

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA CENTRAL TÉRMICA A GAS NATURAL EN EL SUR DEL PAÍS

**INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:
MICKE CRISTHIAN SALINAS URQUIETA**

**PROMOCIÓN
2005-II**

**LIMA-PERÚ
2012**

**ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA
CENTRAL TÉRMICA A GAS NATURAL
EN EL SUR DEL PAÍS**

A mis padres,
por su profundo amor y dedicación

SUMARIO

El presente informe evalúa la viabilidad económica de un proyecto de generación eléctrica en base a gas natural en la zona sur del país, este tipo de proyectos tiene gran importancia porque permite en primer término darle confiabilidad al sistema eléctrico de dicha zona y en segundo lugar es un proyecto que crean demanda para hacer viable la implementación de los gasoductos regionales a instalarse en la zona sur del país.

Del resultado de la evaluación económica de este proyecto de inversión en generación se espera obtener los índices económicos que permitan determinar la viabilidad de construir una central térmica a gas natural.

El procedimiento utilizado ha sido utilizar las proyecciones de precios de gas natural para la zona sur, tomar los datos del sistema eléctrico que se consideran en los estudios del sector eléctrico nacional, simular la operación del sistema utilizando modelos computacionales reconocidos en el sector eléctrico, modelo PERSEO, determinar los despachos del proyecto de generación y los precios de la energía para todo el horizonte de estudio, obtener los ingresos por energía y potencia con los cuales a través de un flujo de caja descontado se realizarán la evaluación económica.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA	3
1.1 Antecedentes	3
1.2 Descripción del problema.....	4
1.3 Objetivo.....	4
1.4 Alcances	5
CAPÍTULO II	
EL GAS NATURAL EN EL MERCADO ELECTRICO PERUANO	6
2.1 Análisis de la producción actual de energía eléctrica a base de gas natural	6
2.2 Análisis de la demanda de energía eléctrica	9
CAPÍTULO III	
GASODUCTO HACIA EL SUR DEL PERÚ	11
3.1 Consideraciones técnicas	11
3.2 Consideraciones económicas.....	14
3.3 Proyecciones de los consumos y de los usuarios de gas natural	15
3.3.1 Proyecciones de los consumos de gas natural.....	15
3.3.2 Proyecciones de los Usuarios de Gas Natural	19
CAPÍTULO IV	
UNA NUEVA CENTRAL TERMICA EN EL SUR	21
4.1 Proyección de la demanda del sistema nacional según el plan del ministerio de energía y minas	21
4.2 Proyección de la oferta según el plan de ministerio de energía y minas.....	23
4.3 Costo de abastecimiento del gas en la región	24
4.3.1 Estructura del costo de abastecimiento hasta el usuario final.....	24
4.3.2 Valoración de los costos del servicio.....	25
4.4 Evaluación del despacho	25
4.5 Proyección de los precios en barra en el horizonte de estudio.....	25
CAPÍTULO V	
EVALUACIÓN ECONOMICA	35
5.1 Costos de inversión de la nueva central térmica en el sur.....	35

5.2	Costos de operación y mantenimiento	36
5.3	Análisis del tamaño y tipo de contrato de gas natural para la producción de energía eléctrica.....	36
5.4	Proyección de ingresos por potencia y energía.....	36
5.5	Análisis económico	41
5.5.1	Tasa de descuento del proyecto	44
5.5.2	Tiempo de recuperación.....	45
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	47
	ANEXO A FLUJO DE CAJA PARA PRECIO DE GAS 2.5 USD/MMBTU	50
	ANEXO B FLUJO DE CAJA PARA PRECIO DE GAS 3.0 USD/MMBTU	51
	ANEXO C FLUJO DE CAJA PARA PRECIO DE GAS 3.5 USD/MMBTU	52
	ANEXO D FLUJO DE CAJA PARA PRECIO DE GAS 4.0 USD/MMBTU	53
	BIBLIOGRAFÍA	54

INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico peruano será capaz de tener un desarrollo sostenible en el largo plazo, en la medida que exista confiabilidad de abastecimiento de su demanda de energía con una oferta altamente disponible, favorable al medio ambiente y en especial económica.

Las diversas alternativas de transformación de energía, ubican al agua en primer lugar de las fuentes por su característica de ser renovable, sin embargo los altos costos de inversión y el tiempo para su recuperación son probablemente el principal obstáculo que ha impedido que tales tipos de centrales de generación sean construidos en los últimos años.

No obstante, la presencia del gas natural barato en el mercado energético peruano hizo factible que las empresas de generación eléctrica vieran en dicho combustible la alternativa de mediano plazo para el crecimiento de la oferta.

En este contexto, la evolución de la oferta de generación no ha seguido de la mano de la demanda, motivando deformaciones evidentes en los precios de corto plazo con relación a los precios de barra, asumidos estos como costos teóricos de tendencia esperada de los primeros. Adicionalmente, los márgenes de reserva efectiva vienen disminuyendo ostensiblemente a la par que su costo bordea el costo de racionamiento.

Urge pues un análisis de las futuras posibilidades de producción de energía con unidades generadoras de alta eficiencia y de menor costo variable, sobre todo si lo que se vislumbra en el mediano plazo es la interconexión energética regional como nuevo ámbito de mercado.

Dado lo expuesto es que en el presente informe se enfoca en determinar las condiciones económicas que harían viable una central termoeléctrica, la cual use el gas de Camisea, se conecte al Sistema Interconectado Nacional, ubicándose en el sur del Perú

El presente informe está organizado en cinco capítulos:

- En su primer capítulo, se describe los antecedentes relevantes que sientan la base general de su desarrollo; detallando el alcance y el objetivo del mismo.
- El segundo capítulo realiza un recuento del uso de gas natural para la producción de energía eléctrica en el sistema eléctrico peruano.
- El tercer capítulo aborda la proyección de consumo y precio del gas natural en la zona

sur del país.

- En el cuarto capítulo del informe se realiza una proyección de la operación de la futura central a implementada en la zona sur del país.
- El quinto capítulo del informe realiza una evaluación económica de la operación de la central, en base a diferentes escenarios tomando como variable el precio del gas natural en la zona sur.

En el colofón del informe se muestran las conclusiones finales que recogen los resultados producto de la evaluación.

CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA

En este capítulo se realiza el planteamiento de ingeniería del problema, para ello primeramente se exponen los antecedentes, se hace la descripción del problema, se precisa el objetivo y alcance del informe.

1.1. Antecedentes

El mercado eléctrico peruano ha venido presentando un desbalance entre la oferta y la demanda que se dio a conocer con mayor énfasis a partir de la crisis eléctrica del año 2004 debido a la sequía presentada ese año. Si bien esta crisis no derivó en un racionamiento de energía, sí tuvo un efecto muy notorio en el incremento sustancial del costo marginal del Sistema con relación al precio de barra.

Como es natural, especialmente en el caso eléctrico, para garantizar el suministro de energía, es necesario que el parque de generación cuente con suficiente capacidad y energía para atender la demanda de los consumidores en el mismo instante en que ésta lo necesite.

En este orden de cosas, se puede plantear el desabastecimiento como un problema de dos orígenes que no necesariamente suceden simultáneamente:

- a) Desabastecimiento de potencia: cuando no existe la capacidad requerida (máquinas generadoras disponibles) para abastecer la demanda.
- b) Desabastecimiento de energía: cuando no existen suficientes recursos energéticos (agua y/o combustibles) para abastecer el consumo (Figura 1.1).

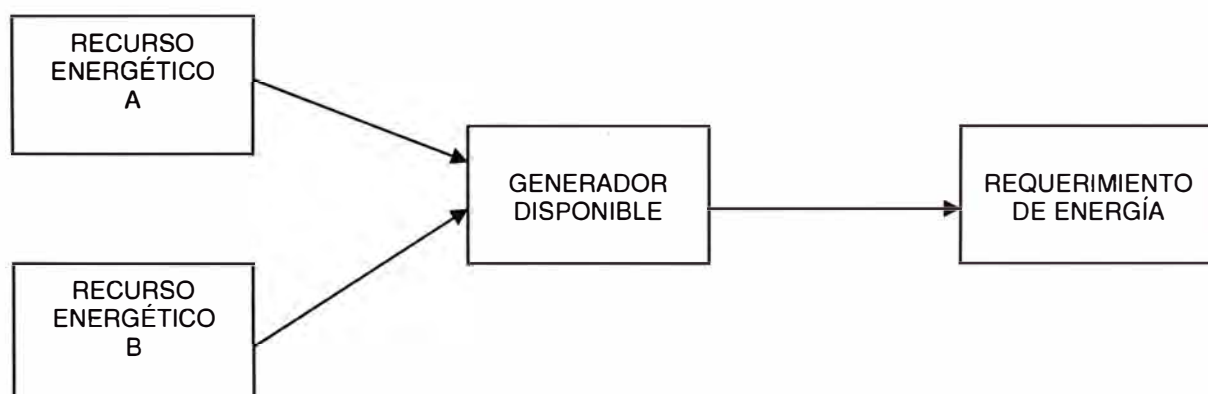


Figura 1.1 Esquema básico de abastecimiento de demanda energética

En un sistema eléctrico hidrotérmico como el peruano, cuyas fuentes de energía son

de diverso origen, la insuficiencia puede deberse ya sea a una falla en el lado de la oferta, una variación abrupta de la demanda, o a una combinación de ambas. En el primer caso se encuentran la sequía, la indisponibilidad de combustibles y las fallas en unidades de generación, mientras que en el segundo caso se deben básicamente al incremento inesperado de la demanda.

Como es sabido, desde el punto de vista probabilístico, mayor será la confiabilidad del sistema en la medida que se cuente con un parque de mayor capacidad y/o mayor disponibilidad de energía. Por lo tanto, abona en este sentido, la ampliación del margen de reserva de generación, incrementando el equipamiento térmico de bajo costo variable, puesto que simultáneamente evita la dependencia de los impredecibles ciclos hidrológicos.

1.2 Descripción del problema

Como se señalaba en los antecedentes, la sequía del año 2004 puso de manifiesto que la capacidad de reserva que se tenía no era suficiente, debido a que existe una gran diferencia entre la capacidad de una unidad termoeléctrica y una hidroeléctrica. Mientras que en la unidad termoeléctrica, la capacidad se encuentra casi siempre disponible excepto por los mantenimientos de máquina, en las unidades hidroeléctricas, aun cuando se tenga plena disponibilidad de máquina, su capacidad está limitada por la cantidad de agua disponible para su generación. Es decir, aun cuando podría existir suficiente reserva de capacidad, sería inútil si el sistema atravesara una escasez de agua.

Un escenario como el delineado en el párrafo anterior, conllevó en el año 2004 al uso de las unidades termoeléctricas de mayor costo variable (más antiguas), elevando el costo variable de producción y por ende el costo marginal de transacción de corto plazo.

Por otro lado, con vista al desarrollo de la economía peruana, los escenarios futuros plantean un crecimiento de la demanda en el sur, zona donde se contaría con un ramal del gasoducto de Camisea. En tal caso, tomando el principio de que la fuente de generación eléctrica es más eficaz en la medida en que se ubica más cerca del centro de carga, el sistema Interconectado se plantea la necesidad de explorar la viabilidad de una central termoeléctrica de generación en la zona sur.

El desarrollo del presente informe permitirá determinar la viabilidad de la implementación una central térmica a gas natural en el área sur del país. Dicha central tendría un costo variable muy por debajo de las unidades termoeléctricas que usan otro tipo de combustible fósil.

1.3 Objetivo

Determinar las condiciones económicas que harían viable una central termoeléctrica, la cual use el gas de Camisea, se conecte al Sistema Interconectado Nacional,

ubicándose en el sur del Perú.

1.4 Alcances

Los alcances que tendrá el presente informe son:

- Adopción de los estudios existentes acerca del mercado eléctrico que toman en cuenta las próximas centrales a instalarse en el sistema interconectado nacional.
- Tomando en consideración el informe del Banco Mundial relativo a “Gasoductos Regionales” se determinará la ubicación óptima del proyecto. Se desprenderá de ello, el planteamiento y formulación de alternativas.
- Simulación del despacho económico en el SEIN de las alternativas de ubicación en el horizonte del proyecto, en base a un modelo que considere los procedimientos del COES y normas relevantes del OSINERGMIN.
- Evaluación económica de las alternativas planteadas.

CAPÍTULO II EL GAS NATURAL EN EL MERCADO ELECTRICO PERUANO

Se observa, que la reserva del sistema está dada por unidades de baja eficiencia, por lo que existe la necesidad de recomponer el parque generador, para darle mayor confiabilidad y migrar hacia uno más eficiente, que fomente la competitividad en el sector.

En ese sentido, el Estado siguiendo con su política de impulsar el uso del gas de Camisea para la generación de energía eléctrica, planea construir gasoductos regionales que abastezcan de gas natural a diferentes zonas del país con la finalidad de tener un combustible fósil más barato que el Diesel. De esta forma, se espera un cambio importante en el parque generador a lo largo de las zonas de influencia de estos gasoductos regionales.

Esta política de enrumbar hacia el consumo masivo del gas natural se explica principalmente por sus menores precios (establecidos en un precio tope como US\$ 1 MMBTU en boca de pozo) frente a los precios de los combustibles líquidos.

No obstante esta ventaja de precios, el ritmo de entrada a operación en el SEIN de las centrales a gas estará condicionado por la evolución de la demanda del SEIN que origine precios que permitan la recuperación de las inversiones involucradas.

Por lo expresado, el uso del gas en el Perú ha venido evolucionando favorablemente desplazando a la generación térmica que usa otro tipo de combustible fósil.

En este capítulo se desarrollan dos temas:

- Análisis de la producción actual de energía eléctrica a base de gas natural.
- Análisis de la demanda de energía eléctrica.

2.1 Análisis de la producción actual de energía eléctrica a base de gas natural

El Perú, poseedor de fuentes de gas natural en diferentes zonas del país, presenta posibilidades de expansión de la oferta en energía eléctrica. Justamente los proyectos futuros se basan en la utilización del gas natural proveniente de Camisea.

Haciendo un recuento hasta la fecha, se observa que existen varias empresas que han puesto en operación plantas de producción de energía eléctrica usando como combustible gas natural, tanto proveniente de Camisea como de otras zonas del país; ellas son:

- a) EGASA.- Cuenta con una central térmica ubicada en pisco compuesta por dos

unidades operando en ciclo simple con una potencia instalada total de 69 MW

b) EGESUR.- Cuenta con una central térmica ubicada en Pisco con una potencia instalada de 23 MW.

c) EEP SA.- Cuenta con una central térmica ubicada en la ciudad de Talara operando en ciclo simple con sus tres grupos que totalizan una potencia efectiva de 135 MW usando gas natural proveniente de Talara.

d) TERMOSELVA.- La central está ubicada en la ciudad de Aguaytía y cuenta con dos grupos en ciclo simple con una potencia efectiva total de 177 MW usando gas natural de la misma zona.

e) EGEDEL.- Posee dos centrales térmicas que usan el gas natural proveniente de Camisea, las cuales se ubican en Lima y son:

- C. T. de ventanilla: Central que cuenta con dos unidades a gas y una a vapor operando en ciclo combinado, los cuales totaliza una potencia efectiva de 492 MW.

