por categoría.

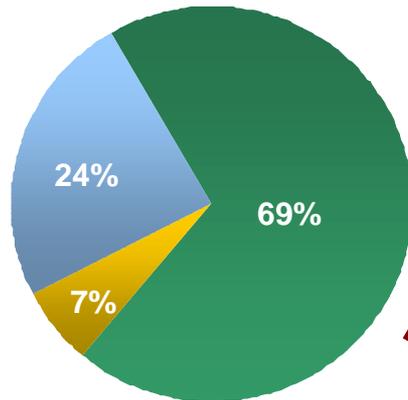
Exportación de LNG de Camisea



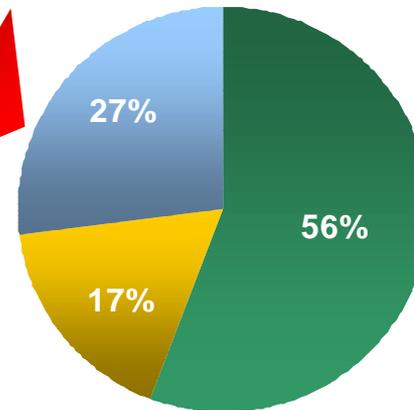
Pluspetrol firmó en el 2006 un contrato “take or pay” con Perú LNG (Hunt Oil) para exportar en 18 años hasta 4.2 TPC.

Impacto del Proyecto de Camisea

Antes de Camisea



Situación Actual (2008)



■ **Petróleo**

■ **Gas Natural + LGN**

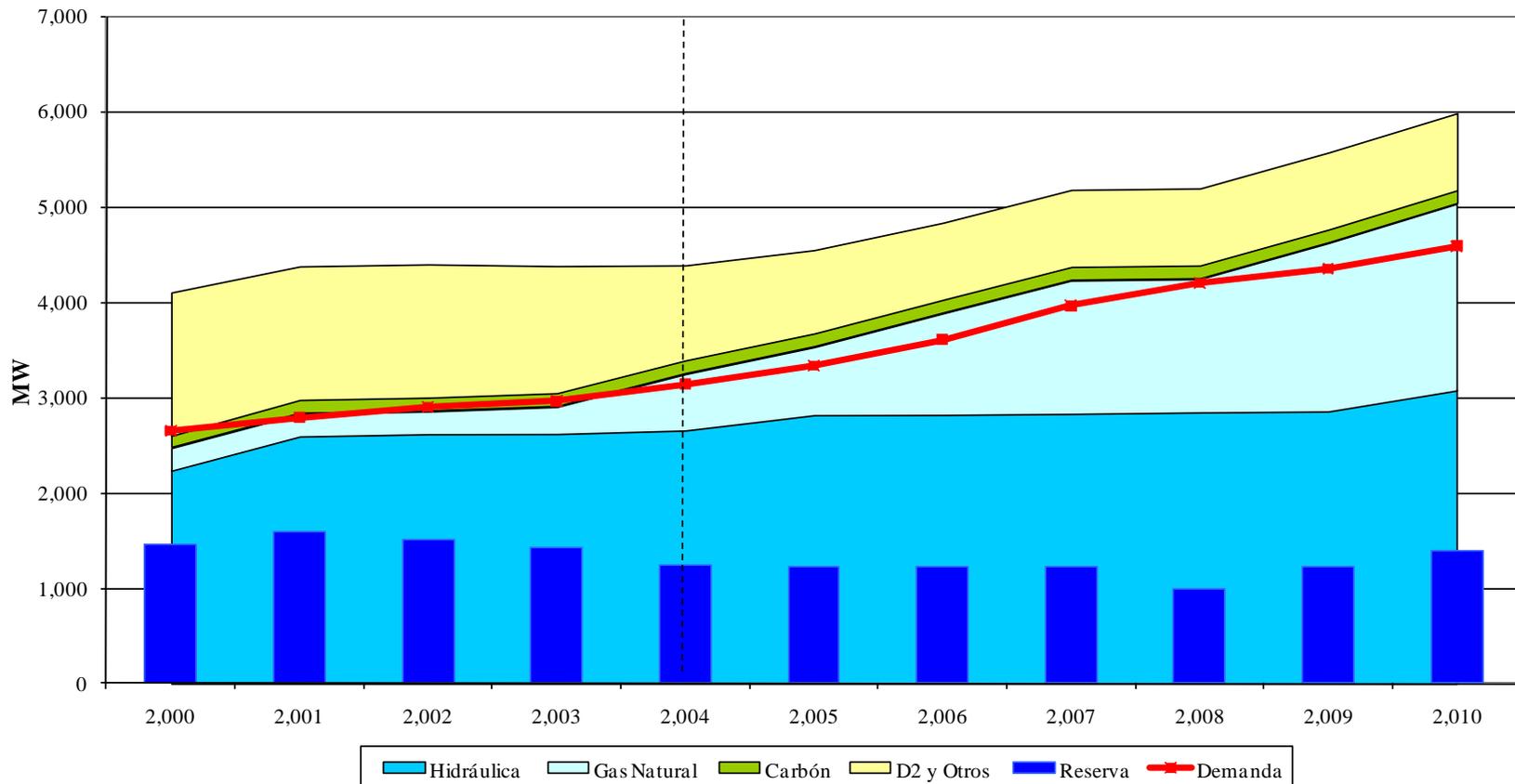
■ **Energías Renovables**

- **Hidroenergía**
- **Biocombustibles**
- **Energía no Convencionales**

Impacto del Proyecto de Camisea - Electricidad

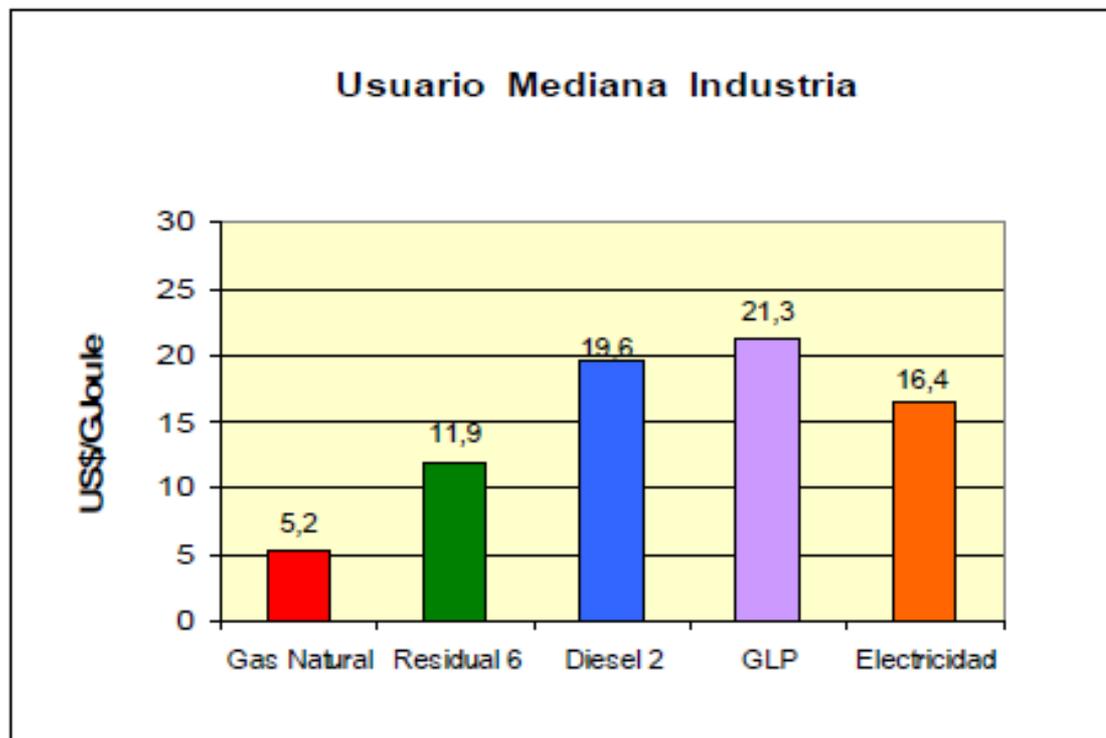
En la actualidad con los procesos de conversión y nuevas inversiones las centrales a gas natural de Camisea representan más de un tercio de la capacidad del sistema.

