

000103

# **ANEXO D: PROGRAMA DE OBRAS**

---

D1: CARTAS SOBRE PROYECTOS DE GENERACIÓN  
D2: CARTA CAPACIDAD TRANSPORTE DE GAS - TGP

000104

**D1: CARTAS SOBRE PROYECTOS DE  
GENERACIÓN**

.....

n. 000105

**De:** "Cumpa Exebio, Jorge Daniel, EEPSA" <jcumpa@eepsa.com.pe>

**Para:** rolf alarcon <rolfalarcon@yahoo.com>

**CC:** "Cieza Paredes, Manuel Vicente, EEPSA" <mcieza@eepsa.com.pe>; "Chung Pedraza, July Judith, EEPSA" <jchungp@eepsa.com.pe>

**Enviado:** Viernes, octubre 7, 2011 9:54 A.M.

**Asunto:** datos reserva fría

Estos son los datos que hemos presentado para la autorización de generación de la Reserva Fría.

La puesta en operación comercial sería en julio 2013.

Saludos,  
Daniel

## INFORMACION TÉCNICA

## PROYECTO CENTRAL TÉRMICA MALACAS 3 UNIDAD TG5

## RESERVA FRÍA -EEPSA

Potencia Instalada	: 200 MW
Potencia Efectiva	: 183 MW
Número de unidades de Generación	: 1
Tipo de unidad de generación	: Turbina a combustión-Generador-Transformador.
Modelo de la unidad de generación	: Siemens-SGT6-5000F
Consumo Específico	: 9.58 MMBTU/MWh Base: LHV(PCI), turbina nueva y limpia.
Tipo de combustible	: Diesel B5

Características de la Turbina:

La turbina será marca Siemens, modelo SGT6-5000F.

Características del Generador

▪ Fábrica	: Siemens
▪ Potencia aparente nominal	: 209 MVA
▪ Factor de potencia	: 0,85 (inductivo)
▪ Tensión nominal	: 16,5 kV
▪ Frecuencia nominal	: 60 Hz
▪ Velocidad nominal	: 3 600 rpm
▪ Sistema de enfriamiento	: Aire (OAC)
▪ Excitación tipo	: "estática"

*Nota: Datos referenciales.*

000107

**From:** Nuñez Rolando [mailto:rmunez@egemsa.com.pe]  
**Sent:** martes, 23 de agosto de 2011 04:37 p.m.  
**To:** Edgar Francisco Contreras Juicapoma  
**Cc:** Choqueñeira Villa Abel; Salas Ninantay Elvis  
**Subject:** RE: Datos de Demanda para Estudio Tarifario

Estimado Edgar:

Buen día, saludo y solicitandote disculpas por la demora, te envío los datos de E5E1.6.A para el Estudio Tarifario correspondiente al periodo Mayo 2012 - Abril 2013.

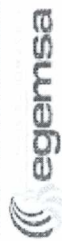
Saludos cordiales,

**Rolando Nuñez B.**

**Div. Contratos**

[rmunez@egemsa.com.pe](mailto:rmunez@egemsa.com.pe)

**Teléfono: +51-84-235058 Anexo 204**



000108

FICHA DE PROYECTOS No GH1-A  
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS  
FICHA TÉCNICA

Fecha 22/08/2011

DATOS GENERALES

Nombre de la central	Segunda Fase Central Hidroeléctrica Machupicchu
Departamento	Cusco
Cuenca	Cuenca del río Vilcanota
Río	Vilcanota
Propietario	EGEMSA
Socio Operador	
Socio Inversionista	
Fecha de Concesión Def.	

INFORMACIÓN BÁSICA

Nombre de Estac. Hidromet.	Serie hidrológica Histórica (*)		Serie hidrológica Naturalizada (*)		Demandas de Agua <sup>(2)</sup>	
	Periodo (1965 - 2009) años		Periodo (1965 - 2009) años <sup>(1)</sup>		si	no
Km 105 Sibinacocha	si	no	si	no	si	no
Estaciones hidromét. #	2					

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

<sup>(2)</sup> Adjuntar Demanda de Riego Histórico mensual y Diagrama Topológico.

Estudio Geológico		Estudio Topográfico	
si	no	si	no
Perforac. diamantinas (mt)		Levantam. Topográf. (ha)	
150.1		50	
Calicatas #			
2			

DATOS DEL PROYECTO

Caída bruta (mt)	Caída neta (mt)	Caudal de diseño (m3/s)	Potencia instalada (MW)
361.29	358	31	102

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)	
3.300	17.6	Presión ( ) Pelo Libre (x)	414 0	2.8 0	Subterráneo (x) Externo ( )	Subterráneo (x) Externo ( )	1698.48	

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
110	60	8	-	-	-	123,231.48	468,271.10

EQUIPAMIENTO

Generadores				
Pot. Nom. (MW)	Pot. Efect. (MW)	Tipo	Ten. Gen. (kV)	Número
102	101.75	Sincrono-IM 8425	13.8	1

Línea de Transmisión			
Tensión (kV)	Longitud (km)	# de ternas	Punto de conexión al Sistema
-	-	-	-

CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)

Proyectos en Estudio							
Est. Factib.	Invest. Campo	Financiam.	Aprob. perm	Diseños	Contratos	Construcc.	Pruebas
Marzo 2008	Junio 2008	-	-	Junio 2008	Julio 2009	44.5 meses (**)	3 meses

Proyectos en Construcción			
Financiamiento del Proyecto	Cronograma Actualizado	Aspectos críticos	Situación actual
-	Conclusión Julio 2013	-	-

COMENTARIOS

Los parametros tecnicos consignados corresponden a la propuesta del postor G y M S.A.

(\*\*) Escenario Conservador

NOTA: La serie hidrológica es la misma que para la I Fase de la C.H. Machupicchu (actualmente en operación)

Nota (\*): Información necesaria para el desarrollo del Estudio del FITA 2012.

000109

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

Fecha 22/08/2011**INVERSIONES PREVIAS (1)**

Estudio de factibilidad	Investigaciones de campo	Gestiones financieras	Diseños y permisos
500,000.00	incluido en estudios/diseño	-	1,126,891.00

**INVERSIONES EN OBRAS (2)**

Obras Civiles	Equipamiento	Línea de transmisión	Obras de regulación
69,494,312.58	55,456,205.92	-	-

**GASTOS PROPIOS (3)**

Administración	Aduanas	Supervisión	Gastos de gestión
-	-	4,971,778.15	1,345,212.13

**OTROS GASTOS (4)**

Imprevistos	IGV	Uso de agua	Otros
-	25,814,620.71	-	2,972,025.00

**INVERSION TOTAL ( 1+2+3+4 )**

INVERSION TOTAL SIN IGV	INVERSION TOTAL CON IGV
<b>135,866,424.78</b>	<b>161,681,045.49</b>

**FINANCIAMIENTO**

Tipo	Financiamiento de	Estado del financiamiento	Porcentaje financiado
-	-	-	-

**CONTRATOS FIRMADOS (fecha)**

Concesión Definitiva	Venta de Energía	Ejecución de obra	Contratos financieros
08/03/1994	x	x	x

**OBSERVACIONES**

- A) Los montos consignados corresponden a las inversiones del proyecto hasta su ejecución, no se consideran costos de Operación y Mantenimiento.
- B) Los montos de construcción de Obra consignados corresponden a la propuesta del postor Graña y Montero S.A.
- C) El proyecto se ejecutará con recursos propios de EGEMSA y aportes del FONAFE.

