Documento de Trabajo
N° 01-2007-GART/DGT

RIESGO DE INDISPONIBILIDAD DEL DUCTO DE CAMISEA EN EL SECTOR ELÉCTRICO



Osinergmin

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria

2007

Osinergmin

RIESGO DE INDISPONIBILIDAD DEL DUCTO DE CAMISEA EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Lima - Perú

2007

Trabajo elaborado por Latin Bridge Business S.A., por encargo de OSINERGMIN-GART, según ADP N° 0023-2006-OSINERGMIN.

Intervinieron en su elaboración:

Por **Latin Bridge Business S.A.**

Director:	Esteban Serra Mont
Equipo de especialistas:	Joseph Remacle
	José Giribet Carlí
	Luis Haro Zavaleta
	Walter Dávila Cainero
	Erika Anselín Avila

Por **OSINERGMIN-GART**

Gerente Adjunto GART:	Víctor Ormeño Salcedo
Gerente de DGT:	Daniel Cámac Gutiérrez
Asesor Técnico GART:	Jaime Mendoza Gacon
Especalista en regulación:	Manuel Uribe González

Edición:
OSINERGMIN
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria-GART
División de Regulación de Generación y Transmisión
Av. Canadá 1460 - San Borja - Lima 14
Teléfono: 219 3400 Anexos: 2001 o 2010 Fax: 224 0491

Impreso por la empresa Color & Trazos S.G.P. S.A.C., en Lima en setiembre de 2007

Copyright © OSINERGMIN –GART 2007

La reproducción total o parcial de este documento y/o su tratamiento informático están permitidos, siempre y cuando se citen las fuentes y se haya solicitado el permiso correspondiente del OSINERGMIN –GART.

CONTENIDO

SECCIÓN	PÁG
PRESENTACIÓN	5
RIESGO DE INDISPONIBILIDAD DEL DUCTO DE CAMISEA	11
- Planeamiento estratégico	12
- Sistema de gas natural	14
- Evaluación de los escenarios de máxima y mínima dependencia de generación eléctrica	18
Análisis técnico económico del suministro de gas natural en generación eléctrica	22
- Consecuencias de la interrupción del suministro de gas	26
- Variación de la matriz energética de generación de energía eléctrica	29
Evaluación de los escenarios de demanda total de gas y propuesta del consultor	30
Alternativas relacionadas con la estrategia de desarrollo del sistema de generación y transmisión eléctrica del Perú	50
CONCLUSIONES	73

PRESENTACIÓN

PRESENTACIÓN

La energía, en cualquiera de sus manifestaciones, es uno de los recursos más importantes para el desenvolvimiento de todas las actividades del quehacer humano. Así ha sido siempre, desde que el hombre posó sus pies sobre la Tierra hasta nuestros días. En los distintos estadios de la civilización, la diferencia reposa en la menor o mayor cantidad de energía requerida por el hombre para realizar sus propósitos. En nuestros tiempos, esta relación ha adquirido características y proporciones significativas. Las naciones desarrolladas explotan y demandan con avidez cantidades crecientes de energía para asegurar su desenvolvimiento económico y sus niveles de vida. Las naciones en vías de desarrollo, como la nuestra, requieren de la energía para dar el salto que haga posible un proceso sostenido de crecimiento y desarrollo. Pero cada día la energía es más escasa y más cara.

En este contexto, el Perú ha tenido la fortuna de encontrar en su territorio importantes depósitos de gas natural y, sobre todo, haber podido crear y establecer condiciones para extraerlo, transportarlo y ponerlo al alcance de amplios sectores de consumidores, en un proceso que conduce al cambio de la matriz energética y a la apertura de nuevas condiciones y posibilidades de desarrollo. Camisea es, sin duda, el más importante hallazgo peruano de energía y el proyecto energético de mayor trascendencia emprendido en nuestro país, en los últimos años. Entre sus muchas contribuciones, Camisea ha hecho posible que el gas natural se emplee en la generación eléctrica; con los beneficios consiguientes en las tarifas de electricidad de los consumidores atendidos por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y que el gas natural

sea, a su vez, por sus cualidades intrínsecas y sus valores comerciales, el combustible limpio y económico que precisa la industria, el comercio, el transporte y demás actividades nacionales para mejorar su competitividad y proyecciones. Entre éstas, la diversificación productiva y la generación de empleo.

Dada la importancia del Proyecto Camisea para el funcionamiento del Sector Eléctrico, el Osinergmin, entre sus múltiples competencias relacionadas con este emprendimiento, acompaña de cerca el funcionamiento de las redes de transporte del gas natural y de transporte y almacenamiento de los líquidos asociados, algunos de los cuales se destinan a los mercados de exportación. Es también preocupación de Osinergmin determinar, en distintos escenarios, las repercusiones que tendría en el sector eléctrico nacional una eventual falla de los sistemas de transporte del gas natural y combustibles líquidos, procedentes de Camisea y otros yacimientos. Dentro de este último aspecto, se inscriben los estudios e investigaciones que realiza el Osinergmin, con sus propios especialistas o a través de consultores externos.

El riesgo de indisponibilidad del ducto de Camisea en el sector eléctrico peruano, ha sido analizado recientemente por la consultora Latin Bridge Business S.A. y los resultados de su trabajo y recomendaciones están contenidos en el informe que Osinergmin difunde con esta publicación, con la finalidad de enriquecer el debate técnico que de manera permanente involucra al Proyecto Camisea, dejando sentado que las recomendaciones de la consultora no son necesariamente las únicas opciones para afrontar el riesgo de indisponibilidad del ducto. En este sentido, el Osinergmin espera que esta publicación aporte efectivamente al propósito señalado.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria

Lima, septiembre de 2007

RIESGO DE INDISPONIBILIDAD DEL DUCTO DE CAMISEA

RIESGO DE INDISPONIBILIDAD DEL DUCTO DE CAMISEA

El presente estudio plantea alternativas o acciones que minimicen las consecuencias de una falla de suministro en el gasoducto de Camisea y por consiguiente partimos de un escenario de gasoducto único de alimentación con una única alternativa de apoyo a través del segundo gasoducto destinado a la exportación.

Es evidente que el riesgo disminuye de forma sensible a partir del momento en que el país dispone de alimentaciones alternativas, por lo que aunque se estén analizando los escenarios para 1, 5 y 10 años, debemos centrarnos preferentemente y con mayor nivel de análisis de detalle en los escenarios a 1 y 5 años, ya que de mantenerse las proyecciones asumidas por las autoridades del Sector Energía del Perú, en el 2017, el gasoducto actual estará saturado y previamente hacia el 2011 ya se estaría tomando la decisión de construir un tercer gasoducto de alimentación. No podemos introducir ningún escenario por donde circulará este nuevo gasoducto, pero no hay duda de que proporcionará una mayor estabilidad al sistema.

No es objeto de este estudio el planificar cómo debería proyectarse y orientarse el diseño de la red eléctrica del país, en lo que a transmisión y ubicación de las centrales de generación se refiere, aunque sí estamos recomendando una serie de medidas que vayan en la buena dirección para reducir el riesgo de la dependencia actual y en los próximos 5 años, de la indisponibilidad del gasoducto actual.

En este mismo sentido, al tratar el tema de las fuentes de generación a través de energías alternativas, aportamos criterios para incorporarlas a la matriz energética del Perú, dentro del contexto en que ayuden a la

solución del tema objeto del estudio, pero quedará para otro análisis de detalle el plan de desarrollo correspondiente, que obligatoriamente necesitará una revisión del esquema regulatorio para estas energías.

Por lo que respecta al desarrollo del mercado del gas en el Perú, en los años objeto de este estudio, no entramos en valoraciones del mismo, tomando las cifras tal como han sido aprobadas por el Osinergmin, aunque sí introduciremos modificaciones a las mismas, si como consecuencia de la aprobación de alguna de las alternativas planteadas, se generara una mayor demanda del gas o si como consecuencia de nuevas informaciones del mercado, el grupo consultor tuviese conocimiento de planes concretos de desarrollo del gas vehicular o de algún proyecto industrial nuevo. En este sentido al menos dos de las alternativas que se estudian tienen esta consecuencia. El consultor sostuvo reuniones con los máximos responsables de la estrategia para el desarrollo del gas en el país de forma continuada, durante todo el período de realización del presente estudio, que permitió incorporar las mejores estimaciones disponibles.

Por lo que se refiere a las prioridades para la entrega de gas a los diferentes sectores demandantes, residencial, industrial, vehicular y generación, se han aplicado criterios en base a niveles de seguridad, precio y desarrollo industrial.

Finalmente debemos indicar que para efectos prácticos, el equipo consultor ha tomado como escenarios ciertos de nueva demanda de gas para generación, sólo aquellos proyectos que a la fecha han iniciado su etapa de construcción. Todos aquellos proyectos identificados para iniciarse más allá del 2008, aunque se encuentren en los planes declarados de los inversores, se considerarán con un factor de ponderación en lo que se refiere a los plazos de materialización en el tiempo.

Planeamiento Estratégico

Después de un análisis y evaluación de las alternativas finales se detalla la estrategia de implementación de las mismas, considerando las medidas de aplicación inmediata y de mediano plazo, incluyendo las medidas preventivas a tomar y el plan de actuación básico a seguir desde el momento en que se produzca la indisponibilidad del ducto de transporte. Todo el plan estratégico parte de las premisas aceptadas tanto por el consultor como por el Osinergmin en lo que se refiere a los escenarios planteados y que se detallan a continuación:

a. Demanda de energía eléctrica y plan actual de generación para los próximos años, utilizando las distintas fuentes de energía y determinando el porcentaje que del total esté condicionado por el gasoducto de Camisea.

b. Niveles de demanda de gas procedente de Camisea y alimentado por el gasoducto objeto del estudio, correspondiente a los sectores residencial, industrial, vehicular y generación.

c. Niveles de saturación del gasoducto actual en el período transcurrido desde el 2007 hasta el momento de su saturación.

El procedimiento de ejecución que el equipo consultor llevará a cabo para elaborar la estrategia de implementación, contempla las acciones siguientes:

- Una vez concluido el análisis de todas y cada una de las alternativas de forma aislada, se establecen para las mismas los niveles de inversión, costos operativos, período de implementación y tiempos de respuesta ante cualquier eventualidad.
- En función de los resultados del análisis anterior se ordenan las diferentes alternativas planteadas al objeto de encontrar el mejor mix de acciones en base a costos, tiempos y garantías.
- Al margen de la propuesta de alternativas resultante de las evaluaciones anteriores, permitieron centrar la estrategia, basada en:
  a. Minimizar los tiempos de solución de la incidencia en el gasoducto.
  b. Puesta en marcha de las acciones diseñadas para mantener y garantizar la operación del sistema de generación en niveles mínimos aceptables.
  c. Diseño del plan de acción para priorizar por un lado los suministros de gas que se consideren adecuados y el diseño de un plan de emergencia eléctrica para mantener el sistema operativo.
- Los «escenarios» planteados conjuntamente con la GART corresponden a las alternativas de expansión del sistema de generación eléctrica, por tanto en el presente estudio las

alternativas presentadas se han planteado efectivamente para resolver los problemas de generación eléctrica a medio plazo y disminuir los niveles de riesgo que se identifiquen en cada uno de los escenarios planteados, luego del correspondiente análisis (simulaciones).

- Como consecuencia de todo lo anterior, el equipo consultor presenta un plan estratégico que incorpora no sólo los 3 items del punto anterior sino también las recomendaciones para implementar todas las propuestas que se realicen, basadas en la experiencia de los profesionales del equipo consultor adquirida en los últimos 15 años en España, Argentina, Brasil, Chile y Colombia.

Sistema de gas natural

1. Problemática del suministro de gas natural

A. Extracción

La extracción del gas de Camisea y su transporte a la planta de tratamiento (separación) es un proceso no redundante, puesto que no hay elementos activos y la distancia es corta.

Sólo la experiencia de explotación dará una idea de la fiabilidad de esta parte del ducto. No obstante, en Malvinas se debería tener los elementos necesarios para una reparación rápida en caso de problemas.

Además, en un futuro cercano, la explotación de los otros lotes (56, 57 y 58) aumentará la redundancia y reducirá la incidencia de la interrupción de una fuente de extracción.

B. Separación gas – líquidos (Malvinas)

Después de la llegada y el flashing del gas, este proceso tiene todos los equipos redundantes, es decir, posee la capacidad de continuar funcionando en caso de falla de un elemento mayor que requiera tiempos significativos para su reparación o reemplazo.

Los yacimientos de Camisea generan un gas que contiene líquidos que deben extraerse para obtener un «gas seco» (GN). Solamente el gas seco se puede transportar por gasoductos. Los líquidos (GNL) deben enviarse por poliductos u oleoductos. Los dos sistemas tienen tecnologías y métodos de operación bien particulares a cada uno.

En consecuencia, no se puede transportar gas durante mucho tiempo si no se transporta también los líquidos, ya que en Malvinas no hay almacenamiento de líquidos posible en volumen significativo.

Por ello, durante las primeras fallas, que sólo ocurrieron en el ducto de GNL, se tuvo que interrumpir el transporte de gas natural. Esto se explica debido al hecho que todo el gas que se extrae en Camisea no puede enviarse hacia la costa. El consumo del gas seco es menos importante que el uso correspondiente de líquidos. Por eso, se reinyecta la parte de GN que no se requiere transportar en el reservorio.

En caso de interrupción del transporte de líquidos, existe la posibilidad de extraer gas de los pozos de reinyección, el cual tiene pocos líquidos. Por el momento, aparentemente, más del 50 % de la producción de Malvinas es reinyectado. Se debería mantener una evaluación permanente del volumen de gas en condiciones aceptables de extracción. En la actualidad se estima que se puede extraer gas aceptable para el transporte durante unos 10 a 15 días.

C. Transporte

El sistema de transporte atraviesa zonas muy difíciles, tanto para la instalación como para la explotación del gasoducto, con alto riesgo de derrumbes y hasta rupturas del mismo. Además, visto el difícil acceso a las zonas topográficamente más accidentadas, la reparación no será nunca una tarea fácil y rápida.

No obstante, la experiencia muestra que la estabilidad y seguridad de un gasoducto aumenta con el tiempo, ya que las zonas en las cuales se instaló el gasoducto tienden a reestabilizarse (asentamiento y vegetación) y que con la experiencia, el mantenimiento arregla las zonas críticas que no se detectaron durante la construcción, lo que disminuye cada vez más los riesgos.

Por otro lado, se debe considerar la resistencia del tubo mismo. Por ejemplo, la inercia de un caño de 32" es 20 veces mayor que la de un caño de 14", lo cual explica por qué se rompió el caño de líquidos y no el de gas natural, en los accidentes anteriores.

Existen tres zonas características en el recorrido del gasoducto: la selva, la sierra y la costa.Para la futura planta de licuefacción en la costa, se deberá instalar un segundo gasoducto que debe recorrer las mismas zonas.

La selva es una zona sensible, muy protegida ecológicamente, y por eso se instaló directamente un gasoducto de 32" para poder transportar el volumen necesario para la futura planta de LNG, además del volumen necesario para atender la demanda prevista para la costa.

Si se mantiene esta solución, significa que tendríamos un tramo de 211 Km. sin redundancia, es decir, sin un segundo gasoducto; pero debido a las dos observaciones hechas anteriormente, no debería ser un inconveniente mayor en el caso de accidentes naturales; mas sí en casos de sabotaje intencionados.

La zona de la sierra es la más larga (297 Km.) y la más difícil. El proyecto de LNG necesita un segundo gasoducto en esta región, lo que aportaría la redundancia necesaria si no utiliza el mismo derecho de vía y sigue una ruta significativamente diferente, al menos en las zonas delicadas y de riesgo para la estabilidad.

De todas maneras, se deberá exigir del responsable de la concepción del segundo gasoducto, que estudie el riesgo de interrupción del mismo por accidente o incidente del primer gasoducto y demuestre que no tiene puntos de «comon mode failure» con el gasoducto actual. Además, se deberían prever puntos de conexiones entre los gasoductos, y en particular, conexiones independientes a las centrales de Chilca.

La tercera zona es la costa, que podría parecer la menos riesgosa, pero que tiene riesgos particulares. Efectivamente, las zonas atravesadas en la costa son las más pobladas y «utilizadas», es decir, existen más riesgos de accidentes por acción humana. De nuevo, estos datos deben estar presentes en la concepción del segundo gasoducto.

En el cuadro que se inserta en la página siguiente se puede constatar todo lo expuesto en los puntos anteriores con referencia al riesgo de interrupción por los diferentes motivos.

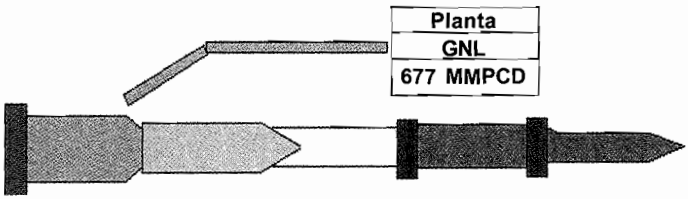
Cuadro 1

Informe estadístico de las incidencias ocurridas hasta el momento y el tiempo de indisponibilidad en cada una de ellas					
N°	Descripción	Interrup. Ducto Líquidos		Interrup. Ducto Gas	
		Inicio	Fin	Inicio	Fin
1	Fallas en el proceso constructivo rajaduras causadas por inestabilidad de suelos y sobrecarga del material de recomposición. Ocurrió en el KP 8+800 y se derramaron 1637 barriles de líquidos de gas natural.	23.12.2004 (08:52)	05.01.2004 (09:44)	24.12.2004	31.12.2004
2	Falla en el proceso constructivo por incumplimiento de Norma Técnica de Soldadura. Ocurrió en el KP 222+500 y se derrramaron 15 barriles de líquidos de gas natural.	30.08.2005 (19:30)	02.09.2005 (05:30)	31.08.2005	02.09.2005
3	Falla en el proceso constructivo rotura del ducto causada por la inestabilidad del suelo. Ocurrió en el KP 200+700 y se derramaron 6900 barriles de líquidos de gas natural.	16.09.2005 (00:16)	20.09.2005 (18:05)		
4	Falla en el proceso constructivo en el cruce de la quebrada Tshirompla. Ocurrió en el KP 50+900 en el río Paratori y se derramaron 6000 barriles de líquidos de gas natural.	24.11.2005 (05:03)	06.12.2005 (21:44)		
5	Rotura del ducto de transporte de líquidos de gas natural, de 14 pulgadas de diámetro, y posterior incendio en las inmediaciones del punto de la falla. Ocurrió en el KP 125+950 Sector Kepashiato, Centro Poblado Menor, La Convención, Cusco.	05.03.2006 (15:27)	17 03.2006 (23:18)	04.03.2006	16.03.2006

2. *Evolución del gasoducto*

El siguiente esquema muestra la capacidad actual del gasoducto. Contractualmente, el consorcio Transportadora de Gas del Perú (TGP) debe asegurar una capacidad de 155 MMPCD en Lima (205 en Pisco) o la necesaria para atender la demanda hasta 400 MMPCD en Lima (450 en Pisco), valores que contractualmente serán de todas maneras efectivos, a partir del año 2011, cualquiera sea la demanda.

