

2105 (La Planicie – Carabayllo) y L-2009 (Cajamarquilla-Callahuanca), desde marzo de 2014 a marzo de 2015.

Para el cálculo se ha considerado la aplicación del D.U. N°079-2010, que finaliza en diciembre de 2013, y para el resto del periodo no hay idealización del sistema de transmisión.

2.4 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE CENTRALES DE GENERACION

Para el año 2013 se ha incluido los mantenimientos ejecutados.

Para el año 2014 se ha utilizado el programa de mantenimiento anual publicado por COES para el cálculo de la energía firme del año 2014.

La programación del mantenimientos para el resto del periodo bajo estudio años 2015 y 2016, en el caso de las centrales hidráulicas, se realizó tomando en consideración la información entregada por las empresas, incluyéndose las correcciones realizadas y para 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.

Para el caso de las centrales hidráulicas de las empresas que no enviaron información se ha considerado para el periodo 2015 y 2016 los mantenimientos del año 2013 y 2014 respectivamente; debidamente procesadas teniendo que para el año 2013 se han retirado los mantenimientos fortuitos.

Cabe mencionar que si bien el periodo bajo estudio para la presente propuesta tarifaria abarca solo los 36 meses (abril 2014 – marzo 2016); para efectos del modelo utilizado se ha incluido la totalidad de los mantenimientos de los años bajo estudio, es decir de enero 2013 a diciembre 2016.

2.5 RESULTADOS

En el Cuadro No 6.1 se muestra el resultado que determina el modelo PERSEO del precio básico de energía para la barra de Lima en los períodos de punta, fuera de punta y ponderado para el caso base a la fecha.

Cuadro N° 6.1
PRECIO BASICO DE LA ENERGIA
(US\$/MWh)

Punta	F.Punta	Total
53.49	35.70	39.10

3 PRECIO BASICO DE POTENCIA

Para el cálculo del precio básico de la potencia, de acuerdo con el Art. 47° inciso e) de la Ley, se determinó el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, y se calculó la anualidad de la inversión con una tasa de actualización del 12% real.

Asimismo, con Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD del 30.09.2004 se ha aprobado el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, y con Resolución OSINERGMIN N° 525-2007-OS/CD fecha 28.08.2007 se han modificado los Artículos 4°, 5°, 6° y 7° del referido Procedimiento, todo lo cual se aplica para la presente Fijación Tarifaria.

La Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, se fijan en el 3,55% y el 22.51%, respectivamente, de acuerdo a la Resolución del OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD.

En el presente estudio se utilizó el TAMEX de 8.1411% vigente al 28 de octubre del 2013 según la publicación oficial del BCRP en su cuadro N° 21, para el cálculo de los intereses durante la construcción, la misma que será actualizada al mes de marzo, conforme el Artículo 50° de la LCE.

De acuerdo con la metodología del Procedimiento del OSINERGMIN, se asumió como la unidad de ciclo abierto de mayor tamaño del SEIN la TG de Santo Domingo de los Olleros con una potencia efectiva a condiciones de sitio de 208.75 MW. En concordancia con las proyecciones, la máxima demanda del año 2014 resulta ser igual a 5,992.89 MW.

Se han determinado los límites mínimo y máximo de la turbina a Gas que son 156.56 MW y 208.75 MW respectivamente, y de acuerdo con las 5 últimas publicaciones de la Revista GTWH se procedió a determinar la Capacidad Estándar ISO así como el precio FOB de la Turbina a Gas los mismos que se muestran en el cuadro 7.1.