- C. T. Santa Rosa: Central que cuenta con cuatro grupos operando a ciclo simple, totalizando una potencia efectiva de 428 MW.

f) ENERSUR.- Posee una la central térmica a gas natural proveniente de Camisea, ubicada en Chilca, la misma que cuenta con tres turbinas con una potencia efectiva total de 536 MW en ciclo simple.

g) KALLPA.- La central térmica Kallpa se encuentra en Chilca en la ciudad de Pisco cuenta con tres grupos que trabaja a ciclo simple y posee una potencia efectiva de 578 MW usando gas natural proveniente de Camisea

h) SDF ENERGIA.- Cuenta con una unidad de 30 MW, la misma que opera como central térmica de cogeneración, pero para realizar el proceso productivo utilizan Gas Natural de Camisea.

Al observar el sistema interconectado nacional desde el punto de vista de potencia efectiva, se tiene que la construcción de centrales a gas natural tienen una participación similar a las hidráulicas dentro del SEIN (Figura 2.1); siendo en el corto plazo las centrales a gas natural las que concentrarían mayor potencia efectiva, si se tiene en cuenta las próximas centrales que están en construcción, frente a un parque de generación hidráulico que se mantiene estacionario en cuanto a nuevas construcciones.

Por otro lado, debido a la metodología de despacho de energía en el SEIN, basado en la optimización con el criterio económico del menor costo de operación y siendo las centrales a gas las de menor costo variable combustible y de mayor eficiencia dentro de las centrales térmicas, se desprende que las unidades a gas natural han tomando un papel preponderante dentro del despacho económico del SEIN como lo muestra la Tabla 2.1 "Evolución anual de la participación del Gas natural en la producción de Energía del

SEIN GW.h".

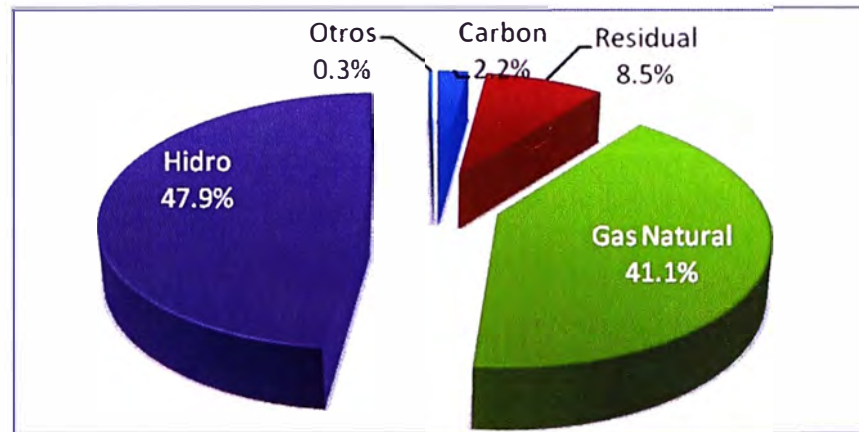


Figura 2.1 Distribución de la Potencia Efectiva por tipo de fuente (Fuente: COES 2011)

Tabla 2.1 Evolución anual de la participación del Gas natural en la producción de Energía del SEIN GW.h (Fuente: COES)

Año	Gas natural	Energía SEIN	Participación
2001	744.2	18,462.8	4.03%
2002	1,006.4	19,657.9	5.12%
2003	1,229.9	20,688.6	5.94%
2004	2,170.1	21,902.7	9.91%
2005	4,071.8	23,001.5	17.70%
2006	4,296.3	24,762.8	17.35%
2007	7,316.1	27,254.9	26.84%
2008	9,318.7	29,558.7	31.53%
2009	9,266.8	29,807.6	31.09%
2010	11,446.5	32,426.8	35.30%
2011	13,462.2	35,217.4	38.23%
Crecimiento 2001 / 2011	33.58%	6.67%	

Tabla 2.2 Evolución anual de la participación del Gas natural en la producción de Energía del SEIN por procedencia GW.h Fuente: COES

Año	Malacas-Aguaytia	Camisea
2001	744.2	0.0
2002	1,006.4	0.0
2003	1,229.9	0.0
2004	1,683.8	486.3
2005	1,806.9	2,264.9
2006	1,739.9	2,556.4
2007	1,742.5	5,573.5
2008	1,908.8	7,409.8
2009	2,819.8	6,447.0
2010	1,448.6	9,997.9
2011	1,192.3	12,269.9

Finalmente, se observa en la Tabla 2.2 como a través del tiempo se ha venido incrementando el consumo de gas de Camisea para la producción de energía iniciándose esta en el 2004 con la conversión de las unidades de ventanilla a gas para finalmente conformarse el ciclo combinado.

2.2 Análisis de la demanda de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica a escala nacional ha venido presentando una tendencia creciente a lo largo de los últimos años (Figura 2.2), si bien es cierto este no se ha dado de manera continua, debido a diversos factores; dentro de ellos y el principal de índole económico como la crisis mundial presentada en el año 2008 que contrajo el crecimiento de la demanda a un nivel mínimo (0.84%). Sin embargo los dos últimos años la demanda de potencia ha tenido crecimientos importantes impulsados principalmente por la puesta en marcha de los proyectos mineros que a su vez han empujado un crecimiento de la demanda vegetativa.

Durante el año 2011, el consumo de energía fue de 35,217 GWh, de los cuales, 32,751 GWh (93%) sirvieron para abastecer el sistema público de electricidad y los restantes 2,465 GWh (7%) para el sistema privado.

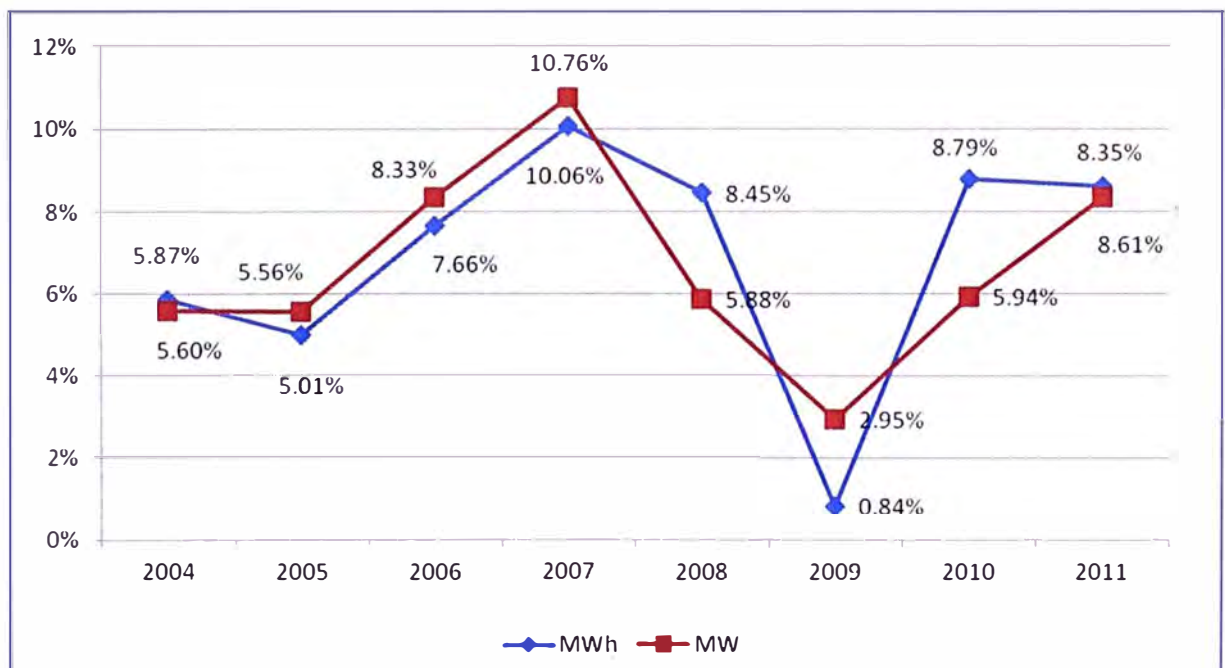


Figura 2.2 Crecimiento anual de demanda de electricidad

El aporte a la máxima demanda del SEIN por parte de las centrales térmicas equivale al 45%, de los cuales, el 68% corresponde a centrales que usan gas natural.

Por otra parte, según el Plan Referencial de Electricidad 2008-2017 la máxima demanda llegaría a 8,256 MW en el año 2017 siendo la tasa de crecimiento promedio anual de 7.55%

Se estima que 1500 MW será la potencia necesaria para suministrar energía a las

industrias mineras y metalúrgicas hasta el año 2017, lo cual significa una tasa de crecimiento promedio de 30% según el plan referencial de expansión del Ministerio de Energía y Minas.

CAPÍTULO III GASODUCTO HACIA EL SUR DEL PERÚ

En este capítulo se desarrollan tres aspectos principales: consideraciones técnicas y consideraciones económicas, proyecciones de consumos y de usuarios de gas natural.

3.1 Consideraciones técnicas

Para determinar el recorrido del gasoducto al sur, se ha recogido la información del estudio de factibilidad del proyecto realizado por Arcan Engineering, el mismo que establece la construcción de un ducto principal o troncal y ductos de menor diámetro que permitan el suministro de gas a las zonas de demanda o también llamados ramales de distribución.

En dicho documento se tiene un Gasoducto Troncal que se ha dividido en los siguientes tramos (Figura 3.1 y 3.2):

- I Malvinas - Kepashiato
- II Kepashiato - Cusco
- III Cusco - Puno
- IV Puno - Moquegua
- V Moquegua – Ilo

Así mismo, el ducto tiene como punto de inicio en la planta de tratamiento ubicado en las Malvinas, desde este punto el Gasoducto recorrerá de forma paralela al gasoducto Camisea ya existente.

La implementación del gasoducto al sur permite la solución de problemas relacionados con la generación de energía eléctrica el sur como el que se expone a continuación:

El área central del Perú, específicamente los departamentos de Lima e Ica, se ha convertido en la principal elección para la ubicación de los nuevos proyectos en base a Gas natural, debido a la cercanía del gasoducto central que viene de Camisea. Esto ha ocasionado que las áreas tanto norte como sur se hayan vuelto importadoras de energía proveniente del área centro.

El incremento de la demanda de energía sin el correspondiente aumento de nuevas instalaciones de transmisión ha originado que la importación de energía del área centro provoque congestiones de las líneas que transportan hacia las áreas importadoras.

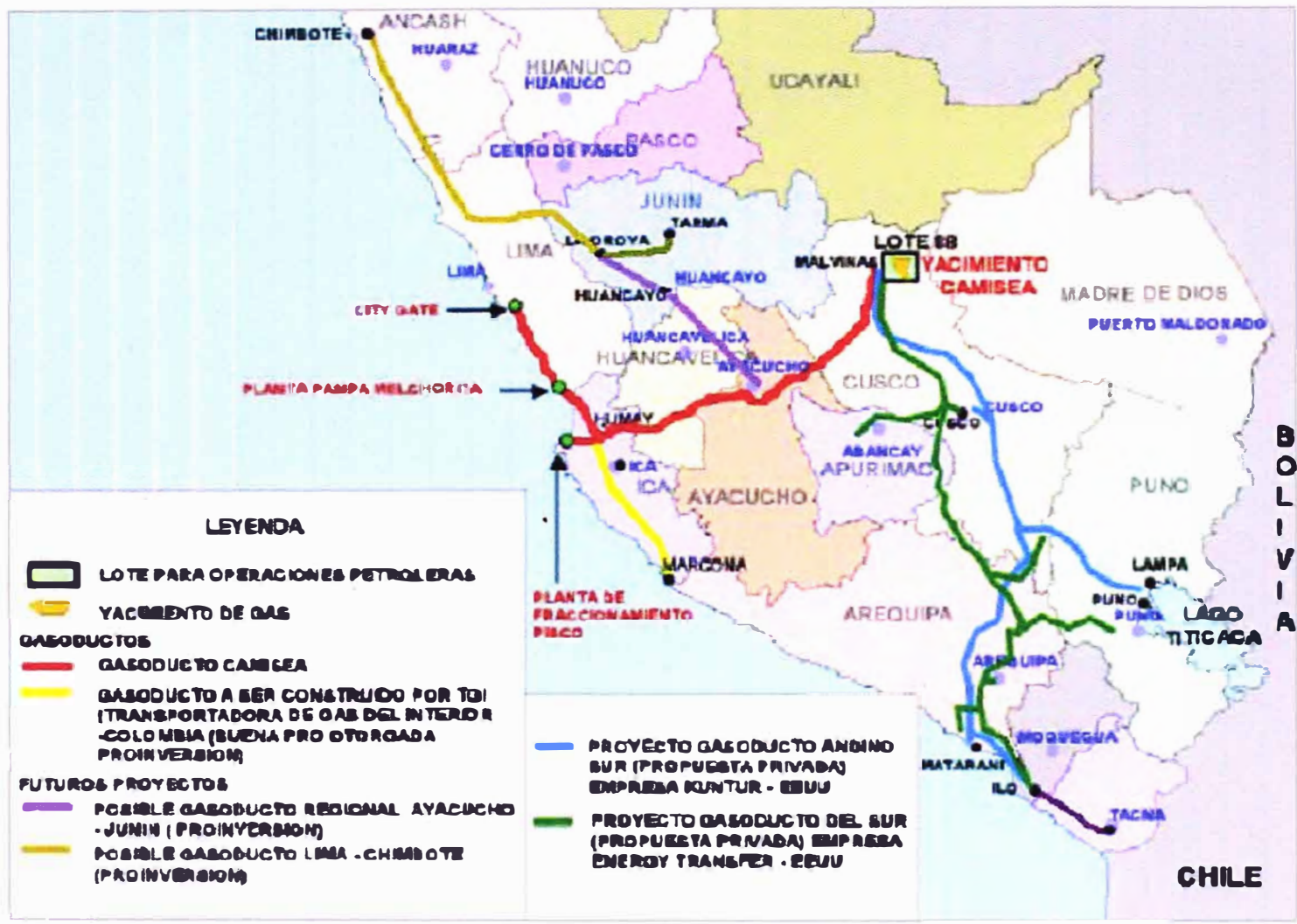


Figura 3.1 Esquema de distribución de los gasoductos regionales

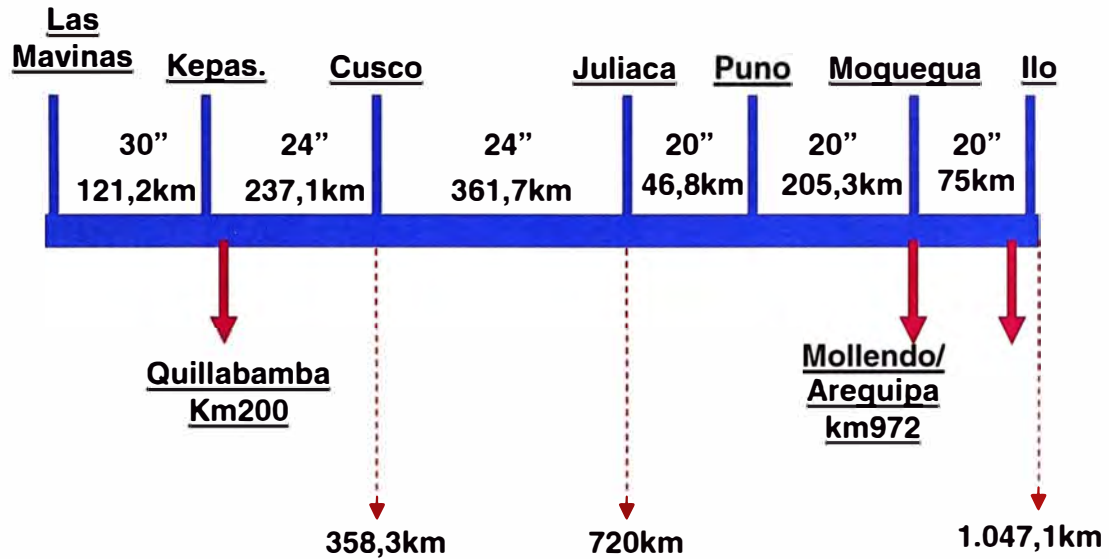


Figura 3.2 Esquema del Sistema de Transporte Gasoducto del Sur

En el caso del área sur, el flujo de energía a través de la línea de Mantaro-Socabaya (L-2051/2052/2053/2054) ha sido limitada a 460 MW en la dirección Centro-Sur; obligando al operador del sistema a despachar unidades térmicas locales, es decir del área sur, cuyos costos variables son mayores a los de las máquinas que les correspondería operar según el orden de mérito de costo variable del SEIN.

