

La Paz, 15 de abril de 2014

TRÁMITE: Revisión de la Norma Operativa N° 19 Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta.

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Modificar el valor de cincuenta por ciento (50%) establecido en el inciso b) del numeral 1, artículo 18 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001 y aclarado y complementado por el inciso b) del numeral 1 del artículo 1 del Decreto Supremo N° 29260 de 5 de septiembre de 2007, por el valor de sesenta y ocho por ciento (68%); y el valor de uno y medio por ciento (1,5%) establecido en el inciso d) del numeral 2 del artículo 18 del RPT, por el valor de dos enteros y cero siete centésimas (2,07%).

VISTOS:

La nota N° AE-1414-DPT-235/2013 de 15 de junio de 2013; la nota CNDC 1565-13 con Registro N° 8588 recepcionada el 16 de agosto de 2013; el Informe N° CNDC 23/13 de 20 de junio de 2013; la nota CNDC 1565-13 con Registro N° 8588 recepcionada de 16 de agosto de 2013; la nota CNDC 0591-14 con Registro N° 2895 recepcionada el 25 de marzo de 2014; el Informe AE DPT N° 205/2014 de 9 de abril de 2014; y todo lo que ver convino, se tuvo presente, y

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante nota N° AE-1414-DPT-235/2013 de 15 de junio de 2013, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), solicitó al Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), la realización de un estudio de consultoría con el objeto de realizar una revisión de la Norma Operativa N° 19, considerando que el inciso b) del numeral 1 del artículo 18 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece un porcentaje de 50% de los costos adicionales a la inversión para el reconocimiento de los costos de fletes, gastos de aduana, montaje, conexión y los demás que la AE determine como necesarios para dejar la Unidad Generadora en condiciones operativas, dicho porcentaje puede ser modificado por la AE mediante un estudio que fundamente el nuevo valor a adoptar. Asimismo, conforme lo establecido en el inciso d) del numeral 2 del artículo 18 del RPT, el 1.5% correspondiente a los gastos fijos de operación, mantenimiento y administración puede ser modificado en base a estudios encargados por la AE a empresas consultoras especializadas.

Que mediante nota CNDC 1565-13 con Registro N° 8588 recepcionada el 16 de agosto de 2013, el CNDC señala que en fecha 2 de julio de 2013 cursó invitaciones directas a Empresas Consultoras Internacionales para la realización de los estudios "Determinación de Costos de Operación y Mantenimiento de Unidades de Generación Térmica y de Nueva Tecnología" y la "Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta"; asimismo, informa que la única empresa que envió su oferta de servicios profesionales fue QUANTUM.

Que el Informe N° CNDC 23/13 de 20 de junio de 2013, se analiza la nota AE-1414-DPT-235/2013 de 15 de junio de 2013, en la que se recomienda al Comité de Representantes al CNDC, sobre la base de los términos de referencia que se adjuntan, autorizar la

RESOLUCIÓN AE Nº 151/2014, 1 de 20





RESOLUCION AE N° 151/2014 TRAMITE N° 2014-8369-53-0-0-0-DPT CIAE N° 0000-0000-0000-0000 La Paz, 15 de abril de 2014

realización de un proceso de contratación de servicios de consultoría para la Revisión de la Norma Operativa N°19 "Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta".

Que mediante nota CNDC 1565-13 con Registro N° 8588 recepcionada de 16 de agosto de 2013, el CNDC señala que el 2 de julio de 2013, cursó invitaciones directas a Empresas Consultoras Internacionales para la realización de los estudios "Determinación de Costos de Operación y Mantenimiento de Unidades de Generación Térmica y de Nueva Tecnología" y la "Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta"; asimismo, informa que la única empresa que envió su oferta de servicios profesionales fue QUANTUM.

Que mediante nota CNDC 0591-14 con Registro N° 2895 recepcionada el 25 de marzo de 2014, el CNDC remite a la AE el Informe Final de "Revisión de la Norma Operativa N° 19: Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta", estudio elaborado por la firma Consultora QUANTUM.

