

000058

**ESTUDIO TECNICO ECONOMICO
DE DETERMINACION DE PRECIOS DE POTENCIA
Y ENERGIA EN BARRAS PARA LA FIJACION
TARIFARIA DE MAYO DE 2011

VOLUMEN II**

14 de Enero de 2011

INDICE

1	INTRODUCCION	5
2	CONSIDERACIONES GENERALES.....	5
	2.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	5
	2.2 PROGRAMA DE OBRAS.....	5
	2.3 COSTOS DE COMBUSTIBLES.....	6
	2.4 COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE.....	7
	2.5 RETRIBUCION UNICA POR USO DE AGUA.....	7
	2.6 PRECIO BASICO DE ENERGIA.....	7
	2.7 PRECIO BASICO DE POTENCIA EN PUNTA.....	7
	2.8 COSTOS DE RACIONAMIENTO.....	8
	2.9 TASA DE ACTUALIZACION.....	8
3	PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL	8
	3.1 SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL.....	8
	3.1.1 PROYECTOS DE DEMANDA.....	9
	3.1.2 METODOLOGÍA.....	10
	3.1.3 RESULTADOS.....	12
4	PROGRAMA DE OBRAS.....	13
	4.1 PARQUE GENERADOR EXISTENTE.....	13
	4.2 PROGRAMA DE OBRAS.....	15
	4.3 BALANCE OFERTA – DEMANDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	18
5	COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TERMICAS.....	20
	5.1 COSTOS DE COMBUSTIBLES.....	20
	5.2 COSTOS VARIABLE NO COMBUSTIBLE.....	25
	5.3 COSTOS VARIABLES.....	27
6	PRECIO BASICO DE LA ENERGIA	28
	6.1 METODOLOGÍA.....	28
	6.2 RECORTE DE SERIES HIDROLOGICAS.....	28
	6.3 LINEAS DE TRANSMISION.....	29
	6.4 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE CENTRALES DE GENERACION.....	29
	6.5 RESULTADOS.....	29
7	PRECIO BASICO DE POTENCIA.....	30
8	FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE POTENCIA Y ENERGIA.....	37
9	PRECIOS EN BARRA.....	40
10	FORMULAS DE REAJUSTE	43

RELACION DE CUADROS

Cuadro No 3.1	DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA GLOBAL
Cuadro No 3.2	PROYECCION DE PARAMETROS ECONOMETRICOS Y VENTAS DE ENERGIA DEL SEIN
Cuadro No 3.3	PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SEIN
Cuadro No 4.1	CENTRALES HIDRAULICAS EXISTENTES
Cuadro No 4.2	CENTRALES TERMICAS EXISTENTES
Cuadro No 4.3	PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACION 2010-2013 DEL SEIN
Cuadro No 4.4	PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISION 2010-2013 DEL SEIN
Cuadro No 4.5	BALANCE OFERTA-DEMANDA ANUAL DE POTENCIA DEL SEIN
Cuadro No 5.1	PRECIO BASE COMBUSTIBLES LIQUIDOS
Cuadro No 5.2	PRECIOS EX-PLANTA LOCALES DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS
Cuadro No 5.3	PRECIOS DE GAS NATURAL CENTRALES CAMISEA
Cuadro No 5.4	PRECIOS DE GAS NATURAL DIFERENTE DE CAMISEA
Cuadro No 5.5	COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES SEIN
Cuadro No 5.6	COSTOS VARIABLES SEIN
Cuadro No 6.1	PRECIO BASICO DE LA ENERGIA
Cuadro No 7.1	CAPACIDAD ESTANDARiso Y PRECIO FOB DE LA TURBINA A GAS
Cuadro No 7.2	COSTOS FOB DE LA CONEXIÓN ELECTRICA
Cuadro No 7.3	COSTO FIJOS DE PESONAL
Cuadro No 7.4	PRECIO BASICO DE LA POTENCIA DEL SEIN
Cuadro No 7.5	PRECIO BASICO DE LA POTENCIA - DETALLADO
Cuadro No 8.1	FACTORES DE PERDIDAS
Cuadro No 9.1	PRECIOS EN BARRA – SEIN

ANEXOS

- ANEXO A: DATOS DEL MODELO PERSEO
- ANEXO B: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA
 - B1: METODOLOGIA PROYECCION DE LA DEMANDA
 - B2: PROYECCION DE LA DEMANDA Y REPRESENTACION DE DEMANDA POR BARRAS
 - B3: CARTAS SUSTENTATORIAS
 - B4: TASA LIBOR
- ANEXO C: POTENCIA EFECTIVA, CONSUMOS ESPECIFICOS Y RESULTADOS RECIENTES DE ENSAYOS DE POTENCIA EFECTIVA
 - C1: RESULTADOS RECIENTES DE ENSAYOS DE POTENCIA EFECTIVA
 - C2: COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE
- ANEXO D: PROGRAMA DE OBRAS
 - D1: CARTAS SOBRE PROYECTOS DE GENERACIÓN
 - D2: CARTAS SOBRE PROYECTOS DE TRANSMISION
- ANEXO E: PRECIOS DE COMBUSTIBLES
 - E1: PRECIOS GAS NATURAL DE LOS AGENTES
 - E2: PRECIOS GAS NATURAL ACTUALIZADOS A ENERO 2011
- ANEXO F: ESTUDIOS HIDROLOGICOS
 - F1: ESTUDIO HIDROLOGICO CELEPSA
 - F2: ESTUDIO HIDROLOGICO EGENOR
 - F3: ESTUDIO HIDROLOGICO ELECTROANDES
 - F4: ESTACIONES HIDROLOGICAS SANTA CRUZ
 - F5: CAUDALES G4 CARHUAQUERO
- ANEXO G: CONSUMOS DE GAS NATURAL DE LOS AGENTES
- ANEXO H: PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE CENTRALES DE GENERACIÓN DEL SEIN
 - H1: MANTENIMIENTO ANUAL 2010
 - H2: MANTENIMIENTO ANUAL 2011
 - H3: MANTENIMIENTOS 2012-2013
 - H4: SIMULACION MANTTOS
 - H5: PAM_2011_APROBADO
 - H6: REGLAS REDESPACHO-CONGESTIONES TRANSPORTE GN
 - H7: PROGRAMA DE MANTENIMIENTO 2010 Y 2011
- ANEXO I: PRECIO BASICO DE POTENCIA
 - I1: CALCULO DEL PRECIO FOB Y DE LA CAPACIDAD ISO DE LA CENTRAL
 - I2: INFORME DE REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LA CONEXIÓN ELECTRICA EN EL CÁLCULO DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA
 - I3: POTENCIA_PUNTA_0510
 - I4: TG8 SANTA ROSA
- ANEXO J: FACTORES DE PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA
- ANEXO K: VOLUMEN UTIL DEL LAGO JUNIN
- ANEXO L: FORMULA DE ACTUALIZACION

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.

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 2011 hasta marzo del año 2013 y los doce (12) meses anteriores al 31 de marzo del año 2011. 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 2010 y con datos actualizados a enero 2011.

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.

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 (siguientes 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, en base a 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.
- Transporte hasta la central térmica.
- Insumos para el tratamiento.
- Gastos financieros durante 15 días al 1.88 % anual para mantener stocks de seguridad. La tasa anual ha sido calculada como la tasa LIBOR correspondiente al 05 de enero 2011 + 1.1%. El valor LIBOR es el publicado en el Diario Gestión del 6 de enero de 2011.

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.

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 en boca de pozo de acuerdo a los contratos entre generadores y productor/suministrador. Se aplican los cargos de transporte y distribución de acuerdo a los tipos de contrato existentes.

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 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 RETRIBUCION 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 05.01.2011 que equivale a 0,2854 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 2011.

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 OSINERG 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 2010, que incluye:

- Considerar la demanda del año menos uno (en este caso el 2010) como valor ejecutado.
- Utilizar para los años subsiguientes el modelo Econométrico de correcciones de errores como se explica más adelante.

3.1.1 PROYECTOS DE DEMANDA

INCREMENTOS DE POTENCIA (MW)	2011	2012	2013
Expansión de la concentradora Cuajone			22
Expansión de la concentradora Toquepala		50	
Expansión de la Fundicion de Ilo y refinaria de cobre			
Proyecto Tia Maria	10	55	
Proyecto Constancia		75	15
Cajamarquilla (2ra Etapa Ampliación)			
Proyecto Galeno			
Ampliacion Quimpac		26	
Antapacay	15	69	56
Bayovar		7	2
Marcobre (Mina Justa)	5		35
Proyecto Magistral			
Ampliación Siderperú	8		12
Proyecto Toromocho	10		15
Proyecto Minas Conga			25
El Brocal		26	

POTENCIA ACUMULADA (MW)	2011	2012	2013
Expansión de la concentradora Cuajone			22
Expansión de la concentradora Toquepala		50	50
Expansión de la Fundicion de Ilo y refinaria de cobre			
Proyecto Tia Maria	10	65	65
Proyecto Constancia		75	90
Cajamarquilla (2ra Etapa Ampliación)			
Proyecto Galeno			
Ampliacion Quimpac		26	26
Antapacay	15	84	140
Bayovar		7	9
Marcobre (Mina Justa)	5	5	40
Proyecto Magistral			
Ampliación Siderperú	8	8	20
Proyecto Toromocho	10	10	25
Proyecto Minas Conga			25
El Brocal		26	26

Suma Total Esperada	42	290	508
----------------------------	-----------	------------	------------

ENERGIA ESPERADA (MW)	2011	2012	2013
Expansión de la concentradora Cuajone			108
Expansión de la concentradora Toquepala		258	430
Expansión de la Fundicion de Ilo y refinaria de cobre			
Proyecto Tia Maria	36	335	558
Proyecto Constancia		427	670
Cajamarquilla (2ra Etapa Ampliación) (1)	375	375	375
Proyecto Galeno			
Ampliacion Quimpac		28	105
Antapacay	103	415	693
Bayovar		49	65
Marcobre (Mina Justa)	39	39	315
Proyecto Magistral			
Ampliación Siderperú	31	31	70
Proyecto Toromocho	32	42	130
Proyecto Minas Conga			180
El Brocal		111	168

Suma Total Esperada	616	2109	3867
----------------------------	------------	-------------	-------------

(1) En el segundo semestre de 2010 incrementó su consumo y tiene previsto consumir 1380 GWh/año en el periodo 2011-2013
A continuación se describe los principales proyectos.

Expansión Concentradora Toquepala. Este proyecto permitirá procesar 100 mil toneladas de material mineralizado por día. Según la más reciente comunicación de Southern Copper (SCC), este proyecto tendría un 60% de probabilidad e iniciaría sus operaciones el año 2012 demandando 50 MW.

Expansión Concentradora Cuajone. Este proyecto según la más reciente comunicación de Southern Copper (SCC), este proyecto tendría un 60% de probabilidad e iniciaría sus operaciones el año 2013 demandando 22 MW.

Proyecto Tía María. Se trata de nuevas operaciones de SCC con 60% de probabilidad para la extracción de minerales y producir 100 mil toneladas de cátodos de cobre por año. Durante el año 2010 SCC tiene previsto una demanda de 10 MW y 65 MW en el 2012 y 2013.

Cajamarquilla (segunda etapa de ampliación). De acuerdo a la información proporcionada por Votorantim Metais, la ampliación de la refinera de zinc, demandaría 69 MW en horas de punta y 174 MW en horas fuera de punta a partir del segundo semestre del año 2010. Desde el 2011 se espera un consumo de 1380 GWh/año

Ampliación Quimpac (Planta de Cloro de Soda). Se trata de la instalación de una planta de cloro soda que demandará 26 MW a partir del año 2012. La probabilidad de ejecución de este proyecto es de 60%.

Marcobre (mina Justa). De acuerdo a la compañía Marcobre SAC, este proyecto minero requerirá 5 MW a partir del año 2011 (etapa de construcción) y posteriormente, a partir del año 2013 35 MW adicionales.

Proyecto Toromocho comunicada por la Minera Chinalco para la extracción de cobre de 562 TM/año que demandaría 10MW en los años 2011 y 2012, 25 MW en el 2013 respectivamente y un consumo esperado de energía de 32, 42 y 130 GWh respectivamente.

Proyecto Minas Conga informada por La Empresa Minera Yanacocha para la explotación de minerales cobre, oro y plata con un consumo esperado de 25 MW y 180 GWh en el 2013.

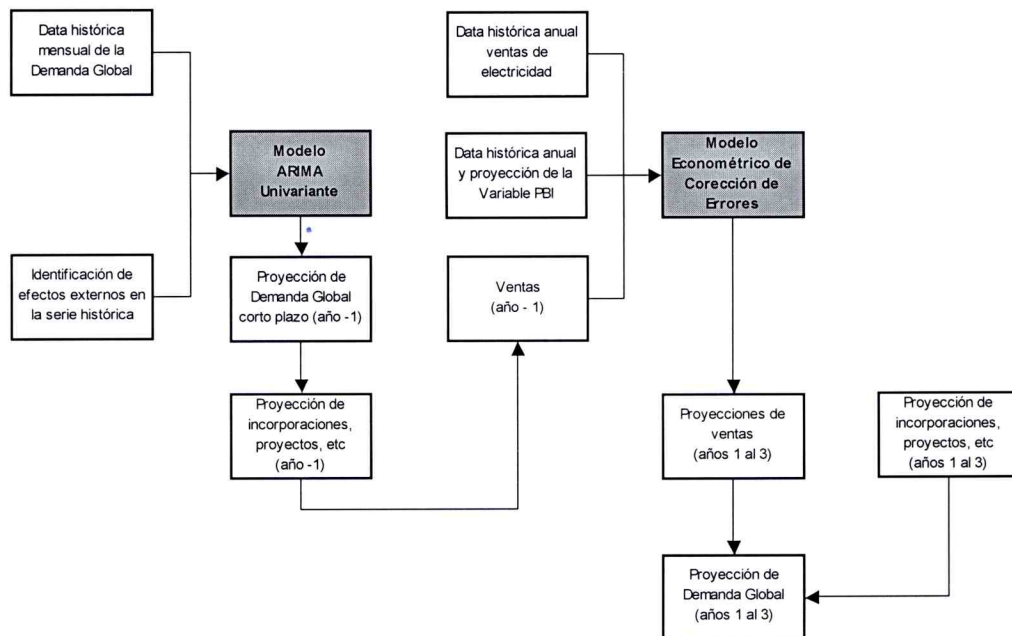
Proyecto El Brocal comunicada por la Sociedad Minera El Brocal, con una expansión de 1800 Ton/año que se inicia el 2010 y que representa consumo adicional esperado de 111GWh y 168 GWh en los años 2012 y 2013.

3.1.2 METODOLOGÍA

Sobre la base del primer año se aplica los crecimientos que se obtengan del Modelo Económico 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 2011 al 2013, tal como se indica en el Cuadro No 3.1.

Cuadro No 3.1
DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA GLOBAL

AÑO	Secuencia	Fórmula
2010	Demanda global del SEIN (Información estadística enero-diciembre). Luego se determina el equivalente de la demanda de ventas correspondiente.	$V_{2010} = D_{2010} - k_{2010}$
2011	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2011/Año2010) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2011. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2009} = \exp(\ln(V_{2011}) + \Delta \ln(2011/2010))$ $D_{2011} = V_{2011} + k_{2011}$
2012	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2012/Año2011) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2012. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2012} = \exp(\ln(V_{2012}) + \Delta \ln(2012/2011))$ $D_{2012} = V_{2012} + k_{2012}$
2013	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2013/Año2012) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2013. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2013} = \exp(\ln(V_{2013}) + \Delta \ln(2013/2012))$ $D_{2013} = V_{2013} + k_{2013}$

$D_{2010-2013}$: Demanda Global años 2010 a 2013
 $V_{2010-2013}$: Ventas de los años 2010 a 2013
 $K_{2010-2013}$: Pérdidas, incorporaciones, grandes cargas, proyectos, etc (años 2010 a 2013).
 $\Delta \ln$: Crecimientos en diferencias de logaritmos anuales.

En el Anexo B (volumen I), se muestra la proyección de la demanda global y su representación por barras para el modelo Perseo.

3.1.3 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	PBI (Soles de 1994)	%	VENTAS (GWh)	%
2010	195389	8.5%	21719	8.2%
2011	207113	6.0%	23170	6.7%
2012	219747	6.1%	24659	6.4%
2013	233151	6.1%	26277	6.6%

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

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

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

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

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 2010-2013.

Cuadro No 3.3
PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SEIN
Período 2010-2013

	Demanda (*)	Energía (*)	Factor de	Tasa de Crecimiento (%)	
Año	Anual	Anual	Carga	Potencia	Energía
2010	4579	32315	80.6%	7.5%	8.6%
2011	5053	36066	81.5%	10.3%	11.6%
2012	5426	39551	83.2%	7.4%	9.7%
2013	5903	42925	83.0%	8.8%	8.5%

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	670.7
Restitución	215.4
Huinco	247.3
Matucana	128.6
Callahuanca	80.4
Moyopampa	66.1
Huampaní	30.2
Yanango	42.6
Chimay	150.9
Huanchor	19.6
Cahua	43.1
Pariac	5.0
Gallito Ciego	38.1
Misapuquio	3.9
San Antonio - San Ignacio	1.0
Huayllacho	0.2
Carhuaquero	110.8
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	88.8
Aricota I	22.5
Aricota II	12.4
San Gabán II	113.1
Curumuy	12.5
Poechos I	15.4
C.H. Santa Cruz I	7.0
C.H. Poechos II	10.0
C.H. Santa Cruz II	6.7
C.H. Roncador (1)	1.3
C.H. Platanal	217.4
C.H la Joya	9.6
Total	2,896.6

En el Cuadro No 4.2 se muestran 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

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Combustible	Consumo Específico Und./kWh
Turbo Gas Natural Malacas 1	EEPSA	15.0	Gas Natural	16.122
Turbo Gas Natural Malacas 2	EEPSA	15.0	Gas Natural	15.811
Turbo Gas Diesel Malacas 2	EEPSA	15.0	Diesel N° 2	0.354
Turbo Gas Natural Malacas 4	EEPSA	90.3 102.7	Gas Natural Gas Natural y Agua	12.416 13.284
Turbo Gas de Chimbote	DEI EGENOR	19.3	Diesel N° 2	0.350
Turbo Gas de Piura con R6	DEI EGENOR	17.1	Residual N° 6	0.437
Grupos Diesel de Piura	DEI EGENOR	10.8	Residual N° 6	0.274
Grupos Diesel de Chiclayo	DEI EGENOR	19.6	Residual N° 6	0.265
Grupos Diesel de Sullana	DEI EGENOR	6.4	Diesel N° 2	0.243
Grupos Diesel de Paita	DEI EGENOR	3.7	Diesel N° 2	0.248
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	EDEGEL	52.6	Gas Natural	12.622
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	EDEGEL	123.9	Gas Natural	11.596
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	61.7	Residual N° 500	0.310
G. Diesel Shougesa	SHOUGESA	1.2	Diesel N° 2	0.220
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-1	TERMOSELVA	88.4	Gas Natural	11.251
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-2	TERMOSELVA	87.0	Gas Natural	11.344
G. Diesel Tumbes Nueva 1	ELECTROPERU	8.0	Residual N° 6	0.217
G. Diesel Tumbes Nueva 2	ELECTROPERU	8.1	Residual N° 6	0.212
G. Diesel Pucallpa Wartsila	ELECTRO UCAYALI	24.5	Residual N° 6	0.231
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	EDEGEL	225.1	Gas Natural	6.798
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	EDEGEL	13.7	Gas Natural	7.145
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	EDEGEL	228.0	Gas Natural	6.763
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	EDEGEL	18.4	Gas Natural	7.038
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5 con GN	EDEGEL	53.1	Gas Natural	11.877
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	KALLPA	174.4	Gas Natural	10.238
Turbo Gas Natural Chilca TG1	ENERSUR	171.5	Gas Natural	9.704
Turbo Gas Natural Chilca TG2	ENERSUR	170.3	Gas Natural	9.876
Turbo Gas Natural Chilca TG3	ENERSUR	194.2	Gas Natural	10.282
Turbo Gas Natural Kallpa TG2	KALLPA	193.5	Gas Natural	10.154
Turbo Gas Natural Santa Rosa	EDEGEL	199.8	Gas Natural	9.879
Grupos Diesel Emergencia 1	ELECTROPERU	62.1	Diesel N° 2	0.221
Taparachi GD N° 1 al N° 4	SAN GABAN	4.3	Diesel N° 2	0.233
Bellavista GD N° 1 al N° 2	SAN GABAN	3.5	Diesel N° 2	0.264
Chilina GD N° 1 y N° 2	EGASA	10.1	Mezcla2 R500,D2	0.213
Chilina Ciclo Combinado	EGASA	16.7	Diesel N° 2	0.278
Chilina TV N° 2	EGASA	6.2	Residual N° 500	0.398
Chilina TV N° 3	EGASA	9.9	Residual N° 500	0.435
Mollendo I GD	EGASA	30.3	Residual N° 500	0.207
Ilo 1 TV N° 2	ENERSUR	22.8	Residual N° 500	0.269
Ilo 1 TV N° 3	ENERSUR	67.6	Vapor+Res N° 500	0.279
Ilo 1 TV N° 4	ENERSUR	64.3	Residual N° 500	0.267
Ilo 1 TG N° 1	ENERSUR	34.9	Diesel N° 2	0.254
Ilo 1 TG N° 2	ENERSUR	30.7	Diesel N° 2	0.252
Ilo 1 GD N° 1	ENERSUR	3.3	Diesel N° 2	0.237
Ilo 2 TV Carbón N° 1	ENERSUR	141.9	Carbón	0.361
GD Calana - GN	EGESUR	22.9	Gas Natural	8.802
Turbo Gas Natural Mollendo II con GN	EGASA	73.2	Gas Natural	12.525
C.T Paramonga	Agroindustrial Paramonga	20.0	Gas Natural	
C.T. Oquendo	SDF	29.4	Gas Natural	
Total		2 852.8		

La principal base de referencia utilizada para el parque existente es la información recibida de las empresas generadoras. Se han incluido los retiros, repotenciaci3nes y cambios de uso de combustibles que se hubieran producido durante el corriente a3o.

4.2 PROGRAMA DE OBRAS

Para la definici3n del programa de obras de generaci3n se ha considerado como informaci3n fundamental la remitida por las empresas integrantes del COES y la suministrada por empresas titulares de concesiones y autorizaciones, de acuerdo a la modificaci3n del art3culo 47° de la LCE. El programa definido se muestra en el Cuadro No 4.3. En el Anexo D se adjunta copia de las comunicaciones de los agentes y empresas que avalan el programa adoptado.

**Cuadro No 4.3
PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACION 2010-2013 DEL SEIN**

EMPRESA	FECHA	CENTRAL	POTENCIA (MW)
CELEPSA	Mar.2010	C.H. Platanal	217.4
AGUAS Y ENERGIA PERÚ	May.2010	C.H. Pias I (12,6 MW)	12.60
EGASA	May. 2010	Embalse Chalhuanca (25 MMC)	
EGASA	May. 2010	Embalse Bampuñaate (40 MMC)	
	Dic-2010	CH Roncador (1)	3.80
ELECTROANDES	Feb.2011	Ampliación Presa Huangush Bajo (4.5 MMC)	
SAN GABAN	Dic 2011	Embalse Pumamayo (40 MMC)	
SAN GABAN	Dic-2010	Embalse Corani (14 MMC) Primera fase	
SAN GABAN	Dic-2011	Embalse Corani (10.5 MMC) Segunda Fase	
EGEMSA	Feb-2012	C.H. Machupicchu II-Etapa - EGEMSA	101.75
	Ene-.2013	CCHH Angel I, II y III	60.00
	Ene-.2013	CH Las Pizarras	18.00

(1) Ingreso con 1.3 MW en mayo 2010

EMPRESA	FECHA	CENTRAL	POTENCIA (MW)
AGRO IND PARAMONGA	Mar-2010	CT Paramonga	20.0
EGENOR	Junio 2010	C.T. Las Flores	192.5
KALLPA	Abril-2010	C.T. Kallpa TG3 Ciclo Simple	197.8
EGASA	Set-2010 (*)	Traslado de las TG - C.T. Mollendo - gas natural	73.2
EGESUR	Oct-2010	Traslado de la C.T. Calana - gas natural	22.9
SHOUGESA	Set-2011	C.T El Faro Ciclo Simple con D2	171.7
Sistema Aislado	Diciembre 2010	Interconexi3n Tarapoto Moyobamba Bellavista	
KALLPA	Set 2012	CC Kallpa	858.6

(*) Ingresas con la unidad TG2 en Setiembre y el restante en Octubre

FECHA	CENTRAL	POTENCIA (MW)
Julio 2011	CT Huaycoloro (Biomasa)	4
Dic 2012	CT Marcona (Eolica)	32
Jul 2012	CT Talara y Cupisnique (Eolica)	110
Jul 2012	CT Panamericana, Majes, Reparticion, Tacna (Solar)	80
May 2012	CH Nueva Imperial	4
Julio 2011	CH Pumamarca	2
Oct 2012	CH Huancahuasi I	8
Abr 2012	CH Huancahuasi II	8
Dic 2012	CH Yanapampa	4
Oct-2012	CH Shima	5

El programa de obras de transmisión que se muestra en el Cuadro No 4.4, fue elaborado tomando en cuenta la información para el estudio del Primer Plan de Transmisión.

Cuadro No 4.4
PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISION 2010-2013 DEL SEIN

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Mar 2010	Ampliación S.E. Independencia 60 kV
Abr-2010	L.T. la Niña -Bayóvar 138 kV (derivación) Laguna
Mar-2011	L.T. Conococha -Paragsha 220 kV (1)
Nov-2010	L.T. Paragsha -Carhuamayo 220 kV doble circuito (1)
Nov-2010	Transformador Carhuamayo 220/138 kV -100 MVA (1)
Nov-2010	Transformador Huallanca 220/138 kV -100 MVA (1)
Ene-2011	Ampliación Transformador S.E. Azangaro -138/60/22,9/10 kV -REP
Ene-2011	Ampliación Transformador S.E. Quencoro -138/34,5/10,5 kV -REP
Ene-2011	Ampliación Transformador S.E. Piura Oeste -220/60/10 kV -REP
Ene-2011	Ampliación Transformador S.E. Trujillo Norte -138/22,9/10 kV -REP
Ene-2011	S.E. Trujillo Norte -Banco de Capacitores 15 MVAR, 10 kV -REP
Ene-2011	Ampliación Auto Transformador S.E. Tingo Maria -220/138/10 kV -REP
Abr-2011	L.T. Carhuaquero -Cajamarca 220 kV (*)
Dic-2010	S.E. Huallanca Reactor 2 x 50 MVAR (1)
Ene-2011	S.E. Cajamarca 220 kV -SVC +120/-60 MVAR (1)
Mar 2011	L.T. Chilca -La Planicie -Zapallal 220kV doble circuito (1)
Mar 2011	L.T. Chilca -Zapallal 500 kV (simple circuito) (1)
Mar 2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Pomacocha - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA.
Jul-2011	Repotenciación L.T. Mantaro -Socabaya 505 MVA
May 2011	L.T. Cajamarca -Huallanca 220 kV doble circuito (1)
May 2011	L.T. Huallanca -Conococha 220 kV doble circuito (1)
Abr-2011	L.T. Independencia -Ica 220 kV
Set 2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Independencia - Ica de 141 MVA a 180 MVA.
Set 2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Ica - Marcona de 141 MVA a 180 MVA.
May 2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Oroya Nueva - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA.
Jul- 2011	S.E. Industriales 220/60/10 kV – LDS
Ago-2011	L.T. 220 kV Chiclayo Oeste - Piura Oeste (segundo circuito) y SS.EE. Asociadas.
Ago-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Chiclayo Oeste - La Niña (circuito existente) de 152 MVA a 180 MVA.
Ago-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV La Niña - Piura Oeste (circuito existente) de 152 MVA a 180 MVA.
Dic-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 152 MVA a 180 MVA.
Dic-2011	L.T. 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 180 MVA (segundo circuito).
Dic 2010	L.T. Tocache – Bellavista 138 kV
Ago-2012	L.T. Piura Oeste -Talara 220 kV (2) Segundo Circuito
Ago-2012	L.T. Zapallal -Chimbote -Trujillo 500 kV (1)
Oct-2012	L.T. La Planicie -Industriales (Doble Tema) 220 kV
Ene 2013	Machu Picchu-Abancay –Cotaruse 220 kV
Set-2012	Pomacocha Carhuamayo 220 kV
Ene 2013	LT SGT 500 kV Chilca-Marcona-Montalvo (antes LT Chilca-Marcona-Caraveli)
Mar 2013	Tintaya-Socabaya 220 kV y subestaciones asociadas

(*) Se reemplazo por Carhuaquero -Corona 220 kV según Programación COES Dic 2010

4.3 BALANCE 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 45.9% y 22.7%.

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

DESCRIPCION	2010	2011	2012	2013
C.H. Mantaro	670.7	670.7	670.7	670.7
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	66.1	66.1	66.1	66.1
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	110.8	110.8	110.8	110.8
C.H. Cañón del Pato	263.5	263.5	263.5	263.5
C.H. Yaupi	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. Santa Rosa I	1.0	1.0	1.0	1.0
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	88.8	88.8	88.8	88.8
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. Poechos II	10.0	10.0	10.0	10.0
C.H. Santa Cruz	6.2	6.2	6.2	6.2
C.H. La Joya (9.6 MW)	9.6	9.6	9.6	9.6
C.H. Platanal	217.4	217.4	217.4	217.4
CH Roncador (1)	3.8	3.8	3.8	3.8
C.H. Machupicchu II-Etapa - EGEMSA			101.8	101.8
CC.HH Angel (I,II y III)				60.0

000074

DESCRIPCION	2010	2011	2012	2013
Turbo Gas Natural Malacas 1	15.0	15.0	15.0	15.0
Turbo Gas Diesel Malacas 2	15.0	15.0	15.0	15.0
Turbo Gas Natural Malacas 4	90.3	90.3	90.3	90.3
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	102.7	102.7	102.7	102.7
Turbo Gas de Chimbote	19.3	19.3	19.3	19.3
Turbo Gas de Piura con R6	17.1	17.1	17.1	17.1
Grupos Diesel de Piura	10.8	10.8	10.8	10.8
Grupos Diesel de Chiclayo	19.6	19.6	19.6	19.6
Grupos Diesel de Sullana	6.4	6.4	6.4	6.4
Grupos Diesel de Paita	3.7	3.7	3.7	3.7
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	52.6	52.6	52.6	52.6
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	123.9	123.9	123.9	123.9
Turbo Vapor de Shougesa	61.7	61.7	61.7	61.7
G. Diesel Shougesa	1.2	1.2	1.2	1.2
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-1	88.4	88.4	88.4	88.4
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-2	87.0	87.0	87.0	87.0
G. Diesel Tumbes Nueva 1	8.0	8.0	8.0	8.0
G. Diesel Tumbes Nueva 2	8.1	8.1	8.1	8.1
G. Diesel Pucallpa Wartsila	24.5	24.5	24.5	24.5
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	225.1	225.1	225.1	225.1
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	13.7	13.7	13.7	13.7
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	228.0	228.0	228.0	228.0
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	18.4	18.4	18.4	18.4
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5 con GN	53.1	53.1	53.1	53.1
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	174.4	174.4		
Turbo Gas Natural Chilca TG1	171.5	171.5	171.5	171.5
Turbo Gas Natural Chilca TG2	170.3	170.3	170.3	170.3
Turbo Gas Natural Chilca TG3	194.2	194.2	194.2	194.2
Turbo Gas Natural Kallpa TG2	193.5	193.5		
Turbo Gas Natural Santa Rosa	199.8	199.8	199.8	199.8
Taparachi GD N° 1 al N° 4	4.3	4.3	4.3	4.3
Bellavista GD N° 1 al N° 2	3.5	3.5	3.5	3.5
Chilina GD N° 1 y N° 2	10.112	10.112	10.112	10.112
Chilina Ciclo Combinado	16.7	16.7	16.7	16.7
Chilina TV N° 2	6.2	6.2	6.2	6.2
Chilina TV N° 3	9.9	9.9	9.9	9.9
Mollendo I GD	30.3	30.3	30.3	30.3
Ilo 1 TV N° 2	22.8	22.8	22.8	22.8
Ilo 1 TV N° 3	67.6	67.6	67.6	67.6
Ilo 1 TV N° 4	64.3	64.3	64.3	64.3
Ilo 1 TG N° 1	34.9	34.9	34.9	34.9
Ilo 1 TG N° 2	30.7	30.7	30.7	30.7
Ilo 1 GD N° 1	3.3	3.3	3.3	3.3
Ilo 2 TV Carbón N° 1	141.9	141.9	141.9	141.9
GD Calana - GN	25.5	25.5	25.5	25.5
Turbo Gas Natural Mollendo II con GN	73.2	73.2	73.2	73.2
CT Oquendo - SDF	29.4	29.4	29.4	29.4
CT. Generación Adicional Trujillo Norte	62.1			
C.T. Las Flores	192.5	192.5	192.5	192.5
C.T. Kallpa TG3 Ciclo Simple	197.8	197.8		
C.T El Faro Ciclo Simple con D2		171.7	171.7	171.7
CT Paramonga	20.0	20.0	20.0	20.0
CC Kallpa			858.6	858.6
OFERTA SEIN	6,679.1	6,788.7	7,183.3	7,243.3
DEMANDA	4,578.9	5,052.6	5,426.2	5,903.2
SUPERAVIT / DEFICIT	2,100.2	1,736.1	1,757.0	1,340.1
	45.9%	34.4%	32.4%	22.7%

SCG – ESTUDIO TECNICO ECONOMICO FIJACION TARIFARIA MAYO 2011
14.01.2011

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 en el Cuadro No 5.1.

Cuadro No 5.1
PRECIO BASE COMBUSTIBLES LIQUIDOS DEL SEIN

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	8.85	8.74	8.74	3.118	130.96
	Residual N° 6	6.13	5.95	5.95	2.123	89.15
	Residual N° 500	6.01	5.82	5.82	2.076	87.21
Chimbote	Diesel N° 2	8.95	8.85	8.85	3.157	132.61
Trujillo (Salaverry)	Diesel N° 2	8.89	8.79	8.79	3.136	131.71
	Residual N° 6	6.22	6.04	6.04	2.155	90.50
Chiclayo (Eten)	Diesel N° 2	8.86	8.75	8.75	3.122	131.11
Piura (Talara)	Diesel N° 2	8.80	8.69	8.69	3.100	130.21
	Residual N° 6	6.14	5.96	5.96	2.126	89.30
Arequipa (Mollendo)	Diesel N° 2	8.96	8.86	8.86	3.161	132.76
	Residual N° 500	6.08	5.89	5.89	2.101	88.26
Moquegua (Ilo)	Diesel N° 2	8.96	8.86	8.86	3.161	132.76
	Residual N° 6	6.22	6.04	6.04	2.155	90.50

(1) Incluye ISC en el caso del RN° 6 y RN° 500
1 barril = 42 galones.

Cuando fue posible, gracias a la información de sustento suministrada por las empresas, se ajustó el flete de los combustibles líquidos de algunas centrales. Las cartas que avalan esta información se presentaron en Anexo E de la Propuesta.

Se ha incluido el Impuesto Selectivo al Consumo a los combustibles Diesel 2 Residual 6 y Residual 500 de acuerdo a lo indicado en el Decreto Supremo N° 126-2008-EF.

Así mismo se ha considerado en la exoneración de dicho impuesto para las centrales ubicadas en la zona de selva.

000076

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)	960.0		565.0
Chimbote	972.1		
Trujillo (Salaverry)	965.5	596.6	
Chiclayo (Eten)	961.1		
Piura (Talara)	954.5	588.7	
Arequipa (Mollendo)	973.2		571.8
Moquegua (Ilo)	973.2	596.6	

El precio de carbón utilizado en la C.T. de Ilo 2 es de 100.080 US\$/Ton, y es el Precio de Referencia calculado por el OSINERGMIN (vigente al 05.10.2011), de acuerdo con el "Procedimiento para la Determinación de los Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica". Se adiciona el ISC al carbón a partir del año 2011 de acuerdo al D.S. 211-2007 -EF equivalente a 70 soles/TM.

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 de contratos entre generadores y productor/suministrador.
- 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 adjunta las fichas de declaración de precios gas natural de las CC.TT. del SEIN que operan con gas natural y los precios de gas natural actualizados al 05.01.2011.