Este problema se verá agravado con la ampliación y entrada en operación de los principales centros de carga del área sur como son: Sociedad Minera Cerro Verde, Minera Quellaveco, Tía María, Los Chancas, Las Bambas, Minera Chapi los cuales suman 589 MW para el año 2015 representando una tasa de crecimiento 20 %.

Por otro lado, es importante tomar en cuenta que un grupo térmico ubicado en una zona de determinada altura sobre el nivel del mar, tiene una pérdida de potencia del orden del 10% del valor nominal a partir de los mil m.s.n.m. y dicha pérdida se va incrementando en este porcentaje por cada mil metros de altura adicional.

Cuando se analizan estos aspectos de la carga, la pérdida de eficiencia de los grupos térmicos por la altura, así como la facilidad del acceso a las redes de transmisión; se puede concluir que es altamente probable que las nuevas centrales a gas natural se localicen en la costa, en particular, cerca del centro de consumo de mayor demanda.

Tal sería el caso de la ciudad de Ilo, ubicada al nivel del mar y por tanto de gran potencial competitivo para los grupos que se ubiquen allí otorgándoles un mejor lugar en el orden de despacho frente a las centrales localizadas en la sierra.

Es decir, el análisis del sistema de transmisión y del probable recorrido de los gasoductos hacia el sur del país, permite señalar que la ubicación óptima de las nuevas centrales a gas natural se ubicarán muy cerca de la actual central térmica Ilo. Cabe señalar además que la ubicación de las nuevas centrales obligará a llevar a cabo un

reforzamiento de la red de transmisión que permita evacuar la energía generada hacia el resto del sistema, reduciendo así el riesgo de congestión del sistema de transmisión que vincule la central con el SEIN. Vale decir que este reforzamiento evitaría que se limite el volumen de despacho de energía de bajo costo variable como es el de una nueva central a gas natural.

3.2 Consideraciones económicas

Para determinar la viabilidad económica del gasoducto ha sido necesario realizar una estimación de la demanda de gas natural, para lo cual PROINVERSION encomendó un Estudio de Demanda potencial de GN para Arequipa, Moquegua y Tacna con un horizonte hasta el 2028.

Premisas Básicas para la estimación de la Demanda: (La información acerca de la estimación de Demanda fue tomada del estudio Técnico y Social del Proyecto de Suministro de Gas natural a los departamentos de Arequipa Moquegua y Tacna).

La proyección de la demanda de gas natural, para cada una de las localidades comprendidas en el estudio de provisión de gas natural a la región, constituye una de las variables claves para la realización del análisis económico y financiero, en virtud de que la mayor penetración de este combustible en la matriz energética de la región, mejorará los resultados en términos del costo del servicio y en términos de ganancias.

El período de análisis para las proyecciones de demanda abarcó un total de 20 años: esto es del año 2009 al año 2028.

Los sectores consumidores que se consideraron en el Estudio de Mercado de las regiones que sustituirán energéticos por gas natural son:

- Residencial
- Comercial y Pequeña Industria
- Gas Natural Vehicular (GNV)
- Grandes Clientes (Industrias y Generación Eléctrica)

Con respecto a la probable demanda de gas en generación eléctrica, se consideran la conversión de la Central térmica Ilo1, con una potencia efectiva de 70 MW, más una nueva central de 100 MW que entraría en el 2014. En el mismo escenario se considera la conversión de una pequeña central del usuario minero Cerro Verde con una capacidad de 15 MW.

Asimismo, para la demanda de energéticos a sustituir por gas natural en el sector de comercios y pequeña industria, se consideró los potenciales consumidores de gas natural para el proyecto. Luego, y en base a los consumos promedio unitarios en energéticos a sustituir por gas natural (GLP, carbón, residual, etc.) se proyectan las demandas potenciales asumiendo un factor de penetración razonable en el tiempo.

Con respecto a la demanda de GNV, se efectuaron proyecciones basadas, en el número de parque vehicular de la región, además de factores tales como la ubicación relativa de las ciudades, actividad predominante, cercanía con otras localidades, tipo y flujo de tránsito. Vale aclarar que la demanda de GNV incluida en la evaluación económica-financiera, incorpora únicamente el consumo proyectado del parque automotor de la única localidad considerada con potencial para el desarrollo del GNV: Arequipa.

Los diferentes escenarios utilizados para proyectar la demanda de gas en las regiones plantea tres escenarios: conservador, pesimista y optimista; los cuales se diferencian por:

- Tasas de crecimiento de la economía.
- Incorporación o no de demanda termoeléctrica.
- Mayor despacho de plantas térmicas.
- Mayor escala de nuevos proyectos productivos intensivos en gas.

Es indudable que la demanda agregada de gas natural será función del precio del crudo y sus derivados,

En base a lo mencionado se han considerado escenarios posibles de demanda para dimensionar la infraestructura de provisión del servicio a la región sur:

- Alternativa I: Demanda pesimista
- Alternativa I: Demanda base
- Alternativa II: Demanda optimista

3.3 Proyecciones de los consumos y de los usuarios de gas natural

Esta sección se divide en dos ítems:

- Proyecciones de los consumos de gas natural
- Proyecciones de los usuarios de gas Natural

3.3.1 Proyecciones de los consumos de gas natural

Conforme los supuestos desarrollados en la anterior sección, a continuación se presentan las estimaciones de demanda para las localidades de Arequipa, Moquegua, Ilo y Tacna, para el escenario base, y para tres momentos del período analizado: (i) Inicio año cero, (ii) A 10 años, (iii) A 15 años, y (iii) Fin del Período.

Como factor relevante se tiene que en las localidades de la región, la demanda de grandes clientes concentran entre el 98%-78% (año cero-año 20) de la demanda proyectada del escenario base para esas regiones.

En la localidad de Arequipa (Tabla 3.1), resulta relevante al comienzo (cero) la demanda de grandes clientes que concentra el 91%, con el sector industrial como el principal driver de la demanda, representando el 60% de la demanda. Hacia el final del

período comienza a ser relevante la proyección de la demanda de GNV, que concentra al año veinte el 52% de la demanda del departamento.

Asimismo para resaltar, en la localidad de Ilo (Tabla 3.3), la demanda de la generación eléctrica representa 78% del total de la demanda de esa localidad, seguida por la demanda proyectada de los grandes usuarios industriales, que concentran el 22%.

En las localidades de Moquegua y Tacna (Tabla 3.2 y Tabla 3.4), en cambio sólo son más relevantes los consumos de los clientes residenciales, seguido por los consumos de los comerciales y pequeñas industrias.

Tabla 3.1 Proyección de Demanda por Sector Consumidor Escenario Base– Arequipa
(Elaborado :R&G Energía y Regulación)

Sector		2009	2015	2020	2028
Grandes Usuarios Industriales	Consumo en MMPCD	3.4	3.6	3.9	4.3
	% sobre Total(Resid Base)	60%	27%	22%	19%
Grandes Usuarios Generadores	Consumo en MMPCD	1.8	2.0	2.2	2.6
	% sobre Total	31%	15%	12%	11%
Comercial y Peq Industria	Consumo en MMPCD	0.1	1.5	1.8	2.4
	% sobre Total (Resid Base)	2%	11%	10%	10%
GNV	Consumo en MMPCD	0.2	5.4	8.4	12.0
	% sobre Total (Resid Base)	4%	40%	47%	52%
Residencial	Consumo en MMPCD	0.1	1.1	1.4	1.7
	% sobre Total (Resid Base)	2%	8%	8%	7%
Total		5.6	13.6	17.7	23.0

Tabla 3.2 Proyección de Demanda por Sector Consumidor Escenario Base – Moquegua
(Elaborado :R&G Energía y Regulación)

Sector		2009	2015	2020	2028
Grandes Usuarios Industriales	Consumo en MMPCD	0.0	0.0	0.0	0.0
	% sobre Total(Resid Base)	0%	0%	0%	0%
Grandes Usuarios Generadores	Consumo en MMPCD	0.0	0.0	0.0	0.0
	% sobre Total	0%	0%	0%	0%
Comercial y Peq Industria	Consumo en MMPCD	0.0	0.1	0.1	0.1
	% sobre Total (Resid Base)	37%	42%	39%	41%
GNV	Consumo en MMPCD	0.0	0.0	0.0	0.0
	% sobre Total (Resid Base)	0%	0%	0%	0%
Residencial	Consumo en MMPCD	0.0	0.1	0.1	0.1
	% sobre Total (Resid Base)	63%	58%	61%	59%
Total		0.0	0.2	0.2	0.2

Tabla 3.3 Proyección de Demanda por Sector Consumidor Escenario Base – Ilo
(Elaborado :R&G Energía y Regulación)

Sector		2009	2015	2020	2028
Grandes Usuarios Industriales	Consumo en MMPCD	8.7	9.6	10.4	11.8
	% sobre Total(Resid Base)	34%	21%	20%	22%
Grandes Usuarios Generadores	Consumo en MMPCD	16.7	35.8	41.9	41.9
	% sobre Total	66%	79%	80%	78%
Comercial y Peq Industria	Consumo en MMPCD	0.0	0.0	0.1	0.1
	% sobre Total (Resid Base)	0%	0%	0%	0%
GNV	Consumo en MMPCD	0.0	0.0	0.0	0.0
	% sobre Total (Resid Base)	0%	0%	0%	0%
Residencial	Consumo en MMPCD	0.0	0.1	0.1	0.1
	% sobre Total (Resid Base)	0%	0%	0%	0%
Total		25.4	45.5	52.5	53.9

Tabla 3.4 Proyección de Demanda por Sector Consumidor Escenario Base–Tacna
(Elaborado :R&G Energía y Regulación)

Sector		2009	2015	2020	2028
Grandes Usuarios Industriales	Consumo en MMPCD	0.0	0.0	0.0	0.0
	% sobre Total(Resid Base)	0%	0%	0%	0%
Grandes Usuarios Generadores	Consumo en MMPCD	0.0	0.0	0.0	0.0
	% sobre Total	0%	0%	0%	0%
Comercial y Peq Industria	Consumo en MMPCD	0.0	0.3	0.4	0.5
	% sobre Total (Resid Base)	48%	53%	50%	53%
GNV	Consumo en MMPCD	0.0	0.0	0.0	0.0
	% sobre Total (Resid Base)	0%	0%	0%	0%
Residencial	Consumo en MMPCD	0.0	0.3	0.4	0.4
	% sobre Total (Resid Base)	52%	47%	50%	47%
Total		0.0	0.6	0.8	0.9

El proyecto de tendido de ramales de gas permitiría abastecer en el año horizonte (2028) una demanda promedio anual de aproximadamente 77,9 MMPCD (Tabla 3.5) en el escenario base. Para ese mismo año, puede observarse que el consumo de Ilo representa casi el 70% de la demanda potencial de la región Sur.

El consumo de gas natural en la zona sur del país se resume de la manera mostrada en la Tabla 3.6 “Proyección de Demanda Total en las Regiones para Escenarios de aprovisionamiento”.

Tabla 3.5 Proyección de Demanda por Región

MMPCD

Región	Año 1 (2009)				Año 10 (2018)				Año 15 (2023)				Año 20 (2028)			
	Pesim	Base	Opt	Plus	Pesim	Base	Opt	Plus	Pesim	Base	Opt	Plus	Pesim	Base	Opt	Plus
Arequipa	5.1	5.6	17.5	25.1	15.6	16.4	32.2	46.6	18.6	19.7	35.7	52.9	21.6	22.9	39.0	59.3
Moquegua	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Ilo	20.9	25.4	30.1	47.8	38.0	50.4	60.2	77.9	44.0	52.9	61.7	79.4	47.0	53.9	63.4	81.1
Tacna	0.1	0.1	0.1	0.1	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	0.0
Total	26.1	31.1	47.7	73.0	54.4	67.7	93.3	125.4	63.6	73.6	98.5	133.4	69.7	77.9	103.6	140.6

Región	Año 1 (2009)				Año 10 (2018)				Año 15 (2023)				Año 20 (2028)			
	Pesim	Base	Opt	Plus	Pesim	Base	Opt	Plus	Pesim	Base	Opt	Plus	Pesim	Base	Opt	Plus
Arequipa	20%	18%	37%	34%	29%	24%	34%	37%	30%	27%	36%	40%	31%	29%	38%	42%
Moquegua	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ilo	80%	82%	63%	66%	70%	75%	65%	62%	69%	72%	63%	60%	67%	69%	61%	57%
Tacna	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	101%	99%	99%	100%	100%

Tabla 3.6 Proyección de Demanda Total en las Regiones para Escenarios de aprovisionamiento

Sector		2009	2015	2020	2028
Grandes Usuarios Industriales	Consumo en MMPCD	12.1	13.2	14.2	16.1
	% sobre Total(Resid Base)	60%	27%	22%	19%
Grandes Usuarios Generadores	Consumo en MMPCD	18.4	37.8	44.1	44.5
	% sobre Total	31%	15%	12%	11%
Comercial y Peq Industria	Consumo en MMPCD	0.2	2.0	2.3	3.0
	% sobre Total (Resid Base)	2%	11%	10%	10%
GNV	Consumo en MMPCD	0.2	5.4	8.4	12.0
	% sobre Total (Resid Base)	4%	40%	47%	52%
Residencial	Consumo en MMPCD	0.1	1.5	2.0	2.4
	% sobre Total (Resid Base)	2%	8%	8%	7%
Total		31.0	59.9	71.0	78.0

3.3.2 Proyecciones de los Usuarios de Gas Natural

Los usuarios proyectados por sector consumidor se muestran en la Tabla 3.7. Los usuarios conectados en el sector residencial surgen del escenario de penetración de viviendas. En el caso de las proyecciones de usuarios de GNV, surgen de los Gasocentros previstos en la ciudad de Arequipa.