**CUADRO N° 7.1
CAPACIDAD ESTANDAR ISO Y PRECIO FOB DE LAS TURBINAS A GAS**

2014		FCTC	FCCS
MDaño (MW)	5992.89	0.9804	0.9876

Rango de CEiso (MW)

3.5%*MDaño	75%*PEFMC	PEFMC	
209.7510641	156.563	208.750	TG Santo Domingo de los Olleros
Limite Mínimo	156.563	161.698	
Limite Máximo	208.750	215.597	

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

FOBT _{GI}		42.06		41.05		45.42		46.09		46.75		46.34
n _i		2.00		5.00		2.00		5.00		2.00		2.00
FOBT _{GI} *n _i		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	
CE _{ISO}	152.014		161.89		164.60		179.94		179.03		179.51	
n _i	2.00		5.00		2.00		5.00		2.00		2.00	
CE _{ISO} *n _i	304.028		809.45		329.20		899.69		358.07		359.02	
N =		18										

CE_{ISO} 169.970 MW

FOB_{TG} 44,269.08 miles de US\$

Es preciso mencionar que en el cálculo del precio básico de Potencia en el presente proceso tarifario se han efectuado actualizaciones en las partidas de datos de la Central Eléctrica así como de la Conexión.

A continuación se mencionan en detalle los cambios efectuados con relación a los valores considerados en la Fijación de Tarifaria mayo 2013.

3.1 CENTRAL TERMOELÉCTRICA

3.1.1 PRECIO FOB CENTRAL:

Aplicando la metodología para determinar este costo se ha obtenido un valor de US\$ 44,269 miles, resultado que se puede apreciar en el Cuadro No 7.1. Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I (Precio FOB).

3.1.2 REPUESTOS INICIALES, TRANSPORTE MARÍTIMO, ARANCELES AD-VALOREM, GASTOS DE DESADUANAJE:

Se ha mantenido el porcentaje utilizado por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria mayo 2013. Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I.

3.1.3 TRANSPORTE LOCAL, MONTAJE ELECTROMECAÁNICO, 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, para lo cual se procedió a determinar dichos factores en función del tipo de cambio e índices de precios al para mayor (IPM) para moneda nacional y los PPI-USA para moneda extranjera, obteniendo los siguiente resultados:

**CUADRO N° 7.2
FACTORES DE AJUSTE**

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

Así mismo para determinar los factores de ajuste se tomaron como valores base o iniciales (PPI, IPM, TC) los de la Fijación Tarifaria mayo 2013, y como valores finales los correspondientes al 31.10.2013.

Estos factores deberán ser actualizados al 31.03.2014 conforme lo dispuesto por el artículo 50° de la LCE. Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I2.

3.1.4 GASTOS GENERALES – UTILIDAD DEL CONTRATISTA

Se ha considerado la fórmula utilizada por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria mayo 2013 que consiste en el 10% de las obras ejecutadas por el contratista local compuesta por las partidas correspondientes a transporte local, montaje electromecánico, obras civiles, suministro de sistema de combustible y contra incendio, más los seguros establecidos también por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria mayo 2013. Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I.

3.2 CONEXIÓN ELÉCTRICA

3.2.1 PRECIO FOB:

Se actualizaron los costos que conforman el Precio FOB de la Fijación Tarifaria mayo 2013, empleando información de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para el Sistema de Transmisión publicado mediante Resolución OSINERGMIN N° 262-2012-OS/CD publicado el 29.12.2012.

Cabe precisar que la actualización de la conexión eléctrica fue realizada en su totalidad por los módulos estándares, es decir no solo se actualizaron los costos de los elementos, sino también los costos por fuera, es decir ya no se utilizó los factores de actuación de los precios del año pasado que arrastran costos del 2004, en este sentido se entiende que los costos son más ajustados al costo eficiente.

Para ello se ha valorizado conforme a los módulos estándares, como se muestra en el Cuadro No 7.3.

El costo total de inversión (CTICT + CTICE) resulta ser igual a 62.840 millones de dólares de los Estados Unidos, el cual resulta muy inferior respecto de los costos vigentes de unidades de ciclo abierto, como es el caso de Kallpa 3 (USD 98 millones) o el caso de la TG8 de Santa Rosa (USD 85 millones), unidades que fueron puestas en operación durante el 2010, y operan en base de gas natural de ciclo abierto en las cercanías de Lima.

