

**ABSOLUCIÓN DE OBSERVACIONES DEL OSINERGMIN
AL ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE DETERMINACIÓN
DE PRECIOS DE POTENCIA Y ENERGÍA EN
BARRAS PARA LA FIJACIÓN TARIFARIA**

DE MAYO 2009

VOLUMEN II

4 de febrero de 2009

INDICE

1	INTRODUCCION	4
2	CONSIDERACIONES GENERALES	4
	2.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	4
	2.2 PROGRAMA DE OBRAS	5
	2.3 COSTOS DE COMBUSTIBLES	5
	2.4 COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE	6
	2.5 RETRIBUCIÓN UNICA POR USO DE AGUA	6
	2.6 PRECIO BASICO DE ENERGIA	6
	2.7 PRECIO BASICO DE POTENCIA EN PUNTA	6
	2.8 COSTOS DE RACIONAMIENTO	7
	2.9 TASA DE ACTUALIZACION.....	7
3	PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL	7
	3.1 SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL.....	7
	3.1.1 METODOLOGÍA.....	8
	3.1.2 RESULTADOS.....	9
4	PROGRAMA DE OBRAS	10
	4.1 PARQUE GENERADOR EXISTENTE.....	10
	4.2 PROGRAMA DE OBRAS.....	13
	4.3 BALANCE OFERTA – DEMANDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	14
5	COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TERMICAS	17
	5.1 COSTOS DE COMBUSTIBLES	17
	5.2 COSTOS VARIABLE NO COMBUSTIBLE.....	20
	5.3 COSTOS VARIABLES.....	22
6	PRECIO BASICO DE LA ENERGIA	26
	6.1 METODOLOGÍA.....	26
	6.2 SERIES HIDROLÓGICAS UTILIZADAS	26
	6.3 LINEAS DE TRANSMISION.....	26
	6.4 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE CENTRALES DE GENERACION	27
	6.5 RESULTADOS	27
7	PRECIO BASICO DE POTENCIA	28
8	FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE POTENCIA Y ENERGIA	30
9	PRECIOS EN BARRA	32
10	FORMULAS DE REAJUSTE	34

RELACION DE CUADROS

		Pág
Cuadro No 3.1	DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA GLOBAL	7
Cuadro No 3.2	PROYECCION DE PARAMETROS ECONOMETRICOS Y VENTAS DE ENERGIA DEL SEIN	9
Cuadro No 3.3	PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SEIN	10
Cuadro No 4.1	CENTRALES HIDRAULICAS EXISTENTES	11
Cuadro No 4.2	CENTRALES TERMICAS EXISTENTES	12
Cuadro No 4.3	PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACION 2008-2010 DEL SEIN	13
Cuadro No 4.4	PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISION 2008-2010 DEL SEIN	14
Cuadro No 4.5	BALANCE OFERTA-DEMANDA ANUAL DE POTENCIA DEL SEIN	15
Cuadro No 5.1	PRECIO BASE COMBUSTIBLES LIQUIDOS	17
Cuadro No 5.2	PRECIOS EX-PLANTA LOCALES DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS	18
Cuadro No 5.3	PRECIO DEL GAS NATURAL CENTRALES CAMISEA	19
Cuadro No 5.4	PRECIO DEL GAS NATURAL EN CENTRALES CON PROVISIÓN DISTINTA AL DE CAMISEA	21
Cuadro No 5.5	COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES SEIN	22
Cuadro No 5.6	COSTOS VARIABLES SEIN	23
Cuadro No 5.7	COSTOS VARIABLES DEL SEIN (detallado)	23
Cuadro No 6.1	PRECIO BASICO DE LA ENERGIA	27
Cuadro No 7.1	PRECIO BASICO DE POTENCIA	28
Cuadro No 7.2	PRECIO BASICO DE POTENCIA	28
Cuadro No 7.3	PRECIO BASICO DE POTENCIA (detallado)	29
Cuadro No 8.1	FACTORES DE PERDIDAS	31
Cuadro No 9.1	PRECIOS EN BARRA – SEIN	33
Cuadro 10.1	FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DE LA ENERGÍA	34
Cuadro 10.2	COMPOSICIÓN DEL COSTO DE POTENCIA	35

1 INTRODUCCION

Conforme a lo estipulado en la Ley de Concesiones Eléctricas, D.L. 25844 (LCE) y su Reglamento aprobado por D.S. 009-93, ampliatorias y modificatorias (Reglamento) y lo estipulado por la Ley N° 28832 "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica" que ha modificado varios artículos de la LCE, entre ellos los artículos 47° y 51°, se establece que es función del Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores efectuar los estudios para la Fijación de las Tarifas en Barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, en la forma establecida en los artículos 47° de la Ley y 119° del Reglamento y el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE).

De acuerdo con las modificaciones a la LCE introducidas por la Ley No 28832, el período de estudio comprende la proyección de veinticuatro (24) meses, que para esta determinación comprende desde abril 2009 hasta marzo del año 2011 y los doce (12) meses anteriores al 31 de marzo del año 2009. Respecto de estos últimos se considera la demanda y el programa de obras históricos.

Este documento presenta los estudios técnicos-económicos realizados y la propuesta de Precios en Barra del Subcomité de Generadores al OSINERGMIN, incluyendo la absolución a las observaciones a la propuesta presentada en noviembre de 2008 y con datos actualizados a enero 2009.

2 CONSIDERACIONES GENERALES

2.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Las normas vigentes establecen las siguientes consideraciones para la proyección de la demanda:

- Se proyecta la demanda para el horizonte de veinticuatro meses, considerando su correlación con los factores económicos y demográficos relevantes.
- Comprende la demanda agregada de todos los suministros, a ser atendidos por los integrantes del COES en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en el período del estudio, agregando las pérdidas de transmisión correspondientes.
- Respecto a la demanda asociada a la interconexión con el Ecuador, se toma en cuenta la modificación a la LCE (Ley N° 28447) y lo establecido en el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE). Para la presente fijación tarifaria se considerará como proyección de la oferta y demanda asociada a la interconexión con el Ecuador las transacciones efectuadas durante el periodo (enero 2007 – diciembre 2007).

Para mayores detalles referirse a los artículos 47° y 51° de la Ley, así como en los artículos 58°, 102°, 109°, 121° y 123° del Reglamento de la LCE.

2.2 PROGRAMA DE OBRAS

Conforme a lo establecido en el Artículo 47° inciso a) de la Ley, el programa de obras corresponde a aquellos proyectos factibles de ingresar en operación en el período del estudio (24 meses), considerando las obras que se encuentran en construcción y aquellas que están contempladas en el Plan Referencial y tengan factibilidad de entrada en operación.

Por tanto la metodología para la determinación del programa de obras comprende los siguientes pasos:

- a) Se consideran los proyectos que se encuentran en construcción según las fechas de ingreso en operación, confirmadas por las empresas correspondientes.
- b) Se consideran los proyectos asociados a los compromisos de privatización, tomando en cuenta los plazos de implementación de dichos proyectos, según lo informado por las respectivas empresas.
- c) Se consideran otros proyectos del sector privado, sobre la base de lo contemplado en el Plan Referencial de Electricidad y la información alcanzada por las empresas responsables de los proyectos involucrados. se analiza la factibilidad de su entrada en operación en el período de estudio en cada caso.¹

2.3 COSTOS DE COMBUSTIBLES

Los precios asociados a los combustibles líquidos incluyen los siguientes componentes:

- Precio ex-planta.
- Impuesto Selectivo al Consumo para el caso de los combustibles R6 y R500.
- Transporte hasta la central térmica.
- Insumos para el tratamiento.
- Gastos financieros durante 15 días al 2.951 % anual para mantener stocks de seguridad. La tasa anual ha sido calculada como la tasa LIBOR correspondiente al 19 de enero de 2009 + 1.1%. El valor LIBOR es el publicado en el diario gestión el 20 de enero de 2008..

El precio del combustible carbón incluye los siguientes componentes:

- Precios FOB en puerto de embarque.
- Costos de seguros y flete marítimo.
- Impuestos que no generen crédito fiscal.
- Costos de aduanas y otros costos de desaduanaje.
- Costos de descarga y fletes terrestres, hasta silos.

¹ Se ha considerado como elemento clave para la inclusión de las obras la información propia de cada empresa elevada al Subcomité de Generadores..

Para las centrales que operan con gas natural, se toma como precio del mercado interno para los fines a que se refiere el inciso c) del Artículo 124° del Reglamento; lo dispuesto en el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, y sus modificatorias, de la siguiente manera:

- Para las centrales que operen con gas natural de Camisea, el precio a considerar se determina tomando como referencia el precio efectivamente pagado del gas de Camisea, más el 90% del costo del transporte y de la distribución, según corresponda.
- Para centrales que utilizan gas natural procedente de otras fuentes distintas a Camisea, el precio a considerar es el precio único que se obtiene como resultado del procedimiento N° 31 C del COES, teniendo como límite superior el que resulta del procedimiento del OSINERGMIN "*Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra*".

2.4 COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE

En aplicación de los Procedimientos N° 32 y N° 34 del COES, los Costos Variables No Combustibles utilizados en el estudio se componen de los siguientes rubros:

- Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC), aquellos relacionados al consumo de ciertos agregados al proceso de combustión, tales como lubricantes, agua, etc.
- Costos Variable de Mantenimiento (CVM), aquellos que derivan de los mantenimientos de las unidades de generación.

2.5 RETRIBUCIÓN UNICA POR USO DE AGUA

De acuerdo al Art. 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas, se considera el 1% del precio promedio de la energía a nivel de generación. En el modelo PERSEO se ha considerado el monto vigente al 31.12.2008 que equivale a 0,3265 US\$/MWh, por concepto de retribución única al Estado por uso de agua.

2.6 PRECIO BASICO DE ENERGIA

Conforme a lo establecido en las modificaciones a la Ley, se determina el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios como un promedio ponderado de los costos marginales con la demanda, debidamente actualizados al 31 de marzo de 2009.

2.7 PRECIO BASICO DE POTENCIA EN PUNTA

Para el cálculo del precio básico de la potencia, de acuerdo con el Art. 47° inciso e) de la Ley, se determinó el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, y se calculó la anualidad de la inversión con una tasa de actualización del 12% real.

Los costos reconocidos para la central de punta, son los siguientes:

- El costo del equipo, incluyendo su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que le son aplicables.
- El costo de instalación y conexión al sistema
- El costo fijo de personal, incluyendo los beneficios sociales.
- El costo fijo de mantenimiento.

Para el cálculo se consideran todos los tributos aplicables que no generen crédito fiscal.

La anualidad de la inversión se calculó multiplicando el monto de la inversión por el factor de recuperación del capital obtenido con una tasa de actualización del 12% real y una vida útil de 20 años para el equipo de generación y de 30 años para el equipo de conexión.

Asimismo, con Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD del 30.09.2004 se ha aprobado el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, y con Resolución OSINERGMIN N° 525-2007-OS/CD fecha 28.08.2007 se han modificado los Artículos 4°, 5°, 6° y 7° del referido Procedimiento, todo lo cual se aplica para la presente Fijación Tarifaria.

La Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, se fijan en el 3,00% y el 32,7%, respectivamente, de acuerdo a la Resolución del OSINERGMIN N° 618-2008-OS/CD.

2.8 COSTOS DE RACIONAMIENTO

El costo de racionamiento representa el costo promedio incurrido por los usuarios al no disponer de energía eléctrica y abastecerse de fuentes alternativas. De acuerdo a lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas este costo debe ser fijado por el OSINERGMIN, por lo que para el presente estudio se ha considerado el costo de racionamiento vigente de 250 US\$/MWh.

