

7. PRECIO BÁSICO 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 aprobó el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia (en adelante "PROCEDIMIENTO"), 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 (MRFO) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, se fijan en el 3,55% y el 33,3%, respectivamente, de acuerdo a la Resolución del OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD.

Al respecto, a la fecha ingresaron en operación comercial las plantas de Reserva Fría de Generación de Talara e Ilo con potencias efectivas de 186,6 MW y 460 MW, respectivamente. Por lo cual, para el cálculo del margen de reserva, se está considerando las potencias firmes de estas centrales conforme a lo establecido en el Procedimiento Técnico COES PR-26 "Calculo de Potencia Firme", obteniéndose un valor de margen de reserva para el cálculo del precio de potencia igual a 24,27%.

En el presente estudio se utilizó el TAMEX de 7.5615% vigente al 27 de octubre del 2014 según la publicación oficial del BCRP en el cuadro N° 21⁷, 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 TG8 de Santa Rosa con una potencia efectiva a condiciones de sitio de 185.06 MW⁸. En concordancia con las proyecciones, la máxima demanda del año 2015 resulta ser igual a 6,868.61 MW.

Se han determinado los límites mínimo y máximo de la turbina a Gas que son 138.79 MW y 185.06 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 N° 7.1-1: .

Cuadro N° 7.1-1: Capacidad Estándar ISO y Precio FOB de las Turbinas a Gas

2015	
MD _{año} (MW)	6 868,61

FCTC	FCCS
0,9804	0,9876

MDaño = Máxima demanda nacional anual proyectada del sistema para el año en que se presenta la propuesta.
FCTC = Factor de corrección por tipo de combustible
FCCS = Factor de corrección por condiciones de servicio

Unidad TG8 - C.T. Sta Rosa	
P _{EF,MC}	185,06

Rango de la Capacidad estándar de la unidad de punta (CE_{ISO})

Límite Mínimo	138,79	143,35
Límite Máximo	185,06	191,13

Revista GTWH	V94.2		SGT5-2000E		AE94.2K		GT13E2		7FA		M501F3		
	PB _{ISO} MW	Mill US\$	PB _{ISO} MW	Mill US\$	PB _{ISO} MW	Mill US\$	PB _{ISO} MW	Mill US\$	PB _{ISO} MW	Mill US\$	PB _{ISO} MW	Mill US\$	
2007/2008			168,0	37,8			179,9	42,4					
2009			168,0	40,9			179,9	43,4					
2010/2011			168,0	38,6			182,2	42,1					
2012	157,0	42,9	166,0	44,9	170,0	46,4	184,5	50,0	184,9	47,8	185,4	47,3	
2013	157,0	41,2	166,0	43,1	170,0	44,4	202,7	52,6	184,9	45,7	185,4	45,4	
N		2,0		5,0		2,0		5,0		2,0		2,0	
FOB _{FGI}		42,1		41,0		45,4		46,1		46,7		46,3	
CCBGN _{ISO}		157,0		167,2		170,0		185,8		184,9		185,4	
FOB _{TG}		44 269	Miles de US\$										
CE _{ISO}		169,97	MW										

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.

⁷ Tasas de Interés Activas y Pasivas Promedio de las Empresas Bancarias en Moneda Extranjera

⁸ El ensayo de la unidad TG8 se realizó el 21.02.2014.

A continuación se mencionan en detalle los cambios efectuados con relación a los valores considerados en la Fijación de Tarifaria mayo 2014.

7.2 CENTRAL TERMOELÉCTRICA

7.2.1 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 N° 7.1-1: Los cálculos correspondientes están sustentados en el Anexo I.

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

Se ha mantenido el porcentaje utilizado por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria mayo 2014. Los cálculos correspondientes están sustentados en el Anexo I.

7.2.3 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 2014 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° 7.2-1: Factores de Ajuste

Factor de ajuste 2015 M.N.	0.972939
Factor de ajuste 2015 M.E.	1.007455

Así mismo para determinar los factores de ajuste se tomaron como valores base o iniciales (PPI, IPM, TC) los de la Fijación Tarifaria mayo 2014, y como valores finales los correspondientes al 31.10.2014.

Estos factores deberán ser actualizados al 31.03.2015 conforme lo dispuesto por el artículo 50° de la LCE. Los cálculos correspondientes están sustentados en el Anexo I.

7.2.4 GASTOS GENERALES – UTILIDAD DEL CONTRATISTA

Se ha considerado la fórmula utilizada por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria mayo 2014 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 2014. Los cálculos correspondientes están sustentados en el Anexo I.

