

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**IMPACTO DEL PRECIO DEL GAS NATURAL DE CAMISEA  
EN UNA CENTRAL TÉRMICA**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**EDWIN ALFREDO ROMERO MAZA**

**PROMOCIÓN**

**2005-II**

**LIMA-PERÚ**

**2010**

**IMPACTO DEL PRECIO DEL GAS NATURAL DE CAMISEA  
EN UNA CENTRAL TÉRMICA**

Dedico este trabajo a mis padres Alfredo y Soledad,  
y a las personas, que en todo momento  
me brindaron su apoyo.

## SUMARIO

Desde el año 2002, la demanda de energía eléctrica en el país ha experimentado crecimientos importantes a niveles pocas veces registradas, estos crecimientos implicaron la instalación de nuevas plantas de generación de energía eléctrica, lo cual despertó el interés por parte de los inversionistas en construir centrales de generación eléctrica.

Bajo este contexto y gracias a la llegada del gas natural de Camisea a Lima en el 2004, la principal fuente de crecimiento en generación eléctrica fue la construcción de centrales térmicas a gas natural, principalmente ubicadas en el distrito de Chilca a unos 62 Km al sur de Lima. La construcción de estas centrales implicaron un cambio sustancial en la matriz energética del sector, la cual se basaba principalmente en la generación de energía con recursos hídricos.

El objetivo principal de este trabajo es desarrollar el impacto de la determinación del precio del gas natural de Camisea en una central térmica ubicada en Chilca, dicho impacto se refleja en los siguientes puntos: i) Precio de suministro y transporte de gas que el generador tenga que pagar a los productores y transportadores de gas respectivamente y ii) Precio de suministro y transporte de gas que se declara anualmente al operador del sistema (COES).

Para el primer punto, se analiza las características de los tipos de contratos de suministro y transporte de gas natural, ya que cada tipo de contrato implica distintos beneficios. Cabe señalar que una vez elegido el tipo de contrato, los precios a los que estará sometida la empresa operadora de la central termoeléctrica se mantendrán constantes durante la vigencia del contrato.

Para el segundo punto, se analizan los precios de suministro y transporte de gas declarados ante el Coes quien utilizará esta declaración para el cálculo del Costo Variable de la central, la cual a su vez será utilizada para efectuar el despacho de las centrales eléctricas y para el cálculo de las transacciones monetarias en el mercado de corto plazo.

## ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN</b>	1
<b>CAPITULO I</b>	
<b>PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA</b>	
1.1 Descripción del Problema	4
1.2 Objetivos	5
1.2.1 Objetivo General	5
1.2.2 Objetivos Específicos	5
<b>CAPITULO II</b>	
<b>MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL</b>	
2.1 Antecedentes	6
2.2 El Gas Natural	8
2.2.1 Definición	8
2.2.2 Terminología y Unidades	9
2.3 El Proyecto de Gas Natural de Camisea	10
2.4 Actividades del Gas Natural	12
2.4.1 Producción del Gas Natural de Camisea	13
2.4.2 Transporte del Gas Natural de Camisea	14
2.4.3 Distribución del Gas Natural de Camisea	15
2.5 Aspectos Relevantes del Gas Natural de Camisea	17
2.6 Centrales Térmicas a Gas	17
2.6.1 Centrales Térmicas a Gas de Ciclo Simple	17
2.6.2 Centrales Térmicas de Ciclo Combinado	19
2.7 Contratos de Suministro y Transporte de Gas Natural de una Central Térmica	20
2.7.1 Contrato de Suministro de Gas	20

2.7.2	Contrato de Transporte de Gas	24
2.8	Precios de Suministro y transporte de Gas Natural Declarados Ante el COES Para el Despacho Económico	26
2.9	Margen Variable de una Central Termoeléctrica a Gas Natural	28

### **CAPITULO III**

#### **METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA**

3.1	Introducción	31
3.2	Formación de los Precios de Suministro y Transporte de Gas Natural para un Generador Eléctrico	31
3.2.1	Formación de los Precios de Suministro de Gas	31
3.2.2	Formación de los Precios de Transporte de Gas	37
3.3	Precios de Suministro y Transporte de Gas Natural Declarados por un Generador Eléctrico Ante el COES	40
3.3.1	Desarrollo del Caso Base	40
3.3.2	Consideraciones para Evaluar el Margen Variable	49

### **CAPITULO IV**

#### **DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS REALES Y DECLARADOS DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL DE UNA CENTRAL TERMoeLECTRICA**

4.1	Introducción	50
4.2	Determinación de los Precios Reales de Suministro y Transporte de Gas Natural para un Generador Eléctrico	50
4.2.1	Determinación del Precio de Suministro de Gas	50
4.2.2	Determinación del Precio de Transporte de Gas	55
4.3	Determinación de los Precios Declarados de Suministro y Transporte de Gas Natural para un Generador Eléctrico	62

	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	72
--	---------------------------------------	----

	<b>ANEXO A</b>	75
--	----------------	----

	VIII
<b>ANEXO B</b>	81
<b>ANEXO C</b>	98
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	110

## INTRODUCCIÓN

La economía peruana ha experimentado durante los últimos años un extraordinario crecimiento explicado básicamente por el desarrollo de grandes proyectos del sector minero y el gran dinamismo del sector industrial principalmente en el campo de la construcción. El crecimiento de la demanda de energía eléctrica es así arrastrado por este crecimiento económico superando todas las proyecciones que se previeron. Identificado este significativo crecimiento de la demanda eléctrica es que se genera la oportunidad para los inversionistas en construir nuevas centrales de generación eléctrica.

A la llegada del gas de Camisea al departamento de Lima y con las leyes dictadas para su desarrollo en el país, una alternativa técnicamente viable fue de invertir en la construcción de centrales térmicas a gas natural, generándose los grandes consumidores del gas natural de Camisea entre las que citamos a: Edegel (CT Ventanilla y CT Santa Rosa), Enersur (CT Chilca Uno) y Kallpa Generación (CT Kallpa), la primera convertida para que use gas (inicialmente operada con combustibles líquidos) las dos últimas construidas estratégicamente en el distrito de Chilca principalmente para evitarse el pago por el servicio de distribución de gas natural.

Dado que, para la operación de estas centrales se incurre en un gran consumo de gas natural, las empresas se ven en la necesidad de analizar el impacto económico que el precio de suministro y transporte de gas le genera a la central térmica.

Por otro lado, la regulación peruana permite que sean las propias empresas de generación a gas natural las que declaren sus precios de suministro y transporte de gas natural ante el operador del sistema (COES), quien utilizará esta declaración por espacio de un año (de julio a junio del año posterior) para todo tipo de transacciones monetarias, liquidaciones y compensaciones generadas en el mercado de corto plazo. Ante ello se ve la necesidad de identificar el precio óptimo a ser declarado con el cual la empresa operadora de la central termoeléctrica obtenga el mejor resultado económico.

El presente trabajo trata principalmente del impacto económico que ocasiona los precios de suministro y transporte de gas a los que está sometido la empresa operadora de la central termoeléctrica analizada, conjuntamente con el impacto que trae los precios que esta central declara ante el COES, para ello se desarrolla la estructura de los tipos de contratos de suministro y transporte de gas a los que puede estar sometido la empresa operadora de la central térmica ubicada en Chilca, destacando sus principales

características y beneficios entre sí. No se desarrolla los contratos de distribución de gas ya que se analiza una central existente ubicada en el distrito de Chilca la cual en la actualidad no cuenta con el servicio de distribución, por lo tanto no realiza pago alguno por este servicio (el pago por distribución de gas le será aplicado a partir de enero 2014 por aplicación de la tarifa única de distribución). El precio derivado del tipo de contrato de suministro y transporte de gas que se elija, es determinado antes de la operación comercial de la central térmica y regirá hasta el fin de los mencionados contratos que por lo general son por periodos mayores a 20 años.

Conjuntamente con lo anterior se desarrolla las consideraciones a tomar en cuenta para realizar una declaración óptima de precios de suministro y transporte de gas, con la finalidad de que la central obtenga buenos resultados económicos.

La central termoeléctrica escogida para realizar los análisis, es una central termoeléctrica existente que consta de 3 turbinas a gas en ciclo simple (TG1, TG2 y TG3), las cuales operarán en ciclo combinado con una turbina a vapor a partir de setiembre 2012.

El presente trabajo se desarrolla en cuatro capítulos:

El Primer Capítulo, describe el Planteamiento de Ingeniería al Problema, se detalla la problemática del tema tratado y se indican los objetivos a conseguir.

El Segundo Capítulo, describe el Marco Teórico indicando los antecedentes del problema planteado, se muestra las definiciones y características del gas natural de Camisea, principales actividades del mercado del gas natural de Camisea, tipos de centrales térmicas a gas natural, se desarrollan los tipos y características de los contratos de suministro y transporte de gas natural, se menciona el marco regulatorio de la declaración de precios de un generador termoeléctrico a gas natural y finalmente se aborda las principales definiciones del Margen Variable de un central termoeléctrica.

El Tercer Capítulo, describe la Metodología para la Solución al Problema, se detalla los procedimientos a seguir para determinar el mejor precio de suministro de gas teniendo en cuenta el nivel de Take or Pay contratado, también se desarrolla las especificaciones para la mejor opción entre optar por un contrato de Servicio firme o Servicio Interrumpible de transporte de gas y finalmente se desarrolla las principales hipótesis a tomar en cuenta para la elección del precio óptimo de declaración ante el COES.

El Cuarto Capítulo, describe el análisis económico para la determinación de los precios de transporte y suministro a los cuales estará sujeto la central termoeléctrica analizada. Así también se muestra el análisis económico de los distintos escenarios planteados para la determinación del precio óptimo de declaración ante el COES.

El informe finaliza con las conclusiones y recomendaciones de los temas tratados, se presentan los anexos y finalmente se brinda la bibliografía utilizada.

# CAPITULO I

## PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA

### 1.1 Descripción del Problema

Dado el gran consumo de gas natural que implica el operar una central termoeléctrica que usa este combustible, el pago mensual que se tiene que realizar por este concepto, constituye la principal fuente de egreso de esta central, por ello es de vital importancia conocer detalladamente las características de los contratos de suministro y transporte de gas.

Dentro de estas características, se debe enfatizar en la composición de los precios, como varían estos en función al tipo de contrato que se elija y al volumen de gas contratado, para ello se debe tener presente diversos conceptos estipulados en estos contratos, como por ejemplo nivel de Take or Pay contratado, tipos de servicio de transporte de gas, etc.

La elección de uno u otro tipo de contrato de suministro y transporte de gas, será de vital importancia para las decisiones operativas y comerciales de la empresa, los cuales tendrán un impacto considerable en sus ingresos.

El otro punto importante a tratar en este trabajo es como a pesar de que una central termoeléctrica una vez que ya tiene definido sus precios de suministro y transporte de gas, estos no necesariamente se ven reflejados en los precios que este declara ante el COES, ya que según las leyes vigentes las centrales que usan el gas como combustible tienen la opción de declarar su precio para la operación en el mercado de corto plazo (siempre y cuando estos precios declarados sean menores al precio real).

Teniendo en cuenta lo anterior, surge la pregunta ¿cuál sería el precio más conveniente a ser declarado por una central térmica a gas natural? y considerando que en el mercado peruano existen muchas centrales con este tipo de combustible, el análisis para la determinación del precio óptimo es más complicado ya que también se debe de analizar los precios que las otras centrales termoeléctricas puedan declarar ante el operador del sistema.

Por ello es un tema muy delicado y de mucho análisis, el precio final a ser declarado ya que como se verá más adelante esta declaración tiene un impacto considerable en los resultados económicos de la empresa.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo General**

Determinar el impacto económico del precio del gas natural de Camisea en una central térmica, el cual se ve reflejado por el precio de suministro y transporte de gas que finalmente es facturado por los productores y transportadores de gas natural, respectivamente y por el precio de suministro y transporte de gas declarados ante el operador del sistema.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

Determinar el precio óptimo de suministro y transporte de gas con la cual se minimiza los pagos realizados por la central termoeléctrica analizada ante los productores y transportadores de gas natural de Camisea.

Determinar el precio óptimo de suministro y transporte de gas a declarar ante el COES con la cual se maximiza los ingresos de la central termoeléctrica analizada.

## CAPITULO II MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

### 2.1 Antecedentes

Durante los últimos años la demanda de energía eléctrica ha registrado importantes crecimientos (salvo en el 2009 por efectos de la crisis internacional) debido principalmente a la fuerte inversión en el sector minero e industrial, ver Tabla N° 2.1

**Tabla N° 2.1** Consumo de Energía Eléctrica en el Perú.

**Fuente:** COES SINAC

<b>Año</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
<b>GWh</b>	19,658	20,689	21,903	23,002	24,763	27,255	29,559	29,807
<b>Variación</b>	6.47%	5.24%	5.87%	5.01%	7.66%	10.06%	8.45%	0.84%

Ante estos antecedentes, con la llegada del gas de Camisea al departamento de Lima que se produce en el año 2004 y con la publicación de la Ley N° 27133, Ley de Promoción y Desarrollo de la Industria del Gas Natural, surge la oportunidad y el interés por parte de los inversionistas en introducir nueva generación eléctrica en base a este combustible. Solo para mencionar algunas empresas, en el año 2006 Edegel realiza la conversión a gas natural de sus unidades TG3 y TG4 de la Central Térmica de Ventanilla (actualmente funcionando en ciclo combinado) y de las unidades UTI 5, UTI 6 y WTG 7 de la central Térmica de Santa Rosa que inicialmente utilizaban combustibles líquidos, Enersur y Kallpa Generación a fines del 2006 y mediados del 2007 respectivamente, ponen en operación comercial sus primeras unidades termoeléctricas instalando turbinas operadas con el gas natural ambas ubicadas en el distrito de Chilca. En la Tabla N° 2.2 se puede observar la potencia generada con el gas de Camisea.

Estas dos últimas empresas eligieron estratégicamente como zona de desarrollo de sus centrales termoeléctricas el distrito de Chilca, debido principalmente a que en esta zona se tiene la proximidad con el ducto de transporte de gas y además se tiene muy cerca la conexión al sistema eléctrico mediante la subestación Chilca 220kV de propiedad de la empresa REP (Red de Energía del Perú). Al desarrollar sus proyectos en esta zona se evitaron los siguientes pagos:

- Pago por el servicio de distribución de gas natural, para lo cual se acogieron al denominado ducto de uso propio.
- Pago por la construcción de líneas de transmisión para la conexión con el sistema interconectado nacional.

**Tabla N° 2.2** Potencia en Base a Gas Natural de Camisea.

<b>EMPRESA</b>	<b>CENTRAL TERMICA</b>	<b>UNIDADES TERMICAS</b>	<b>POTENCIA EFECTIVA (MW)</b>	<b>OPERACIÓN COMERCIAL</b>
EDEGEL	Santa Rosa	UTI-5	53.06	Jun-05
	Santa Rosa	UTI-6	52.59	Jun-05
	Santa Rosa	WTG-7	123.91	Jun-05
	Ventanilla	Ciclo Combinado	492.75	Sep-06
	Santa Rosa	TG-8	199.83	Sep-09
ENERSUR	Chilca	TG1	171.46	Dic-06
	Chilca	TG2	170.28	Jul-07
	Chilca	TG3	194.19	Ago-09
KALLPA GENERACION	Kallpa	TG1	174.41	Jul-07
	Kallpa	TG2	193.52	Jun-09
	Kallpa	TG3	196.61	Mar-10
EGENOR	Las Flores	TG1	197.10	May-10
SDF ENERGÍA	Oquendo	TG1	29.38	Mar-09
EGASA	Mollendo	TG-1	36.73	En construcción
	Mollendo	TG-2	36.47	En construcción
EGESUR	Calana	WARTSILA 1	6.24	En construcción
	Calana	WARTSILA 2	6.61	En construcción
	Calana	WARTSILA 3	6.22	En construcción
	Calana	WARTSILA 4	6.44	En construcción
<b>TOTAL MW</b>			<b>2,347.79</b>	

De lo indicado anteriormente (ver Tabla N° 2.2) se aprecia que existe gran cantidad de generación eléctrica en base al gas natural de Camisea, por ello nace la necesidad de involucrarse profundamente con temas relacionados al mercado del gas natural ya que es innegable la estrecha relación que este tiene con el mercado eléctrico.

Entre los principales temas a considerar están los tipos de contrato de suministro y transporte de gas natural, analizar sus principales características y particularidades para tener en claro el precio que finalmente asumirá el generador termoeléctrico, analizando el impacto que tienen estos precios en la operación de la central termoeléctrica y en el Margen Variable de la misma.

Por otro lado, hasta el año 2002 los precios de suministro y transporte de gas utilizados para el despacho económico eran auditados por el COES quien velaba que

estos fueran los costos reales de las centrales térmicas (por aquel entonces la CT Malacas y la CT Aguaytía). Al no existir un mercado interno de gas que permitiera obtener los precios de gas aplicables, las centrales antes mencionadas empezaron a declarar precios distintos a los que el COES consideraba correctos (para mayor detalle ver sección 2.8).

Ante este problema es que se dicto el Decreto Supremo N° 016-2000-EM, modificado por D.S. N° 034-2001-EM y por el Decreto Supremo N° 055 -2002-EM la cual establece que para el caso de centrales termoeléctricas a gas natural los precios de suministro, transporte y distribución de gas natural sean declarados por los titulares de generación ante el COES.

Al tener esta regulación es necesario conocer el impacto que esta declaración de precios ocasiona a los costos que se generan en el mercado de corto plazo del sistema eléctrico, ya que esta declaración repercutirá en el modo de operación de este tipo de centrales generando así un considerable impacto en su Margen Variable.

## 2.2 El Gas Natural

### 2.2.1 Definición

El gas natural es una fuente de energía no renovable formada por una mezcla de gases hidrocarburos con cantidades variables de impurezas, que en estado natural se encuentra en estado gaseoso y se ubica frecuentemente en yacimientos fósiles. Esta presente como gas no asociado, disuelto o asociado con el petróleo o en depósitos de carbón. Los gases hidrocarburos encontrados en forma de gas natural (conocidos también como gas húmedo) se muestran en la Tabla N° 2.3.

**Tabla N° 2.3 Gases Hidrocarburos.**

<b>Hidrocarburo</b>	<b>Fórmula</b>
Metano	CH <sub>4</sub>
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>
Hexano	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>
Heptano	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>
Octano	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>

La composición del gas natural es variable, el gas de un pozo nunca es igual a la composición del gas de otro pozo, aún cuando ambos pozos estén en el mismo

yacimiento o campo. Por ejemplo los elementos contenidos en los reservorios del yacimiento Camisea que se muestran en la Tabla N° 2.4, se puede apreciar que el Metano ( $\text{CH}_4$ ) y el Etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ) son los elementos gaseosos predominantes, con cerca del 92% del total, además de una mínima proporción de gases inertes (Nitrógeno y Anhídrido Carbónico). El resto de los componentes está constituido por los llamados líquidos de gas natural (LGN), los que una vez fraccionados producen GLP, petróleo Diesel y gas natural.

**Tabla N° 2.4** Composición de los reservorios de Camisea.

**Fuente:** PERU - Camisea Feasibility Study. Elaborado por Shell.

<b>Composición en porcentajes</b>				
<b>Elementos</b>	<b>San Martin</b>	<b>Cashiriari</b>		<b>Promedio</b>
		<b>Vivian</b>	<b>Nia</b>	
	<b>%</b>	<b>%</b>	<b>%</b>	<b>%</b>
Nitrógeno	0.55	0.99	0.73	0.76
Anhídrido Carbónico	0.18	0.10	0.27	0.20
Metano	80.59	83.89	83.34	82.80
Etano	9.80	8.07	8.39	8.65
Propano	3.80	2.95	3.00	3.19
Butano	1.70	1.26	1.28	1.38
Gasolina natural	3.38	2.74	2.99	3.02
<b>Total</b>	<b>100.00</b>	<b>100.00</b>	<b>100.00</b>	<b>100.00</b>

El metano tiene gran variedad de usos. Principalmente sirve como insumo o combustible en la actividad industrial o como combustible en las plantas térmicas.

El etano puede ser convertido en etileno y constituirse en insumo para la industria química.

### **2.2.2 Terminología y Unidades**

El gas natural puede ser medido en volumen y también en términos de energía. Como 95% del gas natural se lo requiere por energía, mayormente el mismo se comercializa como tal, es decir en términos de energía, sin embargo las reservas, producción y hasta el transporte se manejan en términos volumétricos confundiendo aun más el tema. El gas se mide en términos y condiciones estándar de presión y temperatura y también en estado líquido.

Es común en el mercado del gas natural encontrar las siguientes unidades:

- **BTU (British Thermal unit):** Viene a ser la cantidad de calor necesaria para incrementar la temperatura de una libra de agua en 1 grado Fahrenheit a una temperatura y presión dadas.
- **Caloría:** Cantidad de calor necesaria para incrementar la temperatura de un gramo de agua en 1 grado Centígrado a una temperatura y presión dadas.

$$1 \text{ BTU} = 0.252 \text{ kcal}$$

$$1 \text{ MMBTU} = 1,034 \text{ pc (Para Camisea)}$$

### 2.3 EL Proyecto de Gas Natural de Camisea

En 1981 el Estado Peruano suscribió con Shell un contrato de exploración en las zonas cercanas al río Ucayali. En 1984, Shell descubrió los Yacimientos Camisea y procedió a la firma del Acuerdo de Bases para la explotación de los mismos. Cabe recalcar que en aquel momento, nuestro marco legal no exigía a los grandes proyectos consideraciones de tipo ambiental ni social.

Meses después de la firma del Acuerdo de Bases, el Estado, a través de Petroperu, concluyó la negociación debido a que no tenía los recursos para asumir los gastos que implicaba la ejecución del Proyecto. Sin embargo, hubo una serie de denuncias de orden legal al Acuerdo de Bases, por no respetar una adecuada retribución de la renta a favor de Cusco como lo exigía la Constitución del 79. Asimismo, existía en el Perú una red de distribución de hidrocarburos mucho más competitiva que el gas natural. Además, en caso que el mercado interno no consuma el gas natural, el Estado asumiría económicamente aquella cantidad de gas natural que Shell dejaba de vender (lucro cesante).

Estos elementos, aunados a la crisis económica y social que atravesaba el país, establecieron las condiciones necesarias para que el Estado concluya la negociación, retornando los Yacimientos Camisea, a las manos de Estado, ahorrándose éste los US\$ 2.500 millones que Shell gastó en exploración.

Durante la década de los 90, a través de una serie de incentivos legales y tributarios, se inició un proceso de liberalización de las actividades de hidrocarburos. Bajo este marco, en 1994 Petroperu suscribe con el ahora Consorcio Shell – Mobil el “Convenio para la Evaluación y Desarrollo de los Yacimientos de Camisea” a fin de analizar la factibilidad del Proyecto, y en 1996 se procede a la firma del “Contrato de Explotación”. Ésta era la oportunidad ideal para que Shell limpie su imagen internacional por su pésimo desempeño ambiental y social en Nigeria y en el Mar del Norte, por lo que introdujo el criterio del Beneficio Neto que consiste básicamente en asegurar al Estado que al finalizar el Proyecto las comunidades cercanas al mismo Proyecto se encontrarían en mejores condiciones que al inicio del Proyecto.

Sin embargo, Shell Mobil no decidió continuar con la segunda fase del contrato por un desacuerdo con el Estado en los precios del combustible. Existen otras razones, como la negativa del Estado a que Shell Mobil exporte el gas a Brasil, lo que le era más rentable, dado que no existía un mercado de gas natural ni mecanismos adecuados que permitan su aprovechamiento. Asimismo, la negativa de parte del Estado a otorgarle la titularidad a la empresa de todos los componentes del proyecto (producción, transporte y distribución) jugó un papel importante finalmente en el retiro de la Shell Mobil. Por segunda vez Shell Mobil se retiraba del país dejándole al Perú los Yacimientos Camisea, y ahorrándonos US\$ 500 millones en inversiones y en desarrollo del Proyecto. El Perú tenía en sus manos los yacimientos de Camisea para explotarlos o sino entregarlo a los privados en mejores condiciones de negociación.

El Estado Peruano hasta en dos oportunidades no pudo desarrollar los yacimientos Camisea debido a aspectos coyunturales como a la dificultad de conciliar los propios intereses de las partes. Sin embargo, a pesar de ello, el Estado tenía una tercera opción para poder negociar en mejores condiciones con los futuros postores.

Es así que el gobierno a través del Comité Especial de Alto Nivel de Camisea y el Ministerio de Energía y Minas, definió la estructura para el desarrollo del Proyecto, estableciéndose la separación del mismo en una Etapa de Producción y Otra de Transporte y Distribución (T&D). En mayo de 1999 se creó el Comité Especial del Proyecto Camisea (CECAM) quien tuvo el objetivo de licitar las dos etapas del proyecto de acuerdo al cronograma establecido.

La Etapa de Producción consiste en el desarrollo de los campos de gas natural de Camisea y la separación de los mismos en el sitio (Planta de Separación) para transportar el gas natural seco hacia la costa mediante el Gasoducto que parte desde las Malvinas hasta el City Gate ubicado en Lurin y distribuirlo en Lima y otras ciudades de la costa mediante concesionarios de Distribución. Los líquidos o condensados del gas natural (principalmente propano, butano y gasolina natural) obtenidos en Camisea serán transportados mediante un poliducto (ducto para líquidos) hasta Pampa Río Seco ubicado en Pisco, lugar donde probablemente se instalaría la Planta de Fraccionamiento del Productor.

La Etapa de Transporte consiste en la construcción y operación de dos ductos: Uno para gas natural y otro para los líquidos. El ducto de gas natural se divide en una parte denominada Transporte (desde Camisea hasta Pampa Río Seco, a la altura de Santa María del Mar en Lima) y otra denominada Distribución (desde el "City Gate" ubicado en Pampa Río Seco hasta la ciudad de Lima). El ducto de líquidos parte de Camisea y llega a la planta de fraccionamiento (Pampa Río Seco).

El Comité Especial del Proyecto Camisea (CECAM) definió como variable de adjudicación de la Etapa de Producción el Porcentaje de Regalías, el cual se aplica por igual a la venta valorizada de gas y líquidos en Camisea. El ganador del concurso sería aquel que ofertara el mayor porcentaje de regalía, sujeto a un mínimo de 10%.

De igual forma el CECAM definió como variable de adjudicación de la Etapa de Transporte – Distribución, el Costo del Servicio, el cual incluye todos los costos de inversión, operación y mantenimiento de los ductos (gasoductos y poliductos) en el periodo de concesión (30 años de operación). El ganador del concurso sería aquel que oferte el menor Costo del Servicio lo cual se traducirá en una menor tarifa.

La importancia de la licitación efectuada para el otorgamiento de los campos de Camisea radica en la cercanía de ambas propuestas (entre 35% y 37.24%), lo que expresa para tranquilidad de muchos que a los ojos de los inversionistas (franceses, argentinos, americanos y coreanos) el yacimiento tiene un valor tal que sustenta un nivel de pago al Estado superior al 37% de lo vendido (valorizado en Camisea).

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

Luego de 8 meses, el 20 de octubre del mismo año el CECAM otorgó el desarrollo del proyecto de Transporte y Distribución al consorcio formado por Techint de Argentina (30%), Sonatrach de Argelia (10%), Graña y Montero (12%) y el restante 48% en manos del consorcio que operará el campo, los cuales ofertaron un monto base de 1,449 millones de US\$.

Actualmente el Transporte y Distribución del gas natural de Camisea está a cargo de Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP) y Calidda (Gas Natural de Lima y Callao S.A) respectivamente.

#### **2.4 Actividades del Gas Natural de Camisea**

El proyecto Camisea comprende tres conjuntos de actividades perfectamente definidas en el marco normativo del sector:

Primero, las actividades de campo (también denominadas actividades del upstream) donde destacan la exploración y explotación de los yacimientos de gas natural en Camisea y su procesamiento en la planta de separación primaria de Malvinas, ubicada en la selva al norte del Cusco, una planta de fraccionamiento de líquidos de gas natural y un terminal marítimo ubicados al sur de Pisco..

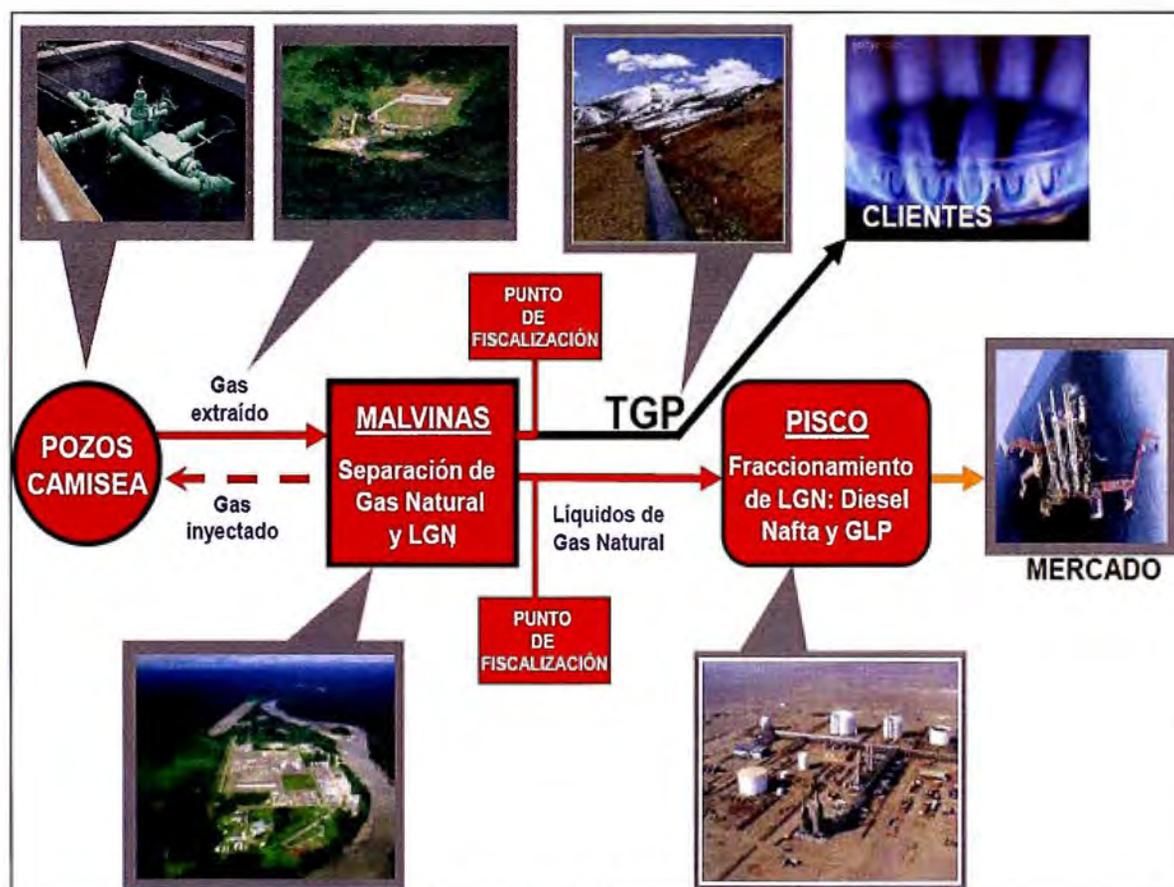
Segundo, las actividades de transporte del gas natural a través de dos sistemas de ductos.

Tercero, las actividades de distribución de gas natural en Lima y Callao, que comprende la instalación y operación de una red de ductos de alta y baja presión que hace posible poner el hidrocarburo en la puerta de los domicilios de los consumidores.

La segunda y tercera actividad, son también denominadas actividades del downstream. En la Tabla N° 2.5 y en la Fig. N° 2.1 se muestra las actividades del gas natural de Camisea.

**Tabla N° 2.5** Etapas del gas natural de Camisea.

	<b>Etapas</b>	<b>Modalidad Contractual</b>
Upstream	Producción	Contrato de Licencias/Servicios
Downstream	Transporte	Contrato BOOT
	Distribución	Contrato BOOT



**Fig. N° 2.1** Actividades del gas natural de Camisea.

**Fuente:** Pluspetrol.

#### 2.4.1 Producción del Gas Natural de Camisea

La etapa de explotación consiste en la extracción de GN y LGN del Lote 88, ubicado en Las Malvinas, por un periodo de 40 años, a partir del 2000. La regalía que tiene que pagar el Consorcio al Estado peruano es del 37.24% del valor asignado a la producción de gas natural y líquidos de gas natural.

La extracción del gas natural 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.

La separación del gas natural de los líquidos (LGN) cuenta con todos los equipos redundantes, es decir, la planta de separación posee la capacidad de continuar funcionando en caso de falla de un elemento mayor que requiera tiempos significativos para su reparación o reemplazo.

Sin embargo, hay que precisar que no todo el gas natural que se extrae de los pozos puede ser transportado al mercado, motivo por el cual, como se observa en la Fig. N° 2.2, más del 50% de la producción de gas natural del yacimiento es reinyectada en los pozos, y una pequeña parte es utilizada para cubrir las necesidades del campo.

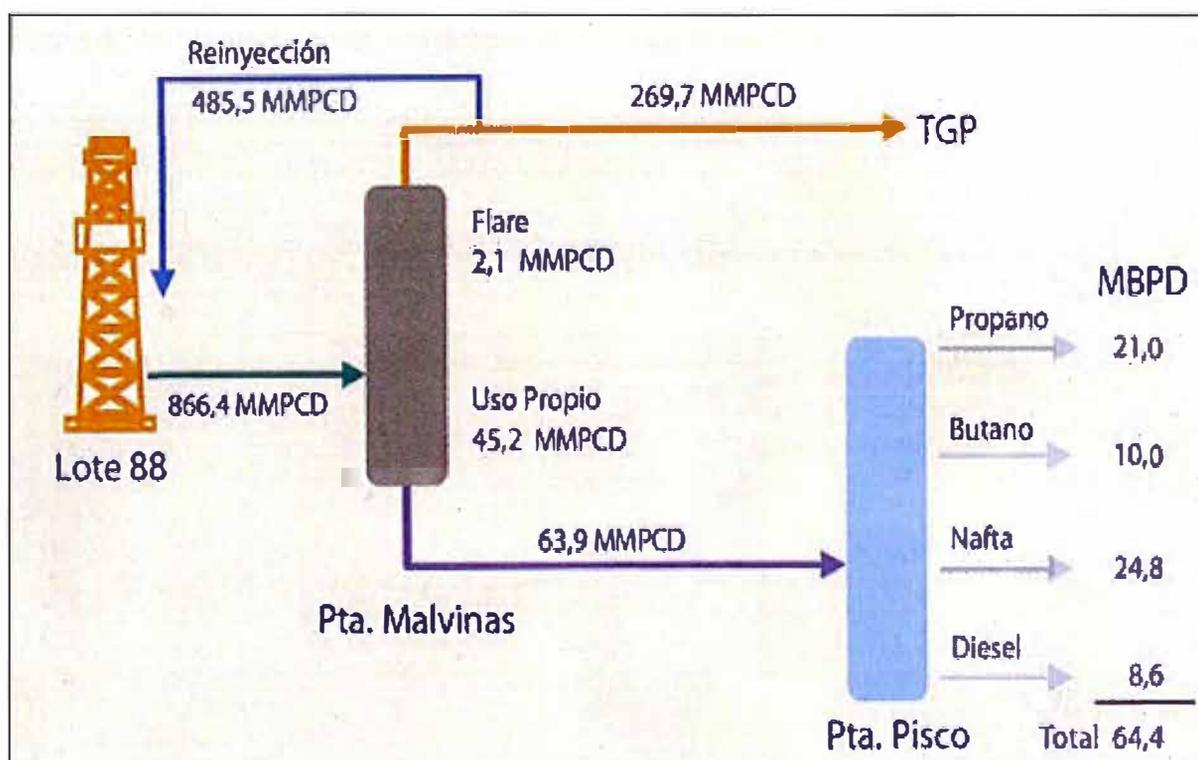


Fig. N° 2.2 Producción del gas de Camisea.

Fuente: OSINERGMIN.

#### 2.4.2 Transporte del Gas Natural de Camisea

La red principal de transporte del gas natural de Camisea consta de un gasoducto de alta presión que atraviesa las tres regiones naturales del país. Su trazado, construcción y operación han demandado y demandan soluciones técnicas muy altas, no solo por la topografía y características geológicas de los terrenos que lo soportan y por las exigencias medioambientales, sino también por el tamaño y naturaleza del proyecto mismo.

El gasoducto empieza en la selva con un diámetro de 32" y se prolonga por 211 kilómetros hasta llegar a la cordillera; luego cruza los Andes a una altura máxima de 4 600 metros con un ducto de 24" de diámetro y 307 kilómetros de longitud para llegar a la llanura costera, donde completa su recorrido de 730 kilómetros al llegar al City Gate, al sur de Lima, con un diámetro de 18". Las reducciones del diámetro del ducto obedecen a razones técnicas, económicas y medioambientales.

La explotación del gas natural de Camisea está íntimamente ligada al aprovechamiento de los líquidos que contiene. Para poder transportar el gas natural éste debe ser previamente separado de los líquidos de gas natural (LGN) para obtener el gas seco. Por esta razón, en paralelo al gasoducto, se ha construido también un poliducto para el transporte de los LGN, que parte de la planta de separación de Malvinas (Camisea) y llega a la planta de fraccionamiento en Pisco, con las características que se muestran en la Fig. N° 2.3.

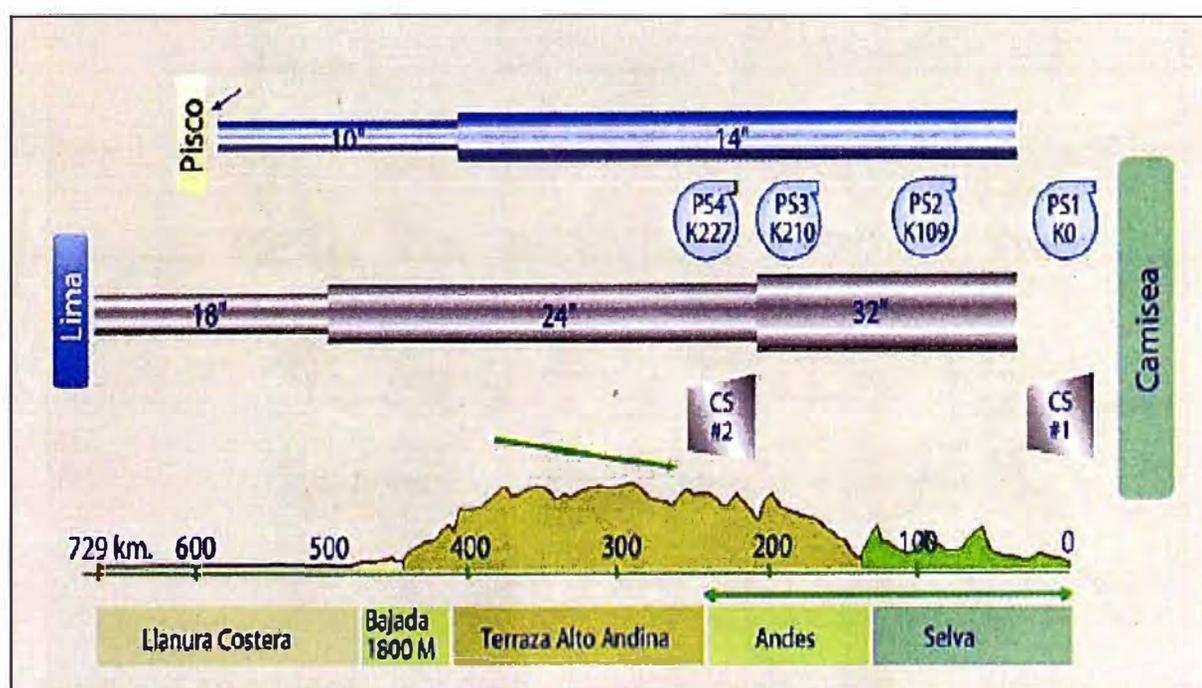


Fig. N° 2.3 Producción del gas de Camisea.

Fuente: OSINERGMIN.

### 2.4.3 Distribución del Gas Natural de Camisea

La red principal de distribución de gas natural de Camisea es igualmente un gasoducto de alta presión que se inicia en el City Gate, en el distrito de Lurín, y atraviesa los distritos de Villa El Salvador, Surco, Ate Vitarte, Lima y Callao hasta llegar a Ventanilla, donde está ubicada la planta de generación eléctrica de Edegel (antes de propiedad de Etevensa), que fue la primera en operar con gas natural.

La red de distribución del gas natural de Camisea, en Lima y Callao, se muestra en la Fig. N° 2.4, en el que se destaca su trayectoria y las zonas por donde pasan las redes de alta presión para atender a los consumidores del hidrocarburo.

El servicio de distribución del gas natural, tanto en alta como en baja presión, se expande por clusters (agrupaciones de clientes de igual o similar demanda), según los planes anuales de inversión que la empresa concesionaria somete a consideración de OSINERGMIN, y del Ministerio de Energía y Minas, MINEN, para su aprobación.

Cálidda (Gas Natural de Lima y Callao S.A.) tiene a su cargo el servicio de distribución de Gas Natural en el departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao, operando bajo la concesión entregada por el Estado peruano por un plazo de 33 años prorrogable.