2.9 TASA DE ACTUALIZACION

La tasa de actualización utilizada en los cálculos es del 12% real anual, de acuerdo con el Artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

3 PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

3.1 SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

Para la estimación de la demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional se utiliza igual procedimiento que el aplicado por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria de mayo 2008, que incluye:

- Considerar la demanda del año menos uno (en este caso el 2008) como valor ejecutado.

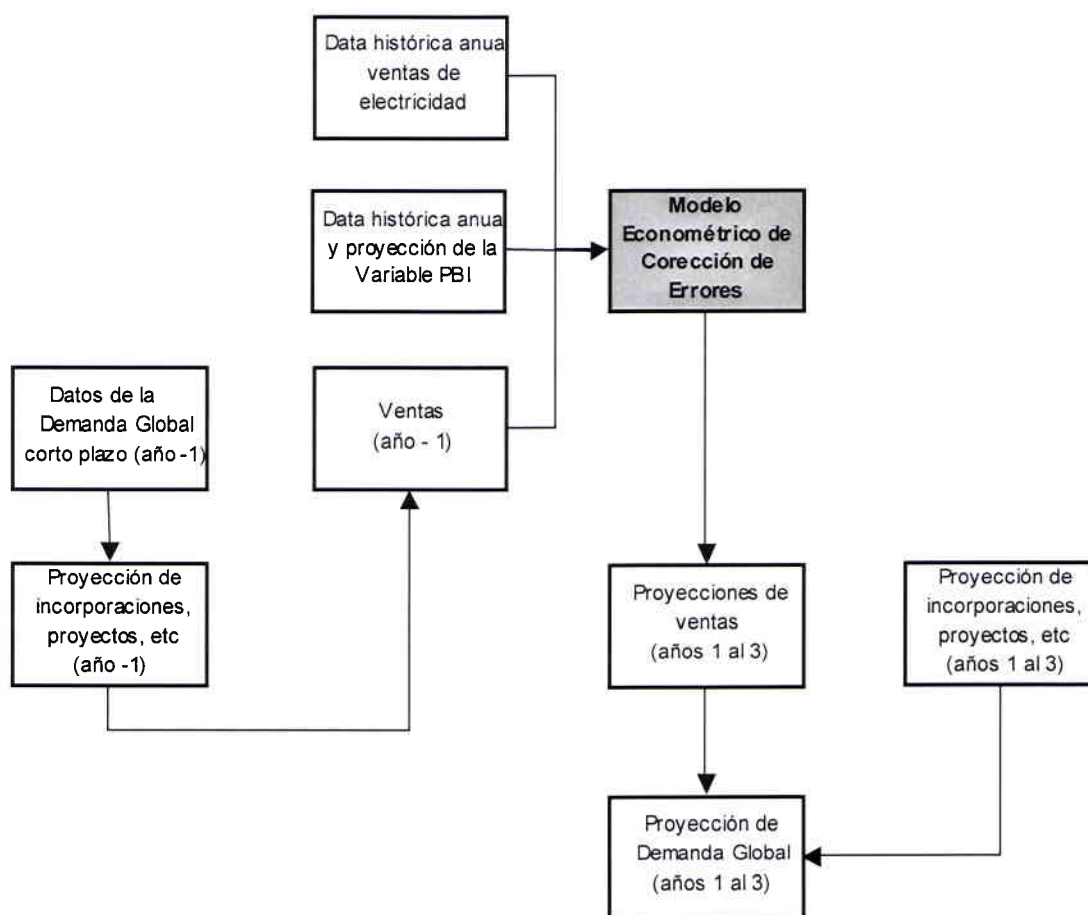
- Utilizar para los años subsiguientes el modelo Econométrico de correcciones de errores como se explica más adelante.

3.1.1 METODOLOGÍA

Sobre la base del primer año se aplican los crecimientos que se obtengan del Modelo de Econométrico de corrección de errores.

La metodología aplicada se ilustra en el esquema incluido como la Figura No 1.

Figura No 1
METODOLOGIA EMPLEADA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA



El modelo econométrico con especificación de corrección de errores proyecta el crecimiento anual de las ventas de los años 2009 al 2011, tal como se indica en el Cuadro No 3.1.

**Cuadro No 3.1
DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA GLOBAL**

AÑO	Secuencia	Fórmula
2008	Demanda global del SEIN ejecutada de acuerdo al informe de evaluación anual COES del año 2008. Luego se determina el equivalente de la demanda de ventas correspondiente.	$V_{2008} = D_{2008} - k_{2008}$
2009	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2009/Año2008) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2008. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2009} = \exp(\ln(V_{2008}) + \Delta \ln_{2009/2008})$ $D_{2009} = V_{2009} + k_{2009}$
2010	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2010/Año2009) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2009. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2010} = \exp(\ln(V_{2009}) + \Delta \ln_{2010/2009})$ $D_{2010} = V_{2010} + k_{2010}$
2011	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2011/Año2010) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2010. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2011} = \exp(\ln(V_{2010}) + \Delta \ln_{2011/2010})$ $D_{2011} = V_{2011} + k_{2011}$

$D_{2008-2011}$: Demanda Global años 2008 a 2011

$V_{2008-2011}$: Ventas de los años 2008 a 2011

$K_{2008-2011}$: Pérdidas, incorporaciones, grandes cargas, proyectos, etc (años 2008 a 2011).

$\Delta \ln$: Crecimientos en diferencias de logaritmos anuales.

En el Anexo C, se muestra la proyección de la demanda global y su representación por barras para el modelo Perseo.

3.1.2 RESULTADOS

Las ventas de energía obtenidas se muestran en el Cuadro No 3.2.

**Cuadro No 3.2
PROYECCION DE PARAMETROS ECONOMETRICOS Y VENTAS DE ENERGIA
DEL SEIN**

Año	PBI² (Soles de 1994)	%	VENTAS (GWh)	%
2008	177338	9.1%	18928	6.0%
2009	187624	5.8%	20549	8.6%
2010	198881	6.0%	21859	6.4%
2011	213797	7.5%	23529	7.6%

Asimismo, se ha determinado que la proyección de las ventas de energía en el SEIN está fundamentada por las siguientes ecuaciones:

2 El crecimiento del PBI para el periodo 2009-2010 se ha tomado de la Nota de Estudios N°3-2009 publicada por el Banco Central de Reserva del Perú. Para el año 2008 se ha considerado la estimación preliminar de crecimiento del PBI del BCRP publicada en diversos medios. Para el año 2011 se ha tomado la tasa de crecimiento estimada en el Marco Macroeconómico Multianual Revisado 2009-2011 publicado por el Ministerio de Economía y Finanzas, al no disponerse de otras fuentes oficiales actualizadas.

$$\ln(\text{ventas}) = c_0 + m_1 \cdot \ln(\text{Población}) + m_2 \cdot \ln(\text{PBI}) + m_3 \cdot \ln(\text{Tarifas})$$

$$\ln(\text{Error}) = \ln(\text{Ventas}) - (c_0 + m_1 \cdot \ln(\text{Población}) + m_2 \cdot \ln(\text{PBI}) + m_3 \cdot \ln(\text{Tarifas}))$$

$$D(\ln(\text{ventas})) = d_0 + k_1 \cdot D(\ln(\text{PBI})) + k_2 \cdot D(\ln(\text{Ventas}(-2))) + k_3 \cdot \ln(\text{Error}(-1)) + k_4 \cdot D(\text{DUMMY}_{92})$$

Para obtener la demanda global se adicionan las grandes cargas no consideradas en el modelo econométrico. En el Cuadro No 3.3 se resumen los resultados del pronóstico para el período 2008-2011.

Cuadro No 3.3
PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SEIN
Período 2008-2011

Año	Demanda Anual MW	Energía Anual GWh	Factor de Carga Anual	Tasa de Crecimiento (%)	
				Potencia	Energía
2008	4199	29559	80.1%		
2009	4585	32109	79.9%	9.2%	8.6%
2010	4999	34965	79.8%	9.0%	8.9%
2011	5563	39192	80.4%	11.3%	12.1%

4 PROGRAMA DE OBRAS

4.1 PARQUE GENERADOR EXISTENTE

Las centrales hidráulicas existentes en el SEIN, se muestran en el Cuadro No 4.1.

**Cuadro No 4.1
CENTRALES HIDRAULICAS EXISTENTES**

Central	Potencia Efectiva (MW)
Mantaro	650.5
Restitución	215.4
Huinco	247.3
Matucana	128.6
Callahuanca	80.4
Moyopampa	64.7
Huampaní	30.2
Yanango	42.6
Chimay	150.9
Huanchor	19.6
Cahua	43.1
Pariac (1)	5.0
Gallito Ciego	38.1
Misapuquio	3.9
San Antonio - San Ignacio	1.0
Huayllacho	0.2
Carhuaquero (2)	111.1
Cañón del Pato	263.5
Yaupi	110.2
Malpaso	48.0
Pachachaca	9.7
Oroya	9.5
Yuncán	136.8
Santa Rosa I	1.0
Charcani I	1.7
Charcani II	0.6
Charcani III	4.6
Charcani IV	15.3
Charcani V	144.6
Charcani VI	8.9
Machupicchu	87.8
Aricota I	22.5
Aricota II	12.4
San Gabán II	113.1
Curumuy (3)	12.5
Poechos I (3)	15.4
Santa Rosa I y II (3)	2.8
Total	2,822.8

(1) Incluye el Repotenciamiento de la CH2 y CH3.

(2) Incluye la C.H. Carhuaquero G4.

(3) Estas Centrales no forman parte del COES.

En el Cuadro No 4.2 se muestra las unidades térmicas existentes. En dicho cuadro se presentan las correspondientes potencias efectivas y rendimientos, que son resultado de ensayos efectuados, En el Anexo C, se muestran los últimos ensayos efectuados.