**CUADRO N° 7.3
COSTOS FOB DE LA CONEXIÓN ELÉCTRICA**

Item	Descripción de Partidas	Unid	Metrado	COSTO TOTAL DE INVERSIÓN DE LA CONEXIÓN ELÉCTRICA (CT _{CE}) - SUMINISTRO DE EQUIPOS (FOB)		Información de OSINERGMIN BD. De los Módulos Estándares de Inversión MOD_INV_2013
				Precio Unitario	Precio Total (US\$.)	
1.1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA Transformador de Potencia Trifásico 220/10 KV, 240 MVA (ONAF), 1050 kVp BIL	Und	1.0	2,603,570.35	2,603,570.35	TP-220010-240CO1E
1.2	INTERRUPTOR DE POTENCIA Interruptor, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 2000 A, 31.5 kA, operación uni polar, incluye estructura soporte.	Und	1.0	111,229.35	111,229.35	INC220UE10503
1.3	CELDA MODULO DE CELDA TIPO CONVENCIONAL, AL EXTERIOR 220 KV COSTA URBANA (de 0 a 1000 msnm) - SIMPLE BARRA - LÍNEA	Und	1.0	423,673.82	423,673.82	CE-220COU1C1ESBL3
	BASES DE EQUIPOS Y PORTICOS					
	Bases de Estructuras Metálicas de los Pórticos	UND	0			
	CANALETAS	Cjto	2.5			
	SUB TOTAL OBRAS CIVILES					
	OBRAS ELECTROMECANICAS					
	EQUIPOS PRINCIPALES					
	Seccionador de línea, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	UND	1			
	Seccionador de barra, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	UND	1			
	Transformador de corriente, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 1600-2000/1/1/1A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA - CI 0,2, incluye estructura soporte	UND	3			
	Transformador de tensión capacitivo, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 220/V3 / 0,1/V3 0,1/V3 kV, 30 VA - 3P, 30 VA - CI 0,2, incluye estructura soporte	UND	3			
			0			
	EQUIPOS COMPLEMENTARIOS					
	Sistema de Barras, Conexiones de A.T.	Cjto	1			
	Control, Protección y Medición	Cjto	1			
	Cables de Control	Cjto	1			
	Conexión al sistema de RTP de los equipos	Cjto	1			
	Estructuras metálicas de los pórticos	Cjto	1			
	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	Gbl	1			
	INGENIERIA DE DETALLE	Gbl	1			
1.4	EQUIPO DE SERVICIOS AUXILIARES	Und	1.0	79,645.34	79,645.34	SA-010-100COU1
	EQUIPOS PRINCIPALES					
	Transformador trifásico de 100 KVA, 100,38-0,22 kV, 75 kVp (BIL)	UND	1			
	Seccionador, 10 KV, 75 kVp (BIL), 100 A	UND	1			
	Generador eléctrico Diesel de 100 KVA, 0,38-0,22 kV	UND	1			
	Banco de baterías, 220 Vcc, 200 A-h.	UND	1			
	Cargador rectificador, 220 Vcc, incluye equipamiento y accesorios	UND	1			
	Tablero de Servicios Auxiliares de 380/220 Vca, para 100 KVA	UND	1			
	Tablero de Servicios Auxiliares de 220 Vcc, para 100 KVA	UND	2			
	Banco de baterías, 48 Vcc, 100 A-h.	UND	1			
	Cargador rectificador, 48 Vcc, incluye equipamiento y accesorios	UND	1			
	Tablero de Servicios Auxiliares de 48 Vcc, para 100 KVA	UND	1			
	EQUIPOS COMPLEMENTARIOS					
	Cables de Control	Cjto	1			
	Conexión al sistema de RTP de los equipos	Cjto	1			
	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	Gbl	1			
	INGENIERIA DE DETALLE	Gbl	1			
1.50	EQUIPO DE TELECOMUNICACIONES SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES - INCREMENTAL DE EMPRESA MEDIANA - 1 SETS		1.0	75,355.24	75,355.24	TELI-CO-MED01
1.60	RED DE TIERRA Red de tierra profunda y superficial que comprende conductor y conexiones		1.0	62,286.87	62,286.87	RT-COENE220SB060SB-02-3
1.70	INSTALACIONES ELÉCTRICAS AL EXTERIOR Módulo de instalaciones eléctricas al exterior Tipo Convencional - Tensión 60 kV en costa		1.0	51,419.66	51,419.66	IE-COC1E060LT-01
1.80	CENTRO DE CONTROL CENTRO DE CONTROL - EMPRESA PEQUEÑA - 1 SETS		1.0	233,341.44	233,341.44	CC-CO-PEQ01
	TOTAL FOB SUBESTACION DE SALIDA			US\$	3,640,522.07	