Que el Informe AE DPT N° 205/2014 de 9 de abril de 2014, recomendó que respecto al inciso b) del numeral 1 del artículo 18 del RPT, aclarado y complementado por el inciso b) del numeral 1 del artículo 1 del Decreto Supremo N° 29260 de 5 de septiembre de 2007, corresponde modificar el valor de cincuenta por ciento (50%) establecido, por el valor de sesenta y ocho por ciento (68%); y el valor de uno y medio por ciento (1,5%) establecido en el inciso d) del numeral 2 del artículo 18 del RPT, por el valor de dos enteros y cero siete centésimas (2,07%), considerando la razonabilidad de los criterios y resultados obtenidos en el estudio de Consultoría QUANTUM.

CONSIDERANDO: (Marco Legal)

Que la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, norma las actividades de la Industria Eléctrica y establece los principios para la fijación de precios y tarifas de electricidad en todo el territorio nacional.

Que el inciso e) del artículo 49 (PRECIOS DE NODO) de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, establece que: "Se determinará el Precio Básico de la Potencia de Punta, calculando la anualidad de la inversión y los costos fijos anuales de operación, mantenimiento y administración correspondientes a la unidad generadora más económica destinada a suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema. Este valor se incrementará en un porcentaje que resulta de considerar la no disponibilidad teórica del sistema. Este valor se incrementará en un porcentaje que resulta de considerar la no disponibilidad teórica del sistema. El cálculo de la anualidad se efectuará aplicando la tasa de actualización estipulada en la presente Ley".

Que el artículo 18 (PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA) del RPT, entre otras establece que: "Para el cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta, establecido en el artículo 49, inciso e) de la Ley de Electricidad, el Comité seguirá el siguiente procedimiento:

7

CCION CORP. CORP.



La Paz, 15 de abril de 2014

- 1. Costo de inversión.
- a) Determinará la potencia nominal, tecnología y ubicación de la Unidad Generadora más económica apropiada, para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema. Determinará los años de vida útil de los respectivos equipos de generación e interconexión al Sistema Troncal de Interconexión (STI).
- b) A la información de los precios FOB, de por lo menos dos fabricantes reconocidos, de una Unidad Generadora de tamaño y tecnología equivalente al definido en el inciso a) del presente artículo, se agregarán los costos de fletes, gastos de aduana, montaje, conexión y los demás que la Superintendencia determine como necesarios para dejar la Unidad Generadora en condiciones operativas; el total de gastos a agregar por estos conceptos no excederá del cincuenta por ciento (50%) del valor de catálogo de los equipos, porcentaje que podrá ser modificado por la Superintendencia mediante un estudio que fundamente el nuevo valor a adoptar.
- 2. Precio Básico de la Potencia de Punta.
- d) Al valor calculado en el inciso anterior, se adicionará por concepto de gastos fijos de operación, mantenimiento y administración, como máximo el equivalente al uno y medio por ciento (1.5%) del costo de inversión definido en el inciso b) del presente artículo. Este porcentaje podrá ser modificado en base a estudios encargados por la Superintendencia a empresas consultoras especializada".

Que el artículo 1 del Decreto Supremo Nº 29260 de 5 de septiembre de 2007, tiene por objeto aclarar y complementar los incisos a), b) y c) del artículo 18 (PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA) del Reglamento de Precios y Tarifas aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, estableciendo en su inciso b) lo siguiente:

"b) A la información de los precios FOB de una Unidad Generadora (Turbo Generador) de tamaño y tecnología equivalente al definido en el inciso a) del presente Artículo, establecida en el o los catálogos más reconocidos, publicados en los últimos cuatro (4) años, se agregarán los costos de fletes, aduana, montaje, equipos de interconexión a la red de transmisión y los demás que el organismo regulador determine como óptimos necesarios para dejar la Unidad Generadora en condiciones operativas; el total de gastos a agregar por estos conceptos no excederá del cincuenta por ciento (50%) del valor de catálogo de la Unidad Generadora, porcentaje que podrá ser modificado únicamente por el organismo regulador mediante un estudio que fundamente el nuevo valor a adoptar. Se determinarán los años de vida útil de los respectivos costos para el cálculo y adición de las anualidades de generación y transmisión".

Que el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, crea las Autoridades de Fiscalización y Control Social en los sectores de: Transportes y Telecomunicaciones; Agua Potable y Saneamiento Básico; Electricidad; Bosques y Tierra; Pensiones; y Empresas; determina su estructura organizativa; define competencias y atribuciones.