Cuadro No 4.2
CENTRALES TERMICAS EXISTENTES

Descripción	Potencia Efectiva (MW)	Combustible	Consumo Específico (Kg/kWh)	Consumo Específico (BTU/KWh)
TG. Malacas 1 con GN	15.018	Gas Natural	16.114 (2)	16114
TG Malacas 2 con GN	15.038	Gas Natural	15.804 (2)	15804
TG Malacas 2 con Diesel	14.974	Diesel N° 2	0.354 (2)	14347
TG. Malacas 4 (sin inyección de agua)	88.7	Gas Natural	12.116 (2)	12116
TG. Malacas 4 (con inyección de agua)	100.649	Gas Natural y Agua	12.412 (2)	12412
TG. Chimbote	41.241	Diesel N° 2	0.353	14307
TG. Trujillo	20.360	Diesel N° 2	0.342	13861
TG. Piura con R6	18.606	Residual N° 6	0.349	13644
GD. Piura	19.421	Residual N° 6	0.239	9355
GD. Chiclayo R6	24.391	Residual N° 6	0.254	9942
GD. Sullana	8.478	Diesel N° 2	0.251	10173
GD. Paita	5.805	Diesel N° 2	0.244	9889
TG. Santa Rosa UTI-5 - GN	53.426	Gas Natural	12.744	12744
TG. Santa Rosa UTI-6 - GN	52.585	Gas Natural	12.624	12624
TG. Santa Rosa WTG (con inyección de agua)	123.299	Gas Natural	11.371 (2)	11371
CC TG3+TV Ventanilla (sin fuego adicional)	228.017	Gas Natural	6.765 (2)	6765
CC TG3+TV Ventanilla (con fuego adicional)	18.356	Gas Natural	6.765 (2)	6765
CC TG4+TV Ventanilla (sin fuego adicional)	228.017	Gas Natural	6.765 (2)	6765
CC TG4+TV Ventanilla (con fuego adicional)	18.356	Gas Natural	6.765 (2)	6765
TV. San Nicolás	63.096	Residual N° 500	0.320	12207
GD. San Nicolás	1.233	Diesel N° 2	0.209	8471
TG1. Aguaytía	88.508	Gas Natural	11.097 (2)	11097
TG2. Aguaytía	88.084	Gas Natural	11.332 (2)	11332
GD. Tumbes Nueva MAK1	9.171	Residual N° 6	0.220	8611
GD. Tumbes Nueva MAK2	8.098	Residual N° 6	0.220	8602
GD. Yarinacocha - Wartsila	24.871	Residual N° 6	0.231	9042
TG. Chilca I - TG1	175.960	Gas Natural	9.797 (2)	9797
TG. Chilca I - TG2	174.530	Gas Natural	9.895 (2)	9895
TG. Kallpa - TG1	176.829	Gas Natural	10.074 (2)	10074
GD Dolorespata N° 1 al N° 7	11.450	Diesel N° 2	0.243	9849
GD Taparachi N° 1 al N° 4	4.878	Diesel N° 2	0.233	9443
GD Bellavista N° 1 al N° 2	3.525	Diesel N° 2	0.242	9808
GD Chilina N° 1 y N° 2	10.410	Residual N°500 y Diesel N° 2 (1)	0.212	8138
Chilina Ciclo Combinado	16.697	Diesel N° 2	0.278	11267
Chilina TV 2	6.199	Residual N° 500	0.398	15182
Chilina TV 3	9.905	Residual N° 500	0.435	16594
GD Mollendo I	31.975	Residual N° 500	0.207	7896
TG Mollendo II con D2	73.202	Diesel N° 2	0.264	10700
GD Calana con R6	25.506	Residual N° 6	0.217	8494
Ilo 1 TV 2	0.009	Residual N° 500	0.319	12169
Ilo 1 TV 3	69.460	Vapor-Residual N° 500	0.198	6866
Ilo 1 TV 4	66.477	Residual N° 500	0.297	11330
Ilo 1 TG 1	34.737	Diesel N° 2	0.271	10987
Ilo 1 TG 2	32.479	Diesel N° 2	0.255	10335
Ilo 1 CATKATO	3.309	Diesel N° 2	0.200	8106
Ilo 2 TV Carbón N° 1	141.873	Carbón	0.361	8595
Total	2343.532			

(1) Composición R6: 90% y D2: 10%

(2) Consumo Específico en BTU/MWh para el gas natural

Se ha tomado como base la información recibida de las empresas

La principal base de referencia utilizada para el parque existente es la información recibida de las empresas generadoras. Se han incluido los retiros, repotenciones, y cambios de uso de combustibles que se hubieran producido durante el corriente año.

En el caso de las unidades UTI de la C.T: Santa Rosa se ha considerado que operan con Diesel 2 a partir de junio de 2009, basándose en lo comunicado por EDEGEL.

4.2 PROGRAMA DE OBRAS

Para la definición del programa de obras de generación se ha considerado como información fundamental la remitida por las empresas integrantes del COES y la suministrada por empresas titulares de concesiones y autorizaciones, de acuerdo a la modificación del artículo 47° de la LCE. El programa definido se muestra en el Cuadro No 4.3A.

**Cuadro No 4.3A
PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACION 2008-2010 DEL SEIN**

Fecha	Proyecto
Ene-2009	C.T. Oquendo (50 MW) – SDF
Feb-2009	C.H Santa Cruz G1 (3MW) – HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ
Mar-2009	C.H. La Joya (9.6 MW) – GEPSA
Mayo-2009	C.H. Poechos II (10 MW) – SINERSA
Jun-2009	Traslado de las TG - C.T. Mollendo - gas natural (73 MW) - EGASA
Jun-2009	Traslado de la C.T. Calana - gas natural (23 MW) – EGESUR
Jul-2009	C.H Santa Cruz G2 (3MW) – HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ
Jul-2009	C.T. Kallpa TG2 Ciclo Simple (192.4 MW) – KALLPA
Oct-2009	C.T. Chilca I - TG3 (193 MW) – ENERSUR
Nov-2009	Ampliación Presa Huangush Bajo (3.8 MMC) - ELECTROANDES
Nov-2009	C.H. Platanal (220 MW) – CELEPSA
Ene-2010	Central Santa Rosa II Tg8 ciclo abierto (188.6 MW) - EDEGEL
Jul-2010	C.T. Kallpa TG3 Ciclo Simple (192.4 MW) – KALLPA
Mar-2010	C.T. Las Flores (192.5 MW) – EGENOR

**Cuadro No 4.3B
PROGRAMA DE AMPLIACION DEL GASODUCTO DE CAMISEA**

Fecha	Proyecto
Ago-2009	Instalación de compresoras - Ampliación a 380MMPCD – TGP
Oct-2009	Loop de la red principal - Ampliación a 450MMPCD – TGP
Jul-2011	Incremento de la capacidad de producción en boca de pozo - Ampliación a 1000MMPCD – TGP

El programa de obras de transmisión que se muestra en el Cuadro No 4.4, ha sido elaborado tomando en cuenta la información remitida por las empresas transmisoras.

**Cuadro No 4.4
PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISION 2008-2010 DEL SEIN**

Fecha	Proyecto
Feb-2009	L.T. San Gabán - Masuko – Puerto Maldonado - 138 kV y 66 kV - ELSE
Feb-2009	Ampliación de Transformación de Marcona, Ica y Juliaca – REP
Mar-2009	L.T. Carhuaquero - Jaen 138 kV
Mar-2009	L.T. Tocache - Bellavista - 138 kV
Jun-2009	Transformador los Industriales 220/60kV - LUZ DEL SUR

Proyectos Licitados por ProlInversión

Fecha	Proyecto	Capacidad por circuito (MVA)	No de circuitos	Capacidad Total (MVA)	No conductor es por fase	Longitud (km)	No meses
Mar-10	L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal 220kV – REP	350	2	700	2	94	20
Oct-10	L.T. Carhuaquero - Corona 220 kV - ABENGOA	150	1	150	1	81	30
Oct-10	L.T. Cajamarca - Huallanca 220 kV – ABENGOA	240	2	480	1	230	30
Oct-10	L.T. Huallanca - Conococha 220 kV – ABENGOA	180	2	360	1	165	30
Oct-10	L.T. Conococha - Paragsha 220 kV – ABENGOA	180	1	180	1	174	30
Oct-10	L.T. Paragsha - Carhuamayo 220 kV – ABENGOA	150	2	300	1	42	30
Mar-11	L.T. Machupicchu - Cotaruse 220 kV – ISONOR	180	2	360	1	204	35
Mar-11	L.T. Mantaro - Caraveli - Montalvo 500 kV – ISONOR	300	2	600	2	761	35
Mar-11	L.T. Chilca - Zapallal 500 kV – REP	1400	1	1400	2	94	32
Oct-10	Enlace Huallanca Existente - Huallanca Nueva 138 kV	100	1	100	1	1	30
Oct-10	Enlace 138 kV entre Carhuamayo 138 kV - Carhuamayo 220 Kv	100	1	100	1	36	30

No ha sido incluida en el programa de transmisión la L.T. Mantaro-Cotaruse-Socabaya, que permitiría el Reforzamiento de la Interconexión Centro-Sur del SEIN y que está prevista en el Plan Transitorio de Transmisión, debido a que a la fecha no se alcanzó un acuerdo para su ejecución entre el Consorcio Transmataro y el Estado Peruano.

4.3BALANCE OFERTA – DEMANDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En el Cuadro No 4.5 se muestra el balance oferta-demanda de potencia para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional considerando la potencia efectiva de las unidades en servicio y la proyección de la demanda correspondientes al período del estudio. El superávit anual resultante oscila entre 23.9% y 10.9%.

Cuadro No 4.5
BALANCE OFERTA-DEMANDA ANUAL DE POTENCIA DEL SEIN
(MW)

DESCRIPCIÓN	2008	2009	2010	2011
C.H. Mantaro	650.5	650.5	650.5	650.5
C.H. Restitución	215.4	215.4	215.4	215.4
C.H. Huinco	247.3	247.3	247.3	247.3
C.H. Matucana	128.6	128.6	128.6	128.6
C.H. Callahuanca	80.4	80.4	80.4	80.4
C.H. Moyopampa	64.7	64.7	64.7	64.7
C.H. Huampaní	30.2	30.2	30.2	30.2
C.H. Yanango	42.6	42.6	42.6	42.6
C.H. Chimay	150.9	150.9	150.9	150.9
C.H. Huanchor	19.6	19.6	19.6	19.6
C.H. Cahua	43.1	43.1	43.1	43.1
C.H. Pariac	5.0	5.0	5.0	5.0
C.H. Gallito Ciego	38.1	38.1	38.1	38.1
C.H. Misapuquio	3.9	3.9	3.9	3.9
C.H. San Antonio - San Ignacio	1.0	1.0	1.0	1.0
C.H. Huayllacho	0.2	0.2	0.2	0.2
C.H. Carhuaquero	116.6	116.6	116.6	116.6
C.H. Cañón del Pato	263.5	263.5	263.5	263.5
C.H. Yaupí	110.2	110.2	110.2	110.2
C.H. Malpaso	48.0	48.0	48.0	48.0
C.H. Pachachaca	9.7	9.7	9.7	9.7
C.H. Oroya	9.5	9.5	9.5	9.5
C.H. Yuncán	136.8	136.8	136.8	136.8
C.H. Charcani I	1.7	1.7	1.7	1.7
C.H. Charcani II	0.6	0.6	0.6	0.6
C.H. Charcani III	4.6	4.6	4.6	4.6
C.H. Charcani IV	15.3	15.3	15.3	15.3
C.H. Charcani V	144.6	144.6	144.6	144.6
C.H. Charcani VI	8.9	8.9	8.9	8.9
C.H. Machupicchu	87.8	87.8	87.8	87.8
C.H. Aricota I	22.5	22.5	22.5	22.5
C.H. Aricota II	12.4	12.4	12.4	12.4
C.H. San Gabán II	113.1	113.1	113.1	113.1
C.H. Curumuy	12.5	12.5	12.5	12.5
C.H. Poechos I	15.4	15.4	15.4	15.4
C.H. Santa Rosa I y II	2.8	2.8	2.8	2.8
C.H. Poechos II		10.0	10.0	10.0
C.H. Platanal		220.0	220.0	220.0

