

ESTUDIO DE PRECIOS EN BARRA PERIODO TARIFARIO MAYO 2014 – ABRIL 2015

SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES

27 de Noviembre de 2013

CONTENIDO

INTRODUCCION

Cálculo del Precio Básico de Energía

✓ Proyección de la Demanda

✓ Programa de Obras

✓ Simulación del Perseo y Resultados

Cálculo del Precio Básico de 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 2014 –Abril 2015.

- En este marco el SubComité de Generadores contrató a LAUB & QUIJANDRÍA 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.

CONTENIDO

INTRODUCCION

Cálculo del Precio Básico de Energía

- ✓ Proyección de la Demanda
- ✓ Programa de Obras
- ✓ Simulación del Perseo y Resultados

Cálculo del Precio Básico de Potencia

CONTENIDO

INTRODUCCION

Cálculo del Precio Básico de Energía

✓ **Proyección de la Demanda**

✓ Programa de Obras

✓ Simulación del Perseo y Resultados

Cálculo del Precio Básico de Potencia

Cálculo del Precio Básico de Energía

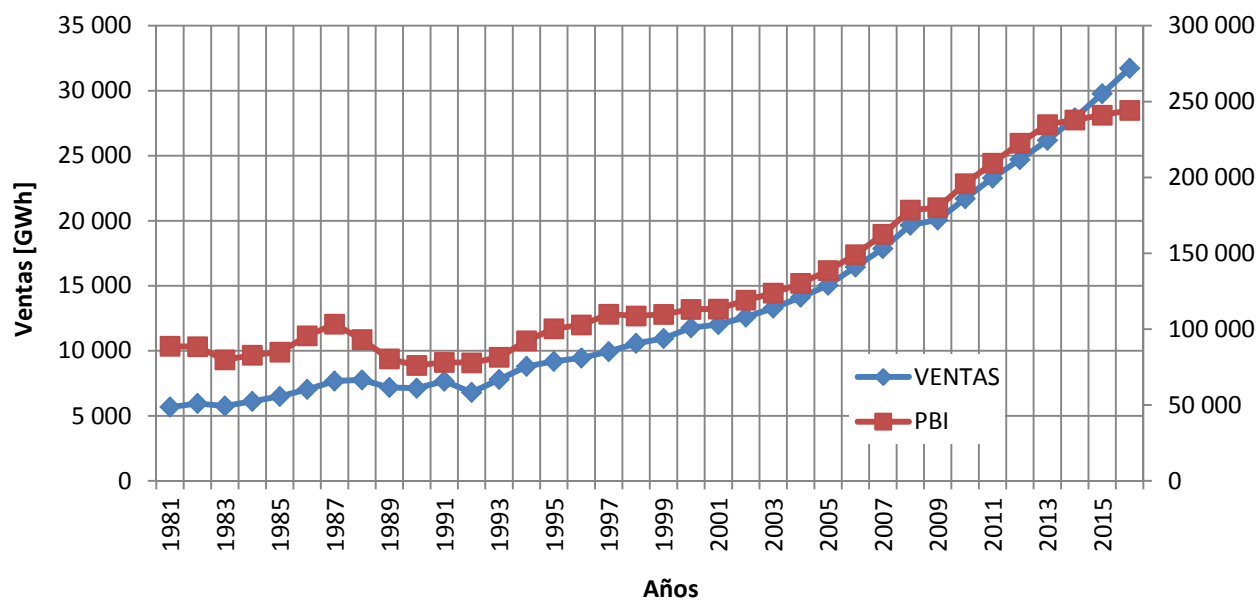
Proyección de la Demanda

- Se ha considerado la demanda ejecutada al mes de agosto de 2013.
- Se ha pronosticado la demanda para el periodo setiembre 2013 – diciembre 2016.
- La demanda comprende todos los suministros a ser atendidos por el SEIN, agregando las pérdidas de transmisión y distribución correspondientes.
- La tasa de crecimiento del PBI se tomó del Reporte de Inflación de Setiembre de 2013 del BCRP, página 44, proyección de Analistas.