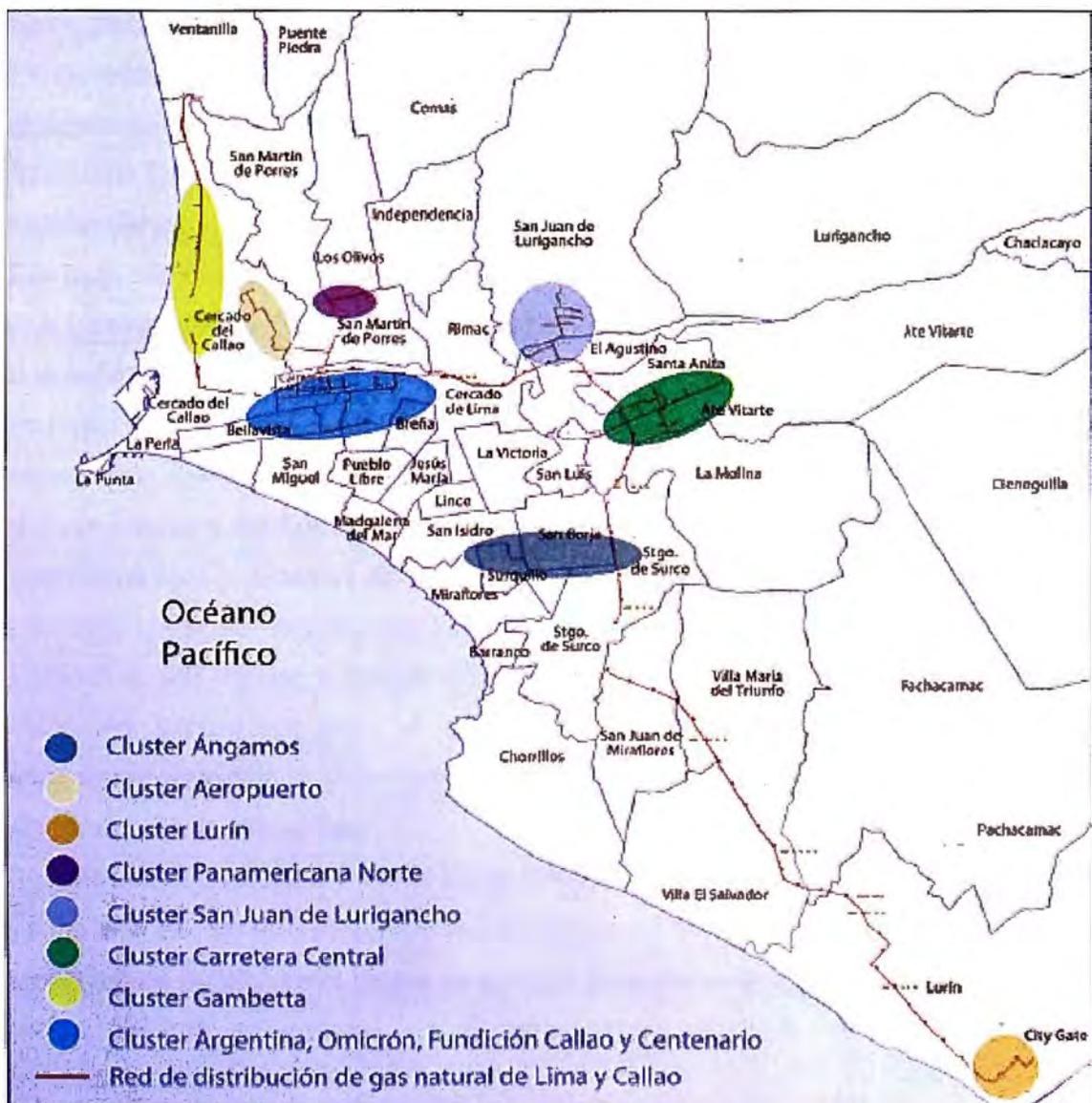


Fig. N° 2.4 Distribución del gas de Camisea.

Fuente: Calidda.

## **2.5 Aspectos Relevantes del Gas de Camisea**

El gas natural actualmente es una de las fuentes de energía menos contaminantes y más económicas en el mundo, puede ser utilizado en hogares, oficinas, vehículos, industrias y plantas de generación eléctrica.

En el Perú el proyecto Camisea es un componente clave en la estrategia energética del Estado, pues significa importantes beneficios económicos y medioambientales para el país. Antes de la entrada del gas de Camisea, la matriz energética dependía básicamente de recursos hídricos y de combustibles líquidos (petróleo, diesel, etc.), a raíz de la entrada del gas de Camisea, esta matriz ha cambiado debido a que el consumo de gas para generación eléctrica ha venido creciendo considerablemente en particular arrastrada por el importante crecimiento en la demanda eléctrica.

Por otra parte, debido a que el precio de gas negociado con el consorcio operador de Camisea para el mercado interno fue relativamente bajo (comparado con los precios internacionales), alentó aún más la construcción de centrales termoeléctricas principalmente a base de ciclos simples. El Estado peruano negoció un precio relativamente bajo principalmente para alentar la introducción del gas natural en la matriz energética del país

Por todo ello uno de los principales beneficios que ha traído la generación eléctrica en base al gas natural de Camisea es la obtención de tarifas eléctricas mucho menores de las que hubiera sido posible sin la ejecución del proyecto Camisea.

Por otro lado es conveniente mencionar que el precio relativamente bajo del gas de Camisea, trajo consigo la poca inversión en generación eléctrica en base a centrales hidráulicas debido a los fuertes costos fijos que este tipo de centrales afronta comparado con los costos fijos y variables de una central termoeléctrica ya que es evidente que ante este escenario resulta mucho más rentable la construcción de estas últimas. También este precio al ser menor al precio internacional, ha ocasionado el poco interés en la inversión en exploración para el descubrimiento de nuevos yacimientos gasíferos aislando así el mercado.

## **2.6 Centrales Térmicas a Gas**

### **2.6.1 Centrales Térmicas a Gas de Ciclo Simple**

La turbina de combustión, también denominada turbina de gas, es un motor que utiliza el flujo de un gas como medio de trabajo, para convertir energía térmica en energía mecánica. El gas se produce en el motor como resultado de la combustión de determinadas sustancias.

El funcionamiento de estas turbinas es bajo el denominado Ciclo Brayton, se denomina Ciclo Brayton a un ciclo termodinámico de compresión, calentamiento y

expansión de un fluido compresible, generalmente aire, que se emplea para producir trabajo neto y su posterior aprovechamiento como energía mecánica (ver Fig. N° 2.5).

Una turbina de combustión de ciclo simple, incluye un compresor que bombea aire comprimido a la cámara de combustión.

Las máquinas grandes emplean compresores y turbinas de flujo axial con varias etapas.

Entre las principales ventajas de una turbina a gas de ciclo simple se tiene:

- Muy buena relación potencia vs. peso y tamaño.
- Comparativamente bajos costos de instalación por MW de salida.
- Rápida puesta en servicio.
- Menores pérdidas por rozamiento al tener menores piezas en movimiento.
- Bajas presiones de trabajo (es la máquina térmica que funciona a más bajas presiones).
- El proceso de combustión es continuo y se realiza a presión constante en la cámara de combustión (diferente a los motores de combustión interna).
- Pocos elementos componentes: compresor, cámara de combustión y turbina propiamente dicha.
- No necesitan agua (diferente a las turbinas a vapor que requieren de un condensador).

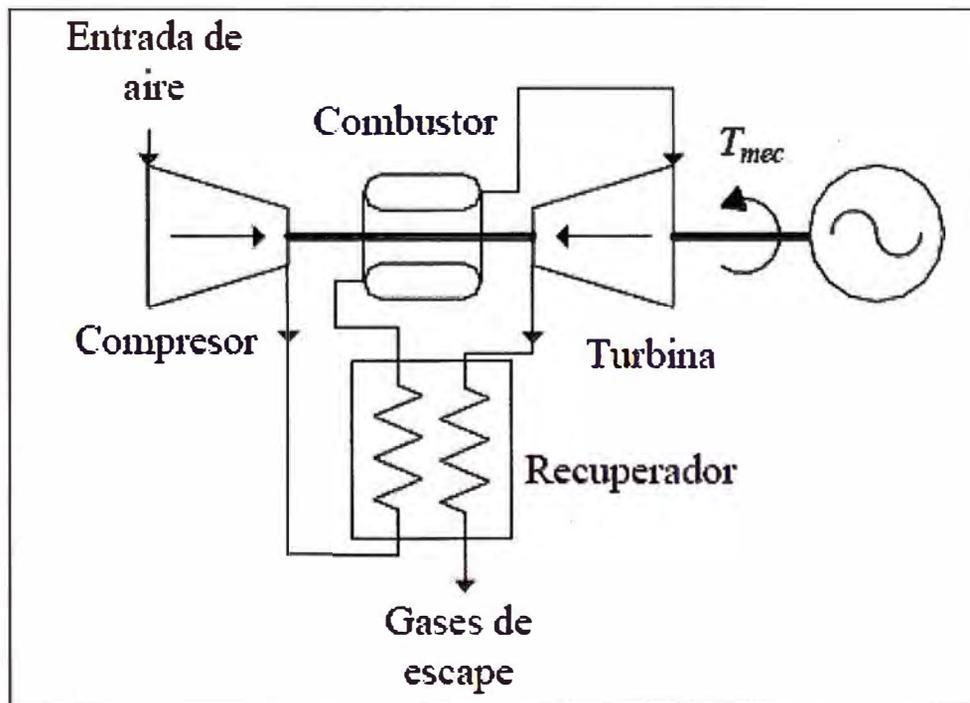


Fig. N° 2.5 Esquema de un turbina a gas de ciclo simple.

Fuente: Apuntes. Dr. Francisco Gonzales-Longatt.

Entre las principales desventajas de una turbina a gas de ciclo simple se tiene:

- Bajo rendimiento térmico (alrededor del 25% al 35%) debido a:
  - Alta pérdida de calor al ambiente que se traduce por la alta temperatura de salida de los gases de escape por chimenea, entre 495°C a 560 °C.
  - Gran parte de la potencia generada por la turbina es demandada por el compresor axial, en el orden de las  $\frac{3}{4}$  partes, o sea un 75% de la potencia total de la turbina.

### 2.6.2 Centrales Térmicas de Ciclo Combinado

Se denomina ciclo combinado en la generación de energía a la coexistencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno cuyo fluido de trabajo es el vapor de agua y otro cuyo fluido de trabajo es un gas producto de una combustión.

En una central eléctrica el ciclo de gas genera energía eléctrica mediante una o varias turbinas de gas y el ciclo de vapor de agua lo hace mediante una o varias turbinas de vapor. El principio sobre el cual se basa es utilizar los gases de escape a alta temperatura de la turbina de gas para aportar calor a la caldera o generador de vapor de recuperación, la que alimenta a su vez de vapor a la turbina de vapor (ver Fig. N° 2.6). La principal ventaja de utilizar el ciclo combinado es su alta eficiencia, ya que se obtienen rendimientos superiores al rendimiento de una central de ciclo simple.

Consiguiendo aumentar la temperatura de entrada de los gases en la turbina de gas, se obtienen rendimientos de la turbina de gas cercanos al 60%, exactamente 57,3% en las más modernas turbinas. Este rendimiento implica una temperatura de unos 1.350 °C a la salida de los gases de la cámara de combustión. El límite actualmente es la resistencia a soportar esas temperaturas por parte de los materiales cerámicos empleados en el recubrimiento interno de las cámaras de combustión de esas turbinas.

Una turbina de este tipo, consiste básicamente en un conjunto: Turbina a gas-generador, un recuperador de calor y un conjunto turbina a vapor-generador, formando así un conjunto que puede producir electricidad.

El ciclo combinado combina el ciclo Rankine (turbina a vapor) y el ciclo Brayton (turbina a gas).

El calor recuperado de los gases de escape de una turbina a gas se usa para producir vapor, que alimenta una turbina de vapor asociada.

Entre las principales ventajas de un ciclo combinado se tiene:

- Rendimiento térmico de alrededor del 55%.
- Ningún consumo adicional de gas natural (solo se usa para los ciclos simples).
- Aumento en casi 50% de la potencia instalada total de la central termoeléctrica en ciclo simple.

- Temperatura de los gases de escape entre 100°C a 120°C.

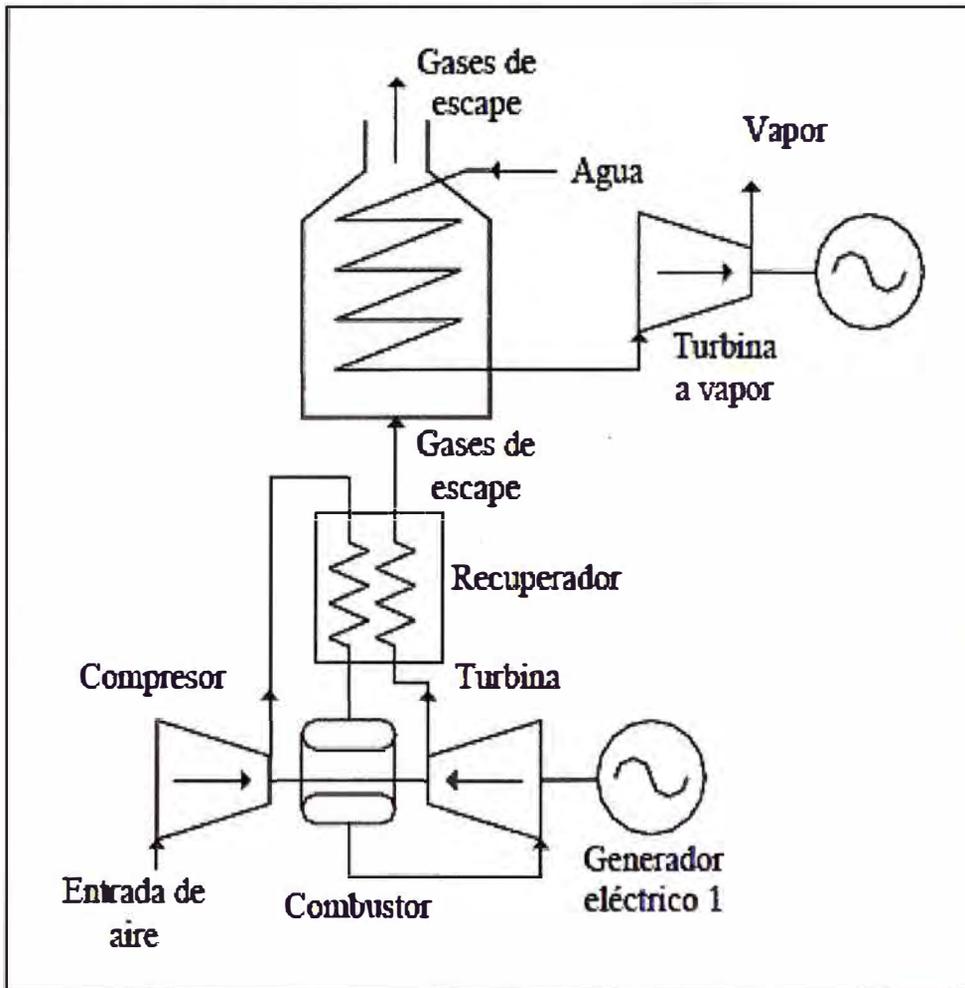


Fig. N° 2.6 Esquema de una central térmica en de ciclo combinado.

Fuente: Apuntes. Dr. Francisco Gonzales-Longatt.

## 2.7 Contratos de Suministro y Transporte de Gas Natural de una Central Térmica

Como se ha mencionado anteriormente dado el gran consumo de gas natural que tienen las centrales termoeléctricas, el pago por el suministro y transporte de este combustible tiene un considerable impacto en los resultados económicos de la empresa, por ello es de suma importancia conocer los contratos de gas a los que estará supeditada la empresa operadora de la central térmica analizada.

### 2.7.1 Contrato de Suministro de Gas

El contrato de suministro de gas que una termoeléctrica sostiene con los productores del gas natural de Camisea (Pluspetrol, Hunt, SK, Repsol, etc.), abarca temas técnicos, comerciales y legales los cuales deben ser bien entendidos. En esta sección solo se abarcara los aspectos técnicos y comerciales más importantes de la estructura del contrato, para lo cual se cita algunas definiciones principales:

- **Cantidad Deliver or Pay (CDOP):** Es la cantidad mínima de gas que los productores están obligados a poner a disposición del cliente.
- **Cantidad Diaria Contractual (CDC):** Es la cantidad diaria de gas contratada por el cliente.
- **Cantidad Diaria Máxima (CDM):** Es la cantidad de gas que, como máximo, puede nominar el cliente en cada día. La CDM no podrá ser superior al consumo requerido por el cliente para la generación de energía eléctrica a máximo régimen con gas natural como combustible.
- **Cantidad Diferida:** Es el volumen de gas pagado y no tomado por el cliente.
- **Cantidad Take or Pay (CTOP):** Es la cantidad mínima que el cliente está obligado a pagar a los productores.
- **Periodo de Recuperación de Cantidades Diferidas (PRCD):** Periodo de seis (6) meses de contrato siguientes al mes de contrato en que el cliente realice el pago de cualquier Cantidad Diferida.
- **Periodo Carry Forward:** Periodo de seis (6) meses de contrato posteriores al mes de contrato en que se realicen consumos en exceso de la CTOP que sean pagados.

Adicionalmente al PRCD y al Periodo Carry Forward, el cliente, por razones operativas tendrá derecho a un número de meses de contrato adicionales según la Tabla N° 2.6.

**Tabla N° 2.6** Meses de Contrato adicionales para el PRCD

y para el Periodo Carry Forward.

<b>Porcentaje Take or Pay %</b>	<b>Meses de Contrato Adicionales</b>
90 a 100	12
80 a < 90	8
70 a < 80	6
60 a < 70	4

- **Condiciones Base:** Se entienden como tales a la temperatura de 15°C medida con termómetro de mercurio y a la presión de 1.013 Bar o 760 mm de columna de mercurio, medida con el barómetro tipo Fortin y corregida a 0°C con un valor de aceleración de la gravedad normal. Todas las mediciones que se señalan en el Contrato se entenderán expresadas en “Condiciones Base”.

- **Día o Días:** Salvo indicación expresa en contrario son días calendario, que consisten en lapsos de 24 horas consecutivas que comienzan a las seis horas (06:00hs) de un día y termina a las seis horas (06:00hs) del día siguiente.
- **Nominación:** Es la comunicación diaria que realizará el cliente a los productores, requiriendo la cantidad de gas que día a día deberá ser puesta a disposición en el punto de recepción por estos, conforme a las Normas de Servicio de Transporte de Gas Natural por ductos y de las Normas de Despacho de Gas Natural, que para tal efecto se expidan.

Teniendo en cuenta las definiciones antes mencionadas y la implicancia que cada una tiene, es que el consumidor puede conocer los consumos que finalmente los productores de gas tomaran en cuenta para la facturación.

Por otro lado un punto de vital importancia es como se genera la tarifa por suministro de gas aplicable al consumidor eléctrico, para lo cual se debe tener en cuenta los conceptos que a continuación se mencionan, los cuales han sido extraídos del contrato de suministro de gas firmado entre los productores de gas y la empresa operadora de la central termoeléctrica analizada:

**Precio Base (PBG):** Corresponde al Precio Base del Gas a la fecha de suscripción del contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos del Lote 88, firmado entre los productores y el Estado Peruano.

$PBG=1.00 \text{ US\$/MMBTU}$  (Un dólar americano por millón de BTU).

**Factores para determinar el precio:** Son factores de descuento a los cuales puede acceder el consumidor de gas natural los cuales se definen en función de la CDC y del porcentaje Take or Pay especificados para cada año.

**Factor A:** Según la CDC, ver Tabla N° 2.7:

**Tabla N° 2.7** Factor A (Estipulado en el Contrato tipo de Pluspetrol)

CDC - Mmcd	Factor A
30	1,000
55	0,995
85	0,990
115	0,985
140	0,980
285	0,970
550	0,960

**Factor B:** Según el porcentaje Take or Pay, ver Tabla N° 2.8:

**Tabla N° 2.8** Factor B (Estipulado en el Contrato tipo de Pluspetrol)

Porcentaje Take or Pay	Factor B
100	0,95
90	0,97
80	0,98
70	0,99
60	1,00

El Precio del Gas de Camisea aplicable a un generador termoeléctrico, será reajustado el 1ro de Enero de cada año de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PG_n = PBG \times \text{Factor de Ajuste} \times \text{Factor A} \times \text{Factor B} \quad \dots (2.1)$$

Donde:

PG<sub>n</sub>: Precio del Gas para el nuevo periodo de ajuste.

PBG: Precio Base del Gas: 1.00 US\$/MMBTU

$$\text{Factor de Ajuste} = 0.6 \times \left( \frac{WPS1191_i}{WPS1191_j} \right) + 0.4 \times \left( \frac{WPU05_i}{WPU05_j} \right) \quad \dots (2.2)$$

Si el Factor de Ajuste resulta ser menor que uno (1), dicho Factor se igualara a uno (1).

**WPS1191<sub>i</sub>:** Promedio aritmético del Índice Oil Field and Gas Field Machinery, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses disponibles anteriores al 1ro de Enero de cada año. (Los datos provisorios se tomaran como definitivos para el cálculo del Factor de Ajuste).

**WPS1191<sub>j</sub>:** Promedio aritmético del Índice Oil Field and Gas Field Machinery, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses anteriores a la Fecha de Suscripción del Contrato de Licencia para la explotación de Hidrocarburos del Lote 88 (Diciembre 1999 a Noviembre 2000).

**WPU05<sub>i</sub>:** Promedio aritmético del Índice Fuels and Related Products and Power, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses

disponibles anteriores al 1ro de Enero de cada año. (Los datos provisorios se tomaran como definitivos para el cálculo del Factor de Ajuste).

**WPU05j:** Promedio aritmético del Índice Fuels and Related Products and Power, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses anteriores a la Fecha de Suscripción del Contrato de Licencia para la explotación de Hidrocarburos del Lote 88 (Diciembre 1999 a Noviembre 2000).

A partir del 01 de Enero del 2007 y hasta el 01 de Enero del 2013, la aplicación del Factor de Ajuste, no representará un incremento en el PGn superior al 5% con respecto al último valor vigente del periodo de ajuste inmediatamente anterior, adicionalmente durante los 5 años subsiguientes a partir del 01 de Enero del 2013 el incremento en el PGn no superará el 7% con respecto al último valor vigente del periodo de ajuste inmediatamente anterior.

Con todo lo anterior se puede calcular el precio al que estará sometido la central termoeléctrica.

### 2.7.2 Contrato de Transporte de Gas

El contrato de Transporte de gas que la empresa operadora de una central termoeléctrica sostiene con el transportador del gas natural (TGP), se puede realizar bajo dos tipos de servicios las cuales poseen una serie de características propias que las diferencian entre sí. A continuación se desarrolla las principales características de los dos tipos de servicio de transporte mencionados:

**Servicio Firme:** El que presta el concesionario con la condición de que el flujo de hidrocarburos no tenga interrupciones o reducciones, hasta el volumen contratado. También una característica de este tipo de servicio es que el usuario (generador termoeléctrico) estará sujeto a un Cargo por Reserva, es decir, que el pago por este servicio se hace efectivo se transporte o no el hidrocarburo (constituyéndose en un gasto fijo para el usuario).

La facturación por este servicio se realiza teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

El usuario declara que el gas natural a ser transportado por el sistema de transporte del concesionario se utilizará para la generación eléctrica, siendo el Cargo por Reserva (CRM) a pagar mensualmente:

$$\text{Cargo por Reserva} = \frac{\text{CRD} \times \text{TR} \times 365/12}{\text{TC}} \quad \dots (2.3)$$

Siendo:

**CRD:** Capacidad Reservada Diaria.

**TR:** Tarifa Regulada para Generadores eléctricos en nuevo soles según resolución de tarifas que apruebe el OSINERGMIN para cada período tarifario, sin considerar el Factor de Descuento (FD) especificado por OSINERGMIN para dicho período tarifario y considerando los ajustes tarifarios especificados en las resoluciones tarifarias correspondientes.

**TC:** Misma Tasa de Cambio que especifique OSINERGMIN para la conversión de la Tarifa Regulada en US\$ a Nuevos Soles.

Adicionalmente, se realizará un descuento por el Adelanto de Garantía por Red Principal cobrado por el Concesionario de acuerdo a las resoluciones publicadas por OSINERGMIN, igual a:

$$\text{Descuento GRP} = \frac{\text{CRD} \times \text{TR} \times \frac{365}{12} \times (1 - \text{FD})}{\text{TC}} \quad \dots (2.4)$$

**FD:** Factor de Descuento, definido en la resolución OSINERG N° 046-2005-OS/CD o sus futuras modificaciones, según corresponda.

En ningún caso el Cargo por Reserva menos el Descuento GRP (Garantía por Red Principal) será diferente al que resultase de aplicar la Tarifa Regulada Aplicable, aprobada por OSINERGMIN.

En caso OSINERGMIN publique las tarifas en dólares, no será de aplicación la conversión por la tasa de cambio arriba mencionada.

**Servicio Interrumpible:** El que presta el concesionario con la condición de que el flujo de Hidrocarburos pueda ser interrumpido o reducido a discreción del concesionario, quien no podrá negarse a prestarlo, salvo por razones técnicas. El pago por el usuario de este servicio es por el volumen efectivamente transportado.

La facturación por este servicio se realiza teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

El usuario declara que el gas natural a ser transportado por el sistema de transporte del concesionario se utilizará para la generación eléctrica, siendo el Cargo por Uso Diario (CUD) el siguiente:

$$\text{Cargo por Uso Diario} = \frac{\text{VID} \times \text{TR}}{\text{TC} \times \text{FU}} \quad \dots (2.5)$$

$$\text{VID} = \text{VTD} - \text{CRD} \quad \dots (2.6)$$

El Cargo por Uso Mensual (CUM) será igual a la suma de los Cargos por Uso Diario (CUD) correspondientes a dicho mes.

Siendo:

**VID:** Volumen Interrumpible Diario.

**VTD:** Volumen Transportado por Día, se expresa en metros cúbicos.

**TR:** Tarifa Regulada para generadores eléctricos en Nuevo Soles según resolución de tarifas que apruebe el OSINERGMIN para cada período tarifario, sin considerar el Factor de Descuento (FD) especificado por OSINERGMIN para dicho período tarifario y considerando los ajustes tarifarios especificados en las resoluciones tarifarias correspondientes.

**FU:** Factor de Uso de la capacidad de transporte. Hasta el 30 de abril del 2009, el FU será igual 1,0. Para el siguiente periodo el FU será igual a 0,90.

**TC:** Misma Tasa de Cambio que especifique OSINERGMIN para la conversión de la Tarifa Regulada en US\$ a Nuevos Soles.

Adicionalmente, se realizará un descuento por el Adelanto de Garantía por Red Principal cobrado por el Concesionario de acuerdo a las resoluciones publicadas por OSINERGMIN, igual a:

$$\text{Descuento GRP} = \frac{\text{VID} \times \text{TR} \times (1 - \text{FD})}{\text{TC} \times \text{FU}} \quad \dots (2.7)$$

**FD:** Factor de Descuento, definido en la resolución OSINERG N° 046-2005-OS/CD o sus futuras modificaciones, según corresponda.

## **2.8 Precios de Suministro y Transporte de Gas Natural Declarados Ante el COES para el Despacho Económico.**

Dentro de los mecanismos de regulación creados producto de las reformas del sector eléctrico al inicio de la década de los noventa en el Perú, se estableció un esquema de costos auditados para el sector generación, en donde los generadores entregaban la información de sus compras a los productores de gas y los contratos de capacidad de transporte y distribución según el caso. Sin embargo, los grandes desafíos que significaban el cálculo de Costos Variables del gas los identificó el regulador tempranamente. Dichos desafíos aparecieron, fundamentalmente, por la presencia de altos costos fijos propios de este tipo de generación, los cuales se justifican por la presencia de infraestructura de suministro muy intensa en capital que requieren de una componente firme de remuneración. Es así, por ejemplo, que no es difícil encontrar estructuras de costos de combustible en generadores eléctricos que funcionan con gas natural en donde la participación de la componente fija anual sea incluso mayor al 80%.

Lo antes mencionado, lleva a conflictos en la determinación del Costo Variable del gas y así en la definición de su precio. Esto se agudizó en el pasado, entre otras cosas, por la presencia de agentes que, dadas sus interacciones, se comportaban como verticalmente integrados. Esto, generó procesos de arbitraje a los contratos de gas con los productores ubicados en la región de Camisea y diversos procedimientos adicionales de alto costo para todos los agentes.

Como solución a esta compleja problemática, luego de un profundo análisis y debate entre los agentes y el regulador, se creó una metodología que permite al sistema cubrirse ante eventuales ejercicios de poder de mercado realizados por los agentes, además de ser una señal que, en principio, es capaz de reflejar el Costo Variable de producción del gas. Esto se hizo mediante la publicación del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, modificado por D.S. N° 034-2001-EM y por el Decreto Supremo N° 055 -2002-EM que en su artículo 5° menciona que para el caso de las entidades de generación que utilicen gas natural como combustible, la información a presentar por sus titulares consistirá en un precio único del gas natural puesto en el punto de entrega de cada central de generación, una fórmula de reajuste y la información relativa a la calidad del combustible. El precio único considerará los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, según corresponda.

También en diciembre 2002 mediante R.M. N° 609-2002-EM/DM se sustituyó el Procedimiento N° 31 C (PR-31C) del COES, "Información de Precios y Calidad de Combustible Gas Natural", la cual establece que el precio único de gas natural utilizado para el cálculo de los Costos Variables de las unidades termoeléctricas que usan dicho combustible, debe ser declarado por sus titulares de manera anual y debe incluir una fórmula de reajuste o indexación. El artículo 1° del Decreto Supremo 014-2006-EM establece que el valor máximo del precio declarado de acuerdo a las directrices del PR-31C, será aquel que efectivamente corresponde a la suma del precio variable aplicado por el productor (el cual no podrá ser superior al precio máximo definido en los contratos entre el productos de gas natural y el Estado), el titular del transporte de gas y el distribuidor de gas natural, lo que en la práctica supone la fijación de un tope al precio declarado. Con el precio de gas declarado, el COES determina el costo variable de las unidades a gas, el cual es utilizado para todos los efectos en el COES: despacho, transferencias de energía, compensaciones por carga mínima, compensaciones por redistribución de gas natural, entre otros, siendo esta la única señal aceptada como el mejor reflejo de los Costos Variables de la generación en base a gas natural

Con las actuales disposiciones legales, los generadores deben declarar un precio de gas natural, el cual, en principio, incorpora un análisis del despacho, decisiones

comerciales y niveles de contratación, entre otras variables, todas ellas enmarcadas en un escenario de competencia. De esta manera, el precio declarado representa, en teoría, los intereses de los productores para mantenerse activos en el mercado.

La vigencia de la declaración es de doce meses (de julio a junio) y se debe realizar a más tardar en la quincena del mes de junio.

Así, el precio único declarado para el gas natural es el resultado de un proceso de maduración y superación de conflictos por parte de los agentes participantes del COES que busca minimizar la volatilidad del precio del gas, entregando plena libertad a los agentes de declarar el precio que mejor responda a sus intereses, riesgos y estrategias comerciales, entre otros.

Por todo lo anterior es que al tener esta herramienta los operadores de las centrales termoeléctricas, se ven en la necesidad de elaborar diversos análisis para determinar el precio óptimo a ser declarado ante el COES para maximizar su Margen Variable.

El Decreto Supremo N° 055 -2002-EM y el Procedimiento N° 31 C del COES se muestran en el Anexo D del presente informe.

## **2.9 Margen Variable de una Central Termoeléctrica a Gas Natural.**

El Margen Variable (MV) se define como el balance que existe entre los ingresos y egresos que afronta la central termoeléctrica como consecuencia de la operación de la central y la comercialización de energía y potencia. Estos ingresos y egresos pueden clasificarse en los siguientes:

### **Ingresos:**

- Venta de energía y potencia a clientes libres y regulados: Se pueden considerar como ingresos fijos ya que los consumos y los precios de los clientes están estipulados en los contratos de suministro.
- Venta por inyección de energía de la central en el mercado de corto plazo administrado por el COES: Son ingresos variables ya que dependen de la energía producida por la central y por los costos marginales del sistema los cuales varían cada 15 minutos.
- Ingreso Garantizado de Potencia Firme (IGPF): Es un ingreso fijo que depende de la potencia firme de la central (es independiente de la presencia de la central en el despacho).
- Ingreso Adicional de Potencia Generada (IAPG): Es un ingreso variable que depende de la presencia de la central en el despacho.

### **Egresos:**

- Pago de suministro y transporte de gas natural: Son egresos variables que dependen de la generación de la central (a mayor generación mayor consumo de gas).

- Compra de energía y potencia consumida por los clientes en el mercado de corto plazo: Son los egresos por atender el suministro eléctrico de los clientes de la central térmica, dependen de la energía consumida de los clientes y del costo marginal del sistema.
- Uso de los sistemas secundarios de transmisión eléctrica: Egreso que depende de la energía generada por la central.
- Pago por aportes al COES, MINEM y Osinergmin: Son los pagos que realiza la central de acuerdo a la legislación vigente.

A su vez el Margen Variable se puede dividir en Margen Operativo y Margen Comercial:

**Margen Operativo:** Corresponde al balance entre los ingresos y egresos que se tiene por la operación de la central termoeléctrica. Entre los principales ingresos y egresos se tiene:

- Ingreso por la energía inyectada al sistema a costo marginal.
- Ingreso por potencia garantizada (IGPF) y por potencia adicional generada (IAPG).
- Egreso por pago de suministro y transporte de gas natural (los que conforman principalmente el Costo Variable de la central).
- Egreso de peaje por el uso del sistema secundario de transmisión ( $Peaje_{sst}$ ).

$$MV_{operativo} = E_{Inyec} \times (CMg - CV) + IGPF + IAPG - Peaje_{sst} \quad \dots (2.8)$$

**Margen Comercial:** Corresponde al balance entre los ingresos y egresos que se tiene por atender los consumos de energía y potencia de los clientes. Entre los principales ingresos y egresos se tiene:

- Ingreso por venta de energía y potencia a los clientes libres y regulados a precio de contrato.
- Egreso por compra de energía y potencia para atender los consumos de los clientes a costo marginal y a precio de barra respectivamente.

$$MV_{comercial} = E_{Ret} \times (TE_{Cliente} - CMg) + Pot_{Ret} \times (TP_{Cliente} - Precio_{barra}) \quad \dots (2.9)$$

Sumando las ecuaciones anteriores (ecuaciones 2.8 y 2.9), obtendremos la ecuación del Margen Variable de la central termoeléctrica:

$$MV_{Total} = E_{Inyec} \times (CMg - CV) + E_{Ret} \times (TE_{Cliente} - CMg) + C \quad \dots (2.10)$$

Donde:

$$C = IGPF + IAPG - \text{Peaje}_{\text{SST}} + \text{Pot}_{\text{Ret}} \times (\text{TP}_{\text{Cliente}} - \text{Precio}_{\text{barra}}) \quad \dots (2.11)$$

El término C de la ecuación 2.11 no varía significativamente, por lo que el Margen Variable básicamente dependerá de la energía inyectada por la central y el costo marginal del sistema, a su vez estas inyecciones y costos marginales dependerán del precio declarado por las diversas centrales termoeléctricas a gas natural. Por ello para la obtención del precio óptimo declarado por la central termoeléctrica analizada (desarrollado en la sección 4.2) se buscara maximizar la ecuación 2.10 teniendo en cuenta distintos escenarios posibles de declaración de precios.

El Costo Variable (CV) mencionada en la ecuación 2.8 se define de la siguiente manera:

- **Costos Variables (CV):** Costos de operación normalmente expresados para condiciones de máxima eficiencia de una unidad de generación, o según el régimen de operación requerido, los cuales comprenden los costos variables combustible (CVC) y los costos variables no combustible (CVNC).
- **Costo variable combustible (CVC):** Gasto derivado del combustible para generar una unidad de energía (kWh) y corresponde al consumo promedio necesario para generar una potencia determinada.
- **Costo variable no combustible (CVNC):** Gastos de mantenimiento de una unidad y que guardan proporción directa con la producción de dicha unidad.

Para el caso de una central termoeléctrica, el Costo Variable se determina de la siguiente manera:

$$CV = \text{Precio Declarado} \times \text{Consumo Especifico} + CVNC \quad \dots (2.12)$$

El CVNC para la central termoeléctrica analizada es igual a 4.00 US\$/MWh.

## **CAPITULO III**

### **METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA**

#### **3.1 Introducción.**

En esta sección se describe las consideraciones a ser tomadas, para la determinación de los siguientes conceptos:

- a) Los precios de suministro y transporte de gas con los cuales el productor y el transportador emitirán sus facturas.
- b) Los precios de suministro y transporte de gas a ser declarados ante el COES (quien utilizará este precio para la operación económica del SEIN).

#### **3.2 Formación de los Precios de Suministro y Transporte de Gas Natural para un Generador Eléctrico.**

##### **3.2.1 Formación de los Precios de Suministro de Gas.**

Para definir el precio de suministro al que estará sujeto la empresa operadora de la central termoeléctrica analizada, se debe tener en consideración las definiciones contempladas en la sección 2.7.1 del presente trabajo.

Además cuando se habla del precio de suministro de gas, este tiene que estar acompañado necesariamente del gas acumulado en el Periodo Carry Forward y en el Periodo de Recuperación de Cantidades Diferidas (PRCD). Para tener una idea más clara de estos temas, es necesario explicar ciertas cláusulas contempladas en los contratos de suministro de gas, tales como:

El cliente (generador térmico) se obliga a adquirir gas de los productores en forma exclusiva para las turbinas en cualquier momento que las mismas sean instaladas durante la vigencia del contrato, hasta la CDM.

Si por causas imputables al cliente, este no tomase en cualquier mes de contrato como mínimo, el 100% de la CDC por los días de suministro efectivo en el respectivo mes de contrato (en adelante la CTOP), deberá pagar a los productores por las cantidades de gas faltantes hasta completar la CTOP de ese mes de contrato (Cantidades Diferidas).

El cliente tendrá derecho a recuperar dentro del PRCD las cantidades diferidas, siguiendo el orden cronológico que se produjeron. Esta recuperación se hará con las cantidades de Gas tomadas en exceso a la CTOP, las cuales no podrán superar la CDM salvo autorización expresa de los productores. Si al vencimiento del contrato quedasen

Cantidades Diferidas pendientes de recuperación, el cliente podrá recuperar las cantidades correspondientes posteriormente a dicho vencimiento, dentro de un plazo máximo de seis (6) meses.

Las cantidades de gas tomadas en exceso de la CTOP en un mes de contrato y que sean pagadas serán deducidas, dentro del Periodo Carry Forward y en el orden cronológico que se generaron.

Lo mencionado en lo párrafos anteriores se puede entender mediante la Fig. N° 3.2.

Teniendo en cuenta lo anterior, se podrá calcular el precio de gas y los volúmenes de gas acumulados en los periodos Carry Forward y en los periodos de recuperación de Cantidades Diferidas asociados, para lo cual se tendrá en consideración la CDM y CDC contratadas por el generador termoeléctrico elegido para el análisis del presente trabajo. La Fig. N° 3.1 muestra el resumen de la CDM y CDC.

El Factor de Ajuste mostrado en la ecuación 2.2, se ajusta anualmente cada enero en función a los indicadores definidos detalladamente en la sección 2.7.1.

Para el presente trabajo se considerará los Factores de Ajustes vigentes hasta diciembre 2010 y se realizará una proyección para los años posteriores.

El Factor de Ajuste para años posteriores al 2010 (es decir de enero 2011 hasta agosto 2012) se proyecta siguiendo la siguiente metodología:

- Se determina la proyección de la inflación USA.
- Se proyecta el precio de petróleo internacional (WTI).
- Se proyecta el WPU05i correlacionándolo con el WTI.
- Se proyecta el WPS1191i correlacionándolo con la inflación USA.

$$\text{Factor de Ajuste} = 0.6 \times \left( \frac{WPS1191_i}{WPS1191_j} \right) + 0.4 \times \left( \frac{WPU05_i}{WPU05_j} \right) \quad \dots (3.1)$$

Con los datos anteriores determina el Factor de Ajuste preliminar (FAp) el cual deberá cumplir con un último requisito para que sea el Factor de Ajuste definitivo a ser considerado para la determinación del precio de suministro de gas.

Para determinar el Factor de Ajuste definitivo se compara el FAp con el factor de ajuste del año anterior y si este (FAp) registra un crecimiento por encima del 5% el factor de ajuste será el factor del año anterior con un incremento de 5%, caso contrario el Factor de Ajuste será el FAp.

El margen de 5% sera considerado hasta diciembre 2012, de ahí en adelante, es decir, a partir de enero 2013 se considerará un margen de 7% tal y como se vio en la sección 2.7.1.

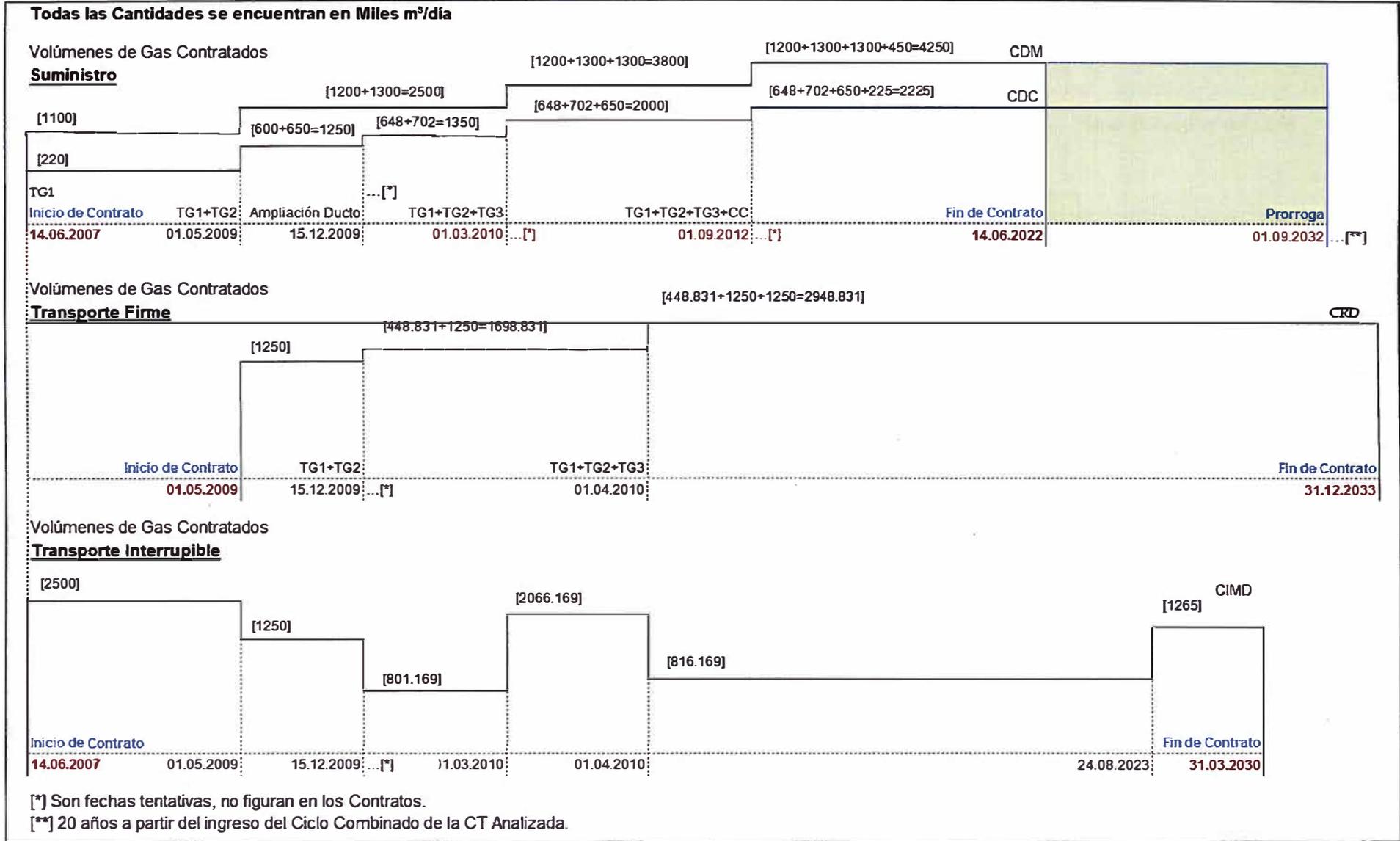


Fig. N° 3.1 Cantidades de Suministro y Transporte Contratado de la Central Térmica Analizada.