DESCRIPCIÓN	2008	2009	2010	2011
TG. Malacas 1 con GN	15.0	15.0	15.0	15.0
TG. Malacas 2 con GN	15.0	15.0	15.0	15.0
TG. Malacas 4 (sin inyección de agua)	88.7	88.7	88.7	88.7
TG. Malacas 4 (con inyección de agua)	100.6	100.6	100.6	100.6
TG. Chimbote	41.2	41.2	41.2	41.2
TG. Trujillo	20.4	20.4	20.4	20.4
TG. Piura con R6	18.6	18.6	18.6	18.6
GD. Piura	19.4	19.4	19.4	19.4
GD. Chiclayo R6	24.4	24.4	24.4	24.4
GD. Sullana	8.5	8.5	8.5	8.5
GD. Paita	5.8	5.8	5.8	5.8
TG. Santa Rosa UTI-5 – GN	53.4	53.4	53.4	53.4
TG. Santa Rosa UTI-6 – GN	52.6	52.6	52.6	52.6
TG. Santa Rosa WTG (con inyección de agua)	123.3	123.3	123.3	123.3
CC TG3+TV Ventanilla (sin fuego adicional)	228.0	228.0	228.0	228.0
CC TG3+TV Ventanilla (con fuego adicional)	18.4	18.4	18.4	18.4
CC TG4+TV Ventanilla (sin fuego adicional)	228.0	228.0	228.0	228.0
CC TG4+TV Ventanilla (con fuego adicional)	18.4	18.4	18.4	18.4
TV. San Nicolás	63.1	63.1	63.1	63.1
GD. San Nicolás	1.2	1.2	1.2	1.2
TG1. Aguaytía	88.5	88.5	88.5	88.5
TG2. Aguaytía	88.1	88.1	88.1	88.1
GD. Tumbes Nueva MAK1	9.2	9.2	9.2	9.2
GD. Tumbes Nueva MAK2	8.1	8.1	8.1	8.1
GD. Yarinacocha – Wartsila	24.9	24.9	24.9	24.9
TG. Chilca I - TG1	176.0	176.0	176.0	176.0
TG. Chilca I - TG2	174.5	174.5	174.5	174.5
TG. Kallpa - TG1	176.8	176.8	176.8	176.8
GD Dolorespata N° 1 al N° 7	11.5	0.0	0.0	0.0
GD Taparachi N° 1 al N° 4	4.9	4.9	4.9	4.9
GD Bellavista N° 1 al N° 2	3.5	3.5	3.5	3.5
GD Chilina N° 1 y N° 2	10.4	10.4	10.4	10.4
Chilina Ciclo Combinado	16.7	16.7	16.7	16.7
Chilina TV 2	6.2	6.2	6.2	6.2
Chilina TV 3	9.9	9.9	9.9	9.9
GD Mollendo I	32.0	32.0	32.0	32.0
TG Mollendo II con D2	73.2	-	-	-
TG Mollendo II con GN	-	73.2	73.2	73.2
GD Calana con R6	-	-	-	-
GD Calana con GN	-	22.9	22.9	22.9
Ilo 1 TV 2	0.009	0.009	0.009	0.009
Ilo 1 TV 3	69.5	69.5	69.5	69.5
Ilo 1 TV 4	66.5	66.5	66.5	66.5
Ilo 1 TG 1	34.7	34.7	34.7	34.7
Ilo 1 TG 2	32.5	32.5	32.5	32.5
Ilo 1 CATKATO	3.3	3.3	3.3	3.3
Ilo 2 TV Carbón N° 1	141.9	141.9	141.9	141.9
TG. Chilca I - TG3	-	192.7	192.7	192.7
Santa Rosa II TG8	-	-	188.6	188.6
C.T. Kallpa TG2 Ciclo Simple	-	192.4	192.4	192.4
C.T. Kallpa TG3 Ciclo Simple	-	-	-	192.4
C.T. Las Flores	-	-	-	192.5
C.T. Kallpa TG2 Ciclo Simple	-	192.4	192.4	192.4
OFERTA SEIN	5,164.0	5,790.6	6,364.1	6,449.1
DEMANDA	4,198.7	4,584.8	4,998.8	5,563.0
SUPERAVIT / DÉFICIT	965.3	1,205.8	1,365.3	886.1
	23.0%	26.3%	27.3%	15.9%

5 COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TERMICAS

5.1 COSTOS DE COMBUSTIBLES

Para cada combustible líquido se consideró el menor precio entre el de referencia calculado por el OSINERGMIN y el del mercado interno (PETROPERU). Los precios utilizados se muestran el Cuadro No 5.1.

Cuadro No 5.1
PRECIO BASE COMBUSTIBLES LIQUIDOS

Lugar	Combustible	PETROPERU	Precios de Referencia Ponderados	PRECIO UTILIZADO		
		S./Gln ⁽¹⁾ EX-PLANTA	S./Gln ⁽¹⁾ EX-PLANTA	S./Gln ⁽¹⁾ EX-PLANTA	US\$/Gln ⁽²⁾	US\$/Barril
Lima (Callao)	Diesel N° 2	6.30	4.99	4.99	1.588	66.70
	Residual N° 6	2.99	2.54	2.54	0.808	33.95
	Residual N° 500	2.95	2.57	2.57	0.818	34.35
Chimbote	Diesel N° 2	6.39	5.04	5.04	1.604	67.37
Trujillo (Salaverry)	Diesel N° 2	6.33	5.00	5.00	1.591	66.84
	Residual N° 6	3.07	2.58	2.58	0.821	34.49
Chiclayo (Eten)	Diesel N° 2	6.30	4.99	4.99	1.588	66.70
Piura (Talara)	Diesel N° 2	6.24	4.95	4.95	1.575	66.17
	Residual N° 6	3.00	2.55	2.55	0.812	34.09
Arequipa (Mollendo)	Diesel N° 2	6.39	5.04	5.04	1.604	67.37
	Residual N° 500	3.02	2.60	2.60	0.827	34.75
Moquegua (Ilo)	Diesel N° 2	6.39	5.04	5.04	1.604	67.37
	Residual N° 6	3.07	2.58	2.58	0.821	34.49

⁽¹⁾ Precio de combustibles vigente al 31.12.2008

⁽²⁾ Tasa de cambio: 3.142 S./US\$. Venta al 31.12.2008
1 barril = 42 galones.

Cuando fue posible, gracias a la información de sustento suministrada por las empresas generadoras, se ajustó el flete de los combustibles líquidos de algunas centrales.

En los cálculos se ha incluido el Impuesto Selectivo al Consumo a los combustibles Residual 6 y Residual 500, de acuerdo a lo indicado en el Decreto Supremo N° 126-2008-EF. Para el combustible Diesel 2 se ha considerado la vigencia de la exoneración de dicho impuesto, de acuerdo al Decreto Legislativo N°966 del 2006, excepto para la CT. Malacas, debido a que EEP SA no cuenta con dicha exoneración

Cuadro No 5.2
PRECIOS EX-PLANTA LOCALES DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS

LUGAR	Diesel N° 2 (US\$/Ton)	Residual N° 6 (US\$/Ton)	Residual N° 500 (US\$/Ton)
Lima (Callao)	489.0		265.9
Chimbote	493.9		
Trujillo (Salaverry)	489.9	273.2	
Chiclayo (Eten)	489.0		
Piura (Talara)	485.0	270.5	
Arequipa (Mollendo)	493.9		268.5
Moquegua (Ilo)	493.9	273.2	

El precio de carbón utilizado en la C.T. de Ilo 2 es de 148.34 US\$/Ton, y es el Precio de Referencia calculado por el OSINERGMIN (a fecha 31.12.2008), de acuerdo con el "Procedimiento para la Determinación de los Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica".

Para las centrales que operen con gas natural, se tomará como precio del mercado interno para los fines a que se refiere el inciso c) del Artículo 124° del Reglamento; lo dispuesto en el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, y sus modificatorias, de la siguiente manera:

- Para las centrales que operan con gas natural de Camisea, el precio se determinó tomando como referencia el precio efectivamente pagado del gas de Camisea más el 90% del costo del transporte y de la distribución, según corresponda.
- Para centrales que utilizan gas natural procedente de otras fuentes distintas a Camisea, se consideró el precio único que se obtiene como resultado del procedimiento N° 31 C del COES, teniendo como límite superior el valor que resulta del procedimiento establecido por el OSINERGMIN "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra".

En el Anexo E, se adjuntan los precios de gas natural actualizados al 1.1.2009.

El Cuadro 5.3 incluye el precio del gas natural para las centrales térmicas que consumen gas de Camisea.

Cuadro No 5.3
PRECIO DEL GAS NATURAL CENTRALES CAMISEA

DESCRIPCION	UNIDAD	Ventanilla	Santa Rosa	Chilca	Kallpa	Mollendo	Calana
Precio Boca de pozo	US\$/MMBTU	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Factor A: Por Cantidad Diaria Contractual ⁽¹⁾		0.9600	0.9600	0.9600	0.9745	0.9817	0.9997
Factor B: Por Take or Pay ⁽¹⁾		0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9800	0.9800
Factor por descuento promocional		0.9500	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Precio Boca de Pozo	US\$/MMBTU	0.8664	0.9120	0.9120	0.9258	0.9621	0.9797
Factor de Actualización		1.5834	1.5834	1.5834	1.5834	1.5834	1.5834
Precio Boca de Pozo actualizado (contrato Generador - Productor)	US\$/MMBTU	1.3719	1.4441	1.4441	1.4659	1.5234	1.5513
Precio Boca de Pozo actualizado (contrato Estado - Productor) - 2007	US\$/MMBTU	1.6106	1.6106	1.6106	1.6106	1.6106	1.6106
Precio Boca de Pozo actualizado	US\$/MMBTU	1.3719	1.4441	1.4441	1.4659	1.5234	1.5513
Precio Base Transporte (OSINERG)	US\$/millar m ³	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384
Factor por adelanto del GRP		0.91436	0.91436	0.91436	0.91436	0.91436	0.91436
Factor de ajuste al transporte (PPla / PPló)		1.0934	1.0934	1.0934	1.0934	1.0934	1.0934
PPló (Ene-2003)		149.9	149.9	149.9	149.9	149.9	149.9
PPla (Ene-2008)		163.9	163.9	163.9	163.9	163.9	163.9
Precio Transporte (OSINERG)	US\$/millar m ³	31.4308	31.4308	31.4308	31.4308	31.4308	31.4308
Factor de conversión	PC/m ³	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467
Poder Calorífico Superior	MBTU/PC	1.0865	1.0835	1.0844	1.0562	1.1571	1.1571
Factor de descuento (solo para tarifas)		0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
Precio Transporte	US\$/MMBTU	0.7372	0.7393	0.7387	0.7584	0.6923	0.6923
Precio Base Distribución (OSINERG)	US\$/millar m ³	5.1736	5.1736				
Factor por adelanto del GRP		0.91436	0.91436				
Factor de ajuste al transporte (PPla / PPló)		1.0934	1.0934				
PPló (Ene-2003)		149.9	149.9				
PPla (Ene-2008)		163.9	163.9				
Precio Distribución (OSINERG)	US\$/millar m ³	5.1723	5.1723				
Factor de conversión	PC/m ³	35.31467	35.31467				
Poder Calorífico Superior	MBTU/PC	1.0865	1.0835				
Factor de descuento (solo para tarifas)		0.9000	0.9000				
Precio Distribución	US\$/MMBTU	0.1213	0.1217	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
PRECIO TOTAL (Boca de pozo + Transmisión + Distribución)		2.2304	2.2304	2.3051	2.1828	2.2243	2.2157

(1) Para los Factores A y B, se ha utilizado para la C.T. Ventanilla y C.T. Santa Rosa la Quinta Adenda de su contrato de Suministro enviada por EDEGEL. Para la C.T. Chilca se ha utilizado la información de su Contrato de Suministro. Para la C.T. Kallpa se ha utilizado la información enviada con carta KG-295/07 del 25.10.2007. Para el Poder Calorífico Superior de las CC.TT. Mollendo y Calana se ha considerado el Poder Calorífico Superior reportado por EGESUR.

El cuadro 5.4 muestra los valores adoptados de precios de gas natural para centrales térmicas con provisión distinta de Camisea.

