



# **Subcomité de Generadores del COES**

## **Propuesta de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2011 – abril 2012**

**Audiencia Pública  
24 de Noviembre de 2010**

**R&J Ingeniería**

# Agenda

---

## Introducción

### Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento
- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

### Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

### Fórmulas de Reajuste

# Introducción

---

- Equipo de trabajo.
- Información de Demanda y del Plan de Obras.

# Agenda

---

Introducción

## **Cálculo del Precio Básico de Energía**

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento
- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

## **Cálculo del Precio Básico de Potencia**

- Resultados

Fórmulas de Reajuste

# Agenda

---

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento
- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

Fórmulas de Reajuste

## **Proyección de la Demanda**

- Se ha considerado la demanda ejecutada al mes de setiembre de 2010.
- Se ha pronosticado la demanda para el periodo octubre 2010 – diciembre 2013.
- La demanda comprende todos los suministros a ser atendidos por el SEIN, agregando las pérdidas de transmisión y distribución correspondientes.

## **Demanda Global Anual**

- Ventas de Energía (VE)
  - Modelo Econométrico (correlación con el crecimiento del PBI)
  - Información Histórica (1981- Setiembre 2010)
- Cargas Especiales (CE)
  - Electroandes, Shougesa, Antamina, Southern, Cerro Verde, Tintaya Bhp, San Rafael (Minsur - Azangaro 60), Callali , Cementos Yura, Yanacocha (Nuevo), Huaron, Cerro Verde (Socabaya), Cerro Corona (Soc. Minera Corona-cajamarca), Ampliacion De Aceros Arequipa.
- Cargas Incorporadas (CI)
  - Talara, Tumbes, Yura-Cachimayo, Joya, San Camilo y Siguas (Arequipa), Pucallpa, Bagua – Jaen, Tarapoto- Moyobamba y Bellavista, Puerto Maldonado
- Carga de Proyectos (CP)
  - Expansión de la concentradora Toquepala, Proyecto Tia Maria, Proyecto Constancia, Cajamarquilla (2da Etapa Ampliación), Proyecto Galeno, Ampliacion Quimpac, Antapacay, Bayobar, Marcobre (Mina Justa), Ampliación Siderperú, Proyecto Toromocho, Proyecto Minas Conga, El Brocal.
- Pérdidas en la red de Transmisión (Perd)
- Demanda Global Anual = VE + CE + CI + CP + Perd

### Proyección de Parámetros Económicos y Ventas de Energía en el SEIN

<b>Año</b>	<b>PBI (Soles de 1994)</b>	<b>%</b>	<b>VENTAS (GWh)</b>	<b>%</b>
2009	180082		20064	
2010	193589	7.5%	21723	8.3%
2011	204623	5.7%	22996	5.9%
2012	216901	6.0%	24472	6.4%
2013	229915	6.0%	26057	6.5%

### **Cargas Especiales (existentes)**

<b>Carga</b>	<b>MW</b>
Electroandes	113
Shougesa	80
Antamina	130
Southern	207
Cerro Verde	185
Tintaya BHP	40
San Rafael (minsur)	14
Callali	25
Cementos Yura	30
Yanacocha	72
Huaron	9
Cerro Corona	17
Ampliación Aceros Arequipa	24
<b>Suma Total</b>	<b>946</b>

**Carga Acumulada de Nuevos Proyectos (MW)**

<b>Proyectos</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Expansión de la concentradora Toquepala		50	50
Proyecto Tia Maria	10	65	65
Proyecto Constancia		75	90
Proyecto Galeno		3	10
Ampliación Quimpac		26	26
Antapacay	15	84	140
Bayobar	11	13	15
Marcobre (Mina Justa)	5	5	30
Ampliación Siderperú	8	8	20
Proyecto Toromocho		23	128
Proyecto Minas Conga			25
El Brocal		26	26
<b>Suma Proyectos</b>	<b>49</b>	<b>378</b>	<b>624</b>
<b>Suma Total Esperada</b>	<b>44</b>	<b>309</b>	<b>597</b>

## Proyección Global de la Demanda

Año	Máx Demanda Anual	Energía Anual	Factor de Carga	Tasa de Crecimiento (%)	
				Potencia	Energía
2009	4260	29747	79.7%		
2010	4698	32212	78.3%	10.3%	8.3%
2011	5117	35492	79.2%	8.9%	10.2%
2012	5535	38838	80.1%	8.2%	9.4%
2013	6090	42764	80.2%	10.0%	10.1%