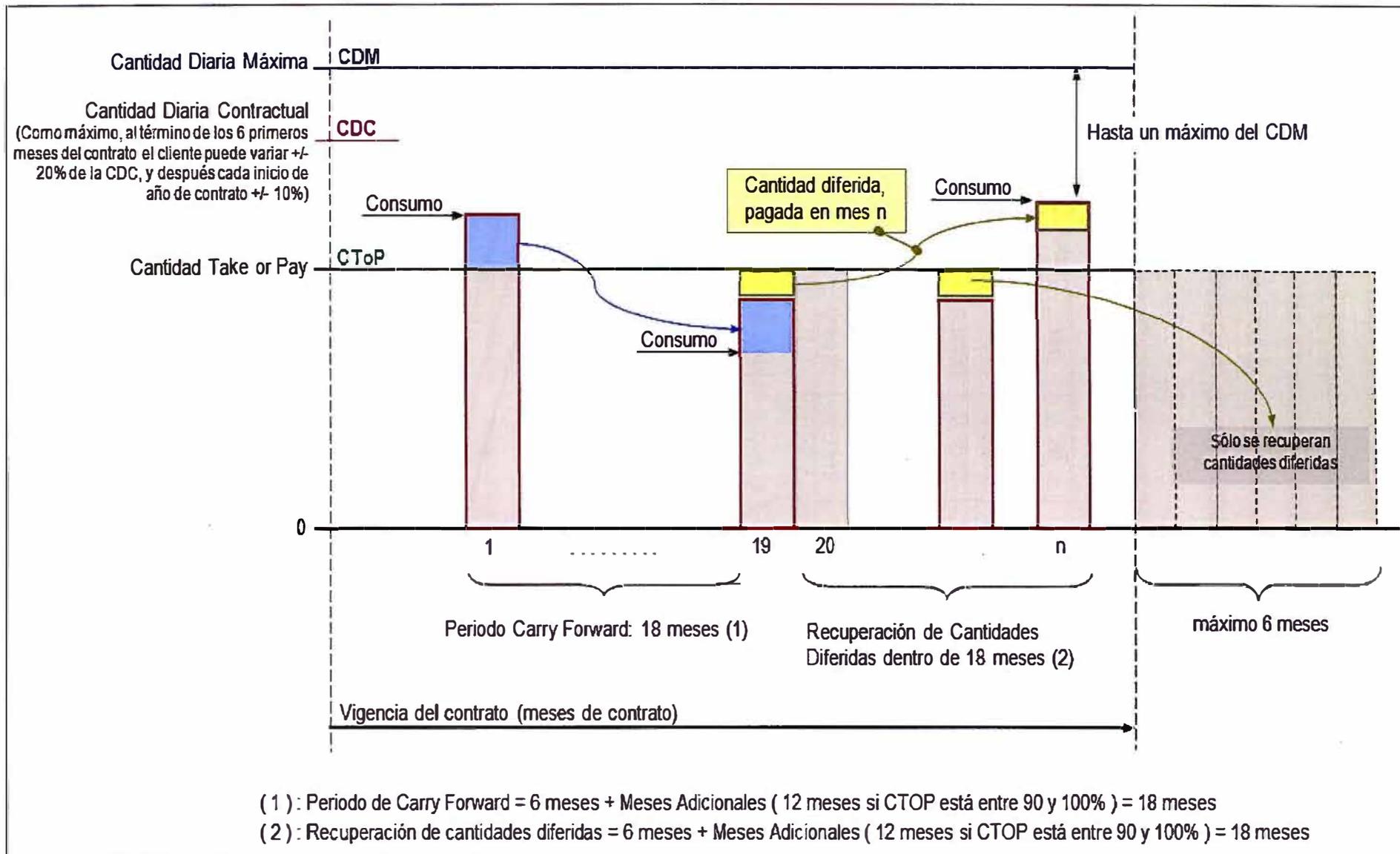


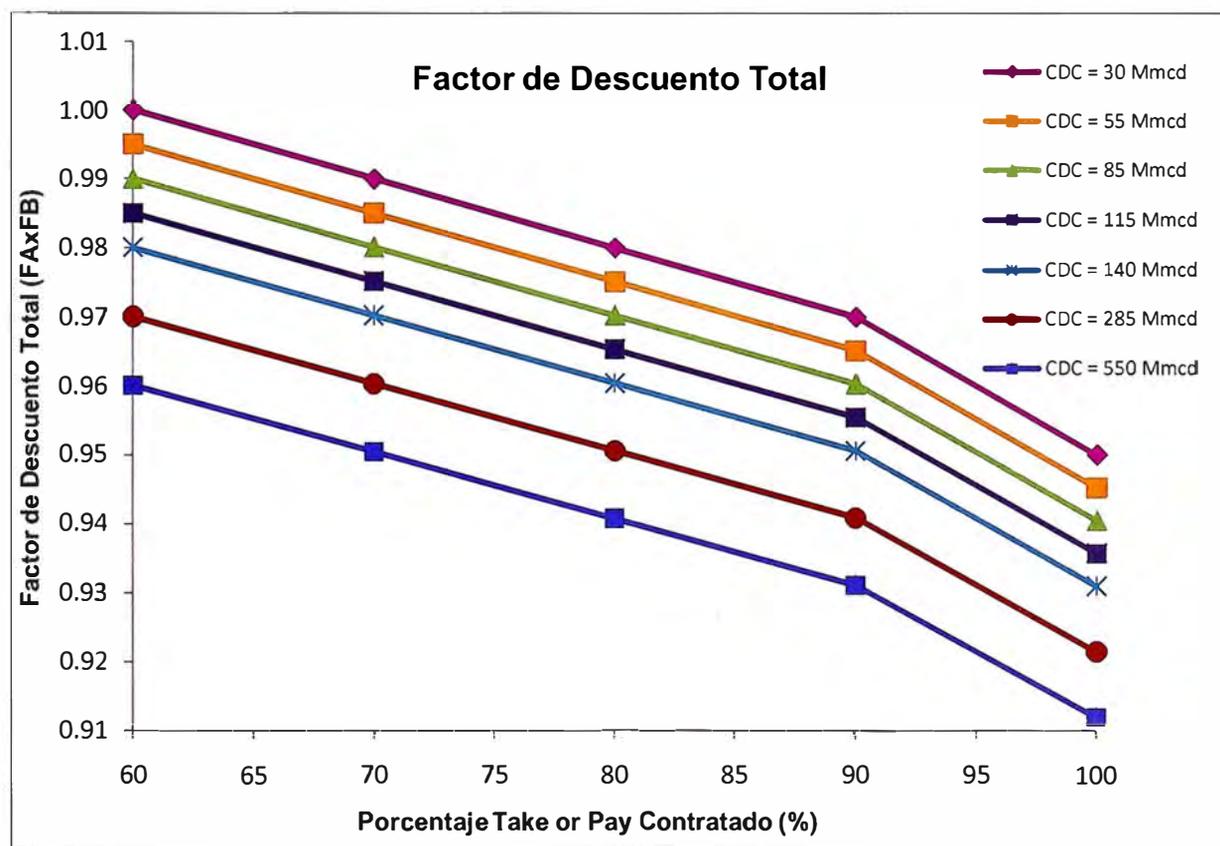
Fig. N° 3.2 Periodo Carry Forward y Periodo de Recuperación de Cantidades Diferidas.

El Factor de Descuento Total que será aplicado al precio de suministro de gas será la multiplicación de los factores definidos en la Tabla N° 2.7 y en la Tabla N° 2.8, realizando esta multiplicación se obtienen los posibles factores de descuento a los cuales estará sujeto el precio de suministro de gas, para ello se tendrá en cuenta lo mostrado en la Tabla N° 3.1 y la Fig. 3.3 que a continuación se muestran:

**Tabla N° 3.1** Factor de Descuento Total Para el Precio de Suministro de Gas.

Factor de Descuento Total		Porcentaje Take or Pay (%)				
		100	90	80	70	60
CDC (Mmcd)	30	0.9500	0.9700	0.9800	0.9900	1.0000
	55	0.9453	0.9652	0.9751	0.9851	0.9950
	85	0.9405	0.9603	0.9702	0.9801	0.9900
	115	0.9358	0.9555	0.9653	0.9752	0.9850
	140	0.9310	0.9506	0.9604	0.9702	0.9800
	285	0.9215	0.9409	0.9506	0.9603	0.9700
	550	0.9120	0.9312	0.9408	0.9504	0.9600

Para nuestro caso particular debido a que la CDC varia de 220 Mmcd a 2225 Mmcd (según Fig. 3.1), el Factor de Descuento Total estará ubicado entre las tres curvas inferiores mostradas en la Fig. N° 3.3.



**Fig. N° 3.3** Factor de Descuento Total Para el Precio de Suministro de Gas

Por otro lado es importante conocer que de acuerdo al nivel de Take or Pay que se decida contratar, se tiene meses adicionales para los Periodos Carry Forward y para los Periodos de Recuperación de Cantidades Diferidas (PRCD) por lo cual teniendo en cuenta la Tabla N° 2.6 del capítulo anterior, el Periodo Carry Forward y el PRCD pueden variar según los valores estipulados en la Tabla N° 3.2.

**Tabla N° 3.2** Meses de Contrato para el Periodo Carry Forward y el PRCD.

<b>Porcentaje Take or Pay %</b>	<b>Periodo Carry Forward</b>	<b>PRCD</b>
90 a 100	18	18
80 a < 90	14	14
70 a < 80	12	12
60 a < 70	10	10

Por último, el periodo de estudio para la obtención del precio de suministro de gas será desde julio 2007 hasta agosto 2012, dado que la central térmica materia del estudio realizará su conversión a una central de ciclo combinado en setiembre 2012 (con la cual se convertirá en una máquina mucho más eficiente que estará en constante operación). Por lo anterior para el análisis se va a considerar los consumos reales de gas natural reportados hasta junio 2010 y para el periodo comprendido desde julio 2010 hasta agosto 2012 se realizará una simulación de consumos futuros utilizando el programa MOOSEM (Modelo de Operación Óptima de Sistemas Eléctricos y de Mercado).

Las consideraciones tomadas para la simulación mencionada se contemplan en el Caso Base la cual se desarrolla en la sección 3.3.1 del presente informe.

Los consumos de gas mencionados en el párrafo anterior, deberán estar expresados en términos de energía, es decir, en millones de BTU (MMBTU). La Tabla N° 3.3 muestra los consumos que se utilizarán para la determinación de los volúmenes de gas en los periodos Carry Forward y en los Periodos de Recuperación de Cantidades Diferidas así como para determinar los montos que deberá pagar en cada caso la empresa operadora de la central termoeléctrica analizada.

Como se verá más adelante la problemática para la elección del precio de suministro de gas radica principalmente en la elección del Factor B (el cual depende del nivel de Take or Pay a contratar) ya que el Factor A (que depende de la CDC a contratar) será una variable constante la cual tiene una relación directa con el consumo máximo que tenga la central termoeléctrica. Para la central termoeléctrica analizada la CDC es aproximadamente el 50% de la CDM (ver Fig. 3.1).

**Tabla N° 3.3** Consumo de Gas de la Central Térmica Analizada en MMBTU.

Mes	2007 MMBTU	2008 MMBTU	2009 MMBTU	2010 MMBTU	2011 MMBTU	2012 MMBTU
Enero		424,597	1,057,551	1,509,982	1,464,876	1,866,686
Febrero		223,993	625,036	1,640,586	1,794,059	1,463,688
Marzo		366,392	456,632	1,884,653	1,536,838	1,457,392
Abril		346,323	710,331	1,206,382	1,741,720	2,016,158
Mayo		1,032,098	1,083,728	1,856,565	2,754,733	3,170,301
Junio		950,729	1,693,976	2,453,442	3,410,507	3,545,750
Julio	364,800	1,208,522	2,256,758	3,264,865	3,704,876	3,879,393
Agosto	699,305	1,331,475	1,312,990	3,613,072	3,697,797	3,925,460
Setiembre	300,286	1,303,770	998,528	3,301,684	3,717,885	
Octubre	504,512	1,213,095	359,059	3,380,645	3,621,491	
Noviembre	625,156	1,031,800	1,364,346	2,478,123	2,889,959	
Diciembre	417,705	1,128,367	1,343,443	2,045,204	2,908,179	

### 3.2.2 Formación de los Precios de Transporte de Gas.

Para evaluar el precio de transporte de gas al que estará sujeto la empresa operadora de la central termoeléctrica analizada se debe tener las siguientes consideraciones:

El gasoducto de TGP que se utiliza para transportar el gas natural del Lote 88 (Camisea) a los clientes ubicados en las regiones de Ica, Lima y Callao se encuentra normado por la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM, y el respectivo contrato BOOT de las concesión de Transporte.

TGP tiene a su cargo, entre otros, la construcción y operación del gasoducto de transporte de gas natural desde Camisea hasta el City Gate de Lima y Callao, la cual es parte integrante de la Red Principal de Camisea.

Las tarifas por la Red Principal de TGP se calculan de acuerdo con el Procedimiento de Tarifas de la Red Principal, las cuales consideran el Factor de Descuento (FD) igual a 0,9143616.

De acuerdo a la normativa aplicable, las Tarifas Reguladas de la Red Principal se determinan según el concepto de costo medio de largo plazo, el cual se evalúa como el cociente del costo del servicio (obtenido del proceso de licitación de la concesión) entre la demanda total del periodo en evaluación, considerando el criterio de valores actualizados a una tasa de descuento del 12% anual en dólares. Bajo este esquema la Tarifa Base Regulada de la Red Principal (TB) es igual 31.4384 US\$/Mm<sup>3</sup>.

La actualización de la Tarifa de Red Principal se realiza de manera anual cada marzo, de la siguiente forma:

$$TR = TB \times FA1 \times FA2 \quad \dots (3.2)$$

Donde:

- **FA1:** Factor de Reajuste del Costo del Servicio de la respectiva concesión.
- **FA2:** Factor de Reajuste del Tipo de Cambio.

$$FA1 = \frac{PPI_a}{PPI_0} \quad \dots (3.3)$$

$$FA2 = TC \quad \dots (3.4)$$

- **PPI:** Índice de Precios de Estados Unidos de Norteamérica, definido como: Producer Price Index (Finished Goods less Foods and Energy – Serie WPSSOP3500), publicado por “Bureau of Labor Statistics” de los Estados Unidos de Norteamérica.

El subíndice “a” representa al mes al que se hace la actualización.

El subíndice “o” representa el mes al que se ha ofertado el costo del servicio. A la fecha de emisión de la presente resolución el valor publicado es de 149,8 (correspondiente a enero 2003).

Los índices PPI a emplear serán los últimos índices al primer día del inicio del año de cálculo de dicho periodo.

- **TC:** Tipo de Cambio. Valor de referencia para el dólar de los Estados Unidos de América, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la cotización de oferta y demanda - tipo de cambio promedio ponderado o el que lo reemplace.

Por todo lo anterior, se puede apreciar que el precio de transporte de gas no cuenta con ningún tipo de descuento al que un generador termoeléctrico tenga la facultad de elegir (caso que si ocurre con el suministro de gas).

Además se puede apreciar que las Tarifas de Red Principal son regulados por el OSINERGMIN quien las fijara anualmente en los respectivos procesos regulatorios, las cuales entraran en vigencia el 1ro de marzo de cada año y se mantendrán constantes durante el periodo tarifario de marzo hasta febrero. Las Tarifas de Red principal que el OSINERGMIN establezca en sus respectivos procesos regulatorios, serán diferenciadas por el tipo de servicio de transporte (Servicio Firme o Servicio Interrumpible), las cuales

se diferencian básicamente por la aplicación del Factor de Uso (FU) definida en la sección 2.7.2.

Para el análisis se va a considerar los FA1 y los precios de transporte de gas asociados a este factor, vigentes hasta junio 2010. Para determinar el FA1 desde julio 2010 hasta agosto 2012 se sigue la siguiente metodología:

- Se determina la proyección de la inflación USA.
- Se proyecta el WPSSOP3500 correlacionándolo con la inflación USA.

En el Tabla N° 3.4 se muestra la evolución del factor FA1 y de la Tarifa Regulada de la Red Principal tanto para Servicio Firme y Servicio Interrumpible expresada en dólares (TR/TC), los datos son reales hasta junio 2010 y proyectados desde julio 2010 hasta agosto 2012.

**Tabla N° 3.4 Tarifas de la Red Principal del Servicio Firme y Servicio Interrumpible.**

<b>Año</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
<b>FA1</b>	1.0694	1.0941	1.1415	1.1529	1.1759	1.1994
<b>Tarifa Servicio Firme (US\$/Mm<sup>3</sup>)</b>	33.6196	34.3976	35.8876	36.2444	36.9690	37.7076
<b>Tarifa Servicio Interrumpible (US\$/Mm<sup>3</sup>)</b>	37.3551	38.2196	39.8751	40.2716	41.0767	41.8973

Adicionalmente, de acuerdo a los contratos de transporte entre TGP y un generador termoeléctrico, corresponde a TGP facturar un Cargo por Reserva de Capacidad (CRC) y otro Cargo por Uso (CUM).

Estos dos cargos (CRC y CUM) son complementarios y dependen de la forma en que el cliente de la red de transporte define su Capacidad Reservada Diaria (CRD) ya que el Volumen Interrumpible Diario (VID) se determina por la diferencia entre el Volumen Transportado por Día (VTD) menos la CRD.

Para la central termoeléctrica materia de estudio, se puede visualizar en la Fig. N° 3.1 sus cantidades contratadas de gas en el Servicio Firme y Servicio Interrumpible. Además para analizar el impacto económico que estos diferentes tipos de contratos ocasiona a la central termoeléctrica se debe tener en cuenta los consumos de gas expresados en términos de volumen los cuales se muestran en la Tabla N° 3.5.

Los valores mostrados en la Tabla N° 3.5, son los volúmenes transportados de gas reales hasta junio 2010, desde julio 2010 hasta agosto 2012 son volúmenes proyectados con el MOOSEM.

**Tabla N° 3.5 Consumo de Gas de la Central Térmica Analizada en Mm<sup>3</sup>.**

<b>Mes</b>	<b>2007</b> Mm3/mes	<b>2008</b> Mm3/mes	<b>2009</b> Mm3/mes	<b>2010</b> Mm3/mes	<b>2011</b> Mm3/mes	<b>2012</b> Mm3/mes
Enero		11,096	27,637	39,460	38,281	48,781
Febrero		5,854	16,334	42,873	46,884	38,250
Marzo		9,575	11,933	49,251	40,162	38,086
Abril		9,050	18,563	31,526	45,516	52,688
Mayo		26,971	28,321	48,517	71,989	82,848
Junio		24,845	44,268	64,115	89,126	92,660
Julio	9,533	31,582	58,975	85,320	96,818	101,379
Agosto	18,275	34,795	34,312	94,419	96,633	102,583
Setiembre	7,847	34,071	26,094	86,282	97,158	
Octubre	13,184	31,701	9,383	88,345	94,639	
Noviembre	16,337	26,964	35,654	64,760	75,522	
Diciembre	10,916	29,487	35,108	53,447	75,998	

### **3.3 Precios de Suministro y Transporte de Gas Natural Declarados por un Generador Eléctrico Ante el COES.**

En esta sección se detalla la metodología a seguir para la elección del precio óptimo de suministro y transporte de gas a ser declarados ante el COES por la central termoeléctrica analizada, para ello se realizará unas simulaciones del despacho económico de las centrales térmicas e hidráulicas del SEIN utilizando el programa MOOSEM.

#### **3.3.1 Desarrollo del Caso Base**

Mediante el uso del MOOSEM se desarrollara las simulaciones del despacho económico de las unidades del sistema, este modelo necesita una serie de datos para la simulación, los supuestos para la obtención de esos datos se denomina para el presente trabajo "Caso Base".

El horizonte de estudio es desde julio 2010 a junio 2011 ya que según el procedimiento N° 31 C del COES, ese es el periodo que dura la declaración de precios para un generador termoeléctrico a gas natural.

Los supuestos utilizados en el Caso Base se desarrollan a continuación.

#### **A) Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica**

La proyección de la demanda consta principalmente de la proyección de la demanda vegetativa (demanda residencial y comercial) y de la demanda de nuevos proyectos (demanda de nuevas minas, industrias, etc.).

Para la proyección de la demanda vegetativa se sigue la misma metodología utilizada por el OSINERGMIN, es decir, se utiliza un modelo econométrico que utiliza como principal indicador el PBI del país.

#### a) Pronóstico del Crecimiento del PBI 2010 - 2011

Para determinar el PBI se ha tomado como referencia las proyecciones realizadas por el Ministerio de Economía y Finanzas, el Banco Central de Reserva, otros bancos y empresas consultoras.

**Tabla N° 3.6 Crecimiento de PBI**

<b>Año</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
<b>Crecimiento PBI (%)</b>	4.00%	5.50%

#### b) Nuevos Proyectos de Demanda 2010 - 2011

Las fechas de ingreso de los nuevos proyectos de demanda son las estimadas por los propios clientes para su inicio de operación o de acuerdo a la mejor información disponible. Asimismo estas proyecciones se actualizaron con la información contenida en las cartas recibidas por el Subcomité de Generadores en el proceso de la Fijación de Precios en Barra del período Mayo 2010 – Abril 2011.

**Tabla N° 3.7 Demanda de Nuevos proyectos.**

<b>N°</b>	<b>Empresa</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
<b>Proyectos de Ampliación</b>		<b>68.9</b>	<b>36.6</b>
1	Yura - Ampliación	0	11.0
2	Aceros Arequipa - Planta de Pisco	3.0	3.0
3	Refinería Cajamarquilla	40.0	0.0
4	Shougang Hierro Perú	12.9	7.6
5	Minera El Brocal - Ampliación	7.0	0
6	Owens Illinois	4.0	0
7	Minera Gold Fields - Cerro Corona	2.0	0
8	Cemento Andino - Ampliación	0	10.0
9	Minera Yanacocha - Gold Mill	0	5.0
<b>Proyectos en Construcción</b>		<b>25.8</b>	<b>42.3</b>
1	Muelle Sur - Callao	8.7	0
2	Centro Cívico	4.0	0
3	SPCC - Tía María	2.0	40.5
4	Minera Miski Mayo - Bayovar	11.1	1.8
<b>Proyectos en Estudio</b>		<b>1.5</b>	<b>80.0</b>
1	Mina La Zanja	1.5	2
2	Norsemont Mining - Constancia	0	75
3	Lumina Copper – El Galeno	0	3
<b>TOTAL:</b>		<b>96.2</b>	<b>158.9</b>

## B) Proyección de Oferta en Generación Eléctrica

Se consideran los proyectos de generación cuya fecha de ingreso en operación comercial están dentro del periodo de estudio. Esta información es tomada de los informes realizados por el COES. La Tabla N° 3.8 muestra la oferta en generación para el periodo de estudio.

**Tabla N° 3.8** Oferta en Generación Eléctrica.

Central	Tipo	Capacidad	Fecha de Ingreso	Empresa
		MW		
C.T. Las Flores (Duke)	Térmica GN	197	Jun-10	Egenor
C.H. Santa Cruz II (RER)	Hidroeléctrica	6.5	Jul-10	Santa Cruz
C.T. Pisco (Mollendo)	Térmica GN	73	Sep-10	Egasa
C.T. Independencia (Calana)	Térmica GN	23	Nov-10	Egesur
C.H. Pías 1	Hidroeléctrica	13	Dic-10	Aguas y Energía
C.H. Roncador G2 (RER)	Hidroeléctrica	1.9	Dic-10	Maja Energía
Biomasa Huaycoloro	Biomasa	4	Jul-11	Petramás
C.H. Purmacana	Hidroeléctrica	1.8	Jul-11	Eléctrica Santa Rosa

## C) Proyectos de Transmisión Eléctrica

Los proyectos de transmisión eléctrica tomados en cuenta para el análisis se muestran en la Tabla N° 3.9, los cuales han sido obtenidos del informe preliminar del primer plan de transmisión del sistema interconectado nacional elaborado por el COES.

**Tabla N° 3.9** Proyectos de Transmisión Eléctrica.

Instalación	Tensión	Longitud	Capacidad	Fecha
	kV	km	MVA	Ingreso
L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal (doble terna)	220	93	700	Set-10
L.T. Carhuamayo - Paragsha - Conococha	220	216	240	Nov-10
L.T. Chilca - Zapallal (terna simple)	500	93	1400	Mar-11
L.T. Independencia - Ica (Segunda Terna)	220	55	180	Abr-11
L.T. Conococha - Huallanca - Cajamarca	220	395	240	May-11
Reforzamiento de L.T. Mantaro - Socabaya	220	609	505	Jul-11
L.T. Chiclayo - Piura (segundo circuito)	220	ND	152	Ago-11

## D) Proyección de Precios de Combustibles

La proyección de combustibles se basa principalmente en proyectar los siguientes precios:

- Suministro, transporte y distribución de gas natural.
- Combustibles líquidos.
- Carbón.

El precio de suministro, transporte y distribución de gas natural se actualizan teniendo en cuenta lo estipulado en la sección 2.7.1 y 2.7.2 respectivamente.

Los combustibles líquidos utilizados son:

- El precio de FO Diesel corresponde a la TG7 de la Central Santa Rosa de propiedad de Edegel.
- El precio de FO Residual corresponde a la CT Piura de propiedad de Egenor.
- El precio de FO R500 corresponde a la TV4 de la Central Térmica de Ilo de propiedad de Enersur.
- El precio del carbón se utiliza el precio vigente a la cual está sujeta la planta termoeléctrica Ilo 2 (única planta a carbón en el Perú de propiedad de Enersur).

**Tabla N° 3.10** Proyección de Precios de Combustibles.

<b>Precios</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
Suministro Gas Natural (US\$/MMBTU)	1.43	1.47
Transporte Gas Natural (US\$/MMBTU)	0.87	0.87
Distribución Gas Natural (US\$/MMBTU)	0	0
FO Diesel (US\$/BBL)	103.3	103.3
FO Residual (US\$/BBL)	71.8	71.8
FO R500 (US\$/BBL)	76.3	76.3
Carbón (US\$/Tm)	149.2	90

## E) Programa de Mantenimientos de Centrales Eléctricas

El programa de mantenimiento para el periodo de análisis, es tomado de los programas de mantenimiento anual del COES quien recaba dicha información de los titulares de generación.

Esta información es de suma importancia ya que los costos marginales del sistema se ven afectados considerablemente ante la ausencia de generación, sobre todo la proveniente de centrales hidráulicas.

La Tabla N° 3.11 muestra los principales mantenimientos considerados para el periodo de análisis, midiendo el número de días en las cuales estará en mantenimiento las distintas centrales eléctricas.

**Tabla N° 3.11 Principales Mantenimientos de Unidades de Generación (días).**

Cantidad de días indisponibles		MW Indisponibles	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
CHARCANI V	G2/G3	47				31	30					30		
HUINCO	G3	60								8			2	
MANTARO	G1	101	9					31						
	G2	101		8										
	G3	101												
	G4	101			10					10				
	G5	89					9							
	G6	89					11							9
	G7	89				9								
RESTITUCIÓN	G1	72								6				
	G2	72												5
	G3	72												
KALLPA	TG1	174					11	10		3				
KALLPA	TG2	194					11		8	4				
KALLPA	TG3	198			3					3				
CHILCA 1	TG1	176					7			31		5		
CHILCA 1	TG2	175	2		2	31	9							
CHILCA 1	TG3	194	8	3			3							
ILO 2	TV21	142								5				
AGUAYTÍA	TG1	88			2			10		23				
AGUAYTÍA	TG2	88				3			8		2			
VENTANILLA	TG3	154		2		2		2				2		
VENTANILLA	TG4	154	2		6			3		2				
VENTANILLA	TV	90	4											
STA ROSA	TG7	124	2	1	2	1	2	1		12	1			
STA ROSA	TG8	200	2	10		2	2			3				

## F) Información Hidrológica

La información hidrológica se tomó del informe presentado por el Sub-Comité de Generadores en su propuesta de Fijación Tarifaria Mayo 2010 – Abril 2011, donde en el estudio de Infoclima se aconseja reducir la información hidrológica inicial de 1965 a 2007 debido al cambio climático. Para el presente informe se va a utilizar los últimos 20 años, desde 1988 hasta el 2007.

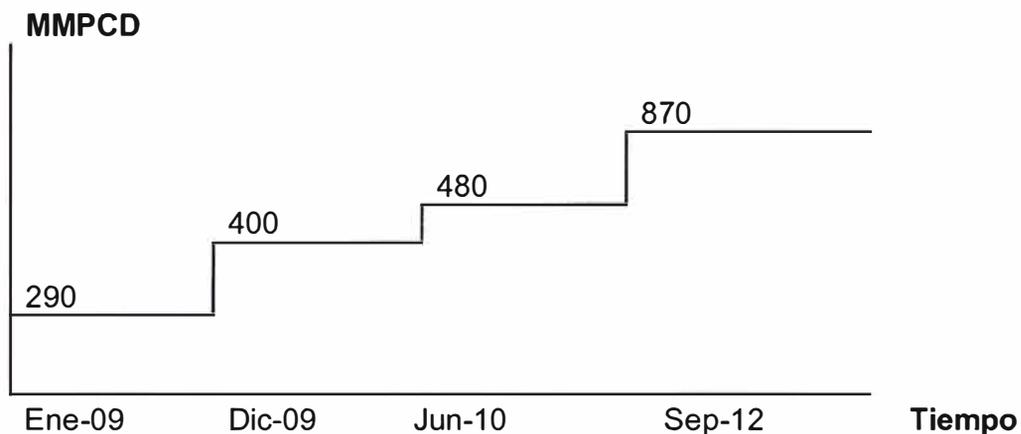
## G) Capacidad de Transporte de Gas Natural

A continuación se muestran los incrementos de capacidad de transporte de gas natural en Lurín, informados por la empresa TGP.

En Junio de 2010 se dio el incremento de capacidad de transporte de gas gracias al acuerdo entre TGP y Perú-LNG, el cual permitía que parte del ducto dedicado para la exportación de gas, se use para transportar gas al mercado interno.

Esta capacidad adicional se estaba utilizando bajo la modalidad de Servicio Interrumpible. Pero a partir del 14 de agosto 2010, con el XIV Open Season que TGP estaría convocando, se asume que ésta capacidad adicional será contratada por los Generadores en la modalidad de Servicio Firme.

Asimismo, con dichos incrementos de capacidad de transporte, se espera que no exista congestión en el ducto de gas natural. Los incrementos se visualiza en la Fig. N° 3.4.



**Fig. N° 3.4** Factor de Descuento Total Para el Precio de Suministro de Gas.

#### **H) Precios Declarados de Gas Natural para el Despacho**

Como se mencionó en la sección 2.8, los generadores termoeléctricos a gas natural declaran su precio de gas natural ante el COES.

Según lo estipulado en el procedimiento N° 31 C del COES estos precios deben ser declarados a más tardar en la quincena del mes de junio, los cuales entraran en vigencia en julio de ese mismo año y estará vigente hasta junio del año próximo.

Para el presente informe, el periodo analizado es el de julio 2010 a junio 2011 para lo cual se analizara distintos escenarios de declaración de precios de las centrales termoeléctricas del SEIN y con ello se buscara el escenario más favorable de declaración de precios (determinación del precio optimo) para la central termoeléctrica que es materia de estudio.

Para hallar el precio optimo de declaración se pueden simular innumerables escenarios más solo se simulara con el MOOSEM los escenarios que se muestran en la Tabla N° 3.12, los cuales han sido seleccionados teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Información de declaraciones de precios de años anteriores, con lo cual notamos que generalmente Enersur ha declarado cero como precio de suministro de gas.
- Enersur, Egesur, Egasa, Egenor y la central analizada, no declaran precios de distribución ya que para el periodo de estudio, estas centrales termoeléctricas no cuentan con dicho servicio.
- Edegel, Enersur y la central analizada, al tener la mayoría del transporte de gas en la modalidad de Servicio Firme, muy probablemente declaren precio de transporte de gas igual a cero.
- Para el caso de la central Santa Rosa de Edegel se asume que declarará su precio de transporte real ya que el transporte total de Edegel en la modalidad de Servicio Firme solo le alcanza para la central de Ventanilla y parte de la central Santa Rosa II.
- Egenor, Egesur y Egasa declaran su precio real de suministro y transporte de gas.

**Tabla N° 3.12** Declaración de Precios de Centrales Termoeléctricas que Usan el Gas de Camisea.

Sx = Precio de Suministro, Tx = Precio de Transporte, Dx = Precio de Distribución.

Escenarios	Central Analizada	ENERSUR - Chilca I	EDEGEL - Ventanilla	EDEGEL - Sta. Rosa II (TG8)	EDEGEL - Sta. Rosa	DUKE - Las Flores	EGESUR - Independencia	EGASA - Pisco
1	0	0	0	Sx	Sx+Tx+Dx	Sx+Tx	Sx+Tx	Sx+Tx
2	0	0	Sx	Sx	Sx+Tx+Dx	Sx+Tx	Sx+Tx	Sx+Tx
3	0	0	Sx + Tx	Sx + Tx	Sx+Tx+Dx	Sx+Tx	Sx+Tx	Sx+Tx
4	0	Sx	0	Sx	Sx+Tx+Dx	Sx+Tx	Sx+Tx	Sx+Tx
5	0	Sx	Sx	Sx	Sx+Tx+Dx	Sx+Tx	Sx+Tx	Sx+Tx
6	0	Sx	Sx + Tx	Sx + Tx	Sx+Tx+Dx	Sx+Tx	Sx+Tx	Sx+Tx
7	Sx/2	0	0	Sx	Sx+Tx+Dx	Sx+Tx	Sx+Tx	Sx+Tx
8	Sx/2	0	Sx	Sx	Sx+Tx+Dx	Sx+Tx	Sx+Tx	Sx+Tx
9	Sx/2	0	Sx + Tx	Sx + Tx	Sx+Tx+Dx	Sx+Tx	Sx+Tx	Sx+Tx
10	Sx/2	Sx	0	Sx	Sx+Tx+Dx	Sx+Tx	Sx+Tx	Sx+Tx
11	Sx/2	Sx	Sx	Sx	Sx+Tx+Dx	Sx+Tx	Sx+Tx	Sx+Tx
12	Sx/2	Sx	Sx + Tx	Sx + Tx	Sx+Tx+Dx	Sx+Tx	Sx+Tx	Sx+Tx
13	Sx	0	0	Sx	Sx+Tx+Dx	Sx+Tx	Sx+Tx	Sx+Tx
14	Sx	0	Sx	Sx	Sx+Tx+Dx	Sx+Tx	Sx+Tx	Sx+Tx
15	Sx	0	Sx + Tx	Sx + Tx	Sx+Tx+Dx	Sx+Tx	Sx+Tx	Sx+Tx
16	Sx	Sx	0	Sx	Sx+Tx+Dx	Sx+Tx	Sx+Tx	Sx+Tx
17	Sx	Sx	Sx	Sx	Sx+Tx+Dx	Sx+Tx	Sx+Tx	Sx+Tx
18	Sx	Sx	Sx + Tx	Sx + Tx	Sx+Tx+Dx	Sx+Tx	Sx+Tx	Sx+Tx

Los valores de Sx, Tx y Dx no son iguales para cada empresa y central por lo cual en la Tabla N° 3.13 se muestra los valores de los precios expresados en US\$/MMBTU.

**Tabla N° 3.13** Declaración de Precios de Centrales Termoeléctricas que Usan el Gas de Camisea en US\$/MMBTU.

Escenarios	CT Analizada	ENERSUR - Chilca I	EDEGEL - Ventanilla	EDEGEL - Sta. Rosa II (TG8)	EDEGEL - Sta. Rosa	DUKE - Las Flores	EGESUR - Independencia	EGASA - Pisco
1	0	0	0	1.43	2.44	2.3	2.36	2.31
2	0	0	1.36	1.43	2.44	2.3	2.36	2.31
3	0	0	2.23	2.3	2.44	2.3	2.36	2.31
4	0	1.43	0	1.43	2.44	2.3	2.36	2.31
5	0	1.43	1.36	1.43	2.44	2.3	2.36	2.31
6	0	1.43	2.23	2.3	2.44	2.3	2.36	2.31
7	0.72	0	0	1.43	2.44	2.3	2.36	2.31
8	0.72	0	1.36	1.43	2.44	2.3	2.36	2.31
9	0.72	0	2.23	2.3	2.44	2.3	2.36	2.31
10	0.72	1.43	0	1.43	2.44	2.3	2.36	2.31
11	0.72	1.43	1.36	1.43	2.44	2.3	2.36	2.31
12	0.72	1.43	2.23	2.3	2.44	2.3	2.36	2.31
13	1.43	0	0	1.43	2.44	2.3	2.36	2.31
14	1.43	0	1.36	1.43	2.44	2.3	2.36	2.31
15	1.43	0	2.23	2.3	2.44	2.3	2.36	2.31
16	1.43	1.43	0	1.43	2.44	2.3	2.36	2.31
17	1.43	1.43	1.36	1.43	2.44	2.3	2.36	2.31
18	1.43	1.43	2.23	2.3	2.44	2.3	2.36	2.31

En la tabla anterior no se han considerado a las centrales de EEP SA y Termoselva ya que usualmente estas centrales declaran su costo real de gas natural. Los precios de declaración considerados para estas centrales se muestran en la Tabla N° 3.14.

**Tabla N° 3.14** Precios Declarados por Termoselva y EEP SA.

Central	Precios Declarados 2010 [US\$/MMBTu]			
	Sx	Tx	Dx	Total
Aguaytía	0	1.88	0	1.88
Malacas	6.42	0	0	6.42
Malacas 2	1.76	3.18	0	4.94

Las Tablas N° 3.15 y N° 3.16 muestran los Costos Variables para cada escenario de declaración de precios analizados, los cuales serán ingresados al MOOSEM para determinar el despacho económico de las centrales del SEIN.

**Tabla N° 3.15 Costos Variables de las Centrales Termoeléctricas que Usan el Gas de Camisea.**

Empresa	CENTRAL ANALIZADA			ENERSUR			EDEGEL			EGENOR	EGESUR	EGASA
Central	CENTRAL ANALIZADA			Chilca 1			Ventanilla	Sta Rosa II (TG8)	Sta. Rosa	Las Flores	Independencia	Pisco
Unidad	TG1	TG2	TG3	TG1	TG2	TG3	TG3&TG4	TG8	Uti 5	TG	TG	TG
1	4.0	4.0	4.0	3.7	3.7	3.4	3.3	18.2	37.8	26.2	28.8	34.8
2	4.0	4.0	4.0	3.7	3.7	3.4	12.9	18.2	37.8	26.2	28.8	34.8
3	4.0	4.0	4.0	3.7	3.7	3.4	19.0	26.7	37.8	26.2	28.8	34.8
4	4.0	4.0	4.0	17.6	17.8	18.1	3.3	18.2	37.8	26.2	28.8	34.8
5	4.0	4.0	4.0	17.6	17.8	18.1	12.9	18.2	37.8	26.2	28.8	34.8
6	4.0	4.0	4.0	17.6	17.8	18.1	19.0	26.7	37.8	26.2	28.8	34.8
7	11.3	11.3	11.2	3.7	3.7	3.4	3.3	18.2	37.8	26.2	28.8	34.8
8	11.3	11.3	11.2	3.7	3.7	3.4	12.9	18.2	37.8	26.2	28.8	34.8
9	11.3	11.3	11.2	3.7	3.7	3.4	19.0	26.7	37.8	26.2	28.8	34.8
10	11.3	11.3	11.2	17.6	17.8	18.1	3.3	18.2	37.8	26.2	28.8	34.8
11	11.3	11.3	11.2	17.6	17.8	18.1	12.9	18.2	37.8	26.2	28.8	34.8
12	11.3	11.3	11.2	17.6	17.8	18.1	19.0	26.7	37.8	26.2	28.8	34.8
13	18.7	18.5	18.4	3.7	3.7	3.4	3.3	18.2	37.8	26.2	28.8	34.8
14	18.7	18.5	18.4	3.7	3.7	3.4	12.9	18.2	37.8	26.2	28.8	34.8
15	18.7	18.5	18.4	3.7	3.7	3.4	19.0	26.7	37.8	26.2	28.8	34.8
16	18.7	18.5	18.4	17.6	17.8	18.1	3.3	18.2	37.8	26.2	28.8	34.8
17	18.7	18.5	18.4	17.6	17.8	18.1	12.9	18.2	37.8	26.2	28.8	34.8
18	18.7	18.5	18.4	17.6	17.8	18.1	19.0	26.7	37.8	26.2	28.8	34.8

**Tabla N° 3.16 Costos Variables de Termoselva y EEPSA.**

Empresa	TERMOSELVA	EEPSA	
Central	Aguaytia	Malacas	Malacas 2
Unidad	TG1&TG2	TG	TG
Escenarios (1-18)	24.3	105.4	64.5

Todas las consideraciones expuestas forman parte del denominado Caso Base, las mismas que servirán de información para efectuar las simulaciones con el MOOSEM.