Evolución de la Máxima Demanda y Potencia Efectiva en el SEIN (2000 - 2010)



Impacto del Proyecto de Camisea – Mediana Industria

Precios Relativos de los Diferentes Combustibles para la Mediana Industria (US\$/Gjoule)



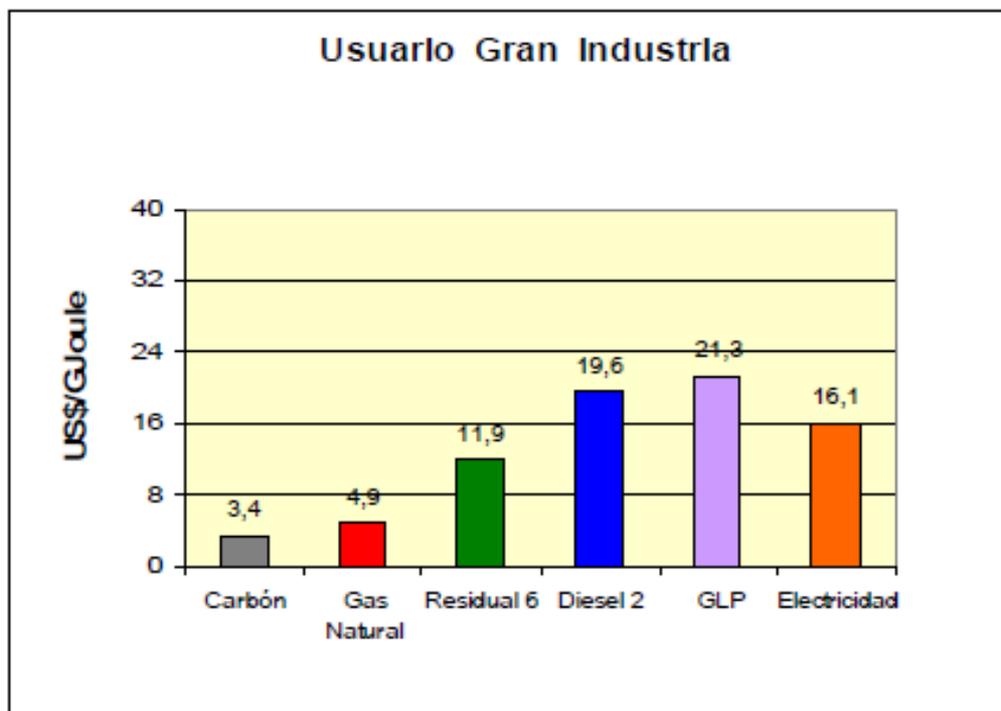
Precio del GLP estimado, Precios incluyen impuestos.

Fuente: GART-OSINERGMIN, Informe de Operación del Sector Hidrocarburos Octubre 2009.

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN.

Impacto del Proyecto de Camisea – Gran Industria

Precios Relativos de los Diferentes Combustibles para la Gran Industria

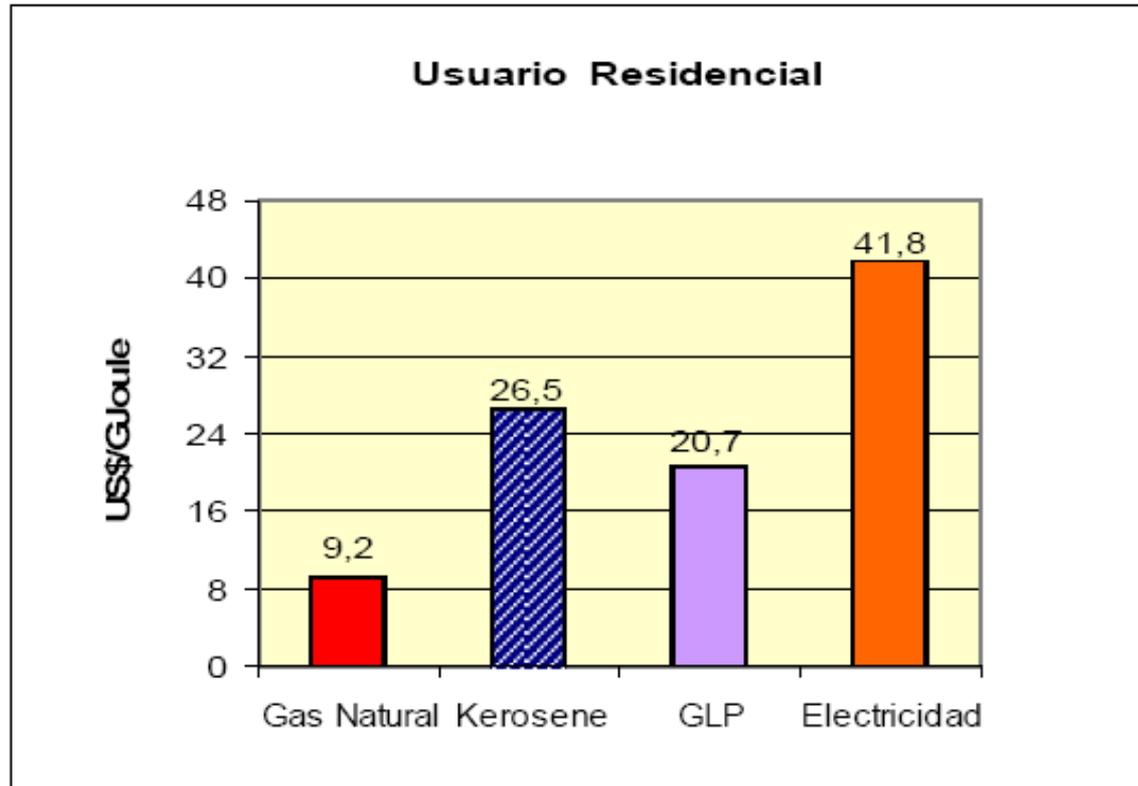


Precio del GLP estimado, Precios incluyen impuestos.

Fuente: GART-OSINERGMIN, Informe de Operación del Sector Hidrocarburos Octubre 2009.