Cuadro 2



Diametro	32"		24"		18"		20"			
Tramo	Camisea	Fin de la Selva	Fin de la Selva	Pisco	Pisco	Lurin	Lurin	El Callao	El Callao	Ventanilla
						City Gate	City Gate	Terminal Station	Terminal Station	Central Etevensa
Longitud (Km)	0	211	211	508	508	734	0	60	0	7
	211		297		226		60		7	
Capacidades (MMPCD)										
Capacidad actual	1200		205		155		150		150	
Capacidad máxima	1200		450		400		200		150	

Para alcanzar estos 450 MMPCD (en Pisco), hacen falta inversiones por parte de TGP. Eso nos lleva a hablar de la Garantía por Red Principal (GRP) y del tipo de contratos. Para permitir la realización del proyecto de transporte de GN y considerando que no existía un consumo inicial suficiente para justificar la inversión, el gobierno peruano ideó un sistema de Ingreso Garantizado (IG) para el inversionista mediante la GRP, que conceptualmente equivale a la diferencia entre la capacidad contractual del ducto y la capacidad contratada por el costo de transporte.

Al inicio, y para no obligar a los clientes a contratar en firme y aumentar el costo del gas para ellos, la GRP calculó el ingreso garantizado menos los ingresos reales de la actividad de transporte. A medida que el volumen transportado se acerca a la capacidad del ducto, los clientes tendrán que contratar más en firme, y TGP deberá hacer las extensiones necesarias sobre la base de esta capacidad contratada en firme. Eso significa que no habrá mucha capacidad interrumpible en el gasoducto, por lo que no hacemos la diferencia y suponemos que toda la capacidad necesaria se deberá contratar en firme.

Evaluación de los escenarios de máxima y mínima dependencia de generación eléctrica

Se han analizado dos escenarios factibles de ser desarrollados con la finalidad de evaluar el efecto de la implementación de las alternativas propuestas por el equipo consultor, para reducir el riesgo de interrupción de suministro eléctrico por falla del gasoducto de Camisea y dimensionar los requerimientos de almacenamiento de gas para la reducción del déficit de energía, ante fallas en el gasoducto, teniendo en cuenta la diversidad de escenarios de expansión del sistema de generación que se pueden plantear:

- Un escenario de Desarrollo Termoeléctrico de máxima utilización de los recursos de gas de Camisea. Este escenario contempla la instalación de plantas de generación localizadas en las inmediaciones de Chilca (como se plantea en el escenario 1 del OSINERGMIN y en los distintos planes de desarrollo de la generación elaborados por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) y el Plan Referencial del Ministerio de Energía y Minas (MEM); contemplándose además la operación de las plantas de Calana y Mollendo (Mollendo II) en sus

emplazamientos actuales con gas natural licuado (GNL), así como las plantas en construcción con mayor probabilidad de implementación hasta el año 2010, como la ampliación de la CH Machu Picchu y la CH Platanal.

- Un escenario de Desarrollo Hidrotérmico que contempla la implementación de las alternativas que propone este equipo consultor para reducir el impacto de la falla del gasoducto en el sistema eléctrico. Este escenario contempla hasta el año 2011 el mismo plan de expansión que el escenario de Desarrollo Termoeléctrico con la puesta en operación de las plantas en construcción y aquellas previstas con mayor probabilidad de implementación. A partir del año 2011 se contempla la entrada en operación de plantas eólicas, termoeléctricas e hidroeléctricas distribuidas en el sistema eléctrico. En este escenario se considera lo siguiente:

  - Instalación de plantas eléctricas alimentadas por gas natural proveniente de otros yacimientos: central termoeléctrica (TG) con gas del Norte (BPZ), ampliación de la central de Termoselva (Aguaytía). También se considera la operación de la central termoeléctrica de Pucallpa (grupos diesel Wartsila) con gas natural de Aguaytía.

  - Participación de energías alternativas renovables en la generación eléctrica del país: plantas eólicas en Marcona y Piura.

  - Construcción de plantas de generación eléctrica en las cercanías del yacimiento de Camisea: central termoeléctrica de Ayacucho (2TG y 1 TV para completar una planta de ciclo combinado).

  - Adecuación de plantas termoeléctricas en el sur del país para consumo de gas natural: plantas de Calana y Mollendo II con gas natural licuado.

El Plan de equipamiento contemplado en los escenarios mencionados, presenta también sub-escenarios que muestran la oferta remanente que operaría cuando ocurran fallas en los tramos 1, 2 y 3 y en el tramo 4 del gasoducto:

En el primer caso, dejarían de operar las plantas a gas natural localizadas en Lima (Santa Rosa y Ventanilla) y Chilca (CCTT de ENERSUR – SUEZ ENERGY, GLOBELEC y futuras plantas contempladas en los planes de expansión de generación), mientras que en el segundo caso dejarían de operar solo las plantas de Lima. Se presenta un tercer sub-escenario en que las plantas a gas natural serían adaptadas para operar también con combustibles alternativos (diesel 2).

Como criterio de evaluación de los escenarios, se considera el consumo de gas natural y las necesidades de almacenamiento para asegurar la operación de las plantas (por 1/2, 1 y 3 días).

Asimismo, como criterio complementario se considera el costo que ocasionaría el fallo del gasoducto en el sistema eléctrico, determinado a partir de la diferencia de costos marginales que se producirían como consecuencia de la falla, versus los costos marginales en condición de operación normal.

La Ley No. 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, establece en su duodécima disposición complementaria final lo siguiente:

«En el caso de interrupción total o parcial del suministro de gas natural a centrales de generación eléctrica, debido a problemas en la inyección o a fallas en el sistema de transporte de la Red Principal definidas en la Ley No. 27133, los costos marginales de corto plazo serán iguales a los registrados en el mismo día de la semana previa a la interrupción del suministro de gas, más un adicional que cubra los costos adicionales de combustibles en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los referidos costos marginales de corto plazo de la semana previa a la interrupción. El referido adicional será calculado restándoles a los costos adicionales de combustibles las compensaciones que les corresponda asumir a los productores o transportistas del gas natural según sea el caso».

En algunos de los casos de falla del gasoducto, principalmente la falla en los tramos 1, 2 y 3, el sistema sería deficitario, ya que no operarían las plantas localizadas en Lima y Chilca, donde se concentra la generación en base a Gas Natural de Camisea, por lo que el costo de desabastecimiento sería equivalente al costo de racionamiento afectando a la economía en general.

Los escenarios planteados han sido simulados con el programa Perseo, determinándose lo siguiente:

- El consumo de gas natural.
- Los requerimientos de almacenamiento de gas ante fallas del gasoducto para asegurar la operación de las plantas por medio día, un día y tres días.
- Los costos marginales promedio resultantes en periodo de avenida, estiaje y anual, en punta y fuera de punta.
- Los costos marginales en los casos de falla.
- El incremento de costos para el sistema eléctrico, para duraciones de falla del gasoducto durante 3 días, 10 días y 30 días.
- Los costos marginales promedio en avenida, estiaje y anuales, en punta y fuera de punta, cuando las plantas a gas natural de Camisea operan con combustible Diesel 2 por falla en el gasoducto.
- La diferencia de costos en el sistema eléctrico cuando las plantas a gas natural de Camisea operan con combustible Diesel 2 por falla en el gasoducto.
- La diferencia de costos al sistema eléctrico entre el escenario de Desarrollo Termoeléctrico y el escenario de Desarrollo Hidrotérmico.

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL SUMINISTRO DE GAS EN GENERACIÓN ELÉCTRICA.

El riesgo se define como un evento que puede suceder y que está presente en los distintos modelos de negocio. El riesgo en la medida en que pueda ser cuantificado de manera apropiada, también puede ser administrado eficientemente.

Para administrar de forma eficiente los riesgos, es importante conocer los procesos inherentes al modelo de negocio de las empresas. La gestión del riesgo implica tener un marco metodológico cuya aplicación genere los beneficios de administrar eficientemente el riesgo. Particularmente en relación al estudio de Análisis del Riesgo de la Indisponibilidad del Ducto de Camisea en el Sector Eléctrico, el estudio contempla la realización de análisis de múltiples alternativas tal como se describirá más adelante.

a) Modelo de Negocio

El modelo de Negocio de Operación del Ducto de Camisea, contempla que el GN obtenido en Camisea sea transportado hacia los centros de consumo (centrales de generación eléctrica) ubicadas en Chilca, Lima y Ventanilla, donde se emplea como materia prima para la generación de energía eléctrica.

Dado que el ducto atraviesa zonas geográficas que afectan las condiciones normales de operación, entonces existe el riesgo que por la ocurrencia de un evento impredecible el ducto se rompa y de esta manera impida el abastecimiento de gas afectando directamente a la generación de energía eléctrica. La consecuencia de este suceso implica que en el Sistema Interconectado Nacional, se tenga que abastecer la demanda de energía utilizando fuentes de generación con costos mayores a los del gas natural lo que genera incrementos en la tarifa a los usuarios finales o también el probable racionamiento debido a la falta de oferta para abastecer la demanda.

b) Escenarios de Estudio

Se han considerado los 2 escenarios de desarrollo de la generación eléctrica, descritos en el capítulo 7, los cuales han sido denominados Escenario de Desarrollo Termoeléctrico o de Máxima Dependencia de Gas y Escenario de Desarrollo Hidrotérmico Distribuido o Mínima

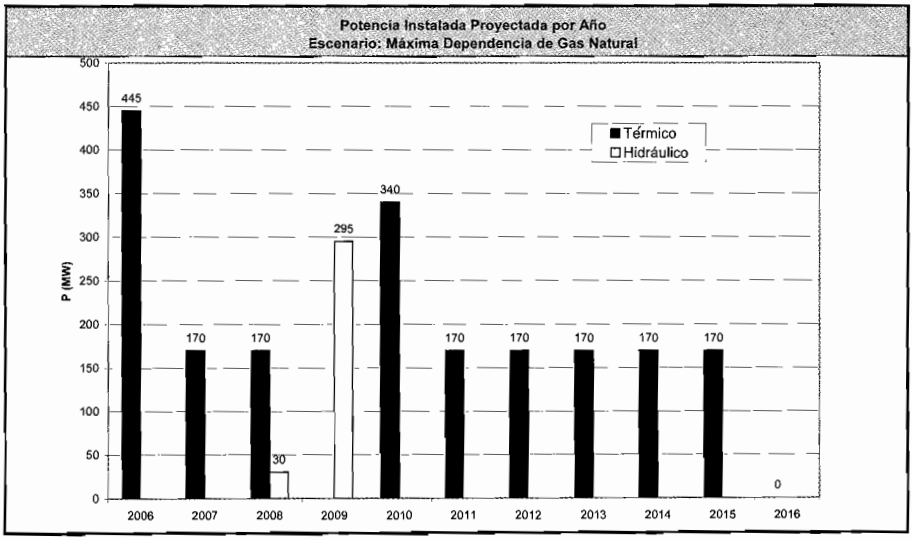
Dependencia de Gas y, dichos escenarios se diferencian por la tendencia que presentan cada uno de ellos en la evolución de la potencia instalada. En el caso de Mínima dependencia de gas se privilegia la incorporación de centrales hidráulicas y eólicas, mientras que en el otro escenario se privilegia el desarrollo de centrales con gas natural. Los escenarios en mención se describen a continuación.

Escenario de Máxima Dependencia de Gas

En este escenario se ha considerado realizar una cobertura de la demanda del SEIN sobre la base del desarrollo de una estrategia basada en la priorización de proyectos de construcción y ampliación de centrales térmicas instaladas en Chilca, utilizando como combustible Gas Natural y tecnologías de ciclo abierto y ciclo combinado.

A continuación se muestra la proyección de oferta y las centrales térmicas a desarrollarse.

Cuadro 3

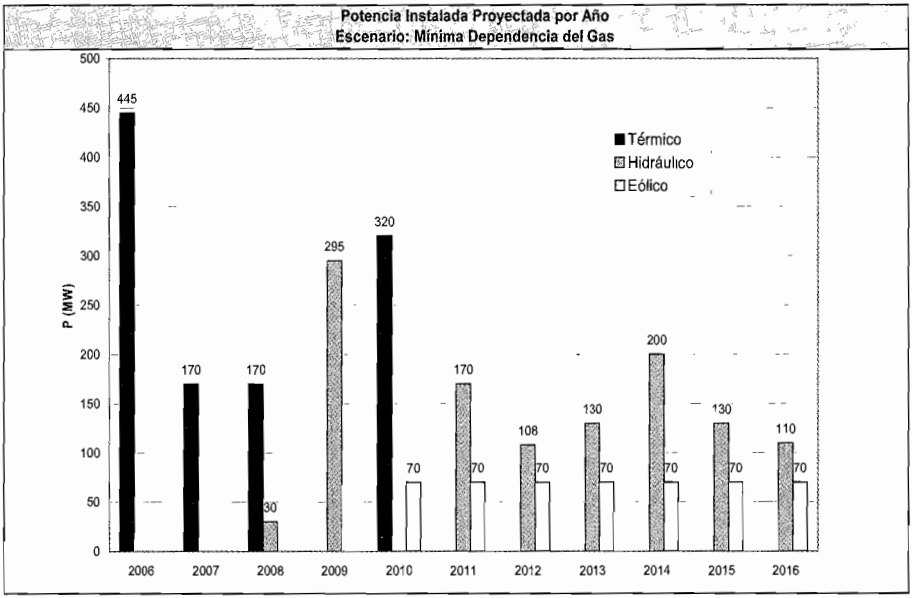


Escenario de Mínima Dependencia de Gas

En este escenario se ha considerado realizar una cobertura de la demanda del SEIN sobre la base del desarrollo de una estrategia basada en la priorización de proyectos de construcción y ampliación de centrales hidráulicas y generación eólica.

A continuación se muestra la proyección de oferta y las centrales de generación hidráulica y eólica a desarrollarse.

Cuadro 4



c) Análisis de riesgo de los escenarios considerados

Se ha efectuado el análisis de riesgo presente en los escenarios de máxima y mínima dependencia del gas. Si llegara a suceder un evento que interrumpa el gasoducto, dicho evento contempla la probable ocurrencia de los casos siguientes:

- Caso 1: Condiciones de operación normal en el SEIN.
- Caso 2: Falla en los tramos 1, 2 y 3 (Camisea, Ayacucho, Pisco y City Gate).
- Caso 3: Falla en el tramo 4 (City Gate y Lima).
- Caso 4: Condiciones de operación del sistema con plantas de generación eléctrica duales, consumiendo combustible diesel ante la falla de suministro de gas natural por falla del gasoducto.

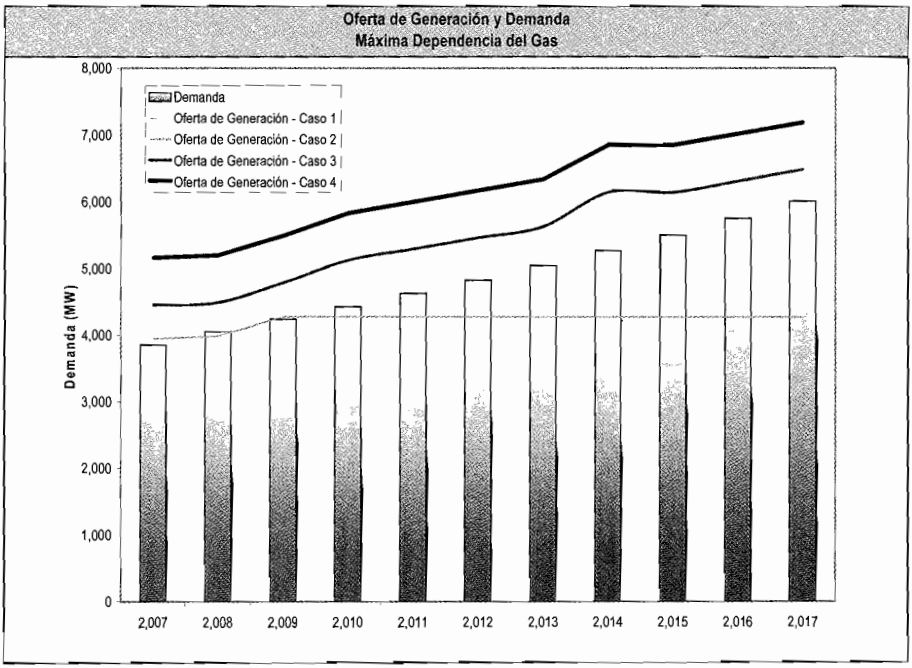
En los gráficos que se muestran a continuación, se aprecia el nivel de cobertura de la demanda del SEIN para cada uno de los casos. El aspecto

más crítico se presenta para el Caso 2, en el cual la oferta existente no alcanzaría para cubrir la demanda lo que implica que las unidades de generación afectadas tengan que operar con un combustible alterno (plantas duales).

Escenario de Máxima Dependencia de Gas

El gráfico que se muestra a continuación, presenta como característica importante que en caso de ocurrir una falla tipificada como Caso 2, entonces para evitar que la demanda supere la oferta existente, las centrales térmicas tendrían que pasar a operar como el Caso 4, es decir con combustible alternativo (diesel), para de esta forma realizar la cobertura de la demanda del SEIN.