Una vez realizadas las simulaciones se obtendrán los datos requeridos para evaluar el Margen Variable de la central termoeléctrica analizada y así determinar el mejor escenario de declaración de precios.

### 3.3.2 Consideraciones para Evaluar el Margen Variable.

El Margen Variable de la central termoeléctrica estudiada se modela mediante una hoja de cálculo en Excel (Modelo Margen Variable), la cual tiene como datos de entrada diversos conceptos los cuales se pueden dividir en dos grupos que son datos fijos y datos variables.

**Datos Fijos:** Son datos que para el periodo de estudio permanecerán constantes:

- Consumo y precios de energía y potencia de los clientes de la central termoeléctrica, los cuales son extraídas de los respectivos contratos de suministro eléctrico. Ver Tabla N° 3.17.
- Precios de suministro y transporte de gas.

**Tabla N° 3.17** Consumo de Potencia y Energía de los Clientes de la Central Analizada.

	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
Distribuidoras GWh	191.4	190.0	183.3	190.0	203.6	209.2	154.5	139.6	154.7	149.5	154.5	149.6
Cientes Libres GWh	124.0	124.0	119.8	124.0	119.9	124.0	207.6	187.3	214.0	210.6	215.8	208.8
<b>Total GWh</b>	<b>315.4</b>	<b>314.0</b>	<b>303.0</b>	<b>313.9</b>	<b>323.4</b>	<b>333.1</b>	<b>362.1</b>	<b>327.0</b>	<b>368.8</b>	<b>360.1</b>	<b>370.3</b>	<b>358.4</b>
Distribuidoras MW	390.1	387.7	386.4	387.4	386.4	382.6	253.4	253.4	253.4	253.4	253.4	253.4
Cientes Libres MW	179.9	179.9	179.9	179.9	179.9	179.9	313.1	313.1	315.1	315.1	315.1	315.1
<b>Total MW</b>	<b>570.0</b>	<b>567.6</b>	<b>566.3</b>	<b>567.3</b>	<b>566.3</b>	<b>562.5</b>	<b>566.5</b>	<b>566.5</b>	<b>568.5</b>	<b>568.5</b>	<b>568.5</b>	<b>568.5</b>

**Datos Variables:** Son datos obtenidos del MOOSEM, los cuales varían de acuerdo al escenario analizado:

- Despacho en GWh de las unidades que conforman la central en los bloques de punta, media y base.
- Costos marginales del sistema en los bloques de punta, media y base en US\$/MWh.
- Consumo de gas de las unidades que conforman la central en MMBTU.
- Ingresos por potencia garantizada y por potencia adicional en miles de US\$.

## CAPITULO IV

### DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS REALES Y DECLARADOS DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL DE UNA CENTRAL TERMoeLECTRICA.

#### 4.1 Introducción.

En el presente capítulo se presenta el resultado de los cálculos efectuados para la determinación de los precios reales y declarados de suministro y transporte de gas a los cuales estará supeditado la empresa operadora de la central termoeléctrica analizada.

Para el desarrollo de los cálculos se tiene que tener presente todas las consideraciones desarrolladas en el capítulo III.

#### 4.2 Determinación de los Precios Reales de Suministro y Transporte de Gas Natural para un Generador Eléctrico.

##### 4.2.1 Determinación del Precio de Suministro de Gas.

El precio de suministro de gas se rige bajo la siguiente ecuación:

$$PGn = PBG \times \text{Factor de Ajuste} \times \text{Factor A} \times \text{Factor B} \quad \dots (4.1)$$

Donde los valores del PBG y del Factor de Ajuste indicados se determinan según lo estipulado en la sección 3.2.1 cuyos resultados se muestran en la Tabla N° 4.1.

**Tabla N° 4.1** PGN y Factor de Ajuste para el Cálculo del Precio de Suministro de Gas.

Concepto	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Precio Base del Gas - PBG (US\$/MMBTU)	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Factor de Ajuste	1.4362	1.5080	1.5834	1.5709	1.6084	1.6557

De la ecuación 4.1 es fácil notar que el precio óptimo a determinarse, depende principalmente del Factor de Descuento Total (producto del Factor A por el Factor B definidos en la Tabla N° 2.7 y en la Tabla N° 2.8 respectivamente).

De acuerdo a la Fig. N° 3.1 se observa que la CDC varía de 220 Mm<sup>3</sup> a 2225 Mm<sup>3</sup>.

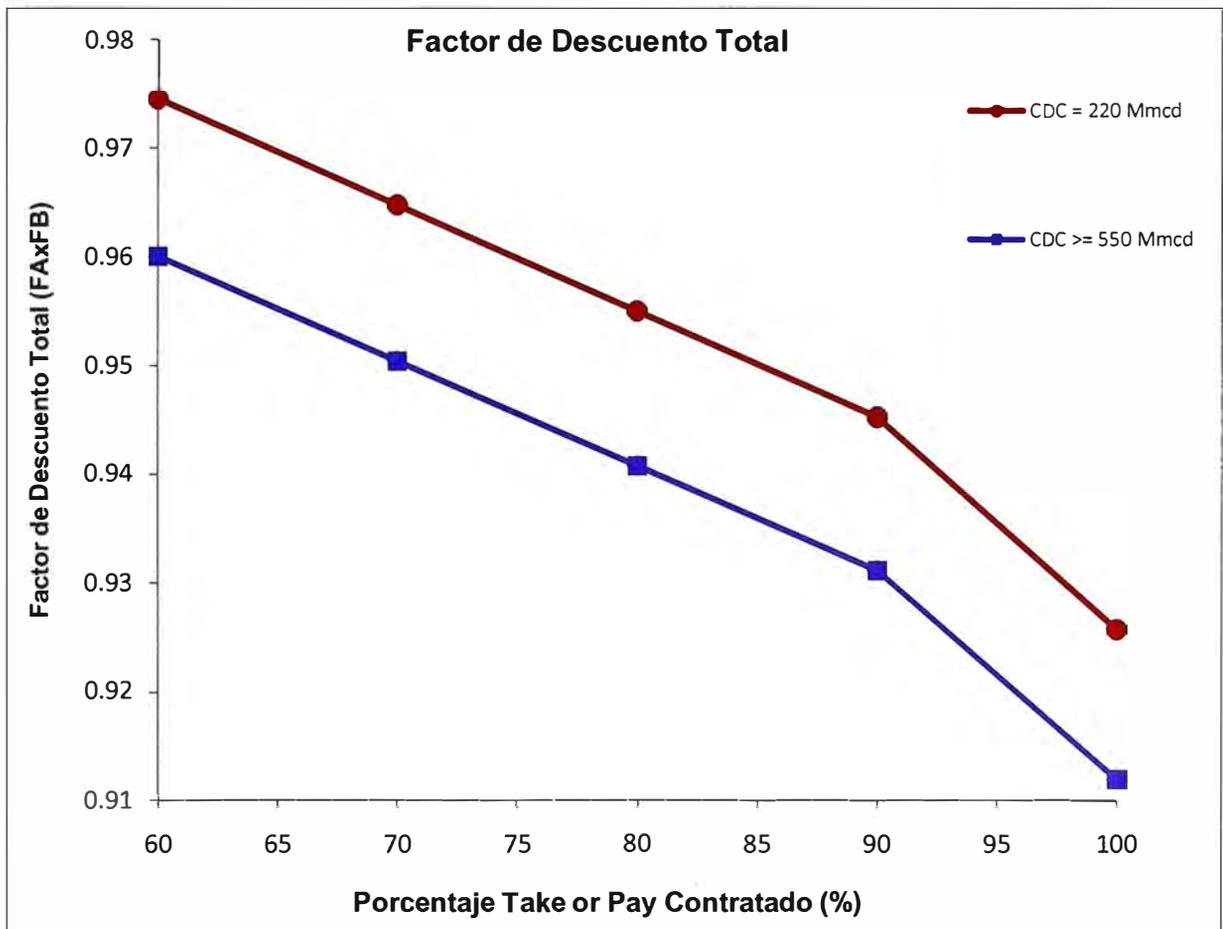
Para la CDC=220 Mm<sup>3</sup> se tiene que Factor A=0.9745 valor que se ha obtenido interpolando los factores comprendidos entre 140 Mm<sup>3</sup> y 285 Mm<sup>3</sup> de la Tabla N° 2.7.

Para el resto de las CDC mayores a 550 Mm<sup>3</sup> se obtiene el Factor A=0.96.

Con los valores obtenidos, y debido a que la CDC viene estipulada en el contrato de suministro, el Factor de Descuento Total solo dependerá del Factor B el cual a su vez depende del nivel de Take or Pay contratado. La Tabla N° 4.2 y la Fig. N° 4.1 muestran los posibles valores del Factor de Descuento Total.

**Tabla N° 4.2 Posibles Factores de Descuento Total.**

Factor de Descuento Total		Porcentaje Take or Pay (%)				
		100	90	80	70	60
CDC (Mm3)	220	0.9258	0.9453	0.9550	0.9648	0.9745
	550 o Mayor	0.9120	0.9312	0.9408	0.9504	0.9600
Meses de Carry Forward y Cantidades Diferidas		18	18	14	12	10



**Fig. N° 4.1 Posibles Factores de Descuento Total Para el Precio de Suministro de Gas.**

Teniendo en cuenta los valores contenidos en la Tabla N° 4.1 y en la Tabla N° 4.2 construimos la Tabla N° 4.3 la cual muestra los precios de suministro de gas en función del porcentaje de Take or Pay contratado para cada año del periodo de estudio.

**Tabla N° 4.3** Precios de Suministro de Gas por nivel de Take or Pay Contratado.

PGn US\$/MMBTU	Porcentaje Take or Pay (%)					CDC	Consumo de Gas
	100	90	80	70	60	Mm3	MMBTU
<b>2007</b>	1.3296	1.3576	1.3716	1.3856	1.3996	220	2,911,765
<b>2008</b>	1.3961	1.4255	1.4402	1.4549	1.4695	220	10,561,162
<b>2009-1</b>	1.4659	1.4967	1.5122	1.5276	1.5430	220	2,849,550
<b>2009-2</b>	1.4441	1.4745	1.4897	1.5049	1.5201	1,250	10,412,828
<b>2010</b>	1.4327	1.4628	1.4779	1.4930	1.5081	2,000	28,045,204
<b>2011</b>	1.4668	1.4977	1.5131	1.5286	1.5440	2,000	33,242,919
<b>2012</b>	1.5100	1.5418	1.5577	1.5736	1.5895	2,000	21,324,830

Teniendo en cuenta los consumos de gas natural proyectados para la central termoeléctrica expresados en MMBTU (Tabla N° 3.3) se obtiene el egreso anual por el pago de suministro de gas natural, el cual se muestra en la Tabla N° 4.4.

**Tabla N° 4.4** Pago por Suministro de Gas en Función al Take or Pay Contratado.

Pago de Suministro de Gas (Miles US\$)	Porcentaje Take or Pay (%)				
	100	90	80	70	60
<b>2007</b>	3,871	3,953	3,994	4,034	4,075
<b>2008</b>	14,744	15,055	15,210	15,365	15,520
<b>2009-1</b>	4,177	4,265	4,309	4,353	4,397
<b>2009-2</b>	15,037	15,353	15,512	15,670	15,828
<b>2010</b>	40,179	41,025	41,448	41,871	42,294
<b>2011</b>	48,761	49,788	50,301	50,814	51,328
<b>2012</b>	32,200	32,878	33,217	33,556	33,895
<b>Total</b>	158,970	162,317	163,990	165,664	167,337

Del cuadro anterior se puede concluir que el porcentaje de Take or Pay igual a 100% es el más adecuado ya que con este se obtiene el menor pago de suministro de gas, pero como se menciono anteriormente se debe verificar que este nivel de Take or Pay no provoque pagos por consumos no realizados, para lo cual es necesario analizar el gas acumulado en los Periodos Carry Forward y en los Periodos de Recuperación de Cantidades Diferidas. Para realizar este análisis se ha elaborado la Fig. N° 4.2 y la Fig. N° 4.3 las cuales muestran la evolución de los consumos de gas en los mencionados periodos.

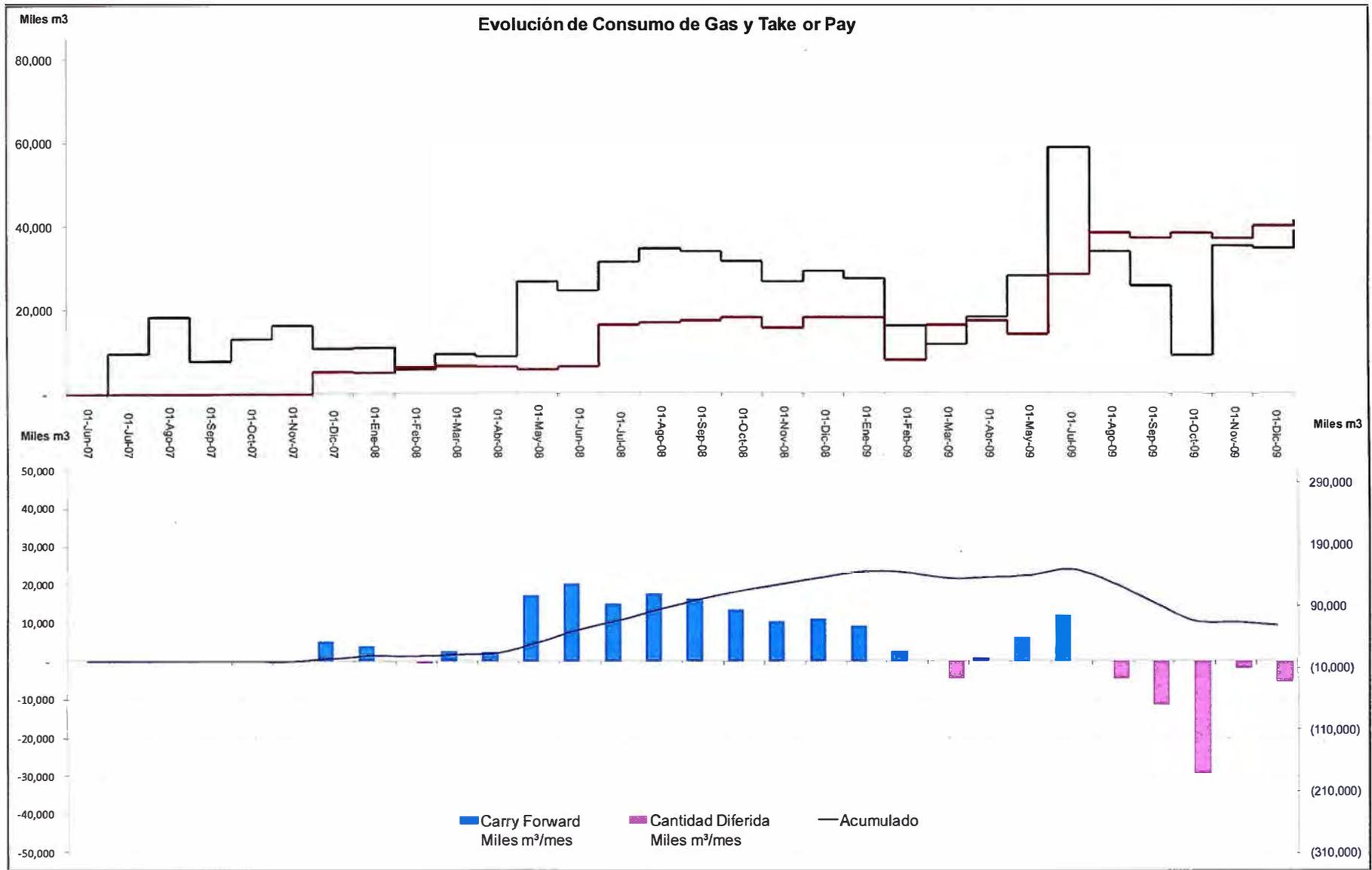


Fig. N° 4.2 Cantidad de Gas Acumulado para el Periodo 2007 - 2009 (Take or Pay de 100%).

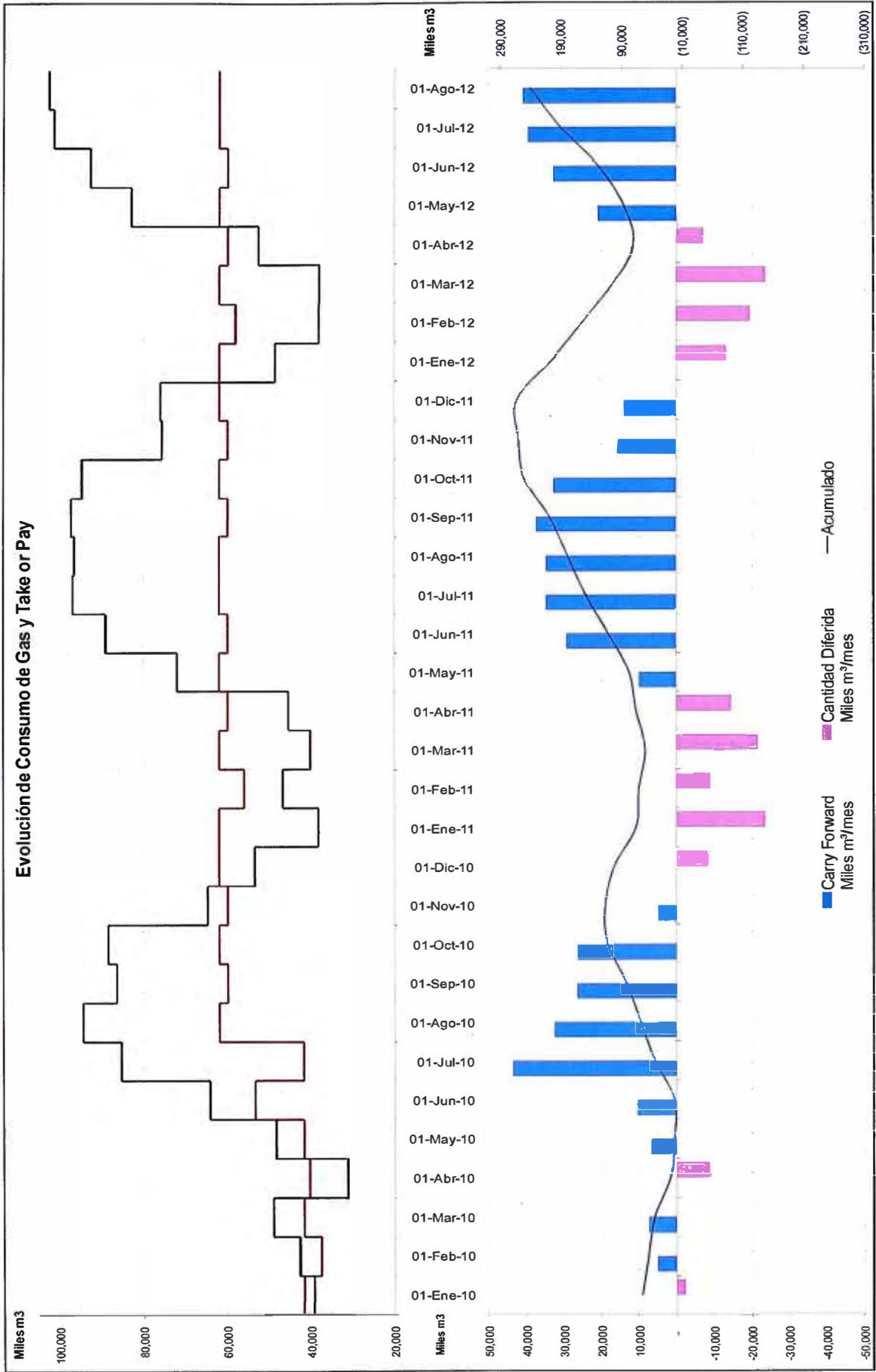


Fig. N° 4.3 Cantidad de Gas Acumulado para el Periodo 2010 - 2012 (Take or Pay de 100%).

Analizando las figuras anteriores (las cuales corresponden a un nivel de 100% de Take or Pay), se observa que la línea azul (acumulado de gas) en ningún momento tiene un valor negativo lo que significa que en todo momento se estaría pagando el gas efectivamente consumido lo cual es lo más recomendable para la central ya que no se estaría incurriendo en pagos a cuenta.

Un análisis similar se ha efectuado para los restantes niveles de Take or Pay (90%, 80%, 70% y 60%) en los cuales se puede apreciar que hay meses en los cuales se estaría pagando por consumos no realizados lo cual no es recomendable. Las Figuras donde se puede apreciar estas observaciones se muestran en el Anexo A.

Por otro lado si se analiza la bolsa acumulada (hasta agosto 2012) en los Periodos de Recuperación de Cantidades Diferidas (PRCD) y en los Periodos Carry Forward que se muestran en la Tabla N° 4.5, resulta que hay mayor gas acumulado en los Periodos de Carry Forward si se opta por un Take or Pay de 100%.

**Tabla N° 4.5** Bolsa acumulada de Carry Forward y Cantidades Diferidas (acumulación hasta agosto 2012).

<b>Porcentaje Take or Pay (%)</b>	<b>60 a &lt;70</b>	<b>70 a &lt;80</b>	<b>80 a &lt;90</b>	<b>90 a &lt;100</b>
<b>Meses de acumulación</b>	10	12	14	18
<b>Bolsa en PRCD (Mm3)</b>	0	0	0	0
<b>Bolsa Carry Forward (Mm3)</b>	98,796	168,593	238,045	240,837

Por todo lo anterior se concluye que el precio óptimo para el suministro de gas natural es el que se obtiene bajo un Take or Pay de 100%.

El precio óptimo tendrá las siguientes características:

**Tabla N° 4.6** Precio Óptimo de Suministro de Gas.

<b>Precios (US\$/MMBTU)</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Precio Base del Gas - PBG	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Factor de Ajuste	1.4362	1.5080	1.5834	1.5709	1.6084	1.6557
Factor A	0.9745	0.9745	0.9600	0.9600	0.9600	0.9600
Factor B	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500
<b>Precio de Suministro - PGN</b>	<b>1.3296</b>	<b>1.3961</b>	<b>1.4441</b>	<b>1.4327</b>	<b>1.4668</b>	<b>1.5100</b>

#### 4.2.2 Determinación del Precio de Transporte de Gas.

Si bien es cierto que en el capítulo 3.2.2, se dijo que las tarifas de transporte de gas son reguladas por el OSINERGMIN, las cuales no contemplan ningún tipo de factores de

descuento que el generador termoeléctrico tenga facultad de elegir de acuerdo a su estrategia de operación (como ocurre en el caso del precio de suministro de gas).

Un concepto al cual un generador si tiene la potestad de elegir, es el tipo de servicio de transporte al que estará sujeto, es decir, elegir entre un Servicio de Tipo Firme o un Servicio de Tipo Interrumpible.

Una de las diferencias entre ambos tipos de servicios es la tarifa a aplicarse, debido a que la tarifa del Tipo Interrumpible incorpora el Factor de Uso (FU=0.9) explicado en sección 2.7.2. La Tabla N° 4.7 muestra las tarifas de ambos servicios en US\$/Mm<sup>3</sup>.

$$\text{Tarifa Servicio Interrumpible} = \frac{\text{TR}}{\text{TC} \times \text{FU}} \quad \dots (4.2)$$

$$\text{Tarifa Servicio Firme} = \frac{\text{TR}}{\text{TC}} \quad \dots (4.3)$$

**Tabla N° 4.7** Tarifas de la Red Principal del Servicio Firme y Servicio Interrumpible.

<b>Año</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
<b>FA1</b>	1.0694	1.0941	1.1415	1.1529	1.1759	1.1994
<b>Tarifa Servicio Firme (US\$/Mm<sup>3</sup>)</b>	33.6196	34.3976	35.8876	36.2444	36.9690	37.7076
<b>Tarifa Servicio Interrumpible (US\$/Mm<sup>3</sup>)</b>	37.3551	38.2196	39.8751	40.2716	41.0767	41.8973

Por lo anterior, notamos que en el caso del transporte de gas la decisión radica en el tipo de servicio a elegir, para lo cual para el análisis se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones para cada tipo de servicio:

**Servicio Firme:**

- Se constituye en un pago fijo para la central termoeléctrica ya que se paga por una capacidad reservada independientemente del uso de este.
- Ante cualquier evento en el ducto, tiene prioridad sobre el Servicio Interrumpible en la asignación de gas natural.
- Desde Abril 2009 posee una tarifa menor a la del Servicio Interrumpible debido a la incorporación del Factor de Uso.

**Servicio Interrumpible:**

- Se paga la efectivamente transportado.
- Ante posibles eventos en el ducto, TGP reducirá el gas en primer lugar a los usuarios con este tipo de servicio.
- Posee una tarifa mayor a la del Servicio Firme debido al FU.

Bajo estas premisas y asumiendo que el ducto de transporte de gas natural no registra problema alguno (escenario en el cual el ducto es lo suficientemente grande como para poder atender la demanda de gas tanto en Servicio Firme como en Servicio Interrumpible), podemos analizar el costo de optar por un tipo de servicio de transporte.

Para este análisis se tomará en cuenta los consumos de gas expresados en términos de volumen (Mm<sup>3</sup>) mostrados en la Tabla N° 3.5 y los precios de transporte de la Tabla N° 4.7.

**Opción 1:** Elección por el Servicio Interrumpible:

$$\text{Cargo por Uso} = \frac{\sum \text{VID} \times \text{TR}}{\text{TC} \times \text{FU}} \quad \dots (4.4)$$

Bajo este escenario se obtendría los pagos mostrados en la Tabla N° 4.8.

**Tabla N° 4.8** Costo por Servicio Interrumpible de Gas - Opción 1.

Mes	2007 Miles US\$	2008 Miles US\$	2009 Miles US\$	2010 Miles US\$	2011 Miles US\$	2012 Miles US\$
Enero		373	951	1,573	1,542	2,004
Febrero		197	562	1,710	1,888	1,571
Marzo		329	428	1,983	1,650	1,596
Abril		311	740	1,270	1,870	2,207
Mayo		928	1,129	1,954	2,957	3,471
Junio		855	1,765	2,582	3,661	3,882
Julio	321	1,086	2,352	3,436	3,977	4,248
Agosto	614	1,197	1,368	3,802	3,969	4,298
Setiembre	264	1,172	1,041	3,475	3,991	
Octubre	443	1,090	374	3,558	3,887	
Noviembre	549	927	1,422	2,608	3,102	
Diciembre	367	1,014	1,400	2,152	3,122	
<b>Total</b>	2,558	9,480	13,532	30,103	35,616	23,277
	<b>114,566</b>					

Bajo esta opción se concluye que el Cargo por Uso sería de 114 566 Miles de US\$ durante el periodo de estudio (Julio 2007 - Agosto 2012).

**Opción 2:** Elección por el Servicio Firme:

Para el análisis de este escenario primeramente se debe obtener las cantidades reservadas mensuales de gas (ver Fig. N° 3.1) y las cantidades interrumpibles (las cuales

resultaran de la diferencia entre lo consumido menos lo contratado en Servicio Firme). Dichas cantidades se muestran en las Tablas N° 4.9 y N° 4.10 respectivamente.

**Tabla N° 4.9 Capacidades Reservadas Contratadas -Opción 2.**

Mes	2007 Mm3/mes	2008 Mm3/mes	2009 Mm3/mes	2010 Mm3/mes	2011 Mm3/mes	2012 Mm3/mes
Enero		0	0	51,673	89,694	89,694
Febrero		0	0	51,673	89,694	89,694
Marzo		0	0	51,673	89,694	89,694
Abril		0	0	89,694	89,694	89,694
Mayo		0	38,021	89,694	89,694	89,694
Junio		0	38,021	89,694	89,694	89,694
Julio	0	0	38,021	89,694	89,694	89,694
Agosto	0	0	38,021	89,694	89,694	89,694
Setiembre	0	0	38,021	89,694	89,694	
Octubre	0	0	38,021	89,694	89,694	
Noviembre	0	0	38,021	89,694	89,694	
Diciembre	0	0	38,021	89,694	89,694	

**Tabla N° 4.10 Consumo Interrumpible de Gas - Opción 2.**

Mes	2007 Mm3/mes	2008 Mm3/mes	2009 Mm3/mes	2010 Mm3/mes	2011 Mm3/mes	2012 Mm3/mes
Enero		11,096	27,637	0	0	0
Febrero		5,854	16,334	0	0	0
Marzo		9,575	11,933	0	0	0
Abril		9,050	18,563	0	0	0
Mayo		26,971	0	0	0	0
Junio		24,845	6,247	0	0	2,966
Julio	9,533	31,582	20,954	0	7,125	11,685
Agosto	18,275	34,795	0	4,726	6,940	12,889
Setiembre	7,847	34,071	0	0	7,465	
Octubre	13,184	31,701	0	0	4,946	
Noviembre	16,337	26,964	0	0	0	
Diciembre	10,916	29,487	0	0	0	

Teniendo los consumos asignados a cada tipo de servicio y aplicando sus tarifas correspondientes, se puede determinar el pago por transporte de gas de este escenario. Las Tablas N° 4.11 y 4.12 muestran los pagos mencionados.

**Tabla N° 4.11 Costo por Servicio Firme de Gas - Opción 2.**

Mes	2007 Miles US\$	2008 Miles US\$	2009 Miles US\$	2010 Miles US\$	2011 Miles US\$	2012 Miles US\$
Enero		0	0	1,854	3,251	3,316
Febrero		0	0	1,854	3,251	3,316
Marzo		0	0	1,873	3,316	3,382
Abril		0	0	3,251	3,316	3,382
Mayo		0	1,364	3,251	3,316	3,382
Junio		0	1,364	3,251	3,316	3,382
Julio	0	0	1,364	3,251	3,316	3,382
Agosto	0	0	1,364	3,251	3,316	3,382
Setiembre	0	0	1,364	3,251	3,316	
Octubre	0	0	1,364	3,251	3,316	
Noviembre	0	0	1,364	3,251	3,316	
Diciembre	0	0	1,364	3,251	3,316	
<b>Total</b>	0	0	10,916	34,840	39,661	26,925
	<b>112,341</b>					

**Tabla N° 4.12 Costo por Servicio Interrumpible de Gas - Opción 2.**

Mes	2007 Miles US\$	2008 Miles US\$	2009 Miles US\$	2010 Miles US\$	2011 Miles US\$	2012 Miles US\$
Enero		373	951	0	0	0
Febrero		197	562	0	0	0
Marzo		329	428	0	0	0
Abril		311	740	0	0	0
Mayo		928	0	0	0	0
Junio		855	249	0	0	124
Julio	321	1,086	836	0	293	490
Agosto	614	1,197	0	190	285	540
Setiembre	264	1,172	0	0	307	
Octubre	443	1,090	0	0	203	
Noviembre	549	927	0	0	0	
Diciembre	367	1,014	0	0	0	
<b>Total</b>	2,558	9,480	3,766	190	1,087	1,154
	<b>18,236</b>					

Bajo esta opción se concluye que el Cargo por Reserva sería de 112 341 Miles de US\$ y el Cargo por Uso sería de 18 236 Miles de US\$, lo cual resulta en un costo total de 130 576 Miles de US\$.

Comparando los resultados obtenidos para la opción 1 y la opción 2, puede apreciarse que bajo el escenario donde el ducto puede atender ambos tipos de servicios, la opción 1 es la más recomendable.

En un contexto real no se puede dejar de lado para el análisis, el hecho de que el ducto de transporte de gas natural desde inicios de mayo 2008 ha venido presentando problemas de congestión, debido a la alta demanda de gas natural, esto lógicamente llevo a TGP a reducir considerablemente el gas nominado de los consumos derivados de contratos de tipo Servicio Interrumpible, privilegiando los consumos derivados de contratos de tipo Servicio Firme.

Esta congestión trajo muchos problemas en el sector eléctrico ya que la gran mayoría de centrales termoeléctricas tenían contratos de tipo Servicio Interrumpible. Ante ello todos los generadores termoeléctricos han optado por la transformación del tipo de Servicio Interrumpible al tipo Servicio Firme, pero debido a la alta demanda de este tipo de servicio, solo consiguieron una transformación parcial. La Fig. 4.4 muestra el transporte de gas contratado por los generadores termoeléctricos.

Dado que desde entonces la capacidad del ducto se llena en casi su totalidad de contratos de Tipo Servicio Firme, no habiendo espacio para la atención de los contratos de Tipo Interrumpible y que no todas las centrales termoeléctricas a gas consiguieron un considerable transporte en Servicio Firme, se genero una distorsión en la operación de estas máquinas ya que operaban en función a su disponibilidad de transporte de gas y no siguiendo el criterio de menor Costo Variable. Ante esto el gobierno a través del Ministerio de Energía y Minas, tuvo que promulgar el Decreto Legislativo N° 1041, que entre otras disposiciones, establece que durante el tiempo que demandaría la ampliación de la Red Principal de Camisea, el COES debe administrar y reasignar el uso del gas natural disponible de forma de minimizar el costo para la sociedad y a su vez compensar a los generadores perjudicados con la medida.

Ante esta problemática resulta claro que la opción por el Transporte Firme es la más recomendable debido principalmente a las siguiente razones:

- Posibilidad de despachar cuando el COES lo requiera (siguiendo el criterio de despacho económico). Si se hubiese tenido un Servicio Interrumpible, este hubiese sido reducido por TGP con lo cual la planta no hubiese operado al 100% a pesar de que el costo marginal en el sistema hubiese estado muy por encima de su Costo Variable real, ocasionado cuantiosas pérdidas a la empresa.
- Posibilidad de respaldar los consumos de energía de sus clientes. En un escenario con transporte interrumpible al no poder operar al 100%, la planta estaría comparando energía del spot para atender los consumos de sus clientes pudiendo ser los costos marginales muy elevados.

Por todo lo anterior se concluye que en la actualidad lo más recomendable es el optar por un Servicio de Tipo Firme.

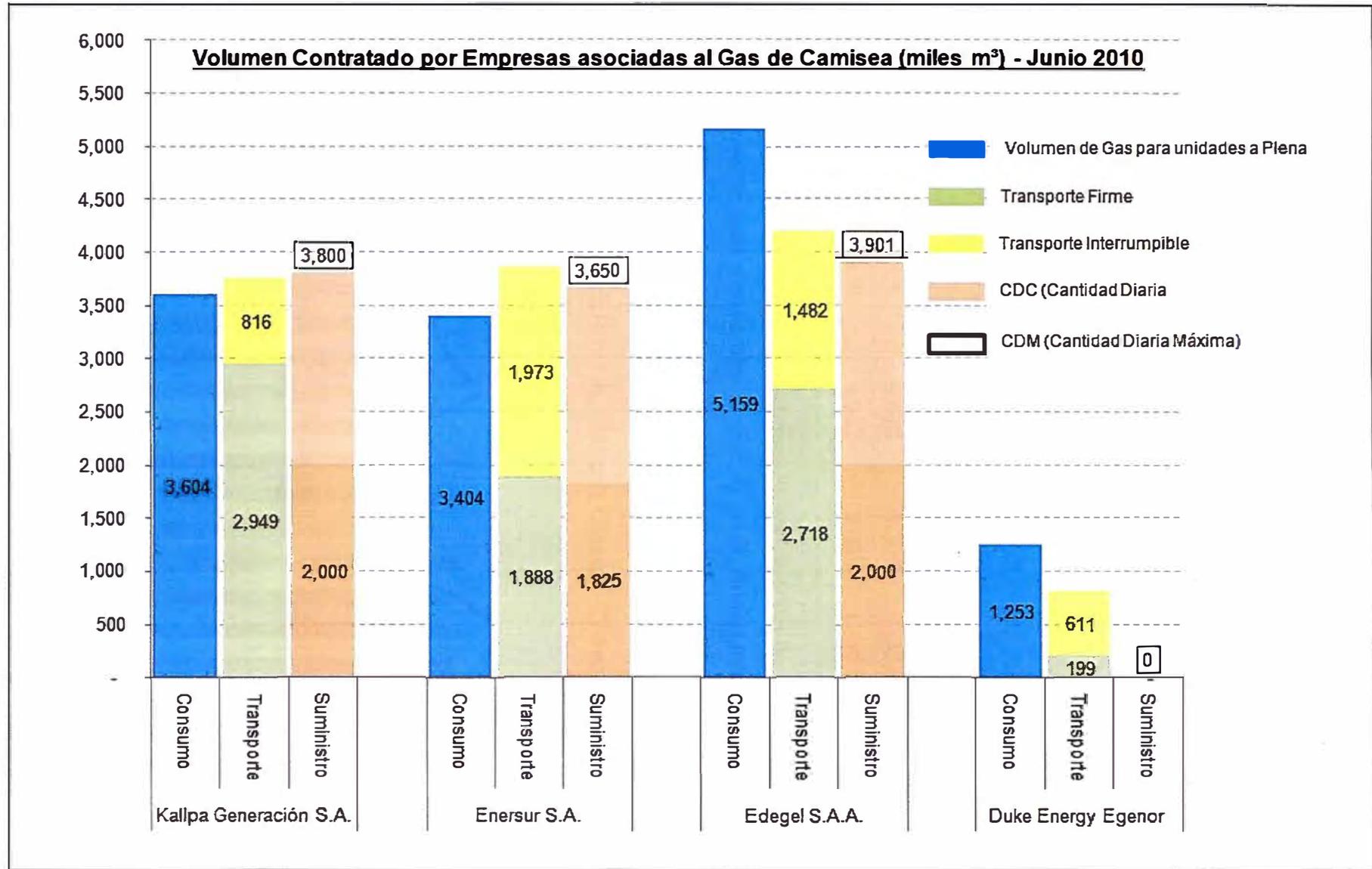


Fig. N° 4.4 Transporte de Gas Contratado por las Termoeléctricas en el Perú.

### 4.3 Determinación de los Precios Declarados de Suministro y Transporte de Gas Natural para un Generador Eléctrico.

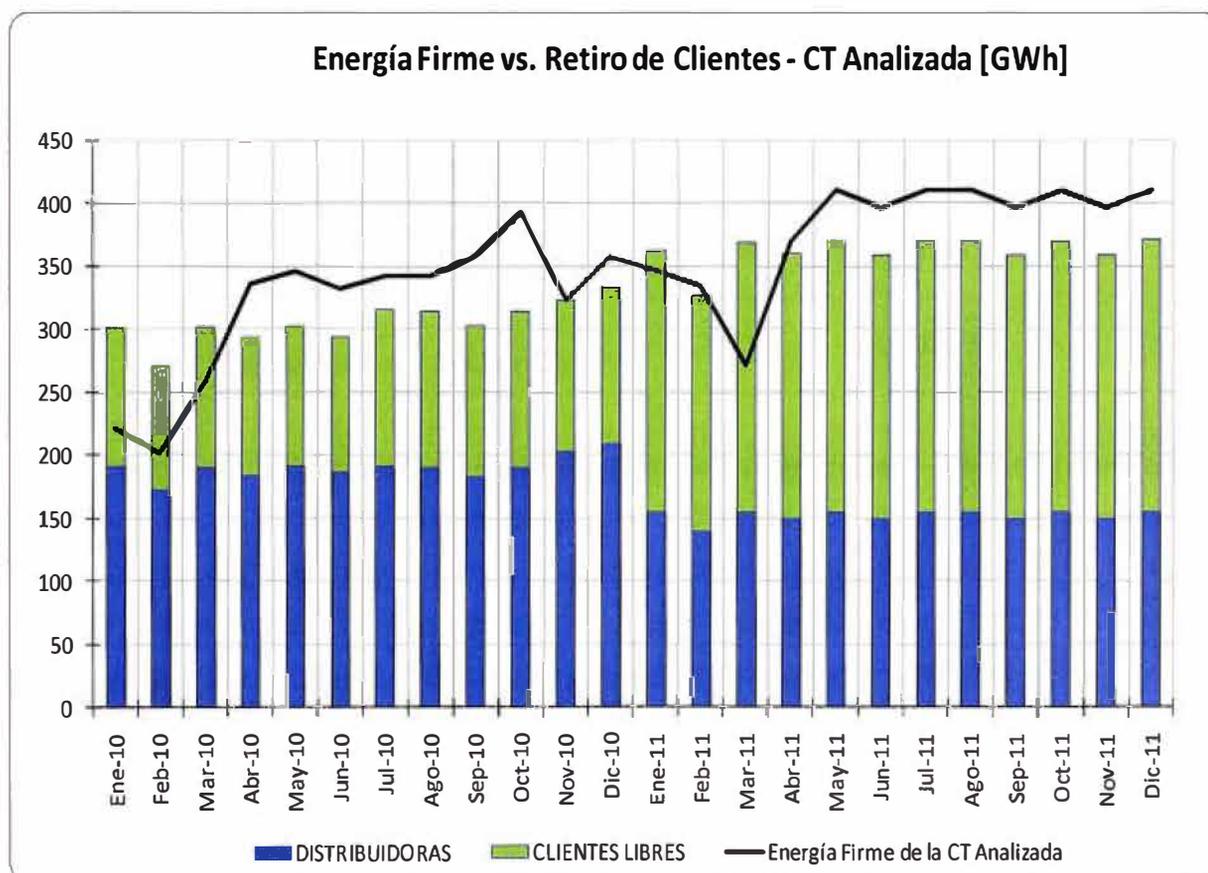
En esta sección se determina el precio óptimo de declaración, teniendo en cuenta lo estipulado en la sección 3.3.

Primeramente se calcula para el periodo de análisis la demanda de potencia y energía en el sistema, la cual se obtiene teniendo en cuenta los valores indicados en las Tablas N° 3.6 y N° 3.7.

**Tabla N° 4.13** Crecimiento de la Demanda en el Sistema.

Demanda	Crecimiento PBI	Demanda	Crecimiento	Energía	Crecimiento
		Máxima			
Año	(%)	MW	%	GWh	%
2010	4.00%	4,529	6.30%	32,090	7.80%
2011	5.50%	4,937	9.00%	34,559	7.70%

Por otro lado es importante saber el nivel de contratación de la central termoeléctrica analizada, para lo cual mostramos la Fig. N° 4.5. Analizando esta figura podemos observar que se tiene contratado un 95% de la energía firme.



**Fig. N° 4.5** Energía de Clientes Vs Energía Firme de la Central Termoeléctrica Analizada.

Para el análisis la energía de los clientes y sus respectivos precios se mantendrán constantes ya que solo dependen de lo estipulado en sus respectivos contratos de suministro. También los precios reales de suministro y transporte de gas natural a la que estará supeditada la central termoeléctrica analizada permanecerán constantes debido a que este es independiente del precio declarado ante el COES.