**Nota** En una ficha similar indicar los avances a la fecha en cada rubro.  
(\*): Información necesaria para el desarrollo del Estudio del FITA 2012.

000110

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

Con capacidad instalada hasta 20 MW

Requisito	Año 2009 ó antes	Programación				
		Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013	Año 2014
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 2009 ó antes	Programación				
		Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013	Año 2014
Concesión Definitiva	*					
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 25%			*			
Nivel de construcción desde 50%				*		
Nivel de construcción 100%						*
Etapa de pruebas						*

**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.

000111



electroperu  
la energía de los peruanos

CARGO

San Juan de Miraflores,

28 OCT. 2011

G- 876 - 2011

Señor  
Luis Espinoza Quiñones  
Vice Ministro de Energía  
Ministerio de Energía y Minas  
Presente.-

COES  
RECIBIDO  
04 NOV 2011  
HORA: 16:56

ELECTROPERU S.A.  
RECIBIDO  
REGISTRO N°  
Gerencia Comercial

COES, arch.  
2011-11-08

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS  
OFICINA DE ADMINISTRACIÓN DOCUMENTARIA Y ARCHIVO CENTRAL  
RECIBIDO  
2 28 OCT. 2011  
Hora:  
Registro: 2139070  
La recepción del documento se hace en conformidad

AR  
cc Ing. Gorda  
Ing. Salazar

Asunto : Generación Adicional para el SEIN  
Referencia : a) Oficio N°1424-2011-MEM-DGE de 2011.10.20  
b) R. M. N° 198-2011-MEM/DM  
c) G-823-2011 de 2011.10.17

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS  
OFICINA DE ADMINISTRACIÓN DOCUMENTARIA Y ARCHIVO CENTRAL  
RECIBIDO  
2 04 NOV. 2011  
Hora:  
Registro: 2140150  
La recepción del documento se hace en conformidad

De nuestra consideración:

Es grato dirigirnos a usted en atención al oficio de la referencia a) mediante el cual se manifiesta a ELECTROPERU S.A. que debe cumplir con lo dispuesto en la Resolución Ministerial de la referencia b), hasta por 80 MW, a partir de mayo de 2012 hasta setiembre de 2013.

Al respecto, le informamos que continuamos con los trabajos para la implementación de las actividades necesarias para la "Contratación de la Capacidad Adicional de Generación para el SEIN -CTE Piura 80 MW" y cumpliendo las formalidades, se ha definido las siguientes fechas principales:

- Publicación de invitaciones (El Peruano y el Comercio): 26, 27 y 28 de Octubre de 2011.
- Apertura de propuestas económicas y selección de mejor propuesta: 05 de diciembre de 2011.
- Suscripción del Contrato: 06 de enero de 2012.
- Inicio de operación Comercial: 01 de Junio de 2012.
- Término de Operación Comercial: 31 de diciembre de 2013.

Teniendo en cuenta la experiencia en la contratación de capacidad adicional de generación para el SEIN en las CTE de Trujillo 60 MW y CTE Mollendo 60 MW, una estimación ajustada, pero viable, para el inicio de la operación comercial, es Junio de 2012; siempre y cuando no se complique las gestiones de adquisición del terreno, cambio de uso e imposición de servidumbres, en cuyo caso, solicitaremos el apoyo de su despacho para la emisión de alguna exoneración y/o suspensión temporal de la norma o reglamento que podría retrasar el inicio de operación comercial programado.

Hacemos propicia la oportunidad para reiterarle nuestra especial consideración.

Atentamente,

ING. CÉSAR RAÚL TENGAN MATSUTAHARA  
Gerente General

ELECTROPERU S.A.  
Cc: DGE-MINEM, Presidente COES, D. C. R. P. A, GET



Atendido por el Sr. Pedro Miotta 421 San Juan de Miraflores, Lima 29 Perú

000112



KG-1167/10

Lima, 28 de Septiembre de 2010

Señor  
Juan Antonio Rozas  
Representante del Subcomité de Generadores del COES  
**SN POWER Perú**  
Av. Víctor Andrés Belaunde 280, 2do. Piso  
San Isidro.-

Referencia: Carta SCG\_015\_2010. Información para el Estudio de Fijación de Precios en Barra Período Mayo 2011 – Abril 2012

Estimado Señor:

Es grato dirigirme a Ud. con el fin de saludarlo y a la vez remitirle adjunto la información solicitada en la carta de la referencia; asimismo, se enviará dicha información vía correo electrónico a la dirección: [econtreras@snpower.com.pe](mailto:econtreras@snpower.com.pe).

Sin otro particular, quedo de usted.

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Irwin Frisancho', is written over a horizontal line.

**Irwin Frisancho**  
Gerente de Planificación y Estudios

000113

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

Fecha 28/09/2010

**DATOS GENERALES**

Nombre	Conversión a Ciclo Combinado de la C.T. Kallpa
Departamento	Lima
Propietario	Kallpa Generación S.A.
Socio Operador	Kallpa Generación S.A.
Socio Inversionista	Kallpa Generación S.A.
Fecha de Concesión Def.	26/10/2009 (Autorización de Generación)

**POTENCIAS****COMBUSTIBLE**

Potencia Instalada (MW)	292.8	Tipo	Gas natural
Potencia Efectiva (MW) <sup>(1)</sup>	292.8	P. Calorífico (kcal/kg, BTU/MPC)	975,865 BTU/MPC LHV
Mínimo Técnico (MW)			

<sup>(1)</sup> Potencia Efectiva en bornes de generación.**COSTOS VARIABLES**

Costo de Combustible (US\$/gal, US/Ton, US\$/MMBTU)		
Costo de tratamiento (US\$/gal)		No corresponde.
Costo de transporte (US\$/gal, US/Ton, US\$/MMBTU)		
Costo Variable No Combustible estimado (US\$/MWh)	2.50	US\$/MWh
Cons. Espec. a condiciones de Pot Efec <sup>(2)</sup> (kg/kWh, BTU/kWh)	6.208	BTU/kWh

<sup>(2)</sup> Consumo Especifico estimado referido al Poder Calorífico Inferior.**EQUIPAMIENTO**

<i>Unidades</i>		<i>Línea de Transmisión</i>	
Pot. Efec (MW)	292.8	Tensión (kV)	220
Número	1	Longitud (km)	0.2
Tipo	Turbina a vapor	N° de ternas	1
T. Gen (kV)	18		