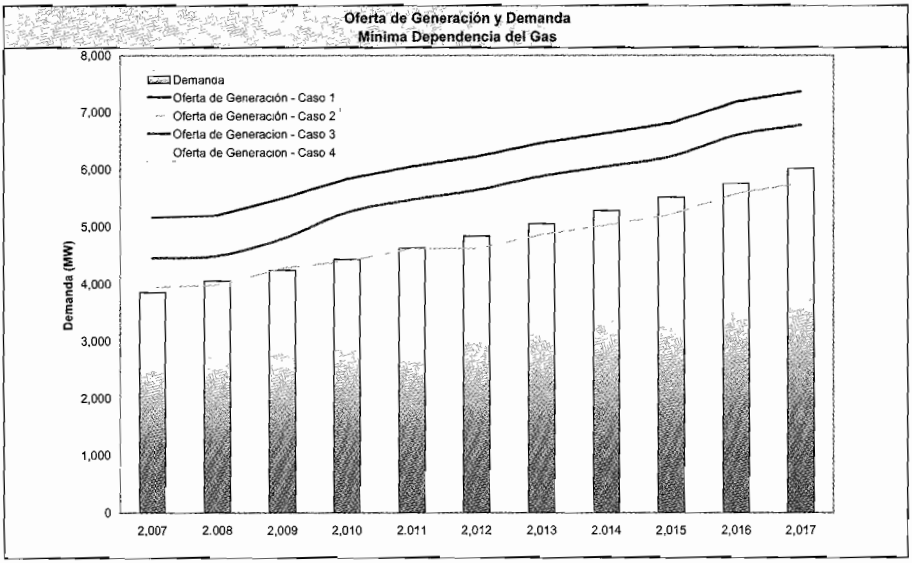
Cuadro 5



Escenario de Mínima Dependencia de Gas

En el gráfico que se muestra a continuación presenta como característica importante que en caso de ocurrir una falla tipificada como Caso 2, entonces prácticamente la demanda sería cubierta por la oferta existente mayoritariamente compuesta por centrales hidráulicas, reduciendo al máximo la dependencia de gas.

Cuadro 6



Consecuencias de la interrupción del Suministro de Gas en los Costos Marginales y Costos de Operación del SEIN.

Dependiendo de la ubicación de una falla en el ducto, las consecuencias asociadas a la misma significarán realizar una cobertura de la demanda utilizando plantas de generación con costos de operación mayores que los de gas natural, suministrado desde Camisea.

Para evaluar el impacto de la ocurrencia de una falla en el ducto y el comportamiento de los costos marginales de generación en el SEIN, se han considerado los incrementos en los costos marginales para las condiciones más desfavorables, es decir en época de estiaje.

Incremento de Costos Marginales

En los cuadros que se muestran a continuación presenta el incremento que sufrirían los costos marginales siempre y cuando exista una falla

en el ducto (para los escenarios de máxima o mínima dependencia de gas). En esta situación se utilizarán las plantas duales a fin de no efectuar el racionamiento respectivo.

Si bien es cierto que la normatividad indica que por la rotura del ducto no deberían incrementarse los costos marginales para efectos de facturación a los clientes de las empresas generadoras, en la práctica sí se presentarán sobrecostos para los generadores en sus transacciones del mercado spot.

Cuadro 7

Escenario Máxima Dependencia del Gas			
Año	Incremento Prom. CMg (USD/MWh)		
	Caso Base vs Falla Tramo 1,2 y 3	Caso Base vs Falla Tramo 4	Caso Base vs Operación de Plantas Duales
2007	230.53	111.46	113.42
2008	245.70	115.73	110.24
2009	245.78	106.63	91.68
2010	253.56	62.84	69.42
2011	264.27	60.35	68.01
2012	265.19	59.64	66.85
2013	262.89	59.57	65.37
2014	265.35	66.40	66.61
2015	264.44	62.61	65.95
2016	267.20	56.14	68.45
2017	266.45	55.82	67.93

Cuadro 8

Escenario Mínima Dependencia del Gas			
Año	Incremento Prom. CMg (USD/MWh)		
	Caso Base vs Falla Tramo 1,2 y 3	Caso Base vs Falla Tramo 4	Caso Base vs Operación de Plantas Duales
2007	230.40	111.39	113.41
2008	245.51	115.64	110.24
2009	245.44	106.05	91.58
2010	252.92	62.44	69.90
2011	258.79	55.64	65.83
2012	267.36	57.77	70.32
2013	266.41	60.99	67.58
2014	264.12	75.35	65.57
2015	260.41	87.31	63.19
2016	261.80	80.86	63.80
2017	259.00	88.91	62.85

Incremento de Costos de Operación del SEIN

También se ha calculado el impacto del incremento de los costos marginales en los costos de operación del SEIN, para probables fallas cuya duración se encuentre comprendida en 0.5, 1 y 3 días.

Los resultados que se muestran han sido calculados teniendo en cuenta las proyecciones anuales de energía y seleccionando de manera representativa los meses con mayor consumo de energía.

Cuadro 9

Escenario Máxima Dependencia del Gas			
Operación de plantas duales			
	Incremento Prom. Costo de Operación (Miles USD)		
Año	Duración de la Falla = 0.5 días	Duración de la Falla = 1 días	Duración de la Falla = 3 días
2007	4,776	9,552	28,657
2008	4,897	9,794	29,381
2009	4,254	8,509	25,526
2010	3,365	6,729	20,188
2011	3,443	6,887	20,660
2012	3,535	7,070	21,211
2013	3,611	7,222	21,666
2014	3,843	7,686	23,058
2015	3,974	7,949	23,846
2016	4,309	8,617	25,851
2017	4,466	8,932	26,797

Los resultados del incremento de costos de operación para el escenario de mínima dependencia del gas, se muestran a continuación:

Cuadro 10

Escenario Mínima Dependencia del Gas			
Operación de plantas duales			
	Incremento Prom. Costo de Operación (Miles USD)		
Año	Duración de la Falla = 0.5 días	Duración de la Falla = 1 días	Duración de la Falla = 3 días
2007	4,776	9,552	28,655
2008	4,897	9,794	29,381
2009	4,250	8,500	25,501
2010	3,388	6,776	20,328
2011	3,333	6,666	19,998
2012	3,719	7,437	22,311
2013	3,733	7,465	22,396
2014	3,783	7,566	22,699
2015	3,808	7,616	22,848
2016	4,016	8,032	24,096
2017	4,132	8,264	24,793

Variación de la Matriz Energética de Generación de Energía Eléctrica

La selección de cualquiera de los escenarios planteados presenta resultados distintos respecto al comportamiento de la matriz energética para generación eléctrica. Desarrollar una de las alternativas implicará una evaluación minuciosa de parte del Estado peruano y que necesariamente se contemplarán los aspectos siguientes:

- Desarrollo de los proyectos hidráulicos o eólicos.
- Impulsar el aprovechamiento del gas de Camisea y la creación del mercado de consumidores que posibilite su máximo aprovechamiento por parte de la generación eléctrica, aplicaciones industriales, consumo residencial y consumo vehicular.
- Ahorro de divisas por dejar de importar combustibles para generación térmica y sustitución en el consumo de combustibles para transporte, industrias, etc.

La matriz energética que podría resultar en los escenarios descritos se muestra a continuación.

Cuadro 11

Matriz Energética						
Año	Máxima Dependencia del Gas			Mínima Dependencia del Gas		
	Oferta Térmica	Oferta Hidráulica	Oferta Total (MW)	Oferta Térmica	Oferta Hidráulica	Oferta Total (MW)
2000	45%	55%	4,108	45%	55%	4,108
2001	44%	56%	4,621	44%	56%	4,621
2002	44%	56%	5,066	44%	56%	5,066
2003	44%	56%	4,979	44%	56%	4,979
2004	39%	61%	4,334	39%	61%	4,334
2005	42%	58%	4,811	42%	58%	4,811
2006	42%	58%	4,811	42%	58%	4,811
2007	46%	54%	5,165	46%	54%	5,165
2008	46%	54%	5,203	46%	54%	5,203
2009	43%	57%	5,498	43%	57%	5,498
2010	46%	54%	5,836	46%	54%	5,976
2011	48%	52%	6,006	47%	53%	6,126
2012	49%	51%	6,176	49%	51%	6,296
2013	51%	49%	6,346	50%	50%	6,466
2014	54%	46%	6,856	49%	51%	6,636
2015	54%	46%	6,856	48%	52%	6,744
2016	55%	45%	7,026	49%	51%	6,974
2017	57%	43%	7,196	48%	52%	7,084

Dado que se han introducido importantes reformas en el sector de hidrocarburos para promocionar el desarrollo del mercado del gas de Camisea, la alternativa más coherente estaría orientada a impulsar el desarrollo del escenario de máxima dependencia del gas, el mismo que debería ir acompañado de planes de acción que permitan desarrollar el mercado.

EVALUACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE DEMANDA TOTAL DE GAS Y PROPUESTA DEL CONSULTOR

Cuadro 12

Proyecciones para residencial, comercial industrial y GNV					
Proyecciones Nov. 06 (corr.)					
vol. En MMPCD					
Año	Residencial Comercial	GNV	Industria Lima	Industria Ruta	TOTAL
	Pequeña Industria Cálidda	May-06	May-06	May-06	
2007	39.54	1.90	30.00	64.00	135.44
2008	43.44	3.80	33.00	66.00	146.24
2009	39.32	5.70	33.00	69.00	147.02
2010	41.44	7.70	3.00	76.00	128.14
2011	42.96	9.80	35.00	79.00	166.76
2012	44.26	11.90	35.00	81.00	172.16
2013	45.26	14.10	36.00	84.00	179.36
2014	46.42	16.30	37.00	86.00	185.72
2015	47.55	18.70	37.00	89.00	192.25
2016	48.70	21.10	38.00	91.00	198.80
2017	49.82	23.50	39.00	93.00	205.32

Demanda de gas para generación eléctrica.

Escenario de máximo consumo.

Se resume en los cuadros siguientes, las necesidades de gas natural resultado de la simulación del escenario de máxima utilización de los recursos de gas de Camisea, que detallamos en el Cap. 5 y llamamos: «Desarrollo termoeléctrico gas natural en Chilca» (por razones de

coherencia, las unidades son ahora MMPC, la que equivale a Miles MMBTU).

Cuadro 13

Consumo de gas natural para la generación eléctrica Escenario de máximo consumo (Desarrollo termoeléctrico gas natural en Chilca) MMPC/AÑO						
Ubicación	**2007**	**2009**	**2011**	**2013**	**2015**	**2017**
Aguaytia	15,917.2	14,508.3	13,312.3	16,753.9	15,975.8	15,177.6
Chilca	26,351.7	33,714.0	43,151.8	58,377.0	79,964.9	105,671.8
Lima	26,521.7	29,876.7	26,467.4	28,556.7	29,056.9	28,720.7
Norte	7,794.1	8,690.9	4,935.0	7,687.0	8,738.5	7,728.5
GNL		346.2	25.1	56.7	74.9	95.8
Camisea	52,873.4	63,936.9	69,644.3	86,990.4	109,096.7	134,488.3

Al respecto se puede observar que el Consumo de Gas Natural proveniente del yacimiento de Camisea se incrementa sensiblemente, sobre todo para alimentar las plantas previstas a ubicarse en la localidad de Chilca, con lo cual se incrementa también el riesgo para el sector eléctrico por interrupción del gasoducto de Camisea a Lima.

La interrupción del gasoducto de Camisea a Lima en los tramos de Camisea a Ayacucho (tramo 1: 211 Km. iniciales), Ayacucho a Pisco (tramo 2), y de Pisco y el City Gate en Chilca (tramo 3), afectaría tanto a las plantas ubicadas en Lima (CCTT Ventanilla y Santa Rosa) como a las plantas que se ubicarán en Chilca.

Para asegurar la operación de las plantas termoeléctricas a gas natural localizadas en Lima y Chilca, se requeriría contar con almacenaje de gas natural licuado en volúmenes suficientes que permitan continuar con su operación.

En el siguiente cuadro se muestra un estimado de los volúmenes de almacenamiento de gas licuado requerido para asegurar la operación de las plantas termoeléctricas de Lima y Chilca. Se consideran volúmenes para duraciones de interrupción de 1, 3, 10 y 30 días.

Cuadro 14

Requerimientos de almaceamiento de GNL para generación Escenario de máximo consumo (Desarrollo termoeléctrico gas natural en Chilca) Fallas en el gasoducto de Camisea a Chilca MMPC						
Días Alm.	**2007**	**2009**	**2011**	**2013**	**2015**	**2017**
1	166.1	192.1	219.3	269.7	329.4	397.8
3	498.3	576.3	657.9	809.1	988.2	1,193.40
10	1,661.00	1,921.00	2,193.00	2,697.00	3,294.00	3,978.00
30	4,983.00	5,763.00	6,579.00	8,091.00	9,882.00	11,934.00

La interrupción de la Red de Distribución de Gas de Alta Presión, desde el City Gate en Chilca a Lima (tramo 4 del gasoducto) sólo afectaría a las plantas eléctricas de Santa Rosa y Ventanilla, requiriéndose almacenar menores volúmenes de gas natural licuado para asegurar la operación de las plantas para duraciones de interrupción de 1, 3, 10 y 30 días, y que se muestran en el siguiente cuadro.

Cuadro 15

Requerimientos de almacenamiento de GNL para generación Escenario máximo de consumo (Desarrollo termoeléctrico gas natural en Chilca) Fallas en la red de distribución de alta presión de Chilca a Lima MMPC						
Días Alm.	**2007**	**2009**	**2011**	**2013**	**2015**	**2017**
1	78.5	90	80.7	81.3	81.3	79.8
3	235.5	270	242.1	243.9	243.9	239.4
10	785	900	807	813	813	798
30	2,355.00	2,700.00	2,421.00	2,439.00	2,439.00	2,394.00

Los volúmenes de gas necesarios para cubrir la demanda por más de 10 días resultan elevados, por lo que no es económico recomendar la opción de almacenamiento. En consecuencia, el estudio se centrará en el análisis de las alternativas de almacenamiento de gas para cubrir las necesidades de generación durante un periodo máximo de 10 días.

Escenario de diversificación de fuentes de generación eléctrica

En el cuadro siguiente se detalla el consumo de gas natural resultante de la simulación de un escenario que contempla el desarrollo de un

parque de generación, con mayor presencia de hidroeléctricas, de Centrales de Energía Renovable y una mayor utilización del gas procedente de otros pozos.

El consumo de gas en las plantas de Lima y Ventanilla se mantendría en un nivel muy similar, reduciéndose el consumo de las plantas de Chilca a partir del 2011, al no instalarse todas las plantas previstas en el escenario de máxima dependencia analizado anteriormente, tal como se puede observar en el cuadro siguiente:

Cuadro 16

Consumo de gas natural para la generación eléctrica
Escenario de reducción de consumo
(Desarrollo hidrotérmico distribuido)
MMPC/AÑO

Ubicación	2007	2009	2011	2013	2015	2017
Aguaytia	15,914.30	14,510.40	13,572.80	12,018.90	13,167.80	14,504.20
Ayacucho	0	0	0	1,876.20	4,941.90	12,584.20
Chilca	26,378.40	33,722.50	33,428.60	53,860.50	55,114.70	56,395.90
Lima	26,521.70	29,873.50	28,779.50	29,001.90	30,360.40	30,533.20
Norte	7,794.60	8,692.80	13,981.70	12,321.50	15,597.90	17,911.00
GNL	0	351.7	25.1	34.6	155.8	229.9
Camisea	52,900.10	63,947.70	62,233.20	82,897.00	85,630.90	87,159.00

Los requerimientos de almacenamiento de gas natural para las plantas de Lima y Chilca, ante fallas de los tramos 1 y 2 y 3, se reducen a partir del año 2011, hasta casi 60% de lo requerido en el escenario de máxima dependencia al final del periodo de análisis para el tramo Ayacucho Chilca, como se puede observar en el siguiente cuadro:

Cuadro 17

Requerimientos de almacenamiento de GNL para generación
Escenario de reducción de consumo
(Desarrollo Hidrotérmico distribuido)
Fallas en el gasoducto de Camisea a Ayacucho
MMPC/AÑO

Días Alm.	2007	2009	2011	2013	2015	2017
1	166.1	192.1	191.1	251.4	271.9	305.3
3	498.3	576.3	573.3	754.2	815.7	915.9
10	1,661.00	1,921.00	1,911.00	2,514.00	2,719.00	3,053.00
30	4,983.00	5,763.00	5,733.00	7,542.00	8,157.00	9,159.00

Cuadro 18

Requerimientos de almacenamiento de GNL para generación Escenario de reducción de consumo (Desarrollo hidrotérmico distribuido) Fallas en el gasoducto de Ayacucho a Chilca MMPC/AÑO						
Días Alm.	**2007**	**2009**	**2011**	**2013**	**2015**	**2017**
1	166.1	192.1	191.1	243	249.7	250.8
3	498.3	576.3	573.3	729	749.1	752.4
10	1,661.00	1,921.00	1,911.00	2,430.00	2,497.00	2,508.00
30	4,983.00	5,763.00	5,733.00	7,290.00	7,491.00	7,524.00

Por otro lado, los requerimientos de almacenamiento de GN ante fallas en el tramo 4 del gasoducto, se mantienen muy similares, ya que no se consideran ampliaciones de la capacidad de las plantas instaladas en Lima y Ventanilla.

Cuadro 19

Requerimientos de almacenamiento de GNL para generación Escenario de reducción de consumo (Desarrollo hidrotérmico distribuido) Fallas en la red de distribución de alta presión de Chilca a Lima MMPC/AÑO						
Días Alm.	**2007**	**2009**	**2011**	**2013**	**2015**	**2017**
1	78.5	90	80.6	80.9	87.3	88.2
3	235.5	270	241.8	242.7	261.9	264.6
10	785	900	806	809	873	882
30	2,355.00	2,700.00	2,418.00	2,427.00	2,619.00	2,646.00

Conclusión de las demandas.