Los precios mencionados en el párrafo anterior, han sido extraídos de los resultados obtenidos en las secciones 4.2.1 y 4.2.2 respectivamente cuyos valores se muestran en las Tablas N° 4.14 y N° 4.15 respectivamente.

**Tabla N° 4.14 Precio de Suministro (Real) de Gas Natural.**

<b>Precios</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
Precio Base del Gas - PBG (US\$/MMBTU)	1.0000	1.0000
Factor de Ajuste	1.5709	1.6084
Factor A	0.9600	0.9600
Factor B	0.9500	0.9500
<b>Precio de Suministro - PGn (US\$/MMBTU)</b>	<b>1.4327</b>	<b>1.4668</b>

**Tabla N° 4.15 Precio de Transporte (Real) de Gas Natural.**

<b>Precios</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
<b>Tarifa Servicio Firme (US\$/Mm3)</b>	36.2444	36.9690
<b>Tarifa Servicio Interrumpible (US\$/Mm3)</b>	40.2716	41.0767

Una vez culminada todas las hipótesis desarrolladas en el Caso Base (estipuladas en la sección 3.3.1), se procede a simular con el MOOSEM los 18 escenarios planteados. Los resultados de estas simulaciones pueden apreciarse en las Tablas N° 4.16, N° 4.17, N° 4.18 y N° 4.19, las cuales muestran los costos marginales en US\$/MWh, la energía producida por la central en GWh, el consumo de gas natural en MMBTU y los ingresos por potencia en Miles de US\$.

En las tablas mencionadas en el párrafo anterior solo se muestran los resultados del escenario 1, los resultados de los 17 escenarios restantes se muestran de manera detallada en el Anexo B.

**Tabla N° 4.16 Costos Marginales Idealizados - US\$/MWh (Escenario 1)**

**Costos Marginales Idealizados - US\$/MWh (Escenario 1)**

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
CMg	Punta	23.3	26.9	41.0	33.1	36.5	25.0	17.5	18.5	26.1	34.3	17.8	23.5	31.2
	Media	22.8	24.7	31.2	30.8	24.1	20.0	11.4	8.7	9.6	14.9	7.4	16.2	30.0
	Base	18.2	16.3	20.2	19.6	16.9	13.2	9.0	7.6	8.1	10.4	6.7	11.0	19.3

**Tabla N° 4.17 Despacho de la C.T. Kallpa - GWh (Escenario 1)**

**Despacho de la C.T. Kallpa - GWh (Escenario 1)**

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	10.2	9.8	11.5	17.8	21.9	17.0	16.5	2.3	9.4	22.8	15.8	17.8	15.4
	Media	23.3	28.3	29.5	43.9	56.6	43.3	35.9	3.7	14.5	49.9	32.2	43.1	40.1
	Base	19.6	24.3	24.6	37.0	44.1	27.9	19.9	1.7	6.4	27.0	15.5	27.1	31.5
TG2	Punta	23.4	22.5	24.4	24.4	24.4	17.2	20.3	23.4	22.5	0.0	17.2	24.4	23.4
	Media	60.9	64.6	62.8	59.9	62.8	43.5	50.8	44.3	46.8	0.0	37.0	61.8	60.9
	Base	50.4	52.3	52.3	50.6	52.3	30.4	22.0	19.6	19.6	0.0	19.0	45.8	50.6
TG 3	Punta	24.0	23.0	24.9	24.9	24.9	24.0	23.0	24.0	23.0	25.9	22.1	24.9	24.0
	Media	62.4	66.2	64.3	61.4	64.3	62.4	62.4	49.5	53.9	58.8	57.5	63.5	62.4
	Base	51.8	53.5	53.5	51.8	53.5	45.3	27.9	20.9	19.8	31.3	28.2	50.7	51.8

**Tabla N° 4.18 Consumo de Gas Natural - MMBTU (Escenario 1)**

**Consumo de Gas Natural - MMBTU (Escenario 1)**

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	127,989	123,340	140,391	192,582	226,189	184,286	177,768	63,657	120,298	234,888	170,361	192,582	171,180
	Media	307,148	355,055	361,777	474,048	582,871	470,637	417,184	152,737	226,454	526,699	383,311	472,762	445,068
	Base	257,422	298,951	301,301	399,978	460,633	325,078	262,831	114,086	142,717	321,038	223,373	322,133	354,756
TG2	Punta	239,328	229,755	248,902	248,902	248,902	188,885	212,181	239,328	229,755	0.000	185,369	248,902	239,328
	Media	622,254	660,546	641,400	612,681	641,400	481,382	548,838	494,202	497,967	0.000	432,794	633,961	622,254
	Base	515,899	534,181	534,181	516,949	534,181	353,765	289,058	269,181	258,634	0.000	261,089	481,493	516,949
TG 3	Punta	243,399	233,663	253,135	253,135	253,135	243,399	233,663	243,399	233,663	262,871	223,927	253,135	243,399
	Media	632,837	671,781	652,309	623,101	652,309	632,837	641,226	534,892	554,606	606,067	597,085	646,218	632,837
	Base	525,742	543,267	543,267	525,742	543,267	473,400	335,984	279,282	260,278	363,918	335,204	520,541	525,742
Total Central		3,472,019	3,650,539	3,676,662	3,847,118	4,142,886	3,353,669	3,118,732	2,390,765	2,524,372	2,315,480	2,812,513	3,771,726	3,751,513

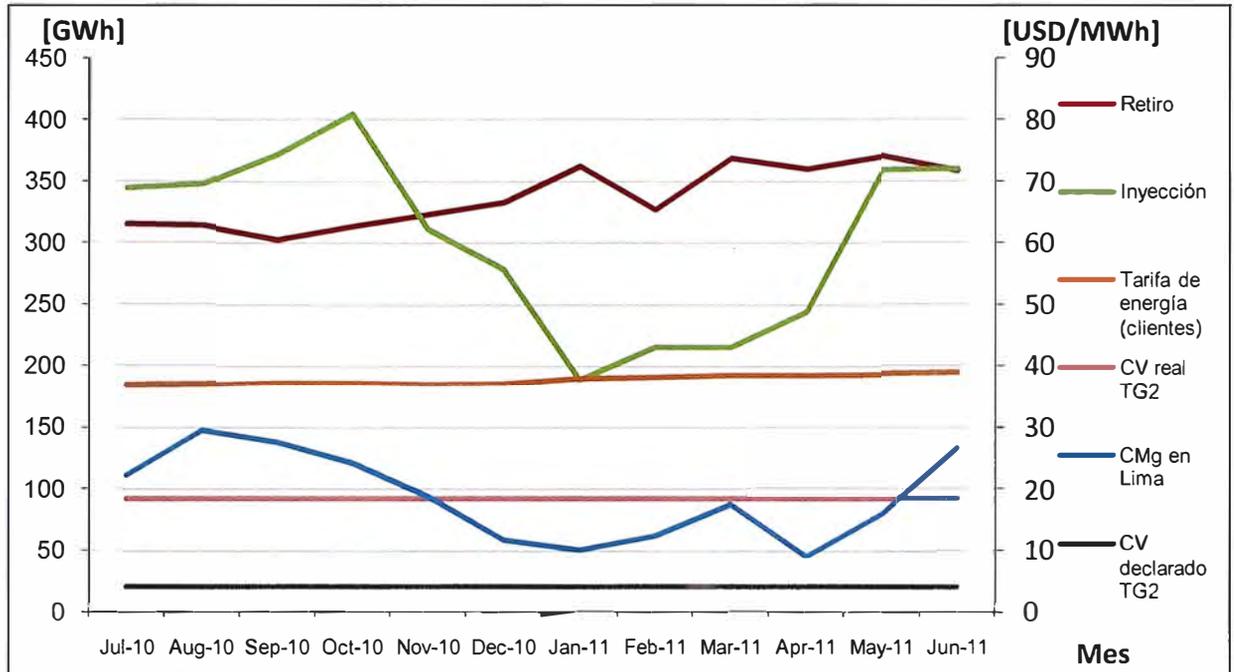
**Tabla N° 4.19 Ingresos por Potencia - Miles US\$ (Escenario 1)**

**Ingresos por Potencia - Miles US\$ (Escenario 1)**

	Unidad	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
Garantizado	TG1	469	536	537	537	537	537	537	530	531	531	531	531	531
	TG2	521	595	595	595	595	595	596	589	589	589	590	590	590
	TG3	532	608	609	609	609	609	609	602	602	603	603	603	603
Adicional	TG1	152	160	181	289	344	268	25	2	7	17	12	13	119
	TG2	383	363	385	394	385	271	32	17	18	0	13	18	182
	TG3	392	372	394	404	394	387	36	17	19	19	17	19	186
Ingreso por Potencia		2,449	2,634	2,701	2,828	2,864	2,667	1,835	1,757	1,766	1,759	1,766	1,774	2,211

Una vez obtenido los resultados de las simulaciones del MOOSEM, se procede a ingresarlas al Modelo Margen Variable para la determinación de las ganancias de central termoeléctrica analizada.

Para mostrar la comparación de las cantidades físicas y precios obtenidos de las simulaciones, se desarrolla la Fig. N° 4.6, la cual muestra los resultados del escenario 1 (los escenarios restantes se muestran en el Anexo C).



**Fig. N° 4.6** Comparación de Cantidades Físicas y de Precios (Escenario 1).

La figura anterior se explica de la siguiente manera:

- Los datos constantes son las curvas correspondientes a los retiros de los clientes, la tarifa de energía de los clientes y el costo variable real de la central.
- Los datos variables son las inyecciones de la central, el costo marginal del sistema y el costo variable declarado por la central.
- El objetivo es maximizar la siguiente función (ver sección 2.9 ecuación 2.10):

$$E_{Ret} \times (TE_{Cliente} - CMg) + E_{Iny} \times (CMg - CV_{Real}) = \text{Máximo} \quad \dots (4.5)$$

- De lo anterior, el mejor escenario sería que cuando el costo marginal este por debajo del costo variable real, la central no inyecte energía ya que el segundo término de la ecuación anterior se haría negativo.

Para poder determinar el mejor escenario donde la ecuación anterior se hace máximo, se debe evaluar los Márgenes Variables de las 18 simulaciones planteadas, las cuales se muestran en las Fig. N° 4.7 y N° 4.8 y en la Tabla N° 4.20.

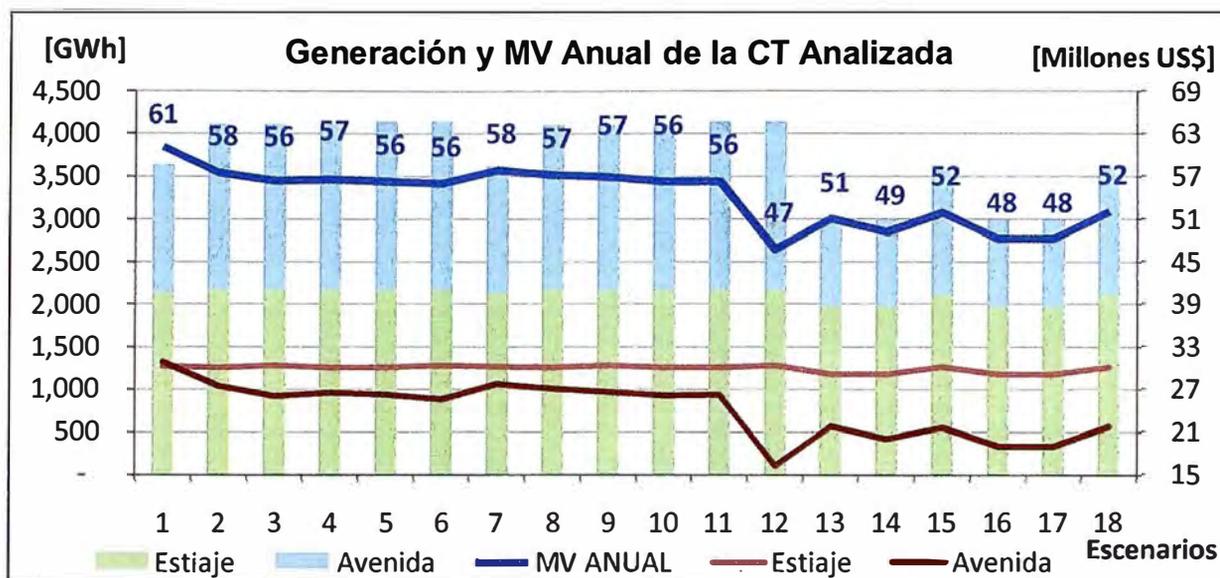


Fig. N° 4.7 Generación y Margen Variable por Escenario.

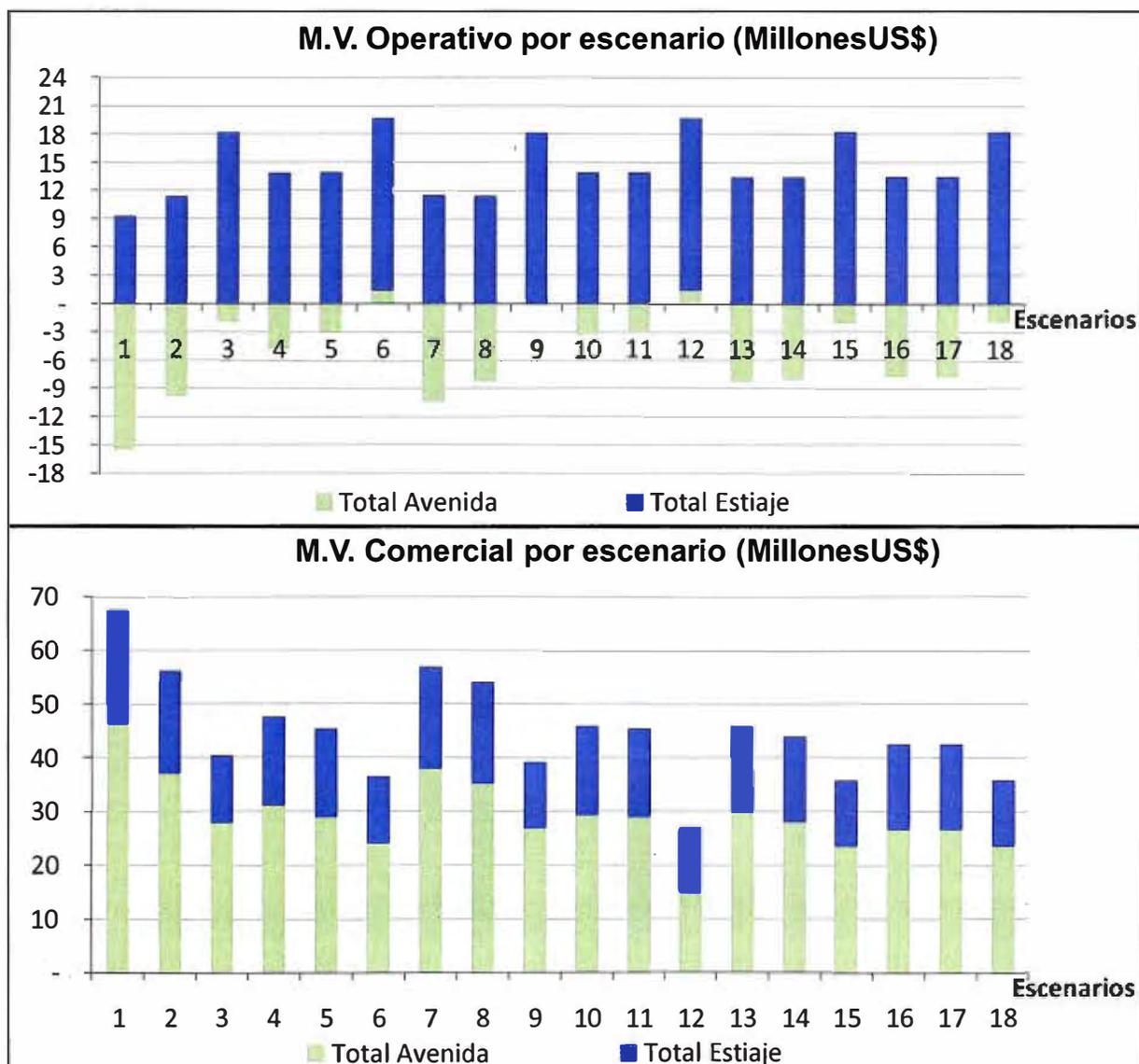


Fig. N° 4.8 Margen Variable Operativo y Comercial por Escenario.

**Tabla N° 4.20 Margen Variable Mensual de la Central Termoeléctrica Analizada en Miles de US\$ (Todos los Escenarios).**

		Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Total Avenida	Total Estiaje	Total Periodo
Escenario	1	4,642	4,913	5,171	5,206	4,712	4,424	5,807	4,838	5,315	5,783	5,230	5,106	30,879	30,268	<b>61,147</b>
	2	4,629	4,897	5,201	5,276	4,716	4,185	4,755	4,171	4,630	4,974	4,986	5,118	27,432	30,108	<b>57,539</b>
	3	4,659	4,898	5,293	5,539	4,681	4,235	4,297	3,971	4,085	4,781	4,914	5,049	26,049	30,352	<b>56,400</b>
	4	4,659	4,894	5,214	5,337	4,683	4,211	4,390	4,107	4,333	4,779	4,915	5,080	26,502	30,100	<b>56,602</b>
	5	4,658	4,894	5,214	5,337	4,682	4,170	4,320	4,022	4,314	4,714	4,918	5,087	26,222	30,109	<b>56,331</b>
	6	4,698	4,898	5,293	5,539	4,665	4,205	4,137	3,916	4,063	4,624	4,906	5,049	25,610	30,383	<b>55,993</b>
	7	4,630	4,902	5,198	5,262	4,568	4,180	4,969	4,270	4,640	5,106	5,081	5,087	27,731	30,161	<b>57,892</b>
	8	4,633	4,897	5,201	5,276	4,704	4,165	4,655	4,134	4,620	4,861	4,974	5,118	27,140	30,099	<b>57,239</b>
	9	4,657	4,898	5,293	5,539	4,672	4,204	4,192	4,797	4,075	4,681	4,912	5,049	26,621	30,347	<b>56,968</b>
	10	4,658	4,894	5,214	5,337	4,674	4,169	4,323	3,998	4,317	4,713	4,919	5,087	26,194	30,110	<b>56,304</b>
	11	4,658	4,894	5,214	5,337	4,682	4,170	4,320	4,022	4,314	4,714	4,918	5,087	26,222	30,109	<b>56,331</b>
	12	4,698	4,898	5,293	5,539	3,605	1,831	841	1,335	4,063	4,624	4,906	5,049	16,298	30,383	<b>46,682</b>
	13	4,627	4,892	5,044	5,047	3,803	3,581	3,771	3,103	3,449	4,141	4,557	4,975	21,847	29,143	<b>50,990</b>
	14	4,627	4,892	5,044	5,047	3,744	3,130	3,268	2,821	3,289	3,768	4,549	4,975	20,021	29,134	<b>49,155</b>
	15	4,641	4,897	5,268	5,507	4,316	3,554	3,242	3,093	3,613	3,826	4,864	5,034	21,644	30,211	<b>51,855</b>
	16	4,627	4,892	5,044	5,047	3,704	2,929	3,027	2,670	3,181	3,530	4,546	4,963	19,042	29,119	<b>48,161</b>
	17	4,627	4,892	5,044	5,047	3,704	2,929	3,027	2,670	3,181	3,530	4,546	4,963	19,042	29,119	<b>48,161</b>
	18	4,641	4,897	5,268	5,507	4,316	3,622	3,389	3,090	3,613	3,826	4,864	5,034	21,856	30,211	<b>52,067</b>

De los resultados anteriores se observa que el Margen Variable oscila entre un máximo de 61 147 Miles US\$ (escenario 1) y un mínimo de 46 682 Miles US\$ (escenario 12).

Complementando los resultados anteriores se puede calcular el valor promedio de estos resultados así como su respectiva desviación estándar:

$$MV_{Máximo} = 61\,147 \text{ Miles US\$}$$

$$MV_{Mínimo} = 46\,682 \text{ Miles US\$}$$

$$MV_{Promedio} = 54\,212 \text{ Miles US\$}$$

$$Desviación\ Estandar = 4\,148 \text{ Miles US\$}$$

Con estos valores obtenidos se puede indicar el rango de menor riesgo en el cual puede estar ubicado el escenario óptimo:

$$50\,064 \text{ Miles US\$} \leq \text{Escenario Óptimo} \leq 58\,360 \text{ Miles US\$}$$

En este rango se encuentran los siguientes escenarios (ver Tabla N° 4.21):

**Tabla N° 4.21** MV de Escenarios Probables.

<b>Escenario</b>	<b>MV (Miles US\$)</b>	<b>Declaración</b>
Escenario 7	57,892	Sx/2
Escenario 2	57,539	0
Escenario 8	57,239	Sx/2
Escenario 9	56,968	Sx/2
Escenario 4	56,602	0
Escenario 3	56,400	0
Escenario 11	56,331	Sx/2
Escenario 5	56,331	0
Escenario 10	56,304	Sx/2
Escenario 6	55,993	0
Escenario 18	52,067	Sx
Escenario 15	51,855	Sx
Escenario 13	50,990	Sx

Descartando los escenarios 18, 15 y 13, por ser escenarios en los cuales los Márgenes Variables son considerablemente menores a los restantes, la decisión del

precio a ser declarado esta entre el declarar cero y el declarar 50% del precio de suministro ( $Sx/2$ ).

Para la elección se debe tener en cuenta que ante una declaración de precios igual a cero, se puede tener problemas en los meses de avenida (meses con mayor generación hidráulica) ya que al ser el MOOSEM un programa que simula la operación de la central termoeléctrica en etapas mensuales, no permite visualizar los periodos de despacho con restricciones operativas de corto plazo las cuales pueden tener un efecto considerable en el Margen Variable.

Para analizar el efecto de las restricciones operativas de corto plazo (operación a mínima carga, tiempo mínimo de operación, costo de arranque, etc.) se ha simulado el despacho utilizando el modelo NCP (Nuevo Corto Plazo) para una semana típica del mes de febrero 2011.

Los escenarios escogidos para la simulación son el 2, 8, 11 y 14, los cuales corresponden a escenarios en los cuales la central declara los precios de cero,  $Sx/2$ ,  $Sx/2$  y  $Sx$  respectivamente.

Para el análisis con el NCP se debe tener en cuenta además de lo estipulado en el Caso Base, las siguientes consideraciones:

Tiempo Mínimo de Operación TG1, TG2 y TG3 = 8 horas

Mínimo Técnico de Operación TG1 = 95 MW

Mínimo Técnico de Operación TG2 = 130 MW

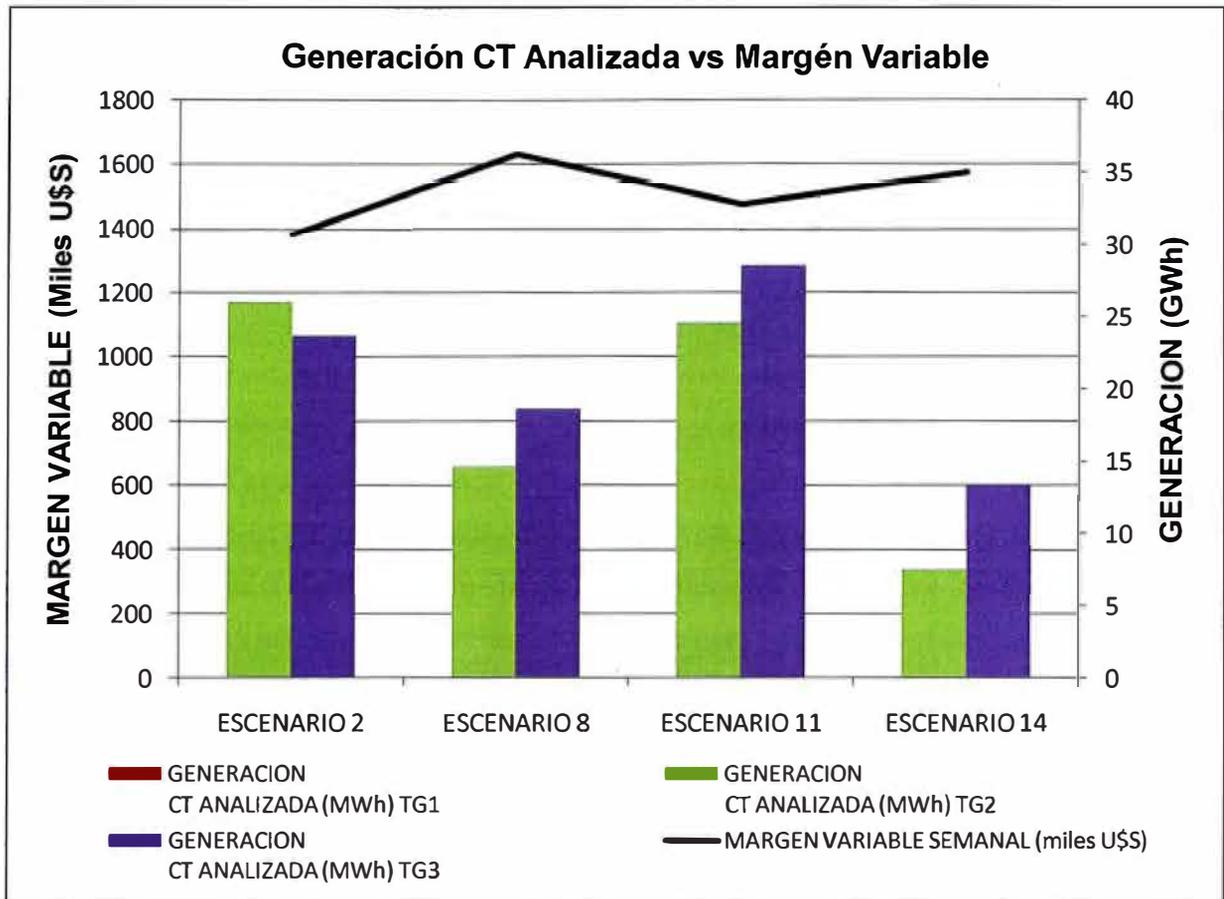
Mínimo Técnico de Operación TG3 = 130 MW

Costo de Arranque TG1, TG2 y TG3 = 8.008 Miles US\$

Los resultados de estas simulaciones se muestran en la Tabla N° 4.22 y en la Fig. N° 4.9.

**Tabla N° 4.22** MV de Escenarios 2, 8, 11 y 14 con el NCP.

Escenarios	Margen Variable Semanal	Generación		
		Central Analizada (GWh)		
	(Miles U\$S)	TG1	TG2	TG3
Escenario 2	1,343	0	26	24
Escenario 8	1,591	0	15	19
Escenario 11	1,316	0	25	29
Escenario 14	1,529	0	8	13



**Fig. N° 4.9** MV de Escenarios 2, 8, 11 y 14 con el NCP.

De la figura anterior se puede observar que el mejor Margen Variable se da en el escenario 8, la cual corresponde a un precio declarado de 50% del precio de suministro de gas ( $S_x/2$ ).

Finalmente luego del análisis realizado se puede concluir que el precio óptimo de declaración de precios con la cual la central termoeléctrica maximiza sus ingresos se da cuando:

$$\text{Precio Declarado}_{\text{optimo}} = \frac{S_x}{2} = \frac{1.4327}{2} = 0.7164 \text{ US\$/MMBTU}$$

Con este precio, tomando los valores de la Tabla N° 4.21 se puede realizar los siguientes cálculos:

$$MV_{\text{promedio}} = 56\,947 \text{ Miles US\$}$$

$$\text{Desviación Estandar} = 333 \text{ Miles US\$}$$

$$56\,304 \text{ Miles US\$} \leq MV_{\text{optimo}} \leq 57\,892 \text{ Miles US\$}$$

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Del análisis realizado para la obtención del precio de suministro más adecuado para la central termoeléctrica, se aprecia que el valor de este precio depende básicamente del nivel de Take or Pay a elegir ya que los descuentos por la CDC vienen implícitas en los contratos, los cuales dependen del nivel de consumo que tenga la central.
2. El precio óptimo de suministro de gas se obtiene para un nivel de Take or Pay del 100%, ya que además de obtener el menor precio posible, también se consigue que la central siempre pague por consumos efectivamente incurridos (no se realiza pagos a cuenta), ya que la bolsa acumulada de Carry Forward es suficiente para los periodos de consumo debajo del Take or Pay.
3. Los cálculos para la elección del tipo de servicio de transporte, arrojan que ante un escenario donde la capacidad del ducto es suficiente para soportar toda la demanda de gas, el Servicio Interrumpible es el más adecuado para central analizada.
4. Bajo un escenario real (congestión en el ducto de Camisea) la opción más recomendable es la de optar por el transporte en Servicio Firme, ya que con este se tendrá la capacidad de despachar cuando el COES lo requiera y se podrá respaldar la energía consumida por los clientes de la central termoeléctrica.
5. Uno de los beneficios que puede traer la elección obligada del transporte en la modalidad de Servicio Firme es que las centrales termoeléctricas en su mayoría a ciclo simple, opten por la conversión a centrales de ciclo combinado.
6. Los precios con la que la central termoeléctrica pague su suministro y transporte de gas debido a su operación, no necesariamente se les serán reconocidos en los momentos que la central sea la que fije el costo marginal del sistema ya que los precios para el despacho son declarados por la central quienes a lo más pueden declarar como costo máximo el costo real.
7. En las simulaciones realizadas con el MOOSEM, se observa que el Margen Variable óptimo para el periodo julio 2010 - junio 2011 se encuentra ubicada entre una declaración de precios igual a cero y 50% del precio de suministro de gas.
8. Al ser el MOOSEM un modelo para efectuar simulaciones de mediano y largo plazo, este no puede visualizar el efecto que tiene las restricciones operativas de las

centrales en el corto plazo (mínimo técnico, tiempo mínimo de operación, etc.), por lo cual analizando dichos efectos con el modelo NCP para una semana de avenida, se obtiene que el mejor escenario es para una declaración de 50% del precio de suministro de gas.

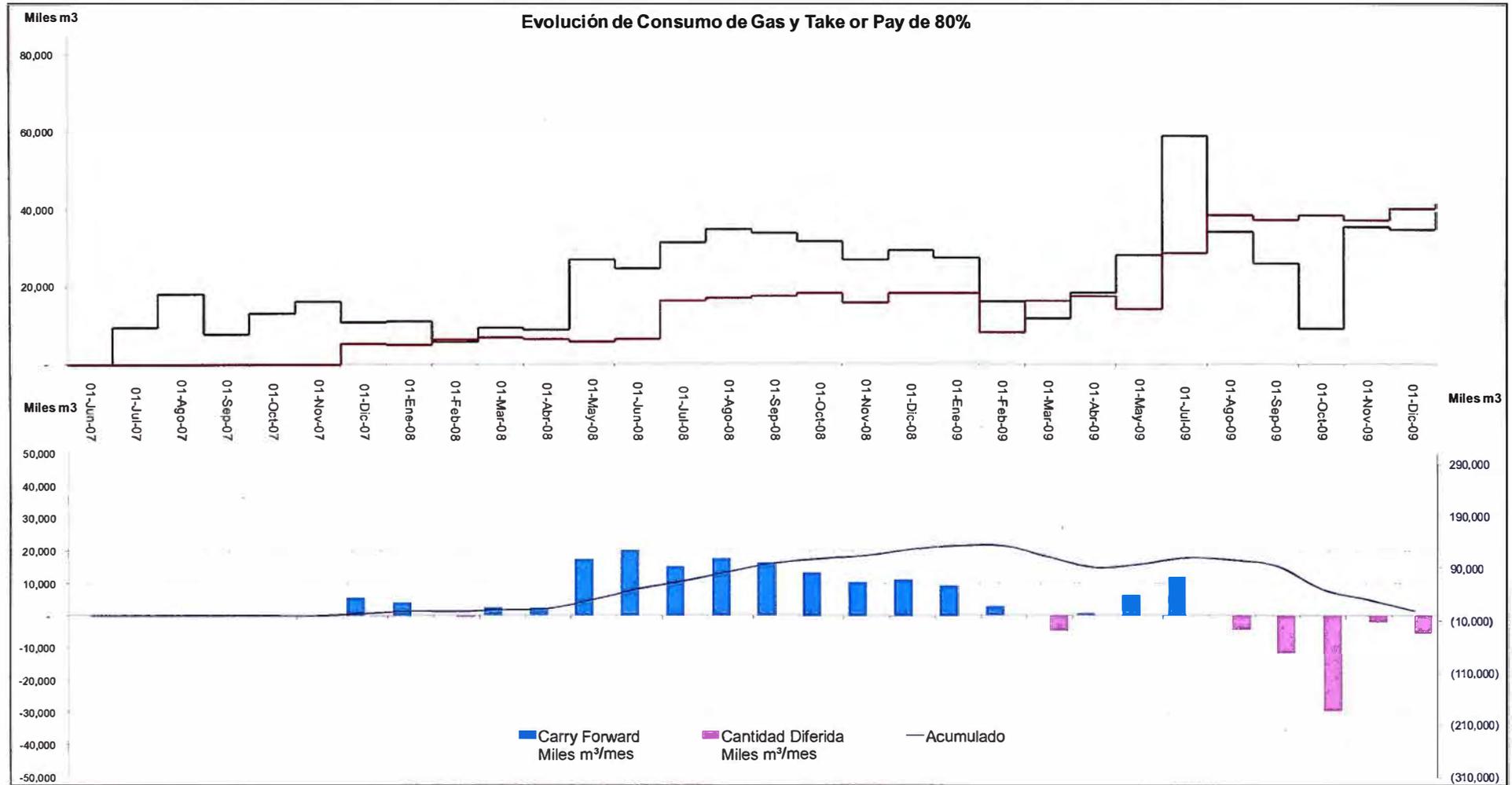
9. Básicamente las diferencias entre ambos escenarios es que ante una declaración igual a cero, en la época de avenida la central estaría operando en su mínimo técnico en las horas de madrugada (horas con costos marginales muy bajos) y la compensación que recibiría solo reconocería el CVNC igual a 4 US\$/MWh.

## **RECOMENDACIONES**

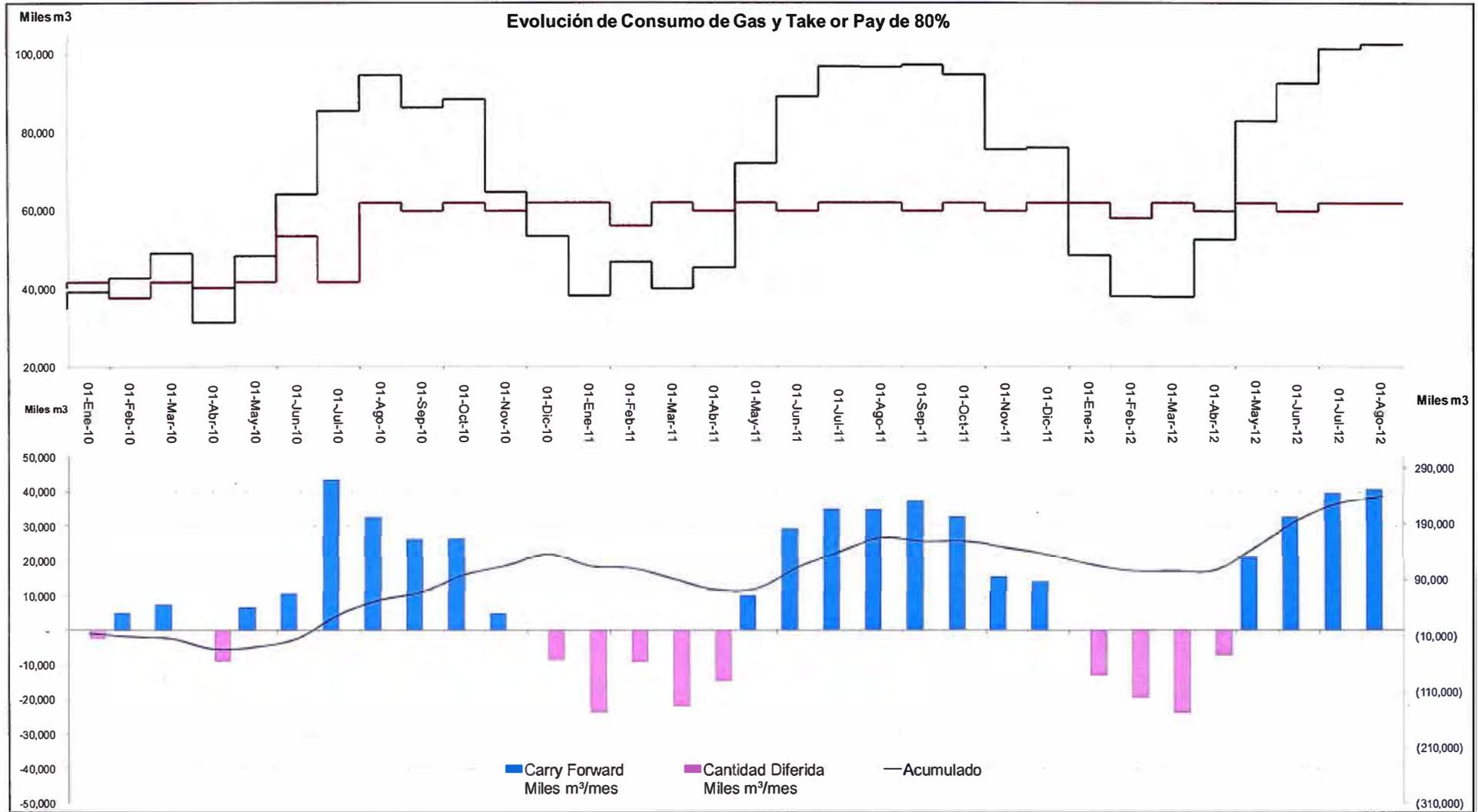
1. Ante la próxima entrada en operación de nuevas centrales termoeléctricas a gas natural, es recomendable seguir un análisis similar al desarrollado en el presente informe para determinar el precio de suministro y transporte de gas al que estarán sometidos, el cual a su vez dependerá de la estrategia comercial escogida (ser una máquina de base o ser una máquina de punta).
2. Dado que actualmente el ducto de transporte de gas se encuentra congestionado con lo cual muchos consumos de tipo Servicio Interrumpible no son atendidos y que además en muchos periodos los usuarios del tipo Servicio Firme no consumen al 100% su capacidad reservada, es necesario que el MINEM apruebe las normas reglamentarias tales como los lineamientos para las subastas, plazos, garantías, requisitos, etc. que permitan la aplicación e implementación del mercado secundario de gas natural con el cual se podría redistribuir el transporte de gas entre los consumidores y de esa manera lograr un mejor aprovechamiento del ducto de transporte de gas.