**CALENDARIO DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)****Proyectos en Estudio**

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

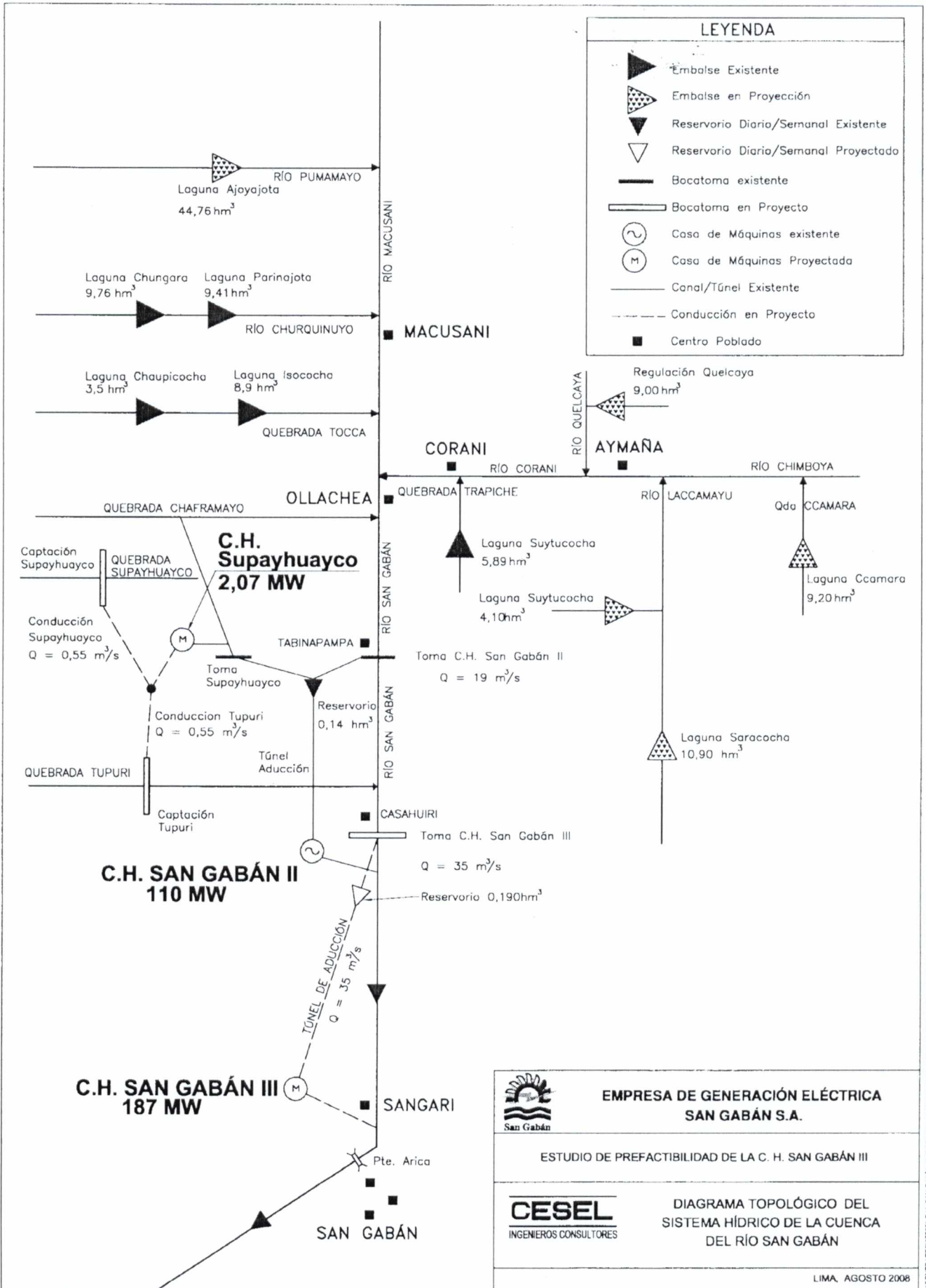
**Proyectos en Construcción**

Financiamiento del Proyecto	2009
Cronograma Actualizado	2010
Aspectos críticos	
Situación actual	En construcción

**COMENTARIOS**

Fecha estimada de ingreso en operación comercial: Septiembre de 2012.

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



000115



EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABAN S.A.

## FECHA DE INICIO OPERACIÓN

Proyecto	Fecha de inicio Operación	2011		2012		2013	
		Volumen regulado (MMC)*	Energía (GWh-año)	Volumen regulado (MMC)*	Energía (GWh-año)	Volumen regulado (MMC)*	Energía (GWh-año)
Proyecto de Regulación del río Pumamayo	Dic-2011			25	32.16	25	32.16
Embalse de 03 Lagunas en la Cuenca del río Corani	Dic-2010 Camara=9 MMC Suytococho II=5 MMC	9	11.58	14	18.01	14	18.01
	Dic-2011 Saracocha=10.5 MMC			10.5	13.51	10.5	13.51
<b>TOTAL VOLUMEN REGULADO (MMC)</b>		<b>9</b>		<b>49.5</b>		<b>49.5</b>	
<b>ENERGIA (GWh-año)</b>			<b>11.58</b>		<b>63.68</b>		<b>63.68</b>

\* El volumen regulado que se indica se refiere al despacho en la época de estiaje.

000116

**CARGO**

SNPP-GG-072-2011

Lima, 13 de octubre de 2011

Señor  
Juan Antonio Rozas  
Representante del Subcomité de Generadores  
COES  
Presente.

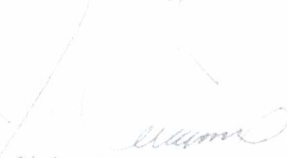
**Asunto:** Proyecto de Afianzamiento Hidrico Huangush Bajo

De mi consideración:

Es grato dirigirme a usted en atención al proceso de fijación de precios en barra Mayo 2012 e informarle que debido a inconvenientes de origen social generado por desacuerdos con las comunidades aledañas al proyecto de Afianzamiento Hidrico Huangush Bajo, a la fecha dicho proyecto se encuentra en proceso de evaluación con objeto de determinar su continuidad, lo cual no permite estimar la fecha del ingreso en operación.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle mis cordiales saludos.

Atentamente,

  
Alejandro Ormeño Durand  
Gerente General

000117

# TERMOCILCA

Lima 19 de Octubre de 2011

GG-215-2011

Ingeniero

Juan Antonio Rozas

Representante del Sub Comité de Generadores

COES

Presente

SN POWER PERU S.A.  
20 OCT 2011  
RECIBIDO

Asunto: Información para el Estudio de Precios en Barra Mayo 2012 – Abril 2013

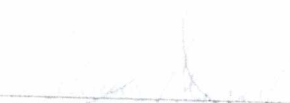
Ref: SCG-085-2011

Estimado Ing Rozas:

Por medio de la presente ponemos a su alcance la información solicitada respecto a nuestro proyecto de la Central Térmica Santo Domingo de los Olivos.

Sin otro particular, hago propicia la oportunidad para expresarle los sentimientos de mi especial consideración y estima personal.