Proyección de Parámetros Económicos y Ventas de Energía en el SEIN

Año	PBI1 (Soles de 1994)	%	VENTAS (GWh)	%
2013	234846	5.5%	26188	6.0%
2014	237929	5.8%	27908	6.6%
2015	241053	6.0%	29771	6.7%
2016	244218	6.0%	31721	6.5%

PROYECCIÓN DETERMINISTICA DE LA DEMANDA DEL SEIN 2013 - 2016



Cargas Especiales Existentes

Carga	MW
ELECTROANDES	147
SHOUGESA	51
ANTAMINA	130
SOUTHERN	215
CERRO VERDE	32
TINTAYA BHP	35
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	17
CALLALI	25
CEMENTOS YURA	33
YANACOCCHA (nuevo)	70
HUARON	9
CERRO VERDE (Socabaya)	126
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarca)	16
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA	26
AMPLIACION DE CAJAMARQUILLA	44
BAYOVAR (Miski Mayo)	14
TINTAYA-ANTAPACCAY	58
Total	1,049

Cargas Acumulada de Nuevos Proyectos

Proyectos	2013	2014	2015	2016
Expansión de la concentradora Cuajone	-	-	17	17
Expansión de la concentradora Toquepala	-	8	80	80
Expansión de la Fundicion de Ilo y refinaria de cobre	-	-	-	-
Proyecto Tia Maria	-	-	10	77
Proyecto Constancia	-	62	87	87
Proyecto Mallay	-	-	-	-
Proyecto Quellaveco	-	-	-	-
Ampliacion Quimpac	14	25	25	25
Ampliacion Brocal	-	39	45	45
Proyecto Chucapaca	-	-	-	-
Proyecto Shahuindo	-	10	10	10
Proyecto Breapampa	-	-	-	-
Proyecto Pucamarca	-	-	-	-
Proyecto Toromocho	-	114	152	152
Proyecto (Concentrados) Cerro Verde	-	-	332	406
Proyecto Bambas	-	11	150	150
Mina Justa	-	-	-	-
Alpamarca	-	-	-	-
Suma Total Esperada	14	159.9	494	559.5

Cálculo del Precio Básico de Energía

Demanda en el periodo de estudio.

Año	Máx Demanda Anual (MW)	Energía Anual (GWh)	Factor de Carga Anual	Tasa de Crecimiento (%)	
				Potencia	Energía
2012	5177.93	36589.59	80.67%		
2013	5516.16	38865.97	80.43%	6.22%	6.53%
2014	5992.89	42189.93	80.37%	8.55%	8.64%
2015	6658.77	47220.88	80.95%	11.92%	11.11%
2016	7079.27	50926.95	82.12%	7.85%	6.32%

CONTENIDO

INTRODUCCION

Cálculo del Precio Básico de Energía

✓ Proyección de la Demanda

✓ **Programa de Obras**

✓ Simulación del Perseo y Resultados

Cálculo del Precio Básico de Potencia

Cálculo del Precio Básico de Energía

Programa de Obras de Generación 2013-2016

Central	Fecha	Potencia
CT Sto. Domingo de los Olleros - CS (En Operación)	oct-13	208.8
CH Huanza (1ra etapa)	dic-13	45.3
CT Fénix - C.S. y C.C. (1/2 CC)	dic-13	268.0
CT Fénix - C.S. y C.C. (CC completo)	ene-14	+268
Central Eólica Cupisnique - ENERGÍA EÓLICA	mar-14	80.0
Central Eólica Talara - ENERGÍA EÓLICA	mar-14	30.0
CH Huanza (2da etapa)	abr-14	+45.3
Central Eólica Marcona - PARQUE EÓLICO MARCONA	abr-14	32.1
Rehabilitación CH Machupicchu	jul-14	99.9
CH Santa Teresa I	jul-14	98.1
CH Quitaracsá I	oct-14	118.8
CH Cheves I	ene-15	168.0
Parque Eólico Tres Hermanas - CONSORCIO TRES HERMANAS	ene-15	90.0
Reserva Fria de Generación - DUAL -Planta Puerto Maldonado	mar-15	18.0
Reserva Fria de Generación - DUAL -Planta Pucallpa	mar-15	40.0
Reserva Fría Planta Etén	jun-15	214.0
CC.HH. El Ángel III	jun-15	20.0
CH Tarucani	jul-15	49.0
CH Cerro del Águila	ene-16	525.0
CH Chaglla	oct-16	456.0
CC.HH. El Ángel I	dic-16	20.0
CC.HH. El Ángel II	dic-16	20.0