# Agenda

---

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento
- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

Fórmulas de Reajuste

**Programa de Obras de Generación 2010 – 2013 (hidráulico)**

EMPRESA	FECHA	CENTRAL	POTENCIA (MW)
CELEPSA	Mar-2010	C.H. Platanal	271.4
AGUAS Y ENERGIA PERU	May-2010	C.H. Pias I (12.6 MW)	12.6
EGASA	May-2010	Embalse Chalhuanca (25 MMC)	
EGASA	May-2010	Embalse Banpuñate (40 MMC)	
	Dic-2010	C.H. Roncador (1)	3.80
ELECTROANDES	Feb-2011	Ampliacion Presa Huangush Bajo (4.5MMC)	
SAN GABAN	Dic-2011	Embalse Pumamayo (40 MMC)	
SAN GABAN	Dic-2011	Embalse Corani (10.5 MMC)	
EGEMSA	Feb-2012	C.H. Machupicchu II – Etapa – EGEMSA	101.75
	Oct-2012	C.H. Shima	5.00

(1) Ingreso con 1.3 MW en mayo 2010

**Programa de Obras de Generación 2010 – 2013 (térmico)**

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	Enero 2012	Interconexión Tarapoto Moyobamba Bellavista	
TERMOCHILCA	Junio 2012	Santo Domingo de los Olleros	197.6
KALLPA	Set 2012	CC Kallpa	858.6
FENIX POWER	Set 2012	C.T. Fénix	521.5

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

**Programa de Obras de Generación 2010 – 2013 (RER)**

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

## Programa de Obras de Transmisión

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Mar 2010	Ampliación S.E. Independencia 60 kV
Abr-2010	L.T. la Niña -Bayóvar 138 kV (derivación) Laguna
Nov-2010	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)
Dic-2010	Ampliación Transformador S.E. Azangaro - 138/60/22,9/10 kV -REP
Dic-2010	Ampliación Transformador S.E. Quencoro - 138/34,5/10,5 kV -REP
Dic-2010	Ampliación Transformador S.E. Piura Oeste - 220/60/10 kV -REP
Dic-2010	Ampliación Transformador S.E. Trujillo Norte - 138/22,9/10 kV -REP
Dic-2010	S.E. Trujillo Norte -Banco de Capacitores 15 MVAR, 10 kV -REP
Dic-2010	Ampliación Auto Transformador S.E. Tingo María -220/138/10 kV -REP
Dic-2010	L.T. Carhuaquero -Corona 220 kV (1)
Dic-2010	S.E. Huallanca Reactor 2 x 50 MVAR (1)

## Programa de Obras de Transmisión

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Ene-2011	S.E. Cajamarca 220 kV -SVC + 120/-60 MVAR (1)
Feb 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.
Abr-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)
May-2011	L.T. Independencia -Ica 220 kV
May 2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Independencia - Ica de 141 MVA a 180 MVA.
May 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).

## Programa de Obras de Transmisión

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Ene-2012	L.T. Tocache – Bellavista 138 kV
Set-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 Terna) 220 kV
Nov 2012	Machu Picchu-Abancay –Cotaruse 220 kV
Ene-2013	Pomacocha Carhuamayo 220 kV
Ene 2013	LT SGT 500 kV Chilca-Marcona-Montalvo (antes LT Chilca-Marcona-Caravelí)
Mar 2013	Tintaya-Socabaya 220 kV y subestaciones asociadas

## Balance Oferta – Demanda del SEIN sin considerar restricciones

DESCRIPCION	2010	2011	2012	2013
OFERTA SEIN	7,050.2	7,159.8	8,273.4	8,273.4
DEMANDA	4,698.2	5,116.5	5,534.7	6,089.6
SUPERAVIT / DEFICIT	2,352.0	2,043.2	2,738.7	2,183.9
	50.1%	39.9%	49.5%	35.9%

# Agenda

---

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras

• Costos Variables

- Programa de Mantenimiento
- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