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	Santa Rosa 2
Precio Boca de pozo	US\$/MMBTU	1.0000	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	0.9600	0.9700	0.9990	0.9600
Factor B: Por Take or Pay 80% (2)		0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500
Factor por descuento promocional (3)		0.9500	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Precio Boca de Pozo	US\$/MMBTU	0.8664	0.9120	0.9120	0.9120	0.9215	0.9491	0.9120
Factor de Actualización (Ene-2010) (4)		1.6494	1.6494	1.6494	1.6494	1.6494	1.6494	1.6494
Precio Boca de Pozo actualizado (contrato Generador - Productor)	US\$/MMBTU	1.4290	1.5043	1.5043	1.5043	1.5199	1.5654	1.5043
Precio Boca de Pozo actualizado	US\$/MMBTU	1.4290	1.5043	1.5043	1.5043	1.5199	1.5654	1.5043
Precio Base Transporte (OSINERG)	US\$/millar m³	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384
Factor por adelanto del GRP		0.93507	0.93507	0.93507	0.93507	0.93507	0.93507	0.93507
Factor de ajuste al transporte (PPla / PPIo)		1.1529	1.1529	1.1529	1.1529	1.1529	1.1529	1.1529
PPIo (Ene-2003)		149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8
PPla (Ene-2010)		172.7	172.7	172.7	172.7	172.7	172.7	172.7
Precio Transporte (OSINERG)	US\$/millar m ³	33.8911	33.8911	33.8911	33.8911	33.8911	33.8911	33.8911
Factor de conversión	PC/m ³	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1.08650	1.08070	1.08034	1.08099	1.15741	1.08200	1.08135
Por Tipo de contrato (Firme - Interrumpible)		1.00000	0.90000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
Factor de descuento (solo para tarifas)		0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
Precio Transporte	US\$/MMBTU	0.7950	0.8880	0.7995	0.7990	0.7462	0.7983	0.7987
Precio Base Distribución (OSINERG)	US\$/millar m³	5.1755	5.1755					5.1755
Factor por adelanto del GRP		0.92685	0.92685					0.92685
Factor de ajuste al transporte (PPla / PPIo)		1.1529	1.1529					1.1529
PPIo (Ene-2003)		149.8	149.8					149.8
PPla (Ene-2010) (6)		172.7	172.7					172.7
Precio Distribución (OSINERG)	US\$/millar m ³	5.5302	5.5302					5.5302
Factor de conversión	PC/m ³	35.31467	35.31467					35.31467
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1.08650	1.08070					1.08135
Por Tipo de contrato (Firme - Interrumpible)		1.00000	0.90000					1.00000
Factor de descuento (solo para tarifas)		0.9000	0.9000					0.9000
Precio Distribución	US\$/MMBTU	0.1297	0.1449	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.1303
PRECIO TOTAL (Boca de pozo + Transmisión + Distribución)		2.3537	2.5372	2.3038	2.3033	2.2661	2.3637	2.4333

(1), (2), (3), (4) datos declarados por Pluspetrol en carta PPC-COM-09-0095.

(5) los poderes caloríficos superioresde Ventanilla, Santa Rosa, Chilca y Kallpa, corresponde a los informados por el COES-SINAC, mientras que, Mollendo y Calana son los informados por Pluspetrol en carta PPC-COM-09-0095.

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

Cuadro No 5.4
PRECIO DEL GAS NATURAL DIFERENTE DE CAMISEA

Centrales de Generación	Precio Gas Natural (US\$/MMBTU)
C.T. Aguaytia	2.3333
TG1 y TG2 de C.T. Malacas	2.3333
TGN4 de C.T. Malacas	2.3333

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 del COES SINAC 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 5.5. Así también adjuntamos nuevos cálculos de CVNC de unidades del SINAC recientemente aprobadas.

000079

Cuadro No 5.5
COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES SEIN

Central	CVNC US\$/MWh
Turbo Gas Natural Malacas 1	4.00
Turbo Gas Natural Malacas 2	4.00
Turbo Gas Diesel Malacas 2	4.00
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	3.13
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	21.60
Turbo Gas de Chimbote	2.70
Turbo Gas de Trujillo	2.70
Turbo Gas de Piura con R6	11.50
Grupos Diesel de Piura	8.76
Grupos Diesel de Chiclayo	8.76
Grupos Diesel de Sullana	9.38
Grupos Diesel de Paita	9.04
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	7.07
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	4.10
Turbo Vapor de Shougesa	2.00
G. Diesel Shougesa	7.11
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-1	2.69
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-2	2.73
G. Diesel Tumbes Nueva 1	11.38
G. Diesel Tumbes Nueva 2	11.26
G. Diesel Pucallpa Wartsila	10.73
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	3.35
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	3.35
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	3.35
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	3.35
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5 con GN	7.07
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	4.00
Turbo Gas Natural Chilca TG1	3.67
Turbo Gas Natural Chilca TG2	3.67
Turbo Gas Natural Chilca TG3	3.41
Turbo Gas Natural Kallpa TG2	4.00
Turbo Gas Natural Kallpa TG3	4.00
Turbo Gas Natural Santa Rosa	4.00
Turbo Gas Natural Las Flores	2.90
Grupos Diesel Emergencia 1	14.40
Turbo Gas Natural El Faro	4.10
Taparachi GD Nº 1 al Nº 4	14.18
Bellavista GD Nº 1 al Nº 2	11.58
Chilina GD Nº 1 y Nº 2	10.81
Chilina Ciclo Combinado	3.53
Chilina TV Nº 2	1.99
Chilina TV Nº 3	1.32
Mollendo I GD	6.22
Mollendo II TG	1.12
Calana GD	10.58
Ilo 1 TV Nº 2	3.27
Ilo 1 TV Nº 3	1.96
Ilo 1 TV Nº 4	1.93
Ilo 1 TG Nº 1	8.00
Ilo 1 TG Nº 2	6.09
Ilo 1 GD Nº 1	11.98
Ilo 2 TV Carbón Nº 1	0.90
GD Calana - GN	4.50
Turbo Gas Natural Mollendo II con GN	5.00

000090

5.3 COSTOS VARIABLES

El Cuadro No 5.6 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

Central	Consumo Especifico	Costo del Combustible	CVC US\$/MWh	CVNC US\$/MWh	CVT US\$/MWh
Turbo Gas Natural Malacas 1	16.122	2.2644	36.51	4.00	40.51
Turbo Gas Natural Malacas 2	15.811	2.2644	35.80	4.00	39.80
Turbo Gas Diesel Malacas 2	0.354	851.2	301.31	4.00	305.31
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	12.416	2.2644	28.11	3.13	31.25
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	13.284	2.2644	30.08	21.60	51.68
Turbo Gas de Chimbote	0.350	868.4	304.13	2.70	306.83
Turbo Gas de Trujillo	0.342	862.3	294.90	2.70	297.60
Turbo Gas de Piura con R6	0.437	596.6	260.73	11.50	272.23
Grupos Diesel de Piura	0.274	596.6	163.48	8.76	172.24
Grupos Diesel de Chiclayo	0.265	589.5	156.22	8.76	164.98
Grupos Diesel de Sullana	0.243	860.1	209.01	9.38	218.39
Grupos Diesel de Paita	0.248	862.3	213.86	9.04	222.90
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	12.622	2.3623	29.82	7.07	36.89
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	11.596	2.3623	27.39	4.10	31.49
Turbo Vapor de Shougesa	0.305	517.2	157.76	2.00	159.76
G. Diesel Shougesa	0.220	865.9	190.50	7.11	197.61
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-1	11.665	2.2644	26.42	2.69	29.11
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-2	11.345	2.2644	25.69	2.73	28.42
G. Diesel Tumbes Nueva 1	0.209	535.8	111.87	11.38	123.25
G. Diesel Tumbes Nueva 2	0.212	535.8	113.48	11.26	124.74
G. Diesel Pucallpa Wartsila	0.231	618.3	142.83	10.73	153.56
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	6.798	2.2857	15.54	3.35	18.88
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	7.145	2.2857	16.33	3.35	19.68
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	6.763	2.2857	15.46	3.35	18.80
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	7.038	2.2857	16.09	3.35	19.43
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5 con GN	11.877	2.3623	28.06	7.07	35.13
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	10.238	2.2317	22.85	4.00	26.85
Turbo Gas Natural Chilca TG1	9.704	2.2322	21.66	3.67	25.33
Turbo Gas Natural Chilca TG2	9.876	2.2322	22.05	3.67	25.71
Turbo Gas Natural Chilca TG3	10.282	2.2322	22.95	3.41	26.37
Turbo Gas Natural Kallpa TG2	10.154	2.2317	22.66	4.00	26.66
Turbo Gas Natural Kallpa TG3	10.081	2.2317	22.50	4.00	26.50
Turbo Gas Natural Santa Rosa	9.879	2.3623	23.34	4.00	27.34
Turbo Gas Natural Las Flores	10.084	2.5537	25.75	2.90	28.65
Grupos Diesel Emergencia 1	0.221	875.0682	193.00	14.40	207.40
Turbo Gas Natural El Faro	0.244	865.9216	211.11	4.10	215.21
Taparachi GD N° 1 al N° 4	0.233	893.1	208.09	14.18	222.27
Bellavista GD N° 1 al N° 2	0.264	894.0	236.00	11.58	247.58
Chilina GD N° 1 y N° 2	0.213	556.9	118.62	10.81	129.43
Chilina Ciclo Combinado	0.278	874.6	243.15	3.53	246.67
Chilina TV N° 2	0.398	521.6	207.60	1.99	209.59
Chilina TV N° 3	0.435	521.6	226.90	1.32	228.22
Mollendo I GD	0.207	512.5	106.09	6.22	112.31
Mollendo II TG	0.264	867.4	229.00	1.12	230.12
Calana GD	0.217	537.7	116.69	10.58	127.27
Ilo 1 TV N° 2	0.319	511.1	163.04	3.27	166.31
Ilo 1 TV N° 3	0.198	464.7	92.00	1.96	93.96
Ilo 1 TV N° 4	0.297	511.1	151.80	1.93	153.73
Ilo 1 TG N° 1	0.271	905.5	245.49	8.00	253.49
Ilo 1 TG N° 2	0.255	905.5	230.91	6.09	237.00
Ilo 1 GD N° 1	0.200	905.5	181.10	11.98	193.08
Ilo 2 TV Carbón N° 1	0.361	95.7	34.53	0.90	35.43
GD Calana - GN	10.426	2.2371	23.32	4.50	27.82
Turbo Gas Natural Mollendo II con GN	13.863	2.1938	30.41	5.00	35.41

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 15MW.

En aplicación del D.U N°049-2008 se ha considerado el despacho sin restricción del gaseoducto de TGP hasta diciembre del 2013. Así también las centrales termoeléctricas que a la fecha no cuenten con contrato de transporte de gas a firme presentan indisponibilidad de generación al 100%. Es el caso de las empresas Fénix y Termochilca

Se tomo en cuenta la R.M 607-2008-MEM/DM que fija el valor máximo de los costos marginales de corto plazo del SEIN en 313.5 nuevos soles/MWh.

Debido a que las autoridades regionales y la autoridad nacional del agua dictaminaron la utilización efectiva del lago Junín en la cota 20 (376 MMC) está restricción fue modelada en la simulación de la operación con el PERSEO. El sustento respectivo se adjunta en el Anexo L.

Así también se aplicó el decreto DU-079-2010 que extiende el DU No 49 2008 hasta diciembre 2013.

6.2 RECORTE DE SERIES HIDROLOGICAS

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 1965-2009 (45 años), tomando en cuenta los efectos del cambio climático, con las propuestas del Subcomité de Generadores en las fijaciones anteriores se presentaron estudios que sustentaban el uso de de una serie hidrológica recortada. En tal sentido y considerando que existe consenso del efecto del cambio climático en las hidrologías, se elaboró un resumen de la situación de la evaluación de las series históricas.

El resumen antes mencionado se adjuntó en el anexo F3 de la Propuesta.

6.3 LINEAS DE TRANSMISION

Se ha tomado como capacidad de transmisión para el PERSEO la máxima capacidad utilizada por el COES SINAC.

Asimismo, 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 en base al 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).

Para el cálculo se ha considerado la aplicación del D.U. N°079-2010, por lo cual se ha considerado que no hay restricciones de transmisión hasta diciembre de 2013.

6.4 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE CENTRALES DE GENERACION

Para el año 2010 se han considerado los mantenimientos ejecutados de las unidades del SEIN. Para el 2011 se ha considerado el Programa de Mantenimiento Anual 2011 de las unidades generadoras aprobado por el COES SINAC. Para los años 2012 y 2013 los programas de mantenimiento se han estimado, considerando para las centrales hidroeléctricas mantenimientos similares a los del año 2011, mientras que para las termoeléctricas se han considerado los trabajos en base al número de horas equivalentes de operación, conforme a la metodología anteriormente utilizada por el COES SINAC y el OSINERGMIN. En el Anexo H, se adjunta los detalles de cálculo de horas equivalentes utilizados.

6.5 RESULTADOS

En el Cuadro No 6.1 se muestra el resultado que determina el modelo PERSEO del precio básico de energía para la barra de Lima en los periodos 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 PUNTA	TOTAL
34.85	30.26	31.17

7 PRECIO BASICO DE POTENCIA

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.

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.

De acuerdo con la metodología del Procedimiento del OSINERMIN, se asumió como la unidad de ciclo abierto de mayor tamaño del SEIN la TG8 de Santa Rosa con una potencia efectiva a condiciones de sitio de 199.830 MW. En concordancia con las proyecciones, la máxima demanda del año 2011 resulta ser igual a 5,117 MW.

Se han determinado los límites mínimo y máximo de la turbina a Gas que son 149.872 MW y 199.830 MW respectivamente, y de acuerdo con las 5 últimas publicaciones de la Revista GTWH se procedió a determinar la Capacidad Estandar ISO así como el precio FOB de la Turbina a Gas los mismos que se muestran en el cuadro 7.1.

000084

CUADRO No 7.1
CAPACIDAD ESTANDARiso Y PRECIO FOB DE LAS TURBINAS A GAS

2011		FCTC	FCCS
MDaño (MW)	5052.6	0.9804	0.9876

Rango de CEiso (MW)

3.5%*MDaño	75%*PEFMC	PEFMC	
176.841	149.872	199.830	TG8 CT Santa Rosa
Limite Mínimo	149.872	154.788	
Limite Máximo	199.830	206.384	

COSTOS DE INVERSION (Millones US\$) y Potencias ISO (MW) DE TURBINAS A GAS DE LA REVISTA GAS TURBINE

GTWH (60 Hz)	PG7241FA		PG7251FB		GT24		SGT6-5000F	
	PBiso	Mill US\$	PBiso	Mill US\$	PBiso	Mill US\$	PBiso	Mill US\$
2004/2005	171.700	28.5000	184.400	29.4000	187.700	34.7000		
2006	171.700	30.9100			179.000	33.6900	198.300	35.3400
2007/2008	171.700	40.1760	184.400	44.0040	188.782	46.4210	198.300	46.9820
2009	171.700	41.7904	184.400	45.3655	188.782	46.3632	202.000	46.5609
2010	183.000	42.4069			188.782	43.4438	202.000	45.7501

FOBTgi		36.7567		39.5898		40.9236		43.6583
ni		5		3		5		4
FOBTgi*ni		183.7833		118.7695		204.6180		174.6330
N =	17							

CCBGN _{iso}	173.96		184.40		186.61		200.15	
CEiso _o	168.436		178.544		180.683		193.794	
ni	5		3		5		4	
CEiso*ni	842.178		535.632		903.415		775.175	
N =	17							

CEiso	179.788 MW
-------	-------------------

FOBTg	40,106 miles de US\$
-------	-----------------------------

Es preciso mencionar que en el cálculo del precio básico de Potencia en el presente proceso tarifario se han efectuado actualizaciones en las partidas de datos de la Central Eléctrica así como de la Conexión. Las mismas que pueden observarse en la hoja "Actualización" del libro "Abs_Potencia_Punta_0511.xls"

A continuación se mencionan en detalle los cambios efectuados con relación a los valores considerados en la Fijación de Tarifaria mayo 2010.

Central Termoeléctrica.**Precio FOB central:**

Se ha mantenido el mismo precio de la Propuesta de noviembre 2010 siendo 40,106 millones como se muestra en el cuadro 7.1

Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I1.

Repuestos iniciales, Transporte marítimo, Aranceles ad-valorem, Gastos de desaduanaje:

Se ha mantenido los porcentajes utilizados por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria mayo 2010.

Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I2.

Transporte local, Montaje electromecánico, Pruebas y puesta en marcha, Supervisión, Adquisición de terreno, Obras preliminares y cerco, Obras civiles, Suministro de sistema de combustible, Suministro de sistema contra incendio:

Estos costos se han basado en la Fijación tarifaria mayo 2010 los cuales se ajustaron con el índice de inflación nacional de los últimos 12 meses (inflación a diciembre 2010, fuente <http://www.bcrp.gob.pe/>) que da un valor de 2.08% y los tipo de cambio correspondientes al 31-03-2010 y al 05-01-2011 (fuente <http://www.sbs.gob.pe/app/stats/tc-cv.asp>).

Estos factores deberán ser actualizados al mes de marzo 2011, conforme con el artículo 50° de la LCE.

Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I2.

Gastos Generales – Utilidad del Contratista.

Se ha mantenido la fórmula utilizada por el OSINERGMIN en la Fijación tarifaria mayo 2010 que consiste en el 10% de las obras ejecutadas por el contratista local compuesta por las partidas correspondientes a transporte local, montaje electromecánico, obras civiles, suministro de sistema de combustible y contra incendio, mas los seguros establecidos también por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria mayo 2010.

Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I2.

Conexión Eléctrica**Precio FOB:**

Se han mantenido todos los costos que conforman el Precio FOB de la Fijación Tarifaria mayo 2010, excepto la partida de Equipo de servicios auxiliares en la cual se han considerado los costos de Automatismo, Transformadores Auxiliares de media tensión y baja tensión, costos consignados por el OSINERGMIN en su "Matriz de costos de inversión aplicable a centrales térmicas de Ciclo Simple" que fueron omitidos en el estudio final de la Fijación de Tarifas mayo 2010, en los costos de la central y los costos de la conexión eléctrica.

000086

**CUADRO No 7.2
COSTOS FOB DE LA CONEXIÓN ELECTRICA**

COSTO TOTAL DE INVERSION DE LA CONEXION ELECTRICA (CTI _{CP}) SUMINISTRO DE EQUIPOS (FOB)						
Item	Descripción de Partidas	Unid	Metrado	Precio Unitario	Precio Total (US\$.)	
1.1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA Transformador de Potencia Trifásico 220/10 kV, 240 MVA (ONAF), 1050 kVp BIL.	Und	1.0	2,769,097.67	2,769,097.67	
1.2	INTERRUPTOR DE POTENCIA Interruptor, 220 kV, 1050 kVp (BIL), 2000 A, 31.5 kA, operación tripolar, incluye estructura soporte	Und	1.0	56,613.48	56,613.48	
1.3	SECCIONADOR DE LINEA Seccionador de línea, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	Und	1.0	13,935.09	13,935.09	
1.4	TRANSFORMADOR DE TENSION Transformador de tensión capacitivo, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 220/V3 / 0,1/V3 0,1/V3 kV, 30 VA - 3P, 30 VA - C1 0,2, incluye estructura soporte	Und	3.0	15,927.47	47,872.40	
1.5	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE Transformador de corriente, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 1600-2000/1/1/1A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA - C1 0,2, incluye estructura soporte	Und	3.0	10,135.83	30,311.49	
1.6	PARARRAYOS Pararrayos 192 kV, 10 kA, clase 3, incluye estructura soporte y contador de descarga	Und	3.0	5,750.78	17,252.34	
1.7	BARRAS Y CONEXIONES DE ALTA TENSION Conductor de aluminio reforzado con aleación de aluminio ACAR de 608 mm ² , cadenas de aisladores de anclaje y suspensión con conectores de alta tensión	Cjto	1.0	14,000.00	14,000.00	
1.8	EQUIPO DE CONTROL, PROTECCION Y MEDICION					
1.81	Tablero de Control	Und	1.0	141,000.00	141,000.00	
1.82	Tableros de Protección Primaria	Und	1.0	0.00	0.00	
1.83	Tableros de Protección Secundaria	Und	1.0	0.00	0.00	
1.84	Tablero de Medicion	Und	1.0	0.00	0.00	
1.9	EQUIPO DE SERVICIOS AUXILIARES					
1.91	Transformador de Servicios Auxiliares	Und	1.0	11,000.00	11,000.00	
1.92	Rectificadores	Und	2.0	9,600.00	19,200.00	
1.93	Baterias	Und	2.0	19,000.00	38,000.00	
1.94	Transformadores Auxiliares - Media Tensión	Und	1.0	87,825.97	87,825.97	
1.95	Transformadores Auxiliares - Baja Tensión	Und	1.0	126,203.62	126,203.62	
1.96	Automatismo	Und	1.0	468,407.43	468,407.43	
1.10	EQUIPO DE TELECOMUNICACIONES					
1.101	Trampa de Onda 2000 A, 40 kA	Und	2.0	14,000.00	28,000.00	
1.102	Tablero de Telecomunicaciones	Und	1.0	26,300.00	26,300.00	
1.11	CABLES DE BAJA TENSION Cables de control y fuerza para 380/220V, 60 Hz, 110Vcc, 48Vcc	Global	1.0	4,100.00	4,100.00	
1.12	RED DE TIERRA Red de tierra profunda y superficial que comprende conductor y conexiones		1.0	23,961.00	23,961.00	
1.13	ILUMINACION EXTERIOR Iluminacion exterior de Patio		1.0	3,200.00	3,200.00	
1.14	ESTRUCTURAS METALICAS					
1.141	Portico de barras	TM	8.4	2,150.00	18,060.00	
1.142	Estructura soporte de equipo	TM	1.5	2,150.00	3,225.00	
1.15	LINEA DE CONEXIÓN					
TOTAL FOB SUBESTACION DE SALIDA				US\$	3,947,565.47	

En el presente estudio se utilizó el TAMEX de 8.48% vigente al 05 de enero de 2011 según la publicación oficial de la SBS. Es Preciso indicar que la tasa TAMEX deberá ser actualizada al mes de marzo 2011, conforme con el artículo 50° de la LCE.

El costo total de inversión (CTICT + CTICE) resulta ser igual a 58.679 millones de dólares de los Estados Unidos, el cual resulta inferior respecto de los costos

vigentes de unidades de ciclo abierto, como es el caso de Kallpa 3 (USD 98 millones) o el caso de la TG8 de Santa Rosa (USD 85 millones), unidades que recientemente han sido puestas en operación a base de gas natural de ciclo abierto en las cercanías de Lima. Así mismo el costo total de inversión es también inferior respecto del costo consignado por el OSINERGMIN (USD 69.3 millones) en su "Matriz de costos de inversión aplicable a centrales térmicas de Ciclo Simple".

Por otro lado, los costos fijos de personal y otros han sido reajustados por el concepto de seguros multiriesgo que es el 5% del costo total de inversión de la central de punta y de su conexión al sistema.

Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I2.

**CUADRO No 7.3
COSTOS FIJOS DE PERSONAL**

Descripción	Cant	Sueldo bruto US\$/mes	Sueldobruto US\$/año
Gerente de planta o Jefe de planta	1	3902.33	46,827.91
Gerente de Operaciones	1	2963.22	35,558.63
Gerente de Mantenimiento y Planificación	1	2963.22	35,558.63
Jefe de turno	2	2414.34	57,944.23
Operadores (dos turnos)	4	1309.75	62,867.96
Supervisor mecánico	1	2414.34	28,972.12
Supervisor eléctrico e Instrumentación y Control	1	2414.34	28,972.12
Personal de mantenimiento	4	1309.75	62,867.96
Seguridad industrial	1	1200.00	14,400.00
Personal de seguridad	11	500.00	66,000.00
Total anual	US \$		439,969.56
Leyes sociales 42.3%	US \$		186,253.78
Gastos generales 30%	US \$		131,990.87
Seguros Multiriesgo	US \$		293,396.81
Total anual	US \$		1,051,611.01

Los costos fijos de operación y mantenimiento de la Fijación de tarifas mayo 2010 han sido ajustados por la inflación y el tipo de cambio.

CUADRO No 7.4
PRECIO BASICO DE POTENCIA DEL SEIN
UBICACIÓN : LIMA 220 KV
US\$/kW-año

			Turbogenerador	Conexión	Costos Fijos			Total
					Personal	CFNC	Total C.F.	
1	Costo Total	Millón US\$	54.03	4.65				58.68
2	Costo Total	Millón US\$/año	7.23	0.58	1.05	0.73	1.78	9.59
3	Sin MRFO y TIF	US\$/kW-año	42.27	3.37	6.15	4.28	10.42	56.07
4	Con MRFO y TIF	US\$/kW-año	57.83	4.61	8.41	5.85	14.26	76.70

Notas:

- Costo de la capacidad estándar de la unidad de punta (CE ISO) de 179.8 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: 171.1 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 = 8.48% al 05.01.11

Finalmente, el Precio Básico de Potencia resulta ser igual a 76.70 USD/kW-año. El detalle del cálculo se muestra a continuación.

638000

CUADRO No 7.5
FIJACION DE TARIFAS MAYO 2011
PRECIO BASICO DE POTENCIA

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		40 106.11		40 106.11
Repuestos iniciales	2.50%	1 002.65		1 002.65
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	1 604.24		1 604.24
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		341.70	341.70
Transporte local			209.77	209.77
Montaje electromecánico		553.11	1 066.05	1 619.16
Pruebas y puesta en marcha			506.09	506.09
Supervisión		242.84	485.65	728.49
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			293.59	293.59
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			124.63	124.63
Obras civiles			1 838.19	1 838.19
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 414.26	1 414.26
Suministro de sistema contra incendio			183.55	183.55
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 266.40	1 266.40
Intereses Durante la Construcción (1)	5.45%	2 371.92	421.40	2 793.32
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI _{CT})		45 880.87	8 151.29	54 032.16

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		3 947.57		3 947.57
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	157.90		157.90
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		32.84	32.84
Transporte local			19.25	19.25
Obras civiles			37.84	37.84
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			134.83	134.83
Supervisión			49.41	49.41
Gastos Generales - Utilidad Contratista			27.31	27.31
Intereses Durante la Construcción (1)	5.45%	223.81	16.44	240.25
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})		4 329.28	317.92	4 647.20

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA		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})		6 142.48	1 091.28	7 233.76

CONEXIÓN ELECTRICA				
		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})		537.45	39.47	576.92

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 051.61	1 051.61
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		732.15		732.15
Participación		77.25%	22.75%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		9.92	US\$ / kW-año	

Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)			
		Miles US\$ / año	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		53.37	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		56.07	US\$ / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		76.70	US\$ / kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})			
		MW	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})		179.79	
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%	

(1) Tamex = 8.48% vigente al 05.01.11

Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I2.

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.

En el Anexo J se presentan los detalles correspondientes al cálculo de factores de pérdidas marginales de potencia y energía.

**Cuadro No 8.1
FACTORES DE PERDIDAS**

Factores Nodales:	Energía		
	Potencia	FPEP	FPEFP
Zorritos	1.0000	1.0610	1.0807
Talara	1.0000	1.0575	1.0777
Piura Oeste	1.0000	1.0969	1.0999
Chiclayo Oeste	1.0000	1.0796	1.0816
Carhuaquero 220	1.0000	1.0636	1.0661
Guadalupe 220	1.0000	1.0732	1.0774
Guadalupe 60	1.0000	1.0763	1.0799
Cajamarca	1.0000	1.0598	1.0669
Trujillo Norte	1.0000	1.0595	1.0659
Chimbote 1 220	1.0000	1.0441	1.0516
Chimbote 1 138	1.0000	1.0441	1.0527
Paramonga N 220	1.0000	1.0179	1.0240
Paramonga N 138	1.0000	1.0169	1.0239
Paramonga 138	1.0000	1.0147	1.0243
Huacho	1.0000	1.0126	1.0163
Zapallal	1.0000	1.0003	1.0000
Ventanilla	1.0000	0.9992	0.9983
Chavarría	1.0000	1.0017	1.0013
Santa Rosa	1.0000	1.0000	1.0000
San Juan	1.0000	0.9954	0.9948
Cantera	1.0000	0.9944	0.9974
Independencia	1.0000	1.0046	1.0099
Ica	1.0000	1.0158	1.0217
Marcona	1.0000	1.0557	1.0627
Mantaro	1.0000	0.9895	0.9886
Huayucachi	1.0000	0.9949	0.9939
Pachachaca	1.0000	0.9929	0.9934
Huancavelica	1.0000	0.9940	0.9959
Callahuanca ELP	1.0000	0.9943	0.9946
Cajamarquilla	1.0000	0.9996	1.0007
Huallanca 138	1.0000	1.0191	1.0281
Vizcarra	1.0000	1.0130	1.0200
Tingo Maria 220	1.0000	1.0016	1.0100
Aguaytia 220	1.0000	0.9938	1.0040
Aguaytia 138	1.0000	0.9976	1.0067
Aguaytia 22,9	1.0000	0.9959	1.0054
Pucallpa 138	1.0000	1.0294	1.0294
Pucallpa 60	1.0000	1.0313	1.0307

... continúa en la página siguiente

000092

Factores Nodales:	Energía		
	Potencia	FPEP	FPEFP
Aucayacu	1.0000	1.0180	1.0187
Tocache	1.0000	1.0390	1.0334
Tingo María 138	1.0000	1.0088	1.0123
Huánuco 138	1.0000	1.0129	1.0112
Paragsha II 138	1.0000	1.0084	1.0112
Paragsha 220	1.0000	1.0043	1.0078
Yaupi 138	1.0000	0.9911	0.9948
Yuncan 138	1.0000	0.9911	0.9948
Yuncan 220	1.0000	0.9942	0.9978
Oroya Nueva 220	1.0000	0.9957	0.9971
Oroya Nueva 138	1.0000	1.0001	1.0044
Oroya Nueva 50	1.0000	0.9969	1.0002
Carhuamayo 138	1.0000	1.0033	1.0094
Carhuamayo 220	1.0000	0.9999	1.0032
Caripa 138	1.0000	1.0050	1.0103
Chilca 220	1.0000	0.9814	0.9826
Condorcocha 138	1.0000	1.0086	1.0135
Condorcocha 44	1.0000	1.0086	1.0135
Desierto 220	1.0000	0.9969	1.0009
Machupicchu	1.0000	1.1193	1.0610
Cachimayo	1.0000	1.1548	1.0981
Dolorespata	1.0000	1.1577	1.1004
Quencoro	1.0000	1.1559	1.1001
Combapata	1.0000	1.1640	1.1224
Tintaya	1.0000	1.1669	1.1454
Ayaviri	1.0000	1.1404	1.1186
Azángaro	1.0000	1.1252	1.1009
San Gaban	1.0000	1.1332	1.1070
Juliaca	1.0000	1.1460	1.1271
Puno 138	1.0000	1.1475	1.1362
Puno 220	1.0000	1.1470	1.1336
Callalli	1.0000	1.1518	1.1342
Santuario	1.0000	1.1279	1.1155
Socabaya 138	1.0000	1.1291	1.1193
Socabaya 220	1.0000	1.1279	1.1185
Cerro Verde	1.0000	1.1321	1.1222
Repartición	1.0000	1.1356	1.1230
Mollendo	1.0000	1.1388	1.1250
Montalvo 220	1.0000	1.1450	1.1359
Montalvo 138	1.0000	1.1457	1.1370
Ilo 138	1.0000	1.1598	1.1508
Botiflaca 138	1.0000	1.1523	1.1442
Toquepala	1.0000	1.1555	1.1494
Aricota 138	1.0000	1.1469	1.1458
Aricota 66	1.0000	1.1432	1.1448
Tacna 220	1.0000	1.1512	1.1410
Tacna 66	1.0000	1.1576	1.1445

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 9.1 se muestran los precios en barra, para el período mayo 2011 – abril 2012.

Cuadro No 9.1
PRECIOS EN BARRA – SEIN
Período mayo 2011 - abril 2012

Barra	PPM \$/kW-mes	PEMP ctv.\$/kWh	PEMF ctv.\$/kWh	Promedio ctv.\$/kWh
Zorritos	6.06	3.70	3.27	4.40
Talara	6.06	3.69	3.26	4.39
Piura Oeste	6.06	3.82	3.33	4.47
Chiclayo Oeste	6.06	3.76	3.27	4.42
Carhuaquero 220	6.06	3.71	3.23	4.37
Guadalupe 220	6.06	3.74	3.26	4.40
Guadalupe 60	6.06	3.75	3.27	4.41
Cajamarca	6.06	3.69	3.23	4.37
Trujillo Norte	6.06	3.69	3.23	4.37
Chimbote 1 220	6.06	3.64	3.18	4.32
Chimbote 1 138	6.06	3.64	3.19	4.32
Paramonga N 220	6.06	3.55	3.10	4.24
Paramonga N 138	6.06	3.54	3.10	4.23
Paramonga 138	6.06	3.54	3.10	4.30
Huacho	6.06	3.53	3.08	4.21
Zapallal	6.06	3.49	3.03	4.17
Ventanilla	6.06	3.48	3.02	4.16
Chavarría	6.06	3.49	3.03	4.17
Santa Rosa	6.06	3.48	3.03	4.16
San Juan	6.06	3.47	3.01	4.15
Cantera	6.06	3.47	3.02	4.15
Independencia	6.06	3.50	3.06	4.19
Ica	6.06	3.54	3.09	4.29
Marcona	6.06	3.68	3.22	4.68
Mantaro	6.06	3.45	2.99	4.13
Huayucachi	6.06	3.47	3.01	4.15
Pachachaca	6.06	3.46	3.01	4.14
Huancavelica	6.06	3.46	3.01	4.15
Callahuanca ELP	6.06	3.46	3.01	4.15
Cajamarquilla	6.06	3.48	3.03	4.19
Huallanca 138	6.06	3.55	3.11	4.25
Vizcarra	6.06	3.53	3.09	4.22
Tingo María 220	6.06	3.49	3.06	4.19
Aguaytía 220	6.06	3.46	3.04	4.17
Aguaytía 138	6.06	3.48	3.05	4.18
Aguaytía 22,9	6.06	3.47	3.04	4.18
Pucallpa 138	6.06	3.59	3.11	4.26
Pucallpa 60	6.06	3.59	3.12	4.96

000095

Barra	PPM \$/kW-mes	PEMP ctv.\$/kWh	PEMF ctv.\$/kWh	Promedio ctv.\$/kWh
Aucayacu	6.06	3.55	3.08	4.22
Tocache	6.06	3.62	3.13	4.27
Tingo María 138	6.06	3.52	3.06	4.20
Huánuco 138	6.06	3.53	3.06	4.20
Paragsha II 138	6.06	3.51	3.06	4.23
Paragsha 220	6.06	3.50	3.05	4.19
Yaupi 138	6.06	3.45	3.01	4.15
Yuncan 138	6.06	3.45	3.01	4.15
Yuncan 220	6.06	3.46	3.02	4.16
Oroya Nueva 220	6.06	3.47	3.02	4.19
Oroya Nueva 138	6.06	3.49	3.04	4.18
Oroya Nueva 50	6.06	3.47	3.03	4.16
Carhuamayo 138	6.06	3.50	3.05	4.22
Carhuamayo 220	6.06	3.48	3.04	4.20
Caripa 138	6.06	3.50	3.06	4.42
Chilca 220	6.06	3.42	2.97	4.11
Condorcocha 138	6.06	3.51	3.07	4.20
Condorcocha 44	6.06	3.51	3.07	4.20
Desierto 220	6.06	3.47	3.03	4.17
Machupicchu	6.06	3.90	3.21	4.40
Cachimayo	6.06	4.02	3.32	4.51
Dolorespata	6.06	4.03	3.33	4.52
Quencoro	6.06	4.03	3.33	4.52
Combapata	6.06	4.06	3.40	4.58
Tintaya	6.06	4.07	3.47	4.63
Ayaviri	6.06	3.97	3.38	4.55
Azángaro	6.06	3.92	3.33	4.50
San Gaban	6.06	3.95	3.35	4.52
Juliaca	6.06	3.99	3.41	4.57
Puno 138	6.06	4.00	3.44	4.60
Puno 220	6.06	4.00	3.43	4.59
Callalli	6.06	4.01	3.43	4.60
Santuario	6.06	3.93	3.38	4.53
Socabaya 138	6.06	3.93	3.39	4.59
Socabaya 220	6.06	3.93	3.38	4.54
Cerro Verde	6.06	3.94	3.40	4.55
Repartición	6.06	3.96	3.40	4.56
Mollendo	6.06	3.97	3.40	4.56
Montalvo 220	6.06	3.99	3.44	4.76
Montalvo 138	6.06	3.99	3.44	4.76
Ilo 138	6.06	4.04	3.48	4.80
Botifaca 138	6.06	4.02	3.46	4.78
Toquepala	6.06	4.03	3.48	4.80
Aricota 138	6.06	4.00	3.47	4.62
Aricota 66	6.06	3.98	3.46	4.62
Tacna 220	6.06	4.01	3.45	4.61
Tacna 66	6.06	4.03	3.46	4.82

Tipo de Cambio	2.803	%EHP	19.8%
----------------	-------	------	-------

- PPM** Precio de la Potencia de Punta a nivel generación
PCSPT Cargo de Peaje de Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión
PPB Precio en Barra de la Potencia de Punta
CPSEE Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía
PEMP Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta
PEMF Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta
F.C. Factor de Carga Anual del Sistema.
%EHP Porcentaje de la Energía Total consumida en el Bloque de Punta para los próximos 4 años.
Promedio Costo medio de la Electricidad a Nivel Generación, para el F.C. y el %EHP del sistema.
 Promedio = $PPB / (7,2 * F.C.) + PEMP * \%EHP + PEMFP * (1 - \%EHP) + CPSEE$

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:

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

$$\text{Donde: } d = 0.1483 \quad e = 0.0000 \quad f = 0.000 \quad g = 0.8157 \quad cb = 0.0360$$

$$FTC = TC / Tco$$

$$FD2 = PD2 / PD2o$$

$$FR6 = PR6 / PR6o$$

$$FPGN = PGN / PGNo$$

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

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 2.803 S/. por US\$ al 05.01.2011.