A efectos de establecer las necesidades de gas que el ducto de Camisea debe suministrar hasta el año 2017, se han establecido dos escenarios, el de máxima demanda y el de mínima, que se reflejan en los cuadros siguientes y en los que partiendo de una demanda igual para el sector residencial e industrial de Lima se incorporan dos escenarios distintos de máximos y mínimos en generación eléctrica y una cantidad de gas demandada por las plantas de GNL que deberán suministrar las zonas sin gasoducto en los alrededores de Lima. En este momento hay una empresa que ya ha anunciado la primera inversión, por lo que, el equipo consultor considera que al menos se instalarán 3 plantas en los próximos

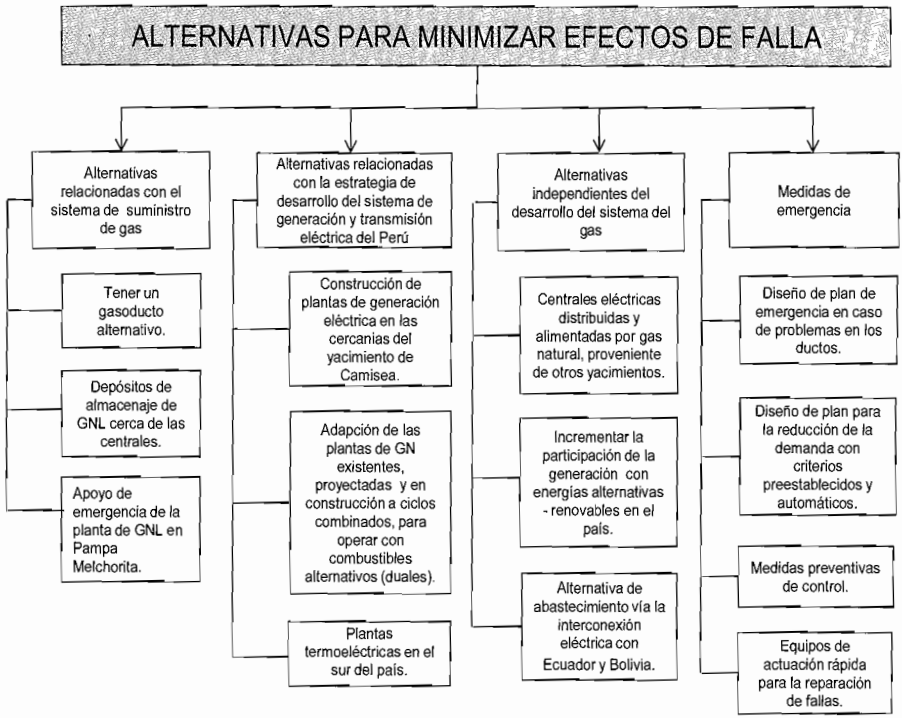
años, derivado de esta situación se han incorporado las demandas de gas asociados a este nuevo mercado.

Cuadro 20

Escenario de máxima dependencia (Desarrollo termoeléctrico gas natural en Chilca) Vol. En MMPCD					
Año	Industrial y domésticos	Demanda Generación		Demanda de GNL	TOTAL
		Lima	Ruta		
	Nov. 06 (corr)	Escenario 1			
2007	135.44	78.50	87.60		301.54
2008	146.24	84.25	94.85	25.00	350.34
2009	147.02	90.00	102.10	25.00	364.12
2010	128.14	85.35	120.35	50.00	383.84
2011	166.76	80.70	138.60	50.00	436.06
2012	172.16	81.00	163.50	75.00	491.66
2013	179.36	81.30	188.40	75.00	524.06
2014	185.72	81.30	218.25	75.00	560.27
2015	192.25	81.30	248.10	75.00	596.65
2016	198.80	80.55	283.05	75.00	637.40
2017	205.32	79.80	318.00	75.00	678.12

Cuadro 21

Escenario de mínima dependencia (Desarrollo hidrotérmico distribuido) Vol. En MMPCD					
Año	Industrial y domésticos	Demanda Generación		Demanda de GNL	TOTAL
		Lima	Ruta		
	Nov. 06 (corr)	Escenario 2			
2007	135.44	78.50	87.60		301.54
2008	146.24	84.25	94.85	25.00	350.34
2009	147.02	90.00	102.10	25.00	364.12
2010	128.14	85.30	106.30	50.00	369.74
2011	166.76	80.60	110.50	50.00	407.86
2012	172.16	80.75	136.30	75.00	464.21
2013	179.36	80.90	162.10	75.00	497.36
2014	185.72	84.10	162.25	75.00	507.07
2015	192.25	87.30	162.40	75.00	516.95
2016	198.80	87.75	162.50	75.00	524.05
2017	205.32	88.20	162.60	75.00	531.12



Alternativas relacionadas con el sistema de suministro de gas natural

Tener un gasoducto alternativo

Se plantea que el gasoducto PLNG desde Camisea a Pampa Melchorita, destinado exclusivamente a la planta de PLNG para la licuefacción de gas de Camisea y su exportación, pueda servir de backup si se presentara un problema en el gasoducto de TGP. Este gasoducto entraría teóricamente en servicio a partir del año 2011.

Como se ha señalado, los yacimientos de Camisea generan un gas que contiene líquidos que deben extraerse para tener un «gas seco» (GN). Solamente el gas seco se puede transportar por gasoductos. Los líquidos (GNL) deben enviarse por poliductos u oleoductos. Los dos sistemas tienen tecnologías y métodos de operación diferentes y bien particulares a cada uno.

En consecuencia, no se puede transportar gas durante mucho tiempo si no se transportan los líquidos, ya que no hay almacenamiento de líquidos

posible en Malvinas en volumen significativo. Y eso es válido para el gas del lote 56 también, el que será transportado por el gasoducto de PLNG.

Este gas empezará a extraerse en 2007 y la parte gas seco deberá ser reinyectada en los reservorios, ya que su consumo para la licuefacción no empezará antes del año 2011. Eso significa que habrá todavía más gas disponible en condiciones de transporte sólo para su uso en caso de interrupción del ducto de GNL.

Si bien la existencia de un segundo gasoducto no significa una redundancia total del transporte de gas, el proyecto PLNG y la explotación adelantada del lote 56 aportarán una mejora significativa a la fiabilidad del abastecimiento de gas hacia la costa.

Las condiciones para que este segundo gasoducto pueda servir efectivamente de backup al primero se describen y discuten a continuación.

En primer lugar, hace falta que este segundo gasoducto sea realmente independiente y no pueda sufrir un incidente común. Por eso, debe recorrer una ruta que sea diferente a la del gasoducto de TGP para evitar que un incidente en éste, cree otro en el nuevo.

Se sabe que se está planteando utilizar los primeros 211 Km. en la Selva del gasoducto de TGP, que fueron construidos en 32" para poder pasar el caudal suficiente para TGP y PLNG.

Ambas opciones tienen su pro y su contra.

Aunque parezca contradictorio, utilizar el gasoducto actual en sus primeros 211 kilómetros no es una mala solución si consideramos que:

- Este gasoducto es de resistencia muy grande (por ejemplo, su inercia es 20 veces mayor que la del ducto de 14") y no sufrió problema alguno todavía. Además, se sabe que su instalación va mejorando con el tiempo.
- En 2012 (según los escenarios presentados) se debería aumentar la capacidad del ducto de TGP por encima de los 450 MMPCD, lo que se puede hacer con la construcción de loops y/o compresión complementaria, es decir, con inversión marginal. No parece posible ni razonable que se haga la inversión de un nuevo gasoducto para un aumento marginal, y que la única solución sea incrementar la capacidad del ducto actual, que podría llegar a más de 700 MMPCD.

- No obstante, en ese momento, se deberá aumentar la capacidad de los primeros 211 Km., para cuyo efecto se deberá hacer un segundo gasoducto en esta parte. Pero, para ese momento se puede esperar que sea más fácil desde el punto de vista ambiental, y se pueda articular con el inicio del tercer gasoducto hacía el sur, lo que también daría impulso a este proyecto.

Por otro lado, la solución de hacer directamente un segundo gasoducto en estos primeros 211 Km. permite independizar los gasoductos inmediatamente y lograr que el gasoducto actual tenga la reserva necesaria para cubrir las necesidades de Lima y del sur, lo que permitiría iniciar un gasoducto hacia el sur sin extensión en la selva.

Esta solución tiene obstáculos como la dificultad de hacer un nuevo gasoducto en poco tiempo en una zona tan sensible - y con la oposición de las ONG's -, y el de la importante inversión requerida para esta parte del gasoducto, del orden de 400 MMus$.

En segundo lugar, para minimizar la restricción del caudal en caso de interrupción de un gasoducto, se deben tener puntos de interconexión, vía tramos independientes con doble válvula.

Parece razonable prever puntos de conexión a la salida de la selva (Km. 211), a mitad del recorrido de la sierra, y a la salida de esta zona (o directamente a la entrada de la planta de PLNG) y finalmente a la entrada de las centrales. En éstas, se debería tener una conexión independiente a cada gasoducto, con un sistema de medición para cada uno.

Finalmente, se deben establecer los procedimientos necesarios, tanto técnicos como administrativos y financieros, con criterios de decisión bien establecidos y reglas de arbitraje en caso de no acuerdo, para no perder tiempo en situaciones de emergencia.

Estos procedimientos deben ser preparados en común por los operadores, sobre la base de criterios establecidos y aprobados por el OSINERGMIN, los cuales definirán en qué medida el consumo de gas tiene prioridad sobre la licuación.

Cabe resaltar que, en 2012, el gasoducto PLNG podrá transportar una cantidad de gas del orden de 700 MMPCD, y que las centrales eléctricas y los consumidores domésticos necesitarán una cantidad del orden de 250 MMPCD, es decir, en caso de interrupción del gasoducto de TGP (fuera de la parte común) y uso del de PLNG para este consumo, quedan

todavía 450 MMPCD para PLNG, que representan 2/3 de la capacidad de la planta.

Depósitos de almacenaje de GNL cerca de las centrales

Para tener una primera idea de lo que significaría tener una reserva de GNL, se presenta a continuación una evaluación del volumen necesario para compensar la interrupción de suministro de gas.

Hace falta notar que en condiciones normales actuales de funcionamiento, el line pack útil máximo (ya sea si el gasoducto se rompe en cabecera) sería del orden de 12 MMm o 420 MMPC, lo que daría solamente un poco más de un día, con el consumo de hoy.

Cuadro 22

Requeremientos de Gas en MMPC/D
Escenario 1

Consumidor	2007	2012	2017	
Ininterrumpibles	**40**	**44**	**50**	
GNV	**2**	**12**	**19**	
Industriales (más de 2 días)	2	2	3	
Industriales (1 a 2 días)	32	40	46	(1)
Industriales (menos de 1 días)	60	74	83	
Subtotal industriales	**94**	**116**	**132**	
Generación Lima	79	81	80	
Generación Chilca	88	164	318	
Subtotal generación	**166**	**245**	**398**	
Total Lima	151	172	188	
Total ruta	152	245	411	
Total	**302**	**417**	**599**	

(1) Estimaciones

Se tomaron algunos casos para calcular el volumen de gas licuado a mantener en stand-by.

Caso 1

Si estimamos 10 días de reserva de gas para todos en el año 2007, el volumen necesario de almacenamiento será de 135,345 m^3 de GNL, cifra superior al volumen previsto en un tanque de la planta de PLNG de Pampa Melchorita, que tendrá dos tanques de 130,000 m^3 cada uno.

Cuadro 23

GNL a mantener en stand-by Caso 1	2007	Escenario 1	
Consumidor	Nr de dias	MMPCD	m^3 GNL
Ininterrumpibles	10.0	**400**	**18 000**
GNV	10.0	**20**	**900**
Industriales (más de 2 días)	10.0	20	900
Industriales (1 a 2 días)	10.0	320	14 400
Industriales (menos de 1 días)	10.0	600	27 000
Subtotal industriales		**940**	**42 300**
Generación Lima	10.0	785	35 325
Generación Chilca	10.0	876	39 420
Subtotal generación		**1 661**	**74 745**
Total		**3 021**	**135 945**

Antes de hacer los cálculos de costo y optimización, se pueden sacar las primeras conclusiones de este análisis.

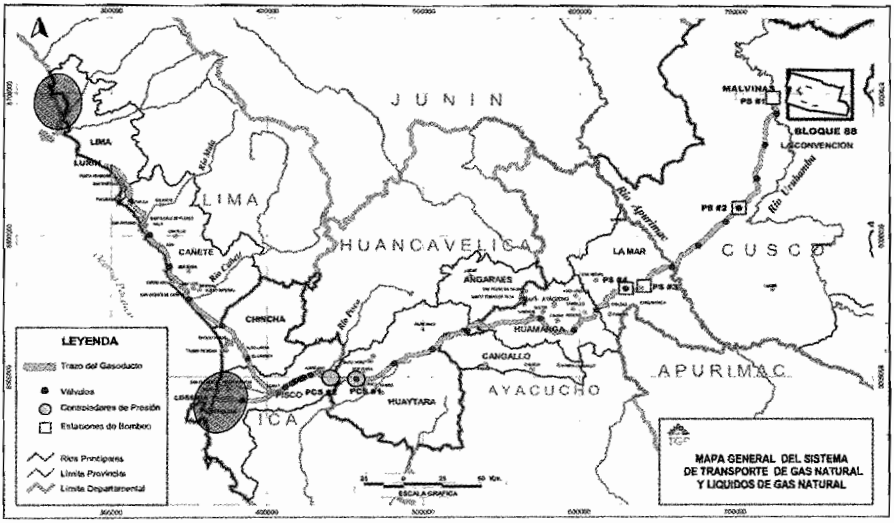
Primero, no parece razonable situar todo el almacenaje en un solo lugar, ya que eso dimensiona (además del tanque, obviamente) la parte crítica, es decir la gasificación.

Segundo, parece indispensable que las nuevas centrales puedan usar combustibles alternativos y que se prevean tanques para almacenar los volúmenes mínimo 1 día de fuel oil, y poder mantener la central en funcionamiento hasta tanto se pueda reabastecer este depósito.

Tercero, se deben buscar todas las sinergias posibles con los proyectos previstos de producción, almacenaje y uso de gas licuado (para las centrales del sur por ejemplo) y promover al máximo, el uso de gas licuado, que sea como gasoducto virtual o en el transporte de carga a grandes distancias, vista la evolución de las tecnologías en este sector.

Para los casos siguientes, se darán los volúmenes necesarios con 2 puntos de almacenaje: Lima (en la zona de distribución) y Pisco.

Figura 24



Caso 3

Se estimaron 10 días para los ininterrumpibles de Lima, de 3 a medio día para la industria y para las centrales de Lima, que ya, tienen combustible alternativo. Eso requiere del orden de 20,000 m^3 de GNL. Si consideramos colocar una reserva de mismo tamaño en Pisco, podemos ofrecer una reserva de casi 5 días a las centrales de la costa.

Cuadro 25

GNL a mantener en stand-by Caso 3	2007	Escenario 1	
Consumidor	Nr de dias	MMPCD	m^3 GNL
Ininterrumpibles	10.0	**400**	**18 000**
GNV	0.0	**0**	**0**
Industriales (más de 2 días)	3.0	6	270
Industriales (1 a 2 días)	1.0	32	1 440
Industriales (menos de 1 días)	0.5	30	1 350
Subtotal industriales		**68**	**3 060**
Generación Lima	0.5	39	1 766
Generación Chilca	5.0	438	19 710
Subtotal generación		**477**	**21 476**
Total Lima		461	20 743
Total ruta		484	21 793
Total		**945**	**42 536**

Si calculamos el volumen para el 2012, año en el cual tendríamos ya un gasoducto alternativo, encontramos que con los mismos tanques casi no cambia la situación para Lima, pero que no quedaría más que 2.5 días para las centrales de la costa.

Cuadro 26

GNL a mantener en stand-by Caso 3	2012	Escenario 1	
Consumidor	Nr de dias	MMPCD	m^3 GNL
Ininterrumpibles	10.0	**440**	**19 800**
GNV	0.0	**0**	**0**
Industriales (más de 2 días)	3.0	6	270
Industriales (1 a 2 días)	1.0	40	1 800
Industriales (menos de 1 días)	1.5	111	4 995
Subtotal industriales		**157**	**7 065**
Generación Lima	0.5	40	1 816
Generación Chilca	2.5	410	18 450
Subtotal generación		**450**	**20 266**
Total Lima		528	23 747
Total ruta		520	23 383
Total		**1 047**	**47 131**

Si hacemos el mismo cálculo para el 2012, con 3 días para la industria y 1 día para las centrales de Lima, nos harían falta tanques del orden de 30,000 m^3.

Cuadro 27

GNL a mantener en stand-by Caso 4	2012	Escenario 1	
Consumidor	Nr de dias	MMPCD	m^3 GNL
Ininterrumpibles	10.0	**440**	**19 800**
GNV	0.0	**0**	**0**
Industriales (más de 2 días)	3.0	6	270
Industriales (1 a 2 días)	3.0	120	5 400
Industriales (menos de 1 días)	3.0	222	9 990
Subtotal industriales		**348**	**15 660**
Generación Lima	1.0	81	3 632
Generación Chilca	2.5	410	18 450
Subtotal generación		**491**	**22 082**
Total Lima		626	28 157
Total ruta		653	29 385
Total		**1 279**	**57 542**

Y finalmente, hemos verificado el mismo caso para el 2017. El volumen necesario es más alto que 30,000 m^3, pero hace falta recordarse que a este momento, tendremos gas licuado en la planta de PLNG en Pampa Melchorita para poder reabastecer los reservorios.

Cuadro 28

GNL a mantener en stand-by Caso 5	2017	Escenario 1	
Consumidor	Nr de dias	MMPCD	m^3 GNL
Ininterrumpibles	10.0	**500**	**22 500**
GNV	0.0	**0**	**0**
Industriales (más de 2 días)	3.0	9	405
Industriales (1 a 2 días)	3.0	138	6 210
Industriales (menos de 1 días)	3.0	249	11 205
Subtotal industriales		**396**	**17 820**
Generación Lima	1.0	80	3 591
Generación Chilca	1.5	477	21 465
Subtotal generación		**557**	**25 056**
Total Lima		697	31 356
Total ruta		756	34 020
Total		**1 453**	**65 376**

Para llenar estos tanques, se puede utilizar una instalación de bajo caudal, ya que no hay problema de urgencia en el llenado. El caudal se definirá en función de horas consumo.

Por ejemplo, con un caudal de 250 T/día (unos 550 m^3/día), se tardaría del orden de un mes, lo que no es un problema.

La instalación de gasificación necesitaría una capacidad del orden de 250 MMPCD (6.7 MMm^3/día), es decir del orden de 300,000 m^3/h (500 m^3 de GNL). Además, hace falta levantar la presión hacia 40 a 50 bar., lo que se haría en fase líquida.

Depósitos de almacenaje de GNL cerca de las centrales.

El desarrollo de los depósitos de almacenamiento tiene por objetivo dar cobertura al sistema eléctrico ante los eventos de interrupción o

limitación de la generación eléctrica a gas natural por falla del gasoducto de Camisea, de manera que al emplear tiempos razonables de reparación se logre reiniciar la operación de las plantas de energía eléctrica que operen con gas natural, sin afectar significativamente el suministro al sistema eléctrico y sin incrementar los costos marginales, lo cual es importante para los usuarios finales.