Atentamente,

  
Tatiana Alegre Chalco  
Gerente General  
Termochilca S A C

000118

FICHA DE PROYECTOS No GT1-A  
CENTRALES TERMOELÉCTRICAS  
FICHA TÉCNICA

Fecha

29/09/2011

## DATOS GENERALES

Nombre	Central Termica Santo Domingo de los Oleros
Departamento	Lima
Propietario	Termochilca S A C
Socio Operador	Termochilca S A C
Socio Inversorista	Americas Energy Fund I LP
Fecha de Concesión Def	(Autorización de Generación 28/12/2009 ) Modificación de Autorización 02/03/2011

## POTENCIAS

## COMBUSTIBLE

Potencia Instalada (MW)	200	MW	Tipo	Gas Natural
Potencia Efectiva (MW) (1)	197.6	MW	Poder Calorífico Inferior (kcal/kg, BTU/MPC)	975.20 Btu/pe3
Potencia Mínima Técnico (MW) (2)	50	MW	Poder Calorífico Superior (kcal/kg, BTU/MPC)	1088.30 Btu/pe3

(1) Potencia Efectiva en bornes de generación

(2) 70% Para garantizar el nivel de emisiones

## COSTOS VARIABLES

Costo de Combustible (US\$/gal, US\$/Ton, US\$/MMBTU)	1.5676	US\$/MMBTU
Costo de tratamiento (US\$/gal)	no aplica	
Costo de transporte y distribución (US\$/gal, US\$/Ton, US\$/MMBTU)*	1.1950	US\$/MMBTU
Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)	2.72	US\$/Mwh
Cons. Espec. a condiciones de Pot Efec <sup>(3)</sup> (kg/kWh, BTU/kWh)	0.930	kg/kWh (100%)

(3) Consumo Especifico referido al Poder Calorífico Inferior.

\* Incluye distribución

## EQUIPAMIENTO

Unidades		Linea de Transmisión	
Pot Efec(MW)	197.6	Tensión (kV)	500kV
Número	1	Longitud (km)	2.04
Modelo	Turbina a gas ciclo simple	N° de ternas	1
Tension Gen (kV)	16.5kV		

## CALENDARIO DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)

Proyectos en Estudio			
Est. Factib	01/06/2009	Diseños	08/08/2012
Invest. Campo	01/09/2009	Contratos	05/09/2011
Financiam	31/10/2011	Construcción <sup>(4)</sup>	20
Aprob. perm	01/01/2011	Pruebas <sup>(5)</sup>	01/07/2013

(4) Indicar el periodo en meses para la construcción

(5) Pruebas de comisionamiento; la primera sincronización sera el 01/06/2013

## Proyectos en Construcción

Financiamiento del Proyecto	
Cronograma Actualizado	
Aspectos críticos	
Situación actual	

## COMENTARIOS

Termochilca se ha adjudicado transporte firme de gas natural con TGP en dos etapas: i) La primera etapa con el 70% de capacidad a partir del 01/01/2013 y ii) La segunda etapa con 100% a partir del 01/01/2014. Adicionalmente Termochilca ha solicitado una modificación de su autorización de Generación para postergar el inicio de la operación comercial de Noviembre 2012 a Setiembre 2013, lo cual está en evaluación por el Ministerio de Energía y Minas.

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

000119

FICHA DE PROYECTOS No GT1 B  
REQUISITOS PARA LAS CENTRALES TERMoeLECTRICAS

Fecha 29/09/2011

Turbinas a Gas en Ciclo Abierto

Requisito	Año 2011 o antes	Programación				
		2012	2013	2014	2015	2016
Autorización de Generación	X					
Financiamiento comprometido	X					
Título en propiedad del terreno	X					
Contrato de adquisición del equipamiento de generación	X					
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión	X					
Contrato de compra de combustible	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				
Nivel de construcción 100%		X				
Inicio de pruebas					X	

Fecha (mes/año) de inicio de Pruebas

01/01/2012

Ciclo Combinado (Gas o Diesel) / Planta a Vapor (Residual o Carbon)

Requisito	Año 2011 o antes	Programación				
		2012	2013	2014	2015	2016
Autorización de Generación	X					
Financiamiento comprometido	X					
Título en propiedad del terreno	X					
Contrato de adquisición del equipamiento de generación	X					
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión	X					
Contrato de compra de combustible	X					
Contrato de construcción de obras civiles y montaje	X					
Acuerdo de conexión eléctrica	X			X		
Nivel de construcción desde 25%						
Nivel de construcción desde 50%						
Nivel de construcción 100%						
Inicio de pruebas						X

Fecha (mes/año) de inicio de Pruebas

01/01/2012

Nota:

Considerar la Orden de Proceder de ciclo combinado el 01/01/2012

000120

SN POWER PERU S.A.  
08 SET 2011  
RECIBIDO



**ASUNTO:**

**Información para el Estudio Tarifario Mayo 2012**

**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, 05 de setiembre de 2011

**CARTA N°: ENR/650-2011**

**Ref.: SCG 074 2011 y SCG 075 del 08.08.2011**

De nuestra consideración:

Por medio de la presente y de acuerdo a lo solicitado en las cartas de la referencia, tenemos a bien indicarle lo siguiente:

1. Con referencia a los proyectos de generación y transmisión le indicamos que tenemos los siguientes: Ciclo combinado de la C.T. Chilca, C.T. Reserva Fría y C.H. Quitaracsa que tienen fecha estimada de ingreso en operación comercial en los años 2013 y 2014. Adjuntamos las respectivas fichas de datos e hidrología y diagrama topológico de la C.H. Quitaracsa.
2. Le adjuntamos el programa de mantenimiento mayor de la C.H. Yuncán para el periodo enero 2012 a diciembre 2014.
3. Con referencia a la proyección de demanda de nuestros clientes, le indicamos que no disponemos de esta información por lo cual sugerimos que dicha información sea solicitada directamente a los clientes libres ya que son ellos los que mejor conocen lo solicitado.
4. Con respecto a la información para el cálculo de costos variables de operación, le remitimos las cartas de aprobación de la Prueba de Potencia Efectiva de las C.T. Ilo 2; y del Estudio CVNC de la unidad TG1 y TG2 de la C.T. Chilca 1 y de las unidades TG2 y Cat Kato de la C.T. Ilo 1.

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

Atentamente,

**Rafael Flores**  
Gerente Comercial

**Axel Leveque**  
Gerente de Planificación, Proyectos e  
Implementación

000121

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

Fecha 31.08.2011

**DATOS GENERALES**

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

**POTENCIAS****COMBUSTIBLE**

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

<sup>(1)</sup> 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)	3 USD/MWh	(1) Preliminar
Cons. Espec. a condiciones de Pot Efec <sup>(2)</sup> (kg/kWh, BTU/kWh)	6,160 BTU/kWh	(1) Preliminar

<sup>(2)</sup> Consumo Especifico referido al Poder Calorífico Inferior.**EQUIPAMIENTO**

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

**CALENDARIO DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)**

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

<b>Proyectos en Construcción</b>	
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)

000122

FICHA DE PROYECTOS No GT1-B  
REQUISITOS PARA LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

**Turbinas a Gas en Ciclo Abierto**

Requisito	Año 2010 ó antes	Programación				
		Año 2011	Año 2012	Año 2013	.....	Año 2022
Autorización de Generación						
Financiamiento comprometido						
Posesión legítima del terreno						
Contrato de adquisición del equipamiento de generación						
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión						
Contrato de compra de combustible						
Contrato de construcción de obras civiles y montaje						
Acuerdo de conexión eléctrica						
Nivel de construcción desde 25%						
Nivel de construcción desde 50%						
Nivel de construcción 100%						
Etapas de pruebas						

**Ciclo Combinado (Gas o Diesel) / Planta a Vapor (Residual o Carbón)**

Requisito	Año 2010 ó antes	Programación				
		Año 2011	Año 2012	Año 2013	.....	Año 2022
Autorización de Generación	X					
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 compra de combustible						
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			
Nivel de construcción 100%				X		
Etapas 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