Cuadro No 5.5
COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES SEIN

Descripción	CVNC
	(US\$/MWh)
TG. Malacas 1 con GN	4.000
TG. Malacas 2 con GN	4.000
TG. Malacas 4 (sin inyección de agua)	3.133
TG. Malacas 4 (con inyección de agua)	21.604
TG. Chimbote	2.700
TG. Trujillo	2.700
TG. Piura con R6	2.700
GD. Piura	7.110
GD. Chiclayo R6	7.040
GD. Sullana	7.300
GD. Paíta	7.540
TG. Santa Rosa UTI-5 – GN	7.070
TG. Santa Rosa UTI-6 – GN	7.070
TG. Santa Rosa WTG (con inyección de agua)	4.100
CC TG3+TV Ventanilla (sin fuego adicional)	3.345
CC TG3+TV Ventanilla (con fuego adicional)	3.345
CC TG4+TV Ventanilla (sin fuego adicional)	3.345
CC TG4+TV Ventanilla (con fuego adicional)	3.345
TV. San Nicolás	2.000
GD. San Nicolás	7.110
TG1. Aguaytía	2.690
TG2. Aguaytía	2.730
GD. Tumbes Nueva MAK1	11.320
GD. Tumbes Nueva MAK2	11.320
GD. Yarinacocha – Wartsila	5.803
TG. Chilca I - TG1	3.669
TG. Chilca I - TG2	3.669
TG. Kallpa - TG1	4.000
GD Dolorespata N° 1 al N° 7	4.802
GD Taparachi N° 1 al N° 4	14.475
GD Bellavista N° 1 al N° 2	11.882
GD Chilina N° 1 y N° 2	10.809
Chilina Ciclo Combinado	3.529
Chilina TV 2	1.985
Chilina TV 3	1.320
GD Mollendo I	6.218
TG Mollendo II con D2	1.145
GD Calana con R6	10.583
Ilo 1 TV 2	3.180
Ilo 1 TV 3	1.960
Ilo 1 TV 4	1.930
Ilo 1 TG 1	8.000
Ilo 1 TG 2	6.090
Ilo 1 CATKATO	11.980
Ilo 2 TV Carbón N° 1	0.900
GD Calana – GN	4.500
TG Mollendo II con GN	3.960
TG. Chilca I - TG3	3.150

5.3 COSTOS VARIABLES

El Cuadro No 5.5 resume los valores de los costos variables de las unidades de generación térmica del SEIN, incluyendo los correspondientes a las plantas proyectadas.

Cuadro No 5.6
COSTOS VARIABLES SEIN

Descripción	CVC	CVNC	TOTAL
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh
TG. Malacas 1 con GN	35.721	4.000	39.721
TG Malacas 2 con GN	35.034	4.000	39.034
TG Malacas 2 con Diesel	224.497	4.000	228.497
TG. Malacas 4 (sin inyección de agua)	26.858	3.133	29.991
TG. Malacas 4 (con inyección de agua)	27.515	21.604	49.119
TG. Chimbote	176.115	2.700	178.815
TG. Trujillo	169.425	2.700	172.125
TG. Piura con R6	112.602	2.700	115.302
GD. Piura	77.525	7.110	84.635
GD. Chiclayo R6	80.438	7.040	87.478
GD. Sullana	123.839	7.300	131.139
GD. Paita	121.831	7.540	129.371
TG. Santa Rosa UTI-5 – GN	29.376	7.070	36.446
TG. Santa Rosa UTI-6 – GN	29.100	7.070	36.170
TG. Santa Rosa WTG (con inyección de agua)	26.211	4.100	30.311
CC TG3+TV Ventanilla (sin fuego adicional)	15.089	3.345	18.434
CC TG3+TV Ventanilla (con fuego adicional)	15.089	3.345	18.434
CC TG4+TV Ventanilla (sin fuego adicional)	15.089	3.345	18.434
CC TG4+TV Ventanilla (con fuego adicional)	15.089	3.345	18.434
TV. San Nicolás	89.690	2.000	91.690
GD. San Nicolás	105.159	7.110	112.269
TG1. Aguaytía	20.862	2.690	23.552
TG2. Aguaytía	21.304	2.730	24.034
GD. Tumbes Nueva MAK1	62.581	11.320	73.901
GD. Tumbes Nueva MAK2	62.518	11.320	73.838
GD. Yarinacocha – Wartsila	80.265	5.803	86.068
TG. Chilca I - TG1	21.385	3.669	25.054
TG. Chilca I - TG2	21.599	3.669	25.268
TG. Kallpa - TG1	22.332	4.000	26.332
GD Dolorespata N° 1 al N° 7	122.164	4.802	126.966
GD Taparachi N° 1 al N° 4	121.109	14.475	135.584
GD Bellavista N° 1 al N° 2	125.976	11.882	137.858
GD Chilina N° 1 y N° 2	63.906	10.809	74.715
Chilina Ciclo Combinado	139.950	3.529	143.479
Chilina TV 2	111.060	1.985	113.045
Chilina TV 3	121.384	1.320	122.704
GD Mollendo I	56.095	6.218	62.313
TG Mollendo II con D2	131.220	1.145	132.365
GD Calana con R6	61.632	10.583	72.215
Ilo 1 TV 2	85.755	3.180	88.935
Ilo 1 TV 3	48.390	1.960	50.350
Ilo 1 TV 4	79.841	1.930	81.771
Ilo 1 TG 1	143.906	8.000	151.906
Ilo 1 TG 2	135.360	6.090	141.450
Ilo 1 CATKATO	106.165	11.980	118.145
Ilo 2 TV Carbón N° 1	53.551	0.900	54.451
GD Calana – GN	23.156	4.500	27.656
TG Mollendo II con GN	27.545	3.960	31.505
TG. Chilca I - TG3	22.020	3.150	25.170
TG. Malacas 1 con GN	35.721	4.000	39.721

* Estos costos incluyen el ISC a los combustibles líquidos R6 y R500, así como para el D2 en la C.T. Malacas

Los detalles del cálculo de los costos variables asociados a los combustibles se encuentran en el Cuadro No 5.7..

Cuadro No 5.7 COSTOS VARIABLES DEL SEIN (detallado)

DESCRIPCION	Combustible	Costo Flete (US \$/Ton)	Tratamiento Mec. y Quim. (US \$/Ton)	Costo Financiero (US \$/Ton)	Costo Base (US \$/Ton)	CVC (US \$/Ton)	Consumo Especifico			Flete (US\$/MWh)	Trat. Mec. y Quim. (US\$/MWh)	C. Financ. (US\$/MWh)	COSTO VARIABLE			T.S.F.O. (P.U.)	POTENCIA EFECTIVA MW	
							(KG/KWh)	(BTU/KWh)	(US\$/MWh)				Base (US\$/MWh)	Combusible (US\$/MWh)	No Combusible (US\$/MWh)			TOTAL (US\$/MWh)
TG. Malacas 1 con GN	Gas Natural				2.217	2.217	16.114	16.114				35.721	35.721	4.000	39.721	0.04	15.018	
TG. Malacas 2 con GN	Gas Natural				2.217	2.217	15.804	15.804				35.034	35.034	4.000	39.034	0.04	15.038	
TG. Malacas 2 con Diesel	Diesel N° 2	4.310	0.000	0.763	629.100	634.173	14.347	14.347	1.526	0.000	0.270	224.701	224.971	4.000	228.971	0.04	14.974	
TG. Malacas 4 (sin inyección de agua)	Gas Natural				2.217	2.217	12.116	12.116				26.858	26.858	3.133	29.991	0.03	88.720	
TG. Malacas 4 (con inyección de agua) (3)	Gas Natural y Agua				2.217	2.217	12.412	12.412				27.515	27.515	2.700	21.604	49.119	0.03	
TG. Chiribote	Diesel N° 2	4.410	0.000	0.599	493.900	498.908	0.353	14.307	1.557	0.000	0.211	174.347	176.115	2.700	178.815	0.05	41.241	
TG. Trujillo	Diesel N° 2	4.899	0.000	0.594	489.900	495.393	0.342	13.861	1.676	0.000	0.203	167.546	169.425	2.700	172.125	0.05	20.360	
TG. Piura con R6	Residual N° 6	37.008	0.167	0.346	285.500	323.022	0.349	13.644	12.901	0.058	0.121	99.522	112.602	2.700	115.302	0.10	18.606	
GD. Piura - sin MIRESS5	Residual N° 6	37.008	0.167	0.346	285.500	323.022	0.239	9.355	8.845	0.040	0.083	68.235	77.202	7.110	84.312	0.03	19.421	
GD. Chiclayo R6	Residual N° 6	30.840	0.000	0.346	285.500	316.686	0.254	9.942	7.833	0.000	0.088	72.517	80.438	7.040	87.478	0.03	24.391	
GD. Sullana sin ALCOI	Diesel N° 2	11.759	0.000	0.588	485.000	497.347	0.251	10.173	2.951	0.000	0.148	121.735	124.834	7.300	132.134	0.03	8.478	
GD. Paiba - sin SKODAI y EMD2	Diesel N° 2	13.718	0.000	0.588	485.000	499.307	0.244	9.889	3.347	0.000	0.143	118.340	121.831	7.540	129.371	0.03	5.805	
GD. Pacasmayo	Diesel N° 2	9.799	0.280	0.593	489.000	499.672	0.233	9.443	2.283	0.065	0.138	113.937	116.424	5.913	122.337	0.03	17.664	
TG. Santa Rosa UTI-5 - GN	Gas Natural				2.305	2.305	12.744	12.744				29.376	29.376	7.070	36.446	0.05	53.426	
TG. Santa Rosa UTI-6 - GN	Gas Natural				2.305	2.305	12.624	12.624				29.100	29.100	7.070	36.170	0.05	52.585	
TG. Santa Rosa WTG (con inyección de agua)	Gas Natural				2.305	2.305	11.371	11.371				26.211	26.211	4.100	30.311	0.03	123.299	
TG3 CT Ventanilla	Gas Natural				2.230	2.230	10.150	10.150				22.639	22.639	4.018	26.657	0.06	159.215	
TG4 CT Ventanilla	Gas Natural				2.230	2.230	10.112	10.112				22.554	22.554	4.098	26.652	0.06	156.101	
CC TG3+TV Ventanilla (sin fuego adicional)	Gas Natural				2.230	2.230	6.765	6.765				15.089	15.089	3.345	18.434	0.04	228.017	
CC TG3+TV Ventanilla (con fuego adicional)	Gas Natural				2.230	2.230	6.765	6.765				15.089	15.089	3.345	18.434	0.04	18.356	
CC TG4+TV Ventanilla (con fuego adicional)	Gas Natural				2.230	2.230	6.765	6.765				15.089	15.089	3.345	18.434	0.04	228.017	
TV. San Nicolás	Residual N° 500	11.966	2.073	0.322	285.900	280.281	0.320	12.207	3.835	0.663	0.103	85.088	89.690	2.000	91.690	0.05	63.096	
GD. San Nicolás	Diesel N° 2	13.561	0.000	0.593	489.000	503.154	0.209	8.471	2.834	0.000	0.124	102.201	105.159	7.110	112.269	0.05	1.233	
TG1. Aguaytía	Gas Natural				1.880	1.880	11.097	11.097				20.862	20.862	2.690	23.552	0.02	88.508	
TG2. Aguaytía	Gas Natural				1.880	1.880	11.332	11.332				21.304	21.304	2.730	24.034	0.02	88.084	
GD. Tumbes Nueva MAK1	Residual N° 6	13.631	0.000	0.328	270.500	284.459	0.22000	8.611	2.999	0.000	0.072	59.510	62.518	11.320	73.901	0.03	9.171	
GD. Tumbes Nueva MAK2	Residual N° 6	13.631	0.000	0.328	270.500	284.459	0.21978	8.602	2.996	0.000	0.072	59.450	62.518	11.320	73.838	0.03	8.098	
GD. Yarmacocha - Wansila	Residual N° 6	77.541	0.000	0.327	289.600	347.457	0.231	9.042	17.912	0.000	0.076	62.278	80.255	5.803	86.068	0.04	24.871	
TG. Chilca I - TG1	Gas Natural				2.183	2.183	9.797	9.797				21.395	21.395	3.669	25.054	0.04	175.960	
TG. Chilca I - TG2	Gas Natural				2.183	2.183	9.895	9.895				21.599	21.599	3.669	25.268	0.04	174.530	
TG. Kalipa - TG1	Gas Natural				2.224	2.224	10.074	10.074				22.408	22.408	4.000	26.408	0.04	176.829	
TG. Chilca I - TG3	Gas Natural				2.183	2.183	10.088	10.088				22.020	22.020	3.150	25.170	0.04	192.730	
TG. Santa Rosa 8	Gas Natural				2.305	2.305	11.213	11.213				25.847	25.847	4.000	29.847	0.04	188.600	
TG. Kalipa - TG2	Gas Natural				2.224	2.224	10.216	10.216				22.723	22.723	4.000	26.723	0.04	192.400	
TG. Kalipa - TG3	Gas Natural				2.224	2.224	10.216	10.216				22.723	22.723	4.000	26.723	0.04	192.400	
TG Las Flores	Gas Natural				2.183	2.183	10.695	10.695				23.345	23.345	4.000	27.345	0.04	192.500	