Tabla 3.7 Proyección de Usuarios por Región y Sector Consumidor

	SECTOR	2009	2015	2020	2028
	AREQUIPA	Residencial	6.083	61.761	82.759
Comercial y Peq. Industria		2.23	2.719	3.207	4.177
Grandes Usuarios		11	11	11	11
GNV		1	31	47	68
Total		20.313	106.48	143.966	181.223
MOQUEGUA		SECTOR	2009	2015	2020
	Residencial	4.63	4.696	6.293	7.455
	Comercial y Peq. Industria	2.2	2.67	3.17	4.17
	Grandes Usuarios	0	0	0	0
	GNV	0	0	0	0
	Total	6.83	7.366	9.463	11.625
ILO	SECTOR	2009	2015	2020	2028
	Residencial	4.7	4.774	6.397	7.579
	Comercial y Peq. Industria	1.9	2.31	2.74	3.61
	Grandes Usuarios	9	10	10	10
	GNV	0	0	0	0
	Total	15.6	17.084	19.137	21.189

TACNA	SECTOR	2009	2015	2020	2028
	Residencial	1.597	16.214	21.726	25.74
	Comercial y Peq. Industria	0.65	0.779	0.949	1.248
	Grandes Usuarios	0	0	0	0
	GNV	0	0	0	0
	Total	2.247	16.993	22.675	26.988
TOTAL	SECTOR	2009	2015	2020	2028
	Residencial	17.01	87.445	117.175	138.82
	Comercial y Peq. Industria	6.98	8.478	10.066	13.205
	Grandes Usuarios	20	21	21	21
	GNV	1	31	47	68
	Total	44.99	147.923	195.241	241.025

CAPÍTULO IV UNA NUEVA CENTRAL TERMICA EN EL SUR

En el presente capítulo se desarrollan los siguientes puntos:

- Proyección de la demanda del sistema nacional según el plan del Ministerio de Energía y Minas.
- Proyección de la oferta según el plan de Ministerio de Energía y Minas.
- Costo de abastecimiento del gas en la región.
- Evaluación del despacho.
- Proyección de los precios en barra en el horizonte de estudio.

4.1 Proyección de la demanda del sistema nacional según el plan del Ministerio de Energía y Minas

Según la proyección del Ministerio de Energía y Minas, durante los años comprendidos entre 2008 y 2017, las tasas de crecimiento de la demanda son de 7.55% anual para la energía y 7.6% para la potencia, mientras que para el escenario optimista se tiene 8.71% anual para la energía y 8.73% anual para la potencia. Para el escenario conservador estas tasas son 6.36% para la energía y 6.515% para la potencia.

Considerando lo anterior se ha considerado los posibles proyectos en sus distintos escenarios separados por su región de influencia (Tabla 4.1).

Tabla 4.1 Proyección de nueva de demanda (Fuente: Ministerio de Energía y Minas)

MW ZONA	Nombre	Escenario		
		M. optimista	optimista	base
Centro	2da Ampliación de Aceros Arequipa	40	40	40
	Ampliación Antamina	45	45	45
	Ampliación Cemento Andino	27	27	27
	Ampliación Cementos Lima	28	28	28
	Ampliación Cerro Lindo	10	10	10
	Toromocho	166	166	166
	Ampliación Quimpac	26	26	26
	Ampliación Shougang Hierro Perú	118	118	118
	El Brocal	10	10	10
	Marcobre (Mina Justa)	70	70	70
	Pachapaqui	12	12	12
	Pukaqaqa (Milpo)	40	40	40
	Pampa de Pongo	200	200	-
Total Centro	792	792	592	

Norte	Ampliación Cemento Pacasmayo	28	28	28
	Shahuindo	40	40	40
	Bayovar	10	10	10
	Galeno	120	120	120
	Hilarion	24	24	24
	Michiquillay	250	250	250
	Minas Conga	144	144	144
	Cañariaco	100	100	-
	Chaquicocha Sur Mill	25	25	-
	La Granja Rio Blanco	50	50	-
	Yanacocha sulfides	108	108	-
	Yanacocha Verde	150	150	-
	Magistral	78	78	-
	Total Norte		1127	1127
Sur	Antapacay (220KV)	95	95	90
	Las Bambas (Apurímac)	147	147	147
	Ampliación Cerro Verde	440	440	440
	Ampliación de la concentradora Toquepala	44	44	44
	Mina Chapi	26	26	26
	Chucapaca	70	70	35
	Constancia	90	90	90
	Los Chancas (Apurímac)	62	62	62
	Corani	40	40	-
	Proyecto Tia María	152	152	152
	Quechua	74	74	74
	Quellaveco	185	185	152
	Ampliación de la Fundición de Ilo y refiniería de cobre	18	18	-
	Hierro Apurímac	180	180	-
	Los Calatos	180	180	-
Antapacay	-	-	-	
Total Sur		1803	1803	1312
Total		3722	3722	2520

Para el caso del presente informe se ha tomado una demanda promedio de los anteriores escenarios descritos (Tabla 4.2).

Tabla 4.2 Proyección de Demanda y Potencia (Fuente: Ministerio de Energía y Minas)

AÑO	Energía		Potencia	
	GWH	%	MW	%
2013	41389	9.1	5883	8.7
2014	46432	12.2	6645	13.0
2015	55223	18.9	7526	13.2
2016	61996	12.3	8365	11.2
2017	66589	7.4	8998	7.6
2018	69407	4.2	9410	4.6
2019	72986	5.2	9925	5.5
2020	77271	5.9	10494	5.7
2021	80104	3.7	10913	4.0
2022	82994	3.6	11343	3.9

De los cuadros anteriores se infiere que el crecimiento de la demanda está impulsado básicamente por los proyectos mineros, teniendo un crecimiento preponderante la zona sur, la misma que se espera que para el año 2016 tenga una demanda de los proyectos mineros del orden de los 1200 MW (Figura 4.1).

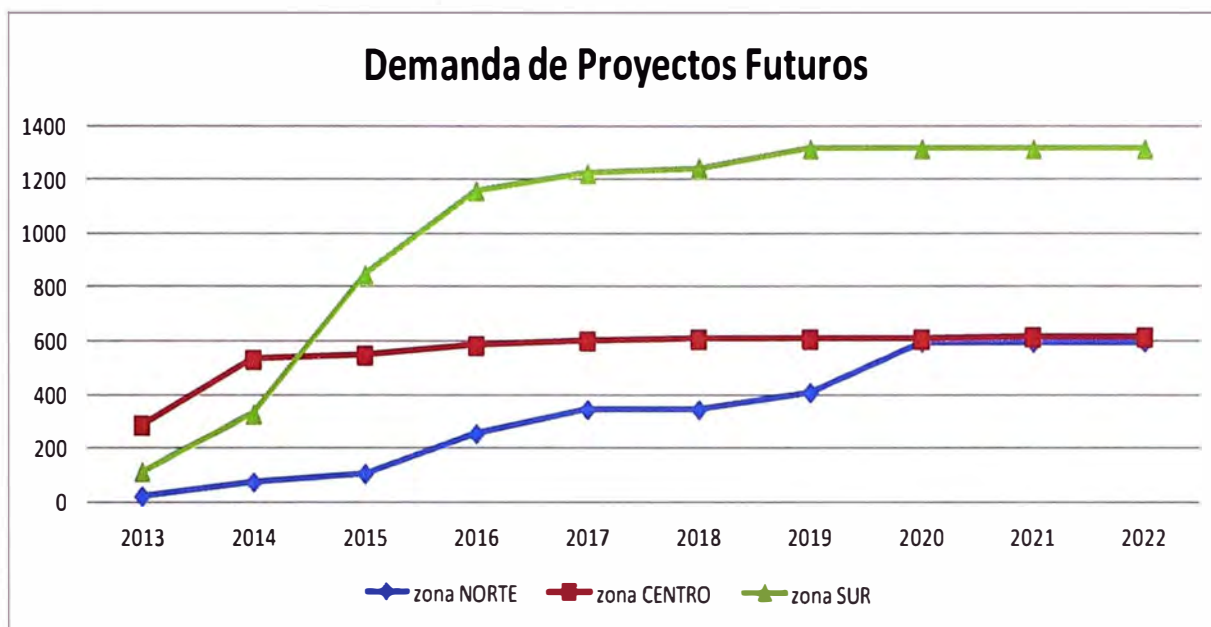


Figura 4.1 Demanda de Proyectos Futuros (Fuente: Ministerio de Energía y Minas)

4.2 Proyección de la oferta según el plan de Ministerio de Energía y Minas

Según el Plan Referencial de Electricidad 2008-2017, que considera como escenario, la llegada del gas natural al sur del Perú, se considera la entrada en operación de los siguientes proyectos para el parque de generación (Tabla 4.3).

Tabla 4.3 Proyección del Parque de Generación (Fuente: Ministerio de Energía y Minas)

Año	Central	Tipo	Zona	Capacidad (MW)
2012	Machupicchu	Hidráulico	Sur	98
	TV1 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180
	TV2 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Centro	520
	TG1-GN Centro	Gas Natural	Centro	180
	Centrales Eólicas	Eólico	Centro	50
2013	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas	Hidráulico	SEIN	580
	Ciclo Combinado - Norte	Gas Natural	Norte	520
	Ciclo Combinado – Sur	Gas Natural	Sur	520
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	10
2014	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	189
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	Norte	15

2015	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	568
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	25
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	25
2016	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	431
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	40
2017	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	120
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	53

4.3 Costo de abastecimiento del gas en la región

Se desarrollan los siguientes tópicos:

- Estructura del Costo de Abastecimiento hasta el Usuario Final
- Valoración de los Costos del Servicio

4.3.1 Estructura del Costo de Abastecimiento hasta el Usuario Final

El costo de abastecimiento del gas para la región sur supone sumar los costos por actividad o segmento que intervienen en la cadena hasta la entrega del gas en la boca de consumo del usuario (Figura 4.2).

Sintéticamente, el costo de servicio del concesionario regional se forma por los costos de inversión de operación, mantenimiento, administración y comercialización, asociados a la prestación del servicio del gas.

La infraestructura necesaria para poder llevar el suministro de gas a las zonas de consumo de la zona sur tiene un costo que se muestra en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4 Costo de Implementación del Gasoducto (Fuente: Arcan Engineering)

RED	COSTO (MM USD)
Gasoducto Troncal	2.243,4
Gasoductos de Alimentación	197,5
TOTAL	2.440,9

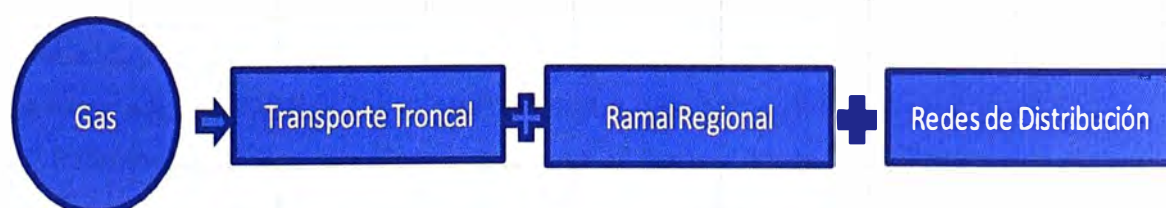


Figura 4.2 Estructura Precio de Gas

4.3.2 Valoración de los costos del servicio

Costo del Gas: no consigna estrictamente su costo económico, representado por el costo de producción. A los efectos de los ejercicios de análisis de conveniencia al usuario y de evaluación económica se supone un costo referencial de 1,47 US\$/MMBTU. (Ver Tabla 4.5, de Arcan Engineering)

Tabla 4.5 Costos de Provisión de GN Según Escenarios de Demanda (En US\$/MMBTU)

	Base	Optimista
Precio de Gas	1.47	1.47
TGP	1.03	1.03
RRP ICA	0.73	0.57
RRP SUR	4.15	2.94
Ramales de Alimentación AP	0.23	0.19
Tarifa para Grandes Usuarios	7.61	6.2

4.4 Evaluación del despacho

Para el análisis de conveniencia de instalación de una central a gas en el Sur, se han realizado despachos en el modelo PERSEO, considerando la proyección de demanda y oferta del plan referencial del Ministerio de Energía y Minas.

Así mismo, se han planteado escenarios teniendo en cuenta diferentes precios de gas e inferiores a los presentados en el informe de Arcan Engineering con el propósito de estimar el precio de gas para el cual se haría viable la instalación de la central dado que los precios de gas presentados en el informe de Arcan Engineering son demasiado altos para hacer competitiva una central a gas dentro del SEIN; como fecha de puesta en servicio de la nueva central se tiene el año 2014, siendo los siguientes despachos obtenidos para los escenarios propuesto:

- a) **Escenario precio de Gas de 2.5 USD/MMBTU.-** Ilustrado en la Figura 4.3, en donde se aprecia que para este precio de gas la unidad ingresaría a despachar un a vez que se culmine sus instalación.
- b) **Escenario precio de Gas de 3.0 USD/MMBTU.-** Ilustrado en la Figura 4.4.
- c) **Escenario precio de Gas de 3.5 USD/MMBTU.-** Ilustrado en la Figura 4.5.
- d) **Escenario precio de Gas de 4.0 USD/MMBTU.-** Ilustrado en la Figura 4.6.

De los despachos presentados se infiere que conforme mas se incrementa el precio de gas la central tiende a despachar menos, abasteciendo su contrato de suministro de electricidad (PPA) con la energía que compra del SEIN, para el caso de los precios mayores a 2.5 USD/MMBTU, la central inicia a despachar recién en el año 2020.

4.5 Proyección de los precios en barra en el horizonte de estudio

Conforme a los despachos realizados con el modelo PERSEO, se tiene las siguientes estimaciones de precios en barra, según los escenarios planteados

