

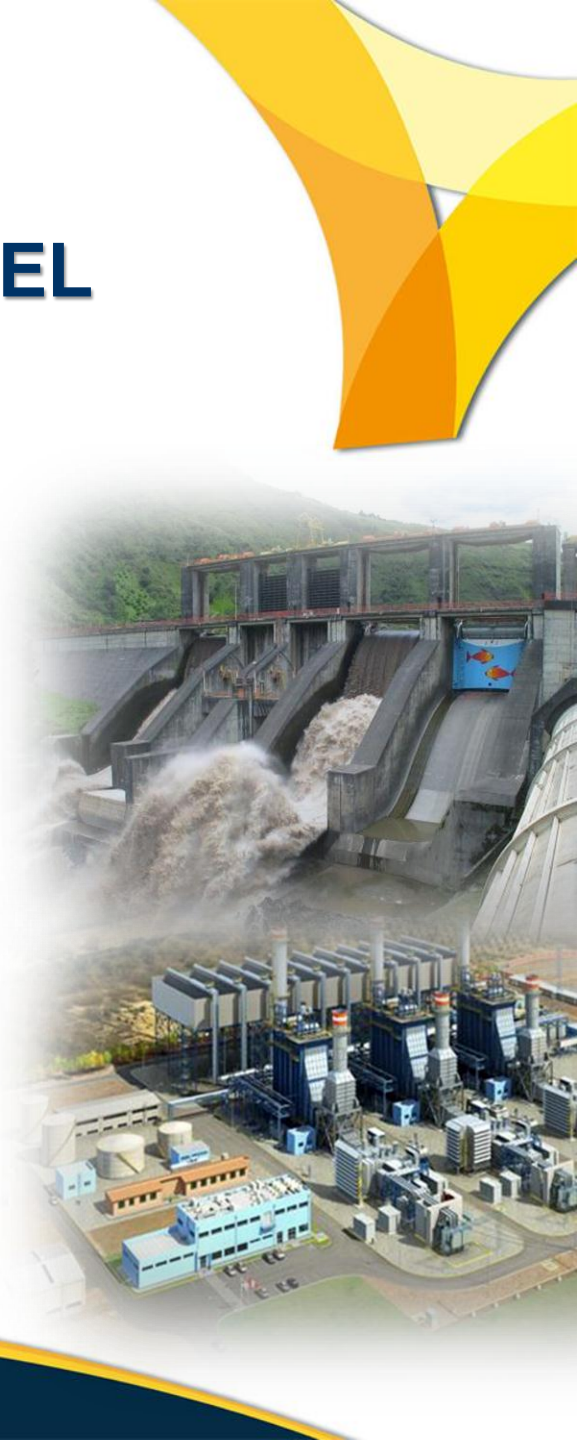
SUBCOMITE DE GENERADORES DEL COES

ESTUDIO DE PRECIOS EN BARRA PERIODO TARIFARIO MAYO 2013 – ABRIL 2014

Estudio elaborado por:



26 de Noviembre 2012



INTRODUCCION

Cálculo del Precio Básico de Energía

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

Fórmula de Reajuste - Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

Fórmula de Reajuste - Potencia

INTRODUCCION

De acuerdo a las normativas vigentes (Ley 28832, Ley 25844 y Decreto Supremo 009-93-EM) el proceso de fijación de tarifas de barra incluye la presentación por parte del SubComité de Generadores del COES de la propuesta de Estudios de Precios en barra para el período Mayo 2013 – Abril 2014.

- En este marco el SubComité de Generadores contrató SIDEc para la elaboración de la citada propuesta, a partir de la información actualizada del mercado y ciertos lineamientos proporcionados por el Subcomité de Generadores.
- El estudio técnico ha sido realizado en coordinación con los responsables del Subcomité de Generadores con la información suministrada por el Subcomité de Generadores, el COES, y agentes del sector.

INTRODUCCION

Cálculo del Precio Básico de Energía

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

Fórmula de Reajuste - Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

Fórmula de Reajuste - Potencia

INTRODUCCION

Cálculo del Precio Básico de Energía

✓ **Proyección de la Demanda**

✓ Programa de Obras

✓ Costos Variables

✓ Programa de Mantenimiento

✓ Hidrologías

✓ Simulación del Perseo y Resultados

Fórmula de Reajuste - Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

Fórmula de Reajuste - Potencia

Proyección de la Demanda

- Se ha considerado la demanda ejecutada al mes de agosto de 2012.
- Se ha pronosticado la demanda para el periodo setiembre 2012 – marzo 2015.
- La demanda comprende todos los suministros a ser atendidos por el SEIN, agregando las pérdidas de transmisión y distribución correspondientes.

Ventas de Energía (VE)

- Modelo Econométrico (correlación con el crecimiento del PBI)
- Información Histórica (1981- Agosto 2012)

Cargas Incorporadas (CI)

Talara, Tumbes, Yura-Cachimayo, Joya, Santa Rita y Siguas (Arequipa), Pucallpa, Bagua-Jaén, Tarapoto-Moyobamba y Bellavista y Puerto Maldonado.



Cargas Especiales (CE)

Electroandes, Shougesa, Antamina, Southern, Cerro Verde, Tintaya Bhp, San Rafael (Minsur-Azángaro 60), Callali, Cementos Yura, Yanacocha (Nuevo), Huarón, Cerro Verde (Socabaya), Cerro Corona (Soc. Minera Corona Cajamarca), Ampliación De Aceros Arequipa, Bayóvar (Miski Mayo) y Tintaya-Antapaccay.