RESOLUCIÓN AE Nº 151/2014, 3 de 20



La Paz, 15 de abril de 2014

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), mediante el Informe AE DPT N° 205/2014 de 9 de abril de 2014, estableció lo siguiente:

3.1. VERIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 18 DEL REGLAMENTO DE PRECIOS Y TARIFAS (RPT) APROBADO MEDIANTE DECRETO SUPREMO N° 26094 DE 2 DE MARZO DE 2001.

De acuerdo a lo expresado en el informe, se hizo una evaluación de todos los componentes más importantes asociados a la Unidad Generadora dividiendo estos en los siguientes:

Unidad generadora
Repuestos y herramientas especiales
Transformador elevador
Transporte
Equipamiento de AT
Equipamiento de MT y BT
Equipamiento complementario
Instalaciones de suministro de gas natural
Costos de internación
Estudios y capacitación
Terreno
Obras civiles
Montaje electromecánico
Inversiones en transmisión
Seguros y costos financieros

Comentario AE: Respecto a la verificación del inciso b) del numeral 1 del artículo 18 del Reglamento de Precios y Tarifas, esta Autoridad considera razonable el análisis realizado en el Estudio, cuyo detalle se desglosa a continuación.

3.1.1. Inversiones en generación

El consultor, de acuerdo a la Norma Operativa N° 19 vigente, seleccionó las unidades comprendidas en el rango de 49,5 a 70,14 MW listadas en Gas Turbine World Handbook del año 2013 (GTWH/2013):

Gas Turbine Model	ISO Base Load [MW]	Heat Rate [Btu/kWh]	Efficiency [%]	Budget Plant Price	USD/kW
SGT-900	49,5	10.450	32,70%	15.970.000	323
LM6000PC Sprint	50,5	8.458	40,30%	16.820.000	333
LM6000PG	51,2	8.142	41,90%	17.290.000	338





La Paz, 15 de abril de 2014

Gas Turbine Model	ISO Base Load [MW]	Heat Rate [Btu/kWh]	Efficiency [%]	Budget Plant Price	USD/kW
Trent 60 DLE	54,0	8.031	42,50%	18.140.000	336
Trent 60 DLE ISI	61,8	7.867	43,40%	19.040.000	308
Trent 60 WLE ISI	65,6	8.304	41,10%	20.020.000	305
Promedios	55,5	8.542	40,32%	17.880.000	324

A más de lo citado, a los costos de la Turbina a Gas (TG) se agregaron los costos de los repuestos y herramientas especiales, a suministrar por el mismo proveedor. Para este rubro se adoptó, como es práctica habitual en la industria, un 2,5% del costo del respectivo equipo.

Para el transformador de potencia se calculó un costo unitario FOB de USD/MVA 15.172, tomado de las cotizaciones de transformadores de 25 MVA y 50 MVA que siguen:

TRANSFORMADOR	POTENCIA MVA	PESO Ton	COSTO USD	COSTO UNIT. USD/MVA
Transformador trifásico 115 / 69 kV	25	50	452.899	18.116
Transformador trifásico 115 / 69 kV	50	100	611.413	12.228
Promedio				15.172
Transformador trifásico 11 / 245 kV	60	162	910.326	

Para el dimensionamiento del transformador elevador previsto para la unidad generadora (60 MVA) se consideró una relación media en Bolivia Potencia Efectiva/Potencia ISO de 0,91 y un factor de potencia 0,85, según lo exigido por la NOP 30.

3.1.2. Transporte

El consultor, consideró costos de transporte para el grupo turbina-generador y para su transformador elevador. Estos costos dependen fundamentalmente del peso de los equipos a transportar, que se estimó como sigue:

Turbina:

En base a los siguientes proyectos:





La Paz, 15 de abril de 2014

Equipo	Proyecto	Marca Modelo	Potencia	Peso
TG	Kenko1	GE TM2500	MW	Ton
TG	Termo Sur	Siemens SGT 800	26,5 47,5	120 167
TG	Quintero (Chile)	GE PG 9171	125,0	185
TG	El Vigia (Venezuela)	Siemens SGT5-2000E	168,0	219
TG	Bicentenario (Argentina)	Siemens SGT5-2000E	168,0	227

Se determinó para la turbina promedio elegida del GTWH (55,5 MW) un peso aproximado de 152 Toneladas.