7.3 CONEXIÓN ELÉCTRICA

7.3.1 PRECIO FOB:

Se aplicó el mismo criterio de la regulación del año 2014, de modo que para el caso de la celda (módulos INC220TE10503, SLC220ES1050, TVC220ES1050, TCC220ES1050 y PRC220C31050) y del transformador de potencia (módulo TPD-220010-240-1050) se hace uso de los precios FOB contenidos en la “Actualización de la Base de Datos de los Módulos Estándares de inversión para sistemas de transmisión con costos 2013”, aprobada con la Resolución OSINERGMIN N° 017-2014-OS/CD y modificado con la Resolución OSINERGMIN N° 056-2014-OS/CD. Para el resto de partidas se consideraron los mismos costos de la regulación del año 2013.

Estos precios deberán ser actualizados al 31.03.2015 con costos del año 2014.

Cuadro N° 7.3-1: Costos FOB de la Conexión Eléctrica

COSTO TOTAL DE INVERSION DE LA CONEXION ELECTRICA (CTI _{CE}) SUMINISTRO DE EQUIPOS (FOB)				Precio Unitario	Precio Total (US\$.)
Item	Descripción de Partidas	Unid	Metrado		
1.1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA Transformador de Potencia Trifásico 220/10 kV, 240 MVA (ONAF), 1050 kVp BIL	Und	1.0	1,941,938.83	1,941,938.83
1.2	INTERRUPTOR DE POTENCIA Interruptor, 220 kV, 1050 kVp (BIL), 2000 A, 31.5 kA, operación tripolar, incluye estructura soporte.	Und	1.0	51,916.01	51,916.01
1.3	SECCIONADOR DE LINEA Seccionador de línea, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	Und	1.0	19,016.83	19,016.83
1.4	TRANSFORMADOR DE TENSION Transformador de tensión capacitivo, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 220V3 / 0,1V3 0,1V3 kV, 30 VA - 3P, 30 VA - CI 0,2, incluye estructura soporte	Und	3.0	13,912.49	41,737.47
1.5	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 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	3.0	10,806.71	32,420.13
1.6	PARARRAYOS Pararrayos 192 kV, 10 kA, clase 3, incluye estructura soporte y contador	Und	3.0	4,271.75	12,815.25
1.7	BARRAS Y CONEXIONES DE ALTA TENSION Conductor de aluminio reforzado con aleación de aluminio ACAR de 608 mm ² , cadenas de aisladores de anclaje y suspensión con conectores de alta tensión	Cjto	1.0	14,000.00	14,000.00
1.8	EQUIPO DE CONTROL, PROTECCION Y MEDICION				
1.81	Tablero de Control	Und	1.0	141,000.00	141,000.00
1.82	Tableros de Protección Primaria	Und	1.0		0.00
1.83	Tableros de Protección Secundaria	Und	1.0		0.00
1.84	Tablero de Medicion	Und	1.0		0.00
1.9	EQUIPO DE SERVICIOS AUXILIARES				
1.91	Transformador de Servicios Auxiliares	Und	1.0	11,000.00	11,000.00
1.92	Rectificadores	Und	2.0	9,600.00	19,200.00
1.93	Baterias	Und	2.0	19,000.00	38,000.00
1.10	EQUIPO DE TELECOMUNICACIONES				
1.101	Trampa de Onda 2000 A, 40 kA	Und	2.0	14,000.00	28,000.00
1.102	Tablero de Telecomunicaciones	Und	1.0	26,300.00	26,300.00
1.11	CABLES DE BAJA TENSION Cables de control y fuerza para 380/220V, 60 Hz, 110Vcc, 48Vcc	Global	1.0	4,100.00	4,100.00
1.12	RED DE TIERRA Red de tierra profunda y superficial que comprende conductor y conexiones		1.0	23,961.00	23,961.00
1.13	ILUMINACION EXTERIOR Iluminacion exterior de Patio		1.0	3,200.00	3,200.00
1.14	ESTRUCTURAS METALICAS				
1.141	Portico de barras	TM	8.4	2,150.00	18,060.00
1.142	Estructura soporte de equipo	TM	1.5	2,150.00	3,225.00
TOTAL FOB SUBESTACION DE SALIDA					
				US\$	2,429,890.52

El costo total de inversión (CTICT + CTICE) resulta ser igual a 62.24 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.

7.3.2 COSTOS FIJOS DEL PERSONAL DE LA UNIDAD DE PUNTA:

En el rubro “Sueldo bruto US\$/mes” del Cuadro No 6.3-2 se han actualizado los costos establecido en la fijación de mayo de 2014 haciendo uso de la publicación del PRICE WITERHOUSE al 31.01.2014. Por otro lado, se ha corregido el rubro de beneficios sociales (ítem CTS).