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, 7.34 S./Gln. al 05 de enero de 2011.
- 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, 5.43 S./Gln. al 05 de enero de 2011.
- 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 6.540 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 100.08 US\$/Ton.

Potencia de punta:

$$PPM1 = PPM0 * FAPPM$$

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

$$FTC = TC / TC_0$$

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

$$FPM = IPM / IPM_0$$

Donde:

PPM0 = Precio de la Potencia de Punta inicial, igual a 17.00 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 77.25%.
- b = Componente de moneda nacional del Precio Básico de la Potencia igual a 22.75%.
- 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.
- TCo = Tipo de Cambio inicial, 2.803 S/. por US\$ al 05 de enero de 2011.
- 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_PBPo = 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.
- IPMo = Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 197.117574 a enero 2011.

San Isidro, 14 de enero de 2011

000099

ANEXOS

000100

ANEXO A: DATOS DEL MODELO PERSEO

(EN MEDIO OPTICO)

ANEXO B: PROYECCION DE LA DEMANDA

- B1: METODOLOGIA PROYECCION DE LA DEMANDA
- B2: PROYECCION DE LA DEMANDA Y REPRESENTACION DE DEMANDA POR BARRAS (MEDIO OPTICO)
- B3: CARTAS SUSTENTATORIAS
- B4: TASA LIBOR

000102

**B1 : METODOLOGIA PROYECCION DE
LA DEMANDA**

=====

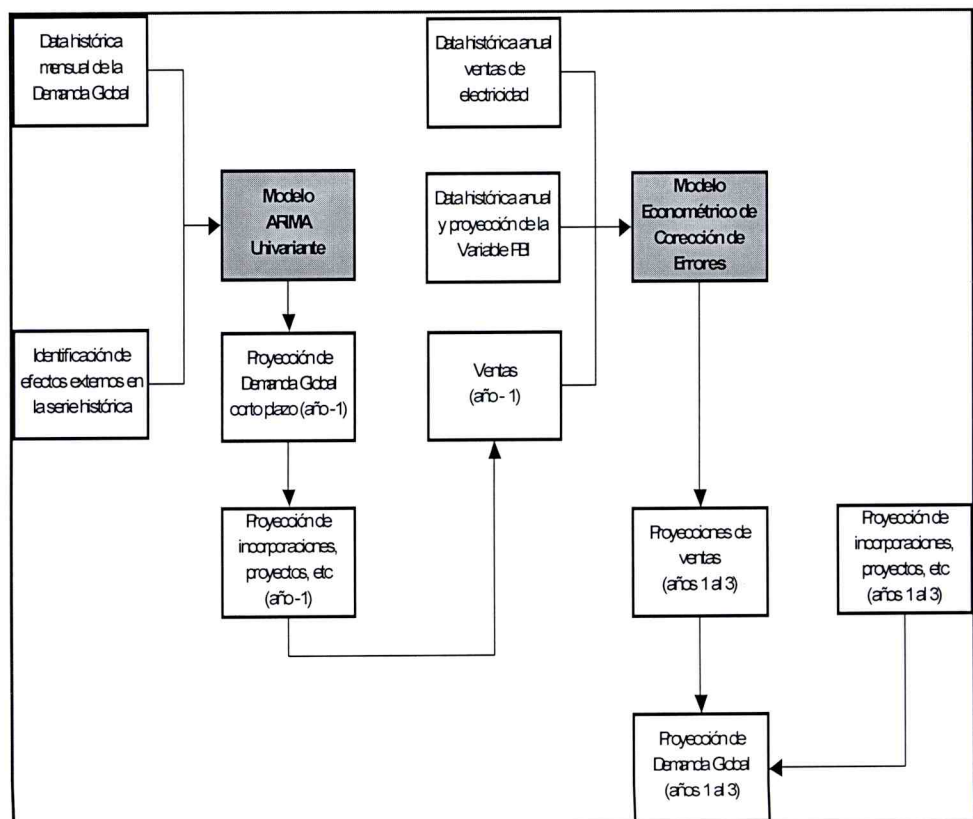
PROYECCION DE LA DEMANDA GLOBAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL Y REPRESENTACION EN BARRAS PARA LA SIMULACIÓN CON EL MODELO PERSEO

B1.1 Metodología de la Proyección de la Demanda Global.

Para el presente Estudio Tarifario se utilizó los registros de medición de energía y potencia del año 2010 y para la proyección anual se empleó el modelo econométrico de corrección errores utilizado por OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria del año 2010.

Utilizando el modelo econométrico de corrección de errores y las series de PBI, Población y Tarifas se proyectan los valores de los años 2011-2013. Esta propuesta se encuadra bajo el esquema que se muestra en la figura B1.1 y el procedimiento desarrollado en el cuadro B1.1.

Figura B1.1
Esquema de la Propuesta del COES



Cuadro B1.1
Determinación de la Demanda Global

AÑO	Secuencia	Fórmula
2010	Registros históricos de energía y potencia del 2010	
2011	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.	$V_{2011} = \exp(\ln(V_{2011}) + \Delta \ln_{2011/2010})$ $D_{2011} = V_{2011} + k_{2011}$
2012	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.	$V_{2012} = \exp(\ln(V_{2012}) + \Delta \ln_{2012/2011})$ $D_{2012} = V_{2012} + k_{2012}$
2013	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2012/Año2011) 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.	$V_{2013} = \exp(\ln(V_{2013}) + \Delta \ln_{2013/2012})$ $D_{2013} = V_{2013} + k_{2013}$

$D_{2011-2013}$: Demanda Global años 2011 a 2013

$V_{2011-2013}$: Ventas de los años 2011 a 2013

$K_{2011-2013}$: Pérdidas, incorporaciones, grandes cargas, proyectos, etc (años 2011 a 2013).

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

La proyección de las ventas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) tiene como base la metodología desarrollada por la consultora Monenco AGRA con la especificación del Modelo Econométrico de Corrección de errores detallado en el ítem B.1.1.2 Las proyecciones del PBI fueron extraídas del Reporte de Inflación de diciembre de 2010, preparadas por El Banco Central de Reserva del Perú.

B1.1.1 Variables del modelo Econométrico

Ventas de Energía

Las ventas de energía para el Sistema Interconectado Nacional son la suma de las ventas del SIS y SICN desde el año 1981 a 2010, dichos datos son recopilados de la información estadística del OSINERGMIN-GART y fueron utilizados por dicho

organismo en la Regulación Tarifaria de Mayo 2010. Asimismo, para el año 2010 se estimaron las ventas del SEIN, en base a la información enviada por las empresas, información comercial del OSINERGMIN y la producción de energía del SEIN hasta diciembre de 2010.

Participación de las Ventas por nivel de tensión

Se ha considerado la participación de las ventas por nivel de tensión utilizada en la Regulación Tarifaria de mayo de 2009, los porcentajes son:

- Participación Venta Facturada Distribuidor (MT y BT) 78.34 %
- Participación Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT) 1.90 %
- Participación Venta Facturada Generador (MAT y AT) 19.76 %

Estos porcentajes de participación se han mantenido a lo largo del horizonte de estudio.

Pérdidas de Distribución

Los porcentajes de pérdidas de distribución corresponden a las pérdidas calculadas por el COES siguiendo una tendencia de los últimos años, los mismos que están referidos a la inyección en Media Tensión.

Para estimar las pérdidas de distribución se realizó una regresión lineal considerando valores históricos de los últimos 9 años (2001 - 2009) ver cuadro B-10 con dicho detalle en anexo.

Los resultados de la proyección de los porcentajes de pérdidas de los años 2010 - 2013:

	2010	2011	2012	2013
Perdidas de Distribución (%)	7.57%	7.40%	7.22%	7.04%

Pérdidas de Transformación y Sub Transmisión

El porcentaje de pérdidas de transformación y sub transmisión es el utilizado por OSINERG en la Regulación Tarifaria de mayo de 2010, siendo este valor 5.86% igual en todo el horizonte de estudio.

Producto Bruto Interno

Se ha efectuado una revisión y actualización del PBI en la nueva base (1994) según la proyección del Banco Central del Perú publicada en el Reporte de Inflación del mes de Diciembre de 2010.

El pronóstico del crecimiento del PBI del SEIN preparado por el Banco Central de Reserva del Perú se encuentra detallado en el anexo B2.

Población

Asimismo, se utiliza la serie población del período: 1981 – 2013 excluyendo al departamento de Tumbes debido a que la demanda de dicho departamento se representa en forma externa al modelo, en la denominada “cargas incorporadas”

Tarifa

Los valores históricos de la tarifa al cliente final para el período de 1981 – 2009 corresponden a las publicaciones de la OSINERGMIN-GART.

Para los próximos años (2010-2013) se ha supuesto que la tarifa mantiene una estabilidad en el valor de la tarifa estimada del año 2009 (8.23 ctvs. US\$/KWh).

B1.1.2 Formulación Econométrica de las Ventas

En el presente ESTUDIO se ha considerado el modelo econométrico de corrección de errores **con resolución anual**, utilizado por el OSINERGMIN en el proceso de Fijación Tarifaria del 2010.

En el cuadro B-1 se muestra la base de datos econométricos que se han utilizado para efectuar el pronóstico indicado.

Utilizando el programa estadístico E-Views, cuyos resultados se muestran en el cuadro B-2, se ha determinado la proyección de las ventas en el SEIN la misma que está fundamentada por las siguientes ecuaciones:

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

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

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

Donde:

- D(Ln(PBI)) : Primera diferencia del logaritmo Natural de la serie histórica del PBI.
- Ln(Pob) : Logaritmo Natural de la serie Histórica Población.
- Ln(Tarifas) : Logaritmo Natural de la serie Histórica de tarifas.
- D(Dummy_92) : Primera Diferencia de la variable auxiliar ficticia.
- Ln (Error) : Logaritmo Natural de la diferencia de logaritmo de ventas reales y logaritmo de ventas estimadas.
- D(Ln(Ventas)) : Primera diferencia de las ventas.

B1.1.3 Modelo Arima

En esta ocasión no es necesario actualizar meses faltantes del año 2010, porque a la fecha se tienen registros de la demanda del COES del 2010.

B1.2 Otras Representaciones

B1.2.1 Modelamiento de Centrales que no pertenecen al COES y no son representadas en el modelo PERSEO

En este caso se ha efectuado una disminución de la demanda igual a la generación de cada central a partir del mes en que ingresan en operación.

En el cuadro B-6 se ha efectuado los siguientes ajustes:

- Para considerar el aporte de la central de la refinería La Pampilla se ha restado a la demanda global.
- El aporte de la C.T. Paramonga
- El aporte de la C.H. de Yauli y Sacsamarca, incluida por OSINERGMIN desde la fijación tarifaria de mayo 2005.
- C.T. Oquendo – SdF Energia
- C.T la Pampilla

- El aporte de las centrales hidroelectricas Pias y las tipo RER.

B1.3 Resultados

Las proyecciones de ventas de energía del SEIN para el periodo 2010 - 2013, así como los correspondientes parámetros económicos, se muestran en los cuadros B-1 al B-3.

En el cuadro B-4 se muestra las cargas incorporadas al SICN o SIS en los últimos años los cuales son cargas que reingresan a operación, o constituyen medianos sistemas eléctricos que se interconectarán con el SEIN en los siguientes años. Por motivos de facilidad en el manejo de la información se las ha considerado por separado de las ventas a cliente final. En estas cargas se encuentran la demanda del sistema Pucallpa, Yura-Cahimayo, las demandas de Talara, Tumbes, las nuevas incorporaciones del sistema Bagua – Jaén, Tarapoto-Moyobamba, Bellavista y Puerto Maldonado.

En el mismo cuadro B-4 también se muestran las cargas especiales. Estas cargas corresponden a los consumos del Subsistema Ex – Centromin, Southern Copper, Shougang, Antamina, Cerro Verde y su ampliación, Tintaya, San Rafael, Cementos Yura, Yanacocha, Huarón, Callalli y Ampliación de Acreos Arequipa.

En el cuadro B-5 se incluye la demanda de nuevos proyectos, entre los cuales se tiene:

- La demanda del proyecto Cuajone que demandará del SEIN 22 MW, con un consumo esperado de energía de 108 GWh en el 2013, informada por la empresa SOUTHERN COPPER y sustentada con carta del 22.09.2010
- La demanda del proyecto de expansión de la concentradora Toquepala la misma que demandará del SEIN 50 MW en el 2012, y un consumo de energía esperado de 258 GWh, informada por la empresa SOUTHERN COPPER y sustentada con carta del 22.09.2010.
- El proyecto Tía María que demandará del SEIN 10 MW en año 2011 y 75 MW el año 2012, con una demanda de energía esperada de 36 GWh y 360 GWh para los años 2011 y 2012 respectivamente, sustentada por la empresa SOUTHERN COPPER con carta del 22.09.2010.
- La demanda del proyecto Cajamarquilla (2^{da} Etapa Ampliación) proyecto que se terminó de desarrollar en el segundo semestre del 2010 y cuya demanda total durante los años 2011 al 2013 será de 1300 GWh, sustentada por la empresa Votorantim-Metals con Carta: Votorantim-Metals 4CJ001/001/2011 del 10.01.2011.

- La demanda del proyecto de Ampliación Siderperú que tomará del SEIN 5 y 30 MW en el 2011 y 2013 respectivamente, con una demanda esperada de energía de 71 GWh al 2013, sustentada por comunicación de SiderPerú.
- La demanda del Proyecto Toromocho comunicada por la Minera Chinalco que demandaría 10MW y 25 MW en el 2011 y 2013 respectivamente y un consumo esperado de 32, 42 y 130 GWh durante el 2011, 2012 y 2013 respectivamente.
- La demanda del Proyecto Minas Conga informada por La Empresa Minera Yanacocha con un consumo esperado de 25 MW y 180 GWh en el 2013.
- La demanda del proyecto El Brocal comunicada por la Sociedad Minera El Brocal, con un consumo adicional esperado de 111GWh y 168 GWh los años 2012 y 2013.

Asimismo, en los casos en que las empresas han informado sus factores de carga y su probabilidad de ocurrencia del proyecto, se ha considerado dichos valores caso contrario se asumieron de acuerdo a proyectos similares.

El orden de prioridad de las fuentes de información para incluirlos en el modelo es: 1) propia empresa en mención, 2) empresa suministradora. En otros casos se consideró información de la regulación tarifaria de Mayo de 2010.

En base al modelo Econométrico de Corrección de Errores con resolución anual, se ha obtenido la proyección global de la demanda de energía y potencia para el período 2010 – 2013, que se muestra en cuadro B-6.

B1.4 Representación de la demanda por barras

B1.4.1 Información Base

- La información utilizada corresponde a la plantilla utilizada por OSINERG en la regulación tarifaria de mayo de 2010

B1.4.2 Consideraciones generales

La proyección de la demanda de energía determinada por el modelo ARIMA-Econométrico es a nivel de bornes de generación (Demanda Global Proyectada) y contiene la demanda de los distribuidores, la demanda de las grandes cargas (ventas de energía a clientes regulados y libres), las pérdidas de distribución, transformación y transmisión (longitudinales y transversales) y los servicios auxiliares de las unidades de generación. Por lo que es

necesario implementar una metodología para repartir temporal y espacialmente la Demanda Global.

Para la definición de barras de carga se ha considerado la red representada en la Fijación Tarifaria de Mayo de 2010. Contiene 136 barras, de las cuales 97 son barras de carga. A esta red de transmisión definida para el modelo se le ha denominado "**red reducida**".

Las barras consideradas en esta red reducida no corresponden estrictamente a cargas individuales, sino en la mayoría de los casos a un conjunto de cargas reales, acumuladas en alguna barra de la red reducida, por lo tanto, la demanda representada en esta barra contiene también las pérdidas (longitudinales y transversales) de la red asociada a estas cargas, debido a que por el modelamiento lineal de la red el modelo tarifario PERSEO no considera las pérdidas transversales de las líneas de transmisión.

Discretización de la demanda en bloques horarios:

Se ha discretizado la demanda en tres bloques horarios: punta, media y base.

Duración de Bloques Horarios

- El bloque de punta se extiende de las 18 a 23 horas de cada día exceptuando domingos y feriados.
- El bloque de media se extiende de 8 a 18 horas, se incluye en este bloque las horas comprendidas entre las 18 y 23 horas de los días domingos y feriados.
- El bloque de base está comprendido entre las 23 y 8 horas del día siguiente.

B1.4.3 Determinación de la Plantilla de distribución por Barras, Meses, Bloques.

La demanda global que se obtiene con los métodos econométricos, se debe distribuir en las diferentes barras del sistema en la "red reducida".

La metodología considerada divide esta demanda en dos grandes rubros: la demanda residual vegetativa, y las grandes cargas. Siendo las primeras las que se distribuyen por barras mediante factores, y las grandes cargas de manera discreta a las barras respectivas.

Entonces el problema se reduce a obtener la demanda residual vegetativa por barras en la red reducida, descontando las grandes cargas que son consideradas en el modelo de demanda.

B1.4.3.1 La demanda Residual Vegetativa

La demanda residual vegetativa es aquella demanda que no considera el aporte de las grandes cargas incluidas en el modelo de demanda.

Para su obtención se procedió de la siguiente manera: Una vez obtenida la demanda total mensual de cualquier barra se descuenta la demanda de las grandes cargas que estuvieran conectadas a dicha barra. Para el presente estudio se ha utilizado la información de la División de Evaluación del COES de los años 2006/2007, en lo referente a la demanda total mensual por barras y para la demanda de la fijación tarifaria de Mayo 2008 para los años 2006/2007.

Cabe indicar que la cantidad de barras modeladas por la DEV es inferior a la "red reducida" del PERSEO, por lo cual se hicieron aproximaciones en algunas barras concentradas, asimismo la distribución por bloques y por meses no será actualizada, utilizando las obtenidas anteriormente en el cálculo de la plantilla de distribución de la fijación Tarifaria de Mayo 2010.

B1.4.3.2 La demanda de las Grandes Cargas

La demanda de grandes cargas es la demanda de incorporaciones, cargas especiales, proyectos, etc. Que son considerados en el modelo de demanda.

La demanda de las grandes cargas, como magnitud (GWh) se obtiene de la información retenida por la empresa o por sus suministradores o de la información de ventas del OSINERGMIN. Conociendo la magnitud de cada una de ellas, procede a colocarlas en las barras respectivas.

Asimismo cabe indicar que también se debe considerar el descuento por barras, las grandes cargas que son proyectadas dentro del total vegetativo y que luego son descontadas y ubicadas en sus barras correspondientes, tales como: La refinería de Cajamarquilla, Aceros Arequipa, Quimpaq, Perú Bar, entre otras.

Para cada una de las grandes cargas con la información remitida por las empresas (medidores), se obtienen los factores de distribución mensual y por bloques, asimismo no es necesario obtener la distribución espacial puesto que cada grande carga tiene una ubicación específica.

Una vez obtenida la demanda residual vegetativa, por barras se procede a calcular sus factores de su factor de distribución espacial y tasas de crecimiento por zonas.

B1.4.3.4 Utilización de la plantilla de distribución

La distribución de la demanda global proyectada, se realiza sobre la plantilla de distribución anual para los consumos vegetativos, y de manera puntual para las grandes industrias, cargas especiales y proyectos. Cabe indicar que en la planilla no se incluye el consumo de los servicios auxiliares de las centrales hidroeléctricas, por lo que dichos consumos son internamente representados en el modelo PERSEO.

En resumen, para el presente estudio Tarifario (mayo 2011) se ha aplicado la plantilla de distribución espacial, mensual, por bloques horarios de la demanda vegetativa y el crecimiento por zonas, de la regulación tarifaria del 2010

Separación por tipos de consumo y pérdidas

De acuerdo a la clasificación planteada en la metodología de Monenco AGRA se ha clasificado a la demanda en:

Carga Vegetativa

Estas cargas incluyen los consumos domésticos, consumos de la pequeña y mediana industria. Se ha deducido que la demanda Global Proyectada.

Cargas Incorporadas y Especiales

Cada carga incorporada y especial se ha representado con sus factores de distribución mensual y sus factores de distribución por bloque horario (determinados en base a la información de los años 2006 y 2007).

Proyectos

Constituye la cartera de proyectos planteado en el Modelo MONENCO.

Se ha supuesto factores de distribución mensual y por bloques horarios y su pronóstico anual es extraído del resultado del modelo MONENCO.

Pérdidas

En base a datos de las líneas de transmisión de la red reducida para la simulación con el modelo PERSEO se ha determinado las pérdidas transversales de las líneas para cada año, estas pérdidas se han mantenido constantes el horizonte de estudio.

Las pérdidas longitudinales se estiman a través de un procedimiento iterativo que se describe en B.4.3.1 y B4.3.3.8

$$\sum_1^n D_i + Pérdidas_{longitudinales} = Demanda Global_{Proyectada} = Generación_{Anual} PERSEOP$$

Donde:

D_i = Demanda en la barra i de la red reducida

B1.4.4.1 Distribución por meses y por bloques horarios

Para la distribución de la demanda se ha determinado factores de distribución a nivel mensual y por bloque horario del total de la demanda residual vegetativa histórica.

Los factores de distribución son definidos como:

Factores de Distribución del mes i :

$$f_{dm_i} = \frac{d_{mes_i}}{D_{anual}}$$

$$f_{db_{ji}} = \frac{d_{bloque_{ji}}}{D_{mes_i}}$$

Con estos factores se obtienen la demanda residual vegetativa por bloques y por meses de todo el sistema.

B1.4.4.2 Procedimiento de Distribución

Una vez distribuida la demanda residual vegetativa por bloques y por meses se procede a distribuirla por barras para ello se utiliza los factores de distribución espacial o factores de distribución por barras anteriormente detallados.

Luego con los factores de distribución mensual y por bloques horarios de las grandes cargas se distribuye la demanda de las cargas especiales,

incorporaciones y proyectos, las mismas que espacialmente ya tienen definidas su ubicación.

Finalmente, la demanda anual estará conformada por los siguientes componentes:

Demanda Global Proyectada

$$= \text{Demanda Vegetativa} + \text{Cargas Especiales} + \text{Cargas Incorporadas} + \text{Proyectos} \\ + \text{Pérdidas Transversales} + \text{Pérdidas Longitudinales}$$

Por consiguiente, cada barra de carga representada en el modelo PERSEO tendrá los cinco primeros componentes de la Demanda Global Proyectada.

Las pérdidas transversales se estiman mediante formulas (detallado en B1.4.4.7) y las pérdidas longitudinales debido a que son dependientes del resultado del despacho y de la solución de la red reajustándola hasta obtener que la producción total de las centrales sea igual a la demanda global, de la siguiente manera:

Iteración 1:

$$G_0 = F_0 * D \quad (\text{La generación total es mayor a la demanda}).$$

$$F_a = \frac{(G_0 - D)}{D} \quad (\text{Se determina un factor de ajuste}).$$

Iteración 2:

$$G = (F_0 + F_a) * D + \text{Plong}$$

Donde:

G_0 : Producción resultado de la primera iteración.

G : Producción final igual a la demanda global.

D : Demanda Global.

Plong : Pérdidas longitudinales del modelo PERSEO.

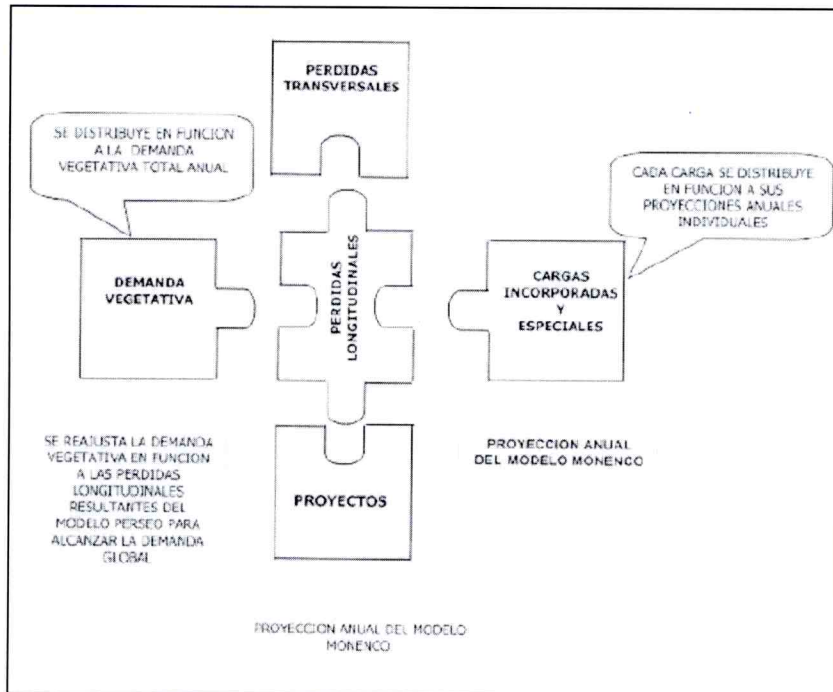
F_0 : Factor de ajuste inicial de la demanda global.

F_a : Factor de ajuste de la demanda global.

000115

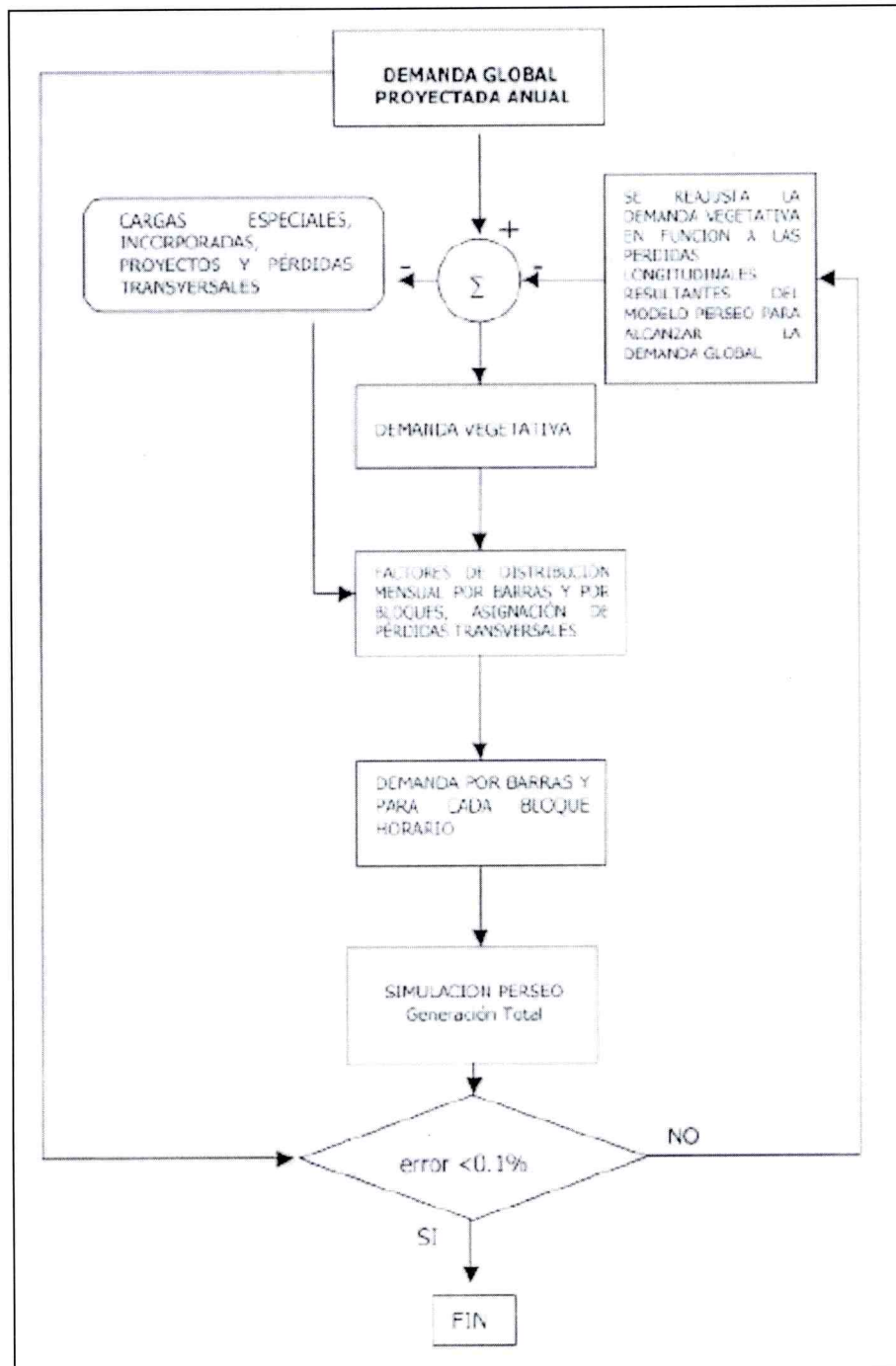
A continuación se muestra en el grafico B1.2 la composición de la demanda global y en el gráfico B1.3 el diagrama de flujo del proceso de distribución de la demanda en barras.

Cuadro B1.2
Composición de la demanda global anual



El proceso de cálculo de la demanda por barras para cada año se efectúa en el libro Excel que distribuye la demanda global por barras (Ver archivo magnético Demanda.xls). Cuyos resultados son ubicados directamente en el archivo SINAC.DEM.

Cuadro B1.3
Diagrama de Flujo del proceso de distribución de la demanda de barras



B1.4.4.3 Demanda de las cargas c en el bloque j del mes i

En el caso de cargas especiales, cargas incorporadas y proyectos (se exceptúa la demanda del Subsistema Electroandes y Southern), cuya representación se explica más adelante en el numeral B4.3.5)

$$D_{ji}^c = fdm_i^c \times fdb_{ji}^c \times D_{anual}^c$$

Donde:

D_{ji}^c = Demanda de la carga c en el bloque j en el mes i.

D_{anual}^c = Demanda anual de la carga c.

fdm_i^c = Factor de distribución por mes.

fdb_{ji}^c = Factor de distribución por bloque.

En el caso de cargas del tipo vegetativo

$$D_{ji}^c = fdmv_i \times fd_i^c \times fdb_{ij}^c \times DV_{anual}$$

Donde:

$fdmv_i$ = Factor de distribución de la demanda vegetativa total mensual respecto a la demanda vegetativa total anual.

fd_i^c = Factor de distribución de la demanda de la carga c del mes i respecto a la demanda vegetativa total del mes i.

fdb_{ij}^c = Factor de distribución de la demanda de la carga c del bloque horario j en el mes i.

DV_{anual} = Demanda vegetativa total anual.

Los factores de distribución para cada carga se muestran en "PROYECTOS" y "FACT_VEG" del libro Excel que realiza la distribución de la demanda global en barras (Ver archivo magnetico Demanda.xls).

B1.4.4.5 Demanda de las cargas c en el bloque j del mes i

Cada carga especial que figura en el rubro de cargas especiales e incorporadas es representada mediante sus factores de distribución de los años 2000,2001 y 2002, constituyen casos adicionales para una mejor representación; la demanda de la refinería de Zinc y Aceros Arequipa, cuyas demandas se han separado de las ventas y se han representado de acuerdo a su característica de consumo de los años 2001 y 2002. En el caso de las cargas incorporadas como Pucallpa, Cachimayo se ha supuesto factores de distribución mensual y por bloque horario.

La representación de la demanda del Subsistema Electroandes y su proyección se obtiene directamente de los valores usados en el proceso de Fijación Tarifas y Compensación del Sistema Secundario de Transmisión de ELECTROANDES SA; los mismos que también fueron empleados por OSINERGMIN GART en la regulación Tarifaria de mayo 2010.

Para el reparto de la demanda de Southern en barras de PERSEO y conociendo sus pronósticos anuales, se usa la siguiente formula.

$$dSPCC_{ji}^c = fdm_i \times fd_i^c \times fdb_{ji}^c \times dSPCC_{anual}$$

Donde:

$dSPCC_{ji}^c$:Demanda de la barra c en el bloque j del mes (que se encuentra en southern)

fdm_i : Factor de distribución de la demanda de Southern del mes i respecto a la demanda anual de Southern.

fd_i^c : Factor de distribución de la demanda mensual de la carga c respecto a la demanda mensual de Southern.

fdb_{ji}^c : Factor de distribución del bloque horario j del mes i de la carga

$dSPCC_{anual}$: Demanda anual de Southern.

Los datos base y las proyecciones de este tipo de cargas se enlazan con los datos del modelo de demanda y se muestran en la hoja "BASE-2001-2-3" del libro Excel que realiza la distribución de la demanda global en barra (Ver archivo magnético Demanda.xls)

B1.4.4.6 Representación de los Proyectos

Cada proyecto tiene asignada una barra de suministro en la red del SEIN modelada en el PERSEO. La energía de cada proyecto es distribuida por cada bloque y cada mes de acuerdo a su matriz de factores de distribución de mes y bloque.

Asimismo se está considerando la ampliación de la refinería Cajamarquilla, la cual incrementa su potencia en horas fuera de punta y su energía anual desde inicios del año 2010, se considera los factores de distribución de Cajamarquilla existente.

B1.4.4.7 Representación de las pérdidas transversales

Las pérdidas transversales se han determinado con los datos de parámetros de las líneas de transmisión del SEIN utilizando la siguiente fórmula:

$$P_T = \frac{G \times L \times V^2}{1 \times 10^{-6}} \text{ (MW)}$$

Donde:

P_T : Perdidas Transversales (MW)

G : Conductancia en derivación de la línea ($\mu\text{S/ Km}$)

L : Longitud de la Línea (Km).

V : Tensión de operación de la línea (Kv).

Se determina las potencias promedio por cada bloque y estas se mantienen durante todo el año, con la duración de cada bloque se determina la energía para cada bloque horario.

La información de las pérdidas transversales se muestra en la hoja "Ptransv" del libro que realiza el proceso de distribución de la demanda global en barras (Ver archivo magnético Demanda.xls)

B1.4.4.8 Representación de las pérdidas longitudinales

Las pérdidas longitudinales como se mencionó anteriormente se determinan a través de un proceso iterativo que consiste en ejecutar el modelo PERSEO con una distribución preliminar y verificar la generación anual con la demanda global anual, el proceso culmina hasta que la generación sea cercanamente igual a la demanda global anual. El porcentaje de pérdidas longitudinales se inicializa en la hoja "BASE-2001-2-3"

B1.4.5 Descripción del libro Excel que realiza la distribución de la demanda en barras de carga (Modelo Demanda por Nodos.xls)

El libro Excel que realiza el proceso de distribución de la demanda se encuentra asociado al libro inicial que entregó MONENCO. Se ha reducido el libro de MONENCO a 3 hojas. En concordancia con la metodología dejada por MONENCO, se desarrollaron 04 hojas, las cuales muestran: 1) Proyección econométrica, 2) Detalle de Cargas especiales e incorporaciones, 3) Detalle de proyectos y 4) Demanda Global. Las hojas adicionales realizan el proceso de distribución de la demanda en barras.

La hoja "BASE-2001-2-3" contiene el resumen (en GWh) de la información del consumo anual de las cargas especiales, incorporaciones y proyectos, así como los valores iniciales de las pérdidas longitudinales y transversales que se desea considerar. Adicionalmente en la derecha se muestra la demanda base por cada barra de carga representada en el modelo PERSEO fundamentalmente con información del año 2006 y 2007.

En la hoja "FAC_VEG" se encuentra todos los factores de distribución por barras, para todas las barras con demanda vegetativa distribuidas en bloques de punta, media y base; basado en información del año 2006 (Hoja BASE-2001-2-3).

En la Hoja SINAC.DEM se encuentra el resultado final del cálculo en el formato de datos de demanda para el modelo PERSEO, la misma que es la suma de 3 hojas "DEM_VEG_TOT", "PROYECTOS" y "Ptransv". La primera contiene al demanda vegetativa, la segunda la demanda de los proyectos, cargas especiales, incorporadas y factores de distribución, finalmente la

tercera contiene las pérdidas transversales de las líneas de transmisión en cada barra.