Impacto del Proyecto de Camisea - Residencial

Precios Relativos de los Diferentes Combustibles para uso Residencial



Gas Natural: consumo de 20m³/mes, equiv. a 1,5 balón GLP (10Kg)

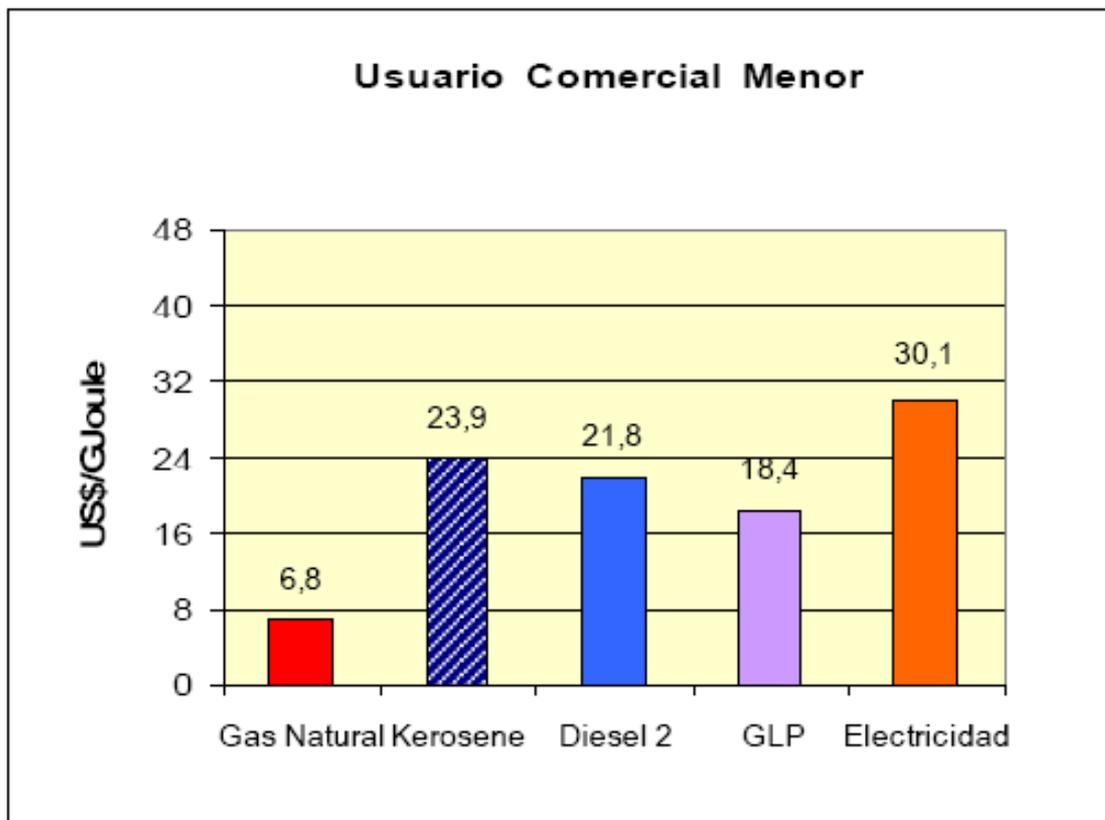
Electricidad: BT5, consumo aproximado 158 KWh/mes.

Fuente: GART-OSINERGMIN. Informe de Operación del Sector Hidrocarburos Octubre 2009.

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin

Impacto del Proyecto de Camisea - Comercial

Precios Relativos de los Diferentes Combustibles para uso Comercial



Precio de GLP estimado, Precios Incluyen Impuestos

Electricidad: BT4, consumo aproximado 1 149 KWh/mes.

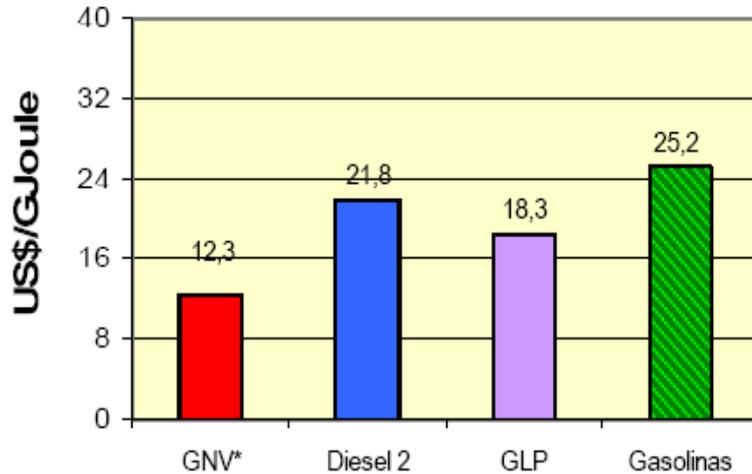
Fuente: GART-OSINERGMIN. Informe de Operación del Sector Hidrocarburos Octubre 2009.

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin

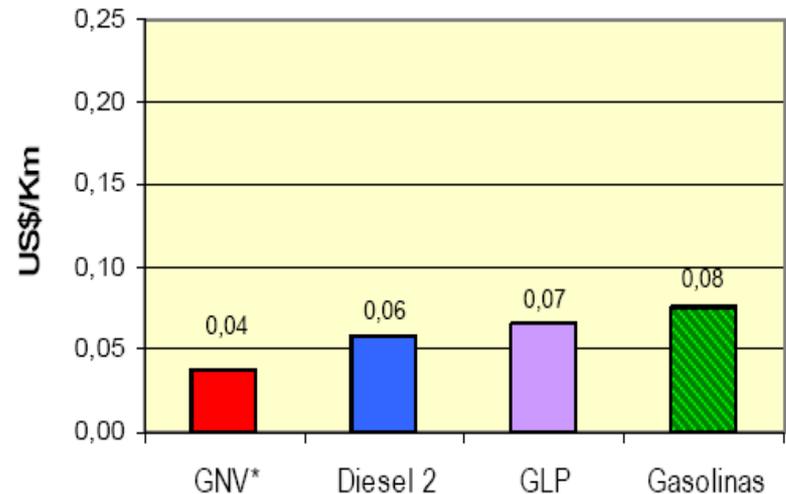
Impacto del Proyecto de Camisea - Transporte

Precios de Combustibles para Transporte

Usuario Transporte



Costo Variable por Km



En la actualidad existen más de 85,000 unidades convertidas a gas natural

*Gas Natural Vehicular, precio reportado por el PRICE

Gasolinas: Promedio ponderado de gasolinas

Fuente: GART-OSINERGMIN. Informe de Operación del Sector Hidrocarburos Octubre 2009.

Beneficios del Gas de Camisea – Líquidos

- Los hidrocarburos líquidos extraídos de Camisea son de una magnitud considerable, lo cual ha permitido atenuar de manera considerable el déficit de la balanza comercial de hidrocarburos en el Perú.
- Entre los principales compuestos tenemos el etano, butano, propano y la gasolina natural, los cuales son procesados en la Planta de Fraccionamiento de Pluspetrol localizada en Pisco.
- En esta planta los líquidos de gas natural son procesados y separados en hidrocarburos de alto valor comercial como la gasolina y el GLP.
- La producción total de líquidos de gas natural para el 2007 se estima en de 33.4 MBPD, mientras que para año 2009, con el inicio del proyecto de exportación de gas natural licuefactado, la producción se estima sea del orden de los 39.4 MBPD

Beneficios del Gas de Camisea - Balanza Comercial (I)

Se espera que la producción de gas se incremente con el proyecto de exportación de gas natural licuefactado (*liquefied natural gas*) a la Costa Oeste de Norteamérica (México, Baja California), estimada en 625 MMPCD.