Fórmulas de Reajuste

## **Precios y Costos Variables**

- **Precio del Gas Natural**

- Se aplicó la Resolución Directoral N° 038-98-EM/DGE, el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM y el Procedimiento para la Determinación del precio Límite Superior del gas natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra establecido por OSINERGMIN definido por la Resolución OSINERGMIN 108-2006 OS/CD
- Centrales que operan con gas natural de Camisea: Se ha considerado el precio establecido en sus contratos de suministro de gas natural, más el 90 % de los precios de transporte y distribución.
- Centrales que operan con gas natural no proveniente de Camisea: se ha considerado el precio de acuerdo al Procedimiento 31-C (COES), teniendo como límite superior para Fijación Tarifaria el precio máximo dispuesto por el Decreto Supremo N° 014-2006-EM de fecha 23.02.2006

## Precios y Costos Variables

- **Precios del Gas Natural**

<b>Centrales de Generación</b>	<b>Precio Gas Natural (US\$/MMBTU)</b>
C.T. Ventanilla	2.286
C.T. Santa Rosa	2.362
C.T. Chilca	2.232
C.T. Kallpa	2.232
C.T. Aguaytia	2.264
TG1 y TG2 de C.T. Malacas	2.264
TGN4 de C.T. Malacas	2.264
Calana	2.237
Mollendo	2.194
Las Flores	2.554

## Precios y Costos Variables

- Precios de Combustibles Líquidos al 31 de Octubre 2010 (incluye ISC)**

Lugar	Combustible	PETROPERU	Precios de Referencia Ponderados	PRECIO UTILIZADO		
		S./Gln <sup>(1)</sup> EX-PLANTA	S./Gln <sup>(1)</sup> EX-PLANTA	S./Gln <sup>(1)</sup> EX-PLANTA	US\$/Gln <sup>(2)</sup>	US\$/Barril
Lima (Callao)	Diesel N° 2	7.71	7.72	7.71	2.766	116.19
	Residual N° 6	5.21	5.36	5.21	1.869	78.51
	Residual N° 500	5.15	5.24	5.15	1.848	77.61
Chimbote	Diesel N° 2	7.81	7.82	7.81	2.802	117.70
Trujillo (Salaverry)	Diesel N° 2	7.75	7.76	7.75	2.781	116.79
	Residual N° 6	5.29	5.43	5.29	1.898	79.72
Chiclayo (Eten)	Diesel N° 2	7.72	7.73	7.72	2.770	116.34
Piura (Talara)	Diesel N° 2	7.66	7.67	7.66	2.748	115.44
	Residual N° 6	5.22	5.36	5.22	1.873	78.67
Arequipa (Mollendo)	Diesel N° 2	7.82	7.83	7.82	2.806	117.85
	Residual N° 500	5.22	5.31	5.22	1.873	78.67
Moquegua (Ilo)	Diesel N° 2	7.82	7.83	7.82	2.806	117.85
	Residual N° 6	5.29	5.43	5.29	1.898	79.72

## Precios y Costos Variables

- **Precios de Carbón**

CENTRAL	PRECIO	Poder Calorifico
	US\$/Ton	Kcal/kg
ILO2	95.65	6000

# Agenda

---

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables

• Programa de Mantenimiento

- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

Fórmulas de Reajuste

## **Programa de Mantenimiento**

- **Año 2010:**
  - **Se utilizó los Mantenimientos Ejecutados (a setiembre 2010 que figuran en el Sistema de Información del COES (SICOES)).**
- **Año 2011:**
  - **Se utilizó el Programa Preliminar de Mantenimiento Anual de las unidades de generación que forman parte del COES (Hasta setiembre 2011).**
- **Años 2012-2013:**
  - **En el caso de las centrales hidráulicas se utilizó un programa similar al del año 2010 y 2011 respectivamente.**
  - **En el caso de las centrales térmicas, dependiendo de la operación simulada por el PERSEO a cada unidad y sus HOE, se obtuvieron los mantenimientos basados en un programa estándar de mantenimientos por tecnología y tipo de combustible.**

# Agenda

---

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento

• Hidrologías

- Simulación del Perseo y Resultados

Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

Fórmulas de Reajuste

## **Series Hidrológicas**

- **Se consideraron en el modelo PERSEO las últimas 18 series hidrológicas de caudales (1992-2009) de acuerdo a la información proporcionada por el Subcomité de Generadores en base al documento “Resumen de la situación de la evaluación de las series de las series históricas”.**