000123

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

Fecha 31.08.2011

**DATOS GENERALES**

Nombre	Reserva Fria Ilo
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)	460	MW	Tipo	Diesel Oil
Potencia Efectiva (MW) <sup>(1)</sup>			P. Calorífico (kcal/kg, BTU/MPC)	
Mínimo Técnico (MW)				

<sup>(1)</sup> 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)	4.00 USD/MWh
Cons. Espec. a condiciones de Pot Efec <sup>(2)</sup> (kJ/kWh)	11,250 kJ/kWh (1) Preliminar

<sup>(2)</sup> Consumo Especifico referido al Poder Calorífico Inferior.**EQUIPAMIENTO**

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

000124

FICHA DE PROYECTOS No GT1-B  
REQUISITOS PARA LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

**Turbinas a Gas en Ciclo Abierto**

Requisito	Año 2010 ó antes	Programación				
		Año 2011	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2022
Autorización de Generación		x				
Financiamiento comprometido						
Posesión legítima del terreno	x					
Contrato de adquisición del equipamiento de generación		x				
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión						
Contrato de compra de combustible						
Contrato de construcción de obras civiles y montaje						
Acuerdo de conexión eléctrica						
Nivel de construcción desde 25%						
Nivel de construcción desde 50%						
Nivel de construcción 100%						
Etapas de pruebas						

**Ciclo Combinado (Gas o Diesel) / Planta a Vapor (Residual o Carbón)**

Requisito	Año 2010 ó antes	Programación				
		Año 2011	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2022
Autorización de Generación						
Financiamiento comprometido						
Posesión legítima del terreno						
Contrato de adquisición del equipamiento de generación						
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión						
Contrato de compra de combustible						
Contrato de construcción de obras civiles y montaje						
Acuerdo de conexión eléctrica						
Nivel de construcción desde 25%						
Nivel de construcción desde 50%						
Nivel de construcción 100%						
Etapas de pruebas						

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

000125

FICHA DE PROYECTOS No GH1-A  
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS  
FICHA TÉCNICA

Fecha 31.08.2011

## DATOS GENERALES

Nombre de la central	Quitaracsca 1
Departamento	Ancash
Cuenca	Rio Santa
Rio	Quitaracsca
Propietario	EnerSur
Socio Operador	EnerSur
Socio Inversionista	EnerSur
Fecha de Concesión Def.	12-Jun-02

## INFORMACIÓN BÁSICA

Nombre de Estac. Hidromet.	Serie hidrológica Histórica (*)		Serie hidrológica Naturalizada (*)		Demandas de Agua (2)	
	Período (1965 - 2009) años		Período (1965 - 2009) años (1)		si	no
Estaciones hidromét. #	si	no	si	no	si	no

(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 (x)	no	si (x)	no
Perforac. diamantinas (mt)		Levantam. Topográf. (ha)	
		46	
Calcatas #			

## DATOS DEL PROYECTO

Caída bruta (mt)	Caída neta (mt)	Caudal de diseño (m3/s)	Potencia instalada (MW)
		15 m3/s	112 MW

Conducción	Túnel ó Canal	Conducto forzado		Casa de Máquinas		
Longitud (mt)	Área (m2)	Longitud (mt)	Díametro (mt)	Tipo (S ó E)	Tipo (S ó E)	Altitud (msnm)
	Presión (x) Pelo Libre ( )			Subterráneo (x) Externo ( )	Subterráneo (x) Externo ( )	1476

Regulación estacional			Regulación horaria			Energía (GWh-año)	
Vol. Bruto (m3)	Vol. Util. (m3)	H presa (mt)	Vol. Util. (m3)	H presa (mt)	Ubicación	punta	fuera de punta
			450,000		Chapiringo		

## EQUIPAMIENTO

Generadores					
Pot. Nom. (MW)	Pot. Efect. (MW)	Tipo		Ten. Gen. (kV)	Número
56		Eje vertical		13.8	2

Línea de Transmisión			
Tensión (kV)	Longitud (km)	# de ternas	Punto de conexión al Sistema
220 KV	- 5.5	Simple	S. E. Huallanca Nueva (ahora Klman Ayllu)

## CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)

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

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

COD (Concesión Definitiva) : Octubre 2014

## COMENTARIOS

--

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

## Nota:

(\*): Información importante para el desarrollo del Estudio.

000126

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

Fecha 31.08.2011

## 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

## GASTOS PROPIOS (3)

Administración	Aduanas	Supervisión	Gastos de gestión

## OTROS GASTOS (4)

Imprevistos	IGV	Uso de agua	Otros

## INVERSION TOTAL ( 1+2+3+4 )

INVERSION TOTAL SIN IGV	INVERSION TOTAL CON IGV

## FINANCIAMIENTO

Tipo	Estado del financiamiento	Porcentaje financiado

## CONTRATOS FIRMADOS (fecha)

Concesión Definitiva	Venta de Energía	Ejecución de obra	Contratos financieros

## OBSERVACIONES

--

(\*): Información importante para el desarrollo del Estudio.