El proyecto Antapaccay, pasa a ser parte de cargas especiales y se valida sus proyecciones de potencia y energía bajo la carta enviada N° XSLT-506/12 06-09-2012.

Cargas de Proyectos (CP)

Expansión de la concentradora Toquepala, Cuajone, Proyecto Tía María, Proyecto Constancia, Proyecto Conga, Proyecto Quellaveco, Proyecto Chucapaca, Proyecto Shahuindo, Proyecto Concentradora Cerro Verde, Proyecto Las Bambas, Ampliación Quimpac, Proyecto Toromocho y Proyecto El Brocal.

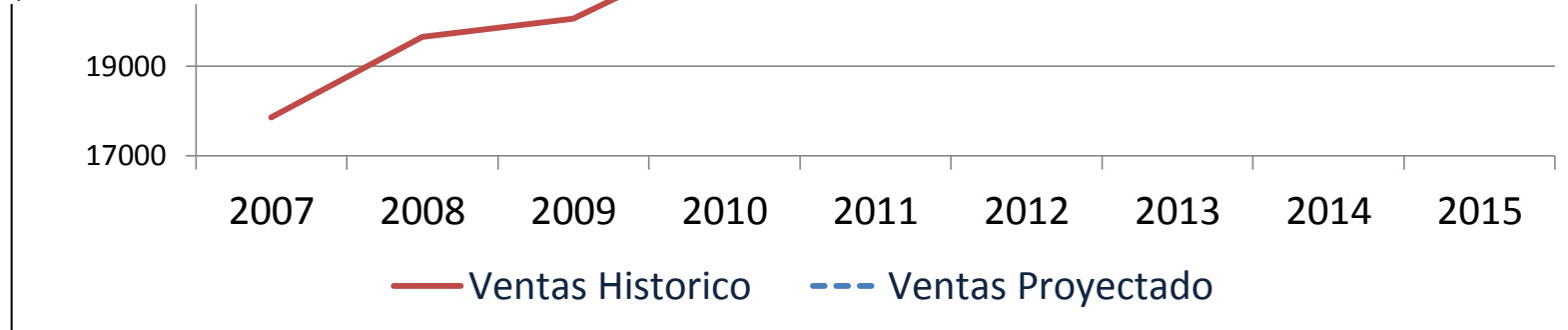
- Pérdidas en la red de Transmisión (Perd)
- $Demanda\ Global\ Anual = VE + CE + CI + CP + Perd$

Proyección de Parámetros Econométricos y Ventas de Energía en el SEIN

Año	PBI (Soles de 1994)	%(1)	VENTAS (GW.h)	%
2012	221975	6.0%	24358	4.6%
2013	235293	6.0%	25888	6.3%
2014	249882	6.2%	27666	6.9%
2015	265374	6.2%	29540	6.8%

Proyección de Ventas

(1) Reporte de Inflación Junio 2012 – BCRP



Cargas Especiales (existentes)

Carga	MW
ELECTROANDES	189
SHOUGESA	46
ANTAMINA	131
SOUTHERN	207
CERRO VERDE	60
TINTAYA BHP	37
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	16
CALLALI	25
CEMENTOS YURA	33
YANACOCHA (nuevo)	70
HUARON	9
CERRO VERDE (NUEVO)	126
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarquilla)	16
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA	6
AMPLIACION DE CAJAMARQUILLA	41
BAYOVAR(Miski Mayo)	12
TINTAYA-ANTAPACCAI	86
Total	1110

Carga Acumulada de Nuevos Proyectos (MW)

Proyectos	2013	2014	2015
Expansión de la concentradora Cuajone	6	6	35
Expansión de la concentradora Toquepala	2	36	42
Expansión de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre	-	-	-
Proyecto Tia Maria	10	10	67
Proyecto Constancia	-	67	67
Proyecto Conga	5	30	130
Proyecto Quellaveco	-	-	10
Ampliacion Quimpac	14	25	25
Ampliacion Brocal	31	31	31
Proyecto Chucapaca	-	-	10
Proyecto Shahuindo	-	10	10
Ampliación Siderperú	-	-	-
Proyecto Toromocho	114	152	152
Proyecto (Concentrados) Cerro Verde	10	40	122
Proyecto Bambas	28	112	157
Suma Proyectos	68	215	427
Suma Total Esperada	135	480	753

Demanda en el periodo de estudio.

Año	Demanda (*) Anual MW	Energía (*) Anual GW.h	Factor de Carga Anual	Tasa de Crecimiento (%)	
				Potencia	Energía
2011	4960	35244	81.1%		
2012	5389	37523	79.5%	8.7%	6.5%
2013	5855	40762	79.5%	8.7%	8.6%
2014	6562	45148	78.5%	12.1%	10.8%
2015	7235	51343	81.0%	10.2%	13.7%

* Demanda Total considerando Renovables.