# Agenda

---

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento
- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

Fórmulas de Reajuste

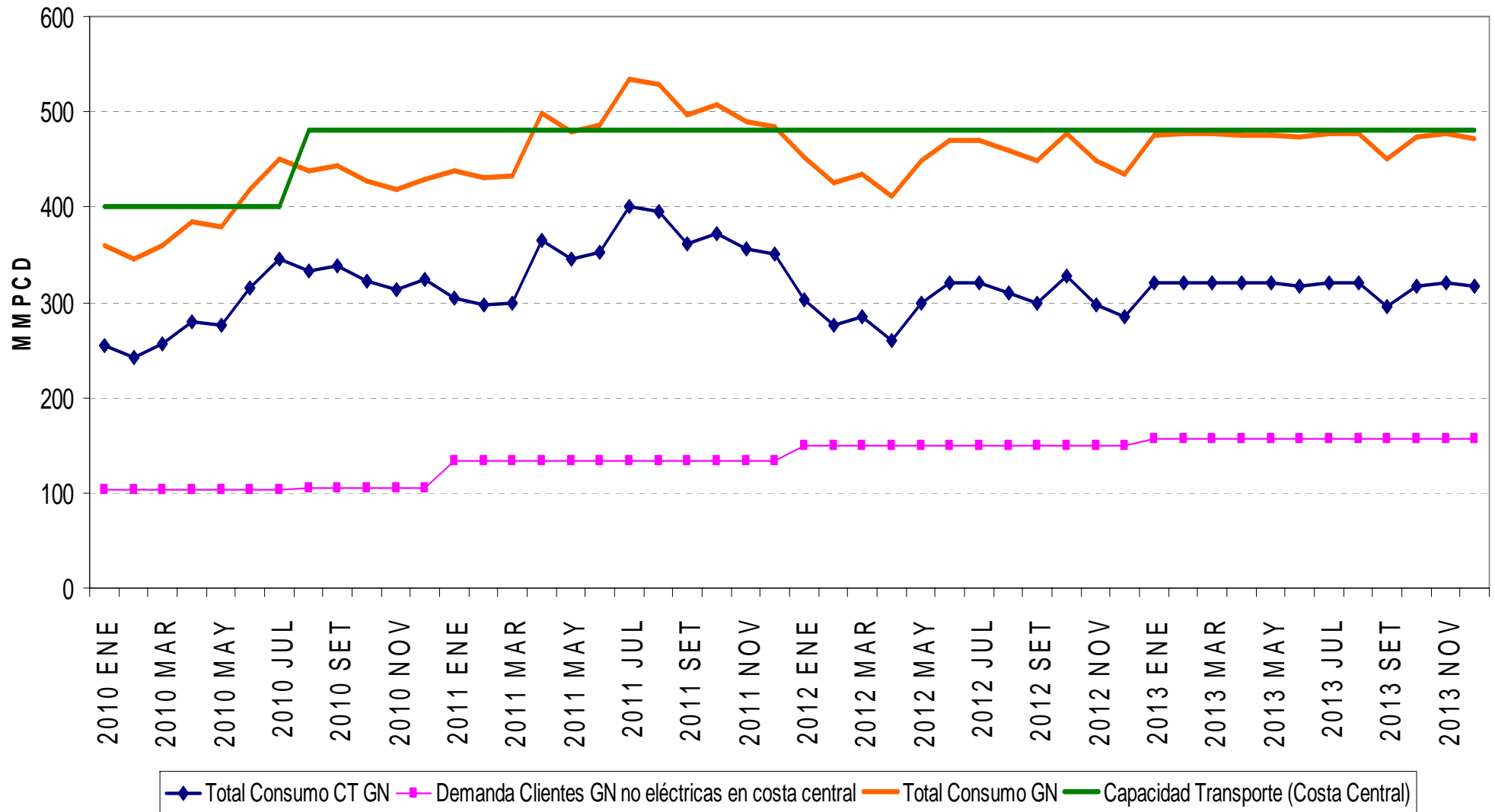
## **Aplicación del Decreto de Urgencia DU 049-2008**

“Los costos marginales de corto plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), se determinarán considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad, no debiendo ser superiores a un valor límite que será definido por el Ministerio de Energía y Minas mediante resolución Ministerial”

El presente Decreto de Urgencia se mantendrá en vigencia desde el 1 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2011.