Cálculo del Precio Básico de Energía

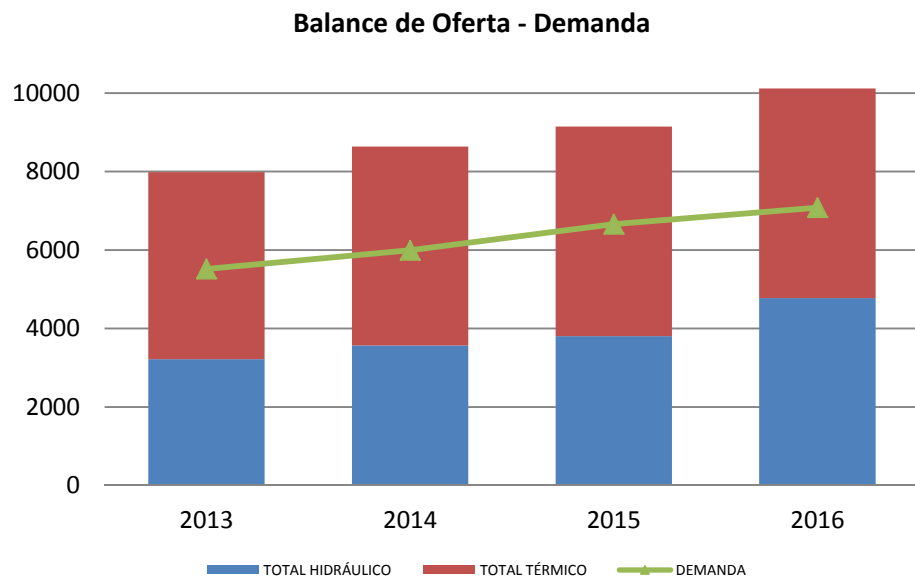
Programa de Obras de Transmisión 2013-2016

Empresa	Proyecto	Fecha
REP	Repotenciación de la LT 220 kV Piura Oeste - Talara (existente) de 152 MVA a 180 MVA	oct-13
ATS	LT 500 kV Chilca - Marcona - Ocoña - Montalvo 840 MVA y SSEE Asociadas	dic-13
TESUR	LT 220 kV Tintaya - Socabaya (doble circuito) 200 MVA y SSEE Asociadas	ene-14
LUZ DEL SUR	SE Los Industriales (Nueva) 220/60 kV - 180 MVA	ene-14
CTM	LT 500 kV Trujillo - La Niña 1400 MVA e instalaciones complementarias	jul-14
REP	Nueva SE Reque 220 kV (antes llamada SE Chiclayo Sur)	nov-14
REP	Instalación del 4to circuito LT Chilca - San Juan (L-2093) en 220 kV. (350 MVA)	nov-14
REP	Repotenciación de la LT 138 kV Paragsha II - Huanuco de 45 MVA a 75 MVA	nov-14
CTM	LT 220 kV Machupicchu - Abancay Nueva - Cotaruse (doble circuito) 500 MVA y SSEE Asociadas	ene-15
-	Repotenciación de la LT 138 kV Aguaytía - Pucallpa	ene-15
-	LT 220 kV La Planicie REP - Industriales	ene-15
REP	Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea 220 kV Ventanilla - Zapallal (L-2242/L2243) de 152 MVA a 270 MVA por terna	abr-15
REP	LT 220 kV Ventanilla - Chavarria de 189 MVA (cuarto circuito)	abr-15
-	Repotenciación de la LT 220 kV Huanza - Carabaylo	ene-16
-	LT 220 kV Azangaro - Juliaca - Puno y SSEE Asociadas	ene-16
COBRA	LT 220 kV Carhuaquero - Cajamarca Norte (300 MVA) y LT 220 kV Cajamarca Norte - Cacic - Moyobamba (200 MVA)	may-16
ABENGOA PERU	LT 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya y SSEE Asociadas	ago-16
CTM	LT 500 kV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo	oct-16