INTRODUCCION

Cálculo del Precio Básico de Energía

✓ Proyección de la Demanda

✓ **Programa de Obras**

✓ Costos Variables

✓ Programa de Mantenimiento

✓ Hidrologías

✓ Simulación del Perseo y Resultados

Fórmula de Reajuste - Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

Fórmula de Reajuste - Potencia

Programa de Obras de Generación 2012-2015 (Hidroeléctricas)

EMPRESA	FECHA	CENTRAL	POTENCIA (MW)
Huanza Generación	Feb. 2013	C.H. Huanza	90
EGEMSA	Jun. 2014	C.H. Machupicchu, segunda etapa	101
LDS	Dic. 2014	C.H. Santa Teresa (Cuzco)	91
SN POWER	Set. 2014	C.H. Cheves (Huaura-Lima)	168
ENERSUR	Oct. 2014	C.H. Quitaraca	112
RER	Ene. 2015	C.H. Ángel I, II , III	60



Programa de Obras de Generación 2012-2015 (Termoeléctricas)

EMPRESA	FECHA	CENTRAL	POTENCIA (MW)
ELECTROPERU	May. 2012	C.T. Emergencia de Mollendo	60
ELECTROPERU	Jun. 2012	C.T. Emergencia de Piura	80
SDE	Jul. 2012	C.T. Tablazo de SDE Piura	30
KALLPA	Ago. 2012	Conversión a ciclo combinado de C.T. Kallpa	857
FENIX POWER	Jun. 2013	C.T. Fénix CC	534
ENERSUR	Dic. 2012	Conversión a ciclo combinado de C.T. Chilca I	818
EEPSA	Set. 2013	C.T. Reserva Fría de Talara - TG5	183
ENERSUR	Set. 2013	C.T. Reserva Fría de ILO	460
TERMOCHILCA	Set. 2013	C.T. Santo Domingo de Olleros	197.6
COBRA	Abr. 2014	C.T. Reserva Fría de Planta Eten	214



Programa de Obras de Generación 2012-2015 (RER)

FECHA	CENTRAL	POTENCIA (MW)
Feb. 2012	C.H. Huasahuasi I	8
May. 2012	C.H. Huasahuasi II	8
Abr. 2012	C.H. Nueva Imperial	3.9
Oct. 2014	C.H. Shima	5
Ago. 2012	Central Solar Majes	20
Ago. 2012	Central Solar Repartición	20
Nov. 2012	Central Solar Tacna	20
Dic. 2012	C.H. Yanapampa	4.1
Ene. 2013	Central Solar Panamericana	20
Ene. 2013	C.H. Chancay	19.2
Ene. 2013	C.H. Pizarra	18
Abr. 2013	Central Eólica Marcona	32
Oct. 2013	Central Eólica Talara	30
Oct. 2013	Central Eólica Cupisnique	80
Dic. 2013	C.H. Manta	20
Dic. 2014	C.H. Runatullu III	20
Ene. 2015	C.S. Moquegua FV	16
Ene. 2015	C.H. 8 de Agosto	19
Ene. 2015	C.H. El Carmen	8.4
Ene. 2015	C.E. Parque Eólico Tres Hermanas	90
Ene. 2015	C.H. Canchayllo	3.73
Ene. 2015	C.H. Huatziroki	11.08
Ene. 2015	C.H. Renovandes H1	20



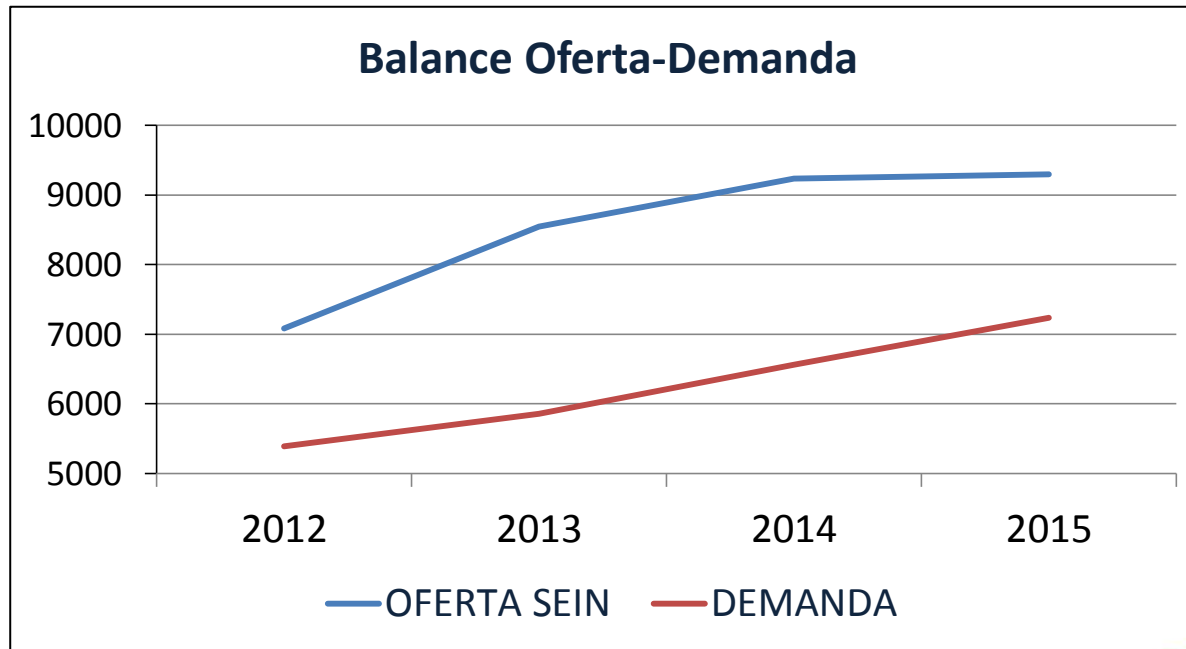
Programa de Obras de Transmisión 2012-2015