## **ANEXOS**

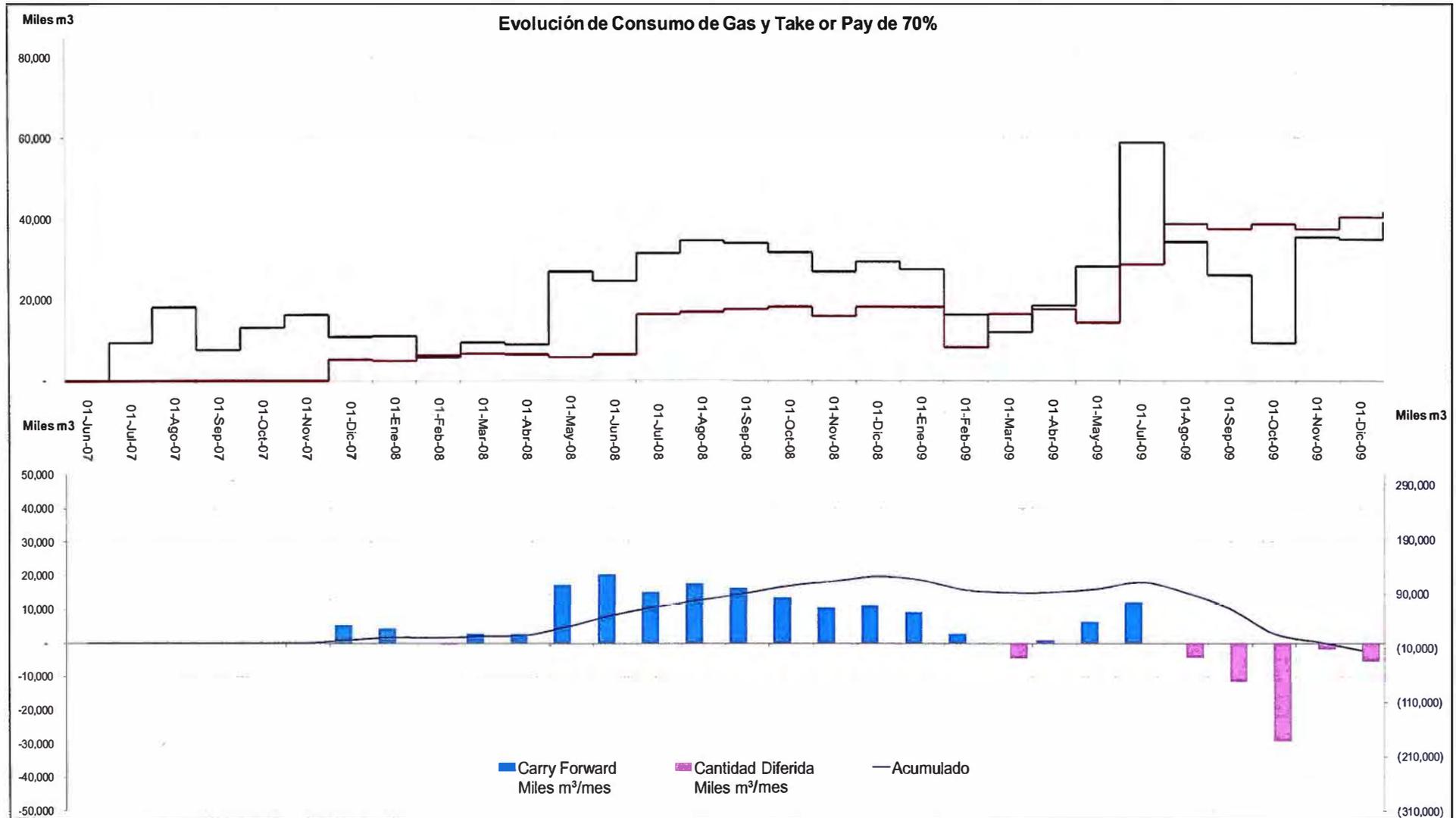
**ANEXO A: Cantidad de Gas Acumulado para el Periodo 2007 - 2009 (Take or Pay de 80%).**



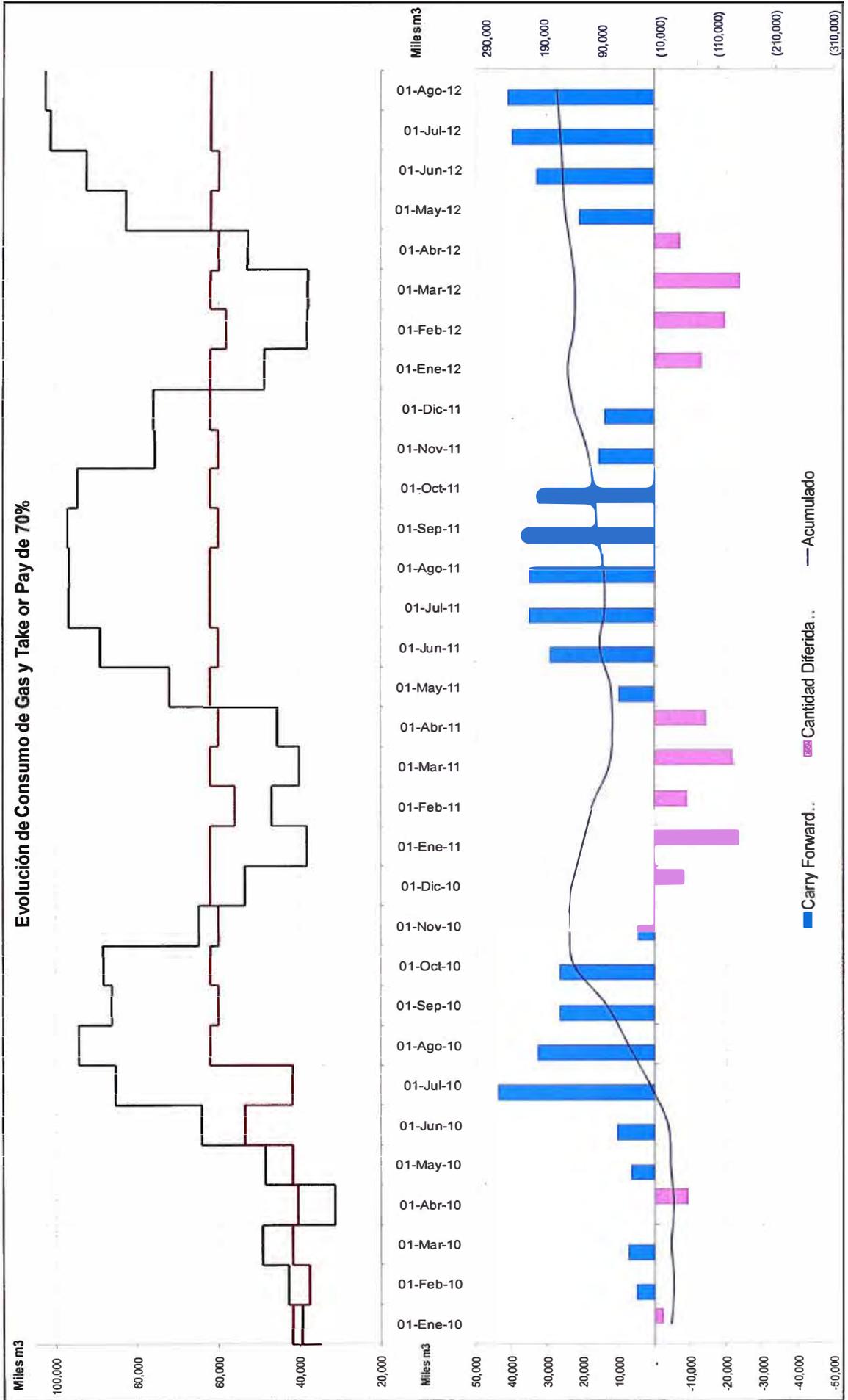
**ANEXO A: Cantidad de Gas Acumulado para el Periodo 2010 - 2012 (Take or Pay de 80%).**



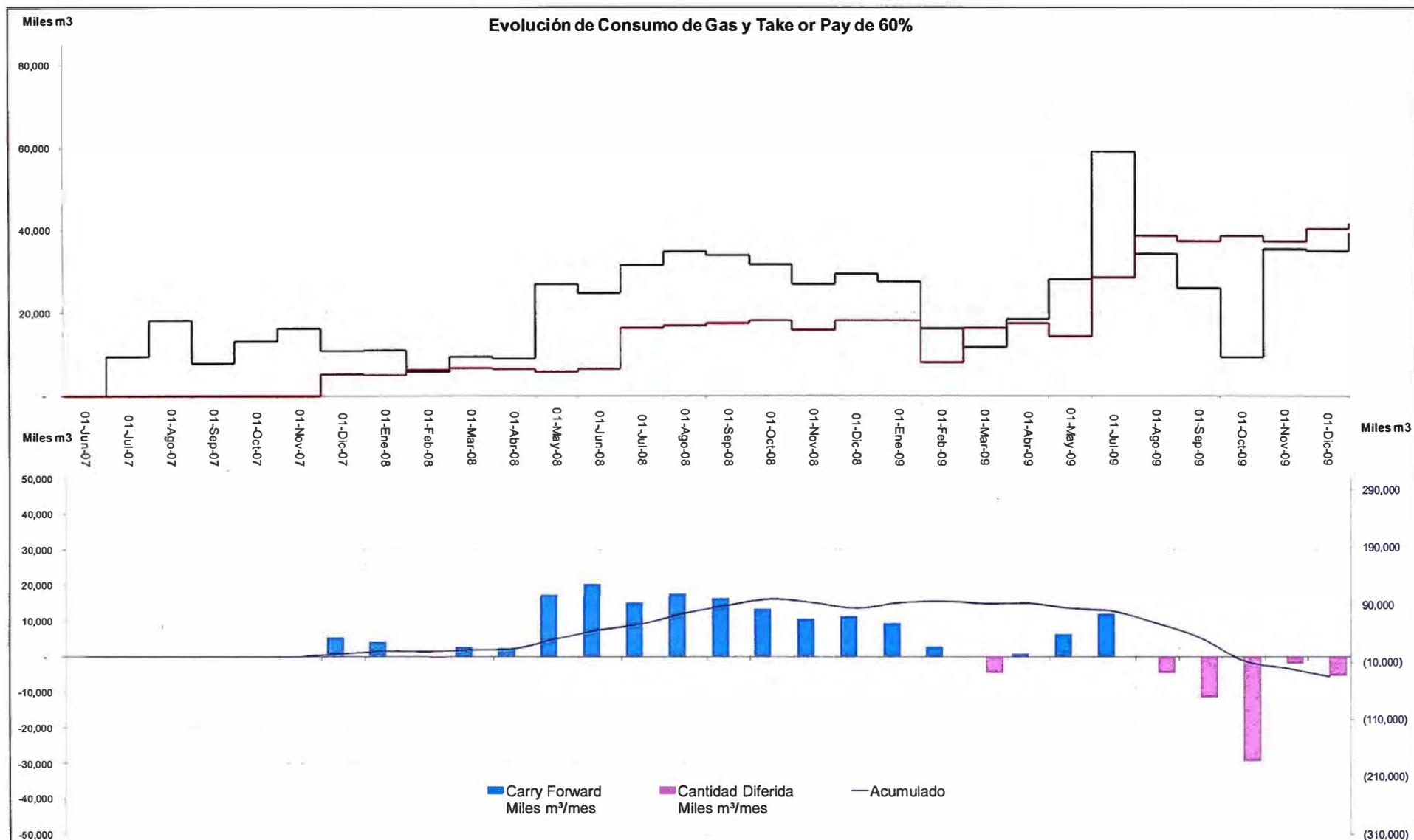
**ANEXO A: Cantidad de Gas Acumulado para el Periodo 2007 - 2009 (Take or Pay de 70%)**



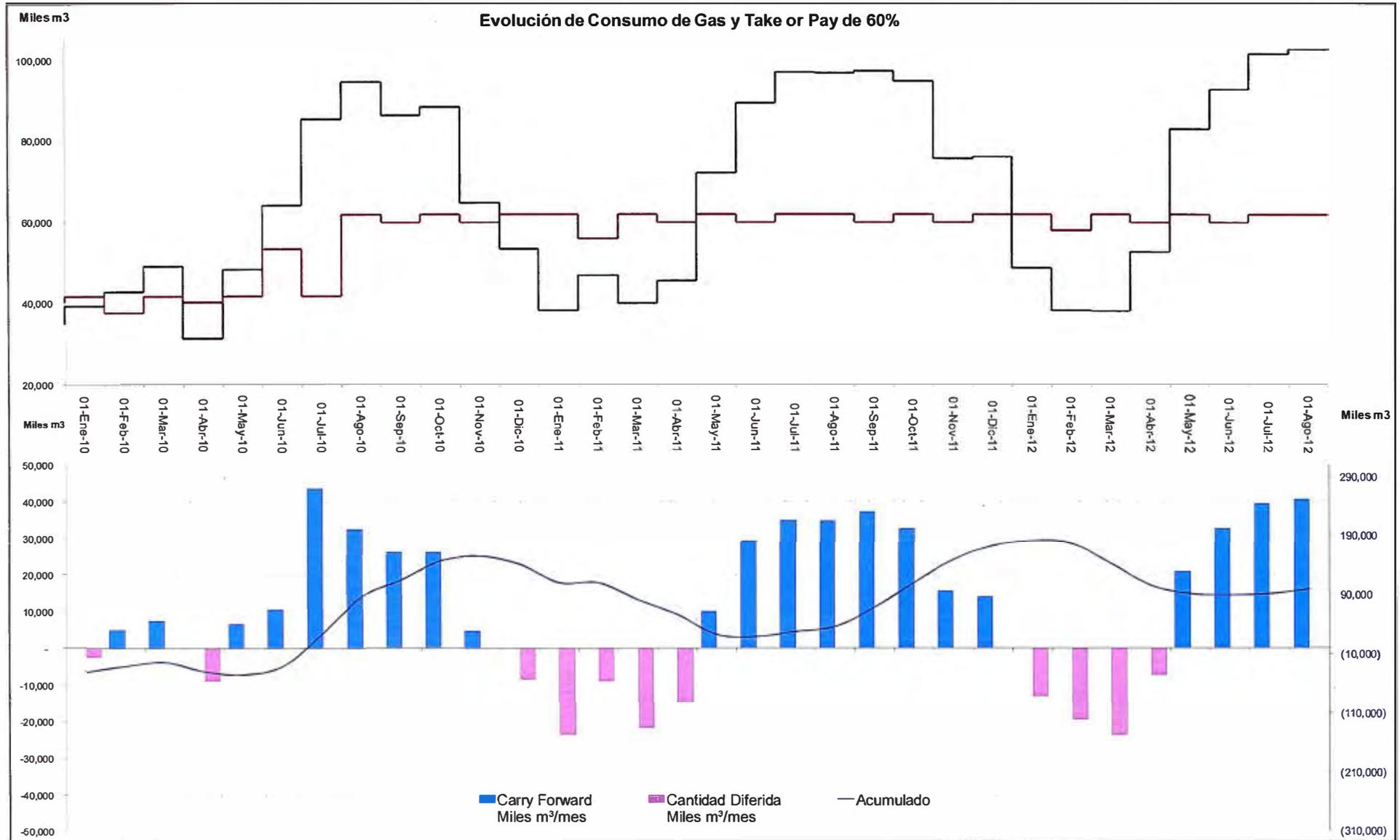
**ANEXO A: Cantidad de Gas Acumulado para el Periodo 2010 - 2012 (Take or Pay de 70%)**



## ANEXO A: Cantidad de Gas Acumulado para el Periodo 2007 - 2009 (Take or Pay de 60%)



### ANEXO A: Cantidad de Gas Acumulado para el Periodo 2010 - 2012 (Take or Pay de 60%)



## ANEXO B: Resultados de las Simulaciones Efectuadas por el MOOSEM

### Costos Marginales Idealizados - US\$/MWh (Escenario 2)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
CMg	Punta	23.3	27.0	40.5	33.4	36.5	26.2	20.9	21.0	26.3	34.6	20.2	24.5	29.5
	Media	22.8	24.9	31.1	31.0	24.7	22.4	16.7	14.1	15.6	19.4	12.7	19.3	28.5
	Base	18.2	18.8	21.5	20.9	19.6	17.2	11.9	12.7	12.9	16.4	10.6	15.6	20.5

### Despacho de la C.T. Kallpa - GWh (Escenario 2)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	10.2	9.8	11.5	17.8	21.9	17.2	16.5	2.3	9.4	22.8	15.8	17.8	15.4
	Media	23.3	28.3	29.5	43.9	56.6	44.6	47.3	6.1	23.6	55.7	45.9	46.0	40.1
	Base	19.6	24.4	24.6	37.0	47.1	36.3	29.9	4.0	16.6	46.6	31.9	37.8	33.4
TG2	Punta	23.4	22.5	24.4	24.4	24.4	17.2	20.3	23.4	22.5	0.0	17.2	24.4	23.4
	Media	60.9	64.6	62.8	59.9	62.8	44.7	58.4	63.7	56.2	0.0	50.2	62.8	60.9
	Base	50.4	52.3	52.3	50.6	52.3	37.0	45.2	47.8	47.2	0.0	39.2	52.3	50.6
TG3	Punta	24.0	23.0	24.9	24.9	24.9	24.0	23.0	24.0	23.0	25.9	22.1	24.9	24.0
	Media	62.4	66.2	64.3	61.4	64.3	62.4	66.2	65.2	57.6	63.3	64.3	64.3	62.4
	Base	51.8	53.5	53.5	51.8	53.5	51.8	53.5	51.0	48.2	53.5	51.8	53.5	51.8

### Consumo de Gas Natural - MMBTU (Escenario 2)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	127,989	123,340	140,391	192,582	226,189	185,175	177,768	63,657	120,298	234,888	170,361	192,582	171,180
	Media	307,148	355,337	361,777	474,048	582,871	481,455	511,083	172,313	300,745	574,171	495,885	496,269	445,068
	Base	257,422	299,589	301,301	399,978	485,436	393,486	344,676	133,252	225,937	481,123	357,803	409,089	369,749
TG2	Punta	239,328	229,755	248,902	248,902	248,902	188,885	212,181	239,328	229,755	0	185,369	248,902	239,328
	Media	622,254	660,546	641,400	612,681	641,400	491,101	610,019	650,973	574,388	0	539,989	641,400	622,254
	Base	515,899	534,181	534,181	516,949	534,181	407,051	476,564	497,707	482,486	0	424,930	534,181	516,949
TG3	Punta	243,399	233,663	253,135	253,135	253,135	243,399	233,663	243,399	233,663	262,871	223,927	253,135	243,399
	Media	632,837	671,781	652,309	623,101	652,309	632,837	671,781	662,045	584,158	642,573	652,309	652,309	632,837
	Base	525,742	543,267	543,267	525,742	543,267	525,742	543,267	522,570	489,654	543,267	525,742	543,267	525,742
Total Central		3,472,019	3,651,460	3,676,662	3,847,118	4,167,689	3,549,132	3,781,001	3,185,244	3,241,084	2,738,893	3,576,315	3,971,134	3,766,507

### Ingresos por Potencia - Miles US\$ (Escenario 2)

	Unidad	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
Garantizado	TG1	469	536	537	537	537	537	537	530	531	531	531	531	531
	TG2	521	595	595	595	595	595	596	589	589	589	590	590	590
	TG3	532	608	609	609	609	609	609	602	602	603	603	603	603
Adicional	TG1	152	160	181	289	347	280	26	2	8	17	13	14	121
	TG2	383	363	385	394	385	281	33	18	19	0	14	19	184
	TG3	392	372	394	404	394	392	37	18	19	20	18	19	188
Ingreso por Potencia		2,449	2,634	2,701	2,828	2,867	2,694	1,838	1,759	1,768	1,760	1,769	1,776	2,217

## ANEXO B: Resultados de las Simulaciones Efectuadas por el MOOSEM

### Costos Marginales Idealizados - US\$/MWh (Escenario 3)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
CMg	Punta	23.3	29.1	38.9	34.2	39.0	29.4	25.7	26.2	29.7	35.2	25.1	28.0	29.7
	Media	22.8	28.7	33.1	32.6	28.8	25.9	21.1	18.9	21.0	24.6	17.2	24.6	29.2
	Base	18.2	22.9	24.6	24.7	23.7	21.2	14.6	17.2	17.0	21.1	13.9	20.6	24.5

### Despacho de la C.T. Kallpa - GWh (Escenario 3)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	10.2	9.8	11.5	17.8	21.9	17.2	16.5	2.3	9.4	22.8	15.8	17.8	15.4
	Media	23.3	27.6	29.5	43.9	56.6	44.6	47.3	6.1	23.6	55.7	46.0	46.0	40.1
	Base	19.6	24.0	24.6	37.0	47.1	36.3	30.6	3.9	16.4	46.7	31.7	37.9	33.4
TG2	Punta	23.4	22.5	24.4	24.4	24.4	17.2	20.3	23.4	22.5	0.0	17.2	24.4	23.4
	Media	60.9	64.6	62.8	59.9	62.8	44.7	58.4	63.7	56.2	0.0	50.2	62.8	60.9
	Base	50.4	52.3	52.3	50.6	52.3	37.0	45.5	48.0	47.2	0.0	39.4	52.3	50.6
TG 3	Punta	24.0	22.9	24.9	24.9	24.9	24.0	23.0	24.0	23.0	25.9	22.1	24.9	24.0
	Media	62.4	66.2	64.3	61.4	64.3	62.4	66.2	65.2	57.6	63.3	64.3	64.3	62.4
	Base	51.8	53.5	53.5	51.8	53.5	51.8	53.5	51.1	48.4	53.5	51.8	53.5	51.8

### Consumo de Gas Natural - MMBTU (Escenario 3)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	127,989	123,507	140,391	192,582	226,189	185,175	177,768	63,657	120,298	234,888	170,361	192,582	171,180
	Media	307,148	349,242	361,777	474,048	582,871	481,455	511,083	172,313	300,745	574,171	496,269	496,269	445,068
	Base	257,422	296,874	301,301	399,978	485,436	393,486	350,700	132,088	224,824	482,081	356,434	410,321	369,749
TG2	Punta	239,328	229,755	248,902	248,902	248,902	188,885	212,181	239,328	229,755	0	185,369	248,902	239,328
	Media	622,254	660,546	641,400	612,681	641,400	491,101	610,019	650,973	574,388	0	539,989	641,400	622,254
	Base	515,899	534,181	534,181	516,949	534,181	407,051	479,277	499,403	482,486	0	426,090	534,181	516,949
TG 3	Punta	243,399	232,955	253,135	253,135	253,135	243,399	233,663	243,399	233,663	262,871	223,927	253,135	243,399
	Media	632,837	671,698	652,309	623,101	652,309	632,837	671,781	662,045	584,158	642,573	652,309	652,309	632,837
	Base	525,742	542,838	543,267	525,742	543,267	525,742	543,267	523,336	490,692	543,267	525,742	543,267	525,742
Total Central		3,472,019	3,641,598	3,676,662	3,847,118	4,167,689	3,549,132	3,789,738	3,186,543	3,241,010	2,739,852	3,576,489	3,972,366	3,766,507

### Ingresos por Potencia - Miles US\$ (Escenario 3)

	Unidad	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
Garantizado	TG1	469	536	537	537	537	537	537	530	531	531	531	531	531
	TG2	521	595	595	595	595	595	596	589	589	589	590	590	590
	TG3	532	608	609	609	609	609	609	602	602	603	603	603	603
Adicional	TG1	152	157	181	289	347	280	26	2	8	17	13	14	121
	TG2	383	364	385	394	385	281	33	18	19	0	14	19	184
	TG3	393	372	395	404	395	393	37	18	19	20	18	19	189
Ingreso por Potencia		2,450	2,632	2,702	2,828	2,868	2,695	1,838	1,759	1,768	1,760	1,769	1,776	2,218

## ANEXO B: Resultados de las Simulaciones Efectuadas por el MOOSEM

### Costos Marginales Idealizados - US\$/MWh (Escenario 4)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
CMg	Punta	23.3	27.2	40.6	33.5	36.6	27.3	23.2	22.7	26.5	34.8	21.5	24.9	30.8
	Media	22.8	25.5	31.3	31.1	25.5	24.0	20.2	18.5	17.8	21.9	17.6	21.1	29.7
	Base	18.2	20.8	22.7	22.1	21.8	19.4	14.6	16.5	13.8	19.3	14.4	18.7	22.1

### Despacho de la C.T. Kallpa - GWh (Escenario 4)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	10.2	10.6	11.5	17.8	21.9	17.2	16.5	2.3	9.4	22.8	15.8	17.8	15.4
	Media	23.3	30.4	29.5	43.9	56.6	44.6	47.3	6.2	23.6	55.7	46.0	46.0	40.1
	Base	19.6	24.6	24.6	37.0	47.1	35.8	30.5	3.7	15.5	46.2	30.7	38.1	33.4
TG2	Punta	23.4	22.5	24.4	24.4	24.4	17.2	20.3	23.4	22.5	0.0	17.2	24.4	23.4
	Media	60.9	64.6	62.8	59.9	62.8	44.7	58.4	63.7	56.2	0.0	50.2	62.8	60.9
	Base	50.4	52.3	52.3	50.6	52.3	37.1	45.9	47.8	41.9	0.0	40.3	52.3	50.6
TG 3	Punta	24.0	23.0	24.9	24.9	24.9	24.0	23.0	24.0	23.0	25.9	22.1	24.9	24.0
	Media	62.4	66.2	64.3	61.4	64.3	62.4	66.2	65.2	57.6	63.3	64.3	64.3	62.4
	Base	51.8	53.5	53.5	51.8	53.5	51.8	53.4	52.7	47.0	53.5	51.8	53.5	51.8

### Consumo de Gas Natural - MMBTU (Escenario 4)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	127,989	129,592	140,391	192,582	226,189	185,175	177,768	63,657	120,298	234,888	170,361	192,582	171,180
	Media	307,148	372,576	361,777	474,048	582,871	481,455	511,083	173,147	300,745	574,171	496,269	496,269	445,068
	Base	257,422	301,301	301,301	399,978	485,436	389,843	349,285	130,560	217,446	477,655	347,932	412,147	369,749
TG2	Punta	239,328	229,755	248,902	248,902	248,902	188,885	212,181	239,328	229,755	0	185,369	248,902	239,328
	Media	622,254	660,546	641,400	612,681	641,400	491,101	610,019	650,973	574,388	0	539,989	641,400	622,254
	Base	515,899	534,181	534,181	516,949	534,181	407,992	482,646	498,046	439,472	0	433,508	534,181	516,949
TG 3	Punta	243,399	233,663	253,135	253,135	253,135	243,399	233,663	243,399	233,663	262,871	223,927	253,135	243,399
	Media	632,837	671,781	652,309	623,101	652,309	632,837	671,781	662,045	584,158	642,573	652,309	652,309	632,837
	Base	525,742	543,267	543,267	525,742	543,267	525,742	541,891	536,210	479,635	542,861	525,742	543,267	525,742
Total Central		3,472,019	3,676,662	3,676,662	3,847,118	4,167,689	3,546,429	3,790,317	3,197,365	3,179,560	2,735,019	3,575,407	3,974,191	3,766,507

### Ingresos por Potencia - Miles US\$ (Escenario 4)

	Unidad	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
Garantizado	TG1	469	536	537	537	537	537	537	530	531	531	531	531	531
	TG2	521	595	595	595	595	595	596	589	589	589	590	590	590
	TG3	532	608	609	609	609	609	609	602	602	603	603	603	603
Adicional	TG1	152	171	181	289	347	280	26	2	8	17	13	14	121
	TG2	383	363	385	394	385	281	33	18	19	0	14	19	184
	TG3	392	372	394	404	394	392	37	18	19	20	18	19	189
Ingreso por Potencia		2,449	2,645	2,701	2,828	2,867	2,694	1,838	1,759	1,768	1,760	1,769	1,776	2,218

## ANEXO B: Resultados de las Simulaciones Efectuadas por el MOOSEM

### Costos Marginales Idealizados - US\$/MWh (Escenario 5)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
CMg	Punta	23.3	27.2	40.6	33.5	36.6	27.3	23.2	22.7	26.5	34.7	21.6	24.7	30.8
	Media	22.8	25.5	31.3	31.1	25.5	24.0	20.6	19.0	19.0	21.9	18.3	21.2	29.7
	Base	18.2	20.8	22.7	22.1	21.8	20.5	17.7	18.0	17.1	19.8	16.8	18.9	22.1

### Despacho de la C.T. Kallpa - GWh (Escenario 5)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	10.2	10.6	11.5	17.8	21.9	17.2	16.5	2.3	9.4	22.8	15.8	17.8	15.4
	Media	23.3	30.4	29.5	43.9	56.6	44.6	47.3	6.2	23.6	55.7	46.0	46.0	40.1
	Base	19.6	24.6	24.6	37.0	47.1	37.0	38.3	5.1	19.8	47.1	37.0	38.3	33.4
TG2	Punta	23.4	22.5	24.4	24.4	24.4	17.2	20.3	23.4	22.5	0.0	17.2	24.4	23.4
	Media	60.9	64.6	62.8	59.9	62.8	44.7	58.4	63.7	56.2	0.0	50.2	62.8	60.9
	Base	50.4	52.3	52.3	50.6	52.3	37.1	47.2	52.3	47.2	0.0	40.5	52.3	50.6
TG 3	Punta	24.0	23.0	24.9	24.9	24.9	24.0	23.0	24.0	23.0	25.9	22.1	24.9	24.0
	Media	62.4	66.2	64.3	61.4	64.3	62.4	66.2	65.2	57.6	63.3	64.3	64.3	62.4
	Base	51.8	53.5	53.5	51.8	53.5	51.8	53.5	53.5	48.4	53.5	51.8	53.5	51.8

### Consumo de Gas Natural - MMBTU (Escenario 5)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	127,989	129,592	140,391	192,582	226,189	185,175	177,768	63,657	120,298	234,888	170,361	192,582	171,180
	Media	307,148	372,576	361,777	474,048	582,871	481,455	511,083	173,147	300,745	574,171	496,269	496,269	445,068
	Base	257,422	301,301	301,301	399,978	485,436	399,978	413,310	142,082	252,626	485,436	399,978	413,310	369,749
TG2	Punta	239,328	229,755	248,902	248,902	248,902	188,885	212,181	239,328	229,755	0	185,369	248,902	239,328
	Media	622,254	660,546	641,400	612,681	641,400	491,101	610,019	650,973	574,388	0	539,989	641,400	622,254
	Base	515,899	534,181	534,181	516,949	534,181	407,992	493,320	534,181	482,486	0	435,215	534,181	516,949
TG 3	Punta	243,399	233,663	253,135	253,135	253,135	243,399	233,663	243,399	233,663	262,871	223,927	253,135	243,399
	Media	632,837	671,781	652,309	623,101	652,309	632,837	671,781	662,045	584,158	642,573	652,309	652,309	632,837
	Base	525,742	543,267	543,267	525,742	543,267	525,742	543,267	543,267	490,692	543,267	525,742	543,267	525,742
Total Central		3,472,019	3,676,662	3,676,662	3,847,118	4,167,689	3,556,564	3,866,391	3,252,080	3,268,811	2,743,206	3,629,159	3,975,355	3,766,507

### Ingresos por Potencia - Miles US\$ (Escenario 5)

	Unidad	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
Garantizado	TG1	469	536	537	537	537	537	537	530	531	531	531	531	531
	TG2	521	595	595	595	595	595	596	589	589	589	590	590	590
	TG3	532	608	609	609	609	609	609	602	602	603	603	603	603
Adicional	TG1	152	171	181	289	347	281	26	2	8	17	13	14	121
	TG2	383	363	385	394	385	281	33	18	19	0	14	19	184
	TG3	392	372	394	404	394	392	37	18	19	20	18	19	189
Ingreso por Potencia		2,449	2,645	2,701	2,828	2,867	2,695	1,838	1,759	1,768	1,760	1,769	1,776	2,218

## ANEXO B: Resultados de las Simulaciones Efectuadas por el MOOSEM

### Costos Marginales Idealizados - US\$/MWh (Escenario 6)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
CMg	Punta	23.3	29.1	38.9	34.2	39.0	29.4	25.7	26.2	29.7	35.2	25.1	28.0	29.7
	Media	22.8	28.7	33.1	32.6	28.8	26.0	21.8	20.6	21.1	24.6	20.1	24.6	29.2
	Base	18.2	22.9	24.6	24.7	23.7	22.9	20.7	20.0	20.0	21.7	19.4	21.1	24.5

### Despacho de la C.T. Kallpa - GWh (Escenario 6)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	10.2	10.6	11.5	17.8	21.9	17.2	16.5	2.3	9.4	22.8	15.8	17.8	15.4
	Media	23.3	30.4	29.5	43.9	56.6	44.6	47.3	6.2	23.6	55.7	46.0	46.0	40.1
	Base	19.6	24.6	24.6	37.0	47.1	37.0	38.3	5.1	19.8	47.1	37.0	38.3	33.4
TG2	Punta	23.4	22.5	24.4	24.4	24.4	17.2	20.3	23.4	22.5	0.0	17.2	24.4	23.4
	Media	60.9	64.6	62.8	59.9	62.8	44.7	58.4	63.7	56.2	0.0	50.2	62.8	60.9
	Base	50.4	52.3	52.3	50.6	52.3	37.1	47.2	52.3	47.2	0.0	40.5	52.3	50.6
TG 3	Punta	24.0	23.0	24.9	24.9	24.9	24.0	23.0	24.0	23.0	25.9	22.1	24.9	24.0
	Media	62.4	66.2	64.3	61.4	64.3	62.4	66.2	65.2	57.6	63.3	64.3	64.3	62.4
	Base	51.8	53.5	53.5	51.8	53.5	51.8	53.5	53.5	48.4	53.5	51.8	53.5	51.8

### Consumo de Gas Natural - MMBTU (Escenario 6)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	127,989	129,592	140,391	192,582	226,189	185,175	177,768	63,657	120,298	234,888	170,361	192,582	171,180
	Media	307,148	372,576	361,777	474,048	582,871	481,455	511,083	173,147	300,745	574,171	496,269	496,269	445,068
	Base	257,422	301,301	301,301	399,978	485,436	399,978	413,310	142,082	252,626	485,436	399,978	413,310	369,749
TG2	Punta	239,328	229,755	248,902	248,902	248,902	188,885	212,181	239,328	229,755	0	185,369	248,902	239,328
	Media	622,254	660,546	641,400	612,681	641,400	491,101	610,019	650,973	574,388	0	539,989	641,400	622,254
	Base	515,899	534,181	534,181	516,949	534,181	407,992	493,320	534,181	482,486	0	435,215	534,181	516,949
TG 3	Punta	243,399	233,663	253,135	253,135	253,135	243,399	233,663	243,399	233,663	262,871	223,927	253,135	243,399
	Media	632,837	671,781	652,309	623,101	652,309	632,837	671,781	662,045	584,158	642,573	652,309	652,309	632,837
	Base	525,742	543,267	543,267	525,742	543,267	525,742	543,267	543,267	490,692	543,267	525,742	543,267	525,742
Total Central		3,472,019	3,676,662	3,676,662	3,847,118	4,167,689	3,556,564	3,866,391	3,252,080	3,268,811	2,743,206	3,629,159	3,975,355	3,766,507

### Ingresos por Potencia - Miles US\$ (Escenario 6)

	Unidad	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
Garantizado	TG1	469	536	537	537	537	537	537	530	531	531	531	531	531
	TG2	521	595	595	595	595	595	596	589	589	589	590	590	590
	TG3	532	608	609	609	609	609	609	602	602	603	603	603	603
Adicional	TG1	152	171	181	289	347	281	26	2	8	17	13	14	121
	TG2	383	364	385	394	385	281	33	18	19	0	14	19	184
	TG3	393	373	395	404	395	393	37	18	19	20	18	19	189
Ingreso por Potencia		2,450	2,647	2,702	2,828	2,868	2,696	1,838	1,759	1,768	1,760	1,769	1,776	2,218

## ANEXO B: Resultados de las Simulaciones Efectuadas por el MOOSEM

### Costos Marginales Idealizados - US\$/MWh (Escenario 7)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
CMg	Punta	23.3	27.0	40.5	33.4	36.5	26.1	20.4	20.6	26.3	34.6	19.9	24.4	31.4
	Media	22.8	24.8	31.2	31.0	24.5	22.1	16.1	13.1	14.8	18.7	13.2	18.9	30.4
	Base	18.2	18.1	21.3	20.7	19.2	16.8	12.0	11.7	12.1	15.0	11.1	15.1	20.5

### Despacho de la C.T. Kallpa - GWh (Escenario 7)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	10.2	9.7	11.5	17.8	21.9	16.9	16.4	2.1	9.4	22.8	15.8	17.8	15.4
	Media	23.3	28.1	29.5	43.9	56.6	42.4	34.2	2.3	9.5	47.0	25.1	43.3	40.1
	Base	19.6	24.3	24.5	35.9	41.4	25.0	13.3	1.3	3.9	21.2	12.0	24.6	31.1
TG2	Punta	23.4	22.5	24.4	24.4	24.4	17.2	20.3	23.4	22.5	0.0	17.2	24.4	23.4
	Media	60.9	64.6	62.8	59.9	62.8	43.7	48.8	36.0	44.0	0.0	36.8	62.5	60.9
	Base	50.4	52.3	52.3	50.5	51.8	28.4	21.5	16.1	17.4	0.0	17.7	43.9	50.6
TG 3	Punta	24.0	23.0	24.9	24.9	24.9	24.0	23.0	24.0	23.0	25.9	22.1	24.9	24.0
	Media	62.4	66.2	64.3	61.4	64.3	62.4	64.7	55.6	57.5	61.3	61.4	64.3	62.4
	Base	51.8	53.5	53.5	51.8	53.5	47.1	34.9	28.3	27.8	37.5	36.7	51.4	51.8

### Consumo de Gas Natural - MMBTU (Escenario 7)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	127,989	122,172	140,391	192,582	226,189	182,946	177,611	62,287	120,298	234,888	170,361	192,582	171,180
	Media	307,148	353,447	361,777	474,048	582,871	463,461	403,556	141,031	185,285	502,761	325,284	474,050	445,068
	Base	257,422	298,540	300,981	390,350	438,888	301,695	209,005	111,142	122,768	273,578	195,020	301,689	351,178
TG2	Punta	239,328	229,755	248,902	248,902	248,902	188,885	212,181	239,328	229,755	0	185,369	248,902	239,328
	Media	622,254	660,546	641,400	612,681	641,400	482,699	531,921	426,440	475,840	0	431,301	639,255	622,254
	Base	515,899	534,181	534,181	516,577	530,224	337,287	285,010	241,209	241,048	0	250,278	466,343	516,949
TG 3	Punta	243,399	233,663	253,135	253,135	253,135	243,399	233,663	243,399	233,663	262,871	223,927	253,135	243,399
	Media	632,837	671,781	652,309	623,101	652,309	632,837	659,347	584,072	583,939	626,360	628,839	652,309	632,837
	Base	525,742	543,267	543,267	525,742	543,267	487,255	392,889	339,456	324,790	413,856	403,887	525,749	525,742
Total Central		3,472,019	3,647,352	3,676,343	3,837,118	4,117,184	3,320,463	3,105,182	2,388,365	2,517,387	2,314,313	2,814,268	3,754,013	3,747,936

### Ingresos por Potencia - Miles US\$ (Escenario 7)

	Unidad	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
Garantizado	TG1	469	536	537	537	537	537	537	530	531	531	531	531	531
	TG2	521	595	595	595	595	595	596	589	589	589	590	590	590
	TG3	532	608	609	609	609	609	609	602	602	603	603	603	603
Adicional	TG1	152	159	181	288	342	261	25	1	7	17	11	13	120
	TG2	383	363	385	394	384	270	31	16	18	0	13	19	184
	TG3	392	372	394	404	394	389	37	18	19	20	17	19	188
Ingreso por Potencia		2,449	2,633	2,701	2,827	2,861	2,661	1,835	1,756	1,766	1,760	1,765	1,775	2,216

## ANEXO B: Resultados de las Simulaciones Efectuadas por el MOOSEM

### Costos Marginales Idealizados - US\$/MWh (Escenario 8)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
CMg	Punta	23.3	27.5	40.5	33.4	36.5	26.1	21.0	21.0	26.3	34.6	20.2	24.5	29.5
	Media	22.8	25.2	31.1	31.0	24.7	22.3	17.0	15.0	15.6	19.4	14.1	19.3	28.5
	Base	18.2	18.7	21.5	20.9	19.6	18.1	15.0	14.1	14.4	16.7	13.4	15.8	20.5

### Despacho de la C.T. Kallpa - GWh (Escenario 8)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	10.2	9.7	11.5	17.8	21.9	17.2	16.5	2.3	9.4	22.8	15.8	17.8	15.4
	Media	23.3	28.1	29.5	43.9	56.6	44.6	47.3	6.0	23.6	55.7	45.9	46.0	40.1
	Base	19.6	24.3	24.6	37.0	47.1	36.3	29.4	3.5	15.4	46.4	31.7	37.7	33.4
TG2	Punta	23.4	22.5	24.4	24.4	24.4	17.2	20.3	23.4	22.5	0.0	17.2	24.4	23.4
	Media	60.9	64.6	62.8	59.9	62.8	44.7	58.4	63.7	56.2	0.0	50.2	62.8	60.9
	Base	50.4	52.3	52.3	50.6	52.3	37.0	44.6	46.7	46.5	0.0	39.5	52.3	50.6
TG 3	Punta	24.0	23.0	24.9	24.9	24.9	24.0	23.0	24.0	23.0	25.9	22.1	24.9	24.0
	Media	62.4	66.2	64.3	61.4	64.3	62.4	66.2	65.2	57.6	63.3	64.3	64.3	62.4
	Base	51.8	53.5	53.5	51.8	53.5	51.8	53.5	52.5	48.4	53.5	51.8	53.5	51.8

### Consumo de Gas Natural - MMBTU (Escenario 8)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	127,989	122,172	140,391	192,582	226,189	185,175	177,768	63,657	120,298	234,888	170,361	192,582	171,180
	Media	307,148	353,842	361,777	474,048	582,871	481,455	511,083	171,284	300,745	574,171	495,310	496,269	445,068
	Base	257,422	299,179	301,301	399,978	485,436	393,464	341,025	128,620	216,416	480,005	356,213	408,884	369,749
TG2	Punta	239,328	229,755	248,902	248,902	248,902	188,885	212,181	239,328	229,755	0	185,369	248,902	239,328
	Media	622,254	660,546	641,400	612,681	641,400	491,101	610,019	650,973	574,388	0	539,989	641,400	622,254
	Base	515,899	534,181	534,181	516,949	534,181	407,051	472,244	489,249	476,972	0	427,074	534,181	516,949
TG 3	Punta	243,399	233,663	253,135	253,135	253,135	243,399	233,663	243,399	233,663	262,871	223,927	253,135	243,399
	Media	632,837	671,781	652,309	623,101	652,309	632,837	671,781	662,045	584,158	642,573	652,309	652,309	632,837
	Base	525,742	543,267	543,267	525,742	543,267	525,742	543,267	534,789	490,692	543,267	525,742	543,267	525,742
Total Central		3,472,019	3,648,386	3,676,662	3,847,118	4,167,689	3,549,109	3,773,031	3,183,346	3,227,087	2,737,775	3,576,294	3,970,928	3,766,507

### Ingresos por Potencia - Miles US\$ (Escenario 8)

	Unidad	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
Garantizado	TG1	469	536	537	537	537	537	537	530	531	531	531	531	531
	TG2	521	595	595	595	595	595	596	589	589	589	590	590	590
	TG3	532	608	609	609	609	609	609	602	602	603	603	603	603
Adicional	TG1	152	159	181	289	347	280	26	2	8	17	13	14	121
	TG2	383	363	385	394	385	281	33	18	19	0	14	19	184
	TG3	392	372	394	404	394	392	37	18	19	20	18	19	188
Ingreso por Potencia		2,449	2,633	2,701	2,828	2,867	2,694	1,838	1,759	1,768	1,760	1,769	1,776	2,217

## ANEXO B: Resultados de las Simulaciones Efectuadas por el MOOSEM

### Costos Marginales Idealizados - US\$/MWh (Escenario 9)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
CMg	Punta	23.3	29.1	38.9	34.2	39.0	29.4	25.7	26.2	29.7	35.2	25.1	28.0	29.7
	Media	22.8	28.7	33.1	32.6	28.8	25.9	21.4	19.8	21.0	24.6	18.7	24.6	29.2
	Base	18.2	22.9	24.6	24.7	23.7	22.1	17.8	18.6	18.6	21.4	16.8	20.8	24.5

### Despacho de la C.T. Kallpa - GWh (Escenario 9)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	10.2	9.8	11.5	17.8	21.9	17.2	16.5	2.3	9.4	22.8	15.8	17.8	15.4
	Media	23.3	27.2	29.5	43.9	56.6	44.6	47.3	6.0	23.6	55.7	45.8	46.0	40.1
	Base	19.6	23.9	24.6	37.0	47.1	36.3	30.3	3.7	16.4	46.6	31.7	37.8	33.4
TG2	Punta	23.4	22.5	24.4	24.4	24.4	17.2	20.3	23.4	22.5	0.0	17.2	24.4	23.4
	Media	60.9	64.6	62.8	59.9	62.8	44.7	58.4	63.7	56.2	0.0	50.2	62.8	60.9
	Base	50.4	52.3	52.3	50.6	52.3	37.0	45.2	46.8	47.2	0.0	39.5	52.3	50.6
TG 3	Punta	24.0	23.0	24.9	24.9	24.9	24.0	23.0	24.0	23.0	25.9	22.1	24.9	24.0
	Media	62.4	66.2	64.3	61.4	64.3	62.4	66.2	65.2	57.6	63.3	64.3	64.3	62.4
	Base	51.8	53.5	53.5	51.8	53.5	51.8	53.5	52.5	48.4	53.5	51.8	53.5	51.8