Ante una falla en el gasoducto, los depósitos proporcionarán los siguientes beneficios:

- Se contará con capacidad de almacenamiento de gas natural, a los cuales se les aplicará procesos de licuación que faciliten su almacenamiento (GNL) para luego ser aprovechado mediante un proceso de regasificación.
- Cuando se presente una falla en el gasoducto, se garantizaría una administración óptima de la demanda del SEIN, pues se dispondría de tiempo suficiente para ejecutar las maniobras de arranque de las plantas duales y se notificaría con anticipación a los consumidores industriales para que puedan desconectarse del sistema de gas y operen sus sistemas de emergencia.
- La instalación de los depósitos de GNL permitirán proporcionar una cobertura de reserva de gas para abastecer el mercado eléctrico, para fallas cuya duración oscile entre:
  - 0.5 días (Ventanilla y Santa Rosa)
  - 1.0 días (todas las centrales duales)
  - 3.0 días (sólo las centrales a gas)
- Se garantizaría la continuidad del suministro de gas a los usuarios residenciales por un tiempo prolongado.

A. Almacenamiento conjunto en el City Gate, basado en un solo depósito de almacenamiento. Posible ubicación: Lurín.

Para la primera opción se requiere un almacenamiento de unos 50,000 m^3 de GNL, y que la planta sea capaz de regasificar en el momento adecuado de falla punta de hasta 300,000 m^3 (n)/h a unos 40-50 bar.

Este depósito de almacenamiento mediría aproximadamente unos 40 metros de diámetro por unos 42 metros de alto, en su parte interior. En este caso, la columna de licuación se diseña sobre la base de las posibilidades que puede ofrecer el mercado cercano a la planta.

Se presupone la posibilidad de utilizar el gas en el mercado de GNV (vehículos a gas natural) con los siguientes supuestos: se asume que un camión de unos 400 HP puede consumir unos 300 lts/día, mientras que para los autos se estima un consumo de unos 15 Nm3/día.

Los otros mercados básicos para penetrar son el doméstico y el industrial. Con el fin de tener un rendimiento y un factor de escala mínimo, se adapta la inclusión de una planta de licuación con capacidad de hasta 160 Tm/día.

De esta forma se tendrá una disponibilidad de gas de unos 7.6 MMPCD que equivale a poder suministrar gas a unos 14,200 vehículos, mil camiones, o poder suministrar gas a distintas empresas que estén lejos de la distribución por tubería.

B. Almacenamiento en dos ubicaciones estratégicas

Para la segunda opción se precisan dos plantas como las anteriores, pero de características técnicas menores.

a) Ubicación Ventanilla

La planta situada en Ventanilla tiene ventajas elevadas a nivel de legislación medioambiental, ya que se situaría en un parque donde existen depósitos de combustibles. El tema de servicios industriales también es una ventaja.

En cualquier caso, existen algunos depósitos que han contenido diversos derivados del petróleo, que no son aptos para almacenar GNL, debido a las bajas temperaturas que este producto alcanza y el material con el que se fabrican estos depósitos debe mantener unas propiedades elevadas a esas bajas temperaturas.

Además precisa de un aislamiento externo para evitar que el calor entre en el depósito y garantizar que el líquido no aumente de temperatura.

Se considera, asimismo, la construcción de un depósito de almacenamiento de unos 30 000 m^3 de GNL y una planta de regasificación de hasta 80 000 Nm^3/h. Las dimensiones del depósito

serían de unos 35 metros de diámetro por unos 32 metros de altura, en su parte interior.

Con el mismo fin antes explicitado, se considera la posibilidad de abordar los mercados cercanos a las instalaciones, y que son los mismos que los analizados anteriormente, por tanto se adopta una columna de 160 Tm/día.

b) Ubicación Pisco

La zona de Pisco tiene también facilidades en cuanto a construcción y leyes medioambientales, pero además posee la ventaja de poder utilizar el transporte marítimo para establecer una logística adecuada a las necesidades.

Se ha diseñado otro depósito de GNL de 30,000 m^3 y un equipo de regasificación con capacidad hasta 75,000 $m^3(n)/h$. Las dimensiones del depósito serían semejantes al analizado anteriormente. Para este caso se ha complementado el estudio con otras posibilidades de uso respecto a la planta de licuefacción, puesto que es el equipo más costoso.

Se ha pensado abastecer las necesidades de las centrales térmicas del Sur, estimadas para el año 2008 de unos 5,000 10^3 MMBTU, que transformado en unidades anteriores exigiría unos 643 m^3 de GNL/día. Para atender este consumo, se requieren 289.3 Tm de GNL/día, por lo que una planta de 300 Tm/ día sería suficiente.

Debido que el tiempo necesario para navegar desde Pisco hasta Ilo es de unos cuatro días, se puede dimensionar un barco para llevar estos 4 x 643 m^3 de GNL, que representarían unos 2,572 m^3 de capacidad de GNL, y se necesitarían dos barcos de este tipo, primero por duplicidad de equipo, y segundo para que el transporte y el dimensionamiento de todos los equipos no sea muy grande.

En destino se debería construir un depósito de almacenamiento para unos 10 días de consumo, es decir, de unos 6,430 m^3 de GNL, y la regasificación necesaria en destino sería de unos 12,875 $m^3(n)/h$, para suministro a las tuberías de distribución. Las dimensiones del depósito a situar en Ilo serían de unos 25 mts. de diámetro por unos 22 mts. de altura en su parte interior.

Para el alcance del primer proyecto se definen los siguientes equipos:

a) Inversiones (MM BTU):

Cuadro 29

Inversiones								
Descripción	Lurín		Ventanilla		Pisco		Ilo	
	Características Técnicas	Valor Económico	Características Técnicas	Valor Económico	Características Técnicas	Valor Económico	Características Técnicas	Valor Económico
Depósito criogénico	50.000 m^3	20	30.000 m^3	12	30.000 m^3	12	10.000 m^3	4
Planta de regasificación		15		15		15		8
Total costes TGP		35		27		27		12
Columna de licuación	370 Tm/día	94,5	160 Tm/día	44,2	300 Tm/día 400 Tm/día	75 100		
Zona de carga de camiones	2	5	2	5	2	3	2	3
Zona de carga de barcos						5		5
Varios		2		2		3		3
Total costes distribuidor		101,5		51,2		86 111		11
Plantas satélites en clientes	10	6,76	10	6,76	10	6,76	10	6,76
Cisternas criogénicas	10	4	10	4	10 20	4 8	10	4
Varios		2		3		3		3
Total costes externalizables		12,76		13.76		13,76 18,76		13,76
Total inversión (sin tasas)		149,26		91,96		126,76 156,76		36,76

b) Costos operativos (USD/MM BTU)

Cuadro 30

Inversiones				
Concepto	Lurín	Ventanilla	Ilo	Ilo
Costo gas	2,2	2,2	2,2	2,2
Costo licuación	0,17	0,18	0,25	0,25
Carga financiera (intereses)	0,71	0,64	1,47	1,09
Amortización	1,42	1,29		
Costo transporte por barco			0,6	0,6
Transporte	0,89	0,89	0,29	0,29
Regasificación	0	0	0	0
Total	5,39	5,2	4,81	4,43

* Carga financiera más amortización

El costo de 0.89, correspondiente al transporte en Ilo, dependerá de si el GNL debe transportarse en camiones o se construye un ducto desde el puerto a las centrales, en cuyo caso el costo descendería considerablemente. Lo mismo ocurre si para alimentar las centrales de Mollendo se descarga el gas en su puerto en lugar de hacerlo en Ilo.

Todo este análisis de detalle, corresponde realizarlo a los inversores que asuman la concesión de la distribución del gas en la zona, o a los propietarios de las centrales de generación.

c) Resumen

Cuadro 31

	TGP	Distrib.	Extern.	Total	Costo
	(MM USD)	(MM USD)	(MM USD)	(MM USD)	(USD/MMBTU)
Lurín	35	101.5	12.76	149.26	5.39
Ventanilla	27	51.2	13.76	91.96	5.2
Pisco-Ilo	27	111	18.76	156.76	
Ilo	-	23	13.76	36.76	4.46

Desarrollo de depósitos de licuefacción en Ventanilla y Pisco

Esta configuración de depósitos permite una mejor administración del riesgo de falla, las especificaciones de inversión así como el impacto del incremento en la tarifa de transporte se muestra a continuación:

Cuadro 32

Especificaciones de Inversión							
Componentes	Opción 2A - Ventanilla		Opción 2B - Pisco		Opción Sur	Total Opciones	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Mínimo	Máximo
Columna de licuación (Tn/día)	160	200	300	400		460	600
Depósito de almacenamiento (m^3)	30.000	30.000	30.000	30.000	10.000	70.000	70.000
Inversión Total (Mill US$)	92.96	104.56	92.96	104.56	36.76	223	246
Inversión TGP (Mill US$)	27.00	27.00	27.00	27.00		54	54
Inversión Distribuidores	52.2	63.00	86.00	112.00	23.00	161	198
Inversión Usuarios Finales	13.76	14.56	13.76	14.56	13.76	41	43
Incremento Tarifa de Transporte						11%	11%

Con relación a las plantas del Sur, las plantas de Mollendo (Mollendo I y II) e Ilo 1 operarían (TG1 y TG2) en promedio entre 3,000 y 4,000

horas anuales y las de Calana entre 3,500 y 5,000 horas anuales, principalmente en periodo de estiaje.

Una eventual nueva planta turbogas de ciclo abierto en ILO 2 (se estima que la planta podría empezar a operar entre el 2010 y el 2011) operaría en promedio entre 5,000 y 7,000 horas anuales, correspondiendo un 30% a operación en avenida y un 70% a operación en estiaje.

La diferencia de horas de operación obedece a los precios del suministro del gas natural en el emplazamiento de las plantas, correspondiendo el mayor número de horas a precios de gas entre 3.5 y 4 dólares por MMBTU y el menor número de horas de operación a precios de gas entre 4 y 4.5 dólares por MMBTU.

Apoyo de emergencia de la planta de GNL en Pampa Melchorita

PLNG tiene la obligación de poder dar gas licuado para backup 3 veces durante 10 días por año. (Ver nota en recuadro)

Pero como se señaló anteriormente, en el 2012, el gasoducto PLNG podrá transportar del orden de 700 MMPCD y las centrales y los consumidores domésticos necesitarán del orden de 250 MMPCD, es decir, que en caso de interrupción del gasoducto de TGP (afuera de la parte común) y uso del de PLNG para este consumo, quedan todavía 450 MMPCD para PLNG que representa 2/3 de la capacidad de la planta.

Se podría cambiar está obligación por otra que ofrezca una parte de su capacidad de transporte y/o de gas licuado por un volumen total equivalente, ya que de nada sirve regasificar un volumen de gas licuado que hará falta reconstituir después.

En caso de uso de los primeros 211 Km. en común y de interrupción del gasoducto en esta parte, la planta de PLNG debería estar en condiciones de reabastecer los tanques de backup directamente en gas licuado, por medio de camiones, por ejemplo, lo que permitirá alargar el tiempo de backup a las centrales y/o garantizar el volumen mínimo para ininterrumpibles a más largo plazo, en caso de grave emergencia.

Nota:	En el contrato firmado entre la Dirección General de Hidrocarburos y la empresa Perú LNG S.R.L., en previsión de la posible falla de gasoducto, ya se establece en las páginas 6100998 y 6100999, lo siguiente: *«13.14 En caso que la Planta de Procesamiento de Gas Natural incluya un Ducto principal de Gas, el Inversionista*

construirá, en un lugar cercano a la misma, una tubería que posibilite la conexión entre dicho Ducto principal de Gas y el Sistema de Transporte de Gas Natural operado bajo el Contrato BOOT de Concesión de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al City Gate (el Gasoducto).

La referida conexión deberá posibilitar que el Ducto principal de Gas, antes de convertirse en un ducto de acceso abierto conforme a lo previsto en la última oración del acápite 1.10 del Convenio, sea utilizado para el transporte de Gas Natural Seco de propiedad de terceros en los casos en los que el Gasoducto sea declarado en emergencia por el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial. Tal utilización se sujetará a las normas reglamentarias que al efecto se establezcan, las cuales serán de aplicación al Inversionista siempre que en ellas se establezca que tal utilización: a) será temporal, no pudiendo exceder de un plazo máximo de diez (10) días por cada declaratoria de emergencia, hasta tres veces por año; b) no perjudicará económicamente al Inversionista; c) no afectará la Instalación Operación y Mantenimiento ni la capacidad requerida por el Inversionista para el desarrollo de la Instalación, Operación y Mantenimiento, las cuales se mantendrán bajo el exclusivo control del Inversionista; d) implicará el pago al Inversionista de una retribución a ser fijada por la autoridad competente; e) no convertirá al Ducto principal de Gas en un ducto de acceso abierto; y f) estará cubierta por los beneficios y garantías tributarias y cambiarias aplicables a la instalación, operación y mantenimiento».

Alternativas relacionadas con la estrategia de desarrollo del sistema de generación y transmisión eléctrica del Perú

Construcción de plantas de generación eléctrica en las cercanías del yacimiento de Camisea

A fin de reducir la concentración de capacidad en la zona de Chilca, disminuir los riesgos por falla del gasoducto de Camisea, y posibilitar al mismo tiempo la mayor utilización de este recurso para el

abastecimiento eléctrico, se plantea la instalación de plantas en otras zonas cercanas al recorrido del gasoducto.

Al respecto, la instalación de una planta en la zona del yacimiento, en Camisea, requiere la construcción de líneas de transmisión eléctrica hasta los puntos de interconexión con el SINAC más cercanos, Mantaro o Cotaruse en Ayacucho, para evacuar la energía producida por la central. La zona entre Camisea y el emplazamiento de la CH Mantaro, así como entre Camisea y Ayacucho, atraviesa zonas de selva baja y zonas muy accidentadas de la Cordillera de los Andes, por lo que su construcción se torna difícil y costosa.

De la Central del Mantaro parte un sistema de transmisión eléctrica conformado por 7 circuitos a 220 kV. (3 circuitos dobles y un circuito simple) que evacúan la energía producida por el Complejo (CCHH Mantaro y Restitución) hacia los centros de interconexión al sur (Independencia, en Pisco), centro (Oroya, en Junín, y San Juan y Matucana, en Lima) y norte (Zapallal) de Lima.

En Ayacucho se localiza la SE de Cotaruse, punto intermedio de la línea de Interconexión doble circuito, en 220kV, Mantaro - Socabaya en el sur (Arequipa) con una capacidad de 300 MW. Asimismo, por Ayacucho pasa el gasoducto de Camisea a Lima, donde existe una estación de válvulas.

La instalación de las plantas a gas natural en el área cercana al Complejo Mantaro requeriría la construcción de un gasoducto desde Camisea, con los mismos inconvenientes de dificultad y costo que tendría la construcción de líneas de transmisión eléctrica.

La instalación de las plantas a gas natural en Ayacucho, en una ubicación cercana a la estación de válvulas del gasoducto, requeriría de un enlace corto con la SE de Cotaruse. Además, se requiere reforzar el enlace Mantaro – Socabaya.

Al respecto se debe tomar en cuenta la existencia de proyectos mineros en la zona de la sierra central, entre Ayacucho y La Oroya. Entre otros, se tiene prevista la puesta en explotación de los yacimientos mineros de cobre de Toromocho, en el área de la Oroya, estimándose una carga eléctrica entre 150 MW y 220 MW para el año 2010.

Desarrollo de la Central Térmica Ayacucho

Se considera conveniente impulsar la construcción de una Central Térmica a gas natural en Ayacucho, que permitiría una mejor distribución de la capacidad de generación en el sistema eléctrico nacional, desconcentraría el empleo de gas natural de Camisea en las plantas de Chilca con la consiguiente disminución del riesgo de interrupción de suministro por falla del gasoducto y también contribuiría a una mejor distribución de los flujos eléctricos, dado que estaría cerca de cargas eléctricas importantes que se constituirían con el desarrollo de proyectos mineros en curso.

Por Ayacucho pasa la Línea de Transmisión Mantaro - Socabaya y también el gasoducto de Camisea, lo cual otorga ventajas al proyecto tanto para el suministro de gas como para la conexión al sistema eléctrico.

Los aspectos más favorables para su construcción son los siguientes:

- Aprovechamiento de la energía generada para abastecer las localidades y centros mineros de la sierra central y sur, como Ayacucho y lugares aledaños.
- Su ubicación ayuda a mitigar el riesgo de desabastecimiento en el supuesto que el ducto sufra una rotura en otros tramos.
- Su ubicación también ayudaría a mejorar la operación del sistema eléctrico permitiendo un mejor control y perfil de tensiones en el sistema, y sobre todo reforzar la estabilidad de la interconexión Mantaro - Socabaya que une los subsistemas Centro–Norte y Sur Oeste-Sur Este.

Sin embargo, tiene también los aspectos desfavorables siguientes:

- Capacidad efectiva y eficiencia de la central menor al estándar debido a su ubicación geográfica, por encontrarse a una altura promedio de 2,700 m.s.n.m. No obstante, estos inconvenientes pueden ser atenuados con el empleo de tecnologías de inyección de oxígeno, empleadas actualmente a nivel mundial.

La instalación de la central sería factible a partir del año 2011, luego de la realización de los estudios y gestiones correspondientes, cuando el transporte de gas por el actual gasoducto de Camisea, superaría su capacidad inicial (450 MMBTU/día). En estas condiciones se debería

negociar un menor precio por transporte de gas para la central, debido a su cercanía al yacimiento de gas de Camisea.

Si bien se tendría una pérdida de eficiencia, habría que balancear este efecto con el menor precio que se tendría por el combustible, así como con la ganancia en seguridad, confiabilidad, estabilidad, reducción de pérdidas y mejora en la operación del sistema eléctrico que sería previsible con la ubicación de la planta en la parte central del sistema, cercana a cargas mineras con previsiones de crecimiento importantes en el corto y mediano plazo.

A fin de estimar la competitividad de las planta en Ayacucho operando con gas natural, se ha analizado sus costos de generación en el sitio. El análisis se ha efectuado considerando un precio de gas natural igual al que se tiene para las plantas ubicadas en la Costa (se considera el costo de transporte por el total del gasoducto, de acuerdo al contrato de transporte actual). Como alternativa también se ha analizado el costo de generación considerando un costo de transporte de gas proporcional a la distancia de Camisea a Ayacucho (211 km, 45% del costo total). Los costos de gas natural se muestran a continuación:

Precios (US$/MMBTU)	**Ayacucho 1**	**Ayacucho 2**
Precio Gas en pozo Camisea	1.28	1.28
Transporte gasoducto Camisea – Ayacucho*	0.8	0.36
Precio del gas en sitio	2.08	1.64

Ayacucho 1: se considera un pago por uso del gasoducto igual al de las plantas instaladas en Lima.