3.2.2 COSTOS FIJOS DEL PERSONAL DE LA UNIDAD DE PUNTA:

En el rubro "Sueldo bruto US\$/mes" del Cuadro No 7.4 los montos fueron actualizados por el factor de ajuste en moneda nacional por ser costos a ser cubiertos en el País. Además se ha mantenido los porcentajes por concepto de seguros multiriesgo que es el 5% del costo total de inversión

de la central de punta y de su conexión al sistema. Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I2.

CUADRO 7.4
COSTOS FIJOS DE PERSONAL DE LA UNIDAD DE PUNTA

Descripción	Cant	Sueldo bruto US\$/mes	Sueldobruto US\$/año
Gerente de planta o Jefe de planta	1	4130.92	49,571.08
Gerente de Operaciones	1	3136.80	37,641.65
Gerente de Mantenimiento y Planificación	1	3136.80	37,641.65
Jefe de turno	2	2555.77	61,338.60
Operadores (dos turnos)	4	1386.47	66,550.76
Supervisor mecánico	1	2555.77	30,669.30
Supervisor electrico e Instrumentación y Control	1	2555.77	30,669.30
Personal de mantenimiento	4	1386.47	66,550.76
Seguridad industrial	1	1270.30	15,243.55
Personal de seguridad	11	529.29	69,866.27
Total anual	US \$		465,742.91
Leyes sociales 42.3%	US \$		197,164.50
Gastos generales 30%	US \$		139,722.87
Seguros Multiriesgo	US \$		314,203.04
Total anual	US \$		1,116,833.32

3.2.3 COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO:

Se ha considerado el monto resultante de la proyección de horas equivalentes de operación de 750.909(miles US\$) como se puede apreciar en el cuadro 7.5, valor que fue actualizado por el factor de ajuste en moneda extranjera, obteniéndose 755.39 (miles US\$) tal como se muestra en el cuadro 7.7.

CUADRO 7.5 COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Cálculo del CFNC de Mantenimiento para Turbogases

Tipo = V84.3A Siemens
PEfectiva = 160.3 MW
Tasa = 12% Anual

Mantenimientos	EOH
Combustor	8000
Ruta de gases calientes	24000
Mayor	48000

Fórmula **EOH = a*OBLOH + HOD + c*NAN**

Factores
a = 1
b = 0.068
c = 10

EOH Horas Equivalentes Operación
OBLOH Horas Operación carga base
HOD Horas Operación cambios rapidos de temperatura (Horas Dinamicas equiv)
NAN: Numero de Arranques
b: Factor de carga punta
a: Factor de operación carga base
c: Factor para cada arranque

OBLOH	200	400	600	800	1,000	1,200	1,400	1,600	1,800	2,000	2,200	2,400	2,600	2,800
HOD (=b*OBLOH)	14	27	41	54	68	81	95	108	122	135	149	162	176	190
NAN	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
HO/A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
HEO	2,214	2,427	2,641	2,854	3,068	3,281	3,495	3,708	3,922	4,135	4,349	4,562	4,776	4,990
APM	3,614	3,296	3,030	2,803	2,608	2,438	2,289	2,157	2,040	1,935	1,840	1,753	1,675	1,603
Resultados														
Total Actual (KUS\$)	6,119	7,928	8,746	9,626	10,376	11,276	11,975	13,847	14,629	15,492	16,224	17,035	17,719	19,720
Anualidad (KUS\$)	819	1,061	1,171	1,289	1,389	1,510	1,603	1,854	1,958	2,074	2,172	2,281	2,372	2,640
Energia Anual (MWh)	32,061	64,122	96,183	128,245	160,306	192,367	224,428	256,489	288,550	320,611	352,673	384,734	416,795	448,856
Mant. Unitario (Mills/KWh)	25.55	16.55	12.17	10.05	8.67	7.85	7.14	7.23	6.79	6.47	6.16	5.93	5.69	5.88
CFNC Fijo (KUS\$/año)	750.909													

3.3PRECIO BÁSICO DE POTENCIA

El Precio Básico de Potencia resulta ser igual a 80.06 USD/kW-año, como se aprecia en el Cuadro No 7.6 y en mayor detalle en el cuadro No 7.7. Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I2.