### Consumo de Gas Natural - MMBTU (Escenario 9)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	127,989	123,380	140,391	192,582	226,189	185,175	177,768	63,657	120,298	234,888	170,361	192,582	171,180
	Media	307,148	346,562	361,777	474,048	582,871	481,455	511,083	171,284	300,745	574,171	495,282	496,269	445,068
	Base	257,422	295,711	301,301	399,978	485,436	393,486	347,665	130,537	224,803	481,694	356,345	409,272	369,749
TG2	Punta	239,328	229,755	248,902	248,902	248,902	188,885	212,181	239,328	229,755	0	185,369	248,902	239,328
	Media	622,254	680,546	641,400	612,681	641,400	491,101	610,019	650,973	574,388	0	539,989	641,400	622,254
	Base	515,899	534,181	534,181	516,949	534,181	407,051	476,858	489,589	482,486	0	427,074	534,181	516,949
TG 3	Punta	243,399	233,663	253,135	253,135	253,135	243,399	233,663	243,399	233,663	262,871	223,927	253,135	243,399
	Media	632,837	671,781	652,309	623,101	652,309	632,837	671,781	662,045	584,158	642,573	652,309	652,309	632,837
	Base	525,742	543,267	543,267	525,742	543,267	525,742	543,267	534,812	490,692	543,267	525,742	543,267	525,742
Total Central		3,472,019	3,638,846	3,676,662	3,847,118	4,167,689	3,549,132	3,784,284	3,185,624	3,240,989	2,739,464	3,576,400	3,971,316	3,766,507

### Ingresos por Potencia - Miles US\$ (Escenario 9)

	Unidad	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
Garantizado	TG1	469	536	537	537	537	537	537	530	531	531	531	531	531
	TG2	521	595	595	595	595	595	596	589	589	589	590	590	590
	TG3	532	608	609	609	609	609	609	602	602	603	603	603	603
Adicional	TG1	152	156	181	289	347	280	26	2	8	17	13	14	121
	TG2	383	364	385	394	385	281	33	18	19	0	14	19	184
	TG3	393	373	395	404	395	393	37	18	19	20	18	19	189
Ingreso por Potencia		2,450	2,632	2,702	2,828	2,868	2,695	1,838	1,759	1,768	1,760	1,769	1,776	2,218

## ANEXO B: Resultados de las Simulaciones Efectuadas por el MOOSEM

### Costos Marginales Idealizados - US\$/MWh (Escenario 10)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
CMg	Punta	23.3	27.2	40.6	33.5	36.6	27.3	23.2	22.7	26.5	34.7	21.6	24.7	30.8
	Media	22.8	25.5	31.3	31.1	25.5	24.0	20.5	18.9	18.8	21.9	18.2	21.2	29.7
	Base	18.2	20.8	22.7	22.1	21.8	20.3	17.2	17.6	16.6	19.7	16.5	18.9	22.1

### Despacho de la C.T. Kallpa - GWh (Escenario 10)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	10.2	10.6	11.5	17.8	21.9	17.2	16.5	2.3	9.4	22.8	15.8	17.8	15.4
	Media	23.3	30.4	29.5	43.9	56.6	44.6	47.3	6.2	23.6	55.7	46.0	46.0	40.1
	Base	19.6	24.6	24.6	37.0	47.1	35.8	29.3	3.5	12.4	46.0	30.6	37.9	33.4
TG2	Punta	23.4	22.5	24.4	24.4	24.4	17.2	20.3	23.4	22.5	0.0	17.2	24.4	23.4
	Media	60.9	64.6	62.8	59.9	62.8	44.7	58.4	63.7	56.2	0.0	50.2	62.8	60.9
	Base	50.4	52.3	52.3	50.6	52.3	37.1	45.8	47.4	43.7	0.0	40.3	52.3	50.6
TG 3	Punta	24.0	23.0	24.9	24.9	24.9	24.0	23.0	24.0	23.0	25.9	22.1	24.9	24.0
	Media	62.4	66.2	64.3	61.4	64.3	62.4	66.2	65.2	57.6	63.3	64.3	64.3	62.4
	Base	51.8	53.5	53.5	51.8	53.5	51.8	53.5	53.3	48.4	53.5	51.8	53.5	51.8

### Consumo de Gas Natural - MMBTU (Escenario 10)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	127,989	129,592	140,391	192,582	226,189	185,175	177,768	63,657	120,298	234,888	170,361	192,582	171,180
	Media	307,148	372,576	361,777	474,048	582,871	481,455	511,083	173,036	300,745	574,171	496,269	496,269	445,068
	Base	257,422	301,301	301,301	399,978	485,436	389,843	339,520	128,917	191,623	476,400	347,425	410,390	369,749
TG2	Punta	239,328	229,755	248,902	248,902	248,902	188,885	212,181	239,328	229,755	0	185,369	248,902	239,328
	Media	622,254	660,546	641,400	612,681	641,400	491,101	610,019	650,973	574,388	0	539,989	641,400	622,254
	Base	515,899	534,181	534,181	516,949	534,181	407,992	481,968	494,450	453,912	0	433,508	534,181	516,949
TG 3	Punta	243,399	233,663	253,135	253,135	253,135	243,399	233,663	243,399	233,663	262,871	223,927	253,135	243,399
	Media	632,837	671,781	652,309	623,101	652,309	632,837	671,781	662,045	584,158	642,573	652,309	652,309	632,837
	Base	525,742	543,267	543,267	525,742	543,267	525,742	543,267	541,440	490,692	543,267	525,742	543,267	525,742
Total Central		3,472,019	3,676,662	3,676,662	3,847,118	4,167,689	3,546,429	3,781,249	3,197,246	3,179,235	2,734,170	3,574,899	3,972,434	3,766,507

### Ingresos por Potencia - Miles US\$ (Escenario 10)

	Unidad	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
Garantizado	TG1	469	536	537	537	537	537	537	530	531	531	531	531	531
	TG2	521	595	595	595	595	595	596	589	589	589	590	590	590
	TG3	532	608	609	609	609	609	609	602	602	603	603	603	603
Adicional	TG1	152	171	181	289	347	280	26	2	8	17	13	14	121
	TG2	383	363	385	394	385	281	33	18	19	0	14	19	184
	TG3	392	372	394	404	394	392	37	18	19	20	18	19	189
Ingreso por Potencia		2,449	2,645	2,701	2,828	2,867	2,694	1,838	1,759	1,768	1,760	1,769	1,776	2,218

## ANEXO B: Resultados de las Simulaciones Efectuadas por el MOOSEM

### Costos Marginales Idealizados - US\$/MWh (Escenario 11)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
CMg	Punta	23.3	27.2	40.6	33.5	36.6	27.3	23.2	22.7	26.5	34.7	21.6	24.7	30.8
	Media	22.8	25.5	31.3	31.1	25.5	24.0	20.6	19.0	19.0	21.9	18.3	21.2	29.7
	Base	18.2	20.8	22.7	22.1	21.8	20.5	17.7	18.0	17.1	19.8	16.8	18.9	22.1

### Despacho de la C.T. Kallpa - GWh (Escenario 11)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	10.2	10.6	11.5	17.8	21.9	17.2	16.5	2.3	9.4	22.8	15.8	17.8	15.4
	Media	23.3	30.4	29.5	43.9	56.6	44.6	47.3	6.2	23.6	55.7	46.0	46.0	40.1
	Base	19.6	24.6	24.6	37.0	47.1	37.0	38.3	5.1	19.8	47.1	37.0	38.3	33.4
TG2	Punta	23.4	22.5	24.4	24.4	24.4	17.2	20.3	23.4	22.5	0.0	17.2	24.4	23.4
	Media	60.9	64.6	62.8	59.9	62.8	44.7	58.4	63.7	56.2	0.0	50.2	62.8	60.9
	Base	50.4	52.3	52.3	50.6	52.3	37.1	47.2	52.3	47.2	0.0	40.5	52.3	50.6
TG 3	Punta	24.0	23.0	24.9	24.9	24.9	24.0	23.0	24.0	23.0	25.9	22.1	24.9	24.0
	Media	62.4	66.2	64.3	61.4	64.3	62.4	66.2	65.2	57.6	63.3	64.3	64.3	62.4
	Base	51.8	53.5	53.5	51.8	53.5	51.8	53.5	53.5	48.4	53.5	51.8	53.5	51.8

### Consumo de Gas Natural - MMBTU (Escenario 11)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	127,989	129,592	140,391	192,582	226,189	185,175	177,768	63,657	120,298	234,888	170,361	192,582	171,180
	Media	307,148	372,576	361,777	474,048	582,871	481,455	511,083	173,147	300,745	574,171	496,269	496,269	445,068
	Base	257,422	301,301	301,301	399,978	485,436	399,978	413,310	142,082	252,626	485,436	399,978	413,310	369,749
TG2	Punta	239,328	229,755	248,902	248,902	248,902	188,885	212,181	239,328	229,755	0	185,369	248,902	239,328
	Media	622,254	660,546	641,400	612,681	641,400	491,101	610,019	650,973	574,388	0	539,989	641,400	622,254
	Base	515,899	534,181	534,181	516,949	534,181	407,992	493,320	534,181	482,486	0	435,215	534,181	516,949
TG 3	Punta	243,399	233,663	253,135	253,135	253,135	243,399	233,663	243,399	233,663	262,871	223,927	253,135	243,399
	Media	632,837	671,781	652,309	623,101	652,309	632,837	671,781	662,045	584,158	642,573	652,309	652,309	632,837
	Base	525,742	543,267	543,267	525,742	543,267	525,742	543,267	543,267	490,692	543,267	525,742	543,267	525,742
Total Central		3,472,019	3,676,662	3,676,662	3,847,118	4,167,689	3,556,564	3,866,391	3,252,080	3,268,811	2,743,206	3,629,159	3,975,355	3,766,507

### Ingresos por Potencia - Miles US\$ (Escenario 11)

	Unidad	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
Garantizado	TG1	469	536	537	537	537	537	537	530	531	531	531	531	531
	TG2	521	595	595	595	595	595	596	589	589	589	590	590	590
	TG3	532	608	609	609	609	609	609	602	602	603	603	603	603
Adicional	TG1	152	171	181	289	347	281	26	2	8	17	13	14	121
	TG2	383	363	385	394	385	281	33	18	19	0	14	19	184
	TG3	392	372	394	404	394	392	37	18	19	20	18	19	189
Ingreso por Potencia		2,449	2,645	2,701	2,828	2,867	2,695	1,838	1,759	1,768	1,760	1,769	1,776	2,218

## ANEXO B: Resultados de las Simulaciones Efectuadas por el MOOSEM

### Costos Marginales Idealizados - US\$/MWh (Escenario 12)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
CMg	Punta	23.3	29.1	38.9	34.2	39.0	29.4	25.7	26.2	29.7	35.2	25.1	28.0	29.7
	Media	22.8	28.7	33.1	32.6	28.8	26.0	21.8	20.6	21.1	24.6	20.1	24.6	29.2
	Base	18.2	22.9	24.6	24.7	23.7	22.9	20.7	20.0	20.0	21.7	19.4	21.1	24.5

### Despacho de la C.T. Kallpa - GWh (Escenario 12)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	10.2	10.6	11.5	17.8	21.9	17.2	16.5	2.3	9.4	22.8	15.8	17.8	15.4
	Media	23.3	30.4	29.5	43.9	56.6	44.6	47.3	6.2	23.6	55.7	46.0	46.0	40.1
	Base	19.6	24.6	24.6	37.0	47.1	37.0	38.3	5.1	19.8	47.1	37.0	38.3	33.4
TG2	Punta	23.4	22.5	24.4	24.4	24.4	17.2	20.3	23.4	22.5	0.0	17.2	24.4	23.4
	Media	60.9	64.6	62.8	59.9	62.8	44.7	58.4	63.7	56.2	0.0	50.2	62.8	60.9
	Base	50.4	52.3	52.3	50.6	52.3	37.1	47.2	52.3	47.2	0.0	40.5	52.3	50.6
TG 3	Punta	24.0	23.0	24.9	24.9	24.9	24.0	23.0	24.0	23.0	25.9	22.1	24.9	24.0
	Media	62.4	66.2	64.3	61.4	64.3	62.4	66.2	65.2	57.6	63.3	64.3	64.3	62.4
	Base	51.8	53.5	53.5	51.8	53.5	51.8	53.5	53.5	48.4	53.5	51.8	53.5	51.8

### Consumo de Gas Natural - MMBTU (Escenario 12)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	127,989	129,592	140,391	192,582	226,189	185,175	177,768	63,657	120,298	234,888	170,361	192,582	171,180
	Media	307,148	372,576	361,777	474,048	582,871	481,455	511,083	173,147	300,745	574,171	496,269	496,269	445,068
	Base	257,422	301,301	301,301	399,978	485,436	399,978	413,310	142,082	252,626	485,436	399,978	413,310	369,749
TG2	Punta	239,328	229,755	248,902	248,902	248,902	188,885	212,181	239,328	229,755	0	185,369	248,902	239,328
	Media	622,254	660,546	641,400	612,681	641,400	491,101	610,019	650,973	574,388	0	539,989	641,400	622,254
	Base	515,899	534,181	534,181	516,949	534,181	407,992	493,320	534,181	482,486	0	435,215	534,181	516,949
TG 3	Punta	243,399	233,663	253,135	253,135	253,135	243,399	233,663	243,399	233,663	262,871	223,927	253,135	243,399
	Media	632,837	671,781	652,309	623,101	652,309	632,837	671,781	662,045	584,158	642,573	652,309	652,309	632,837
	Base	525,742	543,267	543,267	525,742	543,267	525,742	543,267	543,267	490,692	543,267	525,742	543,267	525,742
Total Central		3,472,019	3,676,662	3,676,662	3,847,118	4,167,689	3,556,564	3,866,391	3,252,080	3,268,811	2,743,206	3,629,159	3,975,355	3,766,507

### Ingresos por Potencia - Miles US\$ (Escenario 12)

	Unidad	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
Garantizado	TG1	469	536	537	537	537	537	537	530	531	531	531	531	531
	TG2	521	595	595	595	595	595	596	589	589	589	590	590	590
	TG3	532	608	609	609	609	609	609	602	602	603	603	603	603
Adicional	TG1	152	171	181	289	347	281	26	2	8	17	13	14	121
	TG2	383	364	385	394	385	281	33	18	19	0	14	19	184
	TG3	393	373	395	404	395	393	37	18	19	20	18	19	189
Ingreso por Potencia		2,450	2,647	2,702	2,828	2,868	2,696	1,838	1,759	1,768	1,760	1,769	1,776	2,218

## ANEXO B: Resultados de las Simulaciones Efectuadas por el MOOSEM

### Costos Marginales Idealizados - US\$/MWh (Escenario 13)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
CMg	Punta	23.3	27.4	40.6	33.5	36.7	27.4	23.5	23.0	26.7	34.8	21.9	24.9	30.9
	Media	22.8	25.7	31.4	31.2	25.7	24.3	20.7	17.6	20.0	21.8	18.6	21.6	29.7
	Base	18.2	21.1	22.9	22.3	22.1	20.1	15.0	15.9	16.1	18.7	15.1	19.2	22.4

### Despacho de la C.T. Kallpa - GWh (Escenario 13)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	10.2	9.6	11.5	17.8	21.9	14.2	11.0	0.9	3.6	18.9	9.5	15.7	15.4
	Media	23.3	27.8	29.5	42.3	47.3	30.8	19.0	1.7	4.6	22.1	11.1	32.8	40.1
	Base	19.6	17.4	22.4	27.0	20.5	13.7	8.8	0.4	2.5	9.7	5.9	15.5	25.5
TG2	Punta	23.4	22.5	24.4	24.4	24.4	15.8	15.5	11.2	16.4	0.0	13.8	24.2	23.4
	Media	60.9	64.6	62.8	59.9	62.4	37.6	32.8	16.1	16.3	0.0	16.8	56.8	60.9
	Base	50.4	47.6	52.1	44.9	33.1	15.9	13.7	8.4	9.9	0.0	9.0	30.8	47.1
TG 3	Punta	24.0	23.0	24.9	24.9	24.9	24.0	21.5	18.8	23.0	25.2	21.3	24.9	24.0
	Media	62.4	66.2	64.3	61.4	64.3	61.0	52.2	27.6	27.7	42.1	36.7	63.4	62.4
	Base	51.8	53.4	53.5	51.1	47.7	34.6	22.5	12.6	13.2	20.3	22.4	43.2	51.8

### Consumo de Gas Natural - MMBTU (Escenario 13)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	127,989	121,986	140,391	192,582	226,189	161,008	133,360	52,320	72,141	202,981	119,160	175,220	171,180
	Media	307,148	351,302	361,777	460,989	507,502	368,440	279,608	136,082	145,539	299,162	210,956	388,571	445,068
	Base	257,422	242,889	283,115	317,681	268,079	209,219	171,790	103,430	111,021	179,160	145,404	227,327	305,183
TG2	Punta	239,328	229,755	248,902	248,902	248,902	177,680	173,364	140,326	180,659	0	157,687	248,006	239,328
	Media	622,254	660,546	641,400	612,681	638,196	433,651	402,344	264,874	251,414	0	268,690	593,342	622,254
	Base	515,899	496,259	532,576	471,147	378,763	236,251	221,287	178,865	179,795	0	179,814	359,836	489,004
TG 3	Punta	243,399	233,663	253,135	253,135	253,135	243,399	221,309	201,349	233,663	257,187	217,850	253,135	243,399
	Media	632,837	671,781	652,309	623,101	652,309	621,991	558,370	357,845	342,873	471,027	428,976	644,784	632,837
	Base	525,742	542,139	543,267	519,785	496,259	386,738	292,809	212,435	206,518	274,931	288,339	459,285	525,742
Total Central		3,472,019	3,550,321	3,656,871	3,700,004	3,669,334	2,838,378	2,454,243	1,647,526	1,723,623	1,684,449	2,016,876	3,349,506	3,673,996

### Ingresos por Potencia - Miles US\$ (Escenario 13)

	Unidad	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
Garantizado	TG1	469	536	537	537	537	537	537	530	531	531	531	531	531
	TG2	521	595	595	595	595	595	596	589	589	589	590	590	590
	TG3	532	608	609	609	609	609	609	602	602	603	603	603	603
Adicional	TG1	152	153	179	274	290	194	16	1	3	13	7	12	118
	TG2	383	360	385	390	369	230	24	8	12	0	10	18	183
	TG3	392	372	394	403	390	374	33	13	17	18	16	19	189
Ingreso por Potencia		2,449	2,624	2,699	2,808	2,790	2,539	1,815	1,743	1,754	1,754	1,757	1,773	2,214

## ANEXO B: Resultados de las Simulaciones Efectuadas por el MOOSEM

### Costos Marginales Idealizados - US\$/MWh (Escenario 14)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
CMg	Punta	23.3	27.4	40.6	33.5	36.7	27.4	23.5	23.0	26.7	34.8	21.9	24.9	30.9
	Media	22.8	25.7	31.4	31.2	25.7	24.3	21.0	18.9	20.0	22.0	18.9	21.6	29.7
	Base	18.2	21.1	22.9	22.3	22.1	21.0	18.1	17.9	18.1	19.8	17.3	19.4	22.4

### Despacho de la C.T. Kallpa - GWh (Escenario 14)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	10.2	9.6	11.5	17.8	21.9	14.2	11.0	0.9	3.5	18.9	9.5	15.7	15.4
	Media	23.3	27.8	29.5	42.3	47.3	30.8	19.0	1.8	4.6	22.1	11.1	32.8	40.1
	Base	19.6	17.4	22.4	27.0	20.5	13.7	8.8	0.4	2.5	9.7	5.9	15.5	25.5
TG2	Punta	23.4	22.5	24.4	24.4	24.4	15.8	16.3	11.6	16.4	0.0	13.8	24.3	23.4
	Media	60.9	64.6	62.8	59.9	62.4	37.6	32.9	16.5	16.3	0.0	16.8	56.8	60.9
	Base	50.4	47.6	52.1	44.9	33.1	15.9	13.7	8.4	9.9	0.0	9.0	30.8	47.1
TG 3	Punta	24.0	23.0	24.9	24.9	24.9	24.0	21.8	18.9	23.0	25.3	21.3	24.9	24.0
	Media	62.4	66.2	64.3	61.4	64.3	61.0	52.4	27.9	27.7	42.4	36.7	63.4	62.4
	Base	51.8	53.4	53.5	51.1	47.7	34.6	22.6	12.8	13.2	20.0	22.4	43.2	51.8

### Consumo de Gas Natural - MMBTU (Escenario 14)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	127,989	121,986	140,391	192,582	226,189	161,008	133,301	52,187	72,132	203,345	119,160	175,220	171,180
	Media	307,148	351,302	361,777	460,989	507,502	368,440	279,552	136,693	145,539	299,621	210,956	388,571	445,068
	Base	257,422	242,889	283,115	317,681	268,079	209,219	171,836	103,476	111,021	179,229	145,404	227,327	305,183
TG2	Punta	239,328	229,755	248,902	248,902	248,902	177,680	179,764	143,204	180,659	0	157,687	248,280	239,328
	Media	622,254	660,546	641,400	612,681	638,196	433,651	403,351	268,567	251,414	0	268,690	593,342	622,254
	Base	515,899	496,259	532,576	471,147	378,763	236,251	221,287	179,001	179,795	0	179,814	359,836	489,004
TG 3	Punta	243,399	233,663	253,135	253,135	253,135	243,399	223,743	202,379	233,663	257,842	217,850	253,135	243,399
	Media	632,837	671,781	652,309	623,101	652,309	621,991	560,433	360,098	342,873	473,667	428,976	645,190	632,837
	Base	525,742	542,139	543,267	519,785	496,259	386,738	292,832	214,396	206,681	272,023	288,339	459,285	525,742
Total Central		3,472,019	3,550,321	3,656,871	3,700,004	3,669,334	2,838,378	2,466,100	1,660,001	1,723,776	1,685,726	2,016,876	3,350,186	3,673,996

### Ingresos por Potencia - Miles US\$ (Escenario 14)

	Unidad	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
Garantizado	TG1	469	536	537	537	537	537	537	530	531	531	531	531	531
	TG2	521	595	595	595	595	595	596	589	589	589	590	590	590
	TG3	532	608	609	609	609	609	609	602	602	603	603	603	603
Adicional	TG1	152	153	179	274	290	194	16	1	3	13	7	12	118
	TG2	383	360	385	390	369	230	25	8	12	0	10	18	183
	TG3	392	372	394	403	390	374	34	13	17	18	16	19	189
Ingreso por Potencia		2,449	2,624	2,699	2,808	2,790	2,539	1,817	1,743	1,754	1,754	1,757	1,773	2,214

## ANEXO B: Resultados de las Simulaciones Efectuadas por el MOOSEM

### Costos Marginales Idealizados - US\$/MWh (Escenario 15)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
CMg	Punta	23.3	29.1	38.9	34.2	39.0	29.4	25.8	26.3	29.7	35.2	25.1	28.0	29.7
	Media	22.8	28.7	33.1	32.6	28.9	26.1	22.0	20.8	21.2	24.7	20.4	24.7	29.2
	Base	18.2	23.0	24.7	24.7	23.8	23.1	21.1	20.3	20.3	21.9	19.8	21.3	24.6

### Despacho de la C.T. Kallpa - GWh (Escenario 15)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	10.2	9.5	11.5	17.8	21.9	16.7	13.8	1.2	8.7	22.8	14.7	17.8	15.4
	Media	23.3	27.4	29.5	43.9	56.6	41.9	31.7	2.0	5.6	41.5	20.2	42.2	40.1
	Base	19.6	21.4	24.3	33.6	36.1	21.3	13.7	1.3	3.9	20.9	11.4	27.0	31.7
TG2	Punta	23.4	22.5	24.4	24.4	24.4	17.2	19.6	18.1	22.5	0.0	17.2	24.4	23.4
	Media	60.9	64.6	62.8	59.9	62.8	44.0	46.8	29.4	27.7	0.0	30.5	62.6	60.9
	Base	50.4	52.2	52.3	50.3	50.0	27.1	25.5	14.7	14.2	0.0	17.1	46.1	50.6
TG 3	Punta	24.0	23.0	24.9	24.9	24.9	24.0	23.0	24.0	23.0	25.9	22.1	24.9	24.0
	Media	62.4	66.2	64.3	61.4	64.3	62.4	64.5	54.4	57.1	63.2	57.7	64.3	62.4
	Base	51.8	53.5	53.5	51.8	53.5	50.2	48.5	30.2	34.1	47.7	37.7	53.2	51.8

### Consumo de Gas Natural - MMBTU (Escenario 15)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	127,989	121,024	140,391	192,582	226,189	181,648	156,364	54,978	114,184	234,888	161,925	192,582	171,180
	Media	307,148	347,606	361,777	474,048	582,871	459,633	383,439	138,139	153,464	458,122	285,750	465,173	445,068
	Base	257,422	275,380	299,065	372,089	395,787	270,913	212,291	111,165	122,150	271,479	190,317	321,289	356,323
TG2	Punta	239,328	229,755	248,902	248,902	248,902	188,885	206,783	196,271	229,755	0	185,080	248,902	239,328
	Media	622,254	660,546	641,400	612,681	641,400	485,649	515,926	373,117	343,178	0	380,337	639,880	622,254
	Base	515,899	533,480	534,181	515,002	516,091	326,914	317,573	229,790	215,354	0	245,770	484,207	516,949
TG 3	Punta	243,399	233,663	253,135	253,135	253,135	243,399	233,663	243,399	233,663	262,871	223,927	253,135	243,399
	Media	632,837	671,781	652,309	623,101	652,309	632,837	657,786	574,044	580,109	641,427	598,682	652,309	632,837
	Base	525,742	543,267	543,267	525,742	543,267	512,825	502,414	354,877	375,109	496,124	411,284	540,719	525,742
Total Central		3,472,019	3,616,503	3,674,426	3,817,281	4,059,950	3,302,705	3,186,239	2,275,779	2,366,965	2,364,911	2,683,073	3,798,195	3,753,081

### Ingresos por Potencia - Miles US\$ (Escenario 15)

	Unidad	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
Garantizado	TG1	469	536	537	537	537	537	537	530	531	531	531	531	531
	TG2	521	595	595	595	595	595	596	589	589	589	590	590	590
	TG3	532	608	609	609	609	609	609	602	602	603	603	603	603
Adicional	TG1	152	153	181	286	339	256	21	1	6	16	10	13	121
	TG2	383	364	385	394	383	271	30	13	17	0	13	19	184
	TG3	393	373	395	404	395	391	37	18	19	20	17	19	189
Ingreso por Potencia		2,450	2,629	2,702	2,825	2,858	2,659	1,830	1,753	1,764	1,759	1,764	1,775	2,218

## ANEXO B: Resultados de las Simulaciones Efectuadas por el MOOSEM

### Costos Marginales Idealizados - US\$/MWh (Escenario 16)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
CMg	Punta	23.3	27.4	40.6	33.5	36.7	27.4	23.5	23.0	26.7	34.9	22.1	25.2	31.1
	Media	22.8	25.7	31.4	31.2	25.7	24.3	21.3	19.6	20.1	22.2	19.1	21.5	29.9
	Base	18.2	21.1	22.9	22.3	22.1	21.5	19.9	19.1	19.4	20.5	18.7	19.5	22.4

### Despacho de la C.T. Kallpa - GWh (Escenario 16)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	10.2	9.6	11.5	17.8	21.9	14.2	10.2	0.9	3.5	19.3	9.6	15.7	15.4
	Media	23.3	27.8	29.5	42.3	47.3	30.8	21.0	1.7	4.6	22.2	11.1	32.8	40.1
	Base	19.6	17.4	22.4	27.0	20.5	13.7	8.7	0.4	2.5	9.9	5.9	15.5	25.5
TG2	Punta	23.4	22.5	24.4	24.4	24.4	15.8	15.3	12.6	17.4	0.0	13.8	24.3	23.4
	Media	60.9	64.6	62.8	59.9	62.4	37.6	34.4	16.7	16.2	0.0	16.7	56.8	60.9
	Base	50.4	47.6	52.1	44.9	33.1	15.9	13.1	8.5	9.9	0.0	9.0	30.8	47.1
TG 3	Punta	24.0	23.0	24.9	24.9	24.9	24.0	21.5	19.3	23.0	25.5	21.4	24.9	24.0
	Media	62.4	66.2	64.3	61.4	64.3	61.0	53.7	27.9	27.9	41.4	36.6	63.4	62.4
	Base	51.8	53.4	53.5	51.1	47.7	34.6	21.1	12.6	13.7	20.5	22.4	43.2	51.8

### Consumo de Gas Natural - MMBTU (Escenario 16)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	127,989	121,986	140,391	192,582	226,189	161,008	126,863	52,207	71,768	206,569	119,565	175,454	171,180
	Media	307,148	351,302	361,777	460,989	507,502	368,440	295,380	136,193	145,588	299,891	210,956	388,927	445,068
	Base	257,422	242,889	283,115	317,681	268,079	209,219	171,585	103,384	111,000	180,871	145,404	227,327	305,183
TG2	Punta	239,328	229,755	248,902	248,902	248,902	177,680	171,662	151,997	188,702	0	157,659	248,733	239,328
	Media	622,254	660,546	641,400	612,681	638,196	433,651	415,738	270,110	250,028	0	268,527	593,342	622,254
	Base	515,899	496,259	532,576	471,147	378,763	236,251	216,742	179,386	179,775	0	179,814	359,836	489,004
TG 3	Punta	243,399	233,663	253,135	253,135	253,135	243,399	221,338	205,530	233,663	259,184	218,231	253,135	243,399
	Media	632,837	671,781	652,309	623,101	652,309	621,965	570,386	380,455	344,691	465,427	428,949	645,190	632,837
	Base	525,742	542,139	543,267	519,785	496,259	386,738	281,063	212,773	210,285	276,441	288,339	459,285	525,742
Total Central	3,472,019	3,550,321	3,656,871	3,700,004	3,669,334	2,838,352	2,470,759	1,672,036	1,735,501	1,688,384	2,017,443	3,351,229	3,673,996	

### Ingresos por Potencia - Miles US\$ (Escenario 16)

	Unidad	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
Garantizado	TG1	469	536	537	537	537	537	537	530	531	531	531	531	531
	TG2	521	595	595	595	595	595	596	589	589	589	590	590	590
	TG3	532	608	609	609	609	609	609	602	602	603	603	603	603
Adicional	TG1	152	153	179	274	290	194	15	1	3	13	7	12	118
	TG2	383	360	385	390	369	230	23	9	13	0	10	18	183
	TG3	392	372	394	403	390	374	34	13	17	18	16	19	189
Ingreso por Potencia	2,449	2,624	2,699	2,808	2,790	2,539	1,814	1,744	1,755	1,754	1,757	1,773	2,214	

## ANEXO B: Resultados de las Simulaciones Efectuadas por el MOOSEM

### Costos Marginales Idealizados - US\$/MWh (Escenario 17)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
CMg	Punta	23.3	27.4	40.6	33.5	36.7	27.4	23.5	23.0	26.7	34.9	22.1	25.2	31.1
	Media	22.8	25.7	31.4	31.2	25.7	24.3	21.3	19.6	20.1	22.2	19.1	21.5	29.9
	Base	18.2	21.1	22.9	22.3	22.1	21.5	19.9	19.1	19.4	20.5	18.7	19.5	22.4

### Despacho de la C.T. Kallpa - GWh (Escenario 17)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	10.2	9.6	11.5	17.8	21.9	14.2	10.2	0.9	3.5	19.3	9.6	15.7	15.4
	Media	23.3	27.8	29.5	42.3	47.3	30.8	21.0	1.7	4.6	22.2	11.1	32.8	40.1
	Base	19.6	17.4	22.4	27.0	20.5	13.7	8.7	0.4	2.5	9.9	5.9	15.5	25.5
TG2	Punta	23.4	22.5	24.4	24.4	24.4	15.8	15.3	12.6	17.4	0.0	13.8	24.3	23.4
	Media	60.9	64.6	62.8	59.9	62.4	37.6	34.4	16.7	16.2	0.0	16.7	56.8	60.9
	Base	50.4	47.6	52.1	44.9	33.1	15.9	13.1	8.5	9.9	0.0	9.0	30.8	47.1
TG 3	Punta	24.0	23.0	24.9	24.9	24.9	24.0	21.5	19.3	23.0	25.5	21.4	24.9	24.0
	Media	62.4	66.2	64.3	61.4	64.3	61.0	53.7	27.9	27.9	41.4	36.6	63.4	62.4
	Base	51.8	53.4	53.5	51.1	47.7	34.6	21.1	12.6	13.7	20.5	22.4	43.2	51.8

### Consumo de Gas Natural - MMBTU (Escenario 17)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	127,989	121,986	140,391	192,582	226,189	161,008	126,863	52,207	71,768	206,569	119,565	175,454	171,180
	Media	307,148	351,302	361,777	460,989	507,502	368,440	295,380	136,193	145,588	299,891	210,956	388,927	445,068
	Base	257,422	242,889	283,115	317,681	268,079	209,219	171,585	103,384	111,000	180,871	145,404	227,327	305,183
TG2	Punta	239,328	229,755	248,902	248,902	248,902	177,680	171,662	151,997	188,702	0	157,659	248,733	239,328
	Media	622,254	660,546	641,400	612,681	638,196	433,651	415,738	270,110	250,028	0	268,527	593,342	622,254
	Base	515,899	496,259	532,576	471,147	378,763	236,251	216,742	179,386	179,775	0	179,814	359,836	489,004
TG 3	Punta	243,399	233,663	253,135	253,135	253,135	243,399	221,338	205,530	233,663	259,184	218,231	253,135	243,399
	Media	632,837	671,781	652,309	623,101	652,309	621,965	570,386	360,455	344,691	465,427	428,949	645,190	632,837
	Base	525,742	542,139	543,267	519,785	496,259	386,738	281,063	212,773	210,285	276,441	288,339	459,285	525,742
Total Central		3,472,019	3,550,321	3,656,871	3,700,004	3,669,334	2,838,352	2,470,759	1,672,036	1,735,501	1,688,384	2,017,443	3,351,229	3,673,996

### Ingresos por Potencia - Miles US\$ (Escenario 17)

	Unidad	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
Garantizado	TG1	469	536	537	537	537	537	537	530	531	531	531	531	531
	TG2	521	595	595	595	595	595	596	589	589	589	590	590	590
	TG3	532	608	609	609	609	609	609	602	602	603	603	603	603
Adicional	TG1	152	153	179	274	290	194	15	1	3	13	7	12	118
	TG2	383	360	385	390	369	230	23	9	13	0	10	18	183
	TG3	392	372	394	403	390	374	34	13	17	18	16	19	189
Ingreso por Potencia		2,449	2,624	2,699	2,808	2,790	2,539	1,814	1,744	1,755	1,754	1,757	1,773	2,214

## ANEXO B: Resultados de las Simulaciones Efectuadas por el MOOSEM

### Costos Marginales Idealizados - US\$/MWh (Escenario 18)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
CMg	Punta	23.3	29.1	38.9	34.2	39.0	29.4	25.8	26.3	29.7	35.2	25.1	28.0	29.7
	Media	22.8	28.7	33.1	32.6	28.9	26.1	21.9	20.8	21.2	24.7	20.4	24.7	29.2
	Base	18.2	23.0	24.7	24.7	23.8	23.1	21.1	20.2	20.3	21.9	19.8	21.3	24.6

### Despacho de la C.T. Kallpa - GWh (Escenario 18)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	10.2	9.5	11.5	17.8	21.9	16.7	13.8	1.2	8.7	22.8	14.8	17.8	15.4
	Media	23.3	27.4	29.5	43.9	56.6	41.9	31.9	1.9	5.6	41.5	20.2	42.2	40.1
	Base	19.6	21.4	24.3	33.6	36.1	21.3	14.0	1.3	3.9	20.9	11.4	27.0	31.7
TG2	Punta	23.4	22.5	24.4	24.4	24.4	17.2	19.9	18.5	22.5	0.0	17.2	24.4	23.4
	Media	60.9	64.6	62.8	59.9	62.8	44.0	47.0	30.7	26.9	0.0	30.6	62.6	60.9
	Base	50.4	52.2	52.3	50.3	50.0	27.1	33.2	18.2	15.1	0.0	17.1	46.1	50.6
TG 3	Punta	24.0	23.0	24.9	24.9	24.9	24.0	23.0	24.0	23.0	25.9	22.1	24.9	24.0
	Media	62.4	66.2	64.3	61.4	64.3	62.4	64.5	56.4	57.1	63.2	57.7	64.3	62.4
	Base	51.8	53.5	53.5	51.8	53.5	50.2	49.1	43.4	33.5	47.7	37.6	53.2	51.8

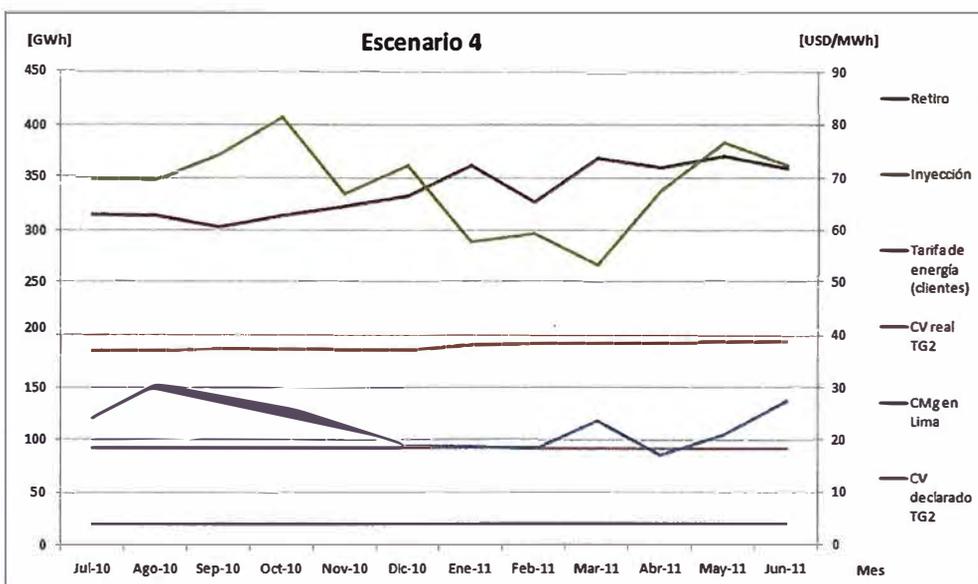
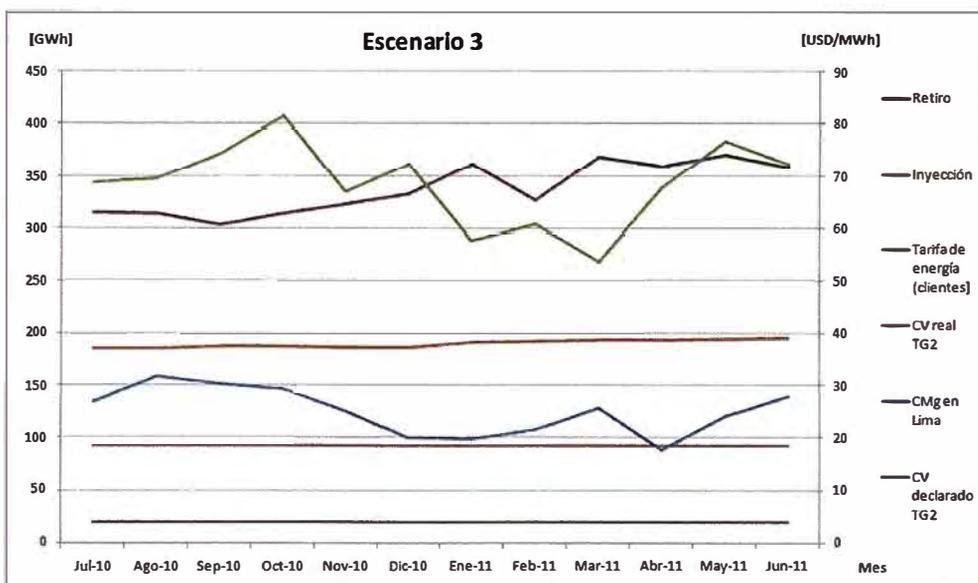
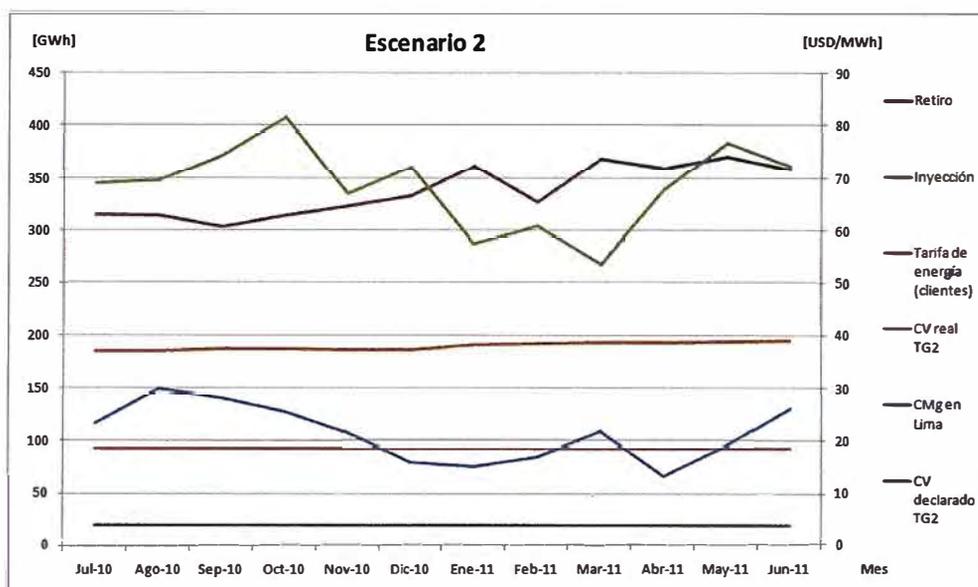
### Consumo de Gas Natural - MMBTU (Escenario 18)