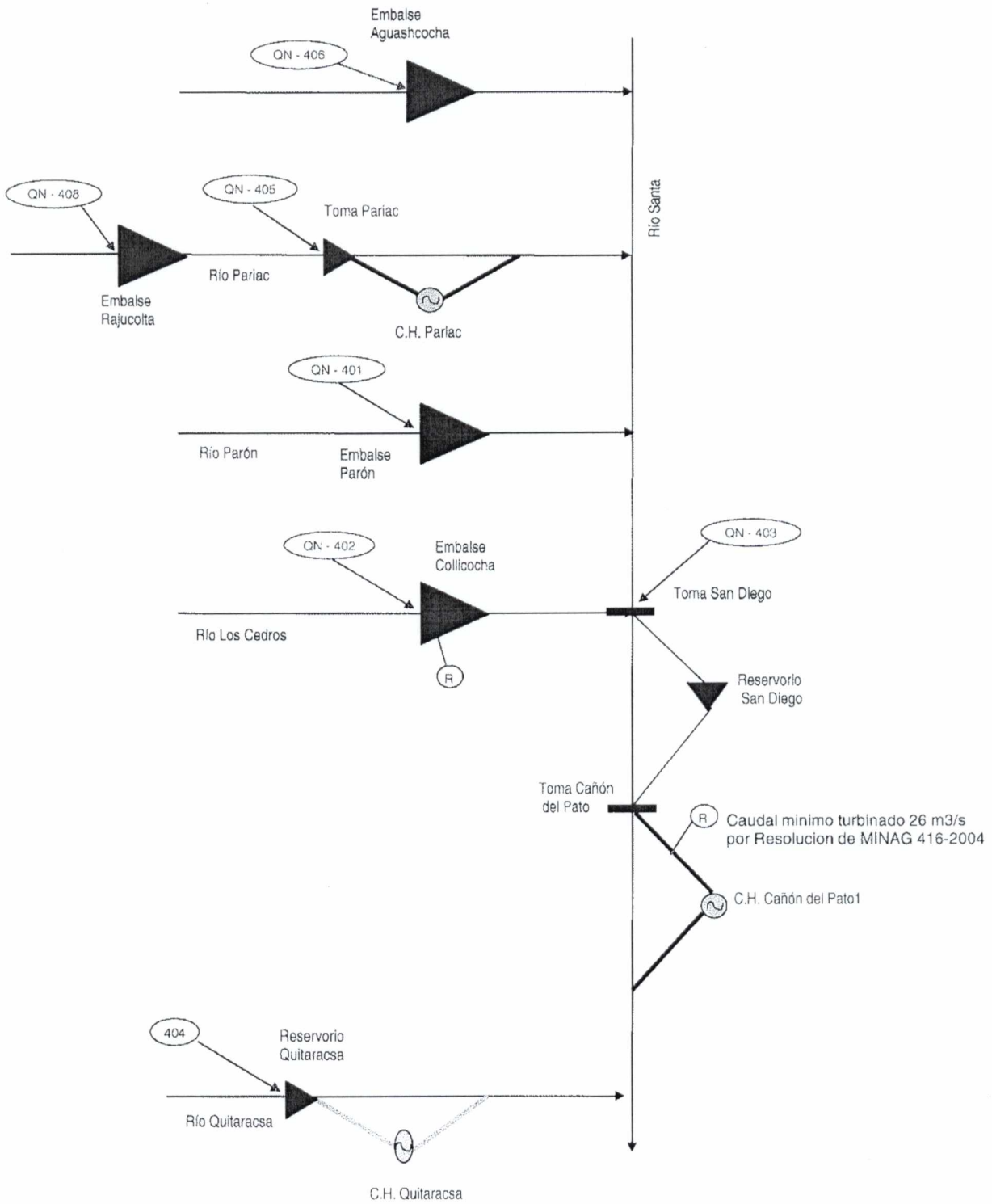
000127

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

Requisito	Año 2010 o antes	Programación				
		Año 2011	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2022
Concesión Definitiva / Autorización de Generación	SI					
Concesión Definitiva de Transmisión		X				
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	
Etapas 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.

# DIAGRAMA TOPOLOGICO CUENCA DEL RIO SANTA



000129

QN-404

**CAUDALES MEDIOS MENSUALES NATURALIZADOS (m<sup>3</sup>/s)**  
**Caudal de ingreso al Embalse CH Quitarcasa**

ANO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1965	8.310	14.860	20.910	14.670	9.280	5.870	4.830	4.530	6.570	10.440	9.540	15.130	10.412
1966	19.400	20.310	13.670	13.350	10.810	7.580	6.960	6.450	6.430	8.640	10.790	9.740	11.178
1967	19.060	31.180	27.350	13.950	8.340	6.190	4.900	4.290	4.800	14.320	8.230	7.120	12.478
1968	13.590	11.800	12.780	9.590	6.170	5.610	4.550	4.450	5.120	8.760	8.680	7.530	8.219
1969	6.870	12.350	24.800	21.270	9.320	7.560	5.890	5.790	5.480	7.730	9.000	13.920	10.832
1970	21.020	16.590	15.390	18.040	9.270	7.330	5.700	5.700	5.800	5.720	12.680	13.040	11.357
1971	20.930	17.510	18.140	13.020	8.640	7.270	5.930	5.160	5.260	6.730	7.670	13.810	10.839
1972	12.260	15.210	16.850	19.880	8.650	7.390	5.350	4.550	4.840	7.490	11.490	8.810	10.231
1973	14.400	19.780	25.030	22.210	12.000	9.930	8.130	5.860	6.660	11.030	12.680	12.640	13.363
1974	17.960	34.750	24.820	17.140	10.260	8.700	7.630	6.240	7.940	7.770	10.830	13.446	13.446
1975	18.310	17.350	26.080	17.750	13.290	7.300	5.430	5.500	6.880	9.280	8.510	7.390	11.923
1976	14.020	13.030	16.420	12.270	7.180	5.840	5.010	4.640	4.750	5.710	6.070	6.170	8.426
1977	13.390	21.080	17.860	12.130	8.570	6.510	5.060	5.450	5.220	6.270	8.730	7.860	9.844
1978	7.560	12.150	11.830	8.410	6.430	5.770	5.640	5.010	6.630	6.040	7.460	8.850	7.648
1979	7.900	14.700	26.200	11.830	8.150	6.350	5.810	5.570	5.610	6.180	8.380	8.260	9.578
1980	9.300	9.390	10.730	10.150	6.880	6.570	5.040	5.380	6.300	8.890	9.480	12.600	8.393
1981	11.040	24.440	18.900	11.470	7.010	5.590	4.920	4.580	4.000	7.280	13.370	17.100	10.808
1982	13.890	16.560	13.700	13.940	8.350	5.960	4.880	4.890	5.190	9.300	10.750	14.000	10.118
1983	16.180	12.360	26.270	19.420	10.550	9.380	11.170	13.050	12.330	13.150	10.550	7.210	13.468
1984	11.250	22.190	16.550	14.480	13.010	11.950	8.110	6.170	6.070	8.730	7.390	7.780	11.140
1985	8.950	12.410	12.210	13.130	8.190	6.550	6.180	5.730	7.240	7.630	8.080	8.370	8.723
1986	14.150	14.140	14.310	17.880	8.330	5.750	4.190	3.740	4.870	6.010	9.450	10.890	9.476
1987	21.500	18.350	14.960	11.130	8.140	6.000	5.420	5.240	5.750	5.430	8.480	10.660	10.088
1988	19.640	20.580	14.030	17.050	10.530	7.020	6.140	5.870	6.060	9.240	10.310	8.400	11.239
1989	14.530	19.090	20.180	15.880	8.980	7.520	4.790	4.860	6.000	10.020	7.570	8.180	10.633
1990	9.300	11.850	11.210	8.370	6.720	7.030	5.430	4.720	4.650	8.510	9.760	9.580	8.094
1991	10.140	12.450	27.870	10.740	10.060	7.540	6.250	6.460	6.180	8.430	10.430	11.370	10.658
1992	9.590	10.120	15.970	11.840	9.880	7.130	5.950	5.580	5.710	9.950	7.630	7.740	8.924
1993	12.110	23.940	25.590	15.260	10.080	7.340	5.460	4.160	6.250	8.030	9.400	15.070	11.891
1994	19.250	24.610	28.000	24.580	11.800	7.360	5.610	5.210	5.390	5.300	6.850	14.810	13.231
1995	12.860	14.250	19.680	15.700	6.320	4.940	3.720	3.990	5.470	5.980	9.950	8.420	9.273
1996	21.460	26.800	25.660	24.640	10.850	7.530	6.480	6.110	5.950	8.840	8.140	9.920	13.532
1997	7.380	14.840	10.520	6.980	5.720	4.680	4.040	3.930	4.580	5.710	11.020	21.810	8.434
1998	22.440	25.210	21.590	17.960	9.570	8.230	6.970	6.220	6.360	10.120	12.720	8.960	13.029
1999	16.100	30.360	16.990	15.160	8.020	6.470	4.600	4.180	6.300	7.280	6.220	8.830	10.876
2000	15.200	25.600	15.150	14.300	7.900	6.200	4.100	3.900	5.480	7.150	7.400	8.350	10.061
2001	14.300	18.200	14.800	13.500	6.800	5.450	4.400	4.500	4.800	6.900	6.350	7.900	8.992
2002	10.800	21.500	14.600	10.200	5.900	5.150	3.900	4.100	4.900	6.100	5.900	8.100	8.429
2003	9.400	19.700	12.500	8.100	4.950	4.300	3.800	3.300	4.600	5.250	4.950	7.900	7.396
PROM.	13.993	18.502	18.464	14.548	8.741	6.842	5.599	5.285	5.813	7.987	8.970	10.386	10.428
DES. EST.	4.605	6.141	5.557	4.375	1.999	1.464	1.428	1.554	1.308	2.092	2.033	3.344	1.758
MAXIMO	22.440	34.750	28.000	24.640	13.290	11.950	11.170	13.050	12.330	14.320	13.370	21.810	13.532
MINIMO	6.870	9.390	10.520	6.980	4.950	4.300	3.720	3.300	4.000	5.250	4.950	6.170	7.396