CUADRO 7.6 PRECIO BASICO DE POTENCIA DEL SEIN UBICACIÓN : LIMA 220 KV US\$/kW-año

			Turbogenerador	Conexión	Costos Fijos			Total
					Personal	CFNC	Total C.F.	
1	Costo Total	Millón US\$	58.52	4.32				62.84
2	Costo Total	Millón US\$/año	7.84	0.54	1.07	0.76	1.83	10.20
3	Sin MRFO y TIF	US\$/kW-año	48.43	3.31	6.61	4.67	11.28	63.03
4	Con MRFO y TIF	US\$/kW-año	61.52	4.21	8.40	5.93	14.33	80.06

Notas:

- Costo de la capacidad estándar de la unidad de punta (CE ISO) de 170 MW con su respectiva conexión.
- Anualidad de la inversión considerando una vida útil de 20 años para el generador y 30 años para su conexión.
Tasa de actualización de 12 %.
- Costo anual por unidad de potencia efectiva en Lima sin considerar la Tasa de Indisponibilidad Fortuita ni el Margen de Reserva Firme Objetivo.
El factor de ubicación es 1.0506 por lo tanto la Potencia Efectiva es: 161.8 MW
- Costo anual incluyendo la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (3.55%) y el Margen de Reserva Firme Objetivo (22.51%)
y Tasa de Interes durante la construcción igual a TAMEX = 8.14% al 28.10.13

CUADRO N° 7.7

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 monitoreo 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 Termoelectrónica (CT _{CT})		50 448.73	8 074.65	58 523.38

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 (CT _{CE})		4 008.09	309.14	4 317.23

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA				
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13.39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCT _{CT})		6 754.01	1 081.02	7 835.04

CONEXIÓN ELECTRICA				
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12.41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCT _{CE})		497.58	38.38	535.96

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 070.01	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%	

Al realizar la comparación entre el Precio Básico de la Potencia de la presente propuesta "PBP-Propuesta" y la Resolución 053-2013-OSINERGMIN (FITA Mayo 2013) "PBP-Res-53", se observa lo siguiente:

El PBP-Propuesta es de 80.06 (US\$/kW-año) mientras que el PBP-Res-053 es de 85.18 (US\$/kW-año), que en términos porcentuales significa una disminución del -6% en moneda extranjera.

Sin embargo, al realizar la conversión por tipo de cambio el PBP-Propuesta resulta 17.54 (S./kW-mes) en tanto que el PBP-Res-053 resulta 17.44 (S./kW-mes), que términos porcentuales significa una disminución del 0.6%.

Estos resultados se pueden apreciar en el Cuadro N° 7.8

Cuadro 7.8

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

4 FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE POTENCIA Y ENERGIA

Los factores de pérdidas utilizados para expandir los precios de potencia y energía a partir de la barra de referencia se han calculado de la siguiente manera.

- Para el caso de los factores de pérdidas marginales de energía se ha tomado la ponderación de los factores de pérdidas para las diferentes situaciones hidrológicas, para los diferentes meses y para los diferentes niveles de carga del sistema, utilizando los resultados del modelo PERSEO.
- Para el caso de los factores de pérdidas marginales de potencia se ha tomado en cuenta lo dispuesto en la quinta disposición complementaria transitoria de la Ley No 28832, en la que se indica que los factores de pérdidas de potencia se determinarán a partir de los factores vigentes a la fecha de publicación de Ley No 28832, ajustándolos anualmente hasta que se alcanzó el valor de 1,0 en el año 2010.

En el Cuadro No 8.1 se presentan los factores de pérdidas marginales de energía y potencia respectivamente, para las principales barras del SEIN, considerando como barra de referencia la Subestación de Santa Rosa en 220 kV.

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