Ayacucho 2: se considera un pago por uso del gasoducto proporcional a la distancia de Camisea a Ayacucho (211 Km, 45%).

Los criterios y premisas adoptados para el análisis son los siguientes:

- La información técnica y costos de inversión para la planta ha sido obtenida del Gas Turbine Handbook 2004/2005.
- Se ha considerado una máquina Siemens Power Generation W501 FD de 198.3 MW de capacidad instalada.
- La capacidad efectiva de la planta, de acuerdo a la altura (2,700 msnm) y condiciones ambientales estimadas en el sitio sería de 130.4 MW. De la misma manera se ha considerado el mayor

consumo calorífico de la planta de acuerdo a información de manuales técnicos de los fabricantes de equipos.

- Se ha considerado inversión en un gasoducto de 2 Km. para conectar el gasoducto actual hasta la central.
- Se han considerado inversiones para una subestación eléctrica de 150 MW y una línea de transmisión corta de 120 Km. de longitud para conectarse a la Sub estación de 220 KV de Mantaro estimándose una inversión de 120,000 US$/Km. de línea de transmisión (línea en sierra). De la misma manera se ha considerado un área de terreno de 3 hectáreas para la construcción de la planta.

Los costos resultantes son los siguientes:

Costos (US$/MWh)	Ayacucho 1	Ayacucho 2
Costo Variable (combustible+mantto.)	25.31	20.75
Costo Total Equivalente en Energía	32.16	27.60

Como se puede apreciar, los costos de la central serían sumamente competitivos, estimándose que la planta operaría en base y semibase con más de 5,000 horas de operación anual.

Adaptación de las plantas a gas natural existentes, proyectadas y en construcción a ciclos combinados y para operar con combustibles alternativos (duales)

Las nuevas centrales que se instalarían en la costa representarán una parte muy importante del abastecimiento eléctrico de Lima. Las plantas previstas, no se van a encontrar muy lejos de la planta de LNG y son las siguientes:

- CT Chilca de Suez Energy (ex Enersur), conformada por 2 unidades TG de 170 MW cada una y 1 unidad TV también de 170 MW, conformando una planta de ciclo combinado.
- CT Kallpa de Globelec, conformada por una unidad TG de 170 MW, la misma que se prevé será ampliada con otra unidad TG y una unidad TV para conformar una planta de ciclo combinado.
- La CT Egechilca, conformada por unidades TG (2) de 170 MW, y que probablemente también sea conformada como ciclo

combinado con la instalación de una unidad TV de la misma capacidad.

- Las CCTT Camisea 1, Camisea 2 y Camisea 3, previstas en los escenarios 1, 4 y 5, conformadas por unidades TG (2) de 170 MW y que probablemente también sean conformadas como ciclo combinado con la instalación de unidades TV de la misma capacidad.

Para estas centrales haría falta prever una alimentación redundante a partir de los dos gasoductos y desarrollar un esquema técnico y económico que permita tomar gas del gasoducto de LNG (en Pampa Melchorita) en caso de emergencia. Además, se debe hacer una clara diferenciación entre una emergencia y una demanda de uso del sistema de backup para mantenimiento programado.

Un sistema de gasoducto concebido de tal manera, aumentará también la fiabilidad del abastecimiento de la planta de LNG en caso de interrupción del servicio de su propio gasoducto, al menos para una parada ordenada y segura, por ejemplo.

La conversión de las plantas de combustión ciclo abierto (TG) a ciclo combinado, mediante la instalación de unidades a vapor (TV) corresponde a una decisión de tipo empresarial que obedece a motivos económicos, pues la eficiencia de una planta de ciclo combinado es mucho mayor que la de una planta de ciclo abierto, con un ahorro importante en el consumo de combustible y reducción de costos de generación, lo cual las hace más competitivas. Se considera que las plantas a gas natural se convertirán a ciclo combinado con el crecimiento del mercado eléctrico.

La adaptación de las plantas para operar con combustibles alternativos (plantas duales) obedece en cambio a una necesidad de reducir los riesgos de paralización por interrupción del suministro de gas natural.

Las centrales de Lima (básicamente, las CCTT de Ventanilla y Santa Rosa) alimentadas con gas natural ya disponen de una alimentación dual y pueden funcionar con fuel oil. No parece razonable aumentar la fiabilidad del suministro a partir de la planta de LNG (punto hasta donde existirá una redundancia en el gasoducto y la reinyección posible de gas regasificado), mas sí lo es consolidar o crear las condiciones de explotación que permitan tener gas suficiente para posibilitar un cambio de combustible en caso de emergencia.

La segunda condición es tener un abastecimiento diesel suficientemente seguro, lo que no significa que se deba tener un stock importante en la misma planta. Se podrán considerar soluciones de reabastecimiento rápido y seguro, considerando, por ejemplo, desde la refinería La Pampilla a las plantas de Ventanilla o desde la Refinería Conchán a las plantas de Santa Rosa y Chilca.

Plantas termoeléctricas en el Sur del país

Las plantas termoeléctricas de Mollendo en Arequipa, conformada por unidades de combustión de ciclo abierto de 80 MW, y la CT de Calana 26 MW, en Tacna, conformada por grupos diesel Wartsila (que opera con combustible residual) están previstos ser trasladados a Pisco para operar con gas natural de Camisea. Este traslado incrementará el nivel de riesgo de desabastecimiento por falla en el gasoducto de Camisea, al concentrarse la generación al sur de Lima, en Chilca y Pisco.

Al respecto se plantea que estas plantas puedan emplear gas natural licuado (GNL) trasportado por barco desde Pisco a Ilo, pudiendo con esta alternativa mantenerse en su actual emplazamiento en el que mediante depósitos de almacenamiento para 10 días contribuirán a reducir los riesgos de la falla del ducto.

De la misma forma se propone incluir en esta propuesta a las plantas de vapor de Ilo (168 MW) que actualmente funcionan con combustibles líquidos, así como a la segunda unidad de la planta de Ilo 1.

Se analizó la conveniencia de esta propuesta desde el punto de vista de riesgo de falla del gasoducto de Camisea y los costos para el sistema eléctrico nacional.

Proyecto de alternativa de suministro de GNL a las centrales del sur.

En el sur del Perú existen centrales que no funcionan actualmente y que se prevé su traslado en el corto tiempo a emplazamientos cercanos al gasoducto de Camisea en Pisco para que operen con gas natural, las cuales son Mollendo y Calana. Existe además la posibilidad de que otras centrales de generación térmica se conviertan a gas, ya que la comparativa de costos de generación de combustibles alternativos justifica su transformación.

En global, las necesidades de las plantas del sur se estiman en unos 6,000 x 10^3 MMBTU/año considerando el consumo de las plantas de

Calana y los grupos Turbogas de Mollendo, así como de los grupos diesel de Mollendo y las Turbogas 1 y 2 de Ilo. Esto implica unos 276,000 m^3 de GNL/año que significan unos 750 m^3 de GNL/día. Dicho consumo podría duplicarse con la instalación de un nuevo grupo Turbogas de capacidad similar a la actual planta a carbón en Ilo 2.

Con el fin de garantizar el suministro a las centrales se tendría que dimensionar y construir un depósito de almacenamiento en la zona de Ilo para unos 10 días de consumo, con la previsión de que algún medio de transporte no pudiera llegar por motivos ajenos. Esto implicaría que el depósito de almacenamiento no debería ser menor de 7,500 m^3, pero por los motivos expuestos anteriormente se diseñaría un depósito de unos 10,000 m^3 de capacidad, con las mismas características antes descritas.

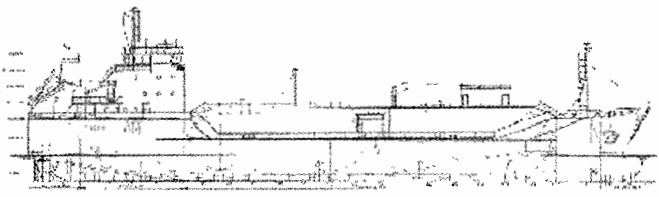
La logística se debería prever desde la zona de Pisco, donde se instalaría la columna de licuación para la zona de Ilo, lugar en el que se ubicaría la planta de recepción. Por lo tanto, habría que habilitar, tanto en origen como en destino, adaptaciones en los puertos para que puedan atracar los barcos metaneros que trabajarían a tal fin y los equipos de trasvase necesarios como bombas criogénicas de alto caudal.

Al analizar la logística de este transporte, el tiempo en realizarlo sería de aproximadamente 1.5 a 2 días, que sumándole un día para la carga y atraque en origen y otro día para la descarga y atraque en destino, hace un total de 6 días de ciclo completo. Por tanto, se debería prever un barco con capacidad para los seis días (4,500 m^3 de GNL) o dos barcos con capacidad para tres días cada uno (2,250 m^3 de GNL).

Siempre es más adecuado tener dos equipos para minimizar el riesgo de la logística, por tanto se diseñará la posibilidad de incorporar dos barcos de 2,500 m^3 de capacidad de GNL.

Figura 33

Barco metanero de 2,500 m^3



2.500 m^3 Tanker for Liquefied Gas (LNG)

La columna de licuación debería abastecer las necesidades diarias de consumo, que en este caso serían de unas 340 Tm/día.

Desarrollo del Proyecto Gas Sur

La sinergia que generaría el desarrollo de los depósitos de almacenamiento, ha previsto incorporar características comerciales que permitan obtener beneficios adicionales, como es el caso del desarrollo del Proyecto Gas Sur.

Este proyecto fomenta el desarrollo del mercado de gas, mediante la distribución de GNL a consumidores con potencial de uso, como es el caso de empresas de generación eléctrica distantes del ducto de gas, empresas mineras, industriales y desarrollo del parque vehicular.

Fomentar de forma complementaria el desarrollo del mercado de gas presenta el beneficio que los costos de inversión para la licuefacción puedan ser compartidos entre el transportista, distribuidores y consumidores finales.

De no existir el esquema expuesto implica que los costos de los depósitos de reserva tengan que ser asumidos exclusivamente por el transportista.

La ubicación de depósitos en Ventanilla y Pisco implica la instalación de plantas de licuefacción; desde la ubicación en Ventanilla se desarrollaría el mercado de gas en Lima y desde la ubicación en Pisco se desarrollaría el mercado de gas en el sur del país que estaría compuesto por empresas de generación de la zona (centrales de Ilo, Mollendo y Calana) y adicionalmente el mercado industrial y vehicular.

Plantas eléctricas del sur

A fin de estimar la competitividad de las plantas del sur operando con gas natural, se han analizado los costos de generación que tendrían estas plantas con los precios del GNL.

Así, se ha analizado la operación de los grupos Wartsila de Calana y la turbogas de Mollendo II (las cuales no operan actualmente y que están siendo materia de estudio para ser trasladadas cerca a Pisco para operar con gas natural de Camisea), así como de los grupos diesel de Mollendo I y los grupos TG 1 y 2 de Ilo 1.

Se han considerado los siguientes precios para el gas en el sitio de las plantas eléctricas.

Precio en US$/MMBTU	Calana
Precio Gas en pozo Camisea	1.28
Transporte gasoducto Camisea - Pisco	0.8
Procesamiento GN a GNL	1.37
Transporte Marítimo GNL Pisco - Puerto	0.6
Transporte local GNL	0.15
Precio del gas en sitio	**4.20**

Los criterios y premisas adoptados para el análisis son los siguientes:

- Se ha considerado la capacidad efectiva y eficiencia de las plantas operando con gas natural, de información disponible del COES.
- Para la planta de Calana y de Mollendo I se ha considerado una inversión de 3 millones de US $ para acondicionar los grupos diesel para el consumo de gas natural (cambio de culatas), y de la misma manera, para las plantas Turbogas de Mollendo II y de Ilo 1 (TG 1 y 2) se ha considerado sólo una inversión de 500 mil US$ (para el acondicionamiento de los quemadores). Esta inversión sería menor en la medida de que los equipos ya estén acondicionados para el consumo de gas natural. No se ha considerado el valor remanente de las inversiones debido a que las plantas ya están instaladas y su operación depende de su competitividad en el mercado eléctrico.
- No se ha considerado la inversión en gasoductos pues el suministro sería con GNL, transportado por vía marítima desde Pisco y vía transporte terrestre en containers o gasoducto local (ya contemplados en el precio del GNL para la planta) desde el puerto de llegada a la central.
- No se han considerado inversiones en obras eléctricas complementarias, como subestaciones y/o líneas de transmisión, pues las plantas operarían en su mismo emplazamiento actual en donde se cuenta ya con las facilidades para evacuar la energía eléctrica que se produciría.

Los costos variables de generación resultantes, en US$/MWh, así como los costos totales de generación (incluyendo los costos de inversión) en US$/MWh equivalente para las plantas de Calana, Mollendo II, Mollendo I, y las TGs 1 y 2 de la planta de Ilo 1 son las siguientes:

Costos(US$/MWh)	Calana	Moll. II	Moll. I	TG1 Ilo1	TG2 Ilo1
Costo Variable (comb.+mantto.)	33.26	43.44	31.86	46.23	43.51
Costo Total Equiv. en Energia	35.52	43.58	33.65	46.50	43.78

Con los mencionados costos variables la planta de Mollendo II, y las TGs 1 y 2 de la planta Ilo1, tendrían un régimen de operación en semibase y punta, estimándose una operación promedio entre 2,000 y 4,000 horas anuales, mientras que las plantas de Calana y Mollendo I operarían también en semibase y punta entre 3,500 y 5,000 horas anuales. La operación de las plantas sería principalmente en periodo de estiaje.

Un menor costo del GNL para las plantas haría más competitiva su operación incrementándose las horas de generación. Una manera de reducir el costo del GNL sería incrementando su empleo para otros usos en las ciudades del sur del país, como los usos industriales, mineros y en el transporte, entre otros, con lo cual se crearía un mercado local para el gas que en un futuro pudiera crear una masa crítica de consumo que justifique económicamente la instalación de un gasoducto.

Cabe mencionar que no se ha analizado el cambio de combustible en la actual planta a carbón de Ilo 2, ni en los grupos Turbovapor de Ilo 1, los cuales también podrían consumir GNL, incrementándose el empleo de este combustible y reduciéndose consecuentemente su costo.

Nueva planta TG en el sur

Se ha analizado la instalación de una nueva planta turbogas de ciclo abierto en Ilo2, la cual se estima podría empezar a operar entre el 2010 y el año 2011. El análisis se ha efectuado considerando diferentas precios para el GNL en el sitio de la central, los mismos que están directamente relacionados con las dimensiones de la torre de procesamiento de GNL y del volumen de gas tratado, y que se muestran a continuación:

Precios (US$/MMBTU)	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
Precio Gas en pozo Camisea	1.28	1.28	1.28
Transporte gasoducto Camisea - Pisco	0.8	0.8	0.8
Procesamiento GN a GNL	1.37	1	0.8
Transporte Marítimo GNL Pisco - Central	0.6	0.6	0.5
Transporte local GNL	0.15	0.12	0.1
Precio del gas en sitio	4.20	3.80	3.48

Los criterios y premisas adoptados para el análisis son los siguientes:

- La información técnica y costos de inversión para la planta ha sido obtenida del Gas Turbine Handbook 2004/2005.
- Se ha considerado una máquina Siemens Power Generation W501 FD de 198.3 MW de capacidad instalada.
- La capacidad efectiva de la planta, de acuerdo a la altura y condiciones ambientales estimadas en el sitio sería de 186 MW.
- No se ha considerado inversión en gasoducto pues el suministro sería con GNL, transportado por vía marítima desde Pisco y vía transporte terrestre en containers o gasoducto local (ya contemplados en el precio del GNL para la planta) desde el puerto de llegada a la central.
- Se han considerado inversiones para una subestación eléctrica de 190 MW y una línea de transmisión corta de 2 Km. de longitud. De la misma manera se ha considerado un área de terreno de 3 hectáreas para la construcción de la planta.

Los costos variables de generación resultantes para la planta, en US$/MWh, para los diferentes costos de GNL considerados son las siguientes:

Costos(US$/MWh)	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3
Costo Variable (combustible+mantto.)	42.93	39.19	36.21
Costo Total Equivalente en Energía	46.37	42.64	39.66

El costo total equivalente en energía comprende los costos de inversión y de operación de la planta. Con los mencionados costos variables la planta tendría un régimen de operación en semibase y punta principalmente, esperándose una operación promedio de 2,000 y 4,000 horas anuales principalmente en periodo de estiaje.

Una mejor estimación de la competitividad de la central sería materia de un estudio específico; sin embargo con los mencionados costos ya se podría competir en el mercado nacional, dado que durante el periodo de avenida, cuando hay abundancia de producción hidroeléctrica y bajos costos marginales de generación, si bien la planta no operaría intensivamente, estaría abasteciendo a sus potenciales clientes con energía barata comprada a costo marginal en el mercado del COES; en periodo de estiaje en cambio, su operación por encima de lo

contemplado en los contratos con sus clientes sería pagado a costos marginales iguales a sus costos de generación o mayores.

Alternativas independientes del desarrollo del sistema de gas de Camisea

Aunque es evidente, como ya se ha dicho antes, que la decisión de invertir en una planta de generación corresponde a los inversionistas, en el caso de que sean privados, no deja de ser responsabilidad del Gobierno el establecimiento de marcos regulatorios y condiciones de mercado que incentiven y orienten a los inversionistas hacia determinado tipo de generación y quizá hacia determinados emplazamientos. También es cierto que no puede descartarse que por política y seguridad del sistema, la estrategia energética del país pueda originar que en determinadas circunstancias se desarrolle alguna inversión pública en la generación.

Los siguientes puntos deben considerarse en este entorno como posibles medidas dentro del escenario mencionado.

a) Centrales eléctricas distribuidas alimentadas por gas natural proveniente de otros yacimientos

Esta estrategia permitiría aprovechar las ventajas del empleo de un recurso nacional como es el gas natural, optimizando su disponibilidad, precio y características ambientales, permitiendo distribuir las plantas de generación en el sistema eléctrico de una manera más adecuada a la distribución de las cargas, y reducir los potenciales problemas de operación y congestión en la red de transmisión eléctrica.

Una de las plantas podría ubicarse en Aguaytía o Pucallpa, con abastecimiento de gas natural proveniente del yacimiento de Aguaytía, en la selva central del Perú y estaría interconectada al sistema eléctrico nacional mediante la línea de transmisión en 220 KV de Pucallpa – Aguaytía – Vizcarra – Paramonga, existiendo enlaces en 220kV con la sierra central del país. Esta estrategia está sujeta a la verificación de suficientes reservas de gas natural en Aguaytía para el abastecimiento de las plantas existentes actualmente (160 MW) y la nueva planta.