Cálculo del Precio Básico de Energía

Balance Oferta – Demanda del SEIN sin considerar restricciones

	2013	2014	2015	2016
OFERTA SEIN	7982.3	8637.1	9146.1	10117.1
DEMANDA	5516.2	5992.9	6658.8	7079.3
SUPERÁVIT/ DÉFICIT	2466.1	2644.2	2487.3	3037.8
	44.7%	44.1%	37.4%	42.9%



CONTENIDO

INTRODUCCION

Cálculo del Precio Básico de Energía

- ✓ Proyección de la Demanda
- ✓ Programa de Obras

✓ **Simulación del Perseo y Resultados**

Cálculo del Precio Básico de Potencia

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

Cálculo del Precio Básico de Energía

El escenario de simulación considera la idealización del sistema de transmisión y del ducto de gas para el año 2013 y una variación en la topología del sistema con un by-pass entre las líneas L-2009 y L-2105 (creando el enlace La Planicie – Cajamarquilla) para aliviar la congestión en líneas de Lima debido a las obras de Ampliación 15 de REP:

FIJACION DE TARIFAS : MAYO 2014

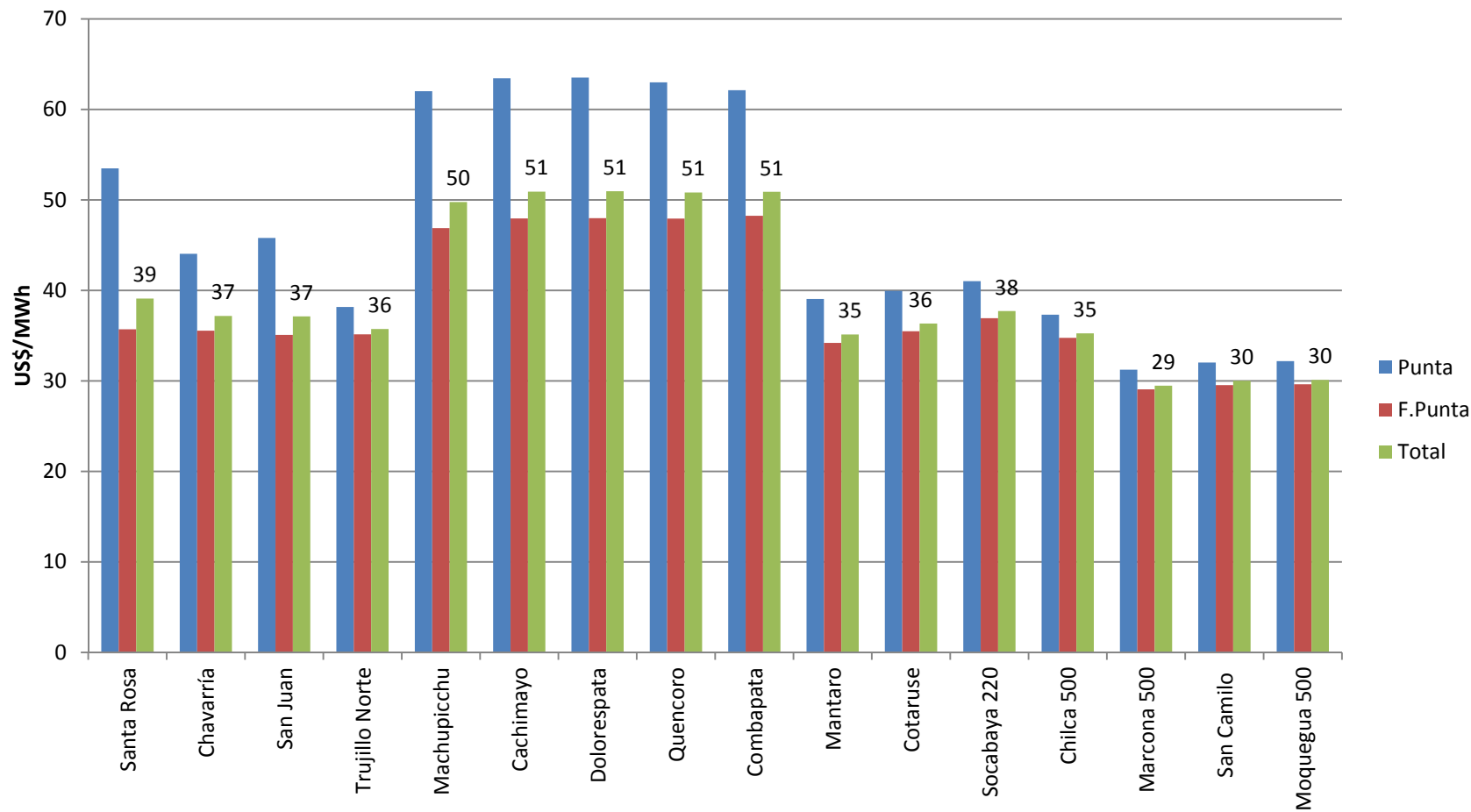
PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA

Barra Santa Rosa 220 kV

(US\$/MWh)

Año	Mes	Punta	F.Punta	Total	P/FP
2014	Mayo	53.49	35.70	39.10	1.50

Precios de Energía Ponderado – Mayo 2014



Precio Básico de Energía

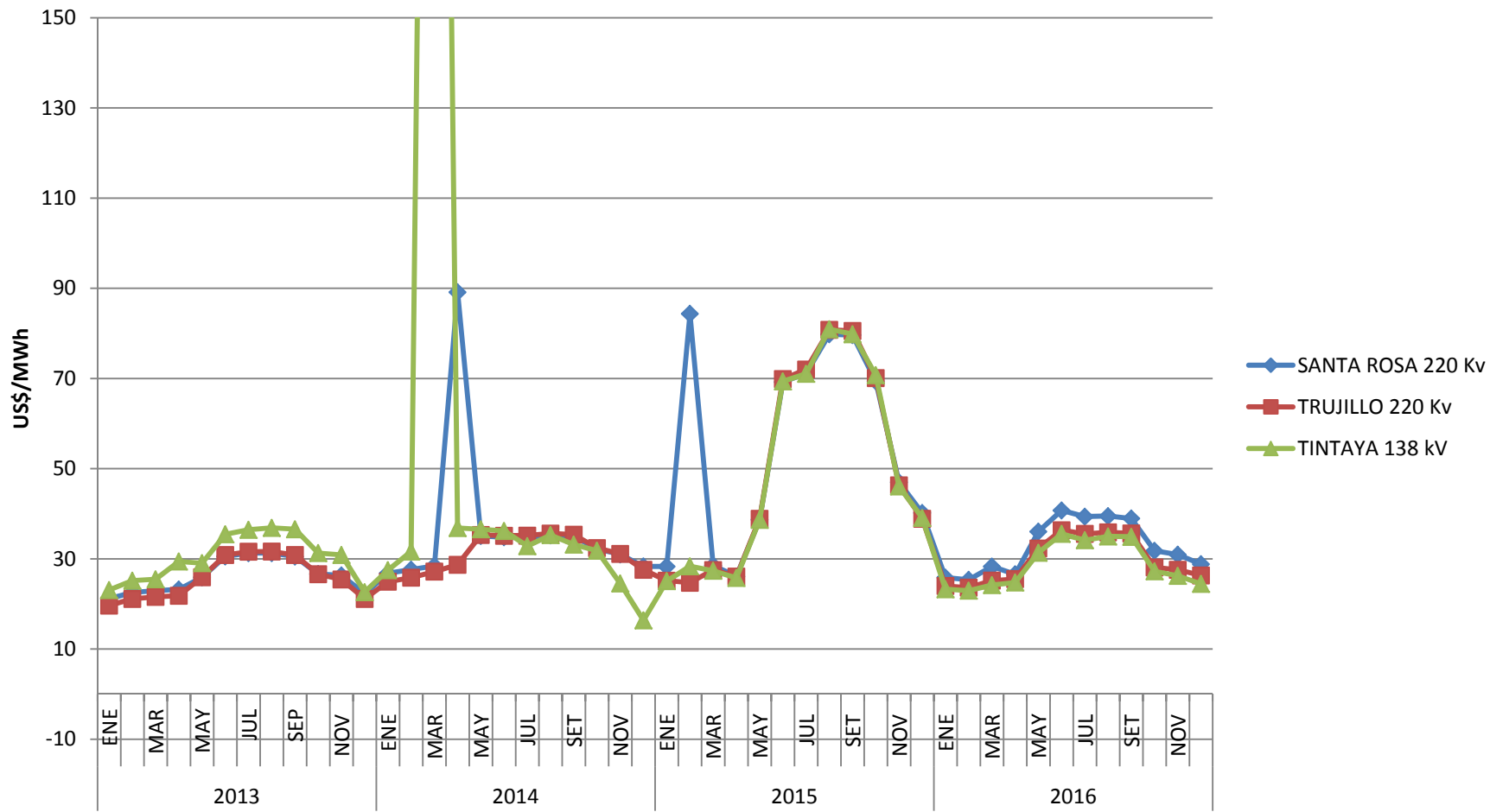
Resultados Estudio SCG y Tarifa vigente de Energía (comparable a May. 2013)