Energía Producida MWh

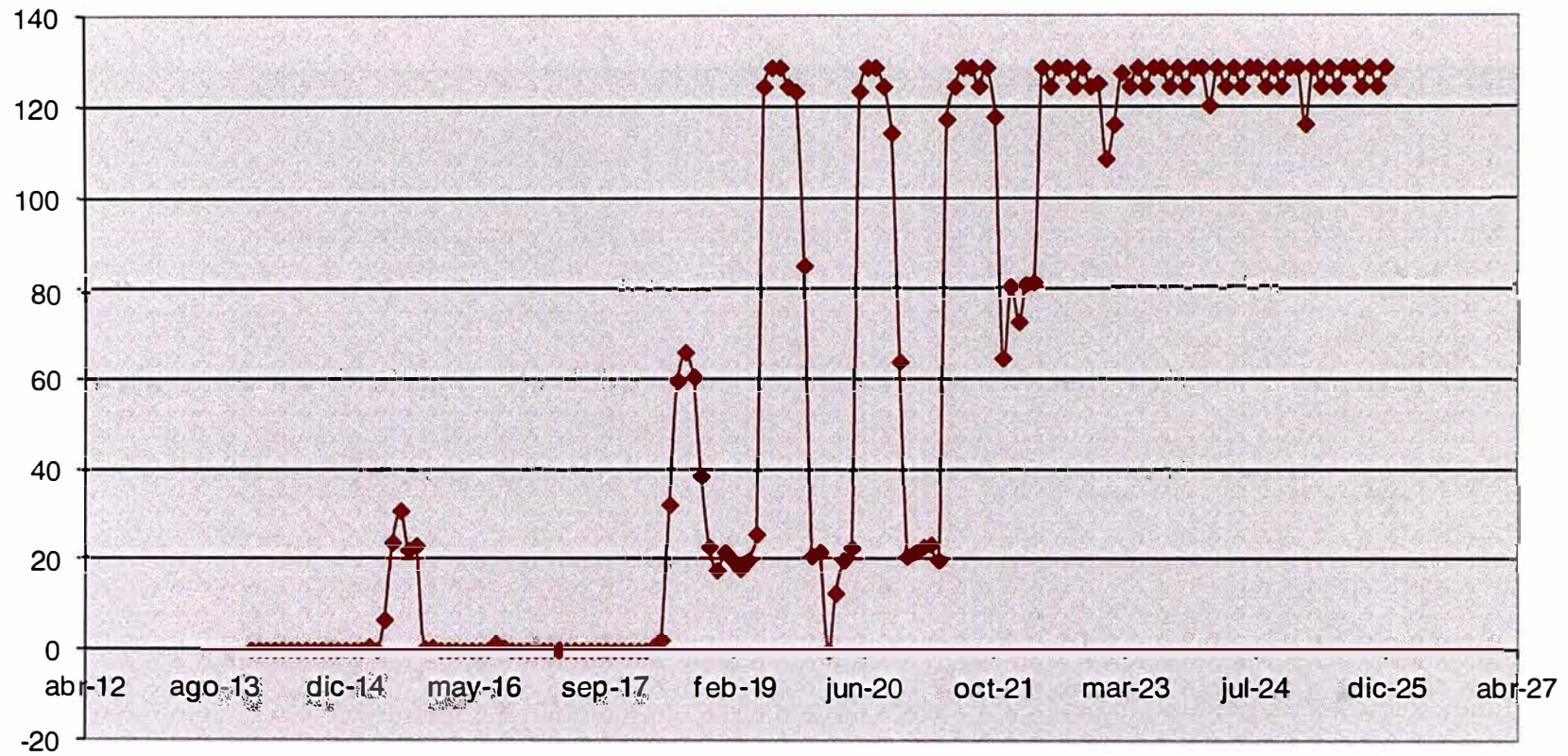


Figura 4.3 Despacho de la simulación, escenario precio de Gas de 2.5 USD/MMBTU

Energía Producida MWh

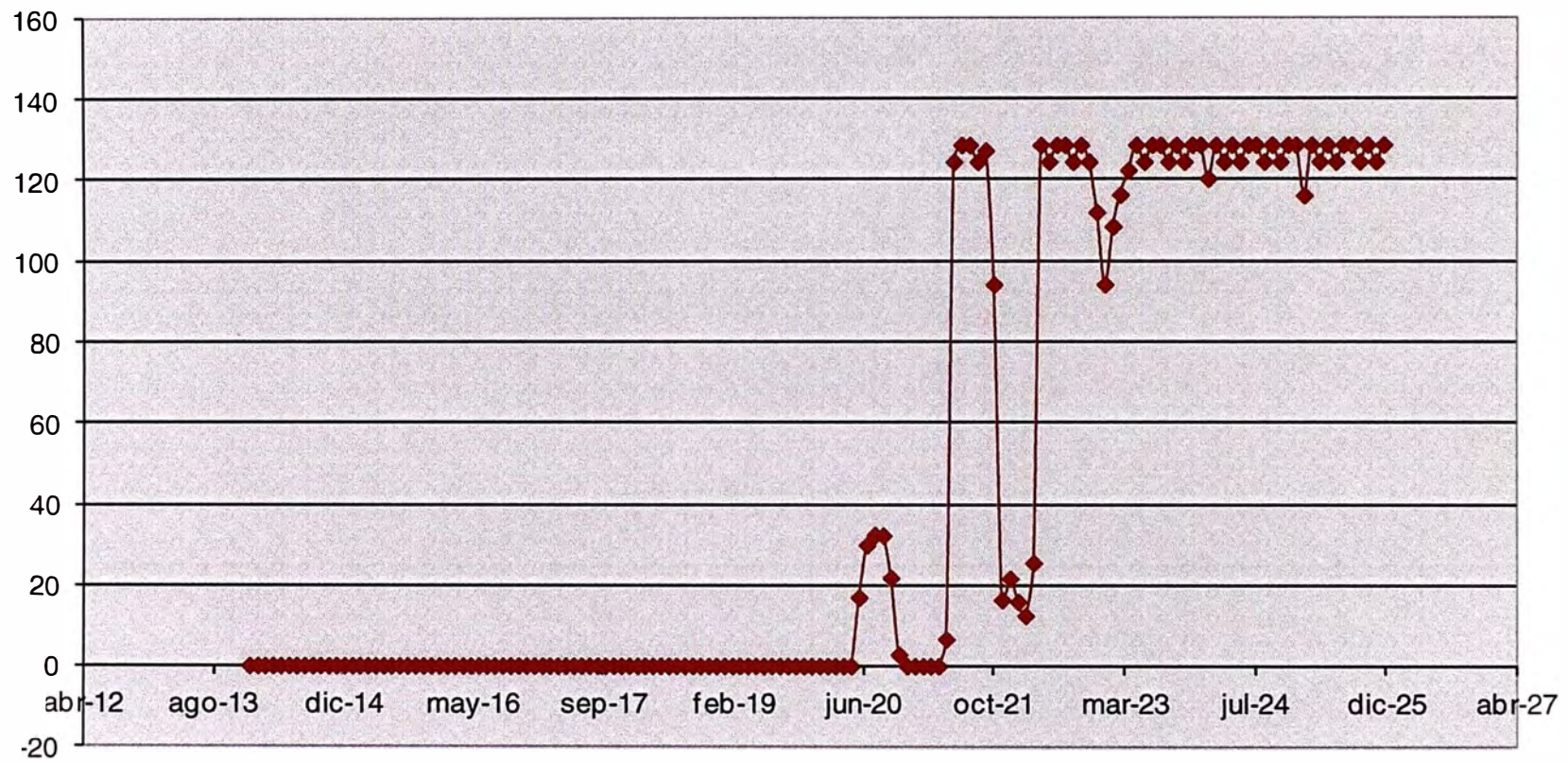


Figura 4.4 Despacho de la simulación, escenario precio de Gas de 3.0 USD/MMBTU

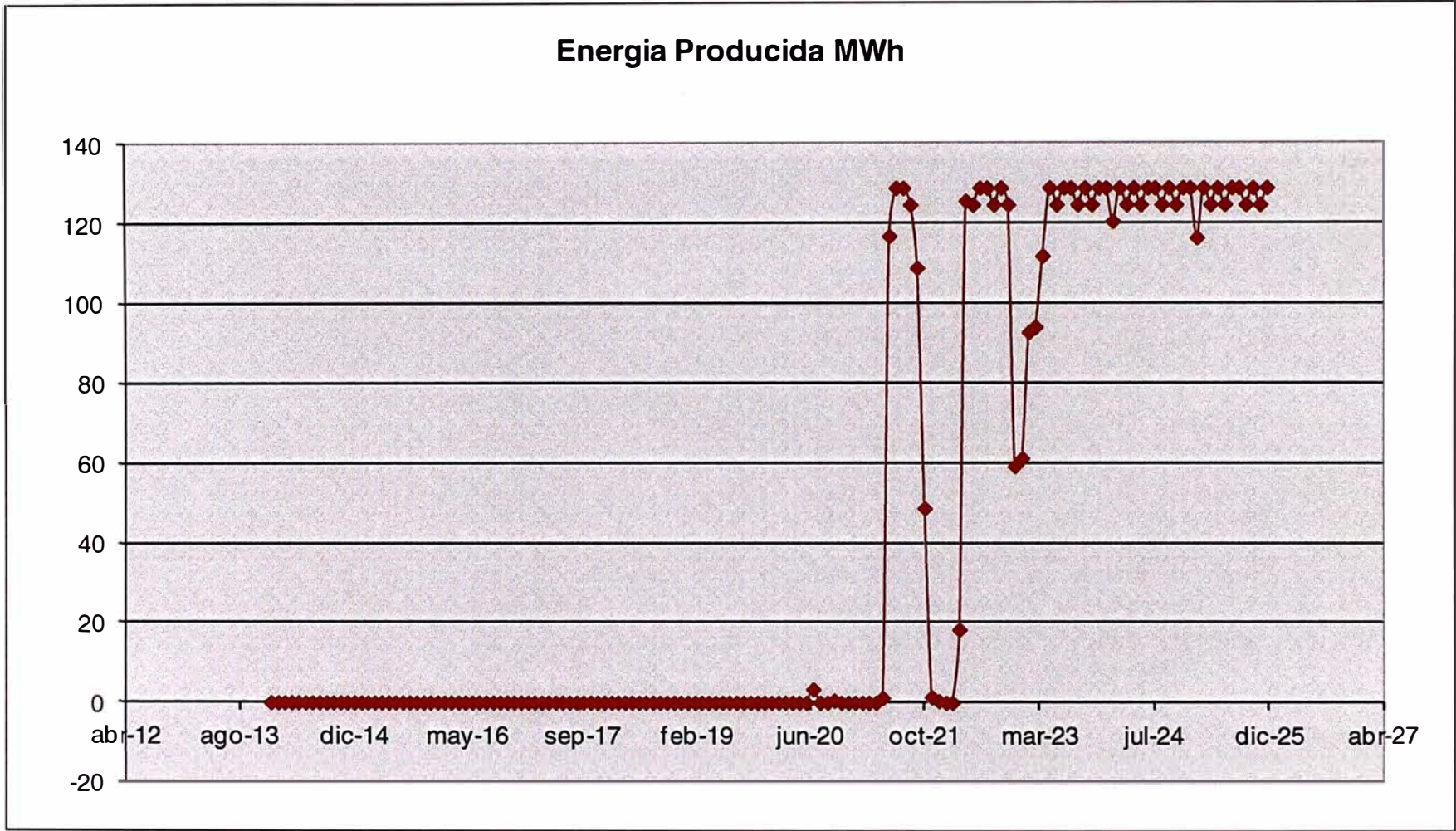


Figura 4.5 Despacho de la simulación, escenario precio de Gas de 3.5 USD/MMBTU

Energía Producida MWh

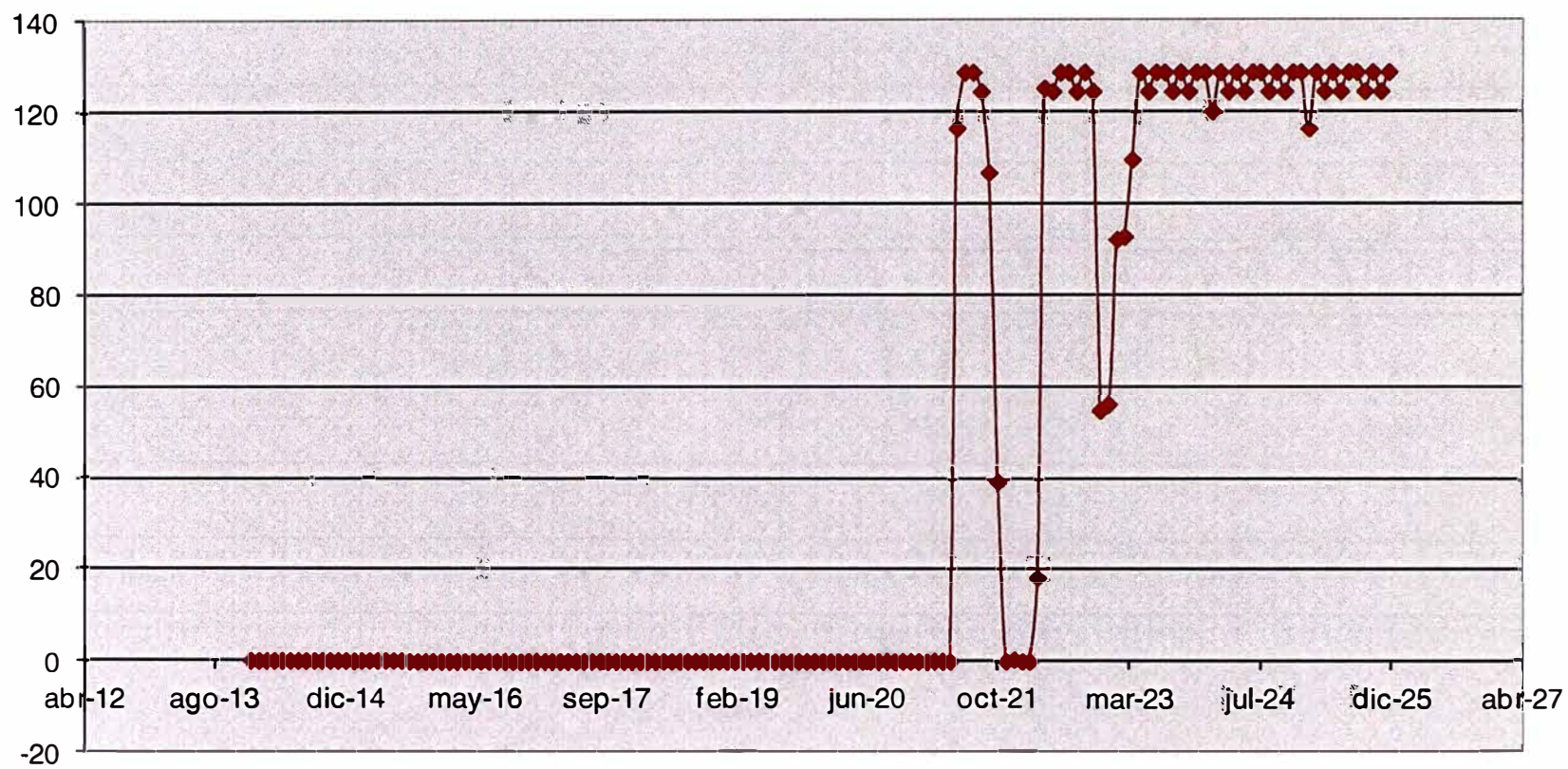


Figura 4.6 Despacho de la simulación, escenario precio de Gas de 4.0 USD/MMBTU

Costo Marginal

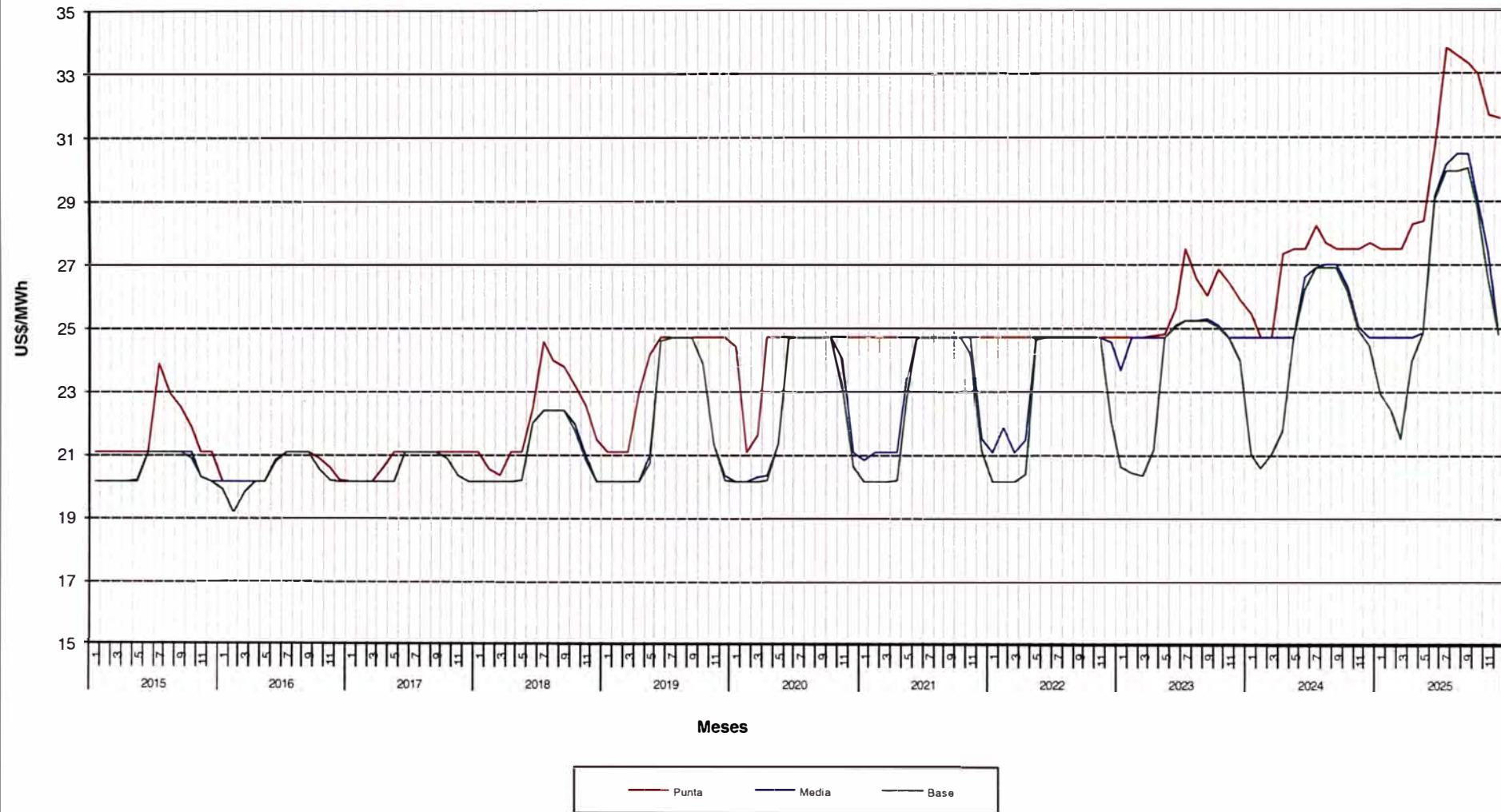


Figura 4.7 Costos Marginales de la simulación, escenario precio de Gas de 2.5 USD/MMBTU