Fecha de Ingreso	PROYECTO
Ene. 2012	L.T. 220 kV Huallanca -Conococha doble circuito
Ago. 2012	Repotenciación de la LT 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 152 MVA a 180 MVA
Ago. 2012	LT 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo (2do Circ.)
Ago. 2012	S.E. Chiclayo Oeste Ampliación de la capacidad del Transformador de 220/60/10 kV - 100/100/30 MVA
Ago. 2012	S.E. Huacho Transformador 220/66/10 kV - 50/50/25 MVA (Amp.) incluye LT 220kV Zapallal - Paramonga Nueva
Ago. 2012	S.E. Guadalupe Ampliación de la capacidad del Transformador 220/60/10 kV - 50/50/25 MVA
Feb. 2013	LT 220 kV Pomacocha – Carhuamayo
Oct. 2012	LT 220 kV Piura Oeste - Talara (2do Circ.)
Dic. 2012	LT 500kV Zapallal - Chimbote – Trujillo
May. 2012	Repotenciación de la LT 220 kV Pomacocha - Pachachaca 152 MVA a 250 MVA
Feb. 2013	Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la LT 220 kV Pachachaca – Oroya Nueva de 152 MVA a 250 MVA
Mar. 2013	S.E. Chilca Nueva Resistencia de Neutro en el Transformador
Mar. 2013	Reactor Serie Chilca entre las SS.EE. Chilca Nueva - Chilca REP
Jul. 2013	LT 220 kV Tintaya - Socabaya (doble circ.)
Jul. 2013	LT 500 kV Chilca - Marcona – Montalvo
Oct. 2013	LT 220 kV Planicie - Los Industriales (doble circ.)
Oct. 2013	S.E. Los Industriales 220/60 10 kV – LDS
Nov. 2013	LT 500 kV Trujillo - La Niña e instalaciones complementarias
Dic. 2014	L.T. 220 kV Machupicchu-Abancay-Cotaruse



Balance Oferta – Demanda del SEIN sin considerar restricciones

DESCRIPCION	2012	2013	2014	2015
OFERTA SEIN	7,081.7	8,546.3	9,232.3	9,292.3
DEMANDA	5,388.8	5,855.2	6,562.5	7,234.9
SUPERAVIT / DEFICIT	1,692.9	2,691.1	2,669.8	2,057.4
	31.4%	46.0%	40.7%	28.4%



INTRODUCCION

Cálculo del Precio Básico de Energía

- ✓ Proyección de la Demanda
- ✓ Programa de Obras

✓ **Costos Variables**

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

Fórmula de Reajuste - Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

Fórmula de Reajuste - Potencia

Precios y Costos Variables

Precio del Gas Natural

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

Para las centrales que operan con gas natural de Camisea, el precio se determinó tomando como referencia el precio efectivamente pagado del gas de Camisea más el 90% del costo del transporte y de la distribución, según corresponda.

Para centrales que utilizan gas natural procedente de otras fuentes distintas a Camisea, se consideró el precio único que se obtiene como resultado del procedimiento N° 31 C del COES.

Precios y Costos Variables

Precios de Combustibles Líquidos al 30 de setiembre del 2012

Lugar	Combustible	PETROPERU	Precios de Referencia Ponderados	PRECIO UTILIZADO	US\$/Gln ⁽²⁾	US\$/Barril
		S./Gln ⁽¹⁾	S./Gln ⁽¹⁾	S./Gln ⁽¹⁾		
		EX-PLANTA	EX-PLANTA	EX-PLANTA		
Lima (Callao)	Diesel N° 2	10.65	10.37	10.37	3.992	167.64
	Residual N° 6	7.28	7.12	7.12	2.741	115.10
	Residual N° 500	7.16	7.01	7.01	2.698	113.33
Chimbote	Diesel N° 2	10.50	10.24	10.24	3.941	165.54
Trujillo (Salaverry)	Diesel N° 2	10.45	10.19	10.19	3.922	164.73
	Residual N° 6	7.38	7.22	7.22	2.779	116.72
Chiclayo (Eten)	Diesel N° 2	10.41	10.15	10.15	3.907	164.09
Piura (Talara)	Diesel N° 2	10.35	10.09	10.09	3.884	163.12
	Residual N° 6	7.30	7.14	7.14	2.748	115.43
Arequipa (Mollendo)	Diesel N° 2	10.77	10.48	10.48	4.034	169.42
	Residual N° 500	7.24	7.08	7.08	2.725	114.46
Moquegua (Ilo)	Diesel N° 2	10.51	10.25	10.25	3.945	165.70
	Residual N° 6	7.37	7.21	7.21	2.775	116.56

(1) Incluye el ISC en el caso del R No 6 y R No 500

(2) 1 barril = 42 galones.

Precios y Costos Variables

Precio del Carbón

Central	Precio	Poder Calorífico
	US\$/Ton	Kcal/Kg
Ilo 2 TV Carbón N°1	110.970	60000



INTRODUCCION

Cálculo del Precio Básico de Energía

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

✓ Programa de Mantenimiento

- ✓ Hidrologías
- ✓ Simulación del Perseo y Resultados

Fórmula de Reajuste - Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

Fórmula de Reajuste - Potencia

Programa de Mantenimiento

Para el año 2012 mantenimientos ejecutados ene- julio 2012 y para los meses restantes se completó con el PAMM 2012 (jul12-jun13).

Para el año 2013 la información conjunta previamente procesada del Programa de Mantenimientos enviadas por empresas y el PAM 2013 (preliminar).

Para los años 2014 y 2015 la información previamente procesada del Programa de Mantenimiento de Centrales Hidroeléctricas enviado por las empresas; en el caso de las centrales Termoeléctricas se realizó haciendo uso del proceso metodológico del modelamiento del Mantenimiento Mayor de las Centrales Térmicos del COES SINAC.