Energía (ctmS/./kWh)	Punta	Fuera de Punta	Total
Resol 053-2013 OSINERG (FiTa May 2013)	11.87	10.45	10.72
Estudio SCG May 2014	14.82	9.89	10.89
Variación	24.8%	-5.3%	1.1%

Energía (US\$/MWh)	Punta	Fuera de Punta	Total
Resol 053-2013 OSINERG (FiTa May 2013)	45.84	40.34	41.40
Estudio SCG May 2014 (Caso Base)	53.49	35.70	39.10
Variación	16.7%	-11.5%	-5.5%

Cálculo del Precio Básico de Energía

Evolución del Costo Marginal Promedio



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: $d = 0.1006$ $e = 0.1146$ $f = 0.1238$
 $g = 0.5933$ $\text{cb} = 0.0677$

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

CONTENIDO

INTRODUCCION

Cálculo del Precio Básico de Energía

- ✓ Proyección de la Demanda
- ✓ Programa de Obras
- ✓ Simulación del Perseo y Resultados

Cálculo del Precio Básico de Potencia

Cálculo del MRFO

- La Resolución OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD de fecha 25 de abril de 2013 en su Artículo 2° resuelve:

“Fijar el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Interconectado Nacional desde el 01 de mayo de 2013 hasta el 30 de abril de 2017, como el valor obtenido de la diferencia entre 33.3% y el porcentaje que, de la máxima demanda, representen las potencias firmes de las unidades de Reserva Fría de Generación considerando su puesta en operación comercial.

Máxima Demanda 2014 (MD2014)	5992.89 MW
------------------------------	------------

Reserva Fria de Generacion (RFG)	MW
RF Talara	186.6
RF Ilo	460
TOTAL	646.6

RFG / MD2014	10.79%
--------------	--------

$$\text{MRFO} = 33.3 \% - (\text{RFG} / \text{MD2014})$$

MRFO

22.51%

Cálculo del Precio Básico de Potencia

Precio FOB de Turbo-generador : Unidad de Punta

2014	
MDaño (MW)	5992.89

FCTC	FCCS
0.9804	0.9876

Rango de CEiso (MW)

3.5%*MDaño	75%*PEFMC	PEFMC
209.7510641	156.563	208.750
Limite Mínimo	156.563	
Limite Máximo	208.750	

TG Santo Domingo de los Olleros

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
2013	157.000	41.17	166.00	43.07	170.00	44.43	202.70	52.59	184.91	45.74	185.40	45.35