Costo Marginal Límite: 313.5 Soles/MWh

## Consumo GN vs Capacidad de Ducto TGP

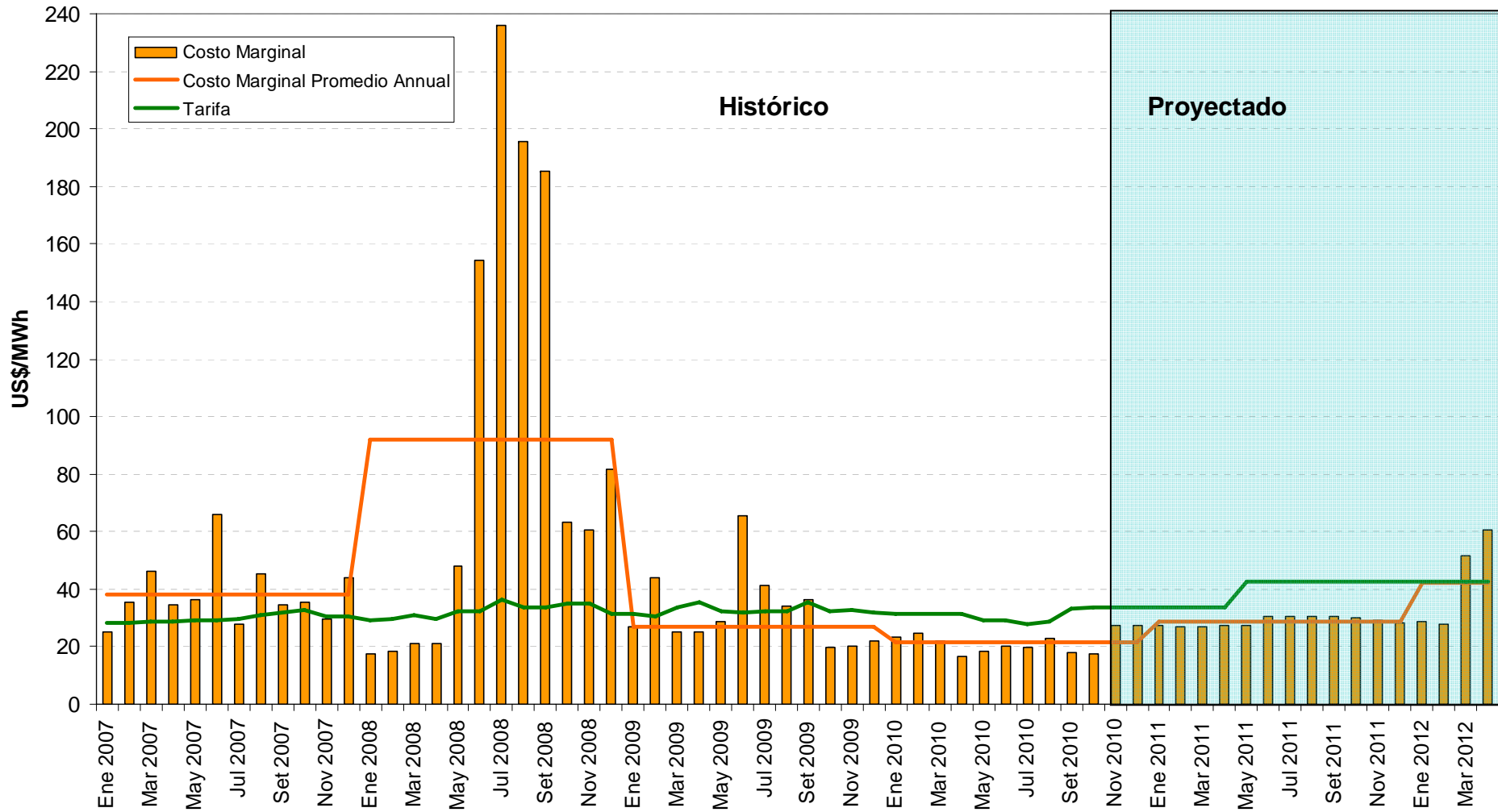


## Resultados

### Precio Básico de Energía Barra Santa Rosa 220 kV (US\$/MWh)

<b>PUNTA</b>	<b>FUERA DE PUNTA</b>	<b>TOTAL</b>
<b>59.82</b>	<b>38.65</b>	<b>42.83</b>