Costo Marginal

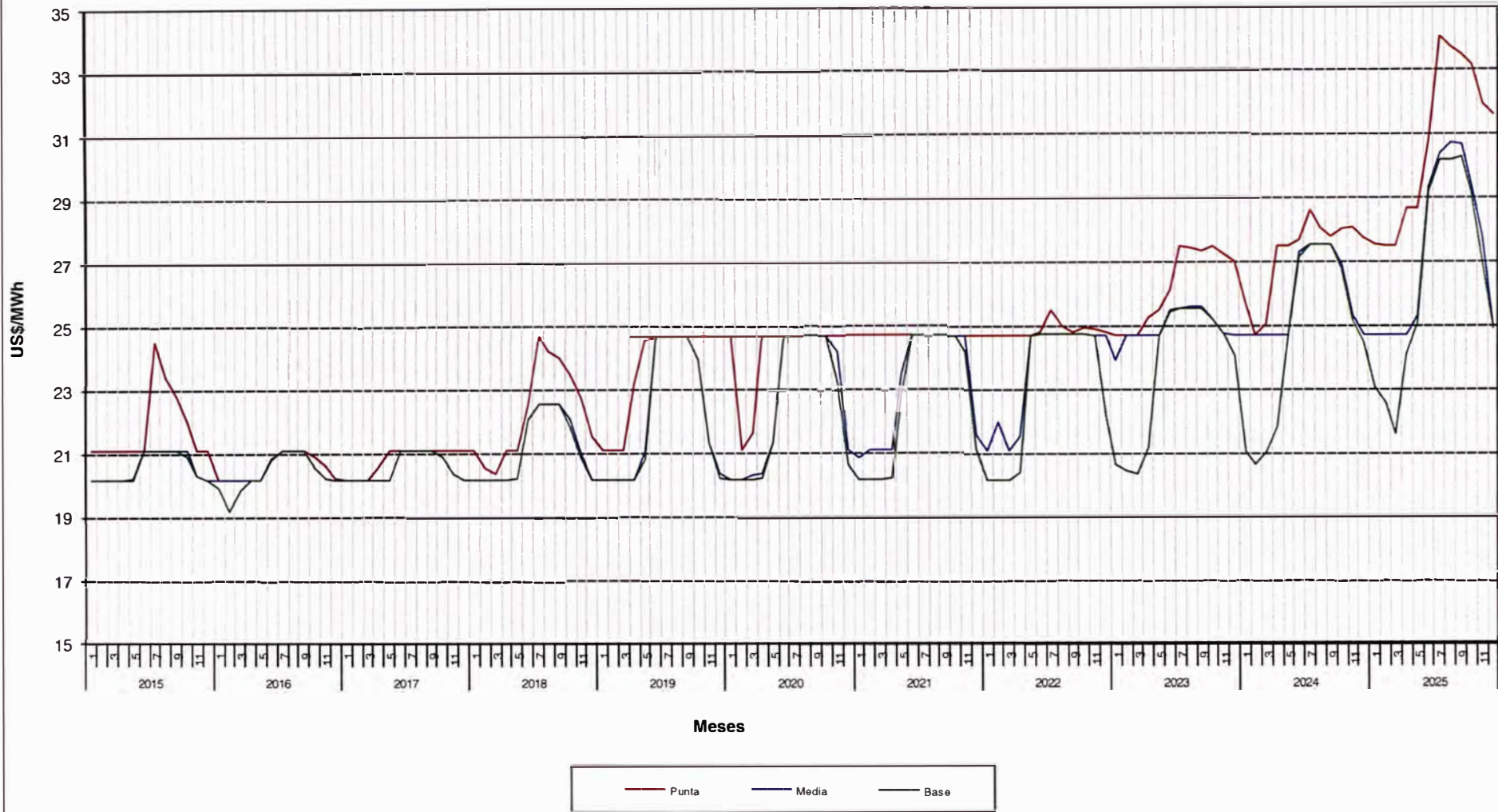


Figura 4.8 Costos Marginales de la simulación, escenario precio de Gas de 3.0 USD/MMBTU

Costo Marginal

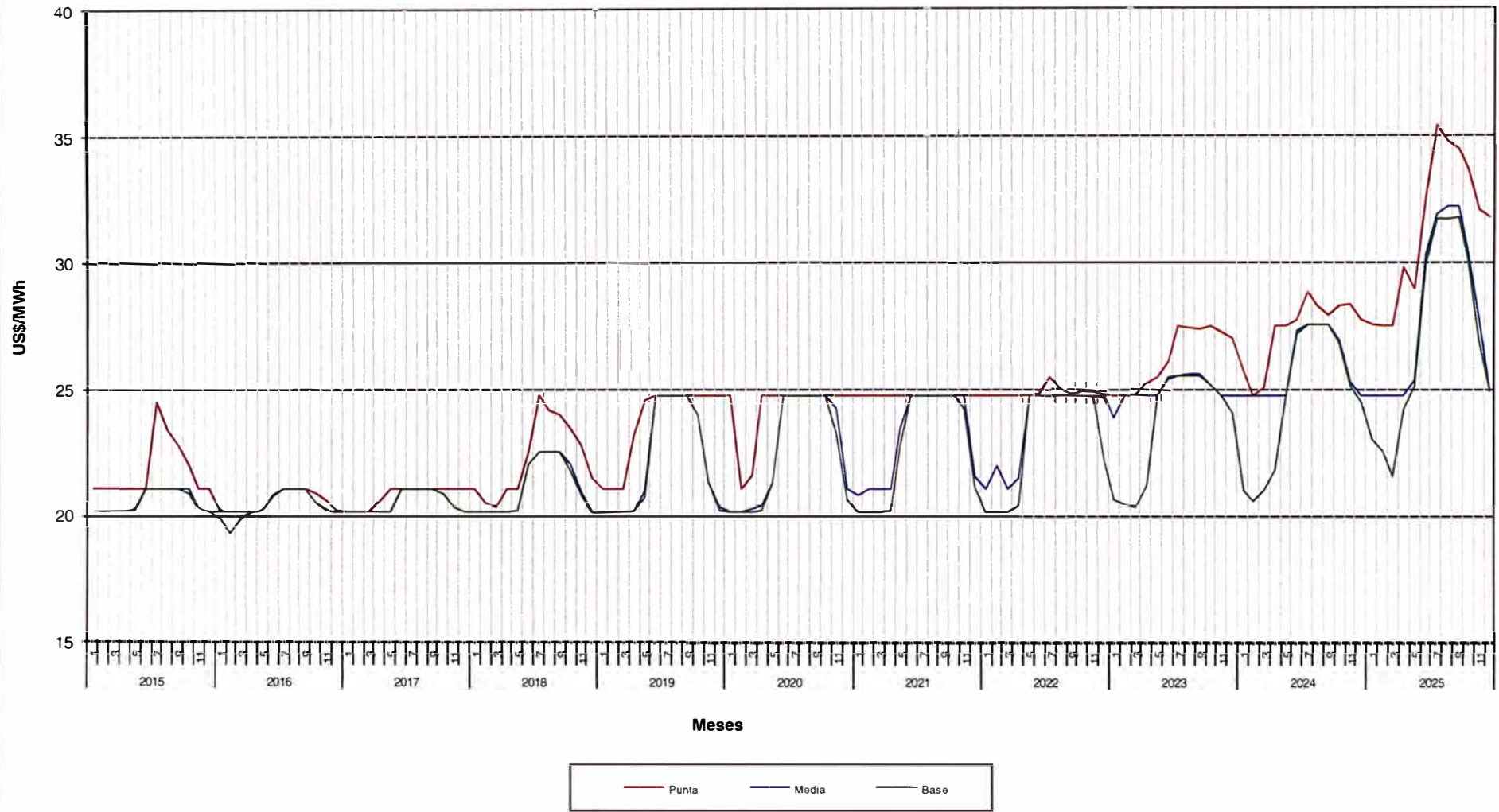


Figura 4.9 Costos Marginales de la simulación, escenario precio de Gas de 3.5 USD/MMBTU

Costo Marginal

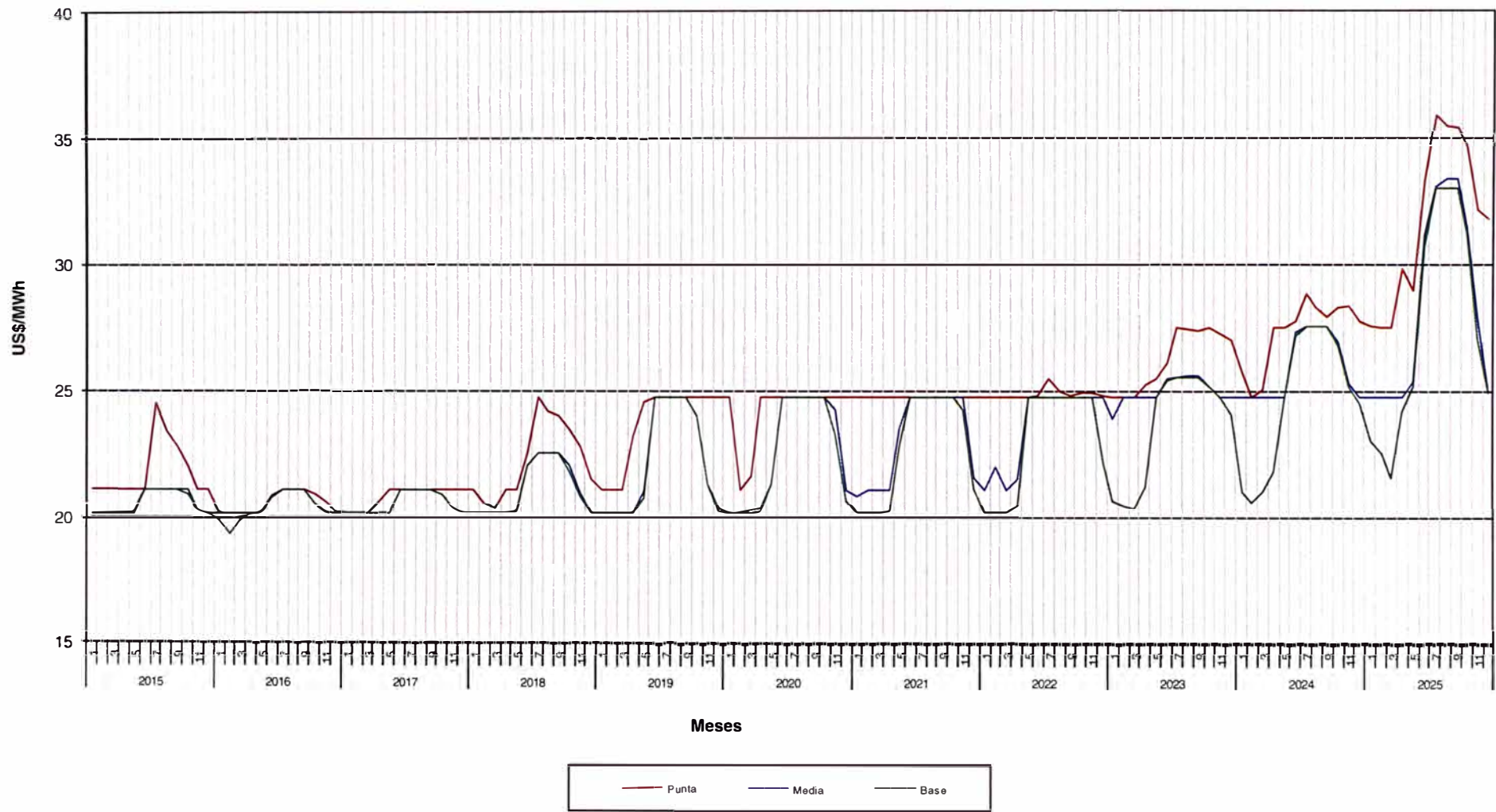


Figura 4.10 Costos Marginales de la simulación, escenario precio de Gas de 4.0 USD/MMBTU

De los costos marginales que se presentan producto del despacho realizado con el modelo PERSEO, se desprende que los marginales estarán entre 20 y 25 USD/MWh luego de lo cual se incrementan sobre los 30 USD/MWh lo que abona en favor del despacho de la nueva central.

CAPÍTULO V EVALUACIÓN ECONOMICA

En el presente capítulo se tocan los siguientes temas:

- Costos de inversión de la nueva central térmica en el sur.
- Costos de operación y mantenimiento.
- Análisis del tamaño y tipo de contrato de gas natural para la producción de energía eléctrica.
- Proyección de ingresos por potencia y energía de la nueva central térmica del sur.
- Evaluación económica.

5.1 Costos de inversión de la nueva central térmica en el sur

Para estimar los costos de inversión en generación considerados en el presente informe se han utilizado valores de unidades de mercado que tomen en cuenta aquellas tecnologías que respondan a las exigencias de potencia, se ha tomado como unidad para el proyecto una de similares características a las ya existentes en el SEIN instaladas en Chilca con una potencia de 180 MW.

Las características de la unidad con la cual se han evaluado los diferentes escenarios son mostradas en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Parámetros de la Central

PARAMETROS	UNIDAD	TG CS
Capacidad Efectiva	MW	180
Capacidad Garantizada	MW	173.2
Poder calorífico del Gas PCI	BTU/PC	982.78
Eficiencia Térmica LHV	kBTU/kW.h	9.49

El costo de la inversión considerada en el proyecto se ve en la Tabla 5.2 y 5.3.