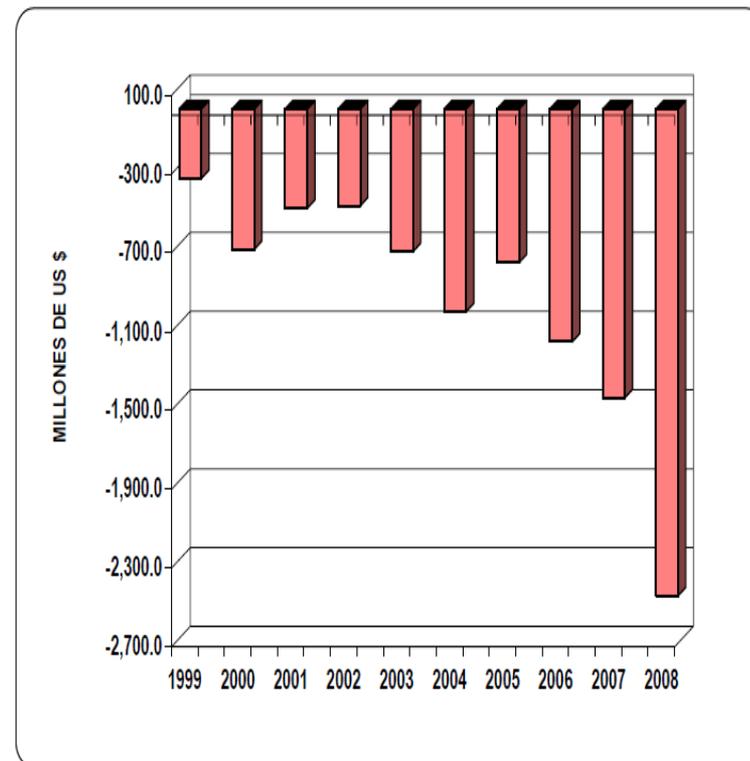
En este caso, el Perú pasaría ser un exportador neto de gas natural e incluso de líquidos y la balanza comercial de hidrocarburos pasaría a ser ligeramente superavitaria en el año 2010 con la operación plena del proyecto estimándose un superávit cercano a los 150 MBPD que representarían cerca de US\$ 900 millones.

Beneficios del Gas de Camisea - Balanza Comercial (II)

BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS

1999 - 2008

AÑO	SALDO		EXPORTACIONES		IMPORTACIONES	
	MILES DE US \$	MILES DE BLS.	MILES DE US \$	MILES DE BLS.	MILES DE US \$	MILES DE BLS.
1999	-352,562.6	-13,790.7	238,612.4	17,413.6	591,175.0	31,204.3
2000	-713,198.7	-20,520.8	380,306.5	14,946.9	1,093,505.2	35,467.7
2001	-503,841.0	-16,585.4	402,473.6	20,251.1	906,314.6	36,836.6
2002	-491,929.7	-16,894.7	471,073.7	20,856.7	963,003.4	37,751.3
2003	-723,815.6	-19,919.4	662,644.1	24,637.9	1,386,459.7	44,557.3
2004	-1,028,751.2	-21,978.5	685,696.6	21,881.1	1,714,447.8	43,859.6
2005	-779,785.7	-15,070.2	1,488,065.2	28,542.7	2,267,850.9	43,612.9
2006	-1,181,889.9	-18,437.2	1,602,694.4	25,874.6	2,784,584.4	44,311.8
2007	-1,465,032.3	-19,442.0	2,099,057.5	30,623.5	3,564,089.8	50,065.5
2008	-2,471,700.5	-19,588.7	2,734,627.7	29,974.0	5,206,328.2	49,562.6



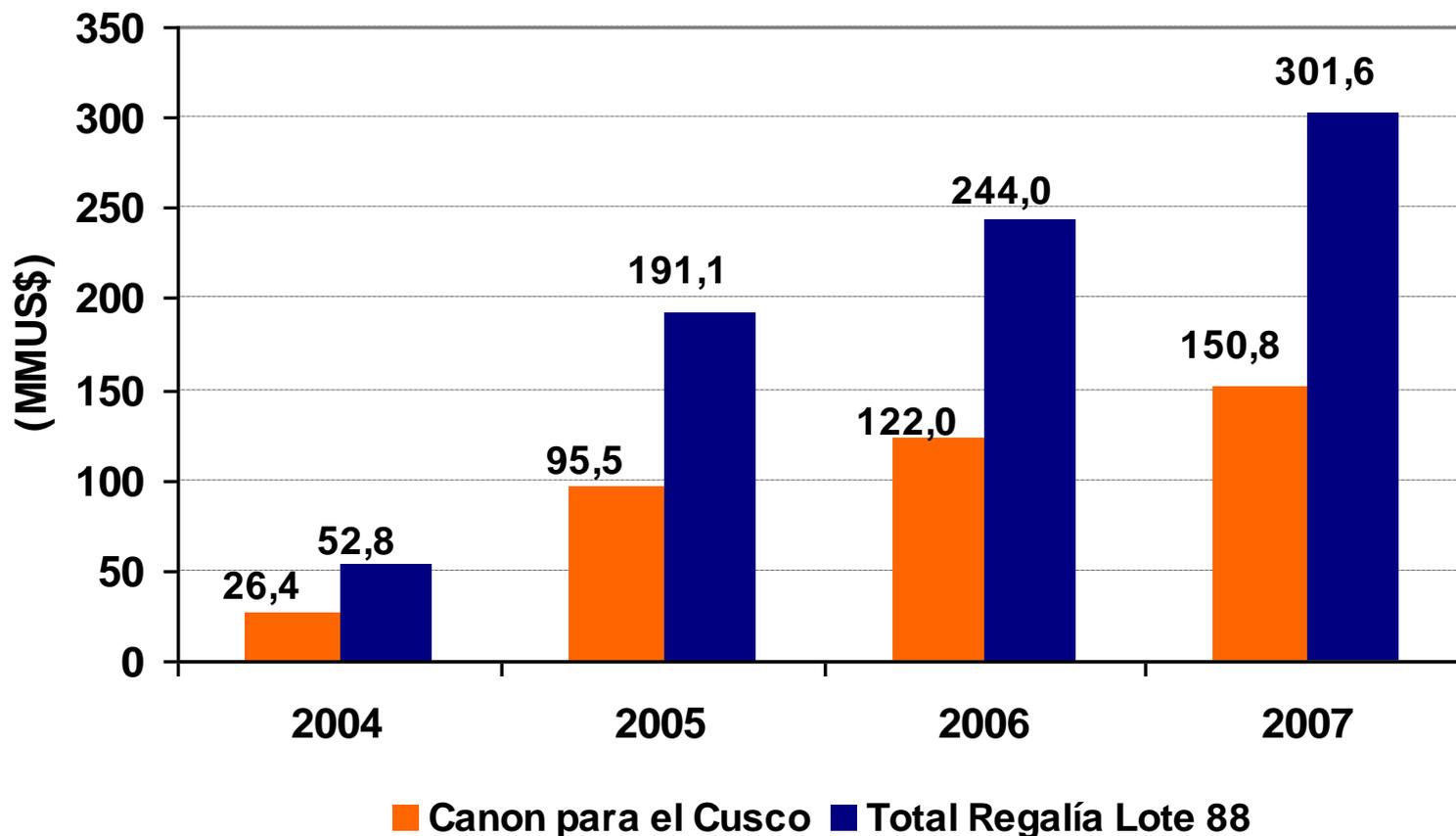
La entrada de Camisea amortiguó el déficit de la balanza de hidrocarburos (por reemplazo de combustibles y producción de GLP).