INTRODUCCION

Cálculo del Precio Básico de Energía

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

✓ **Hidrologías**

- ✓ Simulación del Perseo y Resultados

Fórmula de Reajuste - Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

Fórmula de Reajuste - Potencia

Series Hidrológicas

Se considero 47 Hidrologías (1965-2011)

- ✓ Ajuste a hidrologías y promedios en algunos casos
- ✓ EGENOR renovó sus series hidrológicas.
- ✓ Se considere los volúmenes de embalses similares al del año pasado para el lago Junín y Poechos, por temas de optimización del modelo.



Aplicación del Decreto de Urgencia DU 079-2010

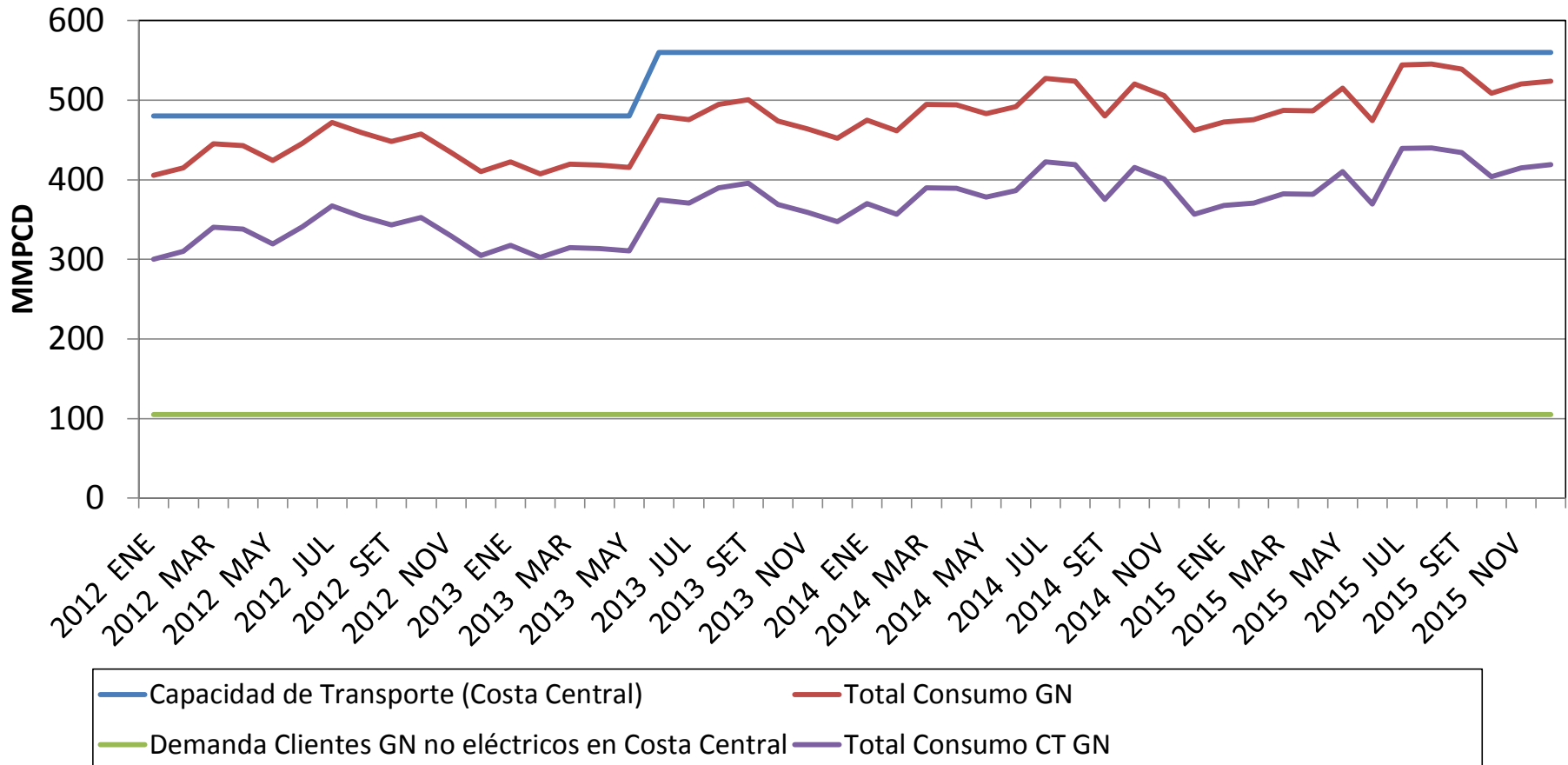
“Los costos marginales de corto plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), se determinarán considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad, no debiendo ser superiores a un valor límite que será definido por el Ministerio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

El presente Decreto de Urgencia extiende la vigencia del DU-049-2008 hasta el 31 de diciembre de 2013.

Costo Marginal Límite: 313.5 Soles/MWh.

Consumo de GN vs Capacidad del Ducto

Consumo GN vs Capacidad de Ducto TGP



INTRODUCCION

Cálculo del Precio Básico de Energía

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

✓ **Simulación del Perseo y Resultados**

Fórmula de Reajuste - Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

Fórmula de Reajuste - Potencia

Precio básico de energía en concordancia a la Aplicación del Decreto de Urgencia DU 079-2010

Se muestra el resultado que determina el modelo PERSEO del precio básico de energía para la barra de Lima en los períodos de punta, fuera de punta y ponderado.