Cuadro No 5.4
PRECIO DEL GAS NATURAL EN CENTRALES CON PROVISIÓN DISTINTA
AL DE CAMISEA

Combustible	S/./MMBTU ⁽¹⁾	US\$/MMBTU
C.T. Aguaytía	5.907	1.8800
C.T. Malacas	6.965	2.2168
C.T. Malacas 2	6.965	2.2168
C.T. Ventanilla	7.008	2.2304
C.T. Santa Rosa	7.243	2.3051
C.T. Chilca	6.858	2.1828
C.T. Kallpa	6.989	2.2243
C.T. Mollendo	6.962	2.2157
C.T. Calana	7.049	2.2436

(1) Tasa de cambio: 3.142 S/./US\$ al 31.12.2008.

5.2 COSTOS VARIABLE NO COMBUSTIBLE

Se efectuó un análisis de las distintas plantas térmicas del sistema con la finalidad de separar los componentes variables y fijos de los costos variables no combustibles. Para ello se consideraron los estándares de mantenimiento recomendados por los fabricantes y los costos unitarios incurridos por las empresas, teniendo en consideración los Procedimientos N° 32 y N° 34 que fueron aprobados por el MINEM con fecha 19.02.2006.

Los costos variables no combustibles por unidades generadoras utilizados son los vigentes aprobados por el COES SINAC y se muestran en el Cuadro No 5.4.

Cuadro No 5.7 (Continuación)

DESCRIPCION	Combustible	Costo		Tratamiento		Costo		CVC		Consumo Especifico		COSTO VARIABLE						T.S.F.O	
		Flete (US \$/Ton)	Mec. y Quim. (US \$/Ton)	Financier o (US \$/Ton)	Base (US \$/Ton)	KG/KWh (BTU/KWh)	Flete (US\$/MWh h)	Trat.Mec y Quim. (US\$/MWh)	C. Financ. (US\$/MWh h)	Base (US\$/MWh h)	Combustible (US\$/MWh)	No Combustible (US\$/MWh)	TOTAL (US\$/MWh h)	P.U.	EFECTIVA MW				
GD Dolorespata N° 1 al N° 7 (3)	Diesel N° 2	8.23	0.000	0.599	493.900	502.7329	0.243	9849	2.001	0.000	0.146	120.018	122.164	4.802	126.966	0.05	11.450		
GD Taparachi N° 1 al N° 4	Diesel N° 2	25.28	0.000	0.599	493.900	519.7801	0.233	9443	5.891	0.000	0.140	115.079	121.109	14.475	135.584	0.05	4.878		
GD Bellavista N° 1 al N° 2	Diesel N° 2	26.07	0.000	0.599	493.900	520.5640	0.242	9808	6.308	0.000	0.145	119.524	125.976	11.882	137.858	0.05	3.525		
GD China N° 1 y N° 2	Residual N°500 y Diesel N° 2	10.09	0.000	0.353	291.000	301.4419	0.212	8138	2.139	0.000	0.075	61.692	63.906	10.809	74.715	0.04	10.410		
China Ciclo Combinado	Diesel N° 2	8.92	0.000	0.599	493.900	503.4159	0.278	11267	2.479	0.000	0.166	137.304	139.950	3.529	143.479	0.10	16.697		
China TV 2	Residual N° 500	10.22	0.000	0.326	268.500	279.0448	0.398	15182	4.087	0.000	0.130	106.863	111.060	1.985	113.045	0.10	6.199		
China TV 3	Residual N° 500	10.22	0.000	0.326	268.500	279.0448	0.435	16594	4.445	0.000	0.142	116.798	121.384	1.320	122.704	0.10	9.905		
GD Mollendo I	Residual N° 500	2.17	0.000	0.326	268.500	270.9907	0.207	7896	0.448	0.000	0.067	55.580	56.095	6.218	62.313	0.04	31.975		
TG Mollendo II con D2	Diesel N° 2	2.55	0.000	0.599	493.900	497.0466	0.264	10700	0.673	0.000	0.158	130.390	131.220	1.145	132.365	0.04	73.202		
GD Calana con R6	Residual N° 6	10.49	0.000	0.331	273.200	284.0169	0.217	8494	2.275	0.000	0.072	59.284	61.632	10.583	72.215	0.04	25.506		
llo 1 TV 2	Residual N° 500	0.00	0.000	0.326	268.500	268.8256	0.319	12169	0.000	0.000	0.104	85.652	85.755	3.180	88.935	0.10	0.009		
llo 1 TV 3	Vapor-Residual N° 500	0.00	0.000	0.296	244.100	244.3960	0.198	6866	0.000	0.000	0.059	48.332	48.390	1.960	50.350	0.10	69.460		
llo 1 TV 4	Residual N° 500	0.00	0.000	0.326	268.500	268.8256	0.297	11330	0.000	0.000	0.097	79.745	79.841	1.930	81.771	0.10	66.477		
llo 1 TG 1	Diesel N° 2	36.32	0.000	0.599	493.900	530.8234	0.271	10987	9.848	0.000	0.162	133.866	143.906	8.000	151.906	0.05	34.737		
llo 1 TG 2	Diesel N° 2	36.32	0.000	0.599	493.900	530.8234	0.255	10335	9.263	0.000	0.153	125.945	135.360	6.090	141.450	0.05	32.479		
llo 1 CATKATO	Diesel N° 2	36.32	0.000	0.599	493.900	530.8234	0.200	8106	7.265	0.000	0.120	98.780	106.165	11.980	118.145	0.05	3.309		
llo 2 TV Carbon N° 1	Carbon				148.340	148.3400	0.361	8595				53.551	53.551	0.900	54.451	0.10	141.873		
GD Calana - GN	Gas Natural				2.244	2.2436	10.321	10321				23.156	23.156	4.500	27.656	0.04	22.930		
TG Mollendo II con GN	Gas Natural				2.216	2.2157	12.432	12432				27.545	27.545	3.960	31.505	0.04	73.202		

(1) Consumo específico de la unidad TV2 de la C.T. ILO I en (kg vapor/kWh)

(2) T.S.F.O.: Tasa de salida forzada

(3) Dolorespata fue retirada de servicio el 5 de Noviembre de 2008

6 PRECIO BASICO DE LA ENERGIA

6.1 METODOLOGÍA

El precio básico de la energía se ha determinado a partir de los costos marginales esperados en el sistema de generación, determinados por medio del modelo PERSEO.

El modelo PERSEO efectúa un despacho hidrotérmico óptimo del sistema en etapas mensuales considerando un sistema multinodal y multiembalse, teniendo como función objetivo la minimización del valor esperado del costo total de producción.

En la potencia efectiva despachada de la C.H. Huinco, se ha considerado una reducción permanente de 30 MW para tener en cuenta la reserva rotante requerida para garantizar la calidad de frecuencia en el SEIN. Asimismo, teniendo en cuenta que la C.H. Charcani V también proporciona reserva rotante al SEIN se ha considerado una reducción en su potencia efectiva de 15 MW.

En aplicación del D.U. N° 049-2008, se ha considerado que no hay restricciones de transmisión eléctrica ni de capacidad de transporte del gasoducto de Camisea hasta diciembre de 2011.

6.2 SERIES HIDROLÓGICAS UTILIZADAS

Conforme a lo establecido en el Artículo 47° inciso b) de la Ley y el artículo 124° inciso a) del RLCE, se debe disponer la información hidrológica que refleje el comportamiento hidrológico para el período de análisis. Al respecto se han planteado cuestionamientos a la utilización de series hidrológicas del período 1965-2007 (43 años), tomando en cuenta los efectos del cambio climático. En tal sentido y tomando en consideración la absolución de consultas al informe técnico de Infoclima, así como el informe actualizado que se adjunta, se ha considerado conveniente utilizar la serie hidrológica de 16 años en el periodo 1992-2007.

Para mayor detalle remitirse al Anexo G en que se adjunta el Informe actualizado de INFOCLIMA.

6.3 LINEAS DE TRANSMISION

Para el caso de las líneas de transmisión se han considerado los límites operativos que utiliza el COES SINAC. En particular para el enlace Mantaro – Socabaya, se ha tomado en cuenta la Resolución N° 013-2007-DO/COES-SINAC del 31.08.2007 de la Dirección de Operaciones, que fija los límites operativos de dicho enlace sobre la base del Estudio de Actualización del Esquema de Rechazo de Carga/Generación del SEIN para el año 2008. (Dirección Centro Norte hacia el Sur – 280 MW)

En cuanto al enlace Paramonga – Chimbote se ha tomado en cuenta la Resolución N° 012-2006-DO/COES-SINAC del 09.08.2006 de la Dirección de

Operaciones que establece la capacidad de la primera terna (160 MW) y el Informe DEV- 210-2007 del 28.08 2007 para la capacidad con la segunda terna (Dirección Paramonga – Chimbote 280 MW).

6.4 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE CENTRALES DE GENERACION

Para el año 2008 se han considerando los mantenimientos ejecutados de las unidades del SEIN. Para el año 2009 se ha considerado el Programa de Mantenimiento Anual 2009 de las unidades generadoras aprobado por el COES SINAC. Para los años 2010 y 2011 los programas de mantenimiento se han estimado, considerando para las hidroeléctricas mantenimientos similares a los del año 2009, mientras que para las termoeléctricas se han considerado los trabajos sobre la base del número de horas equivalentes de operación, conforme a la metodología anteriormente utilizada por el COES SINAC y el OSINERGMIN. En el Anexo F, se adjunta los detalles de cálculo utilizados.

Asimismo se han incorporado las correcciones en la modelación de los mantenimientos de acuerdo a lo indicado en el documento de absolución de consultas

6.5 RESULTADOS

En el Cuadro No 6.1 se muestra el resultado que arroja el modelo PERSEO del precio básico de energía para la barra de Lima en los períodos de punta, fuera de punta y ponderado, para el caso base a la fecha.