Sin embargo, este ha seguido creciendo debido a la mayor demanda interna y en valor debido al alto precio del petróleo.

Beneficios del Gas de Camisea-Impacto sobre el Gobierno Central y las Regiones (I)

- El porcentaje de regalía base es de 37.24%, el cual se aplica sobre el valor de la producción fiscalizada del gas natural y sobre el valor de la producción fiscalizada de líquidos de gas natural
- El impuesto a la renta proviene de cada actividad: explotación, transporte y distribución.
- El canon para la región Cuzco es el 50% de las regalías y el 50% del impuesto a la renta, con lo cual prácticamente se duplicó el presupuesto de la región.
- El monto restante de las regalías se reparte para un fondo de las regiones (25%) y para el gobierno central (75%).
- Adicionalmente, en cumplimiento de la Ley del FOCAM, a partir de Enero del 2005 las municipalidades de los departamentos de Ayacucho, Huancavelica, Ica, y Lima y las universidades públicas de dichas jurisdicciones, se benefician con el 25 % de los ingresos por regalías que antes eran parte del Gobierno Central.

Beneficios del Gas de Camisea-Impacto sobre el Gobierno Central y las Regiones (II)



Beneficios del Gas de Camisea – Resumen (I)

La provisión del gas natural en el Perú tendrá una serie de efectos a nivel sectorial y global destacando los siguientes aspectos:

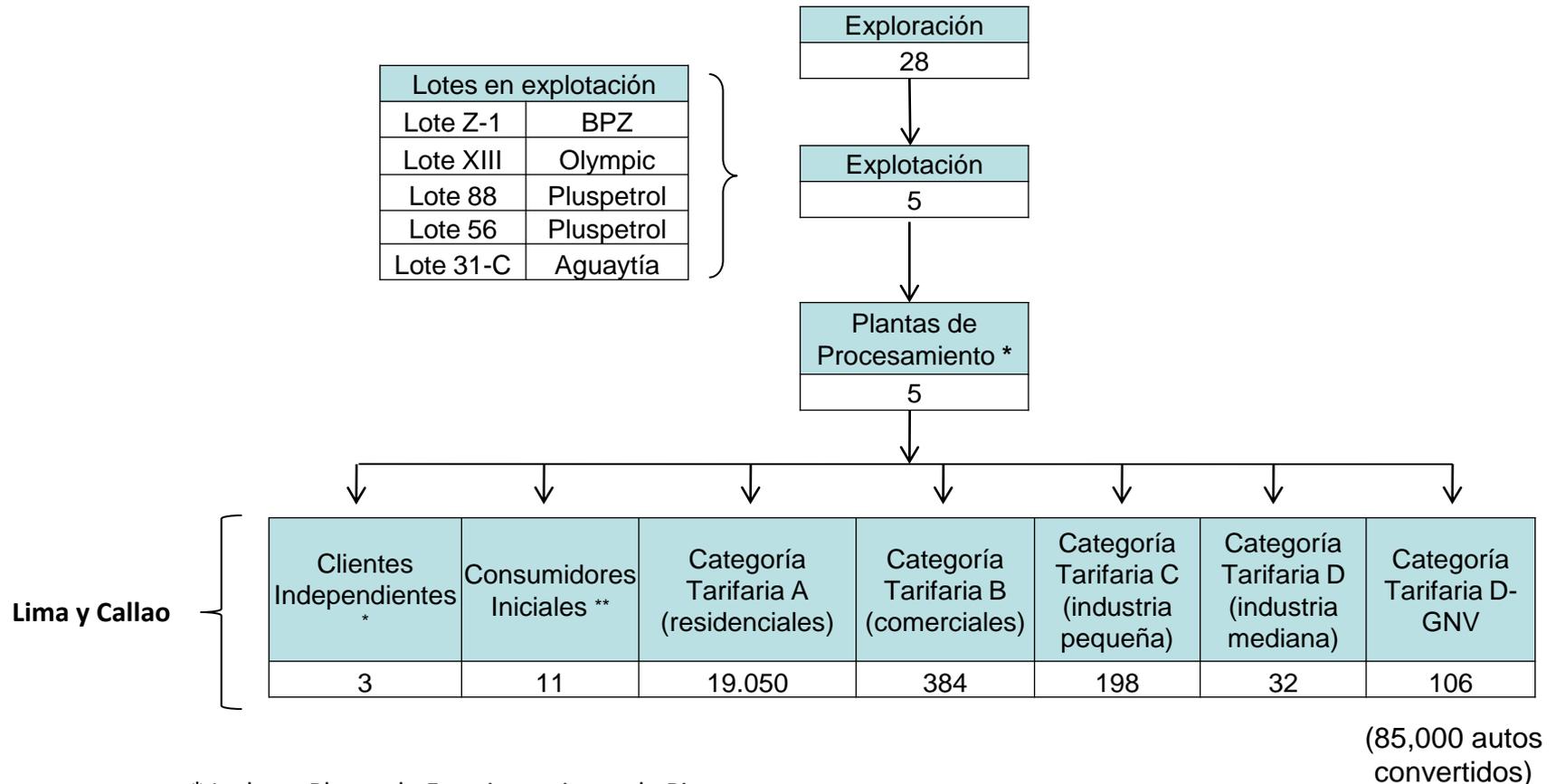
- Contribuye a garantizar la seguridad en el abastecimiento energético en condiciones de diversificación de las fuentes de suministro de energía.
- Permite la reducción de los precios básicos de los combustibles y la electricidad en el mediano plazo.
- Permite contar con un combustible menos contaminante para generar electricidad y en los diferentes procesos industriales.
- En los segmentos residencial y vehicular el uso del gas natural también permitirá importantes ahorros, además de beneficios medio ambientales, aunque su penetración es un poco más lenta debido a la necesidad de la implementar una serie de normatividades para promover la cultura del gas natural.

Beneficios del Gas de Camisea – Resumen (II)

- A nivel macroeconómico, el desarrollo conjunto del proyecto de Camisea mejora la balanza comercial de hidrocarburos, reduciendo en parte la dependencia energética nacional de combustibles importados y la vulnerabilidad a la volatilidad de los precios internacionales, en la medida que los precios del gas natural no están totalmente vinculados a este mercado.
- El desarrollo del proyecto, incluyendo su etapa posterior con el proyecto de LNG, dinamizará la economía convirtiéndose en una importante fuente de divisas y fuente de recursos estatales, en particular para los gobiernos regionales. En la medida que estos recursos se utilicen en obras de infraestructura, educación y salud, su impacto será determinante en el desarrollo regional y contribuirá al proceso de descentralización en ciernes.