Cuadro B1
Proyección de Ventas de Energía del SEIN

Año	POBLACION	PBI	TARIFAS	Ventas	%	%	%
-----	-----------	-----	---------	--------	---	---	---

000123

	Mio	Millones de S/. de 1994	Ctvs US\$/kWh	GWh	Δ Pob.	Δ PBI	Δ Ventas
1981	16322	88731	4.54	5679			
1982	16700	88440	4.93	5947	2.32%	-0.3%	4.7%
1983	17077	79801	3.91	5756	2.26%	-9.8%	-3.2%
1984	17454	82908	4.37	6114	2.21%	3.9%	6.2%
1985	17832	84853	4.23	6498	2.17%	2.3%	6.3%
1986	18213	95573	4.15	7030	2.14%	12.6%	8.2%
1987	18596	103328	4.15	7674	2.10%	8.1%	9.2%
1988	18978	93160	2.93	7762	2.05%	-9.8%	1.1%
1989	19354	80428	2.40	7180	1.98%	13.7%	-7.5%
1990	19719	76089	4.90	7126	1.89%	-5.4%	-0.8%
1991	20070	78123	4.71	7667	1.78%	2.7%	7.6%
1992	20410	77848	6.43	6806	1.69%	-0.4%	-11.2%
1993	20744	81447	5.59	7794	1.64%	4.6%	14.5%
1994	21078	92343	7.61	8805	1.61%	13.4%	13.0%
1995	21420	100281	8.37	9193	1.62%	8.6%	4.4%
1996	21768	102765	8.66	9448	1.62%	2.5%	2.8%
1997	22120	109859	8.20	9940	1.62%	6.9%	5.2%
1998	22474	108722	7.04	10575	1.60%	-1.0%	6.4%
1999	22829	109769	6.85	10950	1.58%	1.0%	3.5%
2000	23185	113022	7.16	11775	1.56%	3.0%	7.5%
2001	23541	113262	7.02	12019	1.54%	0.2%	2.1%
2002	23898	119102	6.60	12592	1.52%	5.2%	4.8%

2003	24256	123748	6.64	13286	1.50%	3.9%	5.5%
2004	24614	130207	7.04	14120	1.48%	5.2%	6.3%
2005	24972	138605	7.61	15043	1.45%	6.4%	6.5%
2006	25330	149139	7.58	16452	1.43%	7.6%	9.4%
2007	25688	162547	7.41	17860	1.41%	9.0%	8.6%
2008	26046	178476	8.08	19660	1.39%	9.8%	10.1%
2009	26403	180082	8.23	20064	1.37%	0.9%	2.1%
2010	26760	195389	8.23	21719	1.35%	8.5%	8.2%
2011	27117	207113	8.23	23170	1.33%	6.0%	6.7%
2012	27473	219747	8.23	24659	1.31%	6.1%	6.4%
2013	27834	233151	8.23	26277	1.31%	6.1%	6.6%

Cuadro B2
MODELOS ECONOMÉTRICOS

Ecuación de Error

$$\text{Ln Ventas} = C + B1 * \text{Ln(Poblacion)} + B2 * \text{Ln(PBI)} + B3 * \text{Ln(Tarifas)}$$

Cuadro B-2a

Dependent Variable: LOG(VENTAS)				
Method: Least Squares				
Date: 01/11/11 Time: 14:32				
Sample (adjusted): 1981 2010				
Included observations: 30 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-15.37343	0.466405	-32.96157	0.00
LOG(PBI)	0.72772	0.032199	22.60104	0.00
LOG(TARIFAUS)	-0.07979	0.021172	-3.768683	0.00
LOG(POB)	1.63366	0.069237	23.59518	0.00
R-squared	0.99659	Mean dependent var	9.200749	
Adjusted R-squared	0.996197	S.D. dependent var	0.403857	
S.E. of regression	0.024906	Akaike info criterion	-4.423859	
Sum squared resid	0.016128	Schwarz criterion	-4.237032	
Log likelihood	70.35788	Hannan-Quinn criter.	-4.364091	
F-statistic	2533.055	Durbin-Watson stat	1.97E+00	
Prob(F-statistic)	0			

000125

Ecuación de Corrección de Error

$$D\ln \text{ Ventas} = B1 * D(\ln(\text{PBI})) + B2 * D(\ln(\text{Ventas}(-2))) + B2 * D(\text{DUMMY}_{92}) + C + \text{AR}(1)$$

Cuadro B-2b

Dependent Variable: DLOG(VENTAS)					
Method: Least Squares					
Date: 01/11/11 Time: 14:34					
Sample (adjusted): 1984 2010					
Included observations: 27 after adjustments					
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.	
C	0.036043	0.005523	6.525531	0.00E+00	
DLOG(PBI)	0.596934	0.066379	8.99288	0.00E+00	
DLOG(VENTAS(+2))	-0.154442	0.070027	-2.205456	0.0382	
LOG(VENTAS(-1))-(-15.37343+0.72772*LOG(PBI(-1))-	-0.473295	0.22164	-2.135426	0.0441	
0.07979*LOG(TARIFAUS(-1))+1.63366*LOG(POB(-1)))	-0.090828	0.019576	-4.639797	1.00E-04	
D(D92)					
R-squared	0.891408	Mean dependent var		0.049183	
Adjusted R-squared	0.871664	S.D. dependent var		0.053472	
S.E. of regression	0.019156	Akaike info criterion		-4.906854	
Sum squared resid	0.008073	Schwarz criterion		-4.666884	
Log likelihood	71.24253	Hannan-Quinn criter.		-4.835499	
F-statistic	45.1482	Durbin-Watson stat		2.05E+00	
Prob(F-statistic)	0				

Cuadro B3
PROYECCION ECONOMETRICA DE ENERGIA DEL SEIN

AÑOS	Ln (POBLACION)	Ln (PBI)	Ln (TARIFAS)	Dummy	Ln (VENTAS)	D(Ln(Ventas))
1981	9.70	11.39	1.51	0	8.64	
1982	9.72	11.39	1.60	0	8.69	
1983	9.75	11.29	1.36	0	8.66	
1984	9.77	11.33	1.47	0	8.72	0.049
1985	9.79	11.35	1.44	0	8.78	0.055
1986	9.81	11.47	1.42	0	8.86	0.099
1987	9.83	11.55	1.42	0	8.95	0.085
1988	9.85	11.44	1.08	0	8.96	-0.028
1989	9.87	11.30	0.88	0	8.88	-0.045
1990	9.89	11.24	1.59	0	8.87	0.020
1991	9.91	11.27	1.55	0	8.94	0.031
1992	9.92	11.26	1.86	1	8.83	-0.078
1993	9.94	11.31	1.72	0	8.96	0.168
1994	9.96	11.43	2.03	0	9.08	0.096
1995	9.97	11.52	2.12	0	9.13	0.031
1996	9.99	11.54	2.16	0	9.15	0.030
1997	10.00	11.61	2.10	0	9.20	0.071
1998	10.02	11.60	1.95	0	9.27	0.029
1999	10.04	11.61	1.92	0	9.30	0.035
2000	10.05	11.64	1.97	0	9.37	0.053
2001	10.07	11.64	1.95	0	9.39	0.031
2002	10.08	11.69	1.89	0	9.44	0.056
2003	10.10	11.73	1.89	0	9.49	0.057
2004	10.11	11.78	1.95	0	9.56	0.058
2005	10.13	11.84	2.03	0	9.62	0.064
2006	10.14	11.91	2.03	0	9.71	0.070
2007	10.15	12.00	2.00	0	9.79	0.080
2008	10.17	12.09	2.09	0	9.89	0.087
2009	10.18	12.10	2.11	0	9.91	0.033
2010	10.19	12.18	2.11	0	9.98	0.073
2011	10.21	12.24	2.11	0	10.05	0.071
2012	10.22	12.30	2.11	0	10.11	0.062
2013	10.23	12.36	2.11	0	10.18	0.064

Cuadro B4
CARGAS ESPECIALES

ENERGIA (GWh)	2010	2011	2012	2013
ELECTROANDES	766	794	1097	1097
SHOUGESA	428	1288	1586	1586
ANTAMINA	668	966	995	1005
SOUTHERN	1630	1630	1630	1630
CERRO VERDE	389	460	460	460
TINTAYA BHP	205	205	205	205
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	108	109	110	165
CALLALI	125	125	125	125
CEMENTOS YURA	115	116	116	116
YANACOCCHA (nuevo)	485	485	485	485
HUARON	72	72	72	72
CERRO VERDE (socabaya)	987	987	987	987
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarca)	123	123	123	123
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA	187	202	222	352

TOTAL	6289	7562	8214	8409
--------------	-------------	-------------	-------------	-------------

POTENCIA (MW)	2010	2011	2012	2013
ELECTROANDES	113	141	152	161
SHOUGESA	80	193	309	309
ANTAMINA	90	130	130	130
SOUTHERN	207	207	207	207
CERRO VERDE	46	60	60	60
TINTAYA BHP	40	40	40	40
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	14	14	14	21
CALLALI	25	25	25	25
CEMENTOS YURA	30	30	30	30
YANACOCCHA (nuevo)	72	72	72	72
HUARON	9	9	9	9
CERRO VERDE (NUEVO)	125	125	125	125
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarca)	16	17	17	17
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA	19	24	36	41

TOTAL	887	1087	1227	1247
--------------	------------	-------------	-------------	-------------

**Cuadro B5
PROYECTOS**

INCREMENTOS DE POTENCIA (MW)	2011	2012	2013
Expansión de la concentradora Cuajone			22
Expansión de la concentradora Toquepala		50	
Expansión de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre			
Proyecto Tia Maria	10	55	
Proyecto Constancia		75	15
Cajamarquilla (2ra Etapa Ampliación)			
Proyecto Galeno			
Ampliacion Quimpac		26	
Antapacay	15	69	56
Bayovar		7	2
Marcobre (Mina Justa)	5		35
Proyecto Magistral			
Ampliación Siderperú	8		12
Proyecto Toromocho	10		15
Proyecto Minas Conga			25
El Brocal		26	

POTENCIA ACUMULADA (MW)	2011	2012	2013
Expansión de la concentradora Cuajone			22
Expansión de la concentradora Toquepala		50	50
Expansión de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre			
Proyecto Tia Maria	10	65	65
Proyecto Constancia		75	90
Cajamarquilla (2ra Etapa Ampliación)			
Proyecto Galeno			
Ampliacion Quimpac		26	26
Antapacay	15	84	140
Bayovar		7	9
Marcobre (Mina Justa)	5	5	40
Proyecto Magistral			
Ampliación Siderperú	8	8	20
Proyecto Toromocho	10	10	25
Proyecto Minas Conga			25
El Brocal		26	26

Suma Total Esperada	42	290	508
----------------------------	-----------	------------	------------

ENERGIA ESPERADA (MW)	2011	2012	2013
Expansión de la concentradora Cuajone			108
Expansión de la concentradora Toquepala		258	430
Expansión de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre			
Proyecto Tia Maria	36	335	558
Proyecto Constancia		427	670
Cajamarquilla (2ra Etapa Ampliación) (1)	375	375	375
Proyecto Galeno			
Ampliacion Quimpac		28	105
Antapacay	103	415	693
Bayovar		49	65
Marcobre (Mina Justa)	39	39	315
Proyecto Magistral			
Ampliación Siderperú	31	31	70
Proyecto Toromocho	32	42	130
Proyecto Minas Conga			180
El Brocal		111	168

Suma Total Esperada	616	2109	3867
----------------------------	------------	-------------	-------------

**Cuadro B6
PROYECCION GLOBAL DE ENERGIA Y POTENCIA**

ENERGIA

	2010	2011	2012	2013
Pronóstico Econométrico	21719	23170	24659	26277
Venta del Distribuidor MT y BT	17014	18151	19318	20585
Pérdidas de Distribución	7.57% 1394	7.40% 1450	7.22% 1503	7.04% 1559
Energía Entregada a Distribución	18409	19601	20821	22144
Venta Facturada Distribuidor (MAT y	413	441	469	500
Energía Entregada a Distribución	18822	20042	21290	22644
Pérdidas Transform. Transmis. Distri	1.96% 376	1.96% 401	1.96% 426	1.96% 453
Entrada al Nivel de Distribución	19198	20443	21716	23097
Venta Facturada Generador (MAT, A	4292	4578	4873	5192
Salida del Nivel de Transmisión	23490	25021	26588	28289
Pérdidas de Transmisión	5.86% 1462	5.86% 1558	5.86% 1655	5.86% 1761
Entrada al Nivel de Transmisión	24952	26579	28243	30050
ELECTROANDES	766	794	1097	1097
SHOUGESA	428	1288	1586	1586
ANTAMINA	668	966	995	1005
SOUTHERN	1630	1630	1630	1630
CERRO VERDE	389	460	460	460
TINTAYA BHP	205	205	205	205
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGAF	108	109	110	165
CALLALI	125	125	125	125
CEMENTOS YURA	115	116	116	116
YANACOCCHA (nuevo)	485	485	485	485
HUARON	72	72	72	72
CERRO VERDE (socabaya)	987	987	987	987
CERRO CORONA (Soc. Minera Cor	123	123	123	123
AMPLIACION DE ACEROS AREQU	187	202	222	352
Total Cargas Especiales	6289	7562	8214	8409
Talara	117	120	123	126
Tumbes	134	137	139	142
Yura-Cachimayo	162	226	226	270
Joya, San Camilo y Siguan (Arequip	49	52	55	58
Pucallpa	241	252	267	283
Bagua - Jaen	12	12	12	12
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista	13	170	170	170
Puerto Maldonado	60	75	79	79
Total Cargas Incorporadas	788	1044	1071	1141
Industrias y Proyectos	0	616	2109	3867
Consumo Propio Centrales	480	537	595	652
Interconexión Perú-Ecuador	0	0	0	0
Disminución de Pérdidas REP	-13	-13	-13	-13
TOTAL	32496	36324	40219	44106
CH Shima	0.0	0.0	-8.2	-32.9
CT Oquendo - SdF Energia	-231.6	-245.6	-234.1	-234.1
CH Yauli y Sacsamarca	-6.6	-6.6	-6.6	-6.6
CT La Pampilla	-78.0	-78.0	-78.0	-78.0
CT Paramonga	-95.8	-115.0	-115.0	-115.0
CT Atocongo	-42.0	-72.0	-144.0	-144.0
CH Pias I	-54.7	-82.0	-82.0	-82.0
CH Roncador	-7.6	-26.6	-26.6	-26.6
CT Huaycoloro (Biomasa)	0.0	-14.6	-29.3	-29.3
CT Marcona (Eolica)	0.0	0.0	-10.0	-120.5
CT Talara y Cupisnique (Eolica)	0.0	0.0	-197.5	-395.1
CT Panamericana, Majes, Reparticic	0.0	0.0	-86.5	-172.9
CH Nueva Imperial	0.0	0.0	-16.7	-25.0
CH Pumamarca	0.0	-4.5	-9.0	-9.0
CH Las Pizarras	0.0	0.0	0.0	-85.0
	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL SISTEMA	31980	35679	39175	42550
TOTAL SIN AUTOPRODUCTORES	31980	35679	39175	42550
Energía Registrada por el COES	32315	36066	39551	42925

Potencia (MW)

	2010	2011	2012	2013
Entrada a nivel de Transmisión	24952	26579	28243	30050
Factor de carga	78.6%	78.6%	78.6%	78.6%
Potencia	3623	3859	4100	4363
ELECTROANDES	113	141	152	161
SHOUGESA	80	193	309	309
ANTAMINA	90	130	130	130
SOUTHERN	207	207	207	207
CERRO VERDE	46	60	60	60
TINTAYA BHP	40	40	40	40
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	14	14	14	21
CALLALI	25	25	25	25
CEMENTOS YURA	30	30	30	30
YANACOCHA (nuevo)	72	72	72	72
HUARON	9	9	9	9
CERRO VERDE (NUEVO)	125	125	125	125
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarca)	16	17	17	17
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA	19	24	36	41
Talara	24	25	25	26
Tumbes	24	24	25	25
Yura-Cachimayo(24 MW fuera de punta y 9 MW en punt	26	29	29	34
Joya, Santa Rita y Siguas (Arequipa)	12	12	13	13
Pucallpa	34	36	38	40
Bagua - Jaen	2	2	2	2
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista	28	37	37	37
Puerto Maldonado	13	16	17	17
Total Cargas Espec. e Incorporadas	1049	1267	1413	1441
Total Industrias y Proyectos	0	42	290	508
Factor de simultaneidad	91%	91%	91%	91%
Consumo Propio Centrales	70	78	86	95
Interconexión Perú-Ecuador	0	0	0	0
Disminución de Pérdidas REP	-1	-1	-1	-1
TOTAL	4641	5121	5726	6221
CH Shima	0.0	0.0	-5.0	-5.0
CT Oquendo - SdF Energia	-29.4	-29.4	-29.4	-29.4
CH Yauli y Sacsamarca	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0
CT La Pampilla	-9.0	-9.0	-9.0	-9.0
CT Paramonga	-20.0	-20.0	-20.0	-20.0
CT Atocongo	-40.0	-40.0	-40.0	-40.0
CH Pias I	-12.5	-12.5	-12.5	-12.5
CH Roncador	-3.8	-3.8	-3.8	-3.8
CT Huaycoloro (Biomasa)	0.0	-4.4	-4.4	-4.4
CT Marcona (Eolica)	0.0	0.0	-32.0	-32.0
CT Talara y Cupisnique (Eolica)	0.0	0.0	-110.0	-110.0
CT Panamericana, Majes, Reparticion, Tacna (Solar)	0.0	0.0	-80.0	-80.0
CH Nueva Imperial	0.0	0.0	-4.0	-4.0
CH Pumamarca	0.0	-1.8	-1.8	-1.8
CH Las Pizarras	0.0	0.0	0.0	-18.0
	0	0.0	0.0	0.0
	0	0.0	0.0	0.0
	0	0.0	0.0	0.0
	0	0.0	0.0	0.0
TOTAL SISTEMA	4526	4999	5373	5850
	4526	5028	5509	0
TOTAL SIN AUTOPRODUCTORES	4526	4999	5373	5850
	5.4%	10.5%	7.5%	8.9%
Factor de Carga	80.7%	81.5%	83.2%	83.0%
Máxima demanda registrada por el COES	4578.9	5053	5426	5903

B3: CARTAS SUSTENTATORIAS

=====

Reenvío información remitida por Doe Run Perú

Saludos
Edgar Contreras

-----Mensaje original-----

De: Tovar Villegas, Manuel Eucario [mailto:mtovar@pe.doerrun.com]

Enviado el: Martes, 04 de Enero de 2011 11:36 a.m.

Para: Edgar Contreras

CC: Juan Antonio Rozas; Reyes Melendez, Jose; Pena Vergara, Moises; Chavez Chacaltana, Luis Enrique; Nunez Salinas, Juan
Wenceslao; Urcia Misari, Jose Antonio; Cardozo Galvez, Erick
Asunto: FW: Proyeccion de Demanda 2011-2013 Cobriza y Oroya

Estimado Ing. Contreras:

En respuesta a la carta SCG-047-2010 del Subcomité de Generadores del COES, solicitándonos las proyecciones de demanda de energía de La Oroya y Cobriza para el periodo 2011-2013, sírvase encontrar adjunto los archivos correspondientes con la información solicitada.

Gracias.
Manuel Tovar.
Doe Run Peru
Cel. 997504977.

SUBCOMITE
DE GENERADORES DEL COES

000134

FICHA DE PROYECTOS No.1
PROYECTOS DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES

1.1 Nombre de la Planta

Mina Cobriza

1.2 Empresa Propietaria

Do Run Peru SRL

1.3 Ubicacion de la planta

Departamento	Provincia	Distrito
Huancavelica	Churcampa	San Pedro de Coris

1.4 Actividad a desarrollar

Minería subterránea y planta para obtención de concentrados de cobre.

1.5 Descripción de la planta

1.5.1 Situación actual

La mina Cobriza y la Concentradora estan operando normalmente

2. ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas metricas Cu fino (TM)	Energia (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Meta extraido/año	21 672	95 444 000	4 404

2.2 Fuentes de suministro electrico

Subestación de conexión al SEIN	S.E. Mantaro
Nivel de tensión	220 Kv
Empresa Suministradora de Electricidad	SN Power

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base

Año	Energía (GWH)	Potencia (MW)		Factor de carga%	Probabilidad (%)
		HP	HFP		
2010	95 444	11.10	14.62	0.78	
2011	96 000	11.2	14.80	0.78	90
2012	96 300	11.4	14.90	0.785	90
2013	96 600	11.5	15.10	0.785	90

2.4

Factor de Potencia estimado	1.00
-----------------------------	------

3.0 COMENTARIOS

Esta unidad esta operando normalmente. La producción anual es de 21 672 tons. métricas de cobre fino por año.

SUBCOMITE
DE GENERADORES DEL COES

000135

FICHA DE PROYECTOS No.1
PROYECTOS DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES

1.1 Nombre de la Planta

Complejo Metalúrgico de La Oroya

1.2 Empresa Propietaria

Do Run Peru SRL

1.3 Ubicacion de la planta

Departamento	Provincia	Distrito
Junín	Yauli	La Oroya

1.4 Actividad a desarrollar

Procesos metalúrgicos para obtener Cobre, Plomo, Zinc.

1.5 Descripción de la planta

1.5.1 Situación actual

Fuera de operación desde Junio 2009. Fecha probable de reinicio: Abr. 2011.

2. ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas metricas (TM)	Energia (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Meta extraido/año	Cobre: 55 570 Plomo: 118 620 Zinc: 45 740	123 360 247 93 663 950 239 169 781	2 220 790 5 229

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	S.E. Oroya Nueva
Nivel de tensión	50 Kv
Empresa Suministradora de Electricidad	SN Power

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base

Año	Energía (GWH)	Potencia (MW)		Factor de carga%	Probabilidad (%)
		HP	HFP		
2010	17 619	2.53	2.43	0.69	
2011	109 609	44.8	52.8	0.90	50
2012	447 278	57.6	65.6	0.93	80
2013	477 032	57.6	65.6	0.94	95

2.4

Factor de Potencia estimado 0.95

3.0 COMENTARIOS

El consumo actual es solo domestico (viviendas y oficinas de DRP) y las 3 plantas de tratamiento de aguas residuales (60 Kw).

Estimado Rolfi

Adjunto al correo remito información de Aceros Arequipa

Saludos

Edgar Contreras

000136

De: Mauro Condori [mailto:mcondori@aasa.com.pe]

Enviado el: Lunes, 27 de Septiembre de 2010 06:56 p.m.

Para: Edgar Contreras

CC: pdiaz@aasa.com.pe

Asunto: Enviando por correo electrónico: Demanda de CAASA 2010-2013 SComite Generadores

Estimado Sr. Contreras: En respuesta a la Carta SCG-016-2010, adjunto la información solicitada.
At.

Inge. Mauro Condori Vargas

Superintendente Técnico

Corp. Aceros Arequipa S.A.

**FICHA DE INFORMACIÓN No 1
PROYECCIÓN DE DEMANDA**

27/09/2010
MCV

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto:

Ampliación Planta N° 2 Pisco

1.2 Empresa propietaria:

Corporación Aceros Arequipa S.A.

1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito	Coord. UTM
Ica	Pisco	Paracas	

1.4 Actividad a desarrollar:

Producción de Acero

1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto:

1.5.1 Situación actual

Demanda en HFP 122.5 MW y 27.5 MW en HP

1.5.2 Etapas y su estado de avance: (en caso de ser Proyecto o Ampliación)

ETAPAS	Título (Petitorio)	ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Exploración	
	Estudio de Factibilidad	En análisis financiero
	Financiamiento	
INVERSIÓN	Ingeniería	
	Construcción	
	Puesta en marcha	
OPERACIÓN		

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído			

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	SE Independencia
Nivel de tensión	220 kV
Empresa Suministradora de Electricidad	ELECTROPERU

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2010	565	23	114		
2011	580	27.5	122.5		
2012	600	40	135		
2013	730	45	185		
2014					
2020					

2.4 Factor de Potencia estimado: 0.96

2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo		Capacitivo	170 (Existente)

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2010	2011	2012	2013	2014	2020
1	Estudio de Ingeniería	x					
2	Financiamiento	x					
3	Construcción		x	x			
4	Producción				x		

3 COMENTARIOS:

Notas

1 HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas

Adjunto al correo remito información proporcionada por Minsur S.A. (Carga San Rafael)

Saludos

Edgar Contreras

De: Nelson Cueva [mailto:Nelson.Cueva@minsur.com]

Enviado el: Martes, 12 de Octubre de 2010 04:28 p.m.

Para: Edgar Contreras

Asunto: Información para el Estudio de Precios en Barra

Sr. Juan Antonio Rozas,

Adjunto información solicitada mediante su carta SCG-016-2010 respecto a la demanda de energía y potencia para la Unidad Minera San Rafael

89138
00000

#

Atentamente,

Nelson Cueva

Minsur S.A.

SUBCOMITE DE GENERADORES DEL COES

FICHA DE PROYECTOS N° 1 PROYECTOS DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre del Proyecto:

PLANTA DE TRATAMIENTO DE RELAVES

1.2 Empresa propietaria:

MINSUR S. A.

1.3 Ubicación del proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito
PUNO	MELGAR	ANTAUTA

1.4 Actividad a desarrollar:

RECUPERACIÓN DE ESTAÑO DE CANCHA DE RELAVES

1.5 Descripción del Proyecto:

1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD CULMINADO

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSION	Título (Petitorio)	
	Exploración	
	Estudio de Factibilidad	EN PROCESO
INVERSION	Financiamiento	
	Ingeniería	EN PROCESO
	Contrucción	
OPERACIÓN	Puesta en Marcha (mes-año)	ENERO 2013

2.0 ASPECTOS TECNICOS

2.1 Indicadores Tecnicos de Consumo de Electricidad

Item	Toneladas metricas (TM)	Energia (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral Extraído	3000 TM/DIA	151,000/DIA	50

2.2 Fuentes de Suministro Electrico

Subestacion de conexión al SEIN	SUBESTACION SAN RAFAEL
Nivel de tension	138 KV
Empresa Suministradora de Electricidad	EGE SAN GABAN

2.3 Demanda Electrica Proyectada

2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energia (GWh)	Potencia (MW) ⁽¹⁾		Factor de Carga (%)	Probabilidad % ⁽²⁾
		HP	HFP		
2010	107.50	14.32	14.49	87.17	99
2011	108.79	14.40	14.80	87.17	99
2012	110.09	14.42	14.98	87.17	99
2013	165.41	20.84	21.41	88.21	90
2014	166.75	21.01	21.59	88.18	90
2020	175.12	22.11	22.73	87.96	90

2.4 Factor de Potencia Estimado: 0.95

2.5 Equipos de compensacion reactiva

MVAR		MVAR	
Inductiva	NINGUNO	Capacitivo	1.5

2.6 Cronograma de Ejecucion (Referencial)

Item	Actividad	2010	2011	2012	2013	2014	2020
1	Estudio de Ingenieria		X				
2	Financiamiento						
3	Construcción			X			
4	Producción				X		

3.0 COMENTARIOS:

NOTAS.

- (1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas, HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 16:00 y de 23:00 a 24:00 horas.
 (2): Probabilidad de que la demanda tenga los valores indicados
 (3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requerido

Asunto: Demanda eléctrica del Sistema La Joya-San Camilo-Siguas.

Sres.

Sub Comité de Generadores del COES

Ref. Carta SCG-043-2010

En atención a lo solicitado adjuntamos archivo con la Demanda Eléctrica del Sistema Repartición – Majes, que comprende las localidades de La Joya, San Camillo, La Cano, Majes – Siguas, para el período 2011 al 2013 considerando las estimaciones realizadas en base a su demanda de períodos anteriores.

Atentamente,

07100000

Lola Montoya Quiroz

Asistente Gerencia Comercial

SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A. - SEAL

Teléfono ☎ (054) 381200 ☎ Anexo 1155



Demanda Eléctrica del Sistema La Joya - San Camilo - Siguas

Año	Sistema Repartición		Sistema Majes		Total Sistema Repartición + Majes	
	kWh	Variación anual	kWh	Variación anual	kWh	Variación anual
2007	11,354,353	23.68%	24,945,744	19.74%	36,300,097	15.84%
2008	14,685,710	29.34%	26,695,269	7.01%	41,380,978	14.00%
2009	16,799,005	14.39%	30,032,960	12.50%	46,831,965	13.17%
2010*	18,390,853	9.48%	30,577,511	1.81%	48,968,364	4.56%
2011 **	19,494,304	6.00%	32,412,162	6.00%	51,906,466	6.00%
2012 **	20,663,962	6.00%	34,356,891	6.00%	55,020,854	6.00%
2013 **	21,903,800	6.00%	36,418,305	6.00%	58,322,105	6.00%

Nota:

* Real a noviembre y estimado por diciembre 2010

** Estimada por el período anual



“Año del Centenario Machu Picchu para el Mundo”

Pucallpa, 05 de enero de 2011

ELECTRO UCAYALI / G – 032 – 2011

Señor

ING. JUAN ANTONIO ROZAS

Representante del Subcomite de Generadores del COES

Av. Victor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

LIMA.-

Asunto : INFORMACION PARA EL ESTUDIO DE FIJACIÓN DE PRECIOS EN BARRA PERIODO MAYO 2011 – ABRIL 2012

Referencia : Doc. SGC-042-2010 del 27 de diciembre de 2010.

De mi mayor consideración:

Es grato dirigirme a usted para saludarlo y en atención al oficio de la referencia, remitimos adjunto la información solicitada, para el estudio de fijación de precios en barra periodo mayo 2011 – abril 2012.

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para reiterarle las muestras de mi consideración y estima personal.

Atentamente,


ING. MILCIADES ZELADA DÍAZ
Gerente General (e)

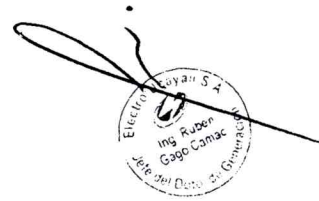
DEMANDA ELÉCTRICA Y REQUERIMIENTOS DE OFERTA ELÉCTRICA

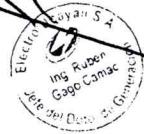
SISTEMA ELECTRICO PUCALLPA - CAMPO VERDE

AÑOS	MW	MVA	OFERTA ISA (MVA)	BALANCE (MVA)	DEFICIT DE POTENCIA CONTRATADA (MW)	POT CONTRATADA (MW) ELECTROPERU	POT CONTRATADA (MW) EGENOR DIC-2012	POT CONTRATADA (MW) ERPSA1 DIC-2012	POT CONTRATADA (MW) EPPSAZ DIC-2012	POT CONTRATADA (MW) TOTAL DIC-2012
2011	35.5	39.4	50.0	10.6	-4.5	28	2.021	0.146	0.293	
2012	37.6	41.8	50.0	8.2	-6.6		0.404	0.029	0.059	
2013	39.9	44.3	50.0	5.7	-11.9	28	2.425	0.175	0.352	30.952

SISTEMA ELECTRICO AGUAYTIA

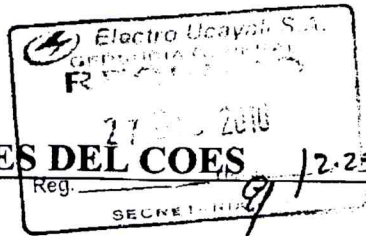
AÑOS	MW	MVA	OFERTA ISA (MVA)	BALANCE (MVA)	DEFICIT DE POTENCIA CONTRATADA (MW)	POT CONTRATADA (MW) ELECTROPERU
2011	1.7	1.9	5.0	3.1	0.3	2
2012	1.8	2.0	5.0	3.0	0.2	
2013	1.9	2.1	5.0	2.9	0.1	2




 Ing. Rubén Gago Comas
 Jefe del Departamento de Operación

000144

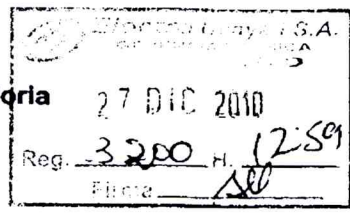
SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES



Lima, 22 de Diciembre del 2010

SCG-042-2010

Señor
Juan Carlos Neyra Soria
Gerente General
Electro Ucayali S.A



Asunto: Información para el Estudio de Fijación de Precios en Barra Período Mayo 2011 – Abril 2012

De mi consideración:

Es grato dirigirme a usted para informarle que conforme a lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias, el Subcomité de generadores del COES se encuentra desarrollando el Estudio de precios en barra para la fijación tarifaria de mayo 2011.

En tal sentido agradeceremos tenga a bien brindarnos información de los requerimientos de oferta y demanda eléctrica del sistema **Pucallpa** para el periodo 2011-2013, para lo cual ponemos a su disposición las siguientes vías de recepción:

- Vía correo electrónico, a la dirección econtreras@snpower.com.pe
- Vía courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Finalmente, con objeto de dar adecuado cumplimiento a los plazos establecidos por el OSINERGMIN apreciaremos remitir la información antes del 7 de enero del 2011.

Sin otro particular, aprovechamos la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,

Juan Antonio Rozas

Representante del Subcomité de Generadores del COES

TG
Aplazación de la recepción de la información por el plazo establecido.

T
Preparar un informe con apoyo de Dy GE



Adjunto al correo remito información proporcionada por Electro Sur Medio

Saludos

Edgar Contreras

De: Omar Ipenza Barazorda [mailto:oipenza@else.com.pe]

Enviado el: Miércoles, 05 de Enero de 2011 03:56 p.m.

Para: Edgar Contreras

Asunto: Plan de Fijación de Precios en Barra período Mayo 2011-Abril 2012 - ELECTRO SUR ESTE S.A.A.

Importancia: Alta

Estimado Edgar:

Adjunto encontraras la demanda que se requiere en el sistema Mazuko y Puerto Maldonado; así como también podras encontrar la capacidad termica existente, la misma que cumple la función de Reserva.

Como mencionan que en la demanda de Puerto Maldonado se incorpora la demanda de Iberia e Itaparí, debido a que estos sistemas en el transcurso del presente año se interconectaran al sistema de Puerto Maldonado.

Sin otro Particular.

Ingé Omar Ipenza Barazorda

Supervisor de Gestión

Divi. Planeamiento y Control de Gestion

Electro Sur Este S.A.A.

Tel: 084 - 226408

Anx: 116

000146

PROYECCIÓN DE DEMADNA (kW)				
Sistema	Alim.	2010	2011	2012
PUERTO MALDONADO	PM01	2,889.10	3,052.36	3,227.04
	PM03	1,174.34	1,256.55	1,344.50
	PM04	1,481.64	1,576.26	1,677.50
	PM05	3,679.50	3,929.47	4,196.94
	PM06	1,533.93	2,083.67	2,170.51
	PM07	1,619.18	2,701.45	2,784.19
	PM	12,377.69	14,599.75	15,400.69
MAZUKO	MZ01	440.92	1,522.00	1,625.27
	MZ	440.92	1,522.00	1,625.27

Central	Parque de Generación 2010		
	Número Grupos	Potencia Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)
C. T. Iberia	3	1.450	1.350
C. T. Ñapari	1	0.200	0.180
C. T. Puerto Maldonado	10	10.350	9.150
Total Generación Térmica:	14	12.000	10.680

000147



Teléfono: (511) 317-2200 Fax: (511) 317-2224

Votorantim Metais - Cajamarquilla S.A.
Carretera Central Alt. Km 9.5, desvío a
Huachipa, Cajamarquilla, Lima 15, Perú
Casilla Postal: 43-0015, Lima 43, Perú

E-mail: Postmast@vmetais.com.pe

4CJ001/001/2011

Lima, 10 de enero del 2011

Señores

SUBCOMITE DE GENERADORES DEL COES

Av. Victor Andrés Belaúnde N° 280, Piso 2

San Isidro.-

Fax 422-0348

Atención: Ing. Juan Antonio Rosas

Representante del subcomité de Generadores del COES

Asunto: "Información para el estudio de precios de Barra periodo enero 2011 –
abril 2013"

Referencia Carta SCG- 016 - 2010

De nuestra consideración:

En respuesta a su atenta carta de la referencia, en la que el Subcomité de Representantes del COES se encuentra desarrollando el estudio para la fijación de Precios de Barra Mayo 2011, necesaria para la actualización del modelo de la oferta y demanda eléctrica del SEIN correspondiente al periodo Enero 2011 –Abril 2013, nos es grato enviarles un archivo en Excel de nuestros requerimientos de demanda, potencia y energía de nuestro proyecto de ampliación para el periodo del 2010 al 2013.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo cordialmente.

Atentamente,

Votorantim Metais - Cajamarquilla S.A.