Actualmente, existe un gasoducto entre la localidad de Aguaytía y la ciudad de Pucallpa, el cual nunca ha sido utilizado por dificultades en la negociación de compra de gas entre la empresa Electro Ucayali y la empresa Aguaytía.

Se está desarrollando un proyecto de alimentación con gas a las zonas del oriente que incluiría la central de Pucallpa, con la alternativa de recibir el gas de Camisea.

Asimismo, podrían instalarse plantas en Talara, Chiclayo o Piura, que serían abastecidas con gas natural proveniente de los yacimientos de la zona, con lo cual se inyectaría energía por el extremo norte del Sistema. Esta posibilidad está sujeta a la verificación de suficientes reservas de gas natural en dicho sector. En la actualidad, la compañía BPZ tiene proyectos de instalación de plantas termoeléctricas sobre la base del gas natural de la zona.

b) Incrementar la participación de la generación con energías alternativas- renovables en el país

Se analizó el efecto en el sistema de la instalación de plantas eólicas en Marcona y Piura, que son lugares en donde se conoce la disponibilidad del recurso viento con altos niveles de intensidad, aunque es posible la existencia de recursos eólicos en otros lugares del país como Ayacucho, las costas de Ancash, Arequipa, Moquegua, entre otros, cuya viabilidad de utilización sólo será posible determinar con la disponibilidad de un mapa de distribución de vientos.

c) Alternativa de abastecimiento vía la interconexión eléctrica con Ecuador y Bolivia

Las interconexiones internacionales obedecen principalmente a negociaciones de carácter diplomático y políticas de interconexión regional no teniéndose certeza de la fecha de su concretización. Para los análisis en el presente estudio no se tomarán en cuenta las interconexiones con los países vecinos debido a la incertidumbre de su fecha de puesta en operación, así como de su aporte al sistema eléctrico nacional, importando o exportando energía.

Medidas de emergencia

En caso de emergencia, una regla primordial es tener buena coordinación entre los actores para evitar retrasos o decisiones contradictorias que originen demoras, peligros y pérdidas para el conjunto económico. Existe una regla de base en donde el óptimo de un sistema complejo no se obtiene con el óptimo de cada uno de los sistemas constituyentes de este sistema global.

Para tener una buena coordinación, hacen falta 3 aspectos fáciles de implementar y un cuarto punto mucho más difícil:

- Tener las responsabilidades de cada uno bien definidas y respetadas.
- Tener procedimientos claros de toma de decisión, con criterios aplicables.
- Tener un sistema de comunicación eficiente y probado.

Tener un sistema de comunicación no significa solamente tener los equipos, sino los datos al día y regularmente probados. De nada sirve tener un sistema de radio si la persona llamada lo olvidó o si el número de teléfono no es el correcto, o si la persona llamada no es la adecuada porque la organización ha cambiado.

La cuarta condición es más difícil de conseguir: tener la confianza mutua suficiente entre los actores.

Se crea día a día. Solamente si existe esta confianza, será posible obtener que el manejo de una emergencia se haga efectivamente para el interés común y sea eficiente.

Parece un deseo muy utópico pero es una necesidad y se debe velar por aumentar esta confianza.

Todo procedimiento no se debe organizar e implementar independientemente, los actores deben establecer los acuerdos correspondientes para que dichos procedimientos puedan funcionar cuando se necesiten, nunca una emergencia es el problema de uno, sino de todos.

Se podría exigir que los actores presenten un plan común (que hará referencia al plan particular de cada uno, por supuesto) en el cual se expusieran principalmente estos aspectos de coordinación. (Definición de las responsabilidades, reglas de aviso mutuo, principios y criterios para la toma de decisiones, reglas de apoyo mutuo, etc.)

a) Diseño de un plan de emergencia en caso de problemas en los ductos

Esta alternativa se refiere al estudio conceptual de medidas reglamentarias existentes, que se deberían adoptar para actuar con restricciones prioritarias en el suministro de gas en casos de emergencia. A continuación se proponen algunas reglas de funcionamiento con el

objetivo de consolidar la seguridad de los diferentes suministros a clientes finales, tanto para generación eléctrica como para la industria y el sector residencial.

Regla de base: en caso que se produzca un incidente en la producción, transporte y/o distribución y que origine una interrupción potencial del servicio, el operador de la instalación afectada debe avisar a los otros operadores del sistema y al Osinergmin, además de declararla como una situación de emergencia.

El operador deberá informar de la situación y de la probabilidad de interrupción.

Se pueden establecer dos niveles de situaciones:

Nivel 1: La falla no interrumpe el transporte de gas a corto plazo, pero podría llevar a una interrupción a mediano plazo.

Nivel 2: La falla lleva a una interrupción muy próxima, o llevó a una interrupción del suministro de gas.

En caso de cualquier incidente con variación importante del servicio, se declarará el nivel 1, hasta poder darse cuenta de la importancia del incidente.

El nivel 1 sería, por ejemplo una rotura del ducto de líquidos sin peligro para el ducto de gas, y que se pueda continuar con una inyección de gas seco desde los pozos de reinyección en Camisea. El operador deberá informar rápidamente el volumen de gas disponible para el uso aguas abajo, a fin de dar una idea del tiempo que quedará en caso de interrupción del caudal, ya sea de gas o de líquidos.

El nivel 2 sería una rotura peligrosa del ducto de líquidos o gas, poniendo en riesgo potencial al gasoducto; o un incidente en los últimos Kilómetros del gasoducto, ya que en este caso no se tendría mucho tiempo para reaccionar.

Recomendamos que este procedimiento sea revisado en común 2 veces al año.

b) Diseño de un plan para la reducción de la demanda con criterios preestablecidos y automáticos

Reglas de despacho en caso de emergencia

Es importante poder avisar rápidamente a los clientes, a fin que puedan prepararse si se necesita una interrupción del servicio.

Continuando con los casos planteados en el punto anterior se recomienda:

En caso de nivel 1, los operadores deberán avisar inmediatamente a los que tendrían que tomar medidas de interrupción en caso de ser necesario, para que estos tengan el tiempo suficiente de prepararse. Es muy importante que los despachos de TGP y Cálidda tengan los procedimientos listos y sean revisados al menos 4 veces al año (chequear los números de teléfonos, etc.)

En base a la declaración de emergencia y en función del gas disponible, se ordenará la interrupción del servicio.

En esta situación, los operadores deberán haber acordado entre ellos y con Osinergmin, una lista detallada de interrupción del consumo de cada cliente industrial o tipo de cliente, en base al orden de prioridad detallada a continuación. Esta lista será revisada 2 veces al año con el procedimiento de emergencia, en la que los operadores deberán introducir inmediatamente cada nuevo cliente significativo que se conecte.

Por orden de prioridad, se pueden clasificar los consumos de la siguiente manera:

- *Consumos ininterrumpibles*: Los consumidores domésticos.
- *Consumos interrumpibles con plazo largo de interrupción (más de 3 días)*: Industrias con equipos que no se pueden detener rápidamente, como hornos de materiales en fusión (vidrios, por ejemplo).
- *Consumos interrumpibles con plazo medio de interrupción (2 a 3 días)*: Industrias de proceso que no pueden parar rápidamente (con hornos, por ejemplo) y sin combustibles de reemplazo.
- *Consumos interrumpibles con plazo corto de interrupción (menos de 1 día):* Industrias de proceso, GNC y las centrales eléctricas (se debe averiguar en qué tiempo las centrales de Lima pueden hacer el switch de gas natural a fuel oil).

Recomendamos los siguientes criterios de corte:

El consumo ininterrumpible tiene siempre prioridad.

El consumo de GNV no tiene prioridad, ya que el transporte tiene soluciones alternativas, con la excepción eventual del transporte

ferrovial a la Oroya, que, si nuestras informaciones son correctas, no las tiene.

El consumo industrial debería tener prioridad un cierto tiempo para no perturbar la economía nacional cuando esa misma interrupción no perturbaría la exportación de LNG.

El consumo de las centrales debería tener prioridad en la medida que sea puesta en peligro el abastecimiento del país y de Lima en particular

Para la interrupción del abastecimiento de las centrales, se debería establecer un procedimiento de aviso por el Osinergmin al despacho eléctrico (para los niveles de emergencia 1 y 2) para permitirle tomar medidas de aviso.

Se debe haber establecido un modelo para definir, en función del line pack disponible, un tiempo de gracia eventual.

El objetivo de esta interrupción ordenada es minimizar el costo global económico, evitar daños a las instalaciones y permitir mantener una reserva de gas suficiente hasta que se restablezca el servicio o se pongan en servicio las medidas alternativas previstas, por ejemplo, la regasificación de gas licuado y su reinyección en el ducto, evitando una perturbación mayor en el sistema eléctrico.

c) Medidas preventivas de control del gasoducto

En cualquier proceso se deben prever medidas de control para valorar las situaciones de emergencia respecto al normal funcionamiento.

A partir del estudio realizado de los consumos, según necesidades en los distintos espacios temporales, se pueden desarrollar criterios de examen con diferentes parámetros a controlar, cuya decisión será el objeto de este estudio.

Por ejemplo, se pueden fijar distintos niveles de presión del gasoducto dependiendo de la época del año, asignar distintos grados de emergencia según la presión real, y por supuesto, asignar distintos niveles de intervención, dependiendo del grado y de la repetitividad de las situaciones.

Este capítulo pretende crear una herramienta de control preventivo, con la asignación de los parámetros básicos y la contrastación de éstos con los niveles establecidos para activar los distintos niveles de emergencia.

Aplicando el criterio de prevención, el concepto fundamental es poder activar los distintos estados de emergencia de forma escalonada y con garantía de éxito.

El concepto de prevención podrá abarcar tanto la distribución de gas, como de electricidad y otros parámetros que se consideren oportunos, como podría ser la vinculación con la temperatura ambiente, que puede incrementar las necesidades energéticas en un periodo determinado.

El histórico de la activación de estos niveles de emergencia podrá dar una información básica para la toma de decisiones posteriores.

Los operadores de los gasoductos tienen procedimientos de control permanente de los gasoductos, incluso en el periodo de lluvia, durante el cual hay recorridos sistemáticos del derecho de vía, tanto por tierra (10 equipos monitorean cada 20 Km. de la zona de selva del gasoducto de transporte), como por helicóptero.

Obviamente, se trata de controles visuales y a veces de controles físicos (medidas de desplazamiento y medidas de esfuerzos en la tubería) para ver el comportamiento tanto de la estabilidad del ducto, como a los daños ocasionados por intervención externa o movimientos del suelo. Estos controles no pueden evitar la corrosión o la disminución eventual de espesor de la pared, pero son los más importantes, ya que la mayoría de fallas en un gasoducto vienen de este tipo de problemas.

Para el gasoducto de distribución, el riesgo de daño es por acción de terceros principalmente, por eso que el recorrido es permanente, para detectar cualquier inicio de trabajos no señalados. La colaboración y coordinación con las administraciones de los municipios atravesados es muy importante.

La TGP está realizando el control interno del gasoducto con un recorrido por un scraper instrumentado, que referencia el gasoducto geográficamente y mide la ovalidad y las características físicas del tubo (corrosión, pérdida de metal o cualquier otro tipo de anomalía).

Estos controles son suficientes y no parece que haya falta aumentarlos, pero podría ser útil, si no existe, organizar un «review» anual de estos controles, donde los operadores deberían presentar el resultado de las inspecciones, las medidas que se tomaron y las experiencias obtenidas en cuanto a la operación y al mantenimiento del ducto.

Equipos de actuación rápida para la reparación de fallas.

Bases de mantenimiento.

a. Producción.

Pluspetrol tiene toda su operación concentrada en Malvinas, en comunicación con sus oficinas en Lima. Tiene los equipos y materiales necesarios para hacer frente a las emergencias eventuales.

b. Transporte:

El gasoducto está monitoreado en tiempo real desde la sala de control principal en Turín de donde se toman las decisiones en caso de emergencia, y que está en comunicación permanente con las salas de control de Pluspetrol en Malvinas y de Cálidda en Turín.

TGP tiene 4 bases principales con una oficina técnica, repartidas a lo largo del ducto, y 3 sub-bases de apoyo, en las estaciones de bombeo. La cobertura aérea se integra por 5 aeropuertos y 4 helipuertos. Se tienen todos los equipos necesarios para actuar rápidamente en caso de emergencia. Debemos señalar que no conocemos la situación de los materiales necesarios (tubos, válvulas).

c. Distribución:

Los operadores y técnicos, con sus equipos de base están basados en la oficina de San Isidro, de donde se toman las decisiones en caso de emergencia. Si bien la sala de control se encuentra en Lurín, con relación inmediata a la sala de control de TGP, toda la información es duplicada en una sala en San Isidro, que sirve de base de respaldo, tanto para Cálidda como para TGP. Los equipos y materiales importantes están almacenados en Lurín, en el City Gate, lo que no es un problema (a una extremidad del gasoducto), vistos los tiempos de movilización necesarios.

Medidas para minimizar el tiempo de reparación.

Cualquier interrupción cuesta dinero al operador, pero más todavía a sus clientes, por esa razón es necesario minimizar el tiempo de interrupción.

Los operadores tienen un plan de actuación en caso de incidente. Este plan debería ser auditado, con el fin de que pueda controlarse que las medidas anunciadas son respetadas, también sería conveniente que se presentara de forma anual.

Este plan debería enunciar los principios que guiarán al operador en su toma de decisiones, definiendo las prioridades que tomará en cuenta.

El objetivo de este último requerimiento es poder exigir reacciones rápidas en caso de emergencia, sin tener que pedir instrucciones cuando se requiera de decisiones rápidas. Sería interesante que los operadores presenten la situación de sus equipos y materiales en el review anual, así como la evaluación de su situación.

Comunicación hacía el exterior.

En el plan común deberá indicar cuando y como se hará la comunicación de una emergencia hacía el exterior, es decir esencialmente a las autoridades públicas (otras que el Osinergmin, que no se debe considerar exterior al sistema). Una buena solución a esta situación puede ser que la declaración sea hecha por los operadores al Osinergmin y que sea el Osinergmin quien se encargue de avisar a las autoridades y a la prensa.

Es muy importante para la credibilidad del gas natural, que toda comunicación se haga correctamente y a tiempo. De nada sirve hacer ruido por cada incidente, pero tampoco es aceptable que las autoridades y la prensa conozcan la existencia de un accidente por fuentes exteriores a los actores responsables.

Reiteramos la importancia de tener relaciones de confianza entre los actores del sistema, no para esconder la realidad, sino para que la información sea la más adecuada y útil posible.

Proyecto de alternativa de suministro de GNL al mercado de Lima.

La finalidad del presente estudio sigue siendo la de viabilizar la inversión en los equipos que deben garantizar el suministro de gas en caso de falla en el gasoducto principal de distribución, por ello se podrá justificar la necesidad de atender otros mercados que pueden estar ubicados en la ciudad de Lima o alrededores.

Uno de estos mercados, sin duda, es la utilización como gas vehicular. La posibilidad que ofrece la disposición de GNL es que en cualquier espacio se puede construir una estación de suministro de GNC para vehículos e incluso para vehículos que puedan funcionar mediante GNL (como son los de mayor potencia, 350 a 500 HP).

Las otras líneas de uso del gas sería el mercado doméstico y el mercado industrial, que no estén alimentados mediante tubería. En el caso del mercado doméstico, el GNL puede incentivar el uso del gas natural como combustible alternativo con el objeto de poder llegar a tener una masa crítica que justifique la ejecución posterior de la red de distribución.

Por este motivo, el mercado de GNL nunca está en contradicción con la expansión del gasoducto, sino que debe entenderse como catalizador de este e incentivador de su uso.

El mercado industrial es un mercado que aprovecha realmente las ventajas del gas, en cuanto a poder calorífico y en cuanto al uso de un combustible gas.

Para este caso, dependiendo del escenario considerado se prevé unas necesidades de gas para GNV de unos 19 MMPCD que equivalen a unos 855 m^3 de GNL/día, se puede suponer que un 30% de esos vehículos son aptos de ser suministrados a partir de estaciones de servicio en base a GNL, con lo cual se precisaría de una necesidad diaria de 115 Tm de GNL/día.

Con esta columna de licuación para satisfacer las necesidades de GNV, se tardaría en llenar la primera vez el depósito de reserva para atender las posibles fallas del gasoducto, unos cuatro meses.

Paralelamente a este equipamiento sería necesario dotar al proyecto de unos medios de transporte terrestre o ferroviario, para poder utilizar ese GNL en el mercado de influencia de la zona.

Dimensionamiento de la logística de transporte

Fundamentalmente el proyecto de abastecer la zona del City Gate y la ciudad de Lima en caso de falla del gasoducto, no implica una construcción o redimensionamiento del medio de transporte actualmente utilizado. Simplemente se usará la misma tubería de distribución para poder inyectar desde otro punto que no será el origen en Camisea, y de esta forma mantener la seguridad de suministro durante un tiempo establecido para que se pueda reparar la falla.

Pero las líneas que se están planteando consisten en utilizar este combustible, con una rotación que, en primer lugar rentabilice la inversión y en segundo lugar minimice las pérdidas por boil-off.

Para ello se pueden analizar varios sistemas de transporte y por tanto su logística. El tipo de transporte a utilizar dependerá del medio usado y de la cantidad de producto a transportar.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

Con la puesta en marcha del gasoducto de Camisea se incorpora el gas a la matriz energética del Perú, creándose un nuevo mercado e incorporándose un nuevo combustible que permitirá a las industrias mejorar sus índices de productividad, al sector eléctrico la generación diversificada y, en definitiva, otorgará a los usuarios finales las ventajas de una energía nacional limpia, segura y a precios controlables; con resultados positivos en la balanza comercial del país. Se ha establecido una puesta de futuro con riesgos en la etapa inicial.

A medida que la economía peruana incremente su dependencia del gas, será más vulnerable ante cualquier falla de suministro. La garantía de suministro absoluta no existe a un costo que pueda ser asumido, y aun en los países de mayor desarrollo económico se producen interrupciones de suministro en determinados momentos. Los niveles de riesgo se reducirán a medida que se expanda la red de gasoductos que permitirá trabajar en red mallada, como es el caso de la red eléctrica en gran parte del Perú, o incrementando las fuentes de abastecimiento de manera que ninguna de ellas sea decisoria para el suministro global.