Situación Actual del Mercado (I)

Situación actual de la industria de gas natural en el Perú



* Incluye Planta de Fraccionamiento de Pisco

** 2 Suministros Central Térmica Edegel y 1 Suministro Central Térmica Etevensa (actualmente fusionada con Edegel)

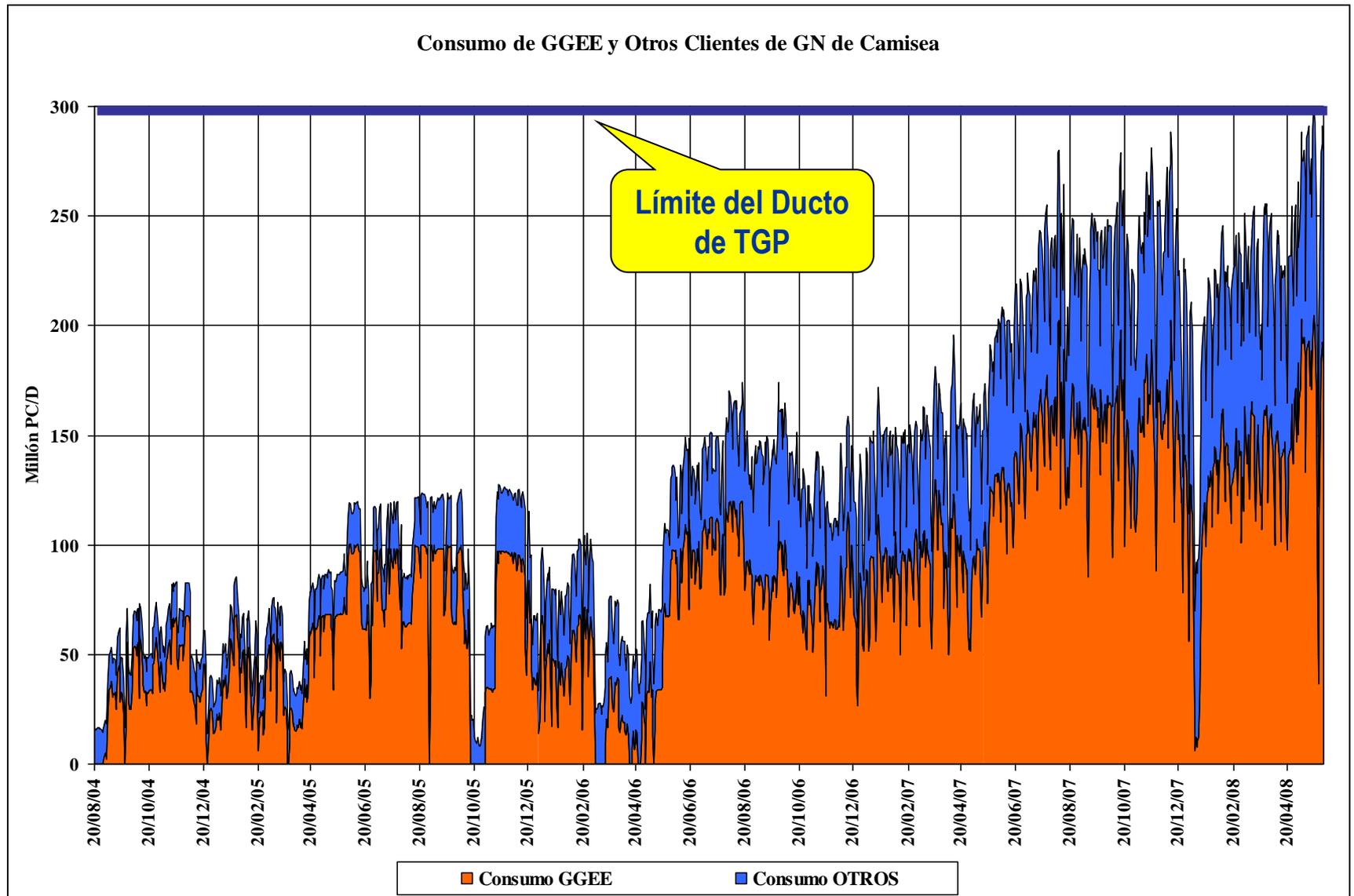
Fuente: MINEM (enero 2010)

Problemática Reciente (I)

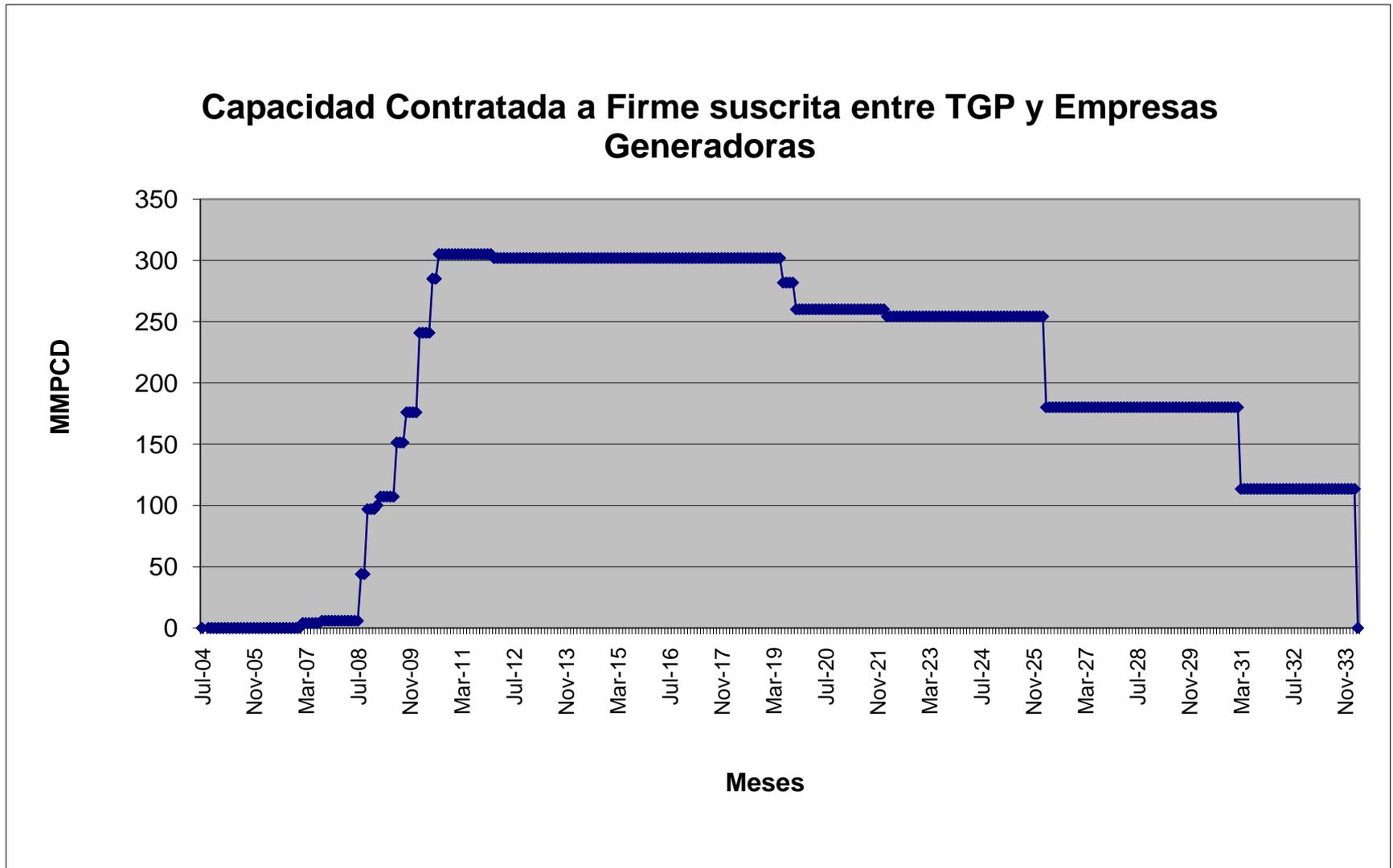
El proyecto de Camisea ha traído ya importantes beneficios para el país. Sin embargo, para que estos sean sostenibles se deben superar algunos problemas que se han presentado, tales como:

- La demanda actual del ducto esta cercana a la capacidad de diseño del ducto en el tramo de Pisco a Chilca (lo cual se hizo patente el año 2008).
- La capacidad de transporte estuvo contratada principalmente bajo la modalidad “interrumpible” debido a que el ducto no se utilizaba en niveles cercanos a su máxima capacidad.
- La nueva situación obligará al mercado a migrar a un esquema de contratos a firme, habiéndose dado incentivos para ello como el requisito de estos contratos en los generadores para recibir pago por potencia.
- El concesionario está obligado a ampliar la capacidad (construir un ducto adicional) cuando el crecimiento de la demanda lo requiera. Sin embargo, argumenta que esta solamente procede cuando la capacidad contratada a firme supere la capacidad del ducto.

Problemática Reciente (II)



Problemática Reciente (II)

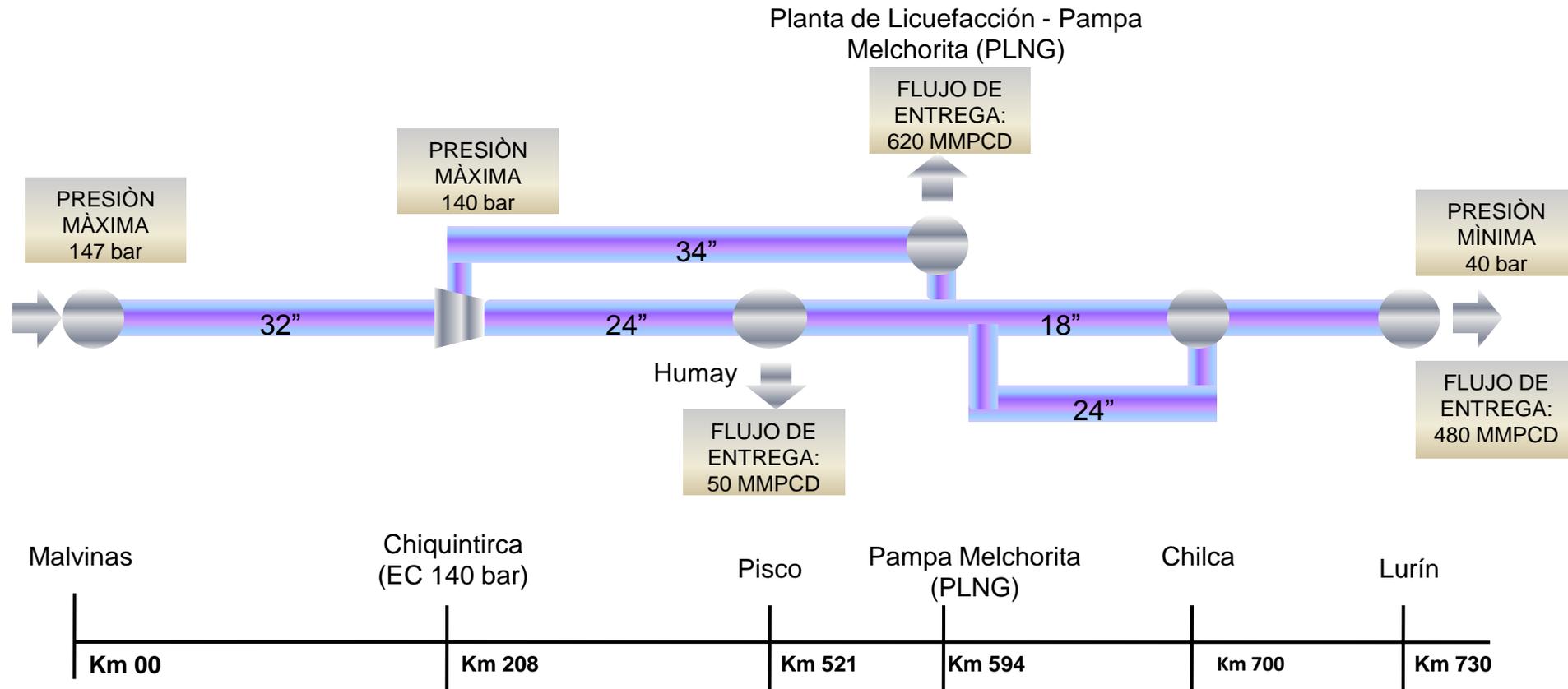


Perspectivas Futuras (I)

- Los resultados positivos y el crecimiento de la demanda de gas natural han motivado que el Consorcio de Camisea decida ejecutar la segunda ampliación de las plantas de Malvinas con el objetivo de incrementar la capacidad de procesamiento de GN (470 MMPCD adicionales de gas seco) y LGN (35,000 barriles adicionales por día) con una inversión de US\$490 millones para el 2012.
- Así, la capacidad de procesamiento de Malvinas llegaría hasta los 1,580 MMPCD de gas seco y 120,000 barriles de LGN por día.
- Asimismo, el Consorcio cuenta con un plan de inversiones en exploración en los Lotes 56 y 88 por cerca de US\$516.7 millones (US\$147.7 millones en el Lote 56 y US\$369 millones en el Lote 88) entre los años 2010 y 2014, con la finalidad de obtener nuevos pozos exploratorios a fin de incrementar las reservas certificadas.
- Por último, se tiene un plan de inversiones por US\$635 millones en Cashiriari con el fin de obtener diez nuevos pozos, el incremento de compresión en Malvinas y la construcción de tuberías para conectar los pozos de Cashiriari con Malvinas.
- Paralelamente, en la actualidad empresas como Petrobras y Repsol se encuentran explorando en la selva peruana esperándose anuncios sobre posibles reservas.