Finalmente, 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 I.

Cuadro N° 7.3-2: 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	3,885	46,620.00
Gerente de Operaciones	1	2,898	34,776.00
Gerente de Mantenimiento y Planificación	1	2,652	31,824.00
Jefe de turno	2	2,703	64,872.00
Operadores (dos turnos)	4	1,307	62,736.00
Supervisor mecánico	1	2,720	32,640.00
Supervisor eléctrico e Instrumentación y Control	1	2,720	32,640.00
Personal de mantenimiento	4	1,942	93,216.00
Seguridad industrial	1	1,841	22,092.00
Personal de seguridad	11	557	73,524.00
Total anual	US \$		494,940.00
Leyes sociales 43,75%	US \$		216,536.25
Gastos generales 30%	US \$		148,482.00
Seguros Multiriesgo	US \$		311,324.78
Total anual	US \$		1,171,283.03

Fuente: PRICE WITERHOUSE AL 31.01.2014

7.3.3 COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El literal a) del numeral 8.2.2 del PROCEDIMIENTO señala que, en tanto se mantenga como unidad de punta una turbina a gas, se estimará el valor del Costo Fijo de Operación y Mantenimiento (“CFOyM”) en función de las unidades que operen en el SEIN, y cuya capacidad efectiva se halle más próxima a la CEISO determinada (cuya potencia efectiva es igual a 161,8 MW). En este sentido, de una revisión de las unidades turbogas que operan

actualmente en el SEIN, la unidad más próxima a la CEISO corresponde a la V84.3A fabricado por SIEMENS (unidad operada por Edegel y Enersur).

Al respecto, el párrafo final del mismo numeral 8.2.2 expresa que “Cuando el combustible utilizado no corresponda al Diesel, o cuando la unidad W501D5A no se constituya en la más próxima a la CEISO determinada, se deberá establecer la nueva fórmula para el cálculo de las EOH y su correspondiente tabla de frecuencia de mantenimientos asociada.”

En este sentido, se emplea la fórmula de cálculo de las EOH (Horas de Operación Equivalente) y la tabla de frecuencias de mantenimiento establecidas para la unidad V84.3A, la cual se reproduce a continuación:

- Fórmula de EOH que reemplaza a la definida en el literal c) del numeral 8.2.2 del PROCEDIMIENTO:

$$EOH = a \cdot OBLOH + HOD + c \cdot NAN$$

Donde:

$$a = 1, b = 0,068, c = 10$$

HEO = Horas de Operación Equivalente

OBLOH = NAN*HOA = Horas Operación carga base

HOD = b*OBLOH = Horas Operación cambios rápidos de temperatura (Horas Dinámicas equivalentes)

NAN = Numero de arranques normales = 200

HOA = Horas de operación por arranque normal = desde 1 hasta 14, con pasos unitarios.

- Tabla de frecuencia de Mantenimientos asociados, que reemplaza la definida en el literal d) del numeral 8.2.2 del PROCEDIMIENTO:

Mantenimientos	EOH
Combustor	8 000
Ruta de gases calientes	24 000
Mayor	48 000

Asimismo se ha procedido a la revisión y actualización de los costos de materiales de mayo 2004 a octubre 2014 y costos de especialistas

extranjeros de abril 2008 a marzo 2014⁹, mediante la aplicación de los índices WPSSOP3500 y CUUR0000SA0 del US Department of Labor, respectivamente, siendo el valor del CFOyM resultante igual a US\$ 756 906, conforme se muestra en el Cuadro N° 7.3-3:

Cuadro N° 7.3-3: Costos Fijos de Operación y Mantenimiento

Cálculo del CFNC de Mantenimiento para Turbogases

Tipo = V84.3A Siemens
PEfectiva = 161.8 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
HOD	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\$)	6,167	8,000	8,825	9,714	10,473	11,382	12,088	13,977	14,767	15,640	16,379	17,200	17,892	19,920
Anualidad (KUS\$)	826	1,071	1,181	1,301	1,402	1,524	1,618	1,871	1,977	2,094	2,193	2,303	2,395	2,667
Energia Anual (MWh)	32,356	64,711	97,067	129,422	161,778	194,133	226,489	258,844	291,200	323,556	355,911	388,267	420,622	452,978
Mant. Unitario (Mills/KWh)	25.52	16.55	12.17	10.05	8.67	7.85	7.15	7.23	6.79	6.47	6.16	5.93	5.69	5.89
CFNC Fijo (KUS\$/año)	756.906													

7.4 PRECIO BÁSICO DE POTENCIA

El Precio Básico de Potencia resulta ser igual a 81.49 USD/kW-año, como se aprecia en el Cuadro N° 7.4-1: y en mayor detalle en el Cuadro N° 7.4-2: . Los cálculos correspondientes están sustentados en el Anexo I.