Miguel Málaga Lasanta

Gerente General de Tecnología y Proceso

cc.: Gerencia de Mantenimiento
Gestor de Energía
Archivo

000148

FICHA DE PROYECTOS No 1
PROYECTOS DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre del Proyecto:
REFINERÍA DE CAJAMARQUILLA1.2 Empresa propietaria:
VOTORANTIM METAIS1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
	LIMA	

1.4 Actividad a desarrollar:
REFINACIÓN DEL ZINC1.5 Descripción del proyecto
1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):
EN OPERACIÓN DESDE NOVIEMBRE 2010

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	CONCLUIDO
	Exploración	CONCLUIDO
	Estudio de Factibilidad	CONCLUIDO
INVERSIÓN	Financiamiento	CONCLUIDO
	Ingeniería	CONCLUIDO
	Construcción	CONCLUIDO
OPERACIÓN	Puesta en marcha	Nov-10

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído	223,667	1,005,297	4,490

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	CAJAMARQUILLA
Nivel de tensión	220KV
Empresa Suministradora de Electricidad	EDEGEL

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) ⁽¹⁾		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) ⁽²⁾
		HP	HFP		
2010	1,005	69	174	0.85	100
2011	1380	69	180	0.9	100
2012	1380	69	180	0.9	100
2013	1380	69	180	0.9	100

2.4 Factor de Potencia estimado: 0.98

2.5 Equipos de compensación reactiva

Inductivo		Capacitivo	
MVAR		MVAR	
			40

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2010	2011	2012	2020
1	Estudio de Ingeniería					
2	Financiamiento					
3	Construcción					
4	Producción	x				

3.0 COMENTARIOS:

El proyecto de ampliación del 320K, entro en operación en el mes de noviembre del 2010

Notas:

(1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas

(2): Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.

(3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o Indicar (N/A) en caso no sea requerido para el proyecto.

**FICHA DE INFORMACIÓN No D1
PROYECCIÓN DE DEMANDA**

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto:

EXPANSION DE LA CONCENTRADORA DE CUAJONE

1.2 Empresa propietaria:

SOUTHERNPERU COPPER CORPORATION

1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito	Coord. UTM
MOQUEGUA	MARISCAL NIETO	TORATA	

1.4 Actividad a desarrollar:

PROCESAR A 105 MIL TONELADAS DE MATERIAL MINERALIZADO POR DIA

1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto:

1.5.1 Situación actual

1.5.2 Etapas y su estado de avance: (en caso de ser Proyecto o Ampliación)

ETAPAS	Título (Petitorio)	ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Exploración	
	Estudio de Factibilidad	X
	Financiamiento	
INVERSIÓN	Ingeniería	
	Construcción	
	Puesta en marcha	

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Características Técnicas (en caso de actividad minera)

Facilidades de infraestructura	
Características geográficas	
Tipo de yacimiento, operación y volumen de extracción	
Metales a extraer	
Reservas	
Escala de producción	
Planta de beneficio (Proceso)	
Recuperaciones metalúrgicas	
Leyes de concentrado	
Ratio de concentración	
Capacidad de tratamiento y Producción anual	

2.2 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído			

2.3 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	SUBESTACION DE BOTIFLACA
Nivel de tensión	13,8 y 6.9 KV
Empresa Suministradora de Electricidad	ENERSUR

N. 000150

2.4 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
2013	180	22	22		60
....					
2019					
2020					
2021					
2022					

2.4.2 Proyección de Demanda en Escenario Optimista.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
2013	180	22	22		60
....					
2019					
2020					
2021					
2022					

2.4.3 Proyección de Demanda en Escenario Pesimista.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
....					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					

2.5 Factor de Potencia estimado: ENTRE 0.9 A 0.95

2.6 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo		Capacitivo	

2.7 Diagramas unifilares adjuntos

	Primera Etapa	Segunda Etapa	Final
Año			
Adjunto (Marcar con "X")			

2.8 Cronograma de ejecución (Referencial)

Ítem	Actividad	2011	2012	2013	2020
1	Estudio de Ingeniería	x	x			
2	Financiamiento					
3	Construcción	x	x			
4	Producción			x		

3.0 ASPECTOS ECONÓMICOS: (Referencial)

3.1 Indicadores Económicos

Costo de Producción (US\$/unidad)	Cotizaciones Promedio	
	Metales	Precio (US\$/unidad)

3.2 Inversiones Estimadas/Periodos

Periodo (Años)	Monto de Inversión (US\$)
2011	
2012	
2013	
2014	
2015	
.....	
2020	
2021	
2022	

3.3 Financiamiento:

--

4.0 FACTORES QUE FAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

--

5.0 FACTORES QUE DESFAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO:

--

6.0 RESUMEN DE LA SITUACION DEL PROYECTO

REQUISITOS (3)	ESTADO DE SITUACION				
	En Elaboración	Presentado	En trámite (Evaluación)	Aprobado/ Autorizado	Firmado
Estudio de Factibilidad.					
Estudio de Impacto ambiental para Explotación y Beneficio minero.					
Convenio de estabilidad jurídica.					
Concesión de Beneficio.					
Concesión de transporte minero y Labor General.					
Autorización de uso minero o Servidumbre.					
Contrato de estabilidad Tributaria.					
Certificado de operación minera.					
Autorización de uso de Agua.					
Certificado de inexistencia de restos arqueológicos.					
Concesión de transmisión eléctrica.					
Licencia municipal de construcción.					
Autorización de Vertimientos.					
Autorización de Desbosque.					

7.0

COMENTARIOS:

--

Notas:

- (1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas
(2): Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.

n. 000152

Estimado Rolfi

Adjunto al correo reenvío información remitida por LUMINA COPPER

Saludos

Edgar Contreras

De: Jaime Carazas [mailto:jaime.carazas@luminaperu.com]

Enviado el: Martes, 04 de Enero de 2011 10:44 a.m.

Para: Edgar Contreras

Asunto: respuesta a cuestionario

Estimado Señor:

Adjunto cuestionario por Ud. enviado , debidamente llenado.

Cualquier aclaración que requieran , le ruego por favor hacerme saber.

Atte

Ing. Jaime Carazas V.

LUMINA COPPER

Power Area Project Manager

Av.El Derby 055 . 6° piso Edif Cronos.

Lima 33 -- PERU

Tel. {51 1 } 616 3500 ext .3554

Cel. {51 1 } 985658170

**SUBCOMITÉ
DE GENERADORES DEL COES**

 FICHA DE PROYECTOS No 1
 PROYECCIÓN DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:

- 1.1 Nombre del proyecto:
 Proyecto Minero Galeno
- 1.2 Empresa propietaria:
 LUMINA COPPER SAC
- 1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:
- | Departamento | Provincia | Distrito |
|--------------|-----------|----------|
| Cajamarca | Cajamarca | Encañada |
- 1.4 Actividad a desarrollar:
 MINERIA
- 1.5 Descripción del proyecto:
 1.5.1 Situación actual
 Se están elaborando los Estudios de Factibilidad respectivos

1.5.2 Etapas y su estado de avance: (en caso de ser Proyecto o Ampliación)

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	
	Exploración	En Proceso
	Estudio de Factibilidad	En Proceso
INVERSIÓN	Financiamiento	
	Ingeniería	
	Construcción	
OPERACIÓN	Puesta en marcha	

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

- 2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad
- | Item | Toneladas métricas (TM) | Energía (KWh) | Consumo (KWh/TM) | AÑO |
|------------------|-------------------------|---------------|------------------|-----|
| Mineral extraído | 36,000,000 | 26 | 936,000,000 | |
- 2.2 Fuentes de suministro eléctrico
- | | |
|--|-----------------|
| Subestación de conexión al SEIN | Cajamarca Norte |
| Nivel de tensión | 220 kV |
| Empresa Suministradora de Electricidad | - |

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) ⁽¹⁾		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) ⁽²⁾
		HP	HFP		
2010					
2011					
2012					
2013					
2014	953.964			90	
2020	1064.34			90	

- 2.4 Factor de Potencia estimado: 0.9
- 2.5 Equipos de compensación reactiva
- | | MVAR | | MVAR |
|-----------|------|------------|------|
| Inductivo | | Capacitivo | 70 |

2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2011	2012	2013	2014	2020
1	Estudio de Ingeniería	X	X			
2	Financiamiento					
3	Construcción		X			
4	Producción				X	

3.0 COMENTARIOS:

Item 2.1 se refiere a mineral procesado/ año

Notas:

- (1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas
- (2): Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.
- (3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

Adjunto al correo reenvio información proporcionada por Chinalco

Saludos Cordiales
Edgar Contreras

De: Luis Valdivia [mailto:lvaldivia@chinalco.com.pe]

Enviado el: Lunes, 10 de Enero de 2011 09:30 a.m.

Para: Edgar Contreras

Asunto: RE: Formato de Información para el SOG

Estimado Edgar

Adjunto remito la planilla solicitada con los datos de Chinalco

Saludos cordiales

Luis Valdivia | Gerente de Electricidad

MINERA CHINALCO PERU S.A.

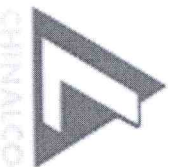
Av. Santo Toribio 143. Piso 4.

San Isidro. Lima, Perú

Tel: (511) 708-8049 (directo)

Cel: (511) 98-929-9467

Fax: (511) 708-8001



**FICHA DE PROYECTOS No 1
PROYECTOS DE DEMANDA**

1.0 ASPECTOS GENERALES:

- 1.1 Nombre del Proyecto:
PROYECTO TOROMOCHO
- 1.2 Empresa propietaria:
MINERA CHINALCO PERU S.A.
- 1.3 Ubicación del proyecto
- | Departamento | Provincia | Distrito |
|--------------|-----------|-----------|
| JUNIN | YAULI | MOROCOCHA |
- 1.4 Actividad a desarrollar:
PROYECTO MINERO METALURGICO DE COBRE Y OTROS METALES EN MENOR PROPORCION
- 1.5 Descripción del proyecto
- 1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):
DISEÑO DE INGENIERIA DE DETALLE AL 95%. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL APROBADO

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	CONTRATO DE TRANSFERENCIA
	Exploración	TERMINADA
	Estudio de Factibilidad	COMPLETO
INVERSIÓN	Financiamiento	100% ASEGURADO
	Ingeniería	EJECUTADA AL 95%
	Construcción	PENDIENTE DE AUTORIZACION DEL MEM
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año)	PENDIENTE

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

- 2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad
- | Item | Toneladas métricas (TM) | Energía (KWh) | Consumo (KWh/TM) |
|------------------------|-------------------------|---------------|------------------|
| Mineral extraído COBRE | 562 | | |
- 2.2 Fuentes de suministro eléctrico
- | | |
|--|------------------|
| Subestación de conexión al SEIN | POMACOCHA 220 KV |
| Nivel de tensión | 220 KV |
| Empresa Suministradora de Electricidad | EDELGEL |
- 2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) ⁽¹⁾		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) ⁽²⁾
		HP	HFP		
2010					
2011	35	10	9	40%	90%
2012	44	10	9	50%	95%
2013	131	25	23	60%	99%
2014	1,230	156	148	90%	99%
2020	1,309	166	158	90%	99%

- 2.4 Factor de Potencia estimado: 0.96 Inductivo
- 2.5 Equipos de compensación reactiva
- | | MVAR | | MVAR |
|-----------|------|------------|-------------|
| Inductivo | NO | Capacitivo | 90 ESTIMADO |

- 2.6 Cronograma de ejecución (referencial)
- | Item | Actividad | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|------|-----------------------|------|------|------|------|------|------|
| 1 | Estudio de Ingeniería | 100% | | | | | |
| 2 | Financiamiento | 100% | | | | | |
| 3 | Construcción | 15% | 30% | 30% | 25% | | |
| 4 | Producción | | | | | 100% | |

3.0 COMENTARIOS:

EL FINANCIAMIENTO ESTA ASEGURADO AL 100%

Notas:

- (1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas
- (2): Probabilidad de que la demanda tenga los valores indicados
- (3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.



BAY-GEBAY-0003-11

Piura, 07 de Enero 2011.

Señor:
Juan Antonio Rozas
Representante del Subcomité de Generadores del COES

Piura.-

Asunto : Subsanación de Observaciones a la Propuesta Tarifaria del Subcomité de Generadores

Referencia : Carta SCG-038-2010

Es grato dirigirme a Ud. para saludarlo cordialmente y al mismo tiempo hacerle llegar la información solicitada mediante la carta de la referencia: "Perfil de demanda del Proyecto Ampliación Bayóvar".

Sin otro particular, aprovechamos la oportunidad para expresarle nuestra estima y cordial saludo.

Atentamente

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Jalmiro Lazarini Junior", written over a horizontal dashed line.

p/. Jalmiro Lazarini Junior
Representante Legal

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre del Proyecto:
PROYECTO BAYOVAR - AMPLIACION

1.2 Empresa propietaria:
COMPANIA MINERA MISKI MAYO SAC

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
PIURA	SECHURA	SECHURA

1.4 Actividad a desarrollar:
Extracción y procesamiento de roca fosfórica

1.5 Descripción del proyecto
1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):
INGENIERIA BASICA CULMINADA

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio) Exploración Estudio de Factibilidad	
INVERSIÓN	Financiamiento Ingeniería Construcción	PROPIO BASICA NO
OPERACIÓN	Puesta en marcha	Jul-12

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (Mtm-a)	Energía (GWh)	Consumo (GWh/mTM-a)
Mineral extraído	1.9	80.88	42.57

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	SE BAYOVAR (EXISTENTE)
Nivel de tensión	220 KV
Empresa Suministradora de Electricidad	

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) ⁽¹⁾		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) ⁽²⁾
		HP	HFP		
2010	0				
2011	0				
2012	48.53	6.8	6.8	0.85	100
2013	64.7	9.07	9.07	0.85	100
2014	80.88	11.34	11.34	0.85	100

2.4 Factor de Potencia estimado: 0.8

2.6 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo		Capacitivo	6.11

2.7 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2010	2011	2012	2020
1	Estudio de Ingeniería Basica		EN PROCESO			
2	Financiamiento					
3	Construcción					
4	Producción					

3.0 COMENTARIOS:

Notas:

- (1) HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas, HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas
 (2) Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada
 (3) Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto

1.- ESCENARIO OPERANDO 3RA LINEA

POTENCIA	CONSUMO DE ENERGIA ACTIVA X DIA				CONSUMO DE ENERGIA ACTIVA X MES			
	EA TOTAL	EA FHP	EA HP	EA HP	EA TOTAL	EA FHP	EA HP	EA HP
KW	KVAR	KVA	Kwh	KW	Kwh	KW	KW	KW
11,341.35	6,107.83	13,342.77	224649.09	187592.37	37097.03	6739472.65	5627771.21	1112911.04

RESUMEN

- 1) CONSUMO DE ENERGIA POR MES : 6739,472.65 KWh = 6.74GWh
- 2) CONSUMO DE ENERGIA POR AÑO : 6.74GWh X 12 MESES = 80.88GWh
- 3) CONSUMO DE ENERGIA POR AÑO POR TONELADAS : 80.88GWh / 1.9Mtn-a = 42.56 GWh/m Tm-a
- 4) POTENCIA REQUERIDA EN (KW) : 11,341.35
- 5) POTENCIA REQUERIDA EN (KVAR) : 6,107.83
- 6) MINERAL EXTRAIDO (Mtn-a) : 1.9

Las condiciones de Operación:

Factor de operación de la planta 87%

Año 2012	60%
Año 2013	80%
Año 2014	100%
Año 2020	100%

NOTA : los Datos y los calculos realizado por Ingenieria estan en los documentos siguientes :

__MC-0000BY-E-01026-REV 0-Calculo de Energia

__CP-0000BY-P-01026-REV0-Criterio general de Proyecto 3ra Linea

851000

B4: TASA LIBOR

=====

Interés

Tasa Activa Promedio de Mercado	
Moneda Nacional (TAMN)	18.77%
Factor Acumulado	1206.96709
Moneda Extranjera (TAMEX)	
Factor Acumulado	11.81292
Tasa Pasiva Promedio de Mercado	
Moneda Nacional (TIPMN)	1.77%
Moneda Extranjera (TIPMEX)	0.75%
Tasa Legal Efectiva	
Tasa	MN 1.77% ME 0.75%
Factor Acumulado - Efectiva	6.16668 1.97826
Factor Acumulado - Laboral	1.74456 0.65945

Tasa Activa Promedio de Mercado	
Moneda Nacional (TAMN)	18.77%
Factor Acumulado	1206.96709
Moneda Extranjera (TAMEX)	
Factor Acumulado	11.81292
Tasa Pasiva Promedio de Mercado	
Moneda Nacional (TIPMN)	1.77%
Moneda Extranjera (TIPMEX)	0.75%
Tasa Legal Efectiva	
Tasa	MN 1.77% ME 0.75%
Factor Acumulado - Efectiva	6.16668 1.97826
Factor Acumulado - Laboral	1.74456 0.65945

Tasa Activa Promedio de Mercado	
Moneda Nacional (TAMN)	18.77%
Factor Acumulado	1206.96709
Moneda Extranjera (TAMEX)	
Factor Acumulado	11.81292
Tasa Pasiva Promedio de Mercado	
Moneda Nacional (TIPMN)	1.77%
Moneda Extranjera (TIPMEX)	0.75%
Tasa Legal Efectiva	
Tasa	MN 1.77% ME 0.75%
Factor Acumulado - Efectiva	6.16668 1.97826
Factor Acumulado - Laboral	1.74456 0.65945

Perú: tasas de interés

05.01.2011

Tasa Activa Promedio de Mercado	
Moneda Nacional (TAMN)	18.77%
Factor Acumulado	1206.96709
Moneda Extranjera (TAMEX)	
Factor Acumulado	11.81292
Tasa Pasiva Promedio de Mercado	
Moneda Nacional (TIPMN)	1.77%
Moneda Extranjera (TIPMEX)	0.75%
Tasa Legal Efectiva	
Tasa	MN 1.77% ME 0.75%
Factor Acumulado - Efectiva	6.16668 1.97826
Factor Acumulado - Laboral	1.74456 0.65945

(*): Al 30.12.10
Fuente: SBS - BCRP

Tasas de interés internacionales

05.01.2011

	04.01.11	05.01.11
Libor activa		
1 mes	0.261	0.261
3 meses	0.303	0.303
6 meses	0.456	0.455
9 meses	0.614	0.614
1 año	0.781	0.781
Instrumentos Monetarios en Nueva York		
Prime Rate	3.25	3.25
Bonos del Tesoro 30 años	4.41	4.54

Remuneración Mi (En nuevos soles)	
Unidad Impositiva	3,600.00
Ingreso Mínimo L (en nuevos soles)	400.08
Cobertura del For (En nuevos soles)	85,793.0

Fuente: Bloomberg - Reuters

entes a los últimos 30 días.
cionadas por Asbanc.

Perú

Paralelo	Dólar interbancario		Dólar ventanilla		Euro	
	Venta	Compra	Venta	Compra	Venta	Compra
2.805	2.799	2.801	2.738	2.858	3.504	3.769
2.800	s/i	s/i	2.735	2.855	s/i	s/i
2.800	2.799	2.800	2.737	2.857	3.614	3.739
2.810	2.802	2.803	2.740	2.860	3.563	3.840
2.820	2.808	2.809	2.742	2.862	3.606	3.796
2.810	2.808	2.809	2.743	2.863	3.583	3.758
2.810	s/i	s/i	2.743	2.863	s/i	s/i
2.800	2.802	2.803	2.737	2.857	3.609	3.850
2.800	2.800	2.801	2.737	2.857	3.566	3.884
2.810	2.801	2.803	2.738	2.858	3.534	3.846

Fuente: SBS - Cambistas diversos

Metales Reuters

HSBC sube proyección de precio del oro

HSBC Holdings, uno de los bancos de lingotes más grande del mundo, subió su proyección del precio del oro para el 2011 a US\$1,450 la onza, a citar expectativas de que el metal atraerá a más operadores en busca de activos seguros.

El banco, que proyectó un precio del oro de US\$1,425 la onza para este año, también incrementó su proyección del precio de la plata a US\$26 la onza para el 2011 desde US\$20.

Además, HSBC dijo que espera un promedio de US\$20 la onza para la plata durante el 2011, lo que representa un alza desde la estimación anterior de US\$17.50.

En el 2012 el banco espera un promedio de US\$1,300 la onza para los precios del oro, frente a los US\$1,275 la onza proyectados previamente.

"Creemos que este año el oro continuará atrayendo a compradores en busca de seguridad (...),

HSBC asegura que repuntes en la producción se verán limitados por una disminución en la ley del metal.

Dólar en Latinoamérica

Cierre-venta

País	05.01.11	Variación porcentual	
		Diaria	M
Argentina (Peso)	3.9756	0.03	
Bolivia (Boliviano)	7.0400	1.44	
Brasil (Real)	1.6736	0.94	
Chile (Peso)	496.1500	1.49	
Colombia (Peso)	1.882.0000	-0.77	
Costa Rica (Colon)	516.2900	1.04	
Ecuador (Sucre)	25.000.0000	0.00	
Guatemala (Quetzal)	8.0325	0.23	
México (Peso)	12.1967	-0.27	
Panamá (Balboa)	1.0000	0.00	
Paraguay (Guarani)	4.590.0000	-2.13	
Uruguay (Peso)	20.0000	-0.10	
Venezuela (Bolivar)	4.3000	0.00	

Fuente: Bloomberg - Reuters

Perú americano

tasas internacionales

31.12.10	Cotización venta		Variación porcentual		
	04.01.11	05.01.11	Diaria	Mes (*)	Anual (**)
5.5766	5.6016	5.6666	1.16	1.61	1.61
5.8259	5.8650	5.9048	0.68	1.35	1.35
6.7220	6.7314	6.7653	0.50	0.64	0.64
0.9342	0.9488	0.9659	1.80	3.39	3.39
0.7481	0.7516	0.7604	1.17	1.65	1.65
0.6406	0.6414	0.6449	0.54	0.67	0.67
0.9780	0.9945	1.0006	0.61	2.31	2.31
0.9960	0.9983	0.9965	-0.18	0.05	0.05
81.136	82.090	83.255	1.42	2.61	2.61

2010. (*): Respecto al 31 de diciembre del 2010.

Perú

Último rendimiento	Variación (Pbs.)			Últimos 6 meses	
	1 día	5 días	En el año	Máximo	Mínimo
4.44%	-6	-6	-5	4.95%	4.31%
5.03%	-7	-5	-6	5.28%	4.70%
5.84%	-9	-9	-8	6.04%	5.41%
6.28%	-7	-6	-6	6.51%	5.99%
6.58%	-6	-8	-4	6.80%	6.14%
6.65%	-9	-9	-6	6.86%	6.13%
6.78%	-6	-7	-6	6.93%	6.38%

Al día 04.01.2011	Variación (pbs)			Últimos 6 meses máximo
	Diaria	5 días	En el año	
227	-9	-10	-17	335
479	-4	-2	-17	831
167	-14	-11	-22	247
141	-22	-21	-31	229
124	-15	-15	-25	181

ya que persisten las preocupaciones por la deuda pública de la Unión Europea", dijo el banco en una nota.

"La Reserva Federal probablemente continúe con su programa de alivio monetario en el 2011 para impedir que se arraigue

la deflación, mientras que es probable que el ritmo de actividad económica del mundo en desarrollo se mantenga fuerte, lo que incitaría los temores a la inflación", agregó.

El oro estadounidense para febrero cerró con baja de US\$5.10, a US\$1,373.70 la onza en la división de metales COMEX de la Bolsa Mercantil de Nueva York.

El oro al contado perdió un 0.4%, a US\$1,373.65 la onza.

El banco agregó que, si bien espera un incremento de la oferta este año, los repuntes en la producción se verán limitados por una disminución en la ley

Cotización de commodities

Nueva York

Productos	Cierre al 05.01.11	Variación Diaria
ORO (US\$/onza)	1,368.00	-1.48
PLATA (US\$/onza)	29.08	-2.89
COBRE (cUS\$/libra)	440.80	0.89
PETROLEO (US\$/barril)	90.30	1.03

Fuente: Bloomberg-Reuters

Cotización de commodities

Londres

Productos	Cierre al 05.01.11	Variación Diaria
Oro (US\$/Onza)	1,378.33	-0.17
Plata (US\$/Onza)	29.26	-1.69
Aluminio (US\$/Tm)	2,445.50	-1.07
Cobre (US\$/Tm)	9,461.00	-3.00
Plomo (US\$/Tm)	2,569.00	-0.93
Niquel (US\$/Tm)	24,650.00	-2.09
Estaño (US\$/Tm)	26,095.00	-4.06
Zinc (US\$/Tm)	2,409.00	-2.51

ANEXO C: POTENCIA EFECTIVA, CONSUMOS ESPECIFICOS Y RESULTADOS RECIENTES DE ENSAYOS DE POTENCIA EFECTIVA

C1: RESULTADOS RECIENTES DE ENSAYOS DE POTENCIA EFECTIVA
C2: COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE

**C1: RESULTADOS RECIENTES DE
ENSAYOS DE POTENCIA EFECTIVA**

.....

San Isidro, 17 de noviembre de 2009

COES/D-1872-2009

Señor Ingeniero
Fernando Oyanguren
Jefe de Operaciones y Centro de Control
DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.
Presente.

Asunto : **DETERMINACIÓN DE LAS POTENCIAS EFECTIVAS Y RENDIMIENTOS DE LAS CENTRALES TÉRMICAS PIURA, CHIMBOTE Y CHICLAYO**

Ref. : Carta O-134-2009 de fecha 30.10.2009

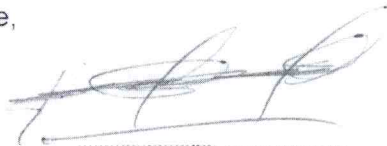
De mi consideración:

Me dirijo a usted para comunicarle que luego de la revisión de los Informes Finales de los Estudios de Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Centrales Térmicas Chimbote, Piura y Chiclayo, así como del levantamiento de las observaciones realizadas, su representada ha cumplido con los requisitos establecidos en el Procedimiento del COES, para la Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Centrales Termoeléctricas (Procedimiento N° 17).

Por consiguiente, los Informes adjuntos en la referencia y sus resultados han sido aprobados por esta Dirección, conforme se detalla en los cuadros N° 1, 2, 3 y 4 del Anexo adjunto. Los valores consignados serán válidos a partir de las 00:00 horas del día miércoles 18 del presente mes.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,



Ing. JAIME GUERRA MONTES DE OCA
DIRECTOR EJECUTIVO (e)
COES

Adj. Lo indicado
GS/EE
C.c.: DO, DP, SPR, SCO, SEV, STR, OSINERGMIN-GFE

ANEXO**Cuadro N° 1:** Potencia Efectiva y Consumo de Servicios Auxiliares de las Unidades de las Centrales Térmicas Chimbote, Piura y Chiclayo

Central Térmica	Unidad	Combustible	Potencia Efectiva (kW)	Potencia en Auxiliares (kW)
CT CHIMBOTE	TG3	Petróleo D2	19 321,3	3,9
CT PIURA	GMT1	Petróleo D2	4 025,3	129,0
		Petróleo R6	4 009,6	162,9
	GMT2	Petróleo D2	3 573,2	177,4
		Petróleo R6	3 683,7	169,3
	TG	Petróleo D2	17 930,3	7,0
		Petróleo R6	17 093,8	87,4
CT CHICLAYO	SLZ1	Petróleo D2	4 454,0	284,2
		Petróleo R6	4 614,4	301,2
	SLZ2	Petróleo D2	4 490,6	320,1
		Petróleo R6	4 484,7	323,3
	GMT2	Petróleo D2	3 810,1	73,9
		Petróleo R6	3 768,7	89,9
	GMT3	Petróleo D2	2 598,4	67,2
		Petróleo R6	2 526,7	65,2

Cuadro N° 2: Rendimiento de la Unidad TG3 de la Central Térmica Chimbote a diferentes condiciones de carga

UNIDAD	Carga		Consumo horario combustible Gal/h	Rendimiento (kWh/gal)	Consumo específico combustible gr/kWh	Consumo específico calor - HR (kcal/kWh)	Eficiencia (%)
	%	kW					
TG3	0	0	709,00	0			0,00
	25	4 830,32	1 066,44	678,14	6 985,30	4,53	12,31
	50	9 660,64	1 423,89	542,71	4 663,30	6,78	18,44
	75	14 490,97	1 781,33	377,57	3 889,29	8,13	22,11
	100	19 321,29	2 138,78	340,00	3 502,29	9,03	24,56

Petróleo D2

Poder Calorífico Superior – HHV : 19 825 BTU/Lb
 Poder Calorífico Inferior – LHV : 18 580 BTU/Lb

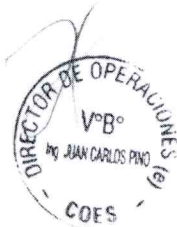


Cuadro N° 3: Rendimiento de las Unidades GMT1, GMT2 y TG de la Central Térmica Piura a diferentes condiciones de carga

Combustible	Carga		Consumo horario combustible Gal/h	Consumo específico combustible gr/kWh	Consumo específico calor - HR (kcal/kWh)	Rendimiento (kWh/gal)	Eficiencia (%)
	%	kW					
UNIDAD GMT1							
Petróleo D2	0	0	35,10			0,00	0,00
	25	1 006	96,18	299,91	3 070,97	10,46	28,00
	50	2 013	157,27	245,18	2 510,63	12,80	34,25
	75	3 019	218,35	226,94	2 323,85	13,83	37,01
	100	4 025	279,43	217,82	2 230,46	14,41	38,56
Petróleo R6	0	0	50,10			0,00	0,00
	25	1 002	111,05	413,43	3 988,19	9,03	21,56
	50	2 005	171,99	320,17	3 088,53	11,66	27,84
	75	3 007	232,94	289,08	2 788,64	12,91	30,84
	100	4 010	293,88	273,54	2 638,70	13,64	32,59
UNIDAD GMT2							
Petróleo D2	0	0	35,78			0,00	0,00
	25	893	90,00	316,14	3 237,20	9,93	26,57
	50	1 787	144,23	253,30	2 593,75	12,39	33,16
	75	2 680	198,45	232,35	2 379,26	13,50	36,15
	100	3 573	252,68	221,88	2 272,02	14,14	37,85
Petróleo R6	0	0	59,99			0,00	0,00
	25	921	116,07	470,39	4 537,63	7,93	18,95
	50	1 842	172,16	348,83	3 365,04	10,70	25,56
	75	2 763	228,24	308,32	2 974,18	12,10	28,92
	100	3 684	284,33	288,06	2 778,75	12,96	30,95
UNIDAD TG							
Petróleo D2	0	0	840,10			0,00	0,00
	25	4 483	1 176,29	823,40	8 431,39	3,81	10,20
	50	8 965	1 512,48	529,36	5 420,57	5,93	15,87
	75	13 448	1 848,68	431,35	4 416,96	7,27	19,47
	100	17 930	2 184,87	382,35	3 915,16	8,21	21,97
Petróleo R6	0	0	787,70			0,00	0,00
	25	4 273	1 091,11	952,87	9 191,95	3,92	9,36
	50	8 547	1 394,53	608,92	5 874,01	6,13	14,64
	75	12 820	1 697,94	494,27	4 768,03	7,55	18,04
	100	17 094	2 001,36	436,95	4 215,04	8,54	20,40

Petróleo R6
 Poder Calorífico Superior – HHV : 18 400 BTU/Lb
 Poder Calorífico Inferior – LHV : 17 400 BTU/Lb

Petróleo D2
 Poder Calorífico Superior – HHV : 19 680 BTU/Lb
 Poder Calorífico Inferior – LHV : 18 470 BTU/Lb



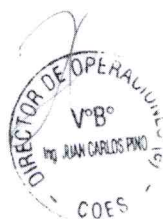
000166

Cuadro N° 4: Rendimiento de las Unidades SLZ1, SLZ2, GMT2 y GMT3 de la Central Térmica Chiclayo a diferentes condiciones de carga

Combustible	Carga		Consumo horario combustible Gal/h	Consumo específico combustible gr/kWh	Consumo específico calor - HR (kcal/kWh)	Rendimiento (kWh/gal)	Eficiencia (%)
	%	kW					
UNIDAD SULZER - 1							
Petróleo D2	0	0	24,45			0,00	0,00
	25	1 113,5	98,27	276,93	2 835,73	11,33	30,33
	50	2 227,0	172,10	242,48	2 482,97	12,94	34,64
	75	3 340,5	245,92	231,00	2 365,39	13,58	36,36
	100	4 454,0	319,75	225,26	2 306,59	13,93	37,28
Petróleo R6	0	0	6,60			0,00	0,00
	25	1 153,6	83,31	269,53	2 600,04	13,85	33,08
	50	2 307,2	160,03	258,85	2 497,06	14,42	34,44
	75	3 460,8	236,74	255,30	2 462,73	14,62	34,92
	100	4 614,4	313,46	253,52	2 445,56	14,72	35,17
UNIDAD SULZER - 2							
Petróleo D2	0	0	29,53			0,00	0,00
	25	1 122,7	104,07	290,88	2 978,56	10,79	28,87
	50	2 245,3	178,62	249,61	2 556,00	12,57	33,65
	75	3 368,0	253,16	235,86	2 415,14	13,30	35,61
	100	4 490,7	327,71	228,98	2 344,71	13,70	36,68
Petróleo R6	0	0	23,37			0,00	0,00
	25	1 121,2	97,93	325,97	3 144,49	11,45	27,35
	50	2 242,3	172,48	287,07	2 769,28	13,00	31,05
	75	3 363,5	247,04	274,11	2 644,21	13,62	32,52
	100	4 484,7	321,60	267,63	2 581,68	13,94	33,31
UNIDAD GMT - 2							
Petróleo D2	0	0	73,66			0,00	0,00
	25	952,5	133,67	440,33	4 508,87	7,13	19,07
	50	1 905,0	193,68	319,00	3 266,53	9,84	26,33
	75	2 857,5	253,69	278,56	2 852,42	11,26	30,15
	100	3 810,1	313,69	258,34	2 645,36	12,15	32,51
Petróleo R6	0	0	29,32			0,00	0,00
	25	942,2	91,69	363,20	3 503,61	10,28	24,55
	50	1 884,4	154,06	305,13	2 943,44	12,23	29,22
	75	2 826,5	216,44	285,77	2 756,72	13,06	31,20
	100	3 768,7	278,81	276,09	2 663,35	13,52	32,29
UNIDAD GMT - 3							
Petróleo D2	0	0	26,35			0,00	0,00
	25	649,6	69,42	335,31	3 433,52	9,36	25,05
	50	1 299,2	112,49	271,67	2 781,87	11,55	30,91
	75	1 948,8	155,56	250,46	2 564,65	12,53	33,53
	100	2 598,4	198,62	239,85	2 456,04	13,08	35,02
Petróleo R6	0	0	17,37			0,00	0,00
	25	631,7	59,44	351,17	3 387,63	10,63	25,39
	50	1 263,4	101,51	299,86	2 892,65	12,45	29,73
	75	1 895,0	143,58	282,76	2 727,66	13,20	31,53
	100	2 526,7	185,65	274,21	2 645,16	13,61	32,51

Petróleo R6
 Poder Calorífico Superior - HHV : 18 400 BTU/Lb
 Poder Calorífico Inferior - LHV : 17 400 BTU/Lb

Petróleo D2
 Poder Calorífico Superior - HHV : 19 680 BTU/Lb
 Poder Calorífico Inferior - LHV : 18 470 BTU/Lb



Lima, 17 de noviembre de 2009

San Isidro, 20 de Julio de 2010

COES/D/DO-638-2010

Señor Ingeniero
Fernando Oyanguren Ramírez
Representante
TERMOSELVA
Presente. -

Asunto : **DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA Y
RENDIMIENTO DE LA TG2 DE LA CENTRAL TÉRMICA DE
AGUAYTIA**

Ref. : Carta OT-017-2010 recibida el 23.06.2010

De mi consideración:

Me dirijo a usted, por encargo del Director Ejecutivo, para comunicarle que luego de la revisión del Informe Final del Estudio de Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de la TG2 de la Central Térmica de Aguaytia, que incluye el levantamiento de observaciones planteadas por el COES, se concluye que TERMOSELVA ha cumplido con los requisitos establecidos en el Procedimiento del COES para Determinación de Potencia Efectiva y Rendimiento de las Centrales Termoeléctricas (Procedimiento N° 17).

Por lo tanto, el informe mencionado y sus resultados han sido aprobados por esta Dirección, conforme se detalla en los Cuadros N°1 y N°2 del Anexo que se adjunta.

Los valores consignados serán válidos a partir de las 00:00 horas del día 21 del presente mes.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

.....
Ing. JUAN CARLOS PINO GAVIÑO
DIRECTOR DE OPERACIONES (e)
COES.