	Bloque	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
TG1	Punta	127,989	121,024	140,391	192,582	226,189	181,495	156,246	54,978	114,547	234,888	162,019	192,582	171,180
	Media	307,148	347,606	361,777	474,048	582,871	459,793	384,991	138,056	153,169	458,122	285,860	465,173	445,068
	Base	257,422	275,380	299,065	372,089	395,787	270,913	214,778	111,165	122,150	271,479	190,273	321,289	356,323
TG2	Punta	239,328	229,755	248,902	248,902	248,902	188,885	208,825	199,746	229,755	0	185,080	248,902	239,328
	Media	622,254	660,546	641,400	612,681	641,400	485,649	517,297	383,534	336,905	0	380,419	639,880	622,254
	Base	515,899	533,480	534,181	515,002	516,091	326,914	379,894	258,327	222,625	0	245,727	484,207	516,949
TG 3	Punta	243,399	233,663	253,135	253,135	253,135	243,399	233,663	243,399	233,663	262,871	223,927	253,135	243,399
	Media	632,837	671,781	652,309	623,101	652,309	632,837	657,786	590,199	580,497	641,427	598,791	652,309	632,837
	Base	525,742	543,267	543,267	525,742	543,267	512,825	507,645	461,494	370,466	496,124	411,218	540,719	525,742
Total Central		3,472,019	3,616,503	3,674,426	3,817,281	4,059,950	3,302,711	3,261,124	2,440,897	2,363,777	2,364,911	2,683,313	3,798,195	3,753,081

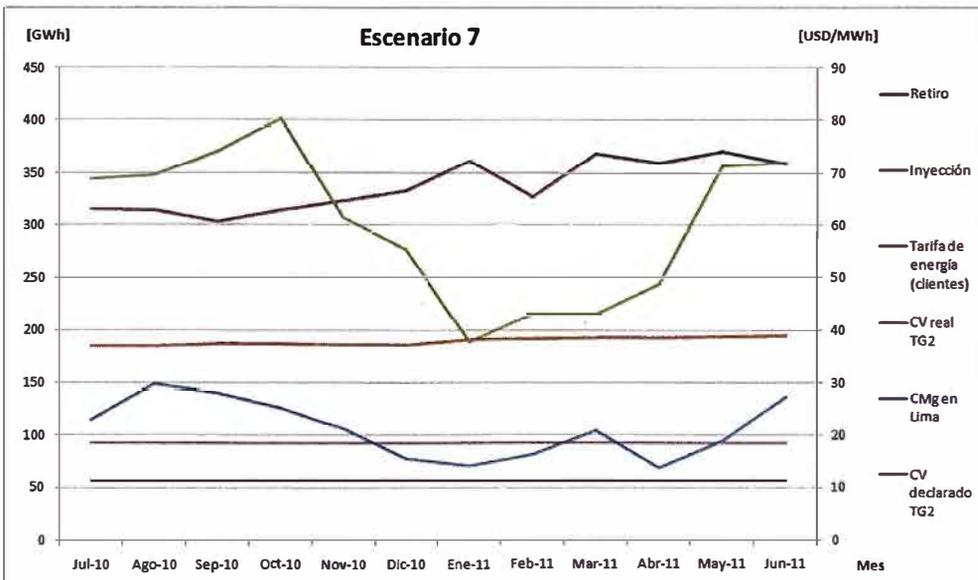
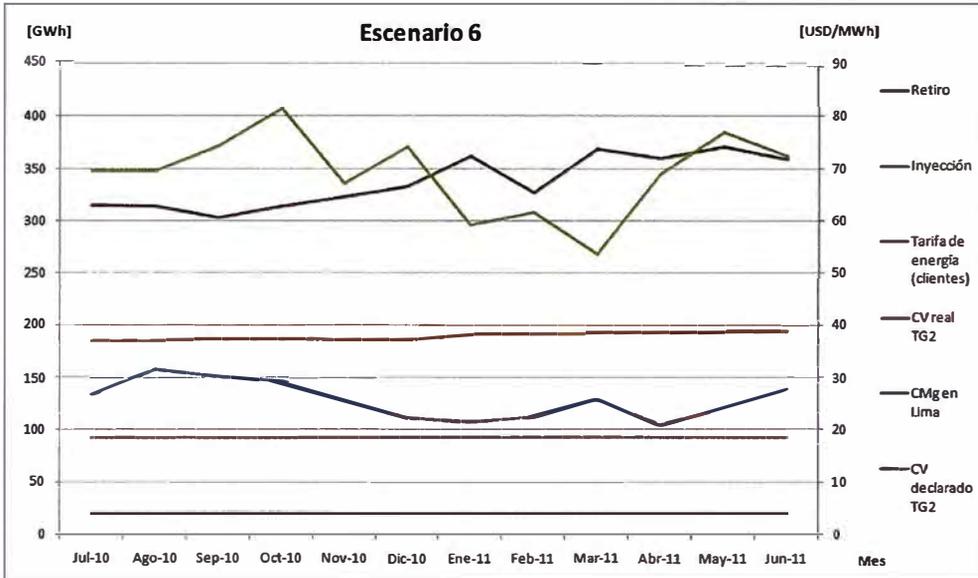
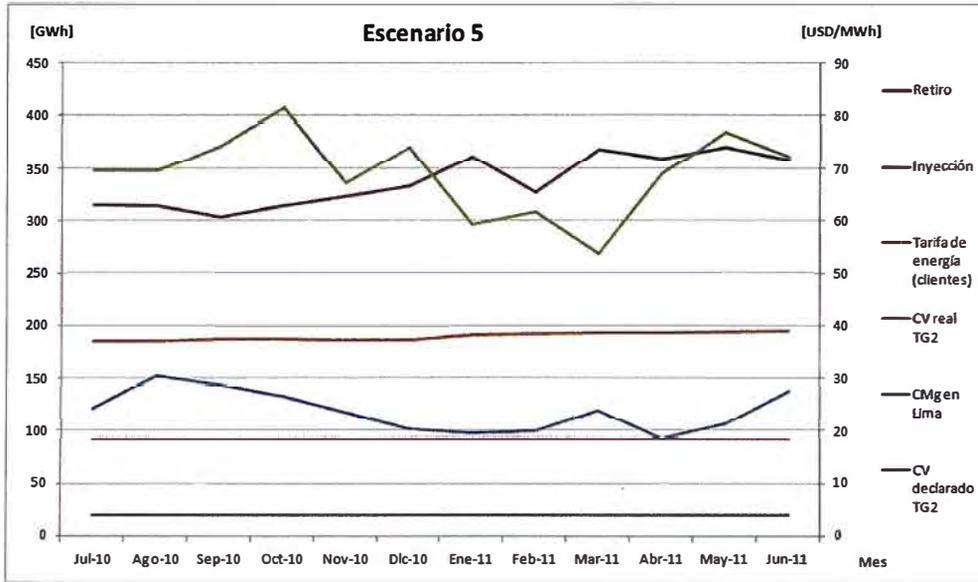
### Ingresos por Potencia - Miles US\$ (Escenario 18)

	Unidad	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
Garantizado	TG1	469	536	537	537	537	537	537	530	531	531	531	531	531
	TG2	521	595	595	595	595	595	596	589	589	589	590	590	590
	TG3	532	608	609	609	609	609	609	602	602	603	603	603	603
Adicional	TG1	152	153	181	286	339	256	21	1	6	16	10	13	121
	TG2	383	364	385	394	383	271	31	13	17	0	13	19	184
	TG3	393	373	395	404	395	391	37	18	19	20	17	19	189
Ingreso por Potencia		2,450	2,629	2,702	2,825	2,858	2,659	1,831	1,753	1,764	1,759	1,764	1,775	2,218

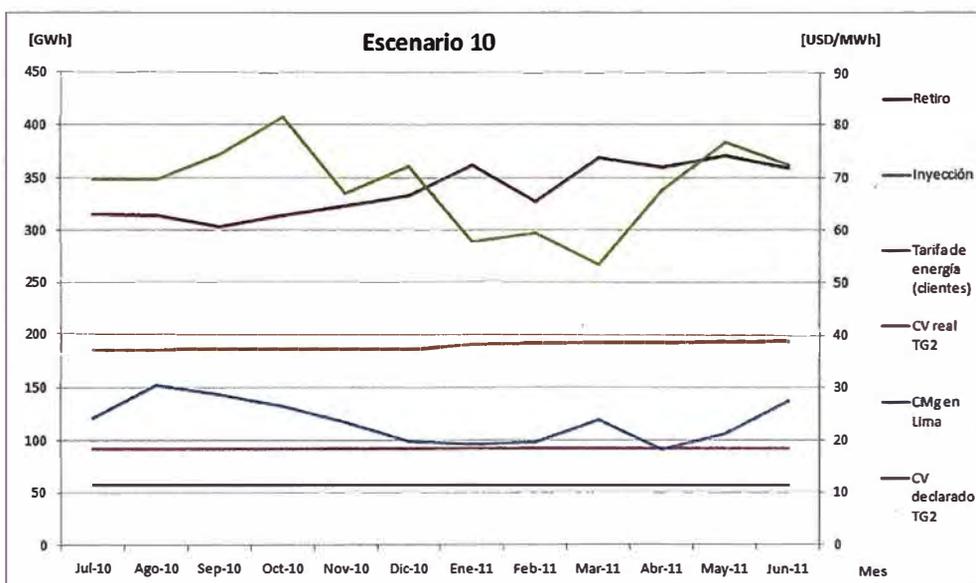
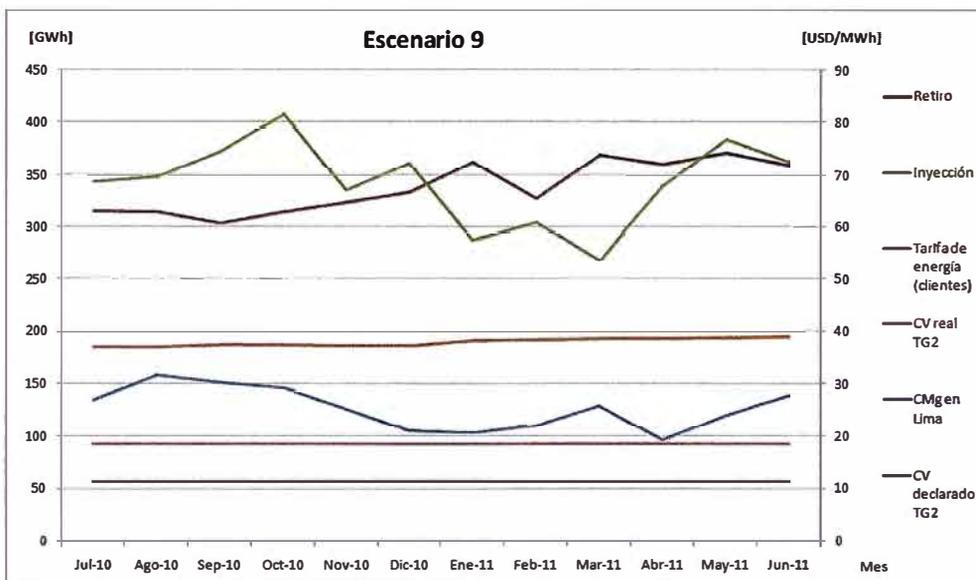
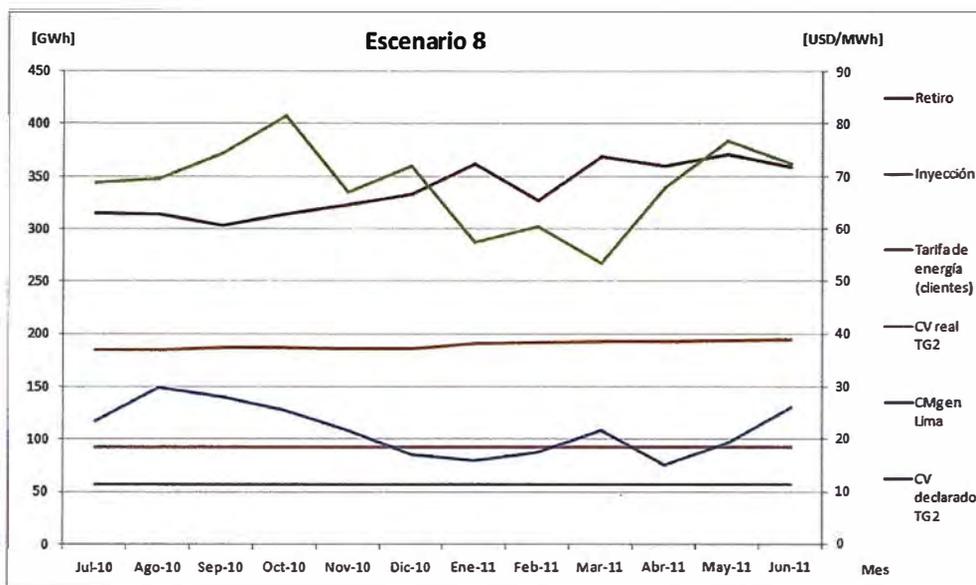
### ANEXO C: Cantidades Físicas y Precios de los Resultados del MOOSEM.



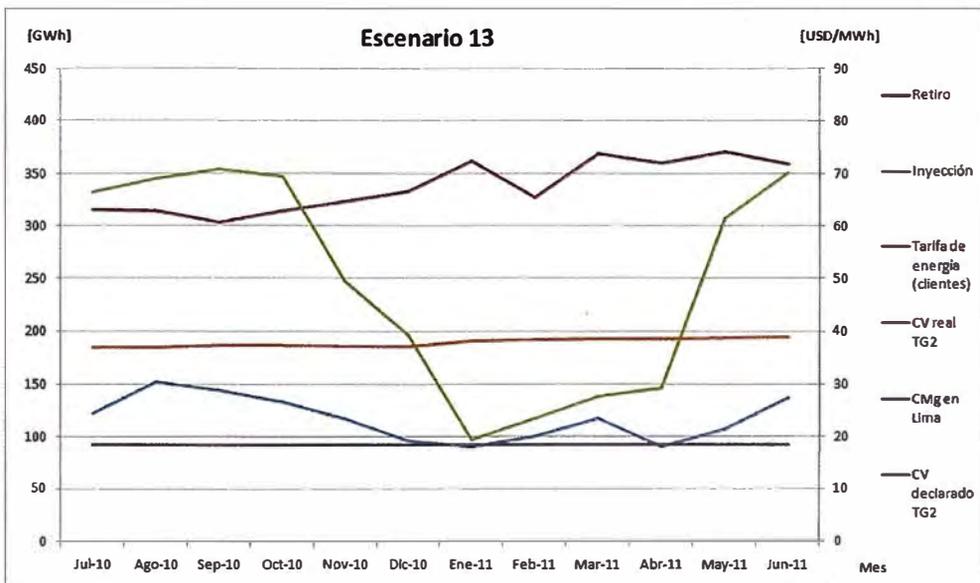
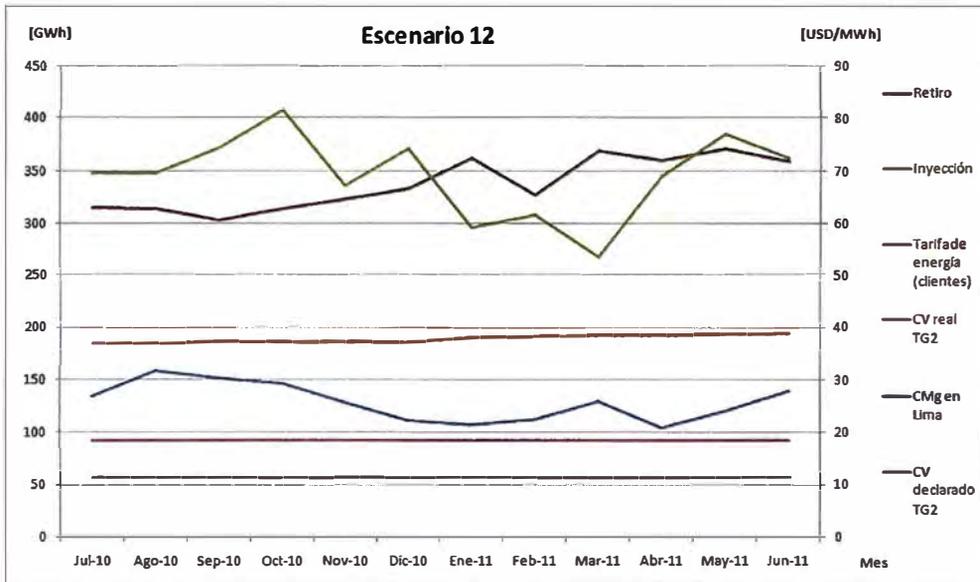
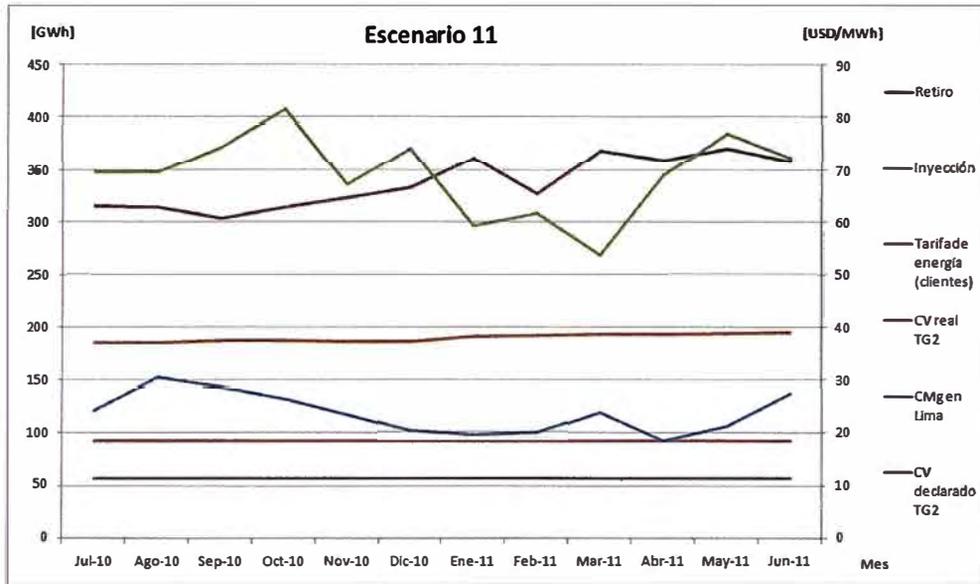
**ANEXO C: Cantidades Físicas y Precios de los Resultados del MOOSEM.**



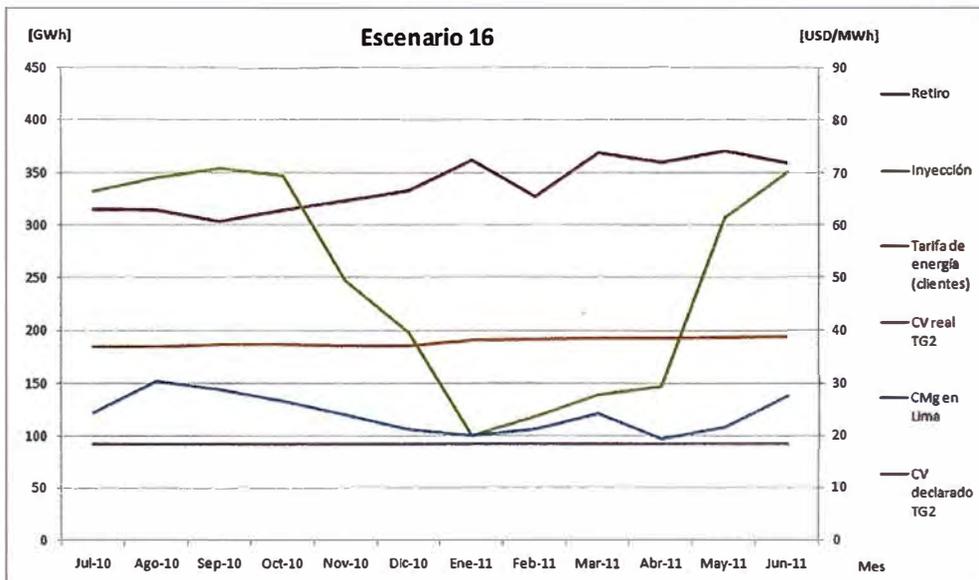
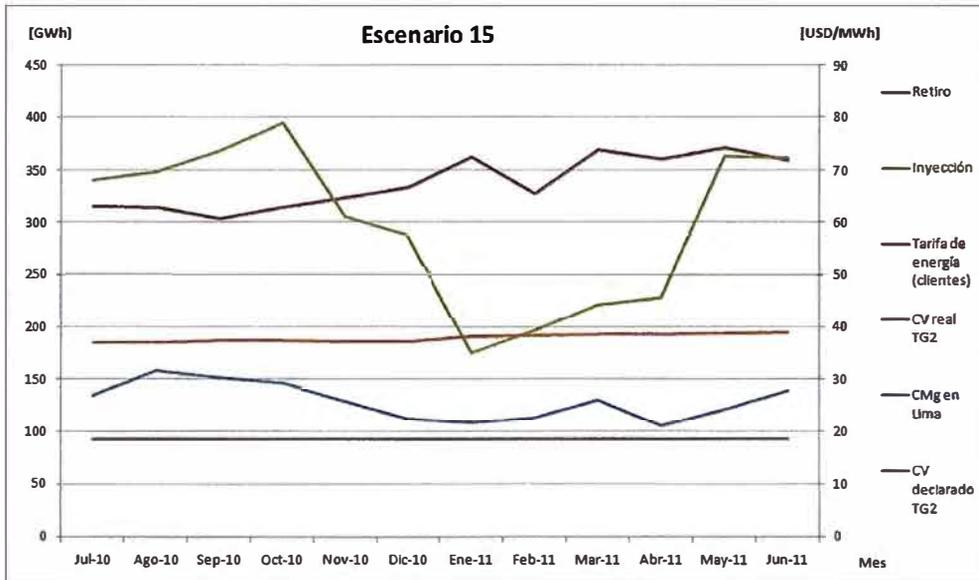
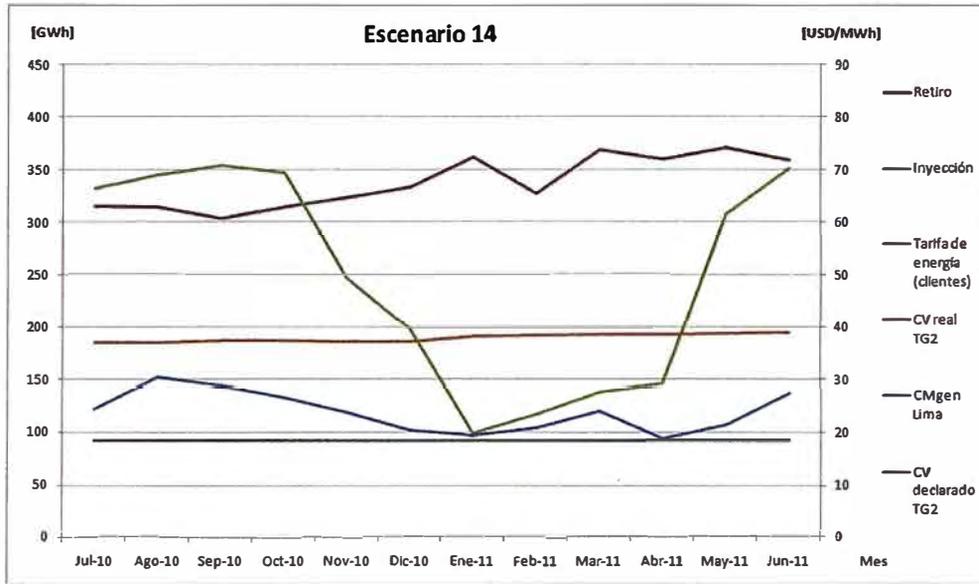
### ANEXO C: Cantidades Físicas y Precios de los Resultados del MOOSEM.



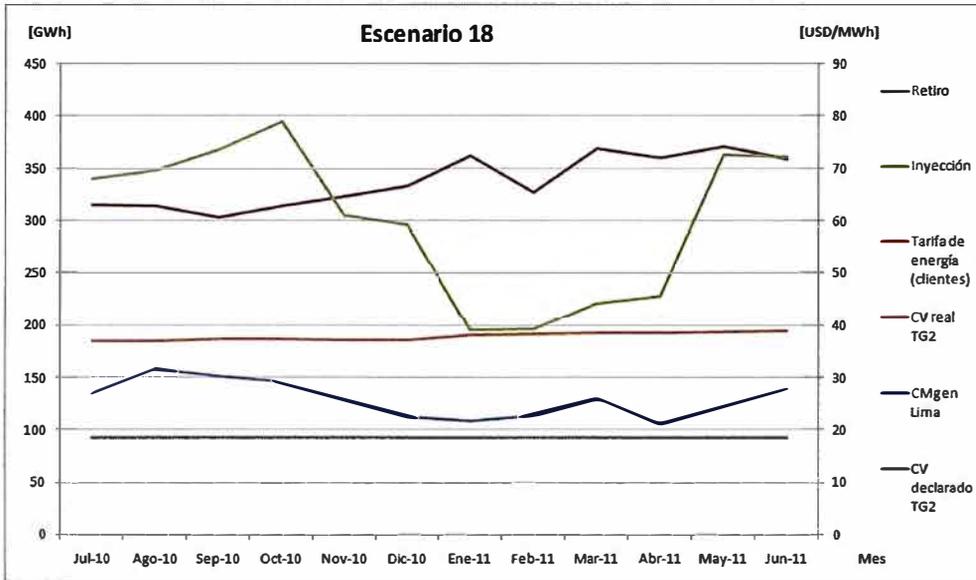
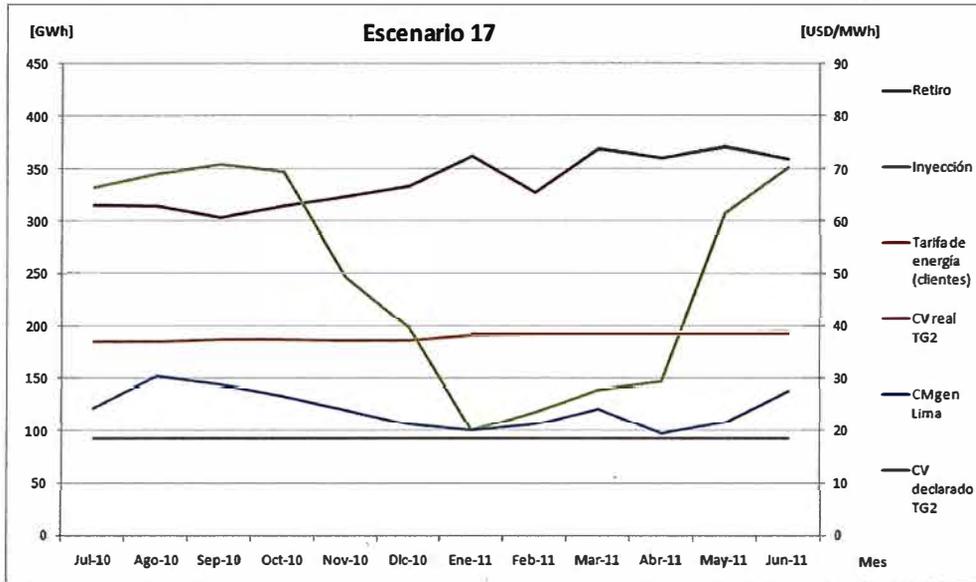
**ANEXO C: Cantidades Físicas y Precios de los Resultados del MOOSEM.**



**ANEXO C: Cantidades Físicas y Precios de los Resultados del MOOSEM.**



**ANEXO C: Cantidades Físicas y Precios de los Resultados del MOOSEM.**



**ANEXO D: Decreto Supremo N° 055 -2002-EM y Procedimiento N° 31 C del COES.**

**MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS  
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD**

**OTROS**

**2002-12-19.- D.S. N° 055-2002-EM.- Sustituyen el artículo 5° del D.S. N° 016-2000-EM (2002-12-21)**

**DECRETO SUPLENTO  
N° 055-2002-EM**

**EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA**

**CONSIDERANDO:**

Que, dentro de los procedimientos para la optimización de la generación de la energía eléctrica, el Artículo 99° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, establece que la información relativa a precios de los combustibles en las centrales termoeléctricas para los primeros doce meses de planificación, será proporcionada a la Dirección de Operaciones por los titulares de las entidades de generación;

Que, la aplicación de la norma reglamentaria referida en el considerando que antecede, exige atender a la naturaleza de cada tipo de combustible y a las diferentes condiciones existentes entre ellos;

Que, en consecuencia, teniendo en cuenta que el mercado interno de gas natural se encuentra en formación, y las diversas modalidades de contratación de suministro, transporte y distribución de gas natural; es conveniente establecer, para el caso de las centrales termoeléctricas que utilizan gas natural como combustible, los requisitos que deben cumplirse en la presentación de información relativa al precio, con el objeto de garantizar una libre y leal competencia, de contribuir al progresivo desarrollo de un mercado interno de gas natural, y asegurar el despacho eficiente basado en costos variables de generación determinados de manera objetiva;

Que, en aplicación de lo dispuesto en la Resolución Ministerial N° 162-2001-EM/SG, el proyecto del presente Decreto Supremo fue prepublicado en la Página Web del Ministerio de Energía y Minas;

De conformidad con el inciso 8) del Artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

**DECRETA:**

**Artículo 1°.-** Sustitúyase el Artículo 5° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 034-2001-EM, el cual quedará redactado de la forma siguiente:

*“Artículo 5°.- Para efectos de lo dispuesto en el Artículo 99° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tratándose de entidades de generación que utilicen gas natural como combustible, la información a presentar por sus titulares consistirá en un precio único del gas natural puesto en el punto de entrega de cada central de generación, una fórmula de reajuste y la información relativa a la calidad del combustible.*

**ANEXO D: Decreto Supremo N° 055 -2002-EM y Procedimiento N° 31 C del COES.**

**MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS  
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD**

*El precio único considerará los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, según corresponda.*

*La información a que se refiere el párrafo precedente será presentada por las entidades de generación una vez al año, el último día útil de la primera quincena del mes de junio, en sobre cerrado, entrando en vigor el 1 de julio del mismo año. El proceso de apertura de sobres de los precios del gas natural se realizará en presencia de un representante de OSINERG, quien oficiará como veedor.*

*Para las entidades que no presenten oportunamente la información a que se refiere este artículo, se considerará el último precio vigente a la fecha en que debió efectuarse la presentación. Las entidades que tuviesen programado incorporar al Sistema nuevas centrales de generación, efectuarán la presentación en el mes de junio inmediatamente anterior a la fecha de ingreso, conforme al párrafo que antecede. De no efectuarlo, se empleará como precio el definido por el Regulador para efectos tarifarios.*

*La Dirección de Operaciones respetará la información presentada por los titulares de las entidades de generación por un período de doce (12) meses a partir de su entrada en vigor. Dicha información no podrá ser modificada por la Dirección de Operaciones ni por el titular de generación dentro del período indicado.*

*La Dirección de Operaciones aplicará la fórmula de reajuste a partir del mes siguiente de su entrada en vigor. Dicha fórmula estará basada, únicamente, en una canasta de combustibles cuyos precios estén publicados en el "Platt's Oilgram Price Report", conforme lo señale el Procedimiento de Entrega de Información de Precios y Calidad del Gas Natural.*

*El precio único obtenido conforme al presente Artículo, servirá como precio del mercado interno para los fines a que se refiere el inciso c) del Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, teniendo como precio límite superior lo señalado en el Artículo 6° del presente Decreto Supremo y demás disposiciones aplicables."*

**Artículo 2°.-** El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los diecinueve días del mes de diciembre del año dos mil dos.

**ALEJANDRO TOLEDO**  
Presidente Constitucional de la República

**JAIME QUIJANDRÍA SALMÓN**  
Ministro de Energía y Minas

## ANEXO D: Decreto Supremo N° 055 -2002-EM y Procedimiento N° 31 C del COES.

<b>COES SINAC</b>	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC</b>	<b>PR – 31– C</b>
<b>INFORMACION DE PRECIOS Y CALIDAD DE COMBUSTIBLE GAS NATURAL</b>		
<input type="checkbox"/> Propuesta aprobada en S.D. N° 145 del 11 de mayo del 2001. <input type="checkbox"/> Aprobado según RM N° 332-2001 EM/VME del 23 de julio de 2001 <input type="checkbox"/> Propuesta de modificación aprobada en S.D. N° 175 del 26 de junio de 2002 <input type="checkbox"/> Procedimiento sustituido según RM N° 609-2002 EM/DM del 26 de diciembre de 2002.		

**1. OBJETIVO**

Consignar y actualizar la información relativa a un precio único del gas natural puesto en el punto de entrega de cada central de generación (en adelante, el Precio Único), a una fórmula de reajuste y a la calidad del combustible gas natural, utilizada para el cálculo de los costos variables de unidades de generación termoeléctrica.

**2. BASE LEGAL.**

- 2.1 Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 40° inciso c) y d)).
- 2.2 Decreto Supremo N° 009-93-EM - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 99°)
- 2.3 Decreto Supremo N° 016-2000-EM, modificado por D.S. N° 034-2001-EM y por el Decreto Supremo N° 055-2002-EM.

**3. RESPONSABILIDAD**

- 3.1 Entrega de Información: Titulares de Generación.
- 3.2 Verificación: DOCOES.

**4. OPORTUNIDAD Y VIGENCIA**

- 4.1 El titular de cada central de generación que utilice gas natural como combustible y que tuviera programado operar en el sistema interconectado, presentará a la DOCOES la información correspondiente al Precio Único, una fórmula de reajuste y a la calidad del gas natural.  
La presentación de la mencionada información deberá efectuarse una vez al año, el último día útil de la primera quincena del mes de junio en sobre cerrado. Dicha información tendrá vigencia desde el 1 de julio hasta el 30 de junio del año siguiente.  
La DOCOES respetará la información presentada por la titular de generación por un periodo de doce (12) meses. Dicha información no podrá ser modificada dentro del lapso indicado.
- 4.2 En el caso de los titulares de generación que hayan presentado información previamente y que no presentasen nueva información relativa al precio Único en la oportunidad establecida en el presente Procedimiento, la DOCOES considerará como Precio Único para el nuevo periodo anual el precio reajustado vigente a la fecha en la que debió presentarse la nueva información.
- 4.3 Las entidades que tuviesen programado incorporar al Sistema nuevas centrales de generación, efectuarán la presentación en el mes de junio inmediatamente anterior a la fecha de ingreso, conforme al segundo párrafo del numeral 4.1. De no efectuarlo, se empleará como precio el definido por el Regulador para efectos tarifarios.

**ANEXO D: Decreto Supremo N° 055 -2002-EM y Procedimiento N° 31 C del COES.**

**5. DATOS BASE**

La presentación de la información relativa al Precio Único, a la fórmula de reajuste y a la calidad del gas natural, será efectuada mediante la entrega a la DOCOES de la siguiente información:

- 5.1 Precio Único, el cual será aplicado a la potencia efectiva de cada central de generación que utiliza el gas, cuyo precio se está presentando. El Precio Único se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU (US\$/MMBTU), corresponderá al poder calorífico superior y deberá desagregarse en costo de suministro, costo de transporte y costo de distribución, según corresponda.
- 5.2 Impuestos que no generen crédito fiscal.
- 5.3 Fórmula de reajuste, según lo establecido en el numeral 6.4.1.
- 5.4 Calidad del gas.
- 5.5 Copia de contratos de suministro, transporte y distribución de gas natural, según corresponda.

**6. PROCEDIMIENTO**

- 6.1 La información será presentada el último día útil de la primera quincena del mes de junio hasta las 17:00 horas. La presentación de la información se hará en sobre cerrado, el cual no podrá ser abierto antes de la hora señalada en el numeral 6.2. La información se presentará de acuerdo con el formato que figura en el Anexo A.
- 6.2 El acto de apertura de los sobres se realizara a las 17:30 horas de la fecha programada para su presentación. El acto será presidido por el Director de Operaciones, quien efectuará la apertura de los sobres en presencia de un representante de OSINERG, el mismo que oficiará como veedor, extendiéndose un acta que será firmada por el Director de Operaciones, el veedor y los representantes de los integrantes del COES que deseen asistir al acto. El acto de apertura de sobres, así como la información presentada, no podrán ser objeto de impugnación.
- 6.3 La DOCOES respetará el Precio Único presentado por un periodo de doce (12) meses, computado a partir del 1 de julio hasta el 30 de junio del año siguiente.
- 6.4 La DOCOES actualizará mensualmente el Precio Único del gas natural aplicando la fórmula de reajuste sobre el costo de suministro, de acuerdo al siguiente procedimiento:
  - 6.4.1 Utilizará la fórmula de reajuste presentada por la entidad de generación, siempre y cuando esté basada, únicamente, en una canasta de combustibles cuyos precios estén publicados en el "Platt's Oilgram Price Report" y cumpla en estricto con las siguientes formas y requisitos:

$$PG_1 = FAG \times PG_0 \quad (1)$$

Donde:

FAG: Factor de actualización del Precio Único del gas natural.

PG<sub>1</sub>: Precio del gas natural actualizado.

PG<sub>0</sub>: Precio Único del gas natural presentado.

$$FAG = a \times \frac{C1_x}{C1_0} + b \times \frac{C2_x}{C2_0} + c \times \frac{C3_x}{C3_0} \quad (2)$$

Donde

FAG: Factor de actualización del Precio Único del gas natural.

**ANEXO D: Decreto Supremo N° 055 -2002-EM y Procedimiento N° 31 C del COES.**

a, b y c son los factores de ponderación presentados por el titular de generación y aplicados durante todo el periodo señalado en 4.1, cuyo valor puede variar entre 0 y 1, cumpliéndose que:

$$a+b+c= 1$$

**C1,C2,C3:** Combustibles señalados con precisión por el titular de generación e identificados para su ubicación respectiva en el Platt's Oil Report.

**C1<sub>x</sub>,C2<sub>x</sub>,C3<sub>x</sub>:** Promedio aritmético de los últimos doce meses de los precios de los combustibles C1, C2 y C3, tomados diariamente de los precios publicados en el Platt's Oilgram Price Report, determinado por la DOCOES considerando la información disponible al mes anterior a la fecha que desea actualizar.

**C1<sub>n</sub>,C2<sub>n</sub>,C3<sub>n</sub>:** Promedio aritmético de los últimos doce meses de los precios de los combustibles C1,C2,C3, tomados diariamente de los precios publicados en el Platt's Oilgram Price Report, determinado por la DOCOES considerando la información disponible correspondiente al mes anterior a la fecha más próxima al de la presentación de información por la Empresa de Generación.

6.4.2 En caso la fórmula de reajuste no cumpliera con el criterio anterior o la entidad generadora la omitiera, la DOCOES aplicará el siguiente procedimiento de actualización:

a) Se multiplica el Precio Único del gas natural de la última presentación de información por el factor de actualización:

$$PG_1 = FAG \times PG_0$$

Donde:

FAG: Factor de actualización del Precio Único del gas natural.

PG<sub>1</sub>: Precio del gas natural actualizado

PG<sub>0</sub>: Precio Único del gas natural correspondiente a la última presentación de información.

b) El Factor de actualización se determina con la siguiente fórmula:

$$FAG = \frac{FO_x}{FO_1}$$

Donde:

FAG: Factor de actualización del Precio Único del gas natural.

FO<sub>x</sub>: Promedio aritmético de los últimos doce (12) meses del precio del Fuel Oil N°6 US Gulf Cost Waterborne (1% de Azufre), tomado diariamente de los precios publicados en el Platt's Oilgram Price Report, determinado por la DOCOES considerando la información disponible al mes anterior a la fecha que desea actualizar.

FO<sub>1</sub>: Promedio aritmético de los últimos doce (12) meses del precio del Fuel Oil N° 6 US Gulf Cost Waterborne (1% de Azufre), tomado diariamente de los precios publicados en el Platt's Oilgram Price Report, determinado por la DOCOES considerando la información disponible correspondiente al mes anterior a la fecha más próxima al de la última presentación de información por la Empresa de Generación.

**ANEXO D: Decreto Supremo N° 055 -2002-EM y Procedimiento N° 31 C del COES.****FORMATO DE PRESENTACION DE INFORMACION REFERENTE AL PRECIO UNICO Y CALIDAD DE COMBUSTIBLE GAS NATURAL UTILIZADO POR LAS EMPRESAS CONFORMANTES DEL COES**

1. Precio Único del gas correspondiente al poder calorífico alto, desagregado el costo de suministro, el costo de transporte y el costo de distribución, según corresponda.
2. Impuestos que no generen crédito fiscal.
3. Calidad del gas natural
  - Poder calorífico Inferior LHV (BTU o kcal por pie cúbico estándar)
  - Poder calorífico Superior HHV (BTU o kcal por pie cúbico estándar)
4. Fórmula de reajuste, de acuerdo a lo señalado en el numeral 6.4.1.
5. Se adjuntará copia de los contratos de suministro, transporte y distribución de gas natural, según corresponda.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] Ministerio de Energía y Minas, Ley N° 27133, Ley de Promoción y Desarrollo de la Industria del Gas Natural, Lima, junio de 1999.
- [2] Jimpson Dávila Ordoñez, "Los Contratos del proyecto Camisea: ¿Que tanto ganamos?", Derecho, Ambiente y Recursos Naturales - DAR, Lima, marzo de 2010.
- [3] OSINERGMIN, Impacto de la GRP de Camisea en el Sector Eléctrico, Lima, diciembre 2009.
- [4] Francisco Gonzales-Longatt, "Sistemas de Generación Distribuida", IEEE, México, agosto 2008.
- [5] Kallpa Generación S.A., "Contrato de Suministro de Gas Natural", Lima, 2005.
- [6] Kallpa Generación S.A., "Contrato de Transporte de Gas Natural", Lima, 2005.
- [7] OSINERGMIN, Resolución N° 086-2010-OS/CD, Fijan Tarifas de la Red Principal de Camisea, Lima, abril 2010.
- [8] Ministerio de Energía y Minas, Decreto Supremo N° 055-2002-EM, Lima, diciembre de 2002.
- [9] COES SINAC, Procedimiento N° 31-C Información de Precios y Calidad de combustible Gas Natural, Lima, diciembre 2002.
- [10] Kallpa Generación S.A., "Desarrollo Caso Base N° 6", Lima, marzo 2010.
- [11] Kallpa Generación S.A., "Modelo Margen variable", Lima, marzo 2010.