Cuadro N° 7.4-1: Precio Básico de Potencia del SEIN – Lima 220 kV

US\$/kW-año

			Turbogenerador	Conexión	Costos Fijos			Total
					Personal	CFNC	Total C.F.	
1	Costo Total	Millón US\$	59.26	2.98				62.24
2	Costo Total	Millón US\$/año	7.93	0.37	1.17	0.76	1.93	10.23
3	Sin MRFO y TIF	US\$/kW-año	49.04	2.29	7.24	4.68	11.92	63.25
4	Con MRFO y TIF	US\$/kW-año	63.19	2.95	9.33	6.03	15.36	81.49

Notas:

1. Costo de la capacidad estándar de la unidad de punta (CE ISO) de 169.97 MW con su respectiva conexión.

⁹ Fecha más reciente de los indicadores, disponible al 31 de octubre de 2014.

2. 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 %.
3. 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: 170 MW
4. Costo anual incluyendo la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (3,55%) y el Margen de Reserva Firme Objetivo (24,27%) y Tasa de Interés durante la construcción igual a TAMEX = 7.56% al 31.10.2014

Cuadro N° 7.4-2: Precio Básico de Potencia – mayo 2015

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			235.38	235.38
Montaje electromecánico		571.28	1 199.09	1 770.37
Pruebas y puesta en marcha			567.90	567.90
Supervisión		259.59	544.96	804.55
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			329.45	329.45
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			139.86	139.86
Obras civiles			2 062.69	2 062.69
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 586.98	1 586.98
Suministro de sistema contra incendio			205.96	205.96
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 285.64	1 285.64
Intereses Durante la Construcción (1)	4.86%	2 333.34	415.10	2 748.44
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTICT)		50 310.78	8 950.18	59 260.97
CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		2 429.89		2 429.89
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	97.20		97.20
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		20.22	20.22
Transporte local			21.60	21.60
Obras civiles			42.46	42.46
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			151.30	151.30
Supervisión			55.45	55.45
Gastos Generales - Utilidad Contratista			27.08	27.08
Intereses Durante la Construcción (1)	4.86%	122.90	15.47	138.37
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})		2 649.99	333.58	2 983.57

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA			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 (aCTI _{CT})			6 735.55	1 198.24
CONEXIÓN ELECTRICA			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 (aCTI _{CE})			328.98	41.41
Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento			Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)				1 171.18
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		756.91		756.91
Participación		76.44%		23.56%
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		11.34		US\$ / kW-año
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		48.86		US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		60.20		US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		63.25		US\$ / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		81.49		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)		24.27%		
Tasa de Disponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		3.55%		

(1) Tamex = 7.5615% vigente al 31.10.2014

Al realizar la comparación entre el Precio Básico de la Potencia de la presente propuesta "PBP-Propuesta" y la Resolución 067-2014-OSINERGMIN (FITA Mayo 2014) "PBP-Res-67", se observa lo siguiente:

- El PBP-Propuesta es de 81.49 (US\$/kW-año) mientras que el PBP publicado en el Informe N° 0183-2014-GART de la Resolución N° 067-2014-OS/CD es de 79.63 (US\$/kW-año), que en términos porcentuales significa un incremento de 2.3% en moneda extranjera.
- Sin embargo, al realizar la conversión por tipo de cambio el PBP-Propuesta resulta 18.84 (S/./kW-mes) en tanto que el PBP-Res-067 resulta 17.69 (S/./kW-mes), que

términos porcentuales significa un incremento del 6.5%. El mismo ejercicio se realizó con el Precio Básico de Potencia publicado por OSINERGMIN en el último pliego tarifario (vigente al 04.11.2014).

Estos resultados se pueden apreciar en el Cuadro N° 7.4-3:

Cuadro N° 7.4-3: Precio Básico de Potencia - Comparación

Caso	US\$/kW-año	S./kW-mes	Tipo de Cambio	Variación	
				S./kW-mes A/B - A/C	US\$/kW-año A/B - A/C
A Propuesta SCG FITA Mayo 2015	81.49	18.84	2.92	6.5%	2.3%
B Resolución 067-2014-OSINERGMIN (FITa Mayo 2014)	79.63	17.69	2.81	4.5%	4.5%
C Pliegos Tarifarios Aplicables al Cliente Final (al 04/11/2014)	78.01	18.03	2.92		