Adj.: Lo indicado
GS/EE
C c.: D, SPR, SCO, SEV, STR, SPL
HT 2066

ANEXO

Cuadro N° 1: Resultados de la Prueba Potencia Efectiva y Consumo de Auxiliares de la unidad TG-2 de la Central Térmica Aguaytia

Unidad	Potencia Efectiva (kW)	Potencia en Auxiliares (kW)
TG-2	86 964,4	259,4

Cuadro N° 2: Resultados de la Prueba de Rendimiento de la unidad TG-2 de la Central Térmica Aguaytia

PARÁMETRO	UNIDAD	CARGA					
		VACÍO	8	25	50	75	100
Carga	%						
	kW	0,00	6 957,16	21 741,11	43 482,22	65 223,33	86 964,44
Consumo Combustible	MPCstd/h	228,42	291,03	424,09	619,76	815,43	1 011,10
Rendimiento	kWh/MPCstd	0,00	23,90	51,27	70,16	79,99	86,01
Consumo específico Calor -LHV	BTU/kWh		36 748,91	17 135,95	12 521,14	10 982,86	10 213,73
Eficiencia Térmica-LHV	%	0,00	9,29	19,92	27,26	31,07	33,41

Poder Calorífico Bruto – HHV : 975,80 BTU/PC
 Poder Calorífico Neto – LHV : 878,48BTU/PC

Lima, 20 de julio de 2010



San Isidro, 25 de noviembre de 2009

COES/D-1929-2009

Señor Ingeniero
Carlos Rosas Cedillo
Subgerente de Comercialización
EDEGEL S.A.A.
Presente.

Asunto : **DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE LA UNIDAD TG-3 DE LA CENTRAL TERMICA VENTANILLA, OPERANDO EN MEDIO CICLO COMBINADO (TG3+TV) CON GAS NATURAL, SIN Y CON FUEGO ADICIONAL**

Ref. : Carta CM-365-2009 de fecha 05.11.2009

De mi consideración:

Me dirijo a usted para comunicarle que luego de la revisión del Informe del Estudio de Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de la unidad TG-3 de la Central Térmica Ventanilla, operando en medio ciclo combinado (TG3+TV) con gas natural, con y sin fuego adicional, su representada ha cumplido con los requisitos establecidos en el Procedimiento del COES, para la Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Centrales Termoeléctricas (Procedimiento N° 17).

Por consiguiente, el Informe mencionado en la referencia y sus resultados han sido aprobados por esta Dirección, conforme se detalla en los cuadros N° 1, 2 y 3. Los valores consignados serán válidos a partir de las 00:00 horas del día viernes 27 del presente mes.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,



Ing. JAIME GUERRA MONTES DE OCA
DIRECTOR EJECUTIVO (e)
COES

ANEXO**Cuadro N° 1:** Potencia Efectiva y Consumo de Servicios Auxiliares de la unidad TG-3 de la Central Térmica Ventanilla operando en medio ciclo combinado (TG3+TV) con gas natural, sin y con fuego adicional

Unidad	Modo de operación	Potencia Efectiva (kW)	Potencia en Auxiliares (kW)
½ CC Ventanilla (TG3+TV)	Sin fuego adicional	225 109,0	6 611,2
	Con fuego adicional	238 775,9	6 842,0

Cuadro N° 2: Rendimiento de la unidad TG-3 de la Central Térmica Ventanilla operando en medio ciclo combinado (TG3+TV) con gas natural, sin fuego adicional

Carga	%	0%	25%	50%	75%	85%	100%
Potencia	Kw	0,00	56 277,26	112 554,52	168 831,78	191 342,68	225 109,04
Consumo de combustible	MPCS/h	152,36	468,08	783,79	1 099,51	1225,79	1 415,22
Consumo específico de calor - LHV	BTU/kWh		8 119,73	6 798,23	6 357,73	6 254,08	6 137,48
Rendimiento	kWh/MPCS	0,00	120,23	143,60	153,55	156,10	159,06
Eficiencia térmica - LHV	%	0,00	42,03	50,20	53,68	54,57	55,60

Poder Calorífico Superior – HHV : 1 081 330 Btu/MPCstd

Poder Calorífico Inferior – LHV : 976 245 Btu/MPCstd

Cuadro N° 3: Rendimiento de la unidad TG-3 de la Central Térmica Ventanilla operando en medio ciclo combinado (TG3+TV) con gas natural, con fuego adicional.

Carga	%	100%
Potencia	Kw	238 775,9
Consumo de combustible	MPCS/h	1 577,7
Consumo específico de calor - LHV	BTU/kWh	6 450,6
Rendimiento	kWh/MPCS	151,3
Eficiencia térmica - LHV	%	52,9

Poder Calorífico Superior – HHV : 1 081 330 Btu/MPCstd

Poder Calorífico Inferior – LHV : 976 245 Btu/MPCstd



Lima, 25 de noviembre de 2009

San Isidro, 04 de mayo de 2010

COES/D/DO- 403-2010

Señor Ingeniero
Rafael Flores
Gerente Comercial
ENERSUR
Presente -

Asunto **DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA Y
RENDIMIENTO DE LAS UNIDADES TG1 y TG2 DE LA CT
CHILCA**

Ref. Carta ENR/112-2010 del 16 04 2010

De mi consideración

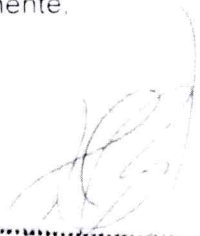
Me dirijo a usted por encargo del Director Ejecutivo, en atención a su carta de referencia, mediante el cual nos remiten el Informe Final del Estudio de Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de la unidad TG1 de la CT Chilca, así como el Informe Final del Estudio de Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de la unidad TG2 de la CT Chilca, que incluye el levantamiento de observaciones planteadas por el COES. Se concluye que ENERSUR ha cumplido con los requisitos establecidos en el procedimiento N°17 del COES.

Por lo tanto, los informes mencionados y sus resultados han sido aprobados por esta Dirección, conforme se detalla en los cuadros N°1, N°2 y N°3 del anexo que se adjunta.

Los valores consignados serán válidos a partir de las 00:00 horas del día 05 del presente mes.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,


.....
Ing. JUAN CARLOS PINO GAVINO
DIRECTOR DE OPERACIONES (e)
COES

ANEXO

Cuadro N° 1
RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE POTENCIA EFECTIVA DE LAS UNIDADES TG1 Y TG2 DE LA CENTRAL TÉRMICA CHILCA OPERANDO CON GAS NATURAL

UNIDAD	POTENCIA EFECTIVA (kW)	POTENCIA AUXILIARES (kW)
TG1	171 463,8	439,6
TG2	170 277,0	355,4

Cuadro N° 2
RESULTADOS DE LA PRUEBA DE RENDIMIENTO DE LA UNIDAD TG1 DE LA CENTRAL TÉRMICA CHILCA A DIFERENTES CONDICIONES DE CARGA

Carga	%	55%	67%	79%	90%	100%
Potencia	kW	95 000,00	115 000,00	135 000,00	155 000,00	171 463,79
Consumo de combustible	MPCS/h	1 013,35	1 151,15	1 288,95	1 426,75	1 540,19
Consumo específico de calor - LHV	BTU/kWh	10 403,12	9 762,52	9 311,72	8 977,26	8 760,49
Rendimiento	kWh/MPCS	93,75	99,90	104,74	108,64	111,33
Eficiencia térmica - LHV	%	32,80	34,96	36,65	38,01	38,96

Poder Calorífico Neto - LHV : 975 276,5 BTU/MPCstd
 Poder Calorífico Bruto - HHV : 1 080 337,0 BTU/MPCstd

Cuadro N° 3
RESULTADOS DE LA PRUEBA DE RENDIMIENTO DE LA UNIDAD TG2 DE LA CENTRAL TÉRMICA CHILCA A DIFERENTES CONDICIONES DE CARGA

Carga	%	56%	68%	79%	91%	100%
Potencia	kW	95 000,00	115 000,00	135 000,00	155 000,00	170 277,02
Consumo de combustible	MPCS/h	1 035,78	1 174,18	1 312,58	1 450,98	1 556,70
Consumo específico de calor - LHV	BTU/kWh	10 632,74	9 957,22	9 481,85	9 129,16	8 915,57
Rendimiento	kWh/MPCS	91,72	97,94	102,85	106,82	109,38
Eficiencia térmica - LHV	%	32,10	34,27	35,99	37,38	38,28

Poder Calorífico Neto - LHV : 975 216,8 BTU/MPCstd
 Poder Calorífico Bruto - HHV : 1 080 217,7 BTU/MPCstd





COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL

San Isidro, 30 de noviembre de 2010

COES/D/DO-1044-2010

Señor
Rafael Flores Chacón
Gerente Comercial
ENERSUR
Presente.-

Asunto : **DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DE LA CT ILO1**

Ref. : Carta ENR/671-2010 recibida el 18.11.2010

De mi consideración:


Me dirijo a usted por encargo del Director Ejecutivo, para comunicarle que luego de la revisión del Informe Final del Estudio de Determinación de la Potencia Efectiva y Curvas de Rendimiento de las Unidades de Generación de la CT Ilo1, que incluye el levantamiento de las observaciones planteadas por el COES, se concluye que ENERSUR ha cumplido con los requisitos establecidos en el Procedimiento del COES para Determinación de Potencia Efectiva y Rendimiento de las Centrales Termoeléctricas (Procedimiento N° 17).

Por lo tanto, el referido informe y sus resultados han sido aprobados, conforme se detalla en los Cuadros N° 1, N° 2, N° 3 y N° 4 del anexo que se adjunta.

Los valores consignados serán válidos a partir de las 00:00 horas del día 01 diciembre de 2010.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,


.....
Ing. JUAN CARLOS PINO GAVINO
DIRECTOR DE OPERACIONES (e)
COES



000174

ANEXO

Cuadro N° 1
RESULTADOS PRUEBA DE POTENCIA EFECTIVA UNIDADES DE GENERACIÓN CT ILO1

Unidad	Potencia Efectiva (kW)	Potencia Auxiliares (kW)
TV - 2	22 816,7	455,8
TV - 3	67 639,7	1 339,7
TV - 4	64 326,6	1 182,2
TG - 1	34 928,9	111,6
TG - 2	30 724,8	257,4
GD Cat - Kato	3 279,7	0,0

Cuadro N° 2
RESULTADOS PRUEBA DE RENDIMIENTO DE LAS UNIDADES TG1, TG2 Y CAT KATO CT ILO1

UNIDAD	Carga		Consumo horario combustible (gal/h)	Rendimiento (kWh/gal)	Consumo específico combustible (gr/kWh)	Consumo específico calor - HR (kcal/kWh)	Eficiencia (%)
	%	kW					
TG - 1	0	0,00	803,00	0,00			0,00
	25	8 732,23	1 292,01	6,76	476,30	4 853,42	17,72
	50	17 464,47	1 781,01	9,81	328,29	3 345,18	25,71
	75	26 196,70	2 270,02	11,54	278,95	2 842,44	30,26
	100	34 928,93	2 759,02	12,66	254,28	2 591,07	33,19
TG - 2	0	0,00	714,60	0,00			0,00
	25	7 681,20	1 137,07	6,76	476,54	4 855,85	17,71
	50	15 362,40	1 559,53	9,85	326,79	3 330,00	25,83
	75	23 043,60	1 982,00	11,63	276,88	2 821,38	30,48
	100	30 724,80	2 404,46	12,78	251,92	2 567,07	33,50
GD Cat - Kato	0	0,00	9,39	0,00			0,00
	25	819,93	58,91	13,92	231,31	2 356,98	36,49
	50	1 639,85	108,44	15,12	212,87	2 169,13	39,65
	75	2 459,78	157,96	15,57	206,73	2 106,51	40,83
	100	3 279,71	207,49	15,81	203,65	2 075,21	41,44

Poder Calorífico Neto - LHV : 18 380 BTU/Lb
Poder Calorífico Bruto - HHV : 19 575 BTU/Lb

Cuadro N° 3
RESULTADOS PRUEBA DE RENDIMIENTO DE LAS CALDERAS

Equipo	Carga Nominal (%)	Producción Nominal (klb/h)	Consumo Específico de Combustible (Lb C / Lb V)	Rendimiento (Lb V / Lb C)	Eficiencia (%)
Caldera 4	MT	123,77	0,0727	13,75	89,74
	50%	210,96	0,0706	14,16	90,53
	75%	298,43	0,0697	14,36	89,64
	100%	413,11	0,0680	14,71	89,20
Caldera 3	MT	114,44	0,0707	14,14	90,36
	50%	153,44	0,0695	14,38	91,21
	75%	227,60	0,0686	14,57	90,80
	100%	308,32	0,0651	15,36	91,33
Caldera 2	MT	103,20	0,0739	13,53	86,64
	50%	142,12	0,0736	13,58	86,89
	75%	155,60	0,0706	14,16	90,79
	100%	163,06	0,0729	13,72	88,15
Caldera 1	MT	103,04	0,0729	13,72	87,36
	50%	144,26	0,0710	14,09	88,99
	75%	160,91	0,0685	14,60	88,74
	100%	170,22	0,0697	14,35	88,01



000175

Cuadro N° 4
RESULTADOS PRUEBA DE RENDIMIENTO DE LAS UNIDADES TV2, TV3 Y TV4 CT ILO1

UNIDAD	Carga Nominal (%)	Potencia Efectiva (kW)	Consumo Horario de vapor (lb/h)	Consumo específico de vapor (lb/kWh)	Consumo específico de calor (BTU/kWh)	Eficiencia Global (%)
TV - 2	100	22 816,70	213 667,58	9,36	10 265,46	33,24
	85	19 394,19	182 077,87	9,39	10 291,49	33,16
	75	17 112,52	161 018,05	9,41	10 314,62	33,09
	50	11 408,35	108 368,52	9,50	10 412,93	32,77
	25	5 704,17	55 718,99	9,77	10 707,87	31,87
TV - 3	100	67 639,72	624 530,91	9,23	9 666,42	35,30
	85	57 493,76	510 238,52	8,87	9 526,52	35,82
	75	50 729,79	444 931,85	8,771	9 551,73	35,73
	50	33 819,86	296 602,84	8,77	9 721,11	35,11
	25	16 909,93	177 917,31	10,52	11 711,76	29,14
TV - 4	100	64 326,59	616 994,83	9,59	10 201,62	33,45
	85	54 677,60	516 006,56	9,44	10 166,76	33,57
	75	48 244,94	444 744,49	9,22	10 101,87	33,78
	50	32 163,29	298 890,84	9,29	10 435,67	32,70
	25	16 081,65	157 393,48	9,79	11 487,47	29,71

Poder Calorífico Neto - LHV : 17 435 BTU/Lb
Poder Calorífico Bruto - HHV : 18 460 BTU/Lb



C2: COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE

=====



COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL

San Isidro, 22 de marzo de 2010

COES/D/DO-310-2010

Señor Ingeniero
Rafael Flores
Gerente Comercial
ENERSUR
Presente.

Asunto : **DETERMINACIÓN DEL COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE
DE LA UNIDAD TG3 DE LA CENTRAL TÉRMICA CHILCA**

Ref. : Carta ENR/149-2010 del 11.03.2010

De mi consideración:

Me dirijo a usted por encargo del Director Ejecutivo, para comunicarle que luego de la revisión del informe de levantamiento de observaciones, así como del Informe Definitivo del Estudio de Determinación del Costo Variable No Combustible de la unidad TG3 de la Central Térmica Chilca, presentados con la carta de la referencia, se concluye que ENERSUR ha cumplido con los requisitos establecidos en los Procedimiento N° 32 y N° 34 del COES.

Por lo tanto, el informe mencionado y sus resultados han sido aprobados por esta Dirección, conforme se detallan en el cuadro N° 1.


**Cuadro N° 1: Costo Variable No Combustible de la unidad TG3
de la Central Térmica Chilca**

CENTRAL	CVONC (US\$/MWh)	CVM (US\$/MWh)	CVNC (US\$/MWh)
TG3 - CHILCA	0,0402	3,3732	3,4134

Los valores consignados serán válidos a partir de las 00:00 horas del día 24 del presente mes.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,


.....
Ing. JUAN CARLOS PINO GAVINO
DIRECTOR DE OPERACIONES (e)
COES

000178



COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL

San Isidro, 30 de noviembre de 2010

COES/D-DO-1043-2010

Ingeniero
Rafael Flores Chacón
Gerente Comercial
ENERSUR
Presente -

G. COMERCIAL N° 643		
DISTRIBUCION	ACC.	INF.
30 NOV. 2010		
FGC	ED	
EME	DU	
CO	LA	

→ CC: VT PR, CM, CV, GT, ALF
PT, XI

Asunto **DETERMINACIÓN DE COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE DE LA CT ILO21**

Referencia Carta FNR/661-2010 recibida el 23 11 2010

De mi consideración

Me dirijo a usted por encargo del Director Ejecutivo, para comunicarle que luego de la revisión del Informe Final del Estudio de Determinación del Costo Variable No Combustible de la CT Ilo 21, que incluye el levantamiento de las observaciones planteadas por el COES, se concluye que ENERSUR ha cumplido con los requisitos establecidos en los Procedimientos N° 32 y N° 34 del COES.

Por lo tanto, el referido informe y sus resultados han sido aprobados, conforme se detalla en el cuadro N° 1.

Cuadro N° 1. Costo Variable No Combustible de la CT Ilo21

Grupo	CVNC (US\$/MWh)	CVM (US\$/MWh)	CVNC (US\$/MWh)
CT ILO 21	0,2098	1,99/8	2 1876

Los valores consignados serán válidos a partir de las 00.00 horas del día 01 de diciembre de 2010.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo

Atentamente,

ING. JUAN CARLOS PINO GAVINO
DIRECTOR DE OPERACIONES (R)
COES

CS/FF
C.C. D. D. S. P. R. S. C. O. S. E. V. S. T. R.
HT 3896

ANEXO D: PROGRAMA DE OBRAS

D1: CARTAS SOBRE PROYECTOS DE GENERACIÓN
D2: CARTAS SOBRE PROYECTOS DE TRANSMISION

**D1: CARTAS SOBRE PROYECTOS DE
GENERACIÓN**

.....

Adjunto información proporcionada por BPZ (Proyecto Nueva Esperanza)

Saludos

Edgar Contreras

De: Lucho Enrico [mailto:lucho_enrico@bpzenergy.com]

Enviado el: Lunes, 10 de Enero de 2011 07:38 p.m.

Para: Edgar Contreras

CC: Hector Rodriguez; Herb Mills

Asunto: Info Estudio Precios Barra May2011-Abr2012

Estimado Ing. Contreras:

En el presente correo para saludarlo y, en respuesta a la solicitud que nos hiciera el Sr. Juan Antonio Rozas (ref: carta SCG-001-2011 del 5 de Enero de 2011), enviarle información del proyecto de la C.T. Nueva Esperanza.

Sin otro particular, quedamos de Ud.

Atte.,

Luis A. Enrico

Apoderado

Empresa Eléctrica Nueva Esperanza S.R.L.

**FICHA DE PROYECTOS No GT1-A
CENTRALES TERMOELÉCTRICAS
FICHA TÉCNICA**

000182

Fecha 10-Enero-2011

DATOS GENERALES

Nombre	Central Termoeléctrica Nueva Esperanza
Departamento	Tumbes
Propietario	Empresa Eléctrica Nueva Esperanza S.R.L.
Socio Operador	En Proceso de Selección
Socio Inversorista	BPZ Resources, Inc.
Fecha de Concesión Def.	N/A

POTENCIAS

COMBUSTIBLE

Potencia Instalada (MW)	144	Tipo	Gas Natural
Potencia Efectiva (MW) ⁽¹⁾	135	P. Calorífico (kcal/kg, BTU/MPC)	980,0 BTU/pie3
Mínimo Técnico (MW)	≈25		("net ideal")

⁽¹⁾ Potencia Efectiva en bornes de generación.

COSTOS VARIABLES

Costo de Combustible (US\$/gal, US/Ton, US\$/MMBTU)	
Costo de tratamiento (US\$/gal)	
Costo de transporte (US\$/gal, US/Ton, US\$/MMBTU)	
Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)	
Cons. Espec. a condiciones de Pot Efec ⁽²⁾ (kg/kWh, BTU/kWh)	8.355,0 BTU/kWh

⁽²⁾ Consumo Especifico referido al Poder Calorífico Inferior.

EQUIPAMIENTO

<i>Unidades</i>		<i>Línea de Transmisión</i>	
Pot. Efec. (MW)	48 (en bornes del generador)	Tensión (kV)	220
Número	3	Longitud (km)	0,22
Tipo	LM6000PD SPRINT DLE	N° de ternas	1
T. Gen (kV)	13,8		

CALENDARIO DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)

<i>Proyectos en Estudio</i>			
Est. Factib.	4T2010	Diseños	1T2012
Invest. Campo	2T2011	Contratos	4T2011
Financiam.	1T2012	Construcc.	1T2013
Aprob, perm	3T2011	Pruebas	1T2013

<i>Proyectos en Construcción</i>	
Financiamiento del Proyecto	
Cronograma Actualizado	
Aspectos críticos	
Situación actual	

COMENTARIOS

(Indicar eventos que puedan afectar el cronograma de implementación, y cuanto pueden afectar)

De: Jesus Muedas [mailto:jesus.muedas@buenaventura.pe]

Enviado el: Martes, 11 de Enero de 2011 05:26 p.m.

Para: Edgar Contreras

CC: Reynel Asplicueta; Allison Aparcana

Asunto: Re: RV: Información para el estudio de precios en barra mayo 2011-abril 2012

Ing. Contreras

En atención a vuestra carta SCG-002-2011, adjunto envío la información solicitada.

Atte.

--

JESUS MUEDAS

El 7 de enero de 2011 14:22, Edgar Contreras <econtreras@snpower.com.pe> escribió:

Estimado Jesús

Ante toso agradecer tu atención, adjunto al correo remito el formato solicitado

Saludos

Edgar Contreras

N. 000184

FICHA DE PROYECTOS No GH1-A
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
FICHA TÉCNICA

Fecha 11/01/2011

DATOS GENERALES

Nombre de la central	Huanza
Departamento	Lima
Cuenca	Santa Eulalia
Río	Santa Eulalia
Propietario	Empresa de Generación Huanza S.A.
Socio Operador	Consorcio Energético de Huancavelica S.A.
Socio Inversionista	
Fecha de Concesión Def.	11 de setiembre de 2001

INFORMACIÓN BÁSICA

Nombre de Estac. Hidromet.	Serie hidrológica Histórica (*)		Serie hidrológica Naturalizada (*)		Demandas de Agua (2)	
	Periodo (1965 - 2009) años		Periodo (1965 - 2009) años (1)			
Sheque, Milloc	si		si		si	
Estaciones hidromét. #						
2						

(1) Adjuntar la Serie Hidrológica naturalizada mensual disponible (de preferencia que empiece el año 1965).

(2) Adjuntar Demanda de Riego Histórico mensual y Diagrama Topológico.

Estudio Geológico		Estudio Topográfico	
si		si	
Perforac. diamantinas (mt)		Levantam. Topográf. (ha)	43.427
Calicatas #	37		

DATOS DEL PROYECTO

Caída bruta (mt)	Caída neta (mt)	Caudal de diseño (m3/s)	Potencia instalada (MW)
700	654	15.8	90.6

Conducción	Túnel ó	Canal	Conducto forzado			Casa de Máquinas	
Longitud (mt)	Area (m2)	Tipo (P ó PL)	Longitud (mt)	Diámetro (mt)	Tipo (S ó E)	Tipo (S ó E)	Altitud (msnm)
9,900	111,966	Presión (P) Pelo Libre ()	1460	1.15	Subterráneo () Externo (E)	Subterráneo () Externo (E)	3355

Regulación estacional			Regulación horaria			Energía (GWh-año)	
Vol. Bruto (m3)	Vol. Útil (m3)	H presa (mt)	Vol. Útil (m3)	H presa (mt)	Ubicación	punta	fuera de punta
368,500	364,000		195,000	16.5	Pallca (Yanac)		
			30,000	11	Collque(Conay)		

EQUIPAMIENTO

Generadores				
Pot. Nom. (MW)	Pot. Efect. (MW)	Tipo	Ten. Gen. (kV)	Número
90.6		Pelton	13.8	2

Línea de Transmisión			
Tensión (kV)	Longitud (km)	# de ternas	Punto de conexión al Sistema
220	0.016	1	derivación en L-2221 Huayucachi - Zapallal

CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)

Proyectos en Estudio							
Est. Factib.	Invest. Campo	Financiam.	Aprob. perm	Diseños	Contratos	Construcc.	Pruebas
			SI	SI	SI	34 meses	

Proyectos en Construcción			
Financiamiento del Proyecto	Cronograma Actualizado	Aspectos críticos	Situación actual
Leasing	SI	Fabricación de Tubería Forzada	En tramite

COMENTARIOS

Inicio de obra: Marzo de 2010

(Indicar eventos que puedan afectar el cronograma de implementación, y cuanto pueden afectar)

Nota (*): Información necesaria para el desarrollo del Estudio del FITA 2011.

N. 000195

FICHA DE PROYECTOS No GH1-B
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
FICHA ECONÓMICO FINANCIERA (*)
(US\$)

Fecha 11/01/2011

INVERSIONES PREVIAS (1)

Estudio de factibilidad	Investigaciones de campo	Gestiones financieras	Diseños y permisos
-------------------------	--------------------------	-----------------------	--------------------

INVERSIONES EN OBRAS (2)

Obras Civiles	Equipamiento	Línea de transmisión	Obras de regulación
91,096,000		29,467,500	

GASTOS PROPIOS (3)

Administración	Aduanas	Supervisión	Gastos de gestión
41,260,293			10,389,968

OTROS GASTOS (4)

Imprevistos	IGV	Uso de agua	Otros
	0		

INVERSION TOTAL (1+2+3+4)

INVERSION TOTAL SIN IGV	INVERSION TOTAL CON IGV
142,746,261	169,868,051

FINANCIAMIENTO

Tipo	Financiamiento de	Estado del financiamiento	Porcentaje financiado
Leasing	No definido		80%

CONTRATOS FIRMADOS (fecha)

Concesión Definitiva	Venta de Energía	Ejecución de obra	Contratos financieros
Si	sin contrato	En construcción	Si

OBSERVACIONES

--

Nota En una ficha similar indicar los avances a la fecha en cada rubro.

(*): Información necesaria para el desarrollo del estudio del FITA 2011.

000136

FICHA DE PROYECTOS No GH1-C
REQUISITOS PARA LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Con capacidad instalada hasta 20 MW

Requisito	Año 2010 ó antes	Programación		
		Año 2011	Año 2012	Año 2013
Concesión Definitiva / Autorización de Generación				
Concesión Definitiva de Transmisión				
Financiamiento comprometido				
Posesión legítima del terreno				
Contrato de adquisición del equipamiento de generación				
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión				
Contrato de construcción de obras civiles y montaje				
Acuerdo de conexión eléctrica				
Nivel de construcción desde 50%				
Nivel de construcción 100%				
Etapa de pruebas				

Con capacidad mayor de 20 MW

Requisito	Año 2010 ó antes	Programación		
		Año 2011	Año 2012	Año 2013
Concesión Definitiva	X			
Concesión Definitiva de Transmisión				
Financiamiento comprometido	X			
Posesión legítima del terreno	X			
Contrato de adquisición del equipamiento de generación	X			
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión	X			
Contrato de construcción de obras civiles y montaje	X			
Acuerdo de conexión eléctrica		X		
Nivel de construcción desde 25%	X			
Nivel de construcción desde 50%		X	X	
Nivel de construcción 100%				X
Etapa de pruebas				X

Nota: Con referencia a los requisitos indicados, marcar la respectiva (x) debajo del año de ejecución en que se ha cumplido o se prevé cumplir el requisito correspondiente.

VOLUMENES DISPONIBLES EN LAS LAGUNAS AL FINAL DEL MES

(millon. m³)

Mes : Octubre, 1990

	AGO	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.	EMBALSE
1965		28.20	41.46	54.61	58.60	58.75	55.30	47.20	39.80	30.20	23.94	17.40	16.50	
1966		28.60	35.80	45.30	93.20	88.10	83.30	70.90	58.30	46.60	40.70	39.30	57.70	76.70
1967		70.50	98.00	123.86	128.32	130.80	127.90	118.00	103.00	87.11	75.79	65.73	68.37	102.20
1968		81.87	93.02	107.88	114.36	110.28	101.28	90.83	78.86	68.35	60.17	61.78	60.97	48.63
1969		58.90	69.04	84.87	101.06	98.53	88.5	74.65	58.83	43.54	31.55	23.37	42.38	40.89
1970		80.44	95.92	110.46	124.74	129.78	123.23	112.93	95.61	87.05	79.38	67.42	67.99	106.41
1971		86.17	107.05	139.98	152.45	149.95	135.34	115.18	94.05	72.34	57.37	45.15	48.34	85.03
1972		70.40	86.50	126.09	145.27	149.19	148.96	141.27	127.51	114.35	105.24	95.22	104.77	104.04
1973		133.26	161.16	169.31	170.01	170.33	166.76	152.72	131.14	117.71	115.07	108.48	122.09	99.93
1974		145.36	170.85	171.60	171.60	171.60	166.62	158.32	143.16	122.14	101.69	78.58	74.47	63.12
1975		82.95	90.92	126.24	136.41	145.63	142.03	129.60	108.77	94.74	80.86	68.14	60.63	71.16
1976		83.40	113.58	134.52	148.16	144.86	142.15	134.28	123.40	108.09	91.30	74.26	70.26	87.53
1977		80.75	100.17	120.39	132.88	135.71	128.75	117.57	100.75	85.66	74.29	60.58	90.55	60.45
1978		98.87	128.05	151.88	160.33	156.92	146.73	130.25	110.53	93.68	84.00	77.19	79.06	86.04
1979		82.87	102.66	133.91	152.34	152.42	141.52	130.40	115.67	98.19	82.98	69.90	63.77	75.23
1980		78.83	91.97	107.36	125.44	119.82	107.36	91.23	72.37	54.50	55.70	60.94	73.56	125.44
1981		93.12	129.09	156.50	165.54	165.32	157.08	144.46	122.87	101.45	93.85	100.13	106.71	111.04
1982		124.45	148.30	162.75	168.71	166.94	155.73	140.26	126.83	111.22	102.53	106.32	115.44	75.59
1983		124.50	131.32	149.32	159.00	159.04	146.69	131.23	111.52	95.80	77.03	55.47	53.70	56.47
1984		69.36	102.49	145.64	159.48	159.32	153.41	134.26	110.61	95.89	86.15	76.49	88.63	103.01
1985		102.10	116.01	144.86	163.37	166.48	158.76	148.11	119.59	99.44	75.92	59.13	66.24	97.12
1986		89.40	119.74	146.33	165.45	167.04	158.71	142.84	110.86	93.07	73.89	62.21	60.60	107.91
1987		88.19	130.60	151.03	151.22	137.70	124.23	110.26	93.22	73.81	61.08	54.43	69.39	90.62
1988		82.76	110.20	127.30	142.30	146.57	136.80	121.02	94.96	75.13	61.25	51.29	48.16	92.12
1989		61.28	103.24	129.10	145.39	143.76	132.90	117.15	97.26	77.44	68.84	56.02	37.76	97.23
MAX		145.36	170.85	171.60	171.60	171.60	166.76	158.32	143.16	122.14	115.07	108.48	122.09	125.44
MIN		28.20	35.80	45.30	58.60	58.75	55.30	47.20	39.80	30.20	23.94	17.40	16.50	40.89
PRO. 101		91.40	118.30	142.02	154.79	153.19	133.17	128.08	106.01	87.78	75.62	68.35	72.32	95.66
1990		52.53	57.32	67.12	72.10	71.83	57.52	61.79	52.54	41.70	38.57			
VAR(%)		-42.5	-51.5	-52.7	-53.4	-53.1	-51.4	-51.9	-50.4	-52.5	-49.0			

Lina. 5 de Noviembre de 1990

[Signature]

ING. M. FOLAS B.
Dir. Estadística y Control de Producción

ING. JUAN LOPELA E. (R)
Servicio Op. y Cent. Sistemas

FELIPE REPETTO
Gerente de Producción

EDEGEL S.A.
SUBGERENCIA OPERACIONES

PRECIPITACIONES PLUVIOMETRICAS MENSUALES (mm)

ESTACION DE MILLOC

AÑO	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.
1967	177.0	229.0	199.0	60.0	45.0	9.0	27.0	25.0	51.0	138.0	55.0	80.0
1968	132.0	108.5	112.0	37.2	27.0	13.5	9.0	38.0	35.5	89.5	80.0	59.0
1969	68.5	122.0	107.0	117.5	6.0	6.0	19.1	14.5	60.0	55.5	74.5	190.0
1970	175.0	60.0	100.5	86.0	46.0	3.0	15.5	10.5	97.0	78.0	57.0	171.0
1971	112.0	177.7	183.0	66.5	20.5	0.0	0.0	22.5	15.0	48.5	64.0	183.0
1972	129.0	125.0	222.0	76.5	5.0	0.0	20.5	23.0	46.5	67.0	34.0	142.0
1973	161.7	191.7	175.1	125.6	31.5	4.5	24.4	23.5	61.0	105.2	60.4	156.3
1974	167.1	107.0	154.7	49.2	8.0	6.6	3.7	20.6	34.9	47.9	66.9	51.4
1975	130.8	115.5	171.4	53.6	68.6	15.2	0.0	21.3	54.4	40.2	59.3	96.1
1976	120.7	145.8	95.2	42.8	23.2	48.2	2.7	28.3	27.8	15.9	24.5	60.7
1977	106.8	166.2	83.7	29.1	44.6	0.0	2.3	3.5	32.0	24.3	125.0	95.0
1978	119.4	155.9	83.3	29.3	2.0	18.1	17.2	5.2	37.2	59.3	69.8	69.0
1979	53.3	165.9	155.7	55.2	16.0	7.6	14.4	0.0	25.1	36.6	48.4	71.4
1980	162.0	76.6	130.3	45.0	7.2	20.2	37.0	5.2	16.2	170.1	131.9	122.0
1981	139.6	219.6	128.8	52.0	3.2	1.2	1.4	22.0	39.4	69.6	152.0	113.0
1982	145.6	241.0	98.4	68.4	0.0	0.0	13.2	51.8	41.2	81.2	125.0	103.8
1983	97.0	89.6	133.8	97.6	9.0	18.4	2.4	3.6	30.2	65.8	33.2	124.8
1984	77.2	203.8	131.2	37.0	12.2	29.8	0.0	2.4	0.0	112.4	112.0	159.6
1985	52.5	113.8	143.8	96.4	29.2	21.8	2.4	2.0	30.8	17.6	52.4	111.1
1986	206.7	212.6	226.7	114.8	46.9	0.0	34.2	25.6	31.4	23.2	36.5	137.9
1987	136.0	117.4	71.8	25.0	9.2	7.8	14.6	12.6	28.5	74.0	99.6	130.8
1988	193.9	136.9	141.7	134.4	40.5	0.0	6.8	9.0	64.2	41.1	49.0	92.2
1989	185.5	157.9	150.3	67.5	17.4	0.0	1.8	29.3	18.6	57.1	18.1	12.2
1990	131.5	30.3	60.5	3.6	33.5	53.7	3.2	13.5	23.4	101.0	187.7	120.4
1991	60.9	88.0	115.3	42.2	29.8	9.4	10.2	0.0	48.6	78.4	37.1	62.4
1992	68.6	72.0	130.4	35.0	12.4	8.8	10.7	23.7	5.0	100.3	55.0	53.5
1993	196.4	128.1	140.3	81.4	17.6	0.0	6.6	11.3	39.4	90.6	126.1	226.0
1994	336.4	321	370.7	173.4	75.6	28.7	14.2	31.8	178.6	81.3	144.7	250.4
1995	203.5	147.7	266.2	134.2	50.7	6.2	4.7	19.8	81.8	134.3	146.4	249.8

891000

69
69
69
69
69

Previa atento saludo, le informo que hemos verificado que los mantenimientos en la Central Wachupichu (parada de central y cambio de reguladores de velocidad en cada grupo) sí se han tomado en cuenta en el programa anual de mantenimiento 2011 del COES (se adjuntan archivos).

Saludos cordiales,

Rolando Nuñez B.
Dir. Contratos

munoz@egemsa.com.pe

Teléfono: +51-84-235058 Anexo 204



061000

Adjunto al correo reenvío información proporcionada por Elvis Salas de EGEMSA

Saludos

Edgar Contreras

De: Salas Ninantay Elvis [mailto:esalas@egemsa.com.pe]

Enviado el: Martes, 04 de Enero de 2011 08:51 a.m.