Cuadro No 6.1
PRECIO BASICO DE LA ENERGIA
(US\$/MWh)

Punta	Fuera de Punta	Ponderado
51.02	37.42	40.09

De acuerdo con el Informe 060-2009-GART, que sustenta la Resolución N° 017-2009-OS/CD, en este momento más del 80% del mercado regulado es abastecido mediante licitaciones, con lo cual el efecto en los clientes finales de la propuesta de Tarifas en Barra es mínimo.

Si se considera que en la composición de la demanda el mercado regulado representa un 54% (de acuerdo al Anuario Estadístico 2007 del OSINERGMIN), y que la Máxima Demanda del 2009 del Estudio Tarifario Mayo 2009 es de 4585 MW, entonces manteniendo el mismo porcentaje se obtiene que la demanda del mercado regulado es de 2476 MW y la demanda del 2009 del mercado regulado abastecida con las licitaciones (efectuadas en el 2006, 2007 y 2008) alcanzaría en promedio 2200 MW, lo cual significa que para el 2009 más del 85% de la demanda del mercado regulado será abastecido mediante contratos resultantes de las licitaciones.

7 PRECIO BASICO DE POTENCIA

Para la determinación del Precio Básico de Potencia se toma en consideración el "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia" aprobado con Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD del 30.09.2004, y la modificación a los Artículos 4°, 5°, 6° y 7° del referido Procedimiento efectuados con Resolución OSINERGMIN N° 525-2007-OS/CD fecha 28.08.2007.

Para el cálculo de la CE_{ISO} y el Precio FOB de la unidad de punta se ha tenido en cuenta la modificación a los numerales 6.3.2, 6.3.4 y 7.1.2 del Procedimiento del Precio Básico de Potencia, en el Cuadro No 7.1 se muestran los resultados. Asimismo, para el cálculo del Costo Fijo de Operación y Mantenimiento (CFOyM) se ha tenido en cuenta lo establecido en el numeral 8.2.2 del Procedimiento, el cual indica que para el cálculo del CFOyM se estimara el valor correspondiente en función de las unidades del SEIN que se halle más próxima a la CE_{ISO} determinada (166.25 MW)

Sobre la base de lo descrito en párrafos anteriores se tiene en los cuadros No 7-2 y No 7-3 el cálculo resumen y detallado del PBP.

Cuadro No 7.1
CAPACIDAD ESTANDAR $_{ISO}$ Y PRECIO FOB DE LAS TURBINAS A GAS

REVISTA	PG7241FA	
	miles US\$	Potencia Base ISO MW
GTWH 2001/2002	40500	171.70
GTWH 2003	31250	171.70
GTWH 2004/2005	28500	171.70
GTWH 2006	30910	171.70
GTWH 2007/2008	40176	171.70
Promedio	34267	171.70
CE_{ISO}	34267	166.25
Valor FOB _{TG} y CE_{ISO}	34267	166.25

Cuadro No 7.2
PRECIO BASICO DE POTENCIA
US\$/kW-año

		Turbogenerador	Conexión	Costos Fijos			Total Total	
				Personal	CFNC	Total C.F.		
1	Costo Total	Millón US\$	45.74	2.92			48.66	
2	Costo Total	Millón US\$/año	6.12	0.36	1.00	0.73	1.73	8.22
3	Sin MRFO y TIF	US\$/kW-año	38.70	2.29	6.34	4.59	10.93	51.93
4	Con MRFO y TIF	US\$/kW-año	52.95	3.13	8.67	6.28	14.95	71.04

Notas:

- Costo de la capacidad estándar de la unidad de punta (CE_{ISO}) de 166.2 MW con su respectiva conexión.
- Anualidad de la inversión considerando una vida útil de 20 años para el generador y 30 años para su conexión.
Tasa de actualización de 12 %.
- Costo anual por unidad de potencia efectiva en Lima sin considerar la Tasa de Indisponibilidad Fortuita ni el Margen de Reserva Firme Objetivo.
El factor de ubicación es 1.0506 por lo tanto la Potencia Efectiva es: 158.2 MW
- Costo anual incluyendo la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (3%) y el Margen de Reserva Firme Objetivo (32.7%)
y Tasa de Interés durante la construcción igual a TAMEX = 10.65% al 31.10.08

Cuadro No 7.3
PRECIO BASICO DE POTENCIA (detallado)

CENTRAL TERMOELÉCTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		34 267.20		34 267.20
Repuestos iniciales	2.50%	856.68		856.68
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	1 370.69		1 370.69
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		291.96	291.96
Transporte local			202.67	202.67
Montaje electromecánico		531.96	1 032.45	1 564.40
Pruebas y puesta en marcha			488.98	488.98
Supervisión		241.72	469.23	710.95
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			283.66	283.66
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			120.42	120.42
Obras civiles			1 299.62	1 299.62
Suministro de sistema de combustible			1 003.41	1 003.41
Suministro de sistema contra incendio			177.34	177.34
Gastos Generales - Utilidad Contratista			215.16	215.16
Intereses Durante la Construcción	6.74%	2 513.07	376.60	2 889.67
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT})		39 781.32	5 961.48	45 742.80

CONEXIÓN ELÉCTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		2 362.56		2 362.56
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	94.50		94.50
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		19.66	19.66
Transporte local			18.60	18.60
Obras civiles			36.56	36.56
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			130.27	130.27
Supervisión			47.74	47.74
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26.38	26.38
Intereses Durante la Construcción	6.74%	165.68	18.83	184.51
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})		2 622.75	298.04	2 920.79

ANUALIDAD DE LA INVERSIÓN				
CENTRAL TERMOELÉCTRICA		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13.39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI _{CT})		5 325.87	798.12	6 123.99

CONEXIÓN ELÉCTRICA		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12.41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI _{CE})		325.60	37.00	362.60

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 003.17	1 003.17
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		726.56		726.56
Participación		77.63%	22.37%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10.40	US\$ / kW-año	

Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		39.02	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		49.42	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		51.93	US\$ / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		71.04	US\$ / kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{iso})		166.2	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})		158.2	MW
Factor de Ubicación (FU)		1.0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		32.70%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		3.00%	

8 FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE POTENCIA Y ENERGIA

Los factores de pérdidas utilizados para expandir los precios de potencia y energía a partir de la barra de referencia se han calculado de la siguiente manera.

- Para el caso de los factores de pérdidas marginales de energía se ha tomado la ponderación de los factores de pérdidas para las diferentes situaciones hidrológicas, para los diferentes meses y para los diferentes niveles de carga del sistema, utilizando los resultados del modelo PERSEO.
- Para el caso de los factores de pérdidas marginales de potencia se ha tomado en cuenta lo dispuesto en la quinta disposición complementaria transitoria de la Ley No 28832, en la que se indica que los factores de pérdidas de potencia se determinarán a partir de los factores vigentes a la fecha de publicación de Ley No 28832, ajustándolos anualmente hasta alcanzar en forma lineal el valor de 1,0 en el año 2010.

En el Cuadro No 8.1 se presentan los factores de pérdidas marginales de energía y potencia respectivamente, para las principales barras del SEIN, considerando como barra de referencia la Subestación de Santa Rosa en 220 kV.

Cuadro No 8.1
FACTORES DE PERDIDAS

BARRAS BASE	POTENCIA Base Santa Rosa	ENERGIA Base Santa Rosa	
		Punta	Fuera Punta
Talara	1.0060	1.0226	1.0529
Plura Oeste	1.0083	1.0419	1.0674
Chiclayo Oeste	1.0033	1.0419	1.0627
Guadalupe 220	1.0029	1.0452	1.0655
Guadalupe 60	1.0024	1.0477	1.0677
Trujillo Norte	1.0008	1.0421	1.0615
Chimbote 1	0.9946	1.0254	1.0457
Paramonga 220	0.9959	1.0057	1.0145
Paramonga 138	0.9945	1.0070	1.0158
Huacho	0.9967	1.0048	1.0093
Zapallal	0.9971	0.9983	0.9984
Ventanilla	0.9976	0.9985	0.9974
Chavarría	0.9994	1.0007	1.0006
Santa Rosa	1.0000	1.0000	1.0000
San Juan	1.0011	0.9971	0.9966
Cantera	0.9978	0.9879	0.9890
Independencia	0.9974	0.9921	0.9994
Ica	1.0033	1.0055	1.0122
Marcona	1.0169	1.0320	1.0367
Mantaro	0.9844	0.9703	0.9774
Huayucachi	0.9884	0.9794	0.9849
Pachachaca	0.9905	0.9822	0.9863
Huancavelica	0.9879	0.9774	0.9836
Callahuanca ELP	0.9934	0.9888	0.9911
Cajamarquilla	0.9977	0.9974	0.9978
Huallanca 138	0.9744	0.9889	1.0187
Vizcarra	0.9954	0.9906	0.9978
Tingo María 220	0.9911	0.9698	0.9736
Aguaytia 220	0.9886	0.9578	0.9610
Pucallpa 60	1.0050	0.9765	0.9746
Tingo María 138	0.9907	0.9724	0.9744
Huánuco 138	0.9941	0.9849	0.9835
Paragsha II 138	0.9930	0.9814	0.9897
Oroya Nueva 220	0.9906	0.9824	0.9876
Oroya Nueva 50	0.9927	0.9876	0.9919
Carhuamayo 138	0.9945	0.9906	0.9916
Carhuamayo 220	0.9878	0.9755	0.9833
Caripa 138	0.9948	0.9953	0.9987
Chilca 220	0.9974	0.9846	0.9849
Desierto 220	0.9974	0.9917	0.9947
Condorcoccha 44	0.9978	0.9974	1.0003
Machupicchu	0.9841	1.0256	1.0051
Cachimayo	1.0011	1.0576	1.0372
Dolorespata	1.0000	1.0600	1.0389
Quencoro	0.9996	1.0584	1.0369
Combapata	1.0058	1.0642	1.0540
Tintaya	1.0102	1.0673	1.0718
Ayaviri	0.9999	1.0472	1.0534
Azángaro	0.9945	1.0355	1.0430
Juliaca	1.0099	1.0601	1.0684
Puno 138	1.0147	1.0678	1.0796
Puno 220	1.0151	1.0637	1.0795
Callalli	1.0121	1.0676	1.0786
Santuano	1.0119	1.0532	1.0685
Socabaya 138	1.0151	1.0577	1.0731
Socabaya 220	1.0154	1.0571	1.0724
Cerro Verde	1.0168	1.0601	1.0756
Reparticion	1.0187	1.0614	1.0777
Moliendo	1.0208	1.0590	1.0777
Montalvo 220	1.0183	1.0656	1.0860
Montalvo 138	1.0184	1.0660	1.0868
Ilo 138	1.0228	1.0701	1.0944
Botifaca 138	1.0228	1.0733	1.0939
Toquepala	1.0235	1.0730	1.0971
Aricota 138	1.0222	1.0643	1.0933
Aricota 66	1.0212	1.0605	1.0922
Tacna (Los Héroes) 220	1.0207	1.0712	1.0904
Tacna (Los Héroes) 66	1.0266	1.0774	1.0938

9 PRECIOS EN BARRA

Para la determinación de los precios en las Barras de Referencia del SEIN se ha seguido el procedimiento señalado en el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Con los factores de pérdidas marginales de potencia y energía se han calculado los precios básicos de potencia y energía en las barras del sistema, tomando como barra de referencia de potencia y energía la barra Santa Rosa.

A los precios básicos de potencia antes indicados se les debe sumar el Peaje de Conexión del Sistema Principal de Transmisión, el cual será propuesto por el Subcomité de Transmisión.

Estos precios constituyen los precios en barra de potencia de punta y de energía en las diferentes barras del sistema de transmisión.