## Evolución de Costo Marginal y Tarifa – barra Santa Rosa 220 kV



## COMPARACION DE LA PROPUESTA Y TARIFA VIGENTE DE ENERGIA

---

### Energía US\$/ MWh

	<b>Punta</b>	<b>F.Punta</b>	<b>Total</b>	
Fijación OSINERG 2010 (Tarifa teórica)	34.53	27.68	29.02	
Tarifa Vigente 05 Oct 2010	40.94	31.65	33.51	
<b>Propuesta 2010</b>	<b>59.82</b>	<b>38.65</b>	<b>42.83</b>	<b>28%</b>

# PRECIOS EN OTRAS LOCALIDADES DEL PAIS

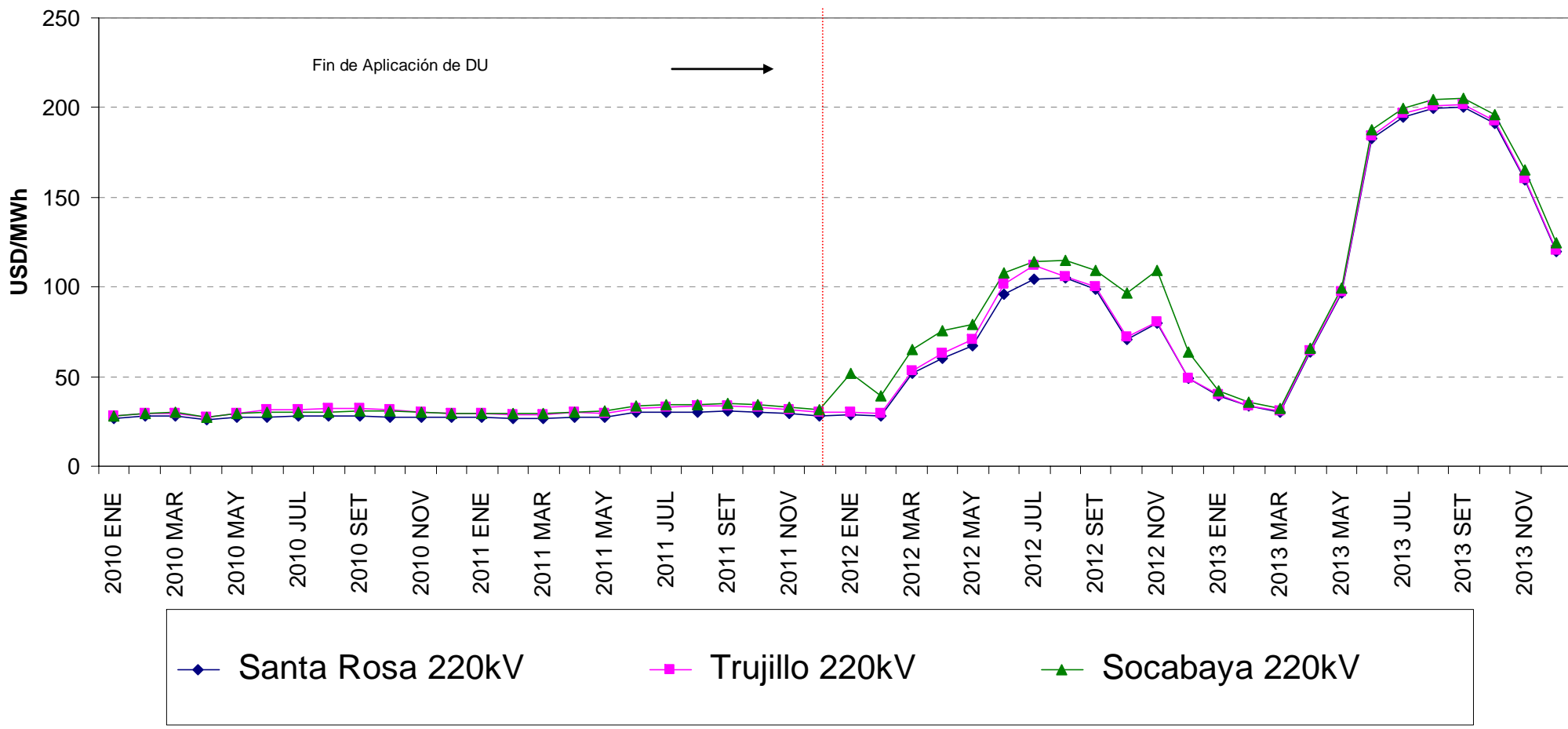
CMG DE ENERGIA ACTUALIZADOS EN US\$/MWh

**TRUJILLO**  
**45.2**

**LIMA**  
**42.8**

**SOCABAYA**  
**49.8**





# Agenda

---

## Introducción

## Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento
- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

## Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

## Fórmulas de Reajuste

## **Precio Básico de Potencia**

- **Se consideró el “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia” aprobado con Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD del 30.09.2004, y la modificación a los Artículos 4°, 5°, 6° y 7° del referido Procedimiento efectuados con Resolución OSINERGMIN N° 525-2007-OS/CD fecha 28.08.2007.**
- **Se ha considerado la Resolución OSINERGMIN N° 618-2008-OS/CD de fecha 16 de octubre de 2008 que modifica el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema a 32.7% y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la Unidad de Punta a 3% para el cálculo del Precio Básico de Potencia**
- **El cálculo del Precio Básico de Potencia en el presente proceso tarifario esta basado principalmente en los valores de costos de la Fijación Tarifaria mayo 2010 debidamente actualizados con el índice de inflación nacional (inflación últimos 12 meses) para las partidas de costos de la Central Eléctrica así como de la Conexión Eléctrica.**

## Precio FOB de Turbo-generador : Unidad de Punta

2011	
MDaño (MW)	<b>5117</b>

FCTC	FCCS
0.9804	0.9876

### Rango de CEiso (MW)

3.5%*MDaño	75%*PEFMC	PEFMC	
179.095	149.872	<b>199.830</b>	TG8 CT Santa Rosa
Limite Mínimo	<b>149.872</b>		
Limite Máximo	<b>199.830</b>		

### 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\$
<b>2004/2005</b>	171.700	28.5000	184.400	29.4000	187.700	34.7000		
<b>2006</b>	171.700	30.9100			179.000	33.6900	198.300	35.3400
<b>2007/2008</b>	171.700	40.1760	184.400	44.0040	188.782	46.4210	198.300	46.9820
<b>2009</b>	171.700	41.7904	184.400	45.3655	188.782	46.3632	202.000	46.5609
<b>2010</b>	183.000	42.4069			188.782	43.4438	202.000	45.7501

CEiso	<b>179.788 MW</b>
-------	-------------------

FOBTG	<b>40,106 miles de US\$</b>
-------	-----------------------------

## **Central Termoeléctrica – Costos FOB adicionales**

- **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
- **Transporte local, Montaje Electromecánico, Pruebas, Supervisión, Adquisición Terreno, Obras preliminares, Obras civiles, Suministro de sistema de combustible, suministro 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 octubre 2010, fuente <http://www.bcrp.gob.pe/>) que da un valor de 2.1% y los tipo de cambio correspondientes al 31-03-2010 y al 03-09-2010 (fuente <http://www.sbs.gob.pe/app/stats/tc-cv.asp>).

- **Conexión Eléctrica**

**Precio FOB.** Actualización de costos:

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.

## Cálculo del Precio Básico de Potencia

### Costos de Central termoeléctrica

CENTRAL TERMoeLECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		<b>40 106.11</b>		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			210.94	210.94
Montaje electromecánico		555.77	1 072.42	1 628.19
Pruebas y puesta en marcha			508.92	508.92
Supervisión		242.65	488.36	731.01
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			295.23	295.23
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			125.33	125.33
Obras civiles			1 848.45	1 848.45
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 422.14	1 422.14
Suministro de sistema contra incendio			184.57	184.57
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 269.34	1 269.34
Intereses Durante la Construcción (1)	5.59%	2 430.53	433.88	2 864.42
<b>Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI<sub>CT</sub>)</b>		<b>45 941.96</b>	<b>8 201.28</b>	<b>54 143.23</b>

## Costos de Conexión Eléctrica

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		<b>3 947.57</b>		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			19.36	19.36
Obras civiles			38.05	38.05
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			135.58	135.58
Supervisión			49.69	49.69
Gastos Generales - Utilidad Contratista			27.46	27.46
Intereses Durante la Construcción (1)	5.59%	229.33	16.92	246.25
<b>Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI<sub>CE</sub>)</b>		<b>4 334.80</b>	<b>319.91</b>	<b>4 654.71</b>