Para: Edgar Contreras

Asunto: RY: Tercera Reunión del Comité Técnico Proceso Tarifario Mayo 2011

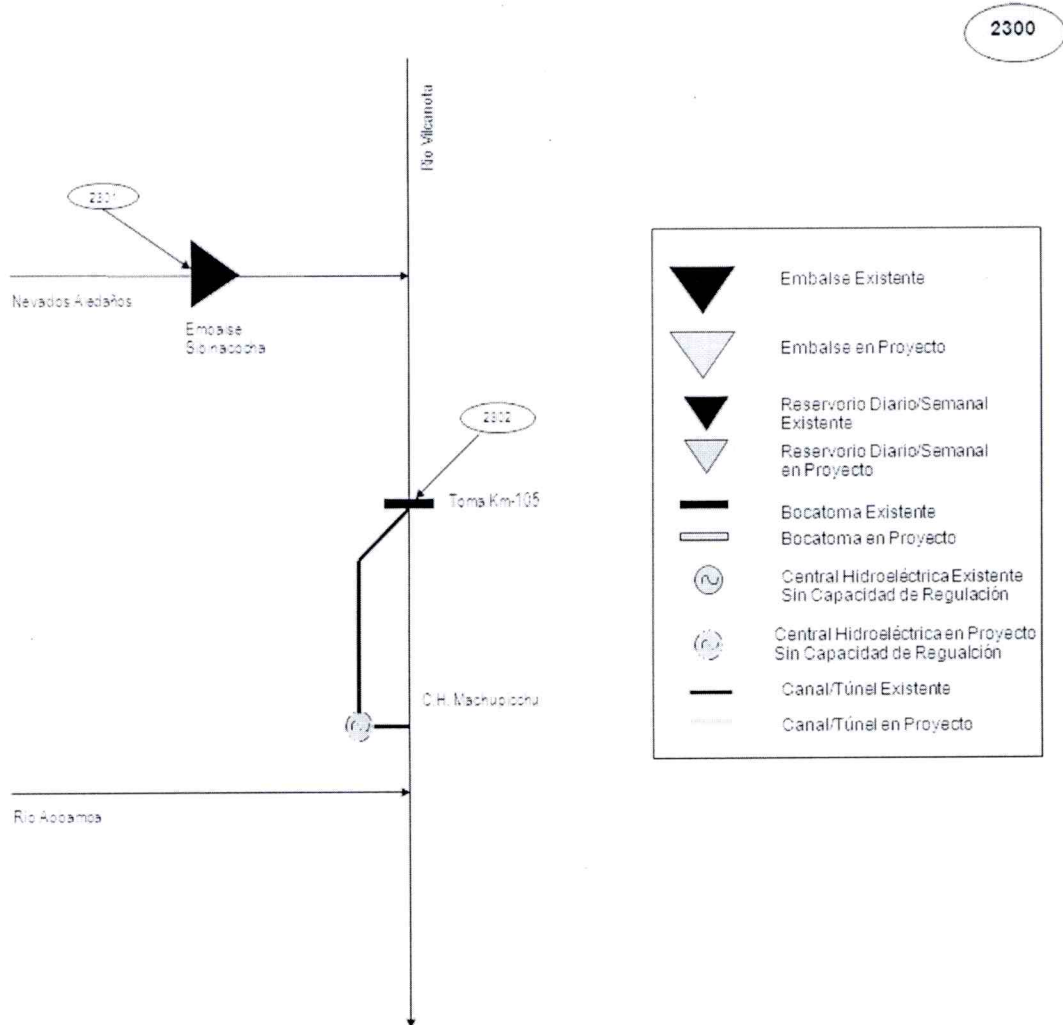
Estimado Edgar,

En respuesta a las observaciones emitidas por OSINERGMIN, adjunto la parte que nos corresponde.

Saludos cordiales,

El esquema topológico de la C.H. Machupicchu para el periodo de estudio de la Fijación de Tarifas en Barra en cuestión es el siguiente:

DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DEL RÍO VILCANOTA



La Segunda Fase de la C.H. Machupicchu entrará en operación el 01/02/2012 con una potencia instalada de 100 MW, es decir la C.H. Machupicchu contará con una potencia instalada total de 188,88 MW (Primera y Segunda Fase juntas).

Sin embargo por restricciones en el Túnel de Aducción actual, cuya capacidad de conducción máxima es de 45 m³/seg., la Segunda Fase solo podría generar 43,4 MW con los 14 m³/seg. adicionales que se enviarían por el Túnel de Aducción (descontando los 31 m³/seg. que ya viene empleando la Primera Fase de la misma), esto hasta que se concluyan con las obras de incremento del caudal de envío previstos para el 01/09/2013.

000192



ENERGIA DEL SUR S.A.
CARGO
GERENCIA COMERCIAL

ASUNTO:

**Absolución de las Observaciones Estudio
Tarifario Mayo 2011.**

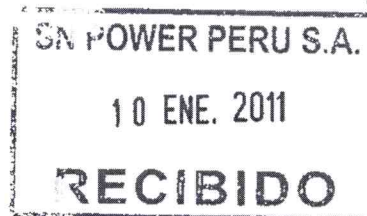
ENERSUR S.A.
Av. República de Panamá 3490, San Isidro, Lima 27 - Perú
tel. (511) 616 7979 - fax (511) 616 7878

Señor
Juan Antonio Rozas
Representante del Sub Comité de
Generadores COES
SUBCOMITÉ DE GENERADORES COES
Av. Víctor Andrés Belaúnde 280
San Isidro.-

Lima, 07 de enero de 2011

CARTA N°: ENR/010-2011

Ref.1: Informe N° 0839-2010-GART
Ref.2: Carta ENR/524-2010



De nuestra consideración:

Por medio de la presente le informamos las características del proyecto de Ciclo Combinado de la C.T. Chilca 1 y del proyecto de Reserva Frio en Ilo que Enersur viene desarrollando, a fin de evaluar su inclusión en el programa de obras de generación del Estudio Tarifario de Mayo del 2011.

Al respecto, le remitimos las fichas de datos de los referidos proyectos.

Sin otro particular y agradeciendo anticipadamente vuestra atención a la presente nos suscribimos de usted.

Atentamente,

Rafael Flores
Gerente Comercial

Axel Leveque
Gerente de Planificación, Proyectos e
Implementación

000193

**FICHA DE PROYECTOS No GT1-A
CENTRALES TERMOELÉCTRICAS
FICHA TÉCNICA**

Fecha 06.01.2011

DATOS GENERALES

Nombre	Chilca Ciclo Combinado
Departamento	Lima
Propietario	EnerSur S.A.
Socio Operador	EnerSur S.A.
Socio Inversionista	EnerSur S.A.
Fecha de Concesión Def.	Abr-10

POTENCIAS**COMBUSTIBLE**

Potencia Instalada (MW)	TV: 303.45	MW	Tipo	Gas Natural
Potencia Efectiva (MW) ⁽¹⁾	TV: 268.7	MW	P. Calorífico (kcal/kg, BTU/MPC)	
Mínimo Técnico (MW)				

⁽¹⁾ Potencia Efectiva en bormes de generación.**COSTOS VARIABLES**

Costo de Combustible (US\$/gal, US/Ton, US\$/MMBTU)		
Costo de tratamiento (US\$/gal)		
Costo de transporte (US\$/gal, US/Ton, US\$/MMBTU)		
Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)	3 USD/MWh	(1) Preliminar
Cons. Espec. a condiciones de Pot Efec ⁽²⁾ (kg/kWh, BTU/kWh)	6,160 BTU/kWh	(1) Preliminar

⁽²⁾ Consumo Especifico referido al Poder Calorífico Inferior.**EQUIPAMIENTO**

	Unidades	Línea de Transmisión
Pot. Efec (MW)		Tensión (kV)
Número		Longitud (km)
Tipo		Nº de temas
U.T. Gen (kV)		

CALENDARIO DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)

Proyectos en Estudio			
Est. Factib.		Diseños	
Invest. Campo		Contratos	
Financiam.		Construcc.	
Aprob. perm		Pruebas	

Proyectos en Construcción	
Financiamiento del Proyecto	
Cronograma Actualizado	
Aspectos críticos	
Situación actual	

COMENTARIOS

COD (Autorización) : Agosto 2013

(Indicar eventos que puedan afectar el cronograma de implementación, y cuanto pueden afectar)

(1) Valores indicados corresponden a una operación en ciclo combinado (es decir turbinas a gas + turbina a vapor)

**FICHA DE PROYECTOS No GT1-A
CENTRALES TERMOELÉCTRICAS
FICHA TÉCNICA**

000194

Fecha

DATOS GENERALES

Nombre	Peaky
Departamento	Moquegua
Propietario	EnerSur S.A.
Socio Operador	EnerSur S.A.
Socio Inversorista	EnerSur S.A.
Fecha de Concesión Def.	Ene-11

POTENCIAS

COMBUSTIBLE

Potencia Instalada (MW)	440	MW	Tipo	Diesel Oil
Potencia Efectiva (MW) ⁽¹⁾	440	MW	P. Calorífico (kcal/kg, BTU/MPC)	
Mínimo Técnico (MW)				

⁽¹⁾ Potencia Efectiva en bormes de generación.

COSTOS VARIABLES

Costo de Combustible (US\$/gal, US\$/Ton, US\$/MMBTU)	
Costo de tratamiento (US\$/gal)	
Costo de transporte (US\$/gal, US\$/Ton, US\$/MMBTU)	
Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)	4.00 USD/MWh
Cons. Espec. a condiciones de Pot Efec ⁽²⁾ (kJ/kWh)	10,300 kJ/kWh (1) Preliminar

⁽²⁾ Consumo Especifico referido al Poder Calorifo Inferior.

EQUIPAMIENTO

<i>Unidades</i>		<i>Línea de Transmisión</i>	
Pot. Efec (MW)		Tensión (kV)	
Número		Longitud (km)	
Tipo		Nº de temas	
T. Gen (kV)			

CALENDARIO DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)

<i>Proyectos en Estudio</i>			
Est. Factib.		Diseños	
Invest. Campo		Contratos	
Financiam.		Construcc.	
Aprob. perm		Pruebas	

<i>Proyectos en Construcción</i>	
Financiamiento del Proyecto	
Cronograma Actualizado	
Aspectos críticos	
Situación actual	

COMENTARIOS

Turbinas duales: Diesel oil / Gas Natural COD (estimado) Septiembre 2013

(Indicar eventos que puedan afectar el cronograma de implementación, y cuanto pueden afectar)

2013

Adjunto al correo remito información proporcionada por EEPSSA

Saludos

Edgar Contreras

De: Cumpa Exebio, Jorge Daniel, EEPSSA [mailto:jcumpa@eepsa.com.pe]

Enviado el: Martes, 11 de Enero de 2011 06:03 p.m.

Para: Edgar Contreras; Cleza Paredes, Manuel Vicente, EEPSSA

CC: rolfi_alarcon; rolfi_alarcon@ingenieria.com

Asunto: RE: Absolución de observaciones a la propuesta tarifaria del SCG

Edgar,

Respecto de la C.T.Talara, recién el sábado pasado 08/01/11 se ha firmado el contrato.

A partir de dicha fecha se cuentan 8 meses de aprobación del EIA, y 24 meses de construcción de la central, es decir 32 meses.

Es decir, la fecha aproximada es septiembre 2013 como compromiso de ingreso en operación comercial.

Saludos,

Daniel.



000196

Ruth Alessandra Ramos Rivas
Abogada - Notaria De Lima

ACTA NOTARIAL DE ADJUDICACIÓN
SUBASTA DE SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD CON RECURSOS
ENERGETICOS RENOVABLES
- SEGUNDA CONVOCATORIA -

En Lima, a los veintitrés días del mes de julio del dos mil diez, siendo las diez horas, yo, Ruth Alessandra Ramos Rivas, Notaria de Lima, a solicitud del Comité de Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables me constituí en el Salón Oceanus del Hotel Los Delfines, Calle Los Eucaliptos No. 555, distrito de San Isidro, provincia y departamento de Lima con la finalidad de certificar el Acto Público de Apertura de Sobres de Oferta y Adjudicación de la Buena Pro de conformidad con el numeral 4 de las Bases Consolidadas.=====

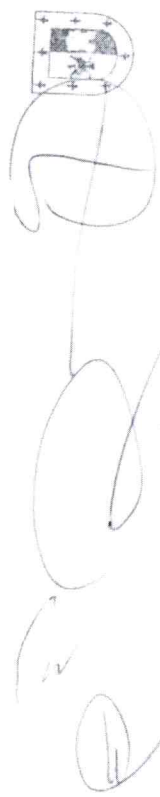
Asisten los miembros del Comité designados por Resolución OSINERGMIN No. 059-2010-OS/CD: Sr. Jaime Mendoza Gacon, quien lo preside, Sr. Riquel Mitma Ramírez y Sr. José La Torre Peramás.=====

A la hora señalada, yo Ruth Alessandra Ramos Rivas, Notaria de Lima CERTIFICO que el Moderador anuncia el inicio del Acto Público señalando las directivas y normas de procedimiento que se seguirán a efectos de mantener la transparencia y el orden de este evento. A continuación, el Presidente del Comité inicia el Acto Público dando la bienvenida a los presentes y haciendo una breve exposición sobre los criterios aplicables a la adjudicación de la Buena Pro.=====

ENTREGA Y APERTURA DEL SOBRE CONTENIENDO LOS PRECIOS MAXIMOS.=====

Seguidamente el Comité solicita a la señora Notaria de Lima Ruth Alessandra Ramos Rivas que entregue el sobre cerrado conteniendo los Precios Máximos de Adjudicación por tipo de tecnología de generación con RER, el cual ha sido mantenido en su custodia en mérito al Acta Notarial de fecha quince de julio del dos mil diez publicada en el Data Room del proceso

Ruth Alessandra Ramos Rivas
NOTARIA DE LIMA





Ruth Alejandra Ramos Rivas

Abogada - Notaria De Lima

de Subasta. Acto seguido la Notaria que certifica el presente proceso entrega al Comité el sobre en referencia, el cual es verificado por cada uno de sus miembros quienes confirman que presenta las mismas características de seguridad con las que fue entregado, por lo que la Notaria procede con su apertura, sellando y rubricando las hojas que contienen los Precios Máximos.=====

LECTURA E INGRESO DE PRECIOS MÁXIMOS EN EL SISTEMA.=====

A Continuación, la Notaria que certifica el proceso da lectura de los precios máximos aprobados por el Consejo Directivo de OSINERGMIN según el siguiente detalle:=====

TECNOLOGIA	US \$ / MWh
BIOMASA	55.00
SOLAR	211.00
HIDROELECTRICA	64.00

DETERMINACION DEL ORDEN DE TECNOLOGÍAS PARA APERTURA DEL SOBRE 2 CONTENIENDO LAS PROPUESTAS ECONOMICAS.=====

El Comité procede con la determinación del orden de tecnologías para la apertura de los Sobres de Oferta, considerando para tal efecto lo establecido en el numeral 4.2 de las Bases Consolidadas dejando constancia que los Sobres de Oferta de la tecnología hidroeléctrica se abrirán al final.=====

Sobre el particular, el Comité indica que conforme al Numeral 4.3.1 de las Bases Consolidadas, serán descartadas de la Subasta las Ofertas que superen el Precio Máximo de Adjudicación de la respectiva tecnología y que para la adjudicación de la Buena Pro se aplicará el procedimiento de selección y adjudicación de ofertas conforme al Anexo 2 de las Bases Consolidadas.=====

ENTREGA DE SOBRES 2.=====

Seguidamente, el Comité solicita a la señora Notaria que certifica el proceso que proceda con la entrega del Sobre conteniendo las propuestas

Ruth Alejandra Ramos Rivas
NOTARIA DE LIMA



Ruth Alexandra Ramos Rivas
Abogada - Notaria De Lima

económicas de todos los Postores, los mismos que fueron mantenidos en su custodia en virtud del Acta Notarial de fecha diecho de junio del dos mil diez publicada en el Data Room.=====

Acto seguido la Notaria que certifica el presente proceso entrega al Comité el sobre en referencia el cual es verificado por cada uno de sus miembros quienes confirman que presenta las mismas características de seguridad con las que fue entregado. A continuación el Comité devuelve el sobre a la señora Notaria quien abre, sella y rubrica cada uno de los Sobres 2, procediendo a retirar los ofertas de los Participantes que no fueron calificados como postores:=====

- **ABENGOA SOLAR S.A. - PROYECTO TACNA SOLAR I.**=====
- **ELECTRICA HERMANOS CAMPOS S.L. - PROYECTO CENTRAL SOLAR AREQUIPA.**=====

El Comité informa que las propuestas económicas serán devueltas oportunamente de acuerdo a lo establecido en las Bases Consolidadas.=====

Seguidamente se clasifican las Ofertas de los Postores por tecnologías indicando la cantidad de Ofertas presentadas por cada tecnología. =====

Seguidamente, de acuerdo con el orden de tecnología establecido para la apertura de los sobres de Oferta, la Notaria abre las propuestas económicas una por una, las cuales son selladas y rubricadas en todo su contenido y entregadas al Comité para su respectiva lectura y registro en Acto Público cuyo detalle obra en el Anexo adjunto a la presente Acta Notarial.=====

PRESENTACIÓN (LECTURA/MUESTRA) DE LISTA DE ADJUDICATARIOS

Finalmente, el Comité procedió a mostrar la Lista de Adjudicatarios y No Adjudicatarios por cada tecnología, así como el resumen de los resultados cuyos detalles obran también en los Anexos adjuntos a la presente Acta Notarial.=====

Ruth Alexandra Ramos Rivas
NOTARIA DE LIMA



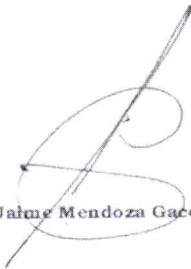
000199


Ruth Alexandra Ramos Rivas,
Abogada - Notaria De Lima

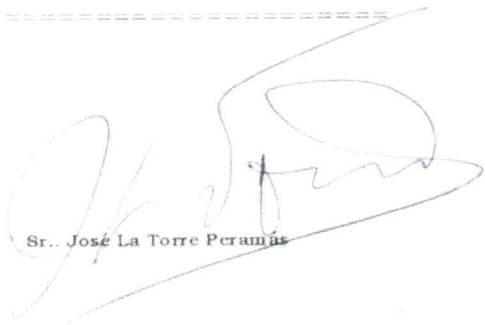
El Representante de Empresa de Generación Hidroeléctrica del Chancay S.A.C. solicita se haga constar la siguiente observación: "Empresa de Generación Hidroeléctrica del Chancay S.A.C. desea dejar constancia que la oferta presentada en la Subasta RER Tecnología Biomasa es de US \$ 0.12 (Doce centavos de dólares americanos) por cada KW/H y en la Tecnología Hidroeléctrica es de US \$ 0.07 (siete centavos de dólares americanos) por cada KW/H, tal como se consigno en el Sobre N 2 (oferta económica). En consecuencia, no estamos de acuerdo con los precios consignados en el Acta correspondientes a la Empresa de Generación Hidroeléctrica del Chancay S.A.C." =====

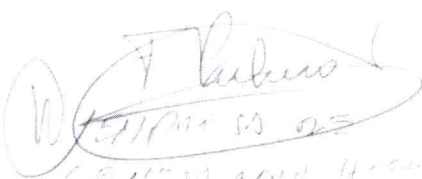
Al respecto el Comité solicito a la señora Notaria que se acompañe a la presente Acta copia de la propuesta económica de Empresa de Generación Hidroeléctrica del Chancay S.A.C. por sus Proyectos Central Termica Lambayeque 1.5 MW y MINICENTRAL HIDROELECTRICA PATAPO 1 MW formando parte integrante de la presente Acta.=====

No habiendo observaciones concluyó el Acto de Adjudicación siendo las doce horas con veinte minutos extendiendo la presente Acta Notarial en dos originales, que son firmados por los miembros del Comité de Subasta, los Postores que así lo estimaron conveniente y la Notaria que certifica el proceso.=====


Sr. Jaime Mendoza Gacon


Sr. Riquel Mitma Ramirez


Sr. José La Torre Peramás


GENALDO ALONSO HERNANDEZ
NOTARIO S.A.
S. DE



Ruth Alexandra Ramos Rivas
NOTARIA DE LIMA



ANEXO 1: POSTORES DE LA SUBASTA DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES

Tecnología	Postor	Proyecto	Punto de Suministro	Precio Ofertado (Ctv US\$/kWh)	Potencia a instalar (MW)	Factor de planta (%)	Energía Ofertada (GWh/año)	% min Energía Adjudicación Parcial	Fecha de Puesta en operación comercial	Garantía de Seriedad de Oferta (US\$)
Biomasa	CONSORCIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL NORTE	CENTRAL TÉRMICA CASA GRANDE	Trujillo Norte 220 kV	9.90	30.00	64.70%	170.00	85.00%	28/12/2012	600.000.00
Biomasa	CONSORCIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL NORTE	CENTRAL TÉRMICA SAN JACINTO	Chimbote 1 138 kV	9.90	17.00	29.70%	44.20	85.00%	28/12/2012	340.000.00
Biomasa	CONSORCIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL NORTE	CENTRAL TÉRMICA CARTAVIO	Trujillo Norte 220 kV	9.89	31.00	75.10%	204.00	85.00%	28/12/2012	620.000.00
Biomasa	MAPLE BIOCOMBUSTIBLES S.R.L	PLANTA DE BIOMASA DE MAPLE BIOCOMBUSTIBLES	Piura Oeste 220 kV	10.80	37.50	88.00%	227.76	46.16%	01/07/2012	750.000.00
Biomasa	EMPRESA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DEL CHANCAY S.A.C.	CENTRAL TÉRMICA LAMBAYEGUE 1.5 MW	Chiclayo Oeste 220 kV	0.12	1.50	90.00%	11.70		29/02/2012	30.000.00
Solar	CONSORCIO ENERGIA INTEGRAL ANDINA	INCA SOLAR	Montalvo 138 kV	21.45	4.00	25.00%	8.00		27/11/2012	100.000.00
Solar	SOLARPACK CORPORACION TECNOLOGICA, S.L	TACNA SOLAR 3	Tacna (Los Heroes) 66 kV	24.00	3.50	26.09%	8.00	55.00%	31/08/2012	70.000.00
Solar	WIND AND ALTERNATIVE ENERGY CORP - W & AE	SOLAR INCLAN	Tacna (Los Heroes) 66 kV	22.50	20.00	20.00%	36.00	20.00%	30/09/2012	400.000.00
Hidroeléctrica	AGUAS Y ENERGIA PERU S.A	CENTRAL HIDROELÉCTRICA PIAS 1	Huallanca 138 kV	7.00	12.60	84.50%	74.57	0.50	01/01/2011	252.000.00
Hidroeléctrica	CONSORCIO ALUPAR INVERSIONES PERU S.A.C Y ABR INGENIEROS S.A.C	CENTRAL HIDROELÉCTRICA AÑASMAYO	Chavarria 220 kV	7.00	19.80	57.58%	99.87		31/12/2012	396.000.00
Hidroeléctrica	CONSORCIO ALUPAR INVERSIONES PERU S.A.C Y ABR INGENIEROS S.A.C	CENTRAL HIDROELÉCTRICA HUANGRE	Chavarria 220 kV	7.00	19.80	57.58%	99.87		31/12/2012	396.000.00
Hidroeléctrica	CATACAOS ENERGY S.A.C.	CENTRAL HIDROELÉCTRICA YUSCAY	Piura Oeste 220 kV	6.50	7.30	37.70%	24.10		31/12/2010	146.000.00
Hidroeléctrica	CATACAOS ENERGY S.A.C.	CENTRAL HIDROELÉCTRICA TAMBO GRANDE	Piura Oeste 220 kV	6.50	2.60	32.50%	7.40		31/12/2010	52.000.00
Hidroeléctrica	CATACAOS ENERGY S.A.C.	CENTRAL HIDROELÉCTRICA TABLAZO	Piura Oeste 220 kV	6.50	3.30	30.80%	8.90		31/12/2010	66.000.00
Hidroeléctrica	CATACAOS ENERGY S.A.C.	CENTRAL HIDROELÉCTRICA SALTO DE LUFI	Piura Oeste 220 kV	6.50	2.80	33.00%	8.10		31/12/2010	56.000.00
Hidroeléctrica	CATACAOS ENERGY S.A.C.	CENTRAL HIDROELÉCTRICA PARTIDOR	Piura Oeste 220 kV	6.50	2.70	39.30%	9.30		31/12/2010	54.000.00
Hidroeléctrica	CORPORACION MINERA DEL PERU S.A	CENTRAL HIDROELÉCTRICA CENTAURO I	Huallanca 138 kV	7.00	12.50	80.00%	87.60		31/12/2012	250.000.00
Hidroeléctrica	CUSCO HYDRO S.A	ANGELS	Machupicchu 138 kV	7.20	19.98	90.00%	157.00		31/12/2012	399.600.00
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DEL CHANCAY S.A.C.	MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA PATAPO 1 MW	Chiclayo Oeste 220 kV	0.07	1.00	80.00%	7.00		30/11/2012	20.000.00
Hidroeléctrica	EMPRESA ELÉCTRICA RIO DOBLE S.A.	LAS PIZARRAS	Carhuaquero 220 kV	6.40	18.00	67.00%	85.00	0.75	31/12/2012	360.000.00
Hidroeléctrica	GENERACIÓN SANTA ROSA S.A.C.	CENTRAL HIDROELÉCTRICA TINAJONES 2	Carhuaquero 220 kV	7.00	3.50	79.70%	21.00		31/12/2012	70.000.00
Hidroeléctrica	GENERACIÓN SANTA ROSA S.A.C.	CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAN MARTIN	Chimbote 1 138 kV	7.00	8.00	96.20%	58.00		31/12/2012	160.000.00
Hidroeléctrica	HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ S.A.C	CENTRAL HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ III	Huallanca 138 kV	6.95	2.85	63.50%	15.80		30/06/2012	58.000.00
Hidroeléctrica	HIDROELÉCTRICAS DEL SUR S.A.C	BERTA 1	Machupicchu 138 kV	7.00	19.98	88.00%	154.00		31/12/2012	399.600.00
Hidroeléctrica	RENOVABLES DE LOS ANDES S.A.C	RENOVANDES T1	Condorcocha 44 kV	6.90	10.00	75.00%	65.00		31/12/2012	200.000.00


 Mercedes Ramos Rivas
 NOTARIA DE LIMA

ANEXO 2: ADJUDICATARIOS BIOMASA Y SOLAR

Tecnología	Postor	Proyecto	Punto de Suministro	Precio Ofertado (Civ US\$/kWh)	Potencia a instalar (MW)	Factor de planta (%)	Energía Ofertada (GWh/año)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% min Energía Adjudicación Parcial	Fecha de Puesta en operación comercial	Condición
Biomasa	EMPRESA DE GENERACIÓN HIDROELECTRICA DEL CHANCAY S.A.C.	CENTRAL TÉRMICA LAMBAVEQUE 1.5 MW	Chiclayo Oeste 220 kv	0.120	1.50	90.00%	11.70	11.70		29/02/2012	Adjudicado en 1° Ronda

ANEXO 3: ADJUDICATARIOS HIDROELECTRICAS

Tecnología	Postor	Proyecto	Punto de Suministro	Precio Ofertado (Civ US\$/kWh)	Potencia a instalar (MW)	Factor de planta (%)	Energía Ofertada (GWh/año)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% min Energía Adjudicación Parcial	Fecha de Puesta en operación comercial	Condición
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACIÓN HIDROELECTRICA DEL CHANCAY S.A.C.	MINICENTRAL HIDROELECTRICA PATAPO 1 MW	Chiclayo Oeste 220 kv	0.070	1.00	80.00%	7.00	7.00		30/11/2012	Adjudicado
Hidroeléctrica	EMPRESA ELECTRICA RIO DOBLE S.A	LAS PIZARRAS	Carhuaquero 220 kv	6.400	18.00	67.00%	85.00	85.00	0.75	31/12/2012	Adjudicado

Juanita Ramos Rojas
 AGENTIA DE LIMA

ANEXO 5: RESUMEN DE RESULTADOS

I.- RESULTADOS EN ENERGÍA:

RESULTADOS	Biomasa	Solar	Total
Precio Máximo (Ctv US\$/kWh)	5.50	21.10	
Energía Requerida (GWh/año)	419.00	8.00	427.00
Energía Adjudicada (GWh/año)	11.70	0.00	11.70
N° de Proyectos Propuestos	5	3	8
N° de Proyectos Adjudicados	1	0	1

II.- RESULTADOS EN POTENCIA

RESULTADOS	Hidroeléctrica
Precio Máximo (Ctv US\$/kWh)	6.40
Potencia Requerida (MW)	338.29
Potencia Adjudicada (MW)	19.00
N° de Proyectos Propuestos	17
N° de Proyectos Adjudicados	2

ANEXO 7: OFERTA ECONÓMICA

Lima, 17 de junio de 2010

Señores
COMITÉ DE ADJUDICACIÓN

Proceso de Subasta para el suministro de Energía al SEIN- Segunda Convocatoria.

Proyecto: Central Térmica Lambayeque 1.5 MW

Tecnología: Biomasa

Postor: Empresa de Generación Hidroeléctrica del Chancay S.A.C.

De nuestra consideración:

En cumplimiento a lo estipulado en las Bases, presentamos nuestra Oferta, conforme a los siguientes términos:

Punto de Suministro (Nombre de la Barra y nivel de tensión)	Precio monómico (Ctv US\$/kWh)	Potencia Comprometida a instalar (MW)	Factor de Planta (%)	Energía Ofertada Anual (MWh)	Fecha de Puesta en Operación Comercial (dd-mm-aaaa)
Subestación Chiclayo Oeste, 220 kV	0.12	1.5	0.90	11700	29-febrero-2012

Aceptación de eventual Adjudicación Parcial	Indicar si o no	Indicar porcentaje mínimo aceptado (%)
	No	

Atentamente



[Signature]
Representante Legal
Franklin Ernesto Pacheco Lamela

Nota:

- 1) La Potencia Comprometida y Energía Ofertada deben ser valores únicos, los cuales no podrán ser particionados por unidades de generación eléctrica, etapas, fases o de cualquier otra forma, para efectos de la fecha de Puesta en Operación Comercial de la Central.

ANEXO 7: OFERTA ECONÓMICA

Lima, 17 de Junio de 2010Señores
COMITÉ DE ADJUDICACIÓN

Proceso de Subasta para el suministro de Energía al SEIN- Segunda Convocatoria.

Proyecto: Minicentral Hidroeléctrica Patapo 1 MWTecnología: HidroeléctricaPostor: Empresa de Generación Hidroeléctrica del Chancay S.A.C.

De nuestra consideración:

En cumplimiento a lo estipulado en las Bases, presentamos nuestra Oferta, conforme a los siguientes términos:

Punto de Suministro (Nombre de la Barra y nivel de tensión)	Precio monómico (Ctv US\$/kWh)	Potencia Comprometida a instalar (MW)	Factor de Planta (%)	Energía Ofertada Anual (MWh)	Fecha de Puesta en Operación Comercial (dd-mm-aaaa)
Subestación Chiclayo Oeste, 220 kV	0.07	1.0	0.80	7000	30-noviembre-2012

Aceptación de eventual Adjudicación Parcial	Indicar si o no	Indicar porcentaje mínimo aceptado (%)
	No	

Atentamente



[Signature]
Representante Legal
Franklin Ernesto Pacheco Lamela

Nota:

- La Potencia Comprometida y Energía Ofertada deben ser valores únicos, los cuales no podrán ser particionados por unidades de generación eléctrica, etapas, fases o de cualquier otra forma, para efectos de la fecha de Puesta en Operación Comercial de la Central.

**D2: CARTAS SOBRE PROYECTOS
OBRAS DE TRANSMISION**

.....

--- El mié, 1/12/11, Adan Geovanni Paredes Monrroy <gparedes@rep.com.pe> escribió:

De: Adan Geovanni Paredes Monrroy <gparedes@rep.com.pe>

Asunto: Plan de Obras REP

A: rolfalarcon@yahoo.com

Cc: "Santiago Lino León Gómez" <sleon@rep.com.pe>

Fecha: miércoles, 12 de enero de 2011, 04:56 pm

Estimado Rolf:

000207

Adjunto te enviamos el plan de obras de REP actualizado a la fecha.

Saludos

Geovanni

Plan de Obras REP Y CTM

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	Empresa
Ene-13	L.T. Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220 kV - 180 MVA	TRANSMANTARO
Mar-11	L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal 220kV (doble terna)	TRANSMANTARO
Mar-11	L.T. Chilca - Zapallal 500 kV (simple circuito)	TRANSMANTARO
Abr-11	L.T. Independencia - Ica 220 kV	TRANSMANTARO
Sep-12	L.T. Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	TRANSMANTARO
Ago-12	L.T. Talara - Piura 220 kV	TRANSMANTARO
Ago-12	L.T. Zapallal - Trujillo 500 kV	TRANSMANTARO
Ago-11	L.T. Chiclayo Oeste – Piura Oeste 220 kV (segunda terna)	REP
Sep-11	L.T. Independencia – Ica 220 kV (1)	REP
Sep-11	L.T. Ica – Marcona 220 kV (1)	REP
Jul-11	Repotenciación L.T. Mantaro - Socabaya 505 MVA (2)	TRANSMANTARO
Jul-11	S.E. Cotaruse 220 kV – 2 reactores 50 MVAR	TRANSMANTARO
Jul-11	S.E. Socabaya 220 kV - SVC -300/100 MVAR	TRANSMANTARO
Ene-12	Adecuación integral SS.EE. Chavarría, San Juan Santa Rosa, Ventanilla y Zapallal (3)	REP
Ene-11	Ampliación Transformador S.E. Azangaro -138/60/22,9/10 kV (*)	REP
Ene-11	Ampliación Transformador S.E. Quencoro -138/34,5/10,5 kV (*)	REP
Ene-11	Ampliación Transformador S.E. Piura Oeste -220/60/10 kV (*)	REP
Ene-11	Ampliación Transformador S.E. Trujillo Norte -138/22,9/10 kV (*)	REP
Ene-11	S.E. Trujillo Norte -Banco de Capacitores 15 MVAR, 10 kV (*)	REP
Ene-11	Ampliación Auto Transformador S.E. Tingo María -220/138/10 kV (*)	REP

(1) Ampliación de capacidad de transmisión a 180 MVA

(2) La repotenciación incluye la ampliación de la compensación serie a 65 %, la adición de 2 reactores de 50 MVAR en la S.E. Cotaruse y la ins

(3) La adecuación consta del reemplazo de los equipos existentes de las subestaciones con el fin de soportar las nuevas condicio

(*) Ampliación 5 REP

ANEXO E: PRECIOS – COMBUSTIBLES

- E1: PRECIOS GAS NATURAL
- E2: PRECIOS DEL GAS NATURAL ACTUALIZADOS ENERO-2011 DE LAS CC.TT DEL
SEIN (MEDIO OPTICO)
- E3: DECRETO SUPREMO ISC AL CARBON

000210

E1: PRECIOS DE GAS NATURAL

.....