En el Cuadro No 9.20 se muestran los precios en barra, para el período mayo 2009 – abril 2010.

Cuadro No 9.1
PRECIOS EN BARRA – SEIN
Período mayo 2009 - abril 2010

BARRAS BASE	PPM	PEMP	PEMF
	US\$/kW-año	ctv. US\$/kWh	ctv. US\$/kWh
Talara	71.62	5.22	3.94
Piura Oeste	71.27	5.32	3.99
Chiclayo Oeste	71.25	5.32	3.98
Guadalupe 220	71.20	5.33	3.99
Guadalupe 60	71.09	5.35	4.00
Trujillo Norte	70.65	5.32	3.97
Chimbote 1	70.74	5.23	3.91
Paramonga 220	70.65	5.13	3.80
Paramonga 138	70.80	5.14	3.80
Guacho	70.83	5.13	3.78
Zapallal	70.87	5.09	3.74
Ventanilla	70.99	5.09	3.73
Cavana	71.04	5.11	3.74
Santa Rosa	71.11	5.10	3.74
San Juan	70.88	5.09	3.73
Cantera	70.85	5.04	3.70
Independencia	71.27	5.06	3.74
Ica	72.24	5.13	3.79
Marcona	69.93	5.26	3.88
Mantaro	70.21	4.95	3.66
Huayucachi	70.36	5.00	3.69
Pachachaca	70.18	5.01	3.69
Huancavelica	70.57	4.99	3.68
Callahuanca ELP	70.87	5.04	3.71
Cajamarquilla	69.22	5.09	3.73
Hualianza 138	70.71	5.05	3.81
Vizcarra	70.40	5.05	3.73
Tingo María 220	70.23	4.95	3.64
Aguaytia 220	71.39	4.89	3.60
Pucallpa 60	70.37	4.98	3.65
Tingo María 138	70.62	4.96	3.65
Huanuco 138	70.54	5.02	3.68
Paragsha II 138	70.36	5.01	3.70
Oroya Nueva 220	70.51	5.01	3.70
Oroya Nueva 50	70.64	5.04	3.71
Carhuamayo 138	70.17	5.05	3.71
Carhuamayo 220	70.66	4.98	3.68
Caripa 138	70.85	5.08	3.74
Chilca 220	70.85	5.02	3.69
Desierto 220	70.88	5.06	3.72
Condorcocha 44	69.91	5.09	3.74
Machupicchu	71.11	5.23	3.76
Cachimayo	71.03	5.40	3.88
Dolorespata	71.01	5.41	3.89
Quencoro	71.45	5.40	3.88
Combapata	71.76	5.43	3.94
Tintaya	71.03	5.45	4.01
Ayaviri	70.64	5.34	3.94
Azángaro	71.74	5.28	3.90
Juliaca	72.08	5.41	4.00
Puno 138	72.11	5.45	4.04
Puno 220	71.90	5.43	4.04
Callalli	71.88	5.45	4.04
Santuario	72.11	5.37	4.00
Socabaya 138	72.13	5.40	4.02
Socabaya 220	72.23	5.39	4.01
Cerro Verde	72.37	5.41	4.03
Repartición	72.51	5.42	4.03
Mollendo	72.34	5.40	4.03
Montalvo 220	72.34	5.44	4.06
Montalvo 138	72.65	5.44	4.07
Ilo 138	72.65	5.46	4.10
Botiflaca 138	72.70	5.48	4.09
Toquepala	72.61	5.47	4.11
Ancota 138	72.54	5.43	4.09
Ancota 66	72.51	5.41	4.09
Tacna (Los Héroes) 220	72.92	5.47	4.08
Tacna (Los Héroes) 66	0.00	5.50	4.09

10 FORMULAS DE REAJUSTE

Las fórmulas de reajuste para energía y potencia se han calculado en base a un análisis de sensibilidad de los respectivos precios básicos. En el Anexo M se detalla el cálculo de las fórmulas de reajuste propuestas.

Energía:

A continuación se presentan los factores de reajuste a utilizar para la actualización del precio de la energía

Cuadro 10.1
FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DE LA ENERGÍA

Componente	Punta	F.Punta	Total
Diesel N°2	8.23%	7.56%	7.73%
Residual N°6	9.07%	1.98%	3.81%
Carbón	11.72%	10.91%	11.12%
Gas Natural	26.00%	53.00%	46.04%
Tipo de Cambio	44.98%	26.55%	31.30%
Total	100.00%	100.00%	100.00%

$$P1/P0 = d * FTC + e * FD2 + f * FR6 + g * FPGN + cb * FCB$$

Donde: $d = 0.3130$ $e = 0.0773$ $f = 0.0381$ $g = 0.4604$ $cb = 0.1112$

$$FTC = TC / TCo$$

$$FD2 = PD2 / PD2o$$

$$FR6 = PR6 / PR6o$$

$$FPGN = PGN / PGNo$$

$$FCB = (PCB / PCB0) * FTC$$

FTC = Factor del tipo de cambio.

FD2 = Factor del precio del petróleo Diesel N°2.

FR6 = Factor del precio del petróleo Residual 6.

FPGN = Factor del gas natural.

FCB = Factor del Carbón Bituminoso.

P0= Precio marginal de barra en nuevos soles/kWh inicial.

P1= Precio marginal de barra en nuevos soles/kWh nuevo.

TCo = Tasa de cambio inicial igual a 3.142 S/. por US\$ al 31.12.2008.

TC = Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado 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. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

PD2o = Precio inicial del petróleo Diesel N° 2 en Lima, 4.99 S./Gln. al 31.12.2008.

PD2 = El menor valor de comparar el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN y el precio fijado por PetroPerú S.A., del Petróleo Diesel N° 2, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.

PR6o = Precio inicial del petróleo Residual 6 en Lima, 2.54 S./Gln. al 31.12.2008.

PR6 = El menor valor de comparar el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN y el precio fijado por PetroPerú S.A., del petróleo Residual N° 6, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.

PGN = Precio Límite Superior del Gas Natural, expresado en Nuevos Soles/MMBtu utilizando el TC; el cual se establecerá de acuerdo a lo señalado en el "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra".

PGNo = Precio inicial del Gas Natural igual a 6.965 S./MMBTU.

PCB = Precio de referencia de importación del Carbón Bituminoso, al último día del mes anterior, en US\$/Ton.

PCBo = Precio inicial de referencia de importación del Carbón Bituminoso igual a 148.34 US\$/Ton.

Potencia de punta:

En el caso del SEIN el tipo de cambio (M.E.) tiene una participación de 77,63% del costo total de la potencia de punta, mientras que el Índice de Precios al por Mayor (M.N.) tiene el restante 22,37%, como se desprende del Cuadro No. 10.2.

Cuadro 10.2
COMPOSICIÓN DEL COSTO DE POTENCIA

Componente	M.E.	M.N.	Total	
Turbo Generador	5325.9	798.1	6124.0	74.76%
Conexión a la Red	325.6	37.0	362.6	4.39%
Comí	726.6	1003.2	1729.7	20.86%
Total	6378.0	1838.3	8216.3	100.00%
	77.63%	22.37%	100.00%	

Nota:
M.E. : Moneda Extranjera
M.N. : Moneda Nacional

$$PPM1 = PPM0 * FAPPM$$

$$FAPPM = a * FTC * FTAPBP + b * FPM$$

$$FTC = TC / TC_0$$

$$FTAPBP = (1,0 + TA_PBP) / (1,0 + TA_PBP_0)$$

$$FPM = IPM / IPM_0$$

Donde:

- PPM0 = Precio de la Potencia de Punta inicial, igual a 17.65 S/./kW-mes.
- PPM1 = Precio de la Potencia de Punta, actualizado, en S/./kWmes.
- FAPPM = Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta.
- FTC = Factor por variación del Tipo de Cambio.
- FTAPBP = Factor por variación de la Tasa Arancelaria para la importación del equipo electromecánico de generación.
- FPM = Factor por variación de los Precios al Por Mayor.
- a = Componente de moneda extranjera del Precio Básico de la Potencia igual a 77.63%.
- b = Componente de moneda nacional del Precio Básico de la Potencia igual a 22.37%.
- TC = Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado 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. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- TC₀ = Tipo de Cambio inicial, 3.142 S/. por US\$ al 31.12.2008.
- TA_PBP = Tasa Arancelaria vigente para la importación de turbinas a gas de potencia superior a 5000 kW correspondiente a la partida arancelaria 8411.82.00.00 o la que la sustituya.
- TA_PBP₀ = Tasa Arancelaria inicial 0%.
- IPM = Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- IPM₀ = Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 198.540960 a diciembre de 2008.

San Isidro, 4 de febrero de 2008

**J: Cálculo de Parámetros de la Formula
de Actualización**

CUADRO J - 1

FÓRMULA DE REAJUSTE DEL PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA
FIJACION DE TARIFAS : MAYO 2009

PRECIO BASICO DE ENERGÍA
 (Modelo Uninodal)
 US\$/MWh

	Punta	F.Punta	Total
Base	55.956	39.437	42.688

SIMULACION CON VARIACION EN LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLES
US\$/MWh

Variación	Diesel N°2			Residual N°6			Carbón			Gas Natural		
	Punta	F.Punta	Total	Punta	F.Punta	Total	Punta	F.Punta	Total	Punta	F.Punta	Total
0%	55.956	39.437	42.688	55.956	39.437	42.688	55.956	39.437	42.688	55.956	39.437	42.688
-10%	55.605	39.192	42.422	55.502	39.372	42.547	55.340	39.021	42.233	54.568	37.464	40.830
10%	56.526	39.788	43.082	56.518	39.529	42.872	56.652	39.882	43.183	57.477	41.644	44.760

ELASTICIDADES

m1	6.27%	6.21%	6.23%	8.10%	1.63%	3.30%	10.99%	10.53%	10.65%	24.80%	50.03%	43.52%
m2	8.23%	7.56%	7.73%	9.07%	1.98%	3.81%	11.72%	10.91%	11.12%	26.00%	53.00%	46.04%
m3	10.20%	8.91%	9.24%	10.04%	2.33%	4.32%	12.45%	11.29%	11.59%	27.20%	55.98%	48.55%
Promedio	8.23%	7.56%	7.73%	9.07%	1.98%	3.81%	11.72%	10.91%	11.12%	26.00%	53.00%	46.04%

Fórmula de Actualización de la Energía

Componente	Punta	F.Punta	Total
Diesel N°2	8.23%	7.56%	7.73%
Residual N°6	9.07%	1.98%	3.81%
Carbón	11.72%	10.91%	11.12%
Gas Natural	26.00%	53.00%	46.04%
Tipo de Cambio	44.98%	26.55%	31.30%
Total	100.00%	100.00%	100.00%



2009020402

04 de Febrero de 2009

Señores
Subcomité de Generadores
COES SINAC
Manuel Roaud y Paz Soldán 364
San Isidro

Atención: Sr. Rafael Flores
Representante Titular del Subcomité de Generadores

De mi consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a ustedes para hacerles llegar los resultados preliminares de nuestros cálculos de energía de la C.H. Platanal para los períodos que se presentan a continuación:

Período	Energía Firme	Energía Esperada
01/09/2009 - 31/08/2010	700	1000
01/09/2010 - 31/08/2011	750	1050

Agradeceremos considerar dicho valor para efectos del cálculo de la Fijación Tarifaria.

Atentamente,

COMPAÑÍA ELÉCTRICA EL PLATANAL S.A.
PEDRO LERNER RIZO PATRON
GERENTE GENERAL

000315