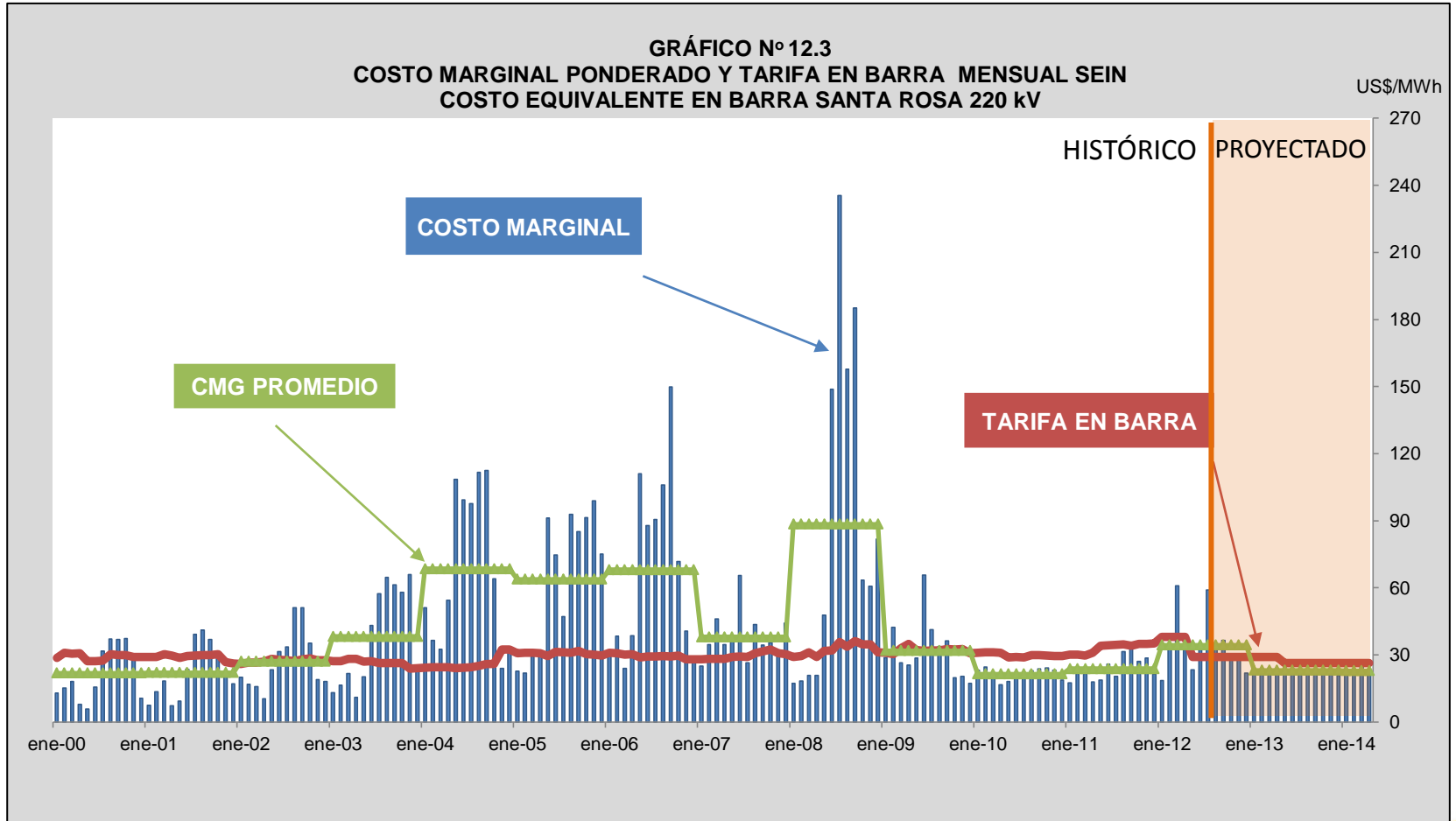
Año	Mes	Punta	F.Punta	Total	P/FP
2013	Mayo	29.04	25.70	26.34	1.13

Estudio SCG y Tarifa vigente de Energía (comparable a Oct. 2012)

ENERGIA (ctm. S/. / kWh)	Punta	F.Punta	Total	
Fijación OSINERG 2012 (Res-057-2012)	11.73	10.7	10.91	
Tarifa Octubre – 2012.	11.58	10.56	10.77	-1.3%
Estudio SCG 2012	7.54	6.68	6.84	-37.3%

ENERGIA (US\$/MWh)	Punta	F.Punta	Total	
Fijación OSINERG 2012 (Res-057-2012)	43.97	40.10	40.91	
Tarifa Octubre – 2012.	44.57	40.65	41.46	1.4%
Estudio SCG 2012	29.04	25.70	26.34	-35.6%

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



Fuente: Elaborado sobre la información del COES

INTRODUCCION

Cálculo del Precio Básico de Energía

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

Fórmula de Reajuste - Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

Fórmula de Reajuste - Potencia

Fórmula de Reajuste - Energía

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: $d = 0.1119$ $e = 0.0006$ $f = 0.0$
 $g = 0.8748$ $\text{cb} = 0.0127$

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

INTRODUCCION

Cálculo del Precio Básico de Energía

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

Fórmula de Reajuste - Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

Fórmula de Reajuste - Potencia

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.