Tabla 5.2 Costo de Inversión

Descripción	miles US \$	%
Conjunto Turbina de Gas – Generador	80,357	54%
EPC	24,911	17%
Facilidades de GN	9,380	6%
Subestación Eléctrica y Línea Transmisión	17,128	11%
Transporte (incluido en el precio del gas)	0	0%
Otros	9,000	6%
Imprevistos	8,797	6%
	149,573	100.0%

Tabla 5.3 Inversión

Inversión			
Periodo de Depreciación	años		8
Tasa mensual deprec. eco.	mensual		1.11%
Periodo de Amortización (intangibles)	años		3
Tasa mensual amort. eco.	lineal		2.78%
Activo Fijo Tangible	Mil US\$		149,573
Gastos Preoperativos (intangibles)	Mil US\$		0
Capital de Trabajo	Mil US\$		0
Financiamiento	Mil US\$		9,087
Inversión Total	Mil US\$		158,660
Inversión / Potencia	US\$ / kW		881

5.2 Costos de operación y mantenimiento

Para los costos de operación y mantenimiento se ha tomado los costos actuales de las unidades similares instaladas en el SEIN con una potencia similar, tales como las existentes en las empresas de Kallpa, Enersur y Edegel. Adicionalmente se ha considerado el aporte que realizan todos los generadores integrantes del COES.

Se considera un costo operación y mantenimiento de 40 mil dólares mensuales y un aporte al COES de 1.9 % de los ingresos del proyecto.

5.3 Análisis del tamaño y tipo de contrato de gas natural para la producción de energía eléctrica

Para el presente informe se ha tomado un contrato de modalidad Take or Pay tal como se ha venido estableciendo para las unidades del SEIN que utilizan este combustible para la generación de energía eléctrica. El suministrador de gas utiliza este tipo de contratos para poder asegurar el retorno de su inversión por lo general establece que el usuario tenga contratado el 70% de su transporté firme de gas.

Para el presente informe se ha realizado sensibilizaciones para los diferentes escenarios de precio de gas, con diferentes porcentajes de contrato firme de gas para ver el impacto que tiene esta variable sobre el retorno de la inversión, ya que este tipo de contratos ayuda en cierta medida a hacer viable el proyecto.

Adicionalmente a manera de comparación se tiene 3 sub escenarios en torno al porcentaje de la inversión inicial, es decir si el proyecto tiene una inversión menor de hasta 20%.

Para los escenarios mostrados a continuación se ha tomado como indicadores el TIR y el Valor Neto presente de la Inversión (NPV) todo esto con un tiempo de recupero a 15 años.

a) Escenario con precio de gas 2.5 USD/MMBTU.- El mostrado en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4 Variaciones Contrato Take or Pay

% ToP	0.8		0.9		1.0	
	TIR	NPV	TIR	NPV	TIR	NPV
0.00	49.11%	649,262	45.93%	625,407	42.92%	578,211
0.10	47.62%	626,594	44.22%	574,014	41.43%	537,712
0.20	45.63%	568,513	42.51%	529,450	39.91%	501,230
0.30	43.57%	518,291	40.70%	488,926	38.30%	466,829
0.40	41.56%	475,108	38.92%	452,850	36.70%	435,447
0.45	40.58%	455,693	38.06%	436,275	35.92%	420,806
0.50	39.62%	437,442	37.20%	420,488	35.14%	406,730
0.55	38.65%	420,066	36.34%	405,259	34.36%	393,017
0.60	37.71%	403,593	35.49%	390,661	33.59%	379,765
0.65	36.74%	386,842	34.62%	375,572	32.80%	363,827
0.70	35.70%	366,912	33.64%	355,220	31.69%	339,679
0.75	34.46%	340,949	32.25%	322,404	30.33%	307,424
0.80	32.87%	304,276	30.73%	288,419	28.88%	274,852
0.85	31.18%	268,905	29.21%	257,585	27.53%	248,374
0.90	29.57%	240,231	27.77%	231,405	26.08%	220,523
1.00	26.29%	187,449	24.65%	180,087	23.19%	172,868

Del cuadro precedente se desprende que para valores más próximos a uno, es decir a un contrato 100% de Take or Pay, se afecta directamente al retorno de la inversión en este caso el precio del gas de 2.5 USD/MMBTU ayuda a apalancar el proyecto dado que con un contrato de 90% de Take or Pay se recupera toda la inversión a los 15 años.

b) Escenario con precio de gas 3.0 USD/MMBTU. Se muestra en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5 Variaciones Contrato Take or Pay

% ToP	0.8		0.9		1.0	
	TIR	NPV	TIR	NPV	TIR	NPV
0.00	47.59%	570,878	44.40%	549,504	41.40%	507,770
0.10	45.20%	533,319	41.89%	489,707	39.17%	459,127
0.20	42.27%	463,462	39.30%	433,080	36.83%	410,587
0.30	39.25%	399,227	36.59%	377,945	34.36%	361,371
0.40	36.27%	344,215	33.90%	329,068	31.88%	316,686
0.45	34.80%	319,505	32.56%	306,653	30.63%	294,874
0.50	33.31%	294,754	31.07%	278,464	29.18%	265,538
0.55	31.57%	261,267	29.50%	248,473	27.44%	232,311
0.60	29.53%	224,154	27.26%	206,693	25.12%	187,048
0.65	26.79%	176,311	24.60%	160,950	22.75%	148,272
0.70	24.09%	137,825	22.20%	127,889	20.58%	118,797
0.75	21.63%	109,480	19.97%	101,968	18.53%	94,647
0.80	19.32%	86,512	17.86%	80,171	16.56%	73,772
0.85	17.12%	66,765	15.82%	61,003	14.65%	55,091
0.90	14.98%	48,882	13.81%	43,394	12.77%	37,730
1.00	10.77%	16,202	9.84%	10,833	9.00%	5,304

Para un precio de 3.0 UUSD/MMBTU se aprecia que si se desea garantizar un retorno de la inversión se necesita un contrato de solo 65 % de Take or Pay.

c) Escenario con precio de gas 3.5 USD/MMBTU.- El mostrado en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6 Variaciones Contrato Take or Pay

% ToP	0.8		0.9		1.0	
	TIR	NPV	TIR	NPV	TIR	NPV
0.00	46.24%	501,965	43.03%	482,859	40.03%	446,111
0.10	42.94%	443,266	39.70%	408,123	37.03%	383,021
0.20	39.22%	367,299	36.37%	344,292	33.99%	326,761
0.30	35.52%	303,678	33.01%	288,216	30.90%	275,707
0.40	31.84%	249,871	29.59%	236,110	27.55%	220,073
0.45	29.58%	210,207	27.42%	196,777	25.59%	185,576
0.50	27.15%	171,748	24.92%	159,518	22.79%	143,535
0.55	23.75%	126,994	21.60%	114,349	19.77%	103,501
0.60	20.34%	89,791	18.53%	81,340	16.96%	73,328
0.65	17.17%	61,991	15.62%	55,189	14.26%	48,420
0.70	14.15%	38,966	12.81%	32,854	11.63%	26,648
0.75	11.21%	18,696	10.06%	12,858	9.03%	6,895
0.80	8.32%	156	7.34%	-5,602	6.45%	-11,552
0.85	5.46%	-17,317	4.63%	-23,141	3.87%	-29,069
0.90	2.61%	-34,054	1.91%	-39,928	1.26%	-45,890
1.00	-3.16%	-66,025	-3.63%	-72,073	-4.07%	-78,176

Para un precio de 3.5 USD/MMBTU se aprecia que si se desea garantizar un retorno de la inversión se necesita un contrato de solo 65 % de Take or Pay.

d) Escenario con precio de gas 4.0 USD/MMBTU. El mostrado en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7 Variaciones Contrato Take or Pay

% ToP	0.8		0.9		1.0	
	TIR	NPV	TIR	NPV	TIR	NPV
0.00	45.07%	447,602	41.85%	430,299	38.86%	397,513
0.10	41.12%	381,477	37.94%	352,106	35.31%	330,751
0.20	36.74%	304,609	34.00%	286,254	31.70%	271,881
0.30	32.34%	240,676	29.99%	228,740	27.99%	218,730
0.40	27.42%	171,186	25.33%	160,102	23.49%	149,831
0.45	24.33%	131,324	22.00%	117,447	19.95%	103,892
0.50	20.07%	84,937	18.10%	75,234	16.41%	66,362
0.55	16.09%	51,611	14.46%	44,406	13.04%	37,323
0.60	12.30%	25,415	10.94%	19,035	9.73%	12,538
0.65	8.57%	2,608	7.45%	-3,481	6.44%	-9,658
0.70	4.89%	-17,971	3.97%	-23,969	3.14%	-30,056
0.75	1.22%	-37,143	0.48%	-43,168	-0.20%	-49,269
0.80	-2.48%	-55,394	-3.05%	-61,498	-3.59%	-67,659
0.85	-6.23%	-73,032	-6.66%	-79,234	-7.07%	-85,477
0.90	-10.08%	-90,299	-10.40%	-96,605	-10.70%	-102,939
1.00	-18.39%	-124,196	-18.50%	-130,706	-18.62%	-137,223

Para un precio de 4.0 USD/MMBTU se aprecia que si se desea garantizar un retorno de la inversión sería recomendable un contrato menor de a 30 % de Take or Pay, lo cual a condiciones de mercado no sería posible, dado que el suministrador de gas basa sus ingresos en este tipo de contratos.

5.4 Proyección de ingresos por potencia y energía

Los Ingresos por Energía son producto de valorizar la cantidad de energía a despachar por las unidades generadoras proyectadas a precios de energía (o Costos Marginales) que resultaron de la simulación de la operación en el sistema del plan de expansión seleccionado utilizando el Modelo PERSEO.

Para el caso del proyecto se ha tomado como premisa, que toda la energía es contratada mediante un PPA a un precio de mercado de 45 USD/MWh con un factor de carga 0.85 con el objeto de ayudarlo a que sea más viable.

Los Ingresos por Potencia, según el modelo COES que establece que las empresas generadoras transfieren el dinero de ventas a clientes por concepto de potencia a una bolsa de dinero común y que es repartido entre todos los generadores mediante dos mecanismos de pago: Por disponibilidad (Ingresos Garantizados por Potencia Firme) y por despacho (Ingresos Adicionales por Potencia Generada).

Considerando el reducido costo variable de las unidades que operan con gas natural, se ha considerado que las unidades proyectadas remuneran por Ingresos Garantizados por Potencia Firme durante todo el periodo de análisis.

Esta remuneración tiene una característica de pago a firme, no considera el despacho de la unidad de generación.

El mecanismo de pago por despacho asigna el dinero disponible anual de acuerdo a precios por MW.h de tal forma que el pago a una central se hace multiplicando estos precios por la energía horaria producida.

El dinero disponible para el pago por despacho representa el 30% del total de la bolsa. Esta remuneración tiene una característica variable que depende del despacho de las unidades, tanto por estacionalidad como del periodo horario en que se despacha.

Para este cálculo se ha considerado la producción de potencia obtenida de las simulaciones para todo el periodo de análisis. Con lo cual se tiene:

- a) Escenario con precio de gas 2.5 USD/MMBTU (Tabla 5.8).
- b) Escenario con precio de gas 3.0 USD/MMBTU (Tabla 5.9).
- c) Escenario con precio de gas 3.5 USD/MMBTU (Tabla 5.10).
- d) Escenario con precio de gas 4.0 USD/MMBTU (Tabla 5.11).

Tabla 5.8 Ingresos Proyectados (USD '000), escenario con precio de gas 2.5 USD/MMBTU

Proyectado	Construcción		Operación								
	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022
Ingresos	-	-	42,480	42,795	40,882	39,875	46,374	59,591	57,914	66,819	88,644

Tabla 5.9 Ingresos Proyectados (USD '000) , escenario con precio de gas 3.0 USD/MMBTU

Proyectado	Construcción		Operación								
	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022
Ingresos	-	-	42,480	39,865	40,823	39,875	38,203	34,975	38,969	58,438	81,192

Tabla 5.10 Ingresos Proyectados (USD '000) , escenario con precio de gas 3.5 USD/MMBTU

Proyectado	Construcción		Operación								
	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022
Ingresos	-	-	42,480	39,865	40,823	39,875	38,202	34,959	34,261	53,911	76,570

Tabla 5.11 Ingresos Proyectados (USD '000) , escenario con precio de gas 4.0 USD/MMBTU

Proyectado	Construcción		Operación								
	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022
Ingresos	-	-	42,480	39,869	40,823	39,875	38,202	34,959	34,108	53,145	76,244

De los cuadros precedentes se puede observar que el proyecto sustenta sus ingresos de energía en base al contrato PPA firmado con algún cliente, así mismo conforme el precio de gas va en incremento los ingresos por venta de energía y su participación en potencia disminuyen.

Por otro lado para precios de gas mayores a 2.5 USD/MMBTU los ingresos están dados solo por la venta de energía al PPA más no por la generación de energía al SEIN.

5.5 Análisis económico

Para el análisis económico se tiene la técnica matemático financiera a través de la cual se determinan los beneficios económicos en los que se puede incurrir al pretender realizar la inversión, dicho indicador se conoce como el Valor Presente Neto (NPV), el mismo que sobre los Flujos de Fondos proyectados en un horizonte dado realiza su actualización al presente utilizando para ello una cierta tasa de descuento

Al analizar los resultados sobre el proyecto de inversión se busca determinar los costos de oportunidad en que se incurre al invertir en dicho proyecto el IRR, este indicador permite obtener los costos de oportunidad de los proyectos expresados en la rentabilidad de los mismos.

Con lo cual se tiene:

- a) Escenario con precio de gas 2.5 USD/MMBTU (Tabla 5.12 y 5.13).
- b) Escenario con precio de gas 3.0 USD/MMBTU (Tabla 5.14 y 5.15).
- c) Escenario con precio de gas 3.5 USD/MMBTU (Tabla 5.16 y 5.17).
- d) Escenario con precio de gas 4.0 USD/MMBTU (Tabla 5.18 y 5.19).

Se analizan los cuatro escenarios desde el punto de vista de sus EBITDA (indicador financiero que calcula el beneficio antes de intereses, impuestos, depreciación y amortizaciones), se puede observar que conforme aumenta el precio del gas el margen disminuye, inclusive tiende a ser negativo dado que los ingresos son menores a los egresos.

Bajo un precio de 2.5 USD/MMBTU se puede asegurar que se tendrá un retorno de la inversión en un plazo de 15 años que es bajo los cuales de plateado en NPV, para los demás escenarios se tiene que la inversión no es recuperable antes de este periodo.