FOBTgi		42.06		41.05		45.42		46.09		46.75		46.34
ni		2.00		5.00		2.00		5.00		2.00		2.00
FOBTgi * ni		84.12		205.24		90.84		230.46		93.50		92.68
N =	18											

CCBGN _{ISO}	157.00		167.20		170.00		185.84		184.91		185.40	
CEISOi	152.014		161.89		164.60		179.94		179.03		179.51	
ni	2.00		5.00		2.00		5.00		2.00		2.00	
CEISOi * ni	304.028		809.45		329.20		899.69		358.07		359.02	
N =	18											

CEiso 169.970 MW

FOBTG 44,269.08 miles de US\$

Cálculo del Precio Básico de Potencia

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 2013
- 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 2013 los cuales se actualizaron con factores de ajuste en moneda nacional y extranjera, resultando lo siguiente:

Factor de ajuste 2013 M.N.	1.00596
Factor de ajuste 2013 M.E.	0.95808

Cálculo del Precio Básico de Potencia

Costos de Central Térmica

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		44 269.08		44 269.08
Repuestos iniciales	2.50%	1 106.73		1 106.73
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	1 770.76		1 770.76
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		377.17	377.17
Transporte local			208.05	208.05
Montaje electromecánico		545.04	1 059.85	1 604.89
Pruebas y puesta en marcha			501.96	501.96
Supervisión		247.67	481.68	729.35
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			291.19	291.19
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			123.61	123.61
Obras civiles			1 823.16	1 823.16
Suministro de sistema de combustible (incluye monitore continuo de emisiones)			1 402.69	1 402.69
Suministro de sistema contra incendio			182.04	182.04
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 221.59	1 221.59
Intereses Durante la Construcción (1)	5.23%	2 509.44	401.65	2 911.09
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CT) _{CT}		50 448.73	8 074.65	58 523.38