Precio FOB de Turbo-generador : Unidad de Punta

2013	
MDaño (MW)	5940

FCTC	FCCS
0.9804	0.9876

Rango de CEISO (MW)

3.5%*MDaño	75%*PEFMC	PEFMC
207.9	149.872	199.830
TG8 CT Santa Rosa		
Limite Mínimo	149.872	
Limite Máximo	199.830	

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

GTWH (60 Hz)	V94.2		SGT5-2000E		AE94.2K		GT13E2		7FA		M501F3	
	PBISO	Mill US\$	PBISO	Mill US\$	PBISO	Mill US\$	PBISO	Mill US\$	PBISO	Mill US\$	PBISO	Mill US\$
2006			163.30	29.40			172.20	32.07				
2007/2008			168.00	37.80			179.90	42.43				
2009			168.00	40.85			179.90	43.38				
2010/2011			168.00	38.63			182.20	42.10				
2012	157.000	42.95	166.00	44.89	170.00	46.41	184.50	49.96	184.91	47.76	185.40	47.33

CE_{ISO} **168.011 MW**

FOBTG **41,854.32 miles de US\$**

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 2012
- 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 2012 los cuales se actualizaron con factores de ajuste en moneda nacional y extranjera, resultando lo siguiente:

Factor de ajuste 2012 M.E.	1.0137969
Factor de ajuste 2012 M.N.	1.0219249

Costos de Central Termoeléctrica

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		41 854.32		41 854.32
Repuestos iniciales	2.50%	1 046.36		1 046.36
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	1 674.17		1 674.17
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		356.60	356.60
Transporte local			221.92	221.92
Montaje electromecánico		549.29	1 130.48	1 679.77
Pruebas y puesta en marcha			535.41	535.41
Supervisión		249.60	513.78	763.38
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			310.59	310.59
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			131.85	131.85
Obras civiles			1 944.66	1 944.66
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 496.17	1 496.17
Suministro de sistema contra incendio			194.18	194.18
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 245.11	1 245.11
Intereses Durante la Construcción (1)	5.27%	2 390.31	425.70	2 816.00
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT})		47 764.05	8 506.44	56 270.49

(1) Tamex = 8.1933% vigente al 05.10.12

Costos de Conexión Eléctrica

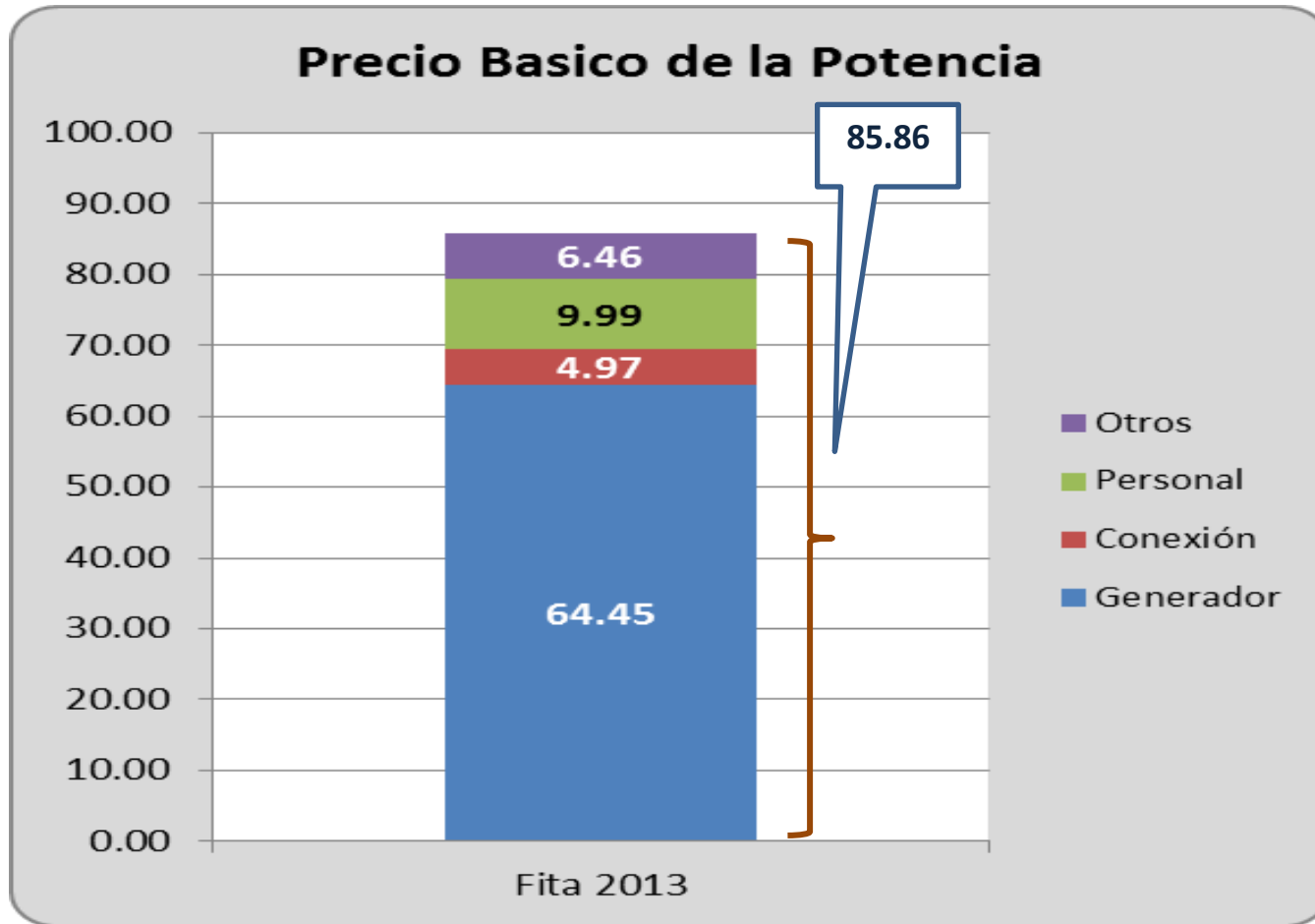
CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		3 975.17		3 975.17
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	159.01		159.01
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		33.07	33.07
Transporte local			20.37	20.37
Obras civiles			40.03	40.03
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			142.64	142.64
Supervisión			52.28	52.28
Gastos Generales - Utilidad Contratista			25.53	25.53
Intereses Durante la Construcción (1)	5.27%	217.79	16.54	234.33
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})		4 351.96	330.45	4 682.42