Tabla 5.12 Proyección de Ingresos (USD '000), escenario con precio de gas 2.5 USD/MMBTU

Flujo de Caja Proyectado	Construcción		Operación								
	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022
Ingresos	-	-	42,480	42,795	40,882	39,875	46,374	59,591	57,914	66,819	88,644
EBITDA	-	-	9,666	12,403	10,472	9,538	15,874	24,382	22,880	29,894	48,033
Margen (%)			22.8%	29.0%	25.6%	23.9%	34.2%	40.9%	39.5%	44.7%	54.2%

Tabla 5.13 Valor Neto TIR y Valor Neto Presente

IRR	NPV
19.33%	211,238

Tabla 5.14 Proyección de Ingresos (USD '000), escenario con precio de gas 3.0 USD/MMBTU

Flujo de Caja Proyectado	Construcción		Operación								
	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022
Ingresos	-	-	42,480	39,865	40,823	39,875	38,203	34,975	38,969	58,438	81,192
EBITDA	-	-	4,659	4,521	5,394	4,531	2,850	-377	3,452	16,962	34,651
Margen (%)			11.0%	11.3%	13.2%	11.4%	7.5%	-1.1%	8.9%	29.0%	42.7%

Tabla 5.15 Valor Neto TIR y Valor Neto Presente

IRR	NPV
10.80%	42,369

Tabla 5.16 Proyección de Ingresos (USD '000), escenario con precio de gas 3.5 USD/MMBTU

Flujo de Caja Proyectado	Construcción		Operación								
	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022
Ingresos	-	-	42,480	39,865	40,823	39,875	38,202	34,959	34,261	53,911	76,570
EBITDA	-	-	-349	-486	373	-476	-2,157	-5,401	-6,201	7,660	24,562
Margen (%)			-0.8%	-1.2%	0.9%	-1.2%	-5.6%	-15.4%	-18.1%	14.2%	32.1%

Tabla 5.17 Valor Neto TIR y Valor Neto Presente

IRR	NPV
3.98%	-38,669

Tabla 5.18 Proyección de Ingresos (USD '000), escenario con precio de gas 4.0 USD/MMBTU

Flujo de Caja Proyectado	Construcción		Operación								
	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022
Ingresos	-	-	42,480	39,869	40,823	39,875	38,202	34,959	34,108	53,145	76,244
EBITDA	-	-	-5,356	-5,489	-4,648	-5,484	-7,165	10,408	11,372	1,203	17,985
Margen (%)			-12.6%	-13.8%	-11.4%	-13.8%	-18.8%	-29.8%	-33.3%	2.3%	23.6%

Tabla 5.19 Valor Neto TIR y Valor Neto Presente

IRR	NPV
-2.61%	-94,002

5.5.1 Tasa de descuento del proyecto

Para la determinación de la tasa de descuento del proyecto se ha realizado a través del WACC (modelo del costo de capital promedio ponderado), el cual combina el costo de capital propio con el costo de la deuda de manera ponderada, para el caso del proyecto se ha ponderado teniendo en cuenta la proporción entre la deuda establecida con la entidad crediticia y el aporte que debe realizar el inversionistas.

Para el cálculo del COK (costo de oportunidad de capital) se tiene la siguiente formulación:

$$\text{COK} = R_f + \beta(R_m - R_f) + \text{EMBI} \quad (5.1)$$

Dónde: R_f = Tasa libre de Riesgo
 $(R_m - R_f)$ = Prima de Riesgo de Mercado
 B = Riesgo de la inversión en el mercado

Al tomar valores relacionados al mercado se tiene:

Tabla 5.20 Calculo del COK

Rf	3.37%
Beta	0.9
Rm	7.00%
EMBI Peru	2.00%
COK	8.64%

Si bien es cierto este valor representa el COK en un cierto momento dado que los parámetros que involucran el cálculo son variables en el tiempo, en el presente proyecto se decidió tomar un punto intermedio entre el valor de 12% establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas como tasa de actualización y el COK calculado con el fin de no tener un valor alto que sea un parámetro que no viabilice la inversión y por otro un valor bajo que pueda viabilizarla muy fácilmente. Para esta evaluación se tomó una tasa de costo de capital de 10% semejante a la observada en otros proyectos de la misma índole.

Se debe tener presente que el aporte de la entidad financiera siempre será el mismo, mientras que el aporte del inversionista dependerá del momento que la central pueda tener un flujo de caja libre positivo y el inversionista deje de inyectar su capital.

De lo anterior se tiene las diferentes tasas de descuento, para el escenario respectivo analizado:

a) Escenario con precio de gas 2.5 USD/MMBTU.- Tabla 5.21

Tabla 5.21 Tasa de Descuento

WACC	6.4%
COK	10.0%
Costo de deuda	5.3%

b) Escenario con precio de gas 3.0 USD/MMBTU.- Tabla 5.22

Tabla 5.22 Tasa de Descuento

WACC	7.4%
COK	10.0%
Costo de deuda	5.3%

c) Escenario con precio de gas 3.5 USD/MMBTU.- Tabla 5.23

Tabla 5.23 Tasa de Descuento

WACC	7.7%
COK	10.0%
Costo de deuda	5.3%

d) Escenario con precio de gas 4.0 USD/MMBTU.- Tabla 5.24

Tabla 5.24 Tasa de Descuento

WACC	8.0%
COK	10.0%
Costo de deuda	5.3%

Como se puede apreciar para los diferentes precios de gas se tiene diferentes WACC, los mismos que en se van incrementando, dado que ante un precio de gas mayor la unidad no despacha, teniendo que ser el inversionista el que aporte mayor cantidad de dinero para cubrir los años de no producción. Este es otro de los parámetros que interviene en el flujo de caja libre y que impacta en el recupero de la inversión.

5.5.2 Tiempo de recuperación

Para tener en cuenta el tiempo de recuperación de la inversión se debe enfocar de la siguiente manera. Toda inversión a una tasa T de recupero debe estar diseñada para poder recuperar el 80% de la inversión en los 10 primeros años de vida del proyecto, dado que durante los primeros años se tiene la mayor recuperación anual de la inversión, tal como se aprecia en la Figura 5.1.

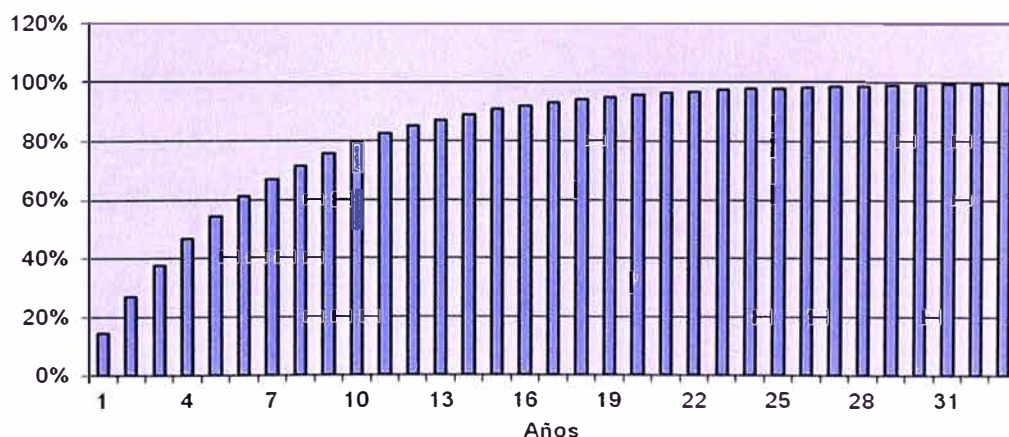


Figura 5.1 Recuperación de la inversión

Para los diversos escenarios del proyecto se tiene:

- a) Escenario con precio de gas 2.5 USD/MMBTU (ver ANEXO A), la inversión se recupera en el año 2023, nueve años después de la puesta en servicio de la central. Así mismo el aporte de capital del inversionista es menor que de los siguientes escenarios como se puede apreciar en los flujos de caja libre para los diferentes escenarios.
- b) Escenario con precio de gas 3.0 USD/MMBTU (ver ANEXO B), del flujo de caja libre se tiene que la central comienza a tener ingresos desde el año 2021 pero el aporte de capital es mayor al que se colocó en el escenario de 2.5 USD/MMBTU, dado que el inversionista debe hacer un aporte mayor debido a que la central no despacha y el tiene que asumir el pago del préstamo.

Si se considera que para el año 2022 se tiene un ingreso de 41 millones y que en años posteriores se tendrá ingresos similares dado que según los costos marginales obtenidos son similares a los de este año, se puede concluir que la inversión se recupera al final del año 2027, esto es 13 años después de la puesta en servicio de la central.

- c) Escenario con precio de gas 3.5 USD/MMBTU (ver ANEXO C), del mismo modo que el analizado en el escenario de 3.0 USD/MMBTU, se tiene que la inversión se recuperaría en el año 2031, todo esto considerando que las condiciones de mercado tiene la misma tendencia de crecimiento que la presentada en el Plan Referencial del Ministerio Energía y Minas.
- d) Escenario con precio de gas 4.0 USD/MMBTU (ver ANEXO D), siendo este este escenario el más crítico dado que si se aplica el criterio anterior la central recién podría recuperar su inversión en el año 2036.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Los precios bajo los cuales ingresaría al mercado el gas natural de Camisea para la zona Sur del país, no son competitivos para el área de generación, debiendo fomentarse un consumo mayor de este combustible, de manera tal que los precios disminuyan.
2. Una central a gas instalada indistintamente de su capacidad, debe ser un proyecto sustentable por sí solo, siempre y cuando se tuviesen los precios similares de gas en todo el país.
3. Dado el precio de gas en el Sur por la baja demanda creada, el suministrador de gas impondría tener un contrato Take or Pay de hasta el 100%, con lo cual desincentiva la inversión, como se vio en el análisis de tipo de contrato entre mayor sea el contrato de Take or Pay la inversión tiene que ser mayor.
4. El ingreso de los nuevos ciclos combinados en el área centro y de las futuras centrales a gas instaladas en esta misma zona con un precio de gas inferior al considerado para el área Sur, hacen que los proyectos en esta zona se vuelven poco rentables.
5. El negocio podría ser más rentable si y solo si la demanda en la zona Sur crece en mayor medida y los contratos Take or Pay son casi cero.
6. Teniendo en cuenta la aplicación del nuevo procedimiento COES número 25, donde obliga a las unidades a gas a tener un contrato de Take or pay del 100% para no perder los ingresos por potencia, este desincentiva a la inversión en generación a gas natural, dado que los contratos bajo esta modalidad solo encarecen el proyecto.
7. Bajo la perspectiva que una central a gas no sería viable en la zona Sur por los precios de gas, se tendría que para solucionar el problema de demanda; más económico resultaría la implementación de líneas de transmisión que permitan importar energía barata de la zona centro, con la consecuente dependencia de estas zonas.

Recomendaciones

1. Establecer un precio de gas único en todo el país a través del mecanismo utilizado para el pago del ducto principal existente el GRP (garantía de Red Principal) de manera

tal, que los proyectos en la zona sur se vuelvan viables y competitivos respecto de los proyectos a gas instalados y futuros de la zona centro.

2. Desarrollar grandes proyectos, como petroquímicas u otros que permitan incrementar la demanda de gas en la zona sur, consiguiendo con esto que los precios del gas considerados para esta zona sean menores.

3. Fomentar la inversión en centrales a gas de alta eficiencia, bajo la perspectiva del alto crecimiento de la demanda por el ingreso de los futuros proyectos mineros de la zona, dado que esto da más confiabilidad al sistema interconectado, disminuye las pérdidas al estar cerca las unidades de producción de los puntos de demanda, así como dar confianza a los futuros inversionistas mineros u otros.

ANEXOS

ANEXO A
FLUJO DE CAJA PARA PRECIO DE GAS 2.5 USD/MMBTU

Flujo de Caja Proyectado (En USD '000)	Construcción		Operación								
	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022
Ingresos	-	-	42,480	42,795	40,882	39,875	46,374	59,591	57,914	66,819	88,644
EBITDA	-	-	9,666	12,403	10,472	9,538	15,874	24,382	22,880	29,894	48,033
Margen (%)			22.8%	29.0%	25.6%	23.9%	34.2%	40.9%	39.5%	44.7%	54.2%
Pre-operativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión	(65,704)	(83,869)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equipos											
Obras civiles											
Repuestos											
Otros	(65,704)	(83,869)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Working Capital											
Impuestos y Participación (37%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo antes de deuda	(65,704)	(83,869)	9,666	12,403	10,472	9,538	15,874	24,382	22,880	29,894	48,033
Desembolsos Leasing	65,704	83,869	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pago de Principal	-	-	(51,290)	(13,059)	(13,751)	(14,479)	(15,247)	(16,055)	(16,906)	(8,786)	-
Interés etapa pre-operativa	(2,720)	(6,368)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Intereses	-	-	(5,437)	(4,780)	(4,088)	(3,359)	(2,591)	(1,783)	(932)	(133)	-
IGV leasing	-	-	(3,389)	(3,389)	(3,389)	(3,389)	(3,389)	(3,389)	(3,389)	(1,695)	-
Flujo de Caja Libre (FCL)	(2,720)	(6,368)	(50,451)	(8,824)	(10,755)	(11,690)	(5,353)	3,155	1,652	19,280	48,033
Equity	2,720	6,368	50,451	8,824	10,755	11,690	5,353	-	-	-	-
FCL Acumulado	-	-	-	-	-	-	-	3,155	4,807	24,087	72,120

ANEXO B
FLUJO DE CAJA PARA PRECIO DE GAS 3.0 USD/MMBTU

Flujo de Caja Proyectado (En USD '000)	Construcción		Operación								
	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022
Ingresos	-	-	42,480	39,865	40,823	39,875	38,203	34,975	38,969	58,438	81,192
EBITDA	-	-	4,659	4,521	5,394	4,531	2,850	-377	3,452	16,962	34,651
Margen (%)			11.0%	11.3%	13.2%	11.4%	7.5%	-1.1%	8.9%	29.0%	42.7%
Pre-operativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión	(65,704)	(83,869)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equipos											
Obras civiles											
Repuestos											
Otros	(65,704)	(83,869)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Working Capital											
Impuestos y Participación (37%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo antes de deuda	(65,704)	(83,869)	4,659	4,521	5,394	4,531	2,850	(377)	3,452	16,962	34,651
Desembolsos Leasing	65,704	83,869	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pago de Principal	-	-	(51,290)	(13,059)	(13,751)	(14,479)	(15,247)	(16,055)	(16,906)	(8,786)	-
Interés etapa pre-operativa	(2,720)	(6,368)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Intereses	-	-	(5,437)	(4,780)	(4,088)	(3,359)	(2,591)	(1,783)	(932)	(133)	-
IGV leasing	-	-	(3,389)	(3,389)	(3,389)	(3,389)	(3,389)	(3,389)	(3,389)	(1,695)	-
Flujo de Caja Libre (FCL)	(2,720)	(6,368)	(55,458)	(16,706)	(15,834)	(16,696)	(18,378)	(21,605)	(17,775)	6,348	34,651
Equity	2,720	6,368	55,458	16,706	15,834	16,696	18,378	21,605	17,775	-	-
FCL Acumulado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,348	41,000

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Estudio de Pre factibilidad del Proyecto de Gasoductos Macro regionales del Sur.
- [2] Propuesta de actualización del Plan de Transmisión 2013-2023 elaborada por COES.
- [3] Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Electricidad, “Plan Referencial de Electricidad 2008-2017”.
- [4] COES-SINAC, “Procedimiento N° 10: Valorización de las Transferencias de Energía Activa Entre Generadores Integrantes Del Coes”.
- [5] COES-SINAC, “Procedimiento N° 28: Ingresos Garantizados Por Potencia Firme”.
- [6] COES-SINAC, “Procedimiento N° 29: Ingresos Adicionales Por Potencia Generada En El Sistema”.
- [7] Estado Peruano, “Reglamento De La Ley De Concesiones Eléctricas”.