# Agenda

---

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento
- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

Fórmulas de Reajuste

## Precio Básico de Potencia Barra Santa Rosa 220 kV(US\$/MW)

<b>ANUALIDAD DE LA INVERSION</b>				
<b>CENTRAL TERMOELECTRICA</b>			<b>Miles US\$ / año</b>	<b>Miles US\$ / año</b>
Vida Util (años)		20		
Factor de Recupero de Capital		13.39%		
Anualidad del Costo Total de la Inversion de la Central Térmica ( aCTI <sub>CT</sub> )			6 150.65	1 097.98
				7 248.63
<b>CONEXIÓN ELECTRICA</b>			<b>Miles US\$ / año</b>	<b>Miles US\$ / año</b>
Vida Util (años)		30		
Factor de Recupero de Capital		12.41%		
Anualidad del Costo Total de la Inversion de la Conexión Eléctrica ( aCTI <sub>CE</sub> )			538.14	39.71
				577.85
<b>Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento</b>			<b>Miles US\$ / año</b>	<b>Miles US\$ / año</b>
Costo Fijo de Personal y Otros ( CFPyO )				1 052.20
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento ( CFOyM )			731.59	731.59
Participación			77.21%	22.79%
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento ( CFaOyMe )			9.92	US\$ / kW-año
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta ( aINV )			43.53	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar ( CCUPS )			53.45	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva ( CCUPE )			56.16	US\$ / kW-año
<b>Precio Básico de la Potencia ( PBP )</b>			<b>76.83</b>	<b>US\$ / kW-año</b>
Capacidad Estándar de la unidad de Punta ( CE <sub>ISO</sub> )			<b>179.79</b>	MW
Potencia Efectiva ( P <sub>EF</sub> )			171.1	MW
Factor de Ubicación ( FU )			1.0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema ( MRFO )			32.70%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad ( TIF )			3.00%	

(1) Tamex = 8.69% vigente al 04.11.10

**Precio Básico de Potencia Barra Santa Rosa 220 kV(US\$/MW)**  
(comparación)

US\$/kW-año	Caso	S./kW-mes	Var
<b>76.83</b>	Propuesta SCG FiTa May 2011	16.94	2.4%
<b>74.75</b>	Precio actual (Vigente al 04 - Oct - 2010) *	16.50	-0.2%
<b>73.57</b>	Resol 079-2010 OSINERG (FiTa May 2010)	<b>16.53</b>	0.0%

# Agenda

---

## Introducción

## Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento
- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

## Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

## Fórmulas de Reajuste

## Fórmula de Actualización del Precio Básico de Energía

$$\text{FAPEM} = d * \text{FTC} + e * \text{FD2} + f * \text{FR6} + g * \text{FPGN} + \text{cb} * \text{FCB}$$

Donde:  $d = 0.1620$   $e = 0.0995$   $f = 0.03053$   $g = 0.3971$   $\text{cb} = 0.0361$

- **FAPEM** = Factor de actualización del precio de la energía a nivel generación en las Subestaciones Base del Sistema.
- **FTC** = Factor por variación del Tipo de Cambio.
- **FD2** = Factor por variación del precio del petróleo Diesel N°2.
- **FR6** = Factor por variación del precio del petróleo Residual N° 6.
- **FPGN** = Factor por variación del precio del Gas Natural.
- **FCB** = Factor por variación del precio del Carbón Bituminoso

## Parámetros de Actualización del Precio Básico de Potencia

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

- FAPPM = Factor de actualización del precio de la potencia de punta.
- FTC = Factor por variación del Tipo de Cambio.
- FPM = Factor por variación de los Precios al Por Mayor .
- $a = 0.7721$
- $b = 0.2279$

## Precios Monomicos

---

### Comparación de los Precios Monomicos

<b>Precios Monómicos</b>	<b>ctms S/kWh</b>	<b>Var</b>
<b>Precio Licitación Oct 2010</b>	<b>11.67</b>	<b>22.8%</b>
<b>Precio Teórico Propuesto</b>	<b>14.33</b>	

---

**Muchas Gracias**