(1) Tamex = 8.1933% vigente al 05.10.12

Anualidad de inversión y Conexión, Costo Fijo de O&M

ANUALIDAD DE LA INVERSION	Moneda	Moneda	Total
	Extranjera	Nacional	
CENTRAL TERMOELECTRICA	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica ($aCTI_{CT}$)	6 394.59	1 138.83	7 533.42
CONEXIÓN ELÉCTRICA	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica ($aCTI_{CE}$)	540.27	41.02	581.29
Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)		1 167.57	1 167.57
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)	757.99		757.99

Anualidad sobre la demanda (US\$/kW-año)



Precio Básico de Potencia

US\$/kW-año	S./kW-mes
85.89	17.64

Resultados Estudio SCG y Tarifa vigente de Potencia (comparable a Oct. 2012)

US\$/kW-año	Caso	S./kW-mes	T/C	Var
83.06	Resol 057-2012 OSINERG (FiTa May 2012)	17.52	2.668	
83.48	Precio actual (Vigente a Oct- 2012)	17.15	2.598	-2.11%
85.89	Estudio SCG May 2012	17.64	2.598	2.89%

INTRODUCCION

Cálculo del Precio Básico de Energía

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

Fórmula de Reajuste - Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

Fórmula de Reajuste - Potencia

Fórmula de Reajuste - Potencia

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.

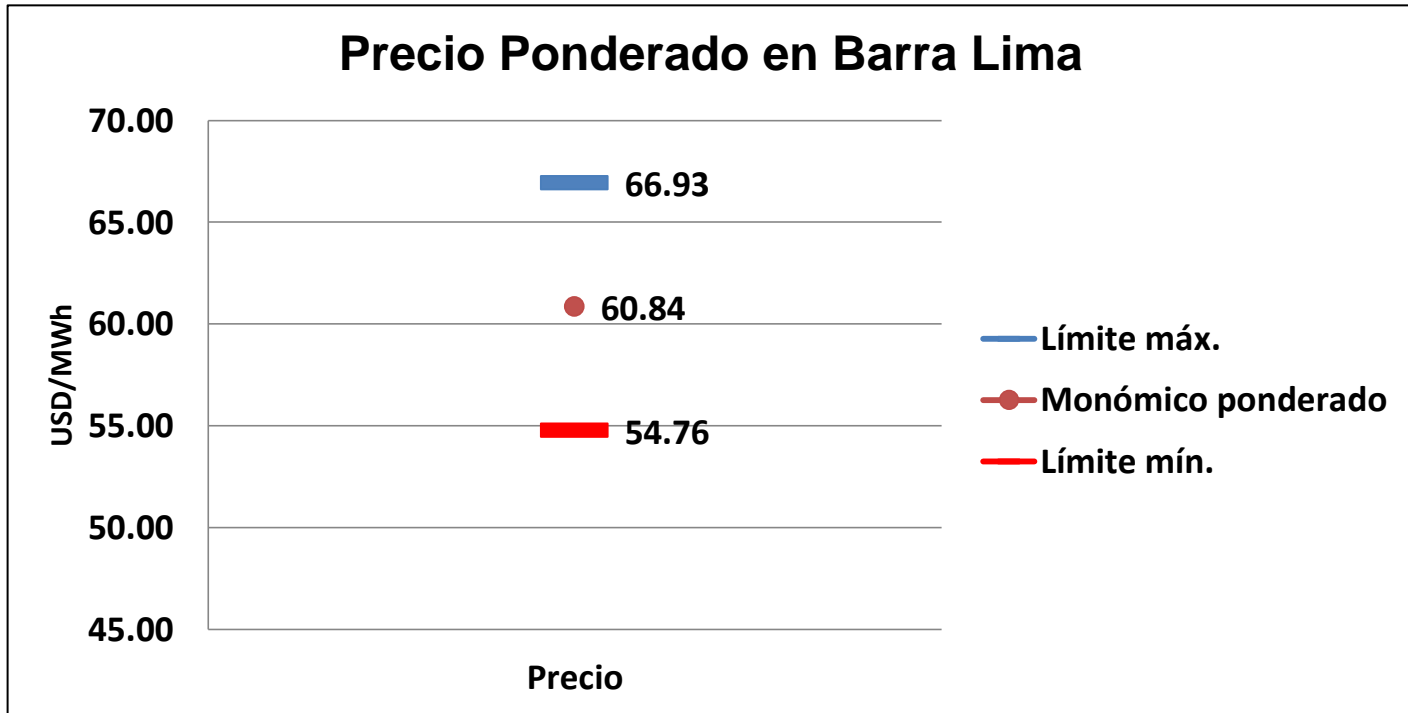
FPM = Factor por variación de los Precios al Por Mayor .

$$a = 0.7262$$

$$b = 0.2338$$

Precio Promedio de Licitaciones

Precio Ponderado Barra de Lima (estimado a Abril 2013)





Muchas gracias...

www.sidec.com.pe