Perspectivas Futuras (II)

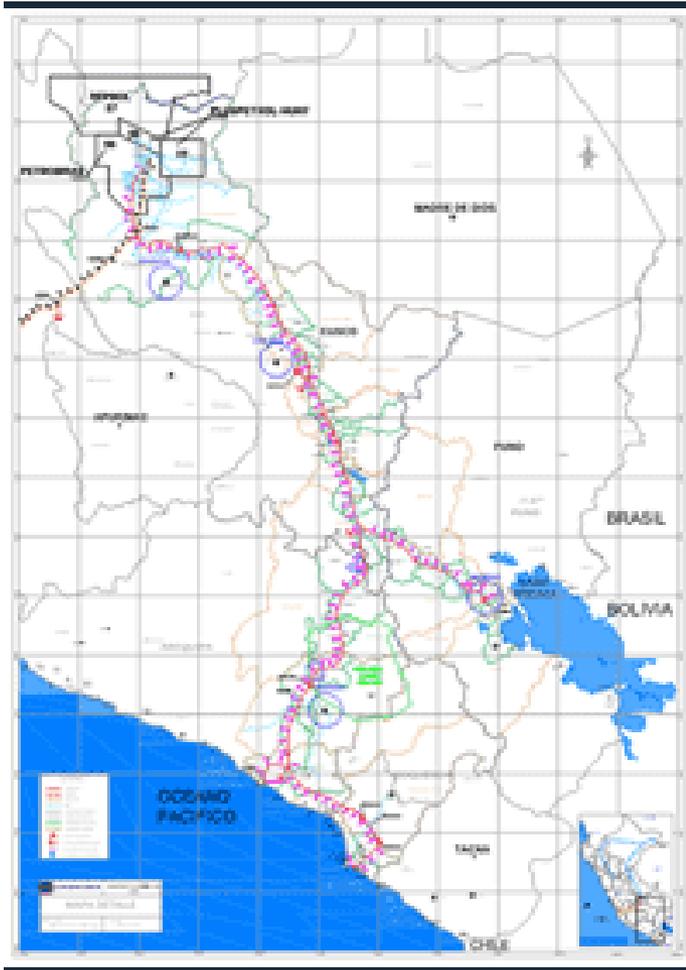
Capacidad de Transporte del Ducto de Gas Natural con Perú LNG 2011



Fuente: Osinergmin

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - Osinergmin

Perspectivas Futuras (III)

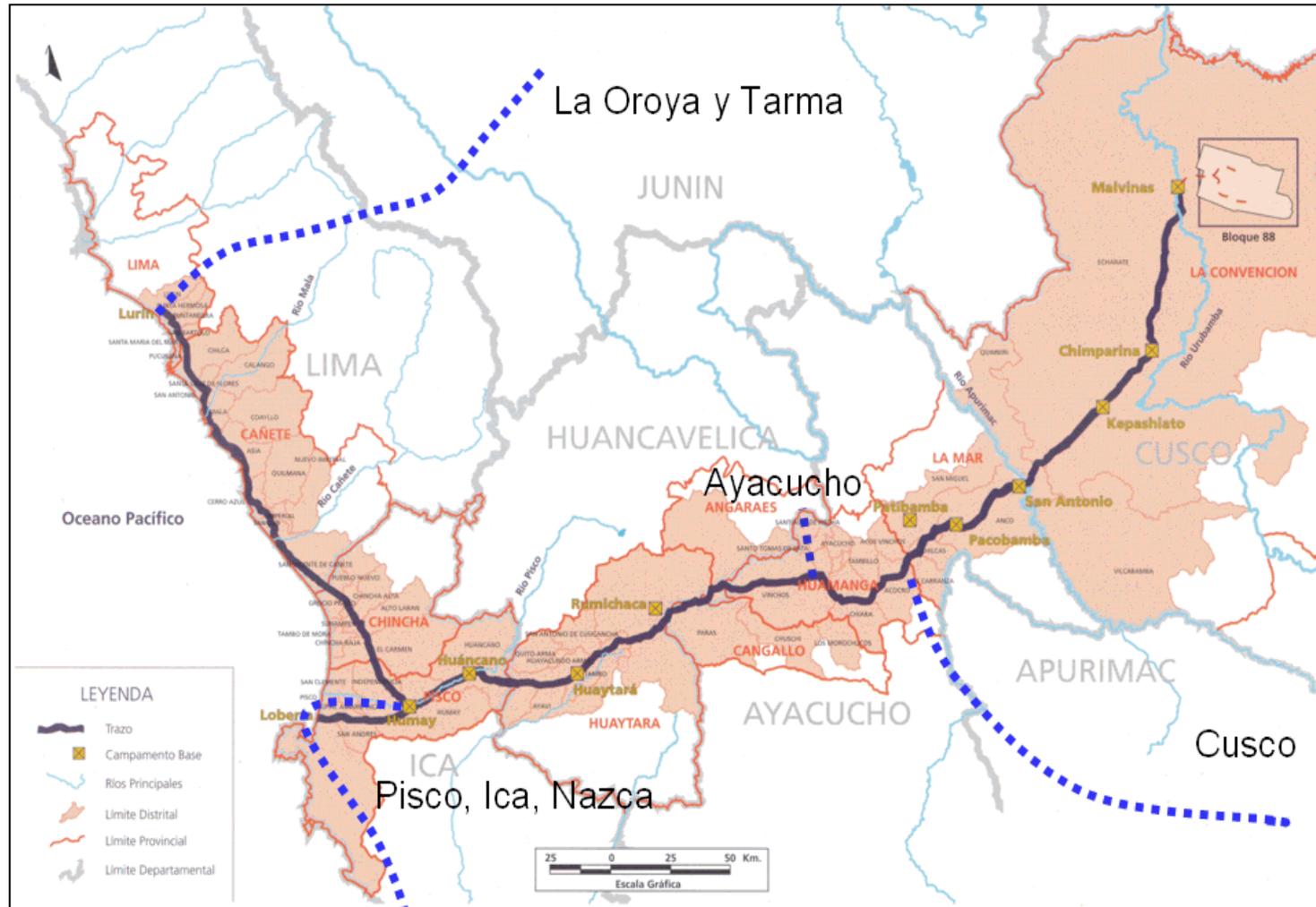


Proyecto de Kuntur

Este consiste en la construcción de un gasoducto con una longitud total aproximada de 1,085 Km desde la Planta de Malvinas en Cusco, hasta las ciudades de Juliaca, Matarani e Ilo, y los puntos de derivación para los sistemas de distribución de gas natural por red de ductos a las ciudades de Quillabamba, Cusco, Arequipa, Moquegua y Tacna.

Este proyecto incrementará la confiabilidad del sistema nacional de suministro de gas natural por tratarse de un ducto independiente del existente.

Potenciales Ramales del Gas de Camisea



Temas a Futuro (I)

Los problemas que se tuvieron en los últimos años y la dinámica del sector han llevado a una discusión sobre la necesidad de una política integral de planificación que involucre temas como:

- Evaluación del mejor uso del gas natural teniendo en cuenta la incertidumbre sobre las reservas, sus usos alternativos (en particular la industria petroquímica) y el importante potencial hidroeléctrico (sólo se ha aprovechado un 5%).
- Identificar un mecanismo adecuado para determinar el desarrollo de ductos y expansión de las redes (incluyendo ramales): inclusión o no garantías de ingresos, uso de fondos estatales.
- La necesidad de monitorear y planificar el desarrollo de las redes, incluyendo su relación con otras redes como la transmisión eléctrica.

Temas a Futuro (II)

- Analizar los mecanismos de formación de precios:
 - Boca de pozo: ¿precio libre con topes?
 - Transporte: tarifa unificada versus tarifas diferenciadas
 - Distribución: compatibilidad de esquema de empresa modelo y modelos de incentivos con la necesidad de expansión.
- Mejorar las técnicas de supervisión en la construcción y operación de ductos (teniendo en cuenta importancia de problemas geológicos)

Posible Extensión de la Red del Gas Natural en el Perú