Cálculo del Precio Básico de Potencia

Costos de Conexión Eléctrica

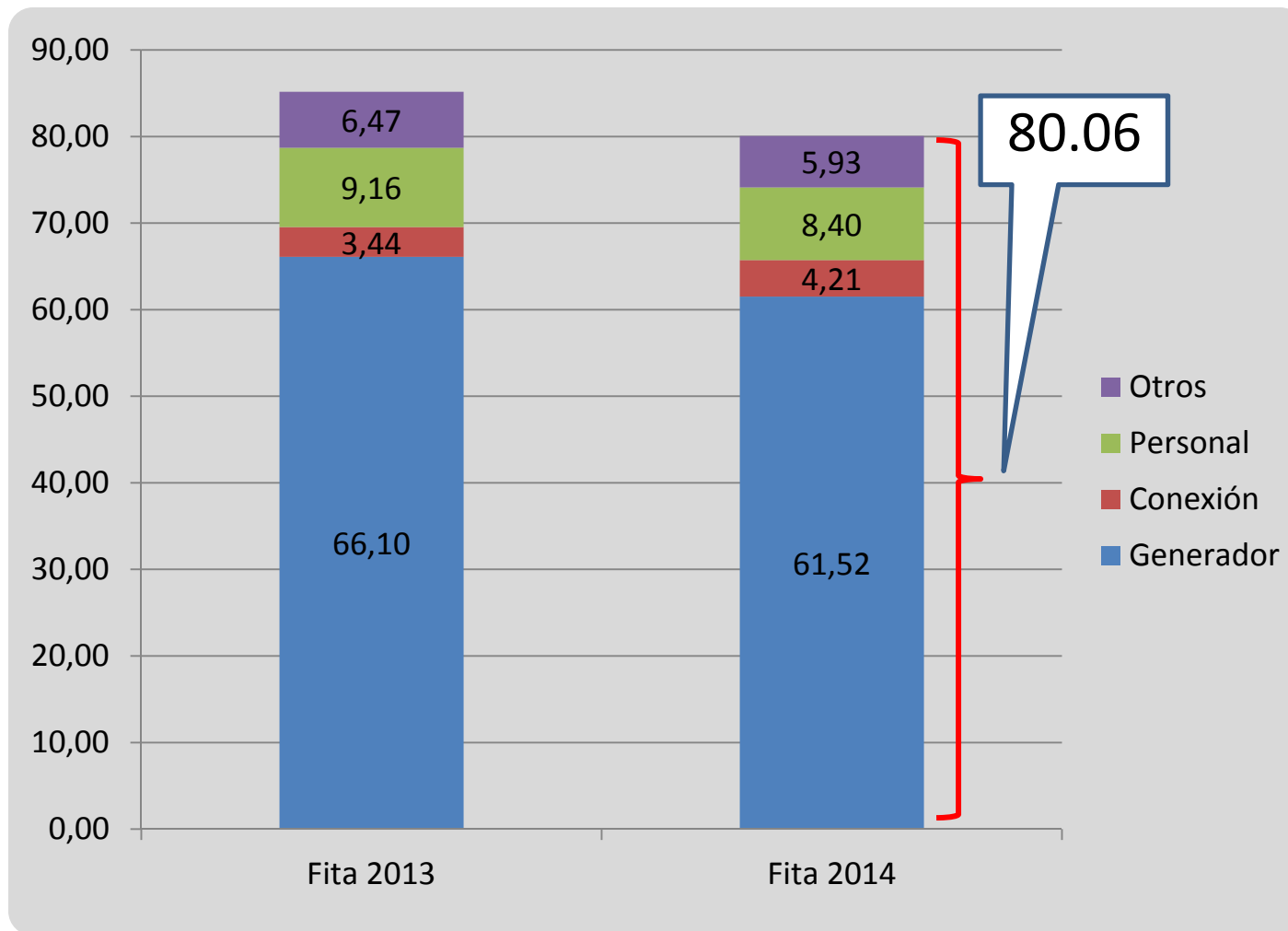
CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		3 662.23		3 662.23
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	146.49		146.49
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		30.47	30.47
Transporte local			19.09	19.09
Obras civiles			37.53	37.53
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			133.73	133.73
Supervisión			49.01	49.01
Gastos Generales - Utilidad Contratista			23.94	23.94
Intereses Durante la Construcción (1)	5.23%	199.37	15.38	214.75
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})		4 008.09	309.14	4 317.23

Cálculo del Precio Básico de Potencia

Anualidad de la inversión - Costos Fijos CO&M - PBP

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA			Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Util (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13.39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversion de la Central Térmica ($aCTI_{CT}$)			6 754.01	1 081.02
CONEXIÓN ELECTRICA			Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Util (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12.41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversion de la Conexión Eléctrica ($aCTI_{CE}$)			497.58	38.38
Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento			Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)				1 070.01
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)			755.39	755.39
Participación			78.53%	21.47%
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)			10.74	US\$ / kW-año
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta ($aINV$)			49.25	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)			59.99	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)			63.03	US\$ / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)			80.06	US\$ / kW-año
Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE_{ISO})			169.97	MW
Potencia Efectiva (P_{EF})			161.8	MW
Factor de Ubicación (FU)			1.0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)			22.51%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)			3.55%	

Cálculo del Precio Básico de Potencia Anualidad sobre la demanda (US\$/kW-año)



Cálculo del Precio Básico de Potencia

Precio Básico de Potencia

US\$/kW-año	S./kW-mes
80.06	17.54

Resultados Estudio SCG y Tarifa vigente de Potencia (comparable a May. 2013)

US\$/kW-año	Caso	S./kW-mes	T/C	Var
85.18	Resol 053-2013 OSINERG (FiTa May 2013)	17.44	2.589	
80.06	Estudio SCG May 2014	17.54	2.770	0.6%

Fórmula de Reajuste - Potencia

Parámetros de Actualización del Precio Básico de Potencia

$$PPM1 = PPM0 * FAPPM$$

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

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 .

$$a = 0.7853$$

$$b = 0.2147$$

Precio Promedio de Licitaciones

Precio Ponderado Barra de Lima (estimado a Abril 2014)

Precio Ponderado Licitaciones Barra Lima