PRECIOS DE GAS NATURAL EFECTIVAMENTE PAGADOS POR EL GENERADOR ELECTRICO AL PRODUCTOR, TRANSPORTADOR Y DISTRIBUIDOR DE GAS NATURAL

DESCRIPCION	UNIDAD	Ventanilla	Santa Rosa 2 Tg 8	Santa Rosa
Precio Base	US\$/MMBTU	1.0000	1.0000	1.0000
Factor de Actualización		1.6494	1.6494	1.6494
Precio Base Reajustado	US\$/MMBTU	1.6494	1.6494	1.6494
Factor A: Por Cantidad Diaria Contractual		0.9600	0.9600	0.9600
Factor B: Por Take or Pay		0.9500	0.9500	0.9500
Precio Boca de Pozo sin descuentos promocionales	US\$/MMBTU	1.5043	1.5043	1.5043
Factor por descuento promocional		0.9500	1.0000	1.0000
Precio Boca de Pozo (contrato Generador - Productor)	US\$/MMBTU	1.4290	1.5043	1.5043
Precio Boca de Pozo actualizado	US\$/MMBTU	1.4290	1.5043	1.5043
Precio Base Transporte (OSINERGMIN)	US\$/millar m³	31.4384	31.4384	31.4384
Factor de Descuento Aplicable (FDA)		0.93507	0.93507	0.93507
Factor de ajuste al transporte (PPla / PPlo)		1.1529	1.1529	1.1529
PPlo (Ene-2003)		149.8	149.8	149.8
PPla (Ene-2010)		172.7	172.7	172.7
Precio Transporte (OSINERGMIN)	US\$/millar m ³	33.8911	33.8911	33.8911
Factor de conversión	PC/m ³	35.31467	35.31467	35.31467
Poder Calorífico Superior	MBTU/PC	1.0865	1.0813500	1.080700
Por Tipo de contrato (Firme - Interrumpible)		1.0000	1.0000	0.9000
Factor de Descuento por Fijación Tarifaria		0.9000	0.9000	0.9000
Precio Transporte	US\$/MMBTU	0.7950	0.7987	0.8880
Precio Base Distribución (OSINERGMIN)	US\$/millar m³	5.1755	5.1755	5.1755
Factor de Descuento Aplicable (FDA)		0.92685	0.92685	0.92685
Factor de ajuste a la distribución (PPla / PPlo)		1.1529	1.1529	1.1529
PPlo (Ene-2003)		149.8	149.8	149.8
PPla (Ene-2010)		172.7	172.7	172.7
Precio Distribución (OSINERGMIN)	US\$/millar m ³	5.5302	5.5302	5.5302
Factor de conversión	PC/m ³	35.31467	35.31467	35.31467
Poder Calorífico Superior	MBTU/PC	1.0865	1.0814	1.0807
Por Tipo de contrato (Firme - Interrumpible)		1.0000	1.0000	0.9000
Factor de Descuento por Fijación Tarifaria		0.9000	0.9000	0.9000
Precio Distribución	US\$/MMBTU	0.1297	0.1303	0.1449
PRECIO TOTAL (Boca de pozo + Transporte + Distribución)	US\$/MMBTU	2.3537	2.4333	2.5372

000211



Código Cliente: _____

DATOS DEL USUARIO **CONTRATO DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL**

Nombre o Razón Social: **DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POK A** DNI/RUC/CE: **20338646802**

PERSONA NATURAL
Fecha de Nacimiento: **1/1/** Estado Civil: **000212** Nacionalidad: _____

PERSONA JURÍDICA
Partida Registral: **11018850** Código CIU: **4010** Giro del Negocio: **Generación electric**

Representante Legal: **CARLOS L. FOSSATI / DORA AVENDAÑO ARANA** DNI/RUC/CE: **0000317074 / DNI 06625483**
Cargo: **Gerente Comercial / Gerente Legal** Teléfonos: **6154600** E-mail: _____

Dirección de Suministro (Predio):
Calle/Avenida/Jirón/Pasaje: **SUBLOTE B PREDIO PAMPAS Y HOYADAS DE CALANGUILLO** Nº/Mza/Lote: **ALTURA KM.05 PANAM SUR**
Distrito: **Chilca**
Provincia: **Cañete** Departamento: **Lima** Cod. Postal: _____
Teléfono: **615-4606** Fax: **615-4712** E-mail: _____

Dirección de Facturación (Llenar solo si es distinta a la Dirección de Suministro):
Calle/Avenida/Jirón/Pasaje: **DONISIO DELTEANO 144 PISO 19** Nº/Mza/Lote: _____
Distrito: **SAN ISIDRO**
Teléfono: **6154600** Fax: **615.4712**

INFORMACIÓN TÉCNICA Y COMERCIAL (para ser completado por Cálidda)

Tipo de Cliente: **GENERADOR** Categoría Tarifaria: **A B C D X** Volumen Contratado (m3 std/día)*: **1,300,000.00.-** Usuario contrata un Volumen Mínimo Garantizado (Si/No): **No**
Consumo Promedio Mensual (m3 std/día)*: **39,541.666.00.-** Condiciones Especiales de la Acometida: _____

Observaciones: **EGUO RESOLUCIÓN DE INTERVENCIÓN N° 262-2009-OS/CD LA CATEGORÍA TARIFARIA ES LA GE2**
Firma del Usuario: **CARLOS L. FOSSATI / DORA AVENDAÑO** Firma del Cónyuge: _____
Nombre: **CARLOS L. FOSSATI / DORA AVENDAÑO** DNI: **0000317074 / 06625483** DNI: _____
Lima, **22** de **Febrero** de 200**10**

FORMACIÓN DEL FINANCIAMIENTO **CONTRATO DE FINANCIAMIENTO**

BIEN A FINANCIAR
Instalación Interna: A la vista Empotrada Metraje Puntos a conectar
Serie de Conexión: Acometida Gasodomésticos Deuda de consumo
Otros: _____
Monto a Financiar: **S/.** Cuota Inicial: _____ Nº de cuotas: _____ Cuota Mensual***: _____
Tasa de Interés: _____ %
Observaciones: _____

Firma del Usuario: _____ Firma del Cónyuge: _____
Nombre: _____ DNI: _____
Nombre: _____ DNI: _____

PRIMERA.- ANTECEDENTES. El Usuario y la Distribuidora suscriben el presente Contrato cuyo formato ha sido aprobado por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Directoral No. 324-2004-EM/DGH y sus modificatorias aprobadas mediante Resolución Directoral No. 089-2007-EM/DGH y 165-2007-EM/DGH, de conformidad con lo establecido en el artículo 65° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (en adelante, el Reglamento) aprobado mediante Decreto Supremo No. 042-99-EM. El presente Contrato regula la prestación del Servicio por la Distribuidora al Usuario.

SEGUNDA.- ACOMETIDA. Conforme a lo establecido en el Reglamento y demás normas aplicables, la Distribuidora es responsable (i) para el caso de los Usuarios cuyo consumo sea inferior o igual a 300 m³ std/mes de proporcionar e instalar la Acometida y los equipos que la conforman, y (ii) para todos los Usuarios (con consumos menores, iguales o mayores a 300 m³ std/mes) de la lectura, operación y mantenimiento del medidor y demás equipos que integran la Acometida, con cargo al Usuario en caso corresponda. En el supuesto que la Distribuidora efectúe reparaciones en la Acometida como consecuencia de daños generados por el Usuario éste asumirá enteramente el costo y gastos vinculados con dicha reparación. En caso el Predio cuente con una Acometida instalada a la firma del Contrato por haber recibido el Servicio anteriormente, la Distribuidora verificará que la misma se encuentre en condiciones adecuadas de funcionamiento.

A fin de que la Distribuidora pueda realizar las actividades descritas en el párrafo precedente el Usuario se obliga a permitir el libre acceso a sus instalaciones y a la Acometida, otorgando a la Distribuidora la debida autorización para acceder a esta última sin notificación previa.

La Distribuidora no proporcionará o suspenderá el Servicio, según corresponda, si la Acometida no reúne las condiciones técnicas, de calidad y seguridad establecidas por la Distribuidora, el Reglamento y las demás normas aplicables. En caso de discrepancia, queda a salvo el derecho del Usuario de iniciar un reclamo bajo las normas aplicables.

TERCERA.- INSTALACIONES INTERNAS. La Distribuidora podrá requerir al Usuario la documentación necesaria para verificar que las Instalaciones Internas cumplan con las especificaciones técnicas y las condiciones de calidad y seguridad establecidas en el Reglamento y en las demás leyes y normas técnicas y de seguridad que resulten aplicables y vigentes, sin perjuicio de dar cumplimiento a las disposiciones sobre habilitación de instalaciones internas vigentes. Resulta pertinente señalar que el Instalador interno encargado de la realización de las Instalaciones Internas es quien garantiza la calidad de las mismas. En caso las Instalaciones Internas no cuenten o no cumplan con las especificaciones y condiciones antes mencionadas, la Distribuidora no instalará el medidor (según corresponda), no iniciará la prestación del Servicio, o suspenderá la prestación del mismo, según corresponda. Se deja expresamente establecido que la ejecución, ampliación, operación, mantenimiento, reparaciones, renovaciones, o reposiciones, entre otros, de las Instalaciones Internas son de responsabilidad exclusiva del Usuario para lo cual deberá sujetarse a lo dispuesto en las normas aplicables. El Usuario se obliga a comunicar a la Distribuidora, previamente y por escrito, y utilizando los formatos que a tal efecto disponga la Distribuidora, cualquier modificación y/o ampliación de las Instalaciones Internas o de los puntos de consumo a fin de que la Distribuidora pueda proceder a realizar la inspección y habilitación correspondiente con cargo al Usuario.

Sin perjuicio de lo anterior, la Distribuidora atenderá las llamadas de emergencia referentes al Servicio, a la Acometida y/o a las Instalaciones Internas al número de emergencia que para tal efecto mantiene a disposición de los Usuarios. Sin embargo, luego de superada la respectiva situación de emergencia, de tratarse de una emergencia ocasionada como consecuencia de una deficiencia de las Instalaciones Internas, sea por operación, mantenimiento o defectos de los equipos o instalaciones respectivas, el Usuario deberá contactar a un Instalador Interno de Gas Natural debidamente autorizado e incorporado en el Registro de Instaladores de Gas Natural a cargo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante, el "Osinergrmin") para dar solución a tal deficiencia. El reinicio del Servicio se encuentra condicionado a la inspección previa de las Instalaciones Internas por parte de la Distribuidora y a que los resultados de dicha inspección sean satisfactorios para ésta. En el supuesto que los Usuarios realicen llamadas de emergencia o solicitudes de atención que resulten ser deliberadamente falsas, el Usuario autoriza a la Distribuidora a incluir en su siguiente recibo, un cargo para cubrir los costos y gastos incurridos por la Distribuidora como consecuencia de este hecho. En caso de discrepancia con relación a la calificación de la llamada o del monto facturado, queda a salvo el derecho del Usuario de iniciar un reclamo bajo las normas aplicables.

CUARTA.- OBJETO DEL SERVICIO. La Distribuidora prestará el Servicio de conformidad con las condiciones establecidas en el presente Contrato, el Reglamento y demás normas que resulten aplicables.

QUINTA.- TARIFA Y FACTURACIÓN. El Usuario pagará a la Distribuidora la tarifa aplicable correspondiente a la categoría tarifaria en la que se sitúa el consumo promedio mensual del Usuario establecido en el presente Contrato, el cual para su determinación inicial es calculado sobre una base histórica anual o en su defecto por la información proporcionada por el Usuario, de conformidad con lo establecido en las disposiciones que para tal efecto mantiene emitidas o emita el Osinergrmin. En el supuesto que el consumo del Usuario por tres (3) meses consecutivos lo ubique en una categoría tarifaria distinta a la establecida inicialmente, la Distribuidora procederá a modificar la tarifa de conformidad con la nueva categoría tarifaria aplicable, teniendo en cuenta el nuevo volumen de consumo del Usuario.

El Usuario declara aceptar los ajustes, modificaciones y reestructuraciones del pliego tarifario aplicable, según estos sean autorizados por el Osinergrmin. En caso de vigencia de nuevas tarifas durante un periodo de facturación, la facturación en dicho periodo se calculará promediando la anterior y la nueva tarifa en base al número de días de vigencia de cada una de ellas en el periodo correspondiente. La facturación correspondiente al Servicio será mensual y se calculará en base al consumo efectivo del Usuario o de acuerdo a las disposiciones que para tal efecto emita el Osinergrmin.

El recibo de pago correspondiente, que contiene el detalle del Servicio objeto del presente Contrato así como el monto por otros servicios prestados durante cada mes, será enviado al domicilio del Usuario indicado en el presente Contrato. Asimismo, el recibo de pago correspondiente, contendrá los impuestos creados o por crearse, los cuales serán trasladados al Usuario en su exacta incidencia. El Usuario deberá cancelar el recibo de pago en la fecha de vencimiento indicada en el mismo. En caso de retraso en el pago, se computarán intereses compensatorios y moratorios, los cuales se devengarán conforme lo establecido en las normas aplicables o en los contratos que a tal efecto hubieran suscrito.

En el supuesto que el Usuario mantenga montos pendientes de pago en favor de la Distribuidora, éste autoriza a la Distribuidora a reportarlo como deudor en las Centrales de Riesgo existentes, de conformidad con lo establecido en la Ley No. 27489 (Ley de Centrales de Riesgo).

En el supuesto que el Usuario opte por contratar un volumen mínimo garantizado, el cual será facturado y pagado sin tener en consideración el consumo efectivo registrado en el sistema de medición, lo consumido en exceso respecto del volumen mínimo garantizado le será facturado en base a su consumo real.

El Usuario acepta que la Distribuidora aplicará los montos abonados por este a la deuda más antigua, sea esta de consumo o cualquier otro concepto facturado por la Distribuidora.

SEXTA.- ESTIMACIÓN DE LECTURAS. La Distribuidora podrá realizar una estimación de la cantidad de gas natural suministrada al Usuario y considerar una lectura estimada del medidor empleando un sistema de promedios en base a los tres últimos periodos de lectura y aplicando un criterio de razonabilidad en caso existan los registros necesarios. En los casos de Usuarios cuyos consumos sean estacionales, se considerará la lectura estimada del medidor en base a la lectura correspondiente al mismo periodo de los tres (3) últimos años en caso existan los registros necesarios.

La Distribuidora no podrá realizar a un mismo medidor, más de tres (3) lecturas estimadas consecutivas en el mismo año calendario o conforme lo establezcan las normas aplicables.

En caso la Distribuidora, sea por estimación, error de medición o de facturación, pueda verificar y liquidar los consumos reales del Usuario, el ajuste se efectuará en la siguiente facturación y la valorización del metro cúbico de ajuste se realizará según la tarifa del servicio vigente al momento del ajuste.

SÉPTIMA.- OBLIGACIONES DEL USUARIO. Sin perjuicio de las demás obligaciones establecidas en el presente Contrato, el Usuario asume las siguientes obligaciones:

1. El Usuario no destinará el gas natural a otros usos distintos a los indicados en el presente Contrato o en lugar distinto del Predio y/o instalaciones en las cuales se brinda el Servicio, ni deberá hacer derivaciones o modificaciones de las Instalaciones Internas, ya sea para alimentar un mayor número de equipos que aquellos que existían al momento de la habilitación de las Instalaciones Internas o para satisfacer equipos de demanda de gas natural o para uso de terceras personas, sin aviso y consentimiento previo de la Distribuidora, el cual podrá ser negado a su sola discreción.
2. El Usuario deberá reportar a la Distribuidora el incremento en la cantidad de equipos que se realice en fecha posterior a la habilitación interna previamente a la conexión de los mismos y a la ejecución de las modificaciones que dicha conexión implique en las Instalaciones Internas. Ello con el fin de que la Distribuidora pueda ejercer las facultades de supervisión y habilitación de instalaciones dispuestas en el Reglamento.
3. El Usuario se abstendrá de efectuar, por sí mismo o a través de terceros no autorizados por escrito por la Distribuidora, modificaciones, manipulaciones, intervenciones y/o reparaciones en las instalaciones de propiedad de la Distribuidora o en la Acometida.
4. El Usuario deberá reportar inmediatamente a la Distribuidora cualquier anomalía, daños o sustracción que detecte en los componentes de la Acometida. La reparación y/o reposición de los bienes afectados será efectuada por la Distribuidora y serán de cuenta y cargo del Usuario. Si la anomalía, daño o sustracción se debiera a problemas derivados del Sistema de Distribución o sean imputables a la Distribuidora, ésta asumirá los costos de reparación o reposición de los componentes afectados.
5. El Usuario, según corresponda, deberá solucionar las anomalías en la Acometida o en las Instalaciones Internas, efectuar los pagos y cumplir los requisitos técnicos y de seguridad correspondientes, a fin de que la Distribuidora proceda a restituir el Servicio.
6. El Usuario se compromete a efectuar el diseño, la construcción, reparación y/o mantenimiento así como también la ampliación y/o modificación de sus Instalaciones Internas con un Instalador Interno de Gas Natural debidamente autorizado e incorporado en el Registro de Instaladores de Gas Natural a cargo del Osinergrmin, para lo cual deberá verificar previamente, en la página Web de dicho organismo, si el mismo cuenta con registro vigente y solicitarle el correspondiente carné de identificación y que cumpla con lo dispuesto en el Reglamento y demás procedimientos, normas técnicas y de seguridad que resulten aplicables para el desarrollo de sus funciones.
7. La no recepción por parte del Usuario del recibo correspondiente no lo exime de su obligación de pago.

Teniendo en consideración el volumen de consumo del Usuario, y a fin de promover un uso eficiente del Sistema de Distribución a través de la administración del despacho, la Distribuidora podrá solicitar al Usuario efectuar las nominaciones del gas natural a ser consumido para cada Día Operativo. Las nominaciones, de ser solicitada su realización, deberán ser efectuadas hasta las trece (13) horas del Día Operativo inmediatamente anterior al día de la entrega del gas natural. En el supuesto que se haya solicitado al Usuario la realización de Nominaciones y en el supuesto que el Usuario no efectúe, en un día determinado la Nominación correspondiente, se entenderá que el Usuario está Nominando lo mismo que nominó para el día anterior.

Considerando el volumen de consumo del Usuario, y a fin de garantizar el fiel cumplimiento de las obligaciones asumidas en el presente Contrato, la Distribuidora podrá solicitar al Usuario, de manera previa a la habilitación del suministro, una carta fianza bancaria solidaria, sin beneficio de excusión, irrevocable, incondicional y de realización automática a su simple solicitud escrita, ascendente a un importe equivalente a dos (2) meses de facturación aplicados sobre el consumo promedio mensual indicado en el presente Contrato. De ser solicitada esta carta fianza podrá ser ejecutada ante cualquier incumplimiento de las obligaciones asumidas por el Usuario bajo el presente Contrato. De ser el caso, es obligación del Usuario mantener vigente la carta fianza otorgada durante la vigencia del Contrato, bajo sanción de resolución del mismo, por un importe equivalente a los dos (2) últimos meses de facturación anteriores a la fecha de renovación de la mencionada carta fianza.

1. Asegurar a la Distribuidora que los equipos o artefactos están en condiciones de seguridad operativa de ser reconectados.

1.1. En el supuesto que el Usuario hubiese efectuado aportes para la construcción de las obras necesarias para la prestación del Servicio, la determinación del precio de transferencia de la inversión o la valuación del aporte del Usuario, y demás que resulten aplicables, se regularán por lo establecido en el Reglamento y en las demás normas que resulten aplicables.

1.2. El Usuario se compromete a estar listo para consumir gas natural a los sesenta (60) días hábiles en caso existiera infraestructura necesaria en la zona, o al año si no la hubiera, contados ambos plazos desde la aprobación de la solicitud de factibilidad de suministro presentada por el Usuario a la Distribuidora.

1. En el supuesto que luego de sesenta (60) días calendarios de terminada la construcción e implementación de la tubería de conexión y/o Acometida necesarias para la prestación del Servicio por parte de la Distribuidora, el Usuario no permita la habilitación del suministro a sus Instalaciones Internas, se verá en la obligación de cancelar a la Distribuidora el valor de las mismas más los intereses que se puedan devengar. De incurrirse en este supuesto la Distribuidora procederá a facturar los cargos mínimos correspondientes y el valor de las mismas en el comprobante de pago correspondiente y podrá resolver automáticamente y de pleno derecho el presente Contrato.

1.1. **NOVENA.- SUSPENSIÓN DEL SERVICIO.** El Usuario podrá solicitar la suspensión del Servicio por un plazo no mayor a seis (6) meses. Se reconectará el Servicio al Usuario al finalizar el plazo de suspensión solicitado una vez efectuados los pagos correspondientes.

1.2. **DÉCIMA.- CORTE DEL SERVICIO.** Sin perjuicio de lo establecido en las normas aplicables, la Distribuidora podrá efectuar el corte inmediato del Servicio, sin asumir responsabilidad alguna y sin necesidad de aviso previo al Usuario, ni intervención de las autoridades competentes, en los casos que se mencionan a continuación:

- Quando estén pendientes de pago dos (2) recibos o cuotas de dos (2) meses de Servicio.
- Quando se consuma gas natural sin contar con la previa autorización de la Distribuidora, en base a declaraciones fraudulentas del Usuario o se vulneren las condiciones del Servicio acordadas en el presente Contrato o en las leyes aplicables.
- Quando se ponga en peligro la seguridad de las personas o la propiedad de terceros por desperfectos en las instalaciones involucradas.
- Quando la Distribuidora detecte la presencia de instalaciones fraudulentas, no autorizadas o anti-técnicas en el predio o daños o afectaciones a las Acometidas o al resto del Sistema de Distribución causados por el Usuario, incluyendo por indebida operación o mantenimiento de sus instalaciones.
- En caso el Usuario impida el acceso al personal de la Distribuidora para la revisión de las Instalaciones Internas, equipos y Acometida del Usuario, así como para la toma de lecturas de los medidores.
- En casos de manipulación indebida de cualquier instalación de la Distribuidora.
- En caso de efectuar reventa de gas natural a favor de terceros.

1.3. **DÉCIMA PRIMERA.- RECONEXIÓN DEL SERVICIO.** Una vez superadas las causas que motivaron el corte del Servicio y siempre que el Usuario cumpla con el pago de la totalidad de los montos adeudados a la Distribuidora, o llegue a un acuerdo con la Distribuidora respecto al pago de los mismos, y cumpla con el pago de los cargos por corte y reconexión, la Distribuidora procederá a la reconexión del Servicio.

1.4. **DÉCIMA SEGUNDA.- VARIACIONES DEL SERVICIO.** La Distribuidora avisará al Usuario con cinco (5) días de anticipación las variaciones de las condiciones del Servicio que vayan a ocurrir como consecuencia del mantenimiento del Sistema de Distribución, precisando la forma en que tal mantenimiento afectará el Servicio. El Usuario deberá tomar todas las precauciones necesarias para abastecerse de otro combustible y las demás medidas que estime convenientes sin que ello implique una autorización para incumplir con sus obligaciones bajo este Contrato o las normas aplicables.

1.5. La Distribuidora no será responsable por las consecuencias directas o indirectas generadas por el corte, la restricción o interrupción en el Servicio dispuesto por cualquiera de las razones estipuladas en el presente Contrato, en el Reglamento y demás normas que resulten aplicables, o por la interrupción, restricción o ineficiencia en el Servicio en razón de una situación de emergencia, Caso Fortuito, Fuerza Mayor, o por hechos generados por el Productor, el Transportista y/o cualquier tercero.

Asimismo, la Distribuidora no será responsable por las consecuencias directas o indirectas generadas por la restricción o interrupción en el Servicio como consecuencia de la no aceptación del gas natural fuera de las especificaciones técnicas y de calidad consignadas en el Contrato de Concesión de Distribución de gas natural. En cualquiera de estas situaciones descritas en el párrafo precedente la Distribuidora efectuará el aviso correspondiente.

DÉCIMA SEGUNDA.- RESOLUCIÓN DEL CONTRATO. La Distribuidora podrá resolver el presente Contrato si (i) el corte o la suspensión del Servicio se prolongaran por un plazo mayor a seis (6) meses, (ii) en el supuesto que por cuestiones técnicas ajenas a la Distribuidora ésta se vea imposibilitada de prestar el Servicio y (iii) otras causales contenidas en el presente Contrato y las normas aplicables. La Distribuidora queda facultada a retirar la Acometida y podrá optar por conservar el equipo de medición y, de ser el caso, descontar su valor de las deudas pendientes del Usuario, lo cual es explícitamente autorizado por el Usuario con la suscripción del presente Contrato. Asimismo, cuando sea aplicable, es causal de resolución del Contrato la no renovación a su vencimiento de la carta fianza entregada por el Usuario. Una vez transcurrido el plazo forzoso de vigencia del Contrato el Usuario podrá resolver el mismo en cualquier momento cursando para ello una notificación escrita a la Distribuidora. Dentro de los treinta (30) días siguientes a la recepción de la notificación la Distribuidora procederá a dar por resuelto el presente Contrato. A fin de que la resolución sea efectiva, el Usuario deberá haber cumplido previamente con pagar a la Distribuidora todos los montos adeudados por cualquier concepto.

DÉCIMA TERCERA.- SUBCONTRATACIÓN. La Distribuidora podrá realizar las obligaciones que se encuentren a su cargo mediante la contratación de terceros, sin perjuicio de mantener las responsabilidades asumidas por las mismas bajo el presente Contrato.

DÉCIMA CUARTA.- CESIÓN. El Usuario consiente irrevocablemente que la Distribuidora tendrá el derecho de cumplir con cualquiera de sus obligaciones bajo este Contrato directamente o a través de empresas vinculadas a la Distribuidora, contratistas o subcontratistas y tendrá el derecho de ceder todos sus derechos y obligaciones bajo el presente Contrato, siempre y cuando el cesionario acuerde asumir todas las obligaciones de la Distribuidora bajo este Contrato.

DÉCIMA QUINTA.- VARIACION DE CONDICIONES Y LEYES APLICABLES. En todo lo no previsto en el presente Contrato, se aplicará de manera supletoria lo dispuesto en el Reglamento y demás normas aplicables. Cualquier modificación (i) a las condiciones generales contenidas en el presente Contrato, aprobadas previamente por la Dirección General de Hidrocarburos y comunicadas previamente a los Usuarios, o (ii) al Reglamento y a las normas aplicables que se contemplan en este Contrato o que lo regulen, se aplicará automáticamente a la relación entre la Distribuidora y todos los Usuarios a partir de la fecha de su entrada en vigencia sin necesidad de suscribir un documento que lo modifique, incorporándose al mismo para todos los efectos.

Los Usuarios, una vez recibida la comunicación de la Distribuidora respecto a la aprobación por parte de la Dirección General de Hidrocarburos de las nuevas condiciones generales aplicables al Contrato, tendrán un plazo de cinco (05) días calendario para manifestar su disconformidad con dichas nuevas condiciones. Transcurrido el plazo antes mencionado se entenderá que las nuevas condiciones del Contrato han sido aceptadas por los Usuarios.

DÉCIMA SEXTA.- VIGENCIA Y PLAZO. La vigencia del presente Contrato se encuentra sujeta a una condición suspensiva, en la medida que éste sólo entrará en vigencia una vez que la Distribuidora haya habilitado las Instalaciones Internas del Usuario y por lo tanto haya efectuado la conexión del Servicio.

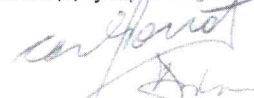
El Usuario y la Distribuidora acuerdan que el presente Contrato tendrá un plazo forzoso de un (1) año, contado a partir de la habilitación de las Instalaciones Internas. Concluido el año forzoso el presente Contrato se entenderá renovado automáticamente por un plazo indeterminado, salvo que alguna de las partes notifique a la otra su intención de no renovarlo dentro del plazo de tres (3) meses anteriores al vencimiento del plazo inicial, sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones de las partes bajo este Contrato y las leyes aplicables.

DÉCIMA SÉPTIMA.- DEFINICIONES. Los términos utilizados en el Contrato cuya letra inicial sea mayúscula y que no se encuentren definidos en este Contrato tienen el significado que les otorgan las leyes aplicables.


DÉCIMA OCTAVA.- CONDICIONES GENERALES DE SUMINISTRO. Conforme con lo establecido en el Reglamento y el artículo 1393 del Código Civil, las disposiciones de este Contrato tienen la calidad de cláusulas generales de contratación aprobadas administrativamente.

DÉCIMA NOVENA.- DOMICILIO. Para todos los efectos, las partes se sujetan a la jurisdicción de los jueces y tribunales del Distrito Judicial de Lima Cercado, señalando como domicilio los que figuran en el presente Contrato. Cualquier cambio de domicilio deberá ser notificado por escrito a la otra parte cuando menos con quince (15) días de anticipación a la fecha en que será efectivo.

Suscrito en [Lima], a los [22] días del mes de [febrero] de 200[10], en dos (2) ejemplares iguales.



Usuario



Distribuidora

000215



Pluspetrol Perú Corporation S.A.

Av. República de Panamá 3055 Piso 8 - San Isidro

Lima - Perú

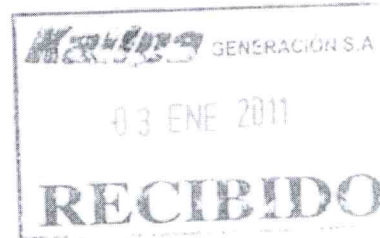
Tel: (51-1) 411-7100

Fax: (51-1) 411-7142

PPC-COM-11-009

Lima, 3 de enero de 2011

Señores
KALLPA GENERACION
Av. Victor Andrés Belaunde 147
Torre Real 5 piso 13
San Isidro.-



Atn: Sr. Javier García
Gerente General

Estimados señores:

Nos dirigimos a ustedes en relación al Contrato de Suministro de Gas Natural suscrito entre su representada y las Empresas Titulares del Contrato de Licencia del Lote 88.

Al respecto, les informamos que el precio ajustado del Gas Natural a ser aplicado a partir del 01 de Enero del 2011 es equivalente a 1.6494 USD/MMBTU

Adicionalmente, sobre este precio ajustado se deberá aplicar los factores A y B correspondientes a la Cantidad diaria Contractual y al porcentaje de Take or Pay respectivamente.

Sin otro particular, quedamos de ustedes

Atentamente,

Jorge Liceti Hilbck
Gerente de Desarrollo Comercial

**E3: DECRETO SUPREMO ISC AL
 CARBON**

DECRETO SUPREMO N° 211-2007-EF

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 3 de la Ley N° 28694, Ley que regula el contenido de azufre en el combustible diesel, dispuso que, gradualmente, a partir del 1 de enero de 2008, se determinará el Impuesto Selectivo al Consumo a los combustibles, introduciendo el criterio de proporcionalidad al grado de nocividad por los contaminantes que éstos contengan para la población. Para tal efecto, el Ministerio de Economía y Finanzas en coordinación con el Consejo Nacional del Ambiente - CONAM, aprobarán anualmente los índices de nocividad relativa que serán utilizados;

Que, asimismo agrega que esta reestructuración del Impuesto Selectivo al Consumo aplicable a los combustibles deberá realizarse de forma gradual hasta el 1 de enero de 2016 como máximo, fecha en que dicho impuesto que grava los combustibles considerará plenamente el criterio de nocividad;

Que, mediante el Decreto del Consejo Directivo N° 018-2005-CONAM/CD, el Consejo Directivo de la Comisión Nacional del Medio Ambiente -CONAM aprobó los índices de nocividad de los combustibles aplicables al período 2005-2006;

Que, para efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 3 de la referida Ley, resulta necesario aprobar un cronograma de los montos fijos del Impuesto Selectivo al Consumo a los combustibles, determinados en base al criterio de proporcionalidad al grado de nocividad por los contaminantes que éstos contengan para la población, considerando los referidos índices de nocividad, que podrán aplicarse a dichos bienes, progresivamente, a partir del 1 de enero de 2008;

Que, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 3 de la Ley N° 28694, Ley que regula el contenido de azufre en el combustible diesel;

DECRETA:

Artículo 1.- APROBACIÓN DE LA TABLA DE MONTOS FIJOS DEL ISC A LOS COMBUSTIBLES

Apruébese la tabla de los montos fijos del Impuesto Selectivo al Consumo aplicable a los combustibles, determinados en función del criterio de nocividad, que se encuentra detallada en el Anexo que forma parte del presente Decreto Supremo, los mismos que podrán fijarse para dichos bienes progresivamente a partir del 1 de enero de cada año.

Artículo 2.- REFRENDO

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas.

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

ALAN GARCÍA PÉREZ
Presidente Constitucional de la República

LUIS CARRANZA UGARTE
Ministro de Economía y Finanzas

ANEXO

**TABLA DE MONTOS FIJOS DEL ISC A LOS COMBUSTIBLES DETERMINADOS EN
FUNCION DEL CRITERIO DE NOCIDIDAD**

Subpartidas Nacionales	Combustible	Monto Fijo del ISC (S/ por galón)									
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	

Sistema Peruano de Información Jurídica

Ministerio de Justicia

2701.11.00.00 /	Hulla (*)										
2701.19.00.00					70.00	80.00	90.00	100.00	110.00	120.00	
	Gasolina para motores:										
2710.11.13.10 2710.11.19.00 2710.11.20.00	Con un Número de Octano Research (RON) inferior a 84	1.85	1.72	1.59	1.46	1.33	1.19	1.06	0.93	0.80	
2710.11.13.20 2710.11.19.00 2710.11.20.00	Con un Número de Octano Research (RON) superior o igual a 84, pero inferior a 90	1.85	1.72	1.59	1.46	1.33	1.19	1.06	0.93	0.80	
2710.11.13.30 2710.11.19.00 2710.11.20.00	Gasolina 90	2.46	2.25	2.05	1.84	1.63	1.42	1.22	1.01	0.80	
2710.11.13.40 2710.11.19.00 2710.11.20.00	Gasolina 95	2.92	2.66	2.39	2.13	1.86	1.60	1.33	1.07	0.80	
2710.11.13.50 2710.11.19.00 2710.11.20.00	Gasolina 97	3.15	2.86	2.56	2.27	1.98	1.68	1.39	1.09	0.80	
2710.19.14.00	Queroseno.	1.94	1.94	1.93	1.93	1.92	1.92	1.91	1.91	1.90	
2710.19.15.10 /	Carburorreactores tipo queroseno para reactores y										
2710.19.15.90	turbinas (Turbo A1)		0.26	0.53	0.79	1.05	1.31	1.58	1.84	2.10	(*)
(*) Partida modificada por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 053-2009-EF, publicado el 04 marzo 2009, cuyo texto es el siguiente:											
"2710.19.15.10 /	Carburorreactores tipo queroseno para reactores u turbinas (Turbo A1)										2.10"
2710.19.21.10 /											
2710.19.21.90	Gasoiils.	1.39	1.47	1.54	1.62	1.70	1.77	1.85	1.92	2.00	
2710.19.22.10	Residual 6				0.52	1.03	1.55	2.07	2.58	3.10	
2710.19.22.90	Los demás fueloils.				0.50	1.00	1.50	2.00	2.50	3.00	
2711.12.00.00 /											
2711.19.00.00	Gas Licuado de Petróleo (GLP)				0.08	0.17	0.25	0.33	0.42	0.50	

(*) En este caso, será S/. por tonelada.

ANEXO F: DATOS DE HIDROLOGIA Y COSTOS VARIABLES POR SOLIDOS EN SUSPENSION

(EN MEDIO OPTICO)

- F1: ESTUDIO HIDROLOGICO CELEPSA
- F2: ESTUDIO HIDROLOGICO EGENOR
- F3: ESTUDIO HIDROLOGICO ELECTROANDES
- F4: ESTACIONES HIDROLOGICAS SANTA CRUZ
- F5: CAUDALES G4 CARHUAQUERO

000220

**ANEXO G:
CONSUMOS DE GAS NATURAL
DE LOS AGENTES**

(EN MEDIO OPTICO)

000221

ANEXO H: PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE CENTRALES DE GENERACION DEL SEIN

(EN MEDIO OPTICO)

H1: MANTENIMIENTO ANUAL 2010
H2: MANTENIMIENTO ANUAL 2011
H3: MANTENIMIENTOS 2012-2013
H4: SIMULACION MANTTOS
H5: PAM_2011_APROBADO
H6: REGLAS REDESPACHO-CONGESTIONES TRANSPORTE GN
H7: PROGRAMA DE MANTENIMIENTO 2010 Y 2011

000222

ANEXO I:

PRECIO BASICO DE POTENCIA

(EN MEDIO OPTICO)

- I1: CALCULO DEL PRECIO FOB Y DE LA CAPACIDAD ISO DE LA CENTRAL (MEDIO OPTICO)
- I2: INFORME DE REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LA CONEXIÓN ELECTRICA EN EL CÁLCULO DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA (MEDIO OPTICO)
- I3: POTENCIA_PUNTA_0510 (MEDIO OPTICO)
- I4: TGS SANTA ROSA (MEDIO OPTICO)

000223

ANEXO J: FACTORES DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA

(EN MEDIO OPTICO)

**ANEXO K:
VOLUMEN UTIL DEL LAGO JUNIN**



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

Organismo Supervisor de la Inversión
en Energía y Minería - OSINERGMIN

000225

"Año de la Consolidación Económica y Social del Perú"

Lima, 25 de enero del 2010

OFICIO N° 494 -2010-OS-GFE

Sr. Ing.
Jaime Guerra Montes de Oca
Director Ejecutivo (e)
COES - SINAC
Calle Manuel Roaud y Paz Soldán N° 364
San Isidro.-

Asunto: Descarga del lago Junín por alto nivel de almacenamiento

De nuestra consideración:

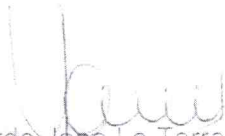
Sirva la presente para saludarlo cordialmente y a la vez informarle nuestra preocupación por el alto nivel alcanzado en el embalse del lago Junín, considerando que en base a la información contenida en su Informe de Operación Semanal N° 2 - 2010, el volumen útil acumulado al 15 de enero del 2010 es de 341.8 MM m³ equivalentes a un nivel de embalse de 13.419,44 psnm, con un caudal de aportes de 49.6 m³/s y descarga de 0 m³/s.

Se estima que, de seguir con el caudal de aportes registrado la última semana y sin tomar acciones de descarga, el nivel de operación 13.420 psnm se habría alcanzado el 23 de enero del 2010, pudiendo generar inundaciones de áreas de pastoreo de las comunidades de influencia y, con ello, empeorar el conflicto socioambiental existente en la zona.

En tal sentido, el OSINERGMIN dispone que el COES SINAC deba "Iniciar la descarga del lago Junín de tal manera de no sobrepasar el nivel de embalse de 13.420 psnm y con un caudal máximo de descarga de 80 m³/s, e informar al Organismo sobre las acciones tomadas". Al respecto, le informamos que el caudal de 80 m³/s es el caudal máximo de seguridad identificado en el Plan de Manejo Ambiental, en aprobación por la DGAAE, para evitar daños a la población aguas abajo de la presa de Upamayo.

Sin otro particular, quedamos de ustedes,

Atentamente,


Ing. Eduardo Jane La Torre
Gerente de Fiscalización Eléctrica

IP/RT

ANEXO L: FORMULA DE ACTUALIZACION

(EN MEDIO OPTICO)