000130

REPORTE DE MANTENIMIENTOS

LLENAR FECHAS

Inicio	01/07/2006	MANTENIMIENTO	PROGRAMADO ANUAL	▼	3
Final	31/12/2014	EMPRESA	( TODOS )	▼	2



Verificar datos

NO MODIFICAR LA UBICACION DE LAS FILAS Y COLUMNAS PARA LA ACTUALIZACION AUTOMATICA EN SISTEMA DE INFORMACION

ITEM	EMPRESA	UBICACION	EQUIPO	COD	INICIO	FINAL	DESCRIPCION	MW INDISP.	Dispon	Interrup	TIPO	PROGR.
	ENERSUR	YUNCAN	G1		01/06/2012 00:00	11/07/2012 00:00	MANTENIMIENTO DE GENERADOR	45.5	F/S	NO	PREVENTIVO	PROGRAMADO
	ENERSUR	YUNCAN	G1		02/08/2012 06:00	05/08/2012 00:00	CAMBIO DE RODETE	45.5	F/S	NO	PREVENTIVO	PROGRAMADO
	ENERSUR	YUNCAN	G3		17/07/2012 00:00	26/08/2012 00:00	MANTENIMIENTO DE GENERADOR	45.5	F/S	NO	PREVENTIVO	PROGRAMADO
	ENERSUR	YUNCAN	G2		01/06/2013 00:00	11/07/2013 00:00	MANTENIMIENTO DE GENERADOR	45.5	F/S	NO	PREVENTIVO	PROGRAMADO
	ENERSUR	YUNCAN	G2		02/08/2013 06:00	05/08/2013 00:00	CAMBIO DE RODETE	45.5	F/S	NO	PREVENTIVO	PROGRAMADO
	ENERSUR	YUNCAN	G1		08/09/2014 00:00	22/09/2014 00:00	MANTENIMIENTO MAYOR DE GENERADOR	45.5	F/S	NO	PREVENTIVO	PROGRAMADO
	ENERSUR	YUNCAN	G2		22/09/2014 00:00	06/10/2014 00:00	MANTENIMIENTO MAYOR DE GENERADOR	45.5	F/S	NO	PREVENTIVO	PROGRAMADO
	ENERSUR	YUNCAN	G3		07/10/2014 00:00	21/10/2014 00:00	MANTENIMIENTO MAYOR DE GENERADOR	45.5	F/S	NO	PREVENTIVO	PROGRAMADO
	ENERSUR	YUNCAN	G3		08/10/2014 06:00	11/10/2014 00:00	CAMBIO DE RODETE	45.5	F/S	NO	PREVENTIVO	PROGRAMADO

000131



COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

G. COMERCIAL N° 400		
DISTRIBUCION	ACC	INF
01 JUL. 2011		
SGC	EB	
FOG	ED	
BME	Du	
CO	AP	

cc: UT, RO, CM

San Isidro, 01 de julio de 2011

COES/D/DP-291-2011

Ingeniero  
**Rafael Flores**  
Gerente Comercial  
**ENERSUR**  
Presente.-

Asunto : ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE LA UNIDAD TV ILO21 DE C.T. ILO2

Ref. : Carta ENR/426-2011 recibida el 22.06.2011

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 unidad TV Ilo21 de la Central Térmica Ilo2, que incluye el levantamiento de las 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, el informe mencionado y sus resultados han sido aprobados, 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 02 de julio del presente año.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,



.....  
**ING. EDUARDO ANTUNEZ DE MAYOLO RAMOS**  
 DIRECTOR DE PLANIFICACION  
 DE TRANSMISION  
 COES

Adj: Lo indicado  
TM/CM  
C.c.: D, DO, SPR, SEV, SCO, SPL, SGI.  
Reg. 1993

01 JUL 2011  
10:01 (CM)

## ANEXO

Cuadro N° 1

Resultados de la Prueba de Potencia Efectiva de la unidad TV Ilo21 de la C.T. Ilo2

Unidad	Potencia Efectiva (kW)	Potencia Auxiliares (kW)
TV21	140 639,88	10 981,69

Cuadro N° 2

Resultados de la Prueba de Rendimiento de la unidad TV Ilo21 de la C.T. Ilo2

Carga (%)	Potencia Efectiva (kW)	Consumo de Combustible (kg/h)	Rendimiento (kWh/kg)	Heat Rate o Consumo Especifico de Calor (kJ/kWh)	Eficiencia Térmica - LHV (%)
48	66 702,59	25 105,90	2,657	9 165,01	39,29
63	88 044,51	33 102,64	2,660	9 155,41	39,33
71	99 982,83	37 535,90	2,664	9 141,40	39,39
86	119 977,04	44 585,04	2,691	9 048,70	39,79
100	140 639,88	52 012,55	2,704	9 005,20	39,98

Poder Calorífico Bajo - LHV : 24 349 kJ/kg  
 Poder Calorífico Alto - HHV : 25 474 kJ/kg



000133



COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA  
INTERCONECTADO NACIONAL

San Isidro, 19 de julio de 2011

**COES/D/DP-340-2011**

Ingeniero  
**Rafael Flores**  
Gerente Comercial  
**ENERSUR**  
Presente.-

Asunto : **DETERMINACIÓN DE COSTOS VARIABLES NO  
COMBUSTIBLES DE LAS UNIDADES TG1 Y TG2 DE LA  
C.T. CHILCA**

Ref. : Carta ENR/482-2011 recibida el 06.07.2011

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 las unidades TG1 y TG2 de la C.T. 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 consiguiente, el informe mencionado y sus resultados han sido aprobados por esta Dirección, conforme se detallan en el Cuadro N° 1.