En este sentido, el Perú afronta hasta los años 2011- 2012, fechas en que entrará en funcionamiento el segundo gasoducto desde Camisea, un alto riesgo en las repercusiones de falla del único ducto, no por la probabilidad de ocurrencia sino por las consecuencias de su dependencia en el mercado. A partir de la entrada del segundo gasoducto con diversas interconexiones e incluso con acuerdos de apoyo mutuo, el riesgo se reduce sensiblemente y será mucho menor en cuanto entre en funcionamiento el tercer gasoducto, que inicialmente se prevé para el año 2017.

En línea a lo anterior, el riesgo por falla del ducto de Camisea disminuirá por la incorporación en el mercado del gas procedente de los pozos del país, como Aguaytía y los del Norte. Según recientes informaciones, todo indica que en el campo Corvina de BPZ se certificarán reservas suficientes para la planta de generación.

El Gobierno peruano ha apostado por la incorporación del gas como fuente energética para las plantas de generación eléctrica, tal como se observa con el número de centrales autorizadas y los proyectos en desarrollo para la zona de Chilca. Asimismo, el Gobierno está presionando por un desarrollo más acelerado del mercado residencial, industrial y vehicular en el área de Lima.

Es importante destacar que el arranque del mercado del gas puede ser lento en la etapa inicial, en la que es necesario un cambio de hábitos de los consumidores y se supere el temor derivado del desconocimiento de su empleo y se confíe en las bondades del nuevo combustible.

En breve plazo asistiremos a un crecimiento exponencial, impulsado por las inversiones que se harán para sustituir el combustible actual por el gas natural en las industrias, las flotas pesadas y el sector residencial.

Al no ser objeto de este estudio el diseño de los escenarios de desarrollo del mercado del gas y las políticas adecuadas para ello, y asumiendo que dicho desarrollo será el resultado de la suma de muchos actores y diferentes variables, el equipo consultor ha basado el análisis de los riesgos por la falla del ducto de Camisea en dos escenarios de máxima y mínima demanda del gas de Camisea para los próximos años.

A partir de dichos escenarios se estima cuál sería el riesgo y las consecuencias de una falla de suministro por rotura del ducto en cuatro tramos diferenciados del mismo: Camisea – Fin de Selva, Fin de Selva – Pisco, Pisco – Lurín, Lurín – Callao (Tramos 1, 2 y 3).

En los dos escenarios de crecimiento del consumo, para máxima y mínima demanda de gas hasta el año 2017, se ha separado el consumo correspondiente al sector eléctrico del resto de consumidores finales.

Los escenarios de máxima demanda se basan sobre un desarrollo que no incluye proyectos significativos de alta demanda de gas por sí mismos y que en la actualidad no estén en un nivel de desarrollo que permita tenerlos en consideración.

Con respecto a las garantías de suministro a los consumidores finales, el estudio sólo contempla la alternativa de la disposición de depósitos de seguridad que permitan la atención de la demanda durante diez días del sector residencial y tres en el sector industrial. Cualquier incidencia en el ducto que requiera un periodo de reparación superior a los diez días obligaría a poner en marcha un plan de restricciones de suministro a los consumidores finales desde un primer momento.

En lo que respecta a las garantías de suministro de gas a las centrales de generación eléctrica, el problema adquiere otro perfil estratégico, ya que es prácticamente inviable crear depósitos de gas que garanticen diez días de suministro a pleno funcionamiento debido a los volúmenes demandados. En caso de falla del ducto, si no se implementan las medidas necesarias indicadas en el estudio, podría ponerse en riesgo el correcto funcionamiento del sistema eléctrico y con ello el normal desarrollo de las actividades socioeconómicas del país.

Considérese como ejemplo, las siguientes cifras calculadas sobre la base del escenario de máximo desarrollo de la generación eléctrica con el empleo de gas natural:

Cuadro 34

Déficit de suministro por falla del gasoducto, tramos 1,2 Y 3							
AÑO		2007	2009	2011	2013	2015	2017
Avenida (GWH)	Hora Punta	64	113	143	421	698	985
	Horas F.Punta	19	52	161	648	1,599	2,770
	TOTAL	84	164	304	1,069	2,296	3,755
Estiaje (GWH)	Hora Punta	153	321	596	922	1,380	1,732
	Horas F.Punta	521	1,206	2,206	3,764	5,252	6,968
	TOTAL	674	1,526	2,802	4,686	6,632	8,700
Anual (GWH)	Hora Punta	217	433	739	1,343	2,078	2,717
	Horas F.Punta	540	1,257	2,366	4,412	6,850	9,738
	TOTAL	757	1,691	3,106	5,755	8,928	12,455
% Avenida	Hora Punta	2.88%	4.58%	5.33%	14.34%	21.79%	28.20%
	Horas F.Punta	0.21%	0.50%	1.42%	5.24%	11.85%	18.82%
	TOTAL	0.72%	1.28%	2.17%	6.99%	13.76%	20.62%
% Estiaje	Hora Punta	4.73%	9.01%	15.36%	21.78%	29.88%	34.36%
	Horas F.Punta	3.90%	8.20%	13.75%	21.51%	27.51%	33.45%
	TOTAL	4.06%	8.36%	14.06%	21.56%	27.97%	33.63%
% Anual	Hora Punta	3.97%	7.20%	11.25%	18.73%	26.57%	31.84%
	Horas F.Punta	2.37%	5.01%	8.64%	14.77%	21.02%	27.39%
	TOTAL	2.68%	5.43%	9.15%	15.54%	22.10%	28.25%

Como se observa en el cuadro, una falla en el año 2011 en época de estiaje significaría una restricción de suministro eléctrico de hasta 15.36% en horas punta, y si la falla se produce en el año 2017 en el sector Selva, llegaría a restricciones de 33.45% en épocas de estiaje.

Tal como se ha mencionado, la probabilidad de falla se encuentran en límites controlables, pero las repercusiones de una falla son muy importantes. El equipo consultor analizó 13 posibles medidas para reducir el riesgo y las consecuencias de la falla. Luego de un análisis pormenorizado, se recomienda implementar nueve de ellas; algunas que requieren inversión y otras normativas y gestión del riesgo.

Es evidente que desde una perspectiva estratégica, a medida que se equilibren las fuentes de alimentación a las centrales de generación eléctrica, se reduce el riesgo. Para ello, una política de fomento de las energías renovables (hidráulicas, eólicas y biomasa) ayuda a reducir la dependencia del gas de Camisea y la dependencia externa de hidrocarburos con altos precios internacionales, lo que tendrá una repercusión económica relevante para el país, por la menor salida de divisas y el mantenimiento de tarifas más estables y controlables en el sector eléctrico. Este último aspecto es de gran importancia para la mejora de la eficiencia y competitividad del sector productivo peruano.

Entre las medidas concretas recomendadas por el equipo consultor, se considera lo siguiente:

A) Con inversión asociada:

1. Construcción de una planta de generación eléctrica de 200 MW en Ayacucho, muy cerca del ducto y cuyo riesgo de suministro se reduciría tan solo a una falla en el primer tramo del gasoducto. Esta alternativa es viable sólo en el momento en que el costo de transporte de gas se pague por distancia y no por estampilla.
2. Mantener las plantas de Mollendo, Tacna e Ilo en el sur, en sus emplazamientos actuales alimentándolas con gas a través de transporte de GNL por barco, creando otro depósito de seguridad en la zona sur para alimentar estas centrales, de 10,000 Tm.
3. Impulsar la creación de una central térmica de 150 MW en el norte con suministro del gas de BPZ en dicha zona,

así como fomentar la utilización del gas de Aguaytía para la generación eléctrica en su área de influencia.

La implementación de estas tres medidas reduciría las consecuencias de la indisponibilidad del ducto, en los porcentajes que se indican en la siguiente tabla:

Cuadro 35

Reducción del Déficit (%)								
AÑO			2007	2009	2011	2013	2015	2017
CT TG BPZ	Avenida	Hora de Punta	0.00%	0.00%	30.80%	19.00%	12.60%	12.70%
		Horas Fuera de Punta	0.00%	0.00%	26.80%	9.50%	4.90%	3.40%
		TOTAL	0.00%	0.00%	27.60%	12.00%	6.70%	5.40%
	Estiaje	Hora de Punta	0.00%	0.00%	42.70%	46.70%	22.70%	12.10%
		Horas Fuera de Punta	0.00%	0.00%	42.60%	37.20%	22.60%	13.20%
		TOTAL	0.00%	0.00%	42.60%	38.60%	22.70%	13.00%
	Anual	Hora de Punta	0.00%	0.00%	40.20%	36.20%	18.30%	13.20%
		Horas Fuera de Punta	0.00%	0.00%	39.70%	30.70%	16.30%	10.10%
		TOTAL	0.00%	0.00%	39.80%	31.60%	16.70%	10.70%
CC TT Yarinacocha, Calana, Mollendo	Avenida	Hora de Punta	9.50%	13.10%	0.80%	1.20%	1.10%	1.00%
		Horas Fuera de Punta	7.00%	18.80%	2.10%	1.70%	0.60%	1.50%
		TOTAL	8.90%	14.80%	1.40%	1.40%	0.90%	1.20%
	Estiaje	Hora de Punta	0.30%	7.80%	1.40%	2.60%	1.70%	1.40%
		Horas Fuera de Punta	0.50%	8.70%	1.80%	3.20%	2.00%	1.50%
		TOTAL	0.40%	8.60%	1.70%	3.00%	2.00%	1.50%
	Anual	Hora de Punta	2.90%	9.20%	1.30%	2.20%	1.50%	1.20%
		Horas Fuera de Punta	0.70%	9.10%	1.90%	3.10%	1.90%	1.40%
		TOTAL	1.30%	9.10%	1.70%	2.80%	1.80%	1.30%
CT TG AYACUCHO	Avenida	Hora de Punta	0.00%	0.00%	0.00%	0.70%	1.60%	5.50%
		Horas Fuera de Punta	0.00%	0.00%	0.00%	1.40%	0.80%	1.90%
		TOTAL	0.00%	0.00%	0.00%	1.20%	1.00%	2.70%
	Estiaje	Hora de Punta	0.00%	0.00%	0.00%	9.90%	14.20%	20.30%
		Horas Fuera de Punta	0.00%	0.00%	0.00%	10.20%	14.80%	19.70%
		TOTAL	0.00%	0.00%	0.00%	10.20%	14.70%	19.90%
	Anual	Hora de Punta	0.00%	0.00%	0.00%	6.40%	8.70%	15.40%
		Horas Fuera de Punta	0.00%	0.00%	0.00%	8.10%	9.90%	13.90%
		TOTAL	0.00%	0.00%	0.00%	7.80%	9.60%	14.20%

4. Depósitos de almacenaje de GNL cerca del mercado: uno ubicado en Ventanilla para garantizar el suministro al mercado final y otro en Pisco para alimentar las centrales de generación de la zona, de 30,000 m^3 cada uno. Aunque la planta en Pampa Melchorita no se activará hasta el año 2011, se estudiaría la posibilidad de colocar el depósito de almacenamiento de Pisco cerca de la planta de Hunt Oil, reduciendo los costos de ubicación, por la mayor facilidad en la obtención de permisos medioambientales y el acceso al puerto para el transporte del GNL al sur o norte del país.
5. Adaptación de las plantas existentes y proyectadas como plantas duales, a fin de operar con combustibles alternativos. Esta opción dependerá única y exclusivamente de la valoración económica que efectúen los propietarios de las centrales, en función de sus propios intereses.

B) Normativas y Gestión de Riesgo:

Tal como se indica detalladamente en el presente informe, es necesario avanzar en los siguientes programas:

1. Diseño de un plan de emergencia en caso de problemas en los ductos.
2. Diseño de un plan para la reducción de la demanda de gas natural con criterios preestablecidos y automáticos.
3. Medidas preventivas de control del gasoducto.
4. Equipos de actuación rápida para la reparación de fallas.

Con las medidas anteriores, las consecuencias ante una eventual falla de suministro se reducen sensiblemente, aunque nunca es posible eliminarlas en su totalidad.

Plan Estratégico para la implementación de las Medidas.

Para la implementación de las propuestas anteriores se requiere la actuación de diversos organismos. A continuación se detalla una propuesta de actuación concreta para cada una de ellas:

1. **Construcción de una planta de generación eléctrica en Ayacucho.**

A través de ProInversión, debería convocarse un Concurso Publico Internacional para la construcción de la planta de generación de 200 MW, fomentando la constitución de consorcios público-privados para la misma.

A pesar de que los 2,700 m de altitud de Ayacucho harán técnicamente menos eficiente el proceso de producción de la electricidad, la reducción de los costos de transporte a partir del momento de saturación del ducto (se estima en el 2011), permitirán alcanzar unos costos de generación inferiores a los de las centrales situadas al final del ducto, cerca de Lima, y por consiguiente despacharán un número significativo de horas.

Es decir, la pérdida de eficiencia por la altitud originaría un incremento en el costo de operación, pero en menor proporción que la reducción que se experimentaría en dicho costo de operación debido a la reducción del precio de gas natural. Adicionalmente, dicha planta termoeléctrica ayudaría en gran medida con los problemas de interrupciones y de suministro al cual se encuentran expuestas, en la actualidad, las redes eléctricas de la referida zona.

2. **Mantener las plantas de Mollendo, Tacna e Ilo en el sur.**

Al objeto de garantizar el suministro de gas a precios competitivos para las centrales del sur, ProInversión debe convocar un concurso Internacional para la concesión de la distribución de gas en Ca zona de Tacna, Moquegua y el sur de Arequipa, apoyada en los contratos de suministro de gas a las centrales de la zona.

El inversor que se adjudicase la zona de distribución, estaría obligado a invertir en la planta de GNL en Pisco, en los depósitos de almacenamiento en puerto y en los equipos para la distribución del GNL.

Dado el interés de las generadoras en dichos suministros y al objeto de garantizar la viabilidad del proyecto, debería convocarse el concurso partiendo de la base de que los propietarios de las centrales públicas del sur a través de FONAFE, participarán como socios minoritarios del grupo inversor. En síntesis se trataría de buscar en el mercado un inversor privado dispuesto a asumir un paquete mayoritario del consorcio.

Es conocido que por parte de actores públicos y privados se está estudiando y negociando la posibilidad de construir un gasoducto hacia el sur de Perú con conexión al norte de Chile. Es evidente que en el momento en que este gasoducto sea realidad, tanto las plantas de generación como el resto del mercado, pasarán a ser alimentadas por dicho gasoducto.

Con la instalación de los equipos de GNL lo que se consigue es anticipar el suministro de gas, creando mercado que justifique en el futuro la inversión en el gasoducto y reduciendo el riesgo de una falla del ducto actual a corto plazo.

3. Impulsar la creación de una central térmica en el norte.

Por las últimas informaciones recibidas, parece que es altamente probable que se confirmen nuevas reservas de gas para BPZ, en base a las mismas se propone que ProInversión convoque también a Concurso Internacional para la construcción de una central de 150MW, ya que por su ubicación y al tener unos costos de transporte de gas sensiblemente inferiores a las plantas situadas en Chilca y Lima, será despachada con toda seguridad.

Es importante que por parte del organismo correspondiente se plantee el reforzamiento de las líneas de transmisión actuales para dar salida a la energía generada para esta central.

4. Depósitos de almacenaje de GNL cerca del mercado.

La contratación e inversión en los depósitos de almacenaje debería ser responsabilidad de la empresa transportadora, como garantía de suministro, asumiendo que los costos correspondientes deberían ser reconocidos en las tarifas de la forma en que Osinergmin establezca.

Un problema relevante en lo que a inversión se refiere es la necesidad de disponer de torres de licuefacción que permitan comprimir el gas para su almacenamiento que sólo serán utilizadas unos días al año hasta el total llenado de los depósitos.

Estableciendo que como máximo se debería tardar 30 días en procesar el gas necesario, no resulta económicamente interesante que sea la transportadora quien efectúe la inversión en las plantas de licuefacción, por lo que en este caso, ProInversión debería licitar en Concurso Público Internacional la construcción de dos plantas de licuefacción, cerca de

los dos depósitos que permitan a los inversores atender un mercado de GNL y que contaría con un cliente inicial (transportadora de gas), para el llenado de los depósitos cada vez que fuese necesario.

El inversor que obtenga la buena pro de la licitación, para la zona de Ventanilla, debería poder atender por camiones el mercado industrial de la zona de Lima y las estaciones de GNL Vehicular (con las repercusiones a estudiar que ello pudiese tener con el contrato de Calidda).

El inversor que obtenga la buena pro de la licitación, en la zona de Pisco debería, así mismo, poder atender el mercado industrial de la zona. En este caso, se podría convocar el concurso para la planta de GNL unido al concurso para la concesión de la distribución de gas de la zona sur del país, ya que dicha planta es necesaria para el transporte de GNL por barco a Mollendo o Ilo.

El tamaño de la planta prevista en el estudio es de 300 Tm/día, aunque esta cifra podría ser superior en función de las proyecciones del inversor.

5. Actuaciones Normativas y de Gestión de Riesgo:

Para la redacción de las Normas cuya responsabilidad recae totalmente en el área de supervisión de gas natural de Osinergmin, así como para su seguimiento y actualización periódica, recomendamos la creación de un Comité en el que bajo la dirección del Osinergmin, participen todos los actores y/o agentes del sistema.

Las normas que a continuación se detallan deberían ser redactadas y aprobadas en un máximo de 90 días y actualizadas trimestralmente.

- Diseño de plan de emergencia en caso de problemas en los ductos.
- Diseño de plan para la reducción de la demanda con criterios preestablecidos y automáticos.
- Medidas preventivas de control del gasoducto.
- Equipos de actuación rápida para la reparación de fallas.

Edición
OSINERGMIN-GART

Impresión
Color & Trazos S.G.P. S.A.C.

2007

RIESGO DE INDISPONIBILIDAD DEL DUCTO DE CAMISEA EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Por encargo del Osinergmin, el riesgo de indisponibilidad del ducto de Camisea en el sector eléctrico peruano ha sido analizado recientemente por la consultora Latin Bridge Business S.A. y los resultados de su trabajo y recomendaciones están contenidos en el informe que el Organismo Regulador difunde con esta publicación, con la finalidad de enriquecer el debate técnico que de manera permanente involucra al Proyecto Camisea, dejando sentado que las recomendaciones de la consultora no son necesariamente las únicas opciones para afrontar las consecuencias de eventuales interrupciones del suministro del gas natural.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
División de Regulación de Generación y Transmisión

Avenida Canadá 1460, San Borja, Lima 41
Teléfono: 219 3400 Anexos: 2001/ 2010 Fax: 224 0491



Osinergmin