Cuadro N° 1

Grupo	CVONC (US\$/MWh)	CVM (US\$/MWh)	CVNC (US\$/MWh)
TG1	0,0109	4,4009	4,4118
TG2	0,0132	4,4742	4,4874

Por tanto, estos valores se actualizarán en el SICOES, a fin de que sea considerada en la Programación de la Operación a partir de las 00:00 horas del día 20 de Julio del presente año.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

  
Ing. EDUARDO ANTUNEZ DE MAYOLO RAMIS  
DIRECTOR DE PLANIFICACION  
DE TRANSMISION  
COES

TM/CM  
C.c.: D, SGI, SPR, SCO, SEV, STR.  
Reg. 2143

000134



San Isidro, 13 de junio de 2011

COES/D/DP-259-2011

Ingeniero  
**Rafael Flores**  
 Gerente Comercial  
**ENERSUR**  
 Presente

G. COMERCIAL N° 146		
DISTRIBUCION	ACC	IMP
13 JUN. 2011		
SGC		
FGC	CD/AD	
EME		
CO	ED	

CC: VT, RO, JU, CLL

Asunto **ACTUALIZACIÓN DEL COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE DE LAS UNIDADES TERMOELÉCTRICAS DE LA C.T. ILO1**

Ref Carta ENR/305-2011 recibida el 13.05.2011

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a usted por encargo del Director Ejecutivo, a fin de comunicarle que de la revisión del documento de levantamiento de observaciones al estudio de Costos Variables No Combustibles de las unidades de generación de la C.T. Ilo1 presentado con la carta de la referencia, se han aprobado los resultados del CVNC obtenidos para la unidad Cat Kato conforme se detalla en el Cuadro N° 1

Cuadro N° 1  
 CVNC de la unidad Cat Kato

Grupo	CVNC (US\$/MWh)	CVM (US\$/MWh)	CVNC (US\$/MWh)
Cat Kato	1.5171	15.1854	16.7025

Asimismo, manifestarle que, el informe en lo que compete al resto de unidades generadoras de la C.T. Ilo1, ha sido rechazado. Se adjunta al presente el informe técnico de revisión COES/D/DP/SGI-004-2011, donde se listan las observaciones no absueltas

Por otro lado, en cumplimiento a lo establecido en el numeral 8.2 del Procedimiento Técnico N° 34 del COES, se ha procedido a actualizar el Costo Variable No Combustible de las unidades termoelectricas de la C.T. Ilo1 aún observadas, considerándose para ello el valor mínimo del CVNC de las unidades termoelectricas de similar característica existente en el SEIN, conforme se detalla en el Cuadro N° 2

Cuadro N° 2  
 CVNC actualizados

Grupo	CVNC (US\$/MWh)
TV2	1,320
TV3	1,320
TV4	1,320
TG1	2,690
TG2	2,690

000135


Al respecto cabe precisar que para tal efecto se ha definido la unidad de similar característica teniendo en cuenta el tipo de tecnología (turbina a gas, turbina a vapor y motor recíprocante) de acuerdo a la clasificación indicada en el numeral 10.3.1 del referido Procedimiento, asignándose en cada caso el valor mínimo que corresponde por cada tipo, de acuerdo a lo indicado en Anexo 1.

Los valores actualizados serán aplicados a partir de las 00:00 horas del día 14 de junio de 2011.

Sin perjuicio de lo expuesto en la presente su representada podrá presentar un nuevo informe.

Sin otro particular hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,



ING. EDUARDO ANTUNEZ DE MAYOLO RAMOS  
DIRECTOR DE PLANEACION  
DE TRANSMISION  
COES

Adj. lo indicado  
TM/CM  
C c D, DO, SPR, SEV, SPL, SGI, OSINERGMIN-GFE  
Reg. 1511

000136

San Isidro, 01 de agosto de 2011

**COES/D/DP-357-2011**

Ingeniero  
**Rafael Flores**  
Gerente Comercial  
**ENERSUR**  
Presente.-

G. COMERCIAL N° 587		
DISTRIBUCION	ACC	INF
01 AGO. 2011		
SGC		
FGC		
EME		DM
CO		

→ VT, CH, RO, AP, RF

Asunto : **DETERMINACIÓN DEL COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE DE LA UNIDAD TG2 DE LA C.T. ILO1**

Ref. : a) Carta ENR/305-2011 recibida el 13.05.2011  
b) Carta ENR/527-2011 recibida el 19.07.2011

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a usted, por encargo del Director Ejecutivo, para comunicarle que luego de la revisión del levantamiento de observaciones al estudio de Costos Variables No Combustibles de las unidades de generación de la C.T. Ilo1, presentado con las cartas de la referencia, se han aprobado los resultados del CVNC obtenidos para la unidad TG2, conforme se detalla en el Cuadro N° 1.

**Cuadro N° 1**  
**CVNC de la unidad TG2 de la C.T. Ilo1**

Grupo	CVNC (US\$/MWh)	CVM (US\$/MWh)	CVNC (US\$/MWh)
TG2	0,0467	10,2740	10,3207

Los valores consignados serán válidos a partir de las 00:00 horas del día 02 del presente mes.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

  
Eduardo Antonio de Mayolo Ramos  
DIRECTOR DE PLANIFICACION  
DE TRANSMISION  
COES



000137

**D2: CARTA CAPACIDAD DE  
TRANSPORTE DE GAS – TGP**

-----

000138

TGP/GELE/INT/05630/2011

Lima, 16 de agosto de 2011

Señores

Subcomité de Generadores del COES  
Av. Víctor Andrés Belaunde 289, piso 2  
San Isidro.-

Ref.: Su carta SCG\_079\_2011

SN POWER PERU S.A.  
17 AGO 2011  
RECIBIDO

De nuestra consideración:

Cursamos la presente en respuesta de su carta de la referencia.

En relación a la capacidad prevista hasta fines del 2014, debemos manifestar que mediante Resolución Suprema N° 024-2011-EM, nuestra empresa y el Ministerio de Energía y Minas suscribieron una nueva adenda al Contrato BOOT, a través de la cual se reformula el proyecto de ampliación y se definen las fechas estimadas de culminación de cada etapa de ampliación. Al respecto, debemos señalar que la expansión en curso contempla tres etapas: (i) primera etapa, de los 530 MMPCD actuales a 650 MMPCD, a través de un loop en Selva de 55 km., (ii) segunda etapa de 650 MMPCD a 850 MMPCD, a través de una Planta Compresora en el km. 127, zona de Selva, y (iii) tercera etapa, de 850 MMPCD a 920 MMPCD, con las instalaciones a ser definidas oportunamente.

Según la referida adenda, la fecha estimada de conclusión de la primera etapa ocurrirá dentro de un período que va del 31 de diciembre de 2012 al 30 de junio de 2013. La fecha estimada de la segunda etapa ocurrirá dentro del período que va del 31 de diciembre de 2013 al 30 de junio del 2014. En cuanto a la tercera etapa, su ejecución estará supeditada a la demanda resultante del 15° proceso de oferta pública que actualmente se viene llevando a cabo, previendo el Contrato BOOT que en todo caso el plazo de implementación de dicha tercera etapa no podrá exceder de 3 (tres) años contados desde la firma del respectivo contrato de servicio de transporte, o fechas posteriores si así lo solicitan los Usuarios.

Cabe indicar que los periodos antes señalados, conforme a la adenda aprobada por Resolución Suprema N° 024-2011-EM, son periodos estimados sujetos a actualización, en la medida que las aprobaciones administrativas consignadas en los Sub Anexos A.1 y B.1 de dicha adenda, se emitan en las fechas allí consignadas. De ocurrir atrasos en la emisión de tales autorizaciones, las fechas de conclusión de cada etapa se verán igualmente retrasadas en función del impacto del atraso generado. A la fecha debemos señalar que de las autorizaciones listadas en la referida adenda, las que han sido emitidas a la fecha, lo han sido con atrasos, mientras que la fecha de emisión de las restantes ha vencido, todo lo cual supone



000139

que los plazos de implementación de las etapas de ampliación tendrán un retraso conforme a la agenda referida.

Una vez el Ministerio de Energía y Minas y nuestra empresa definan las nuevas fechas, podremos informarles de las mismas.

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,

  
Renzo Viani  
APODERADO