Respecto del trasformador (60 MVA), se determinó, en base a equipos similares, un peso de 162 Toneladas.

Para el transporte de estos equipos más sus respectivos repuestos y herramientas especiales, con un volumen total de 1472 m3 y un peso total de 314 Toneladas, se solicitó una cotización a la empresa Ingeniería de Transportes, considerando dos escenarios:

- Escenario 1: La turbina proviene de Alemania y el transformador de Colombia.
- Escenario 2: La turbina proviene de EEUU (Houston) y el transformador de Brasil.

De acuerdo al análisis de la empresa de transportes, si el transformador viniera desde Colombia lo haría vía marítima. Si viniera desde Brasil, en cambio, lo haría por vía terrestre, a un costo equivalente al de la primera alternativa, por tanto la variación en los costos corresponden a la procedencia de la turbina.

Los valores cotizados por dicha empresa para el flete marítimo fueron los siguientes:

Escenario 1: USD 585.000Escenario 2: USD 665.000

Al no conocer el futuro origen de los equipos, de estas dos cotizaciones se tomó como representativo su promedio, o sea USD 625.000.

Para el flete terrestre (Arica - Santa Cruz) la cotización recibida fue de USD 386.800. Estas cotizaciones no consideran los siguientes aspectos:

- Seguro de transporte de la carga con cláusula de no repetición.
- El costo de la Boleta de garantía bancaria por 70.000.000 de pesos chilenos (aproximadamente USD 140.000) a favor de Vialidad de Chile, por un plazo mínimo de 120 días.
- El costo de la Boleta de garantía bancaria por USD 500.000, según la ley de carga 1769, a favor de ABC Bolivia, por un plazo mínimo de 90 a 120 días.
- El costo de descarga en destino final.
- Sobreestadías en caso no poder cumplir los trámites aduaneros de importación dentro de las 72 horas y la descarga dentro de las 48 horas:



RESOLUCIÓN AE Nº 151/2014, 6 de 20



La Paz, 15 de abril de 2014

- USD 250 por día / tracto camión / trailer normal
- USD 450 por día / tracto camión / cama baja hasta 3 ejes
- USD 650 por día / tracto camión / cama baja para transformador
- USD 950 por día / tracto camión / cama baja para generador

Ante la imprecisión inherente a todos estos conceptos, a los montos cotizados se adicionó estimativamente un 10%.

3.1.3. Equipamiento de AT

Para el cálculo del costo de las instalaciones de AT (una bahía de transformador), se han considerado los equipos y componentes más importantes, cuyos precios, que se resumen en el siguiente cuadro, han sido obtenidos de proyectos de transmisión.

EQUIPAMIENTO DE 230 KV	CANTIDAD	COSTO UNITARIO USD	COSTO TOTAL USD
Pararrayos	3	6.500	19.500
Transformador de corriente	3	18.000	54.000
Transformador de tensión	3	15.000	45.000
Seccionador tripolar	1	20.000	20.000
Interruptor tripolar	1	75.000	75.000
OTAL EQUIPAMIENTO DE 230 kV	and the same of th		213.500

3.1.4. Equipamiento de MT y BT

Se han incluido en este punto los equipos más importantes de MT y BT necesarios para la puesta en servicio de la planta, incluyendo una celda tipo metalclad con el interruptor de máquina de MT para el generador, paneles de servicios auxiliares DC y AC, paneles de control, sistema de protección, sistema de comunicaciones y otros.

El equipamiento previsto es:

EQUIPAMIENTO MT Y BT	Unidad	Costo FOB	Total
Interruptor de máquina MT	1	50.000	50.000
Transformador SSAA	1	37.500	37.500
Relé diferencial de barras	1	30.000	30.000
Relé diferencial de trafo	1	20.000	20.000
Relé de sobrecorriente	1	3.000	3.000
Medidor SMEC	2	1.500	3.000
Sistema SCADA	1	30.000	30.000
Sistema de comunicaciones	1	30.000	30.000
Tablero de control y protección	1	5.000	5.000
Interruptor BT	1	1.000	1.000





La Paz, 15 de abril de 2014

TOTAL EQUIPAMIENTO MT Y			319.500
Conductores y otros	Global	100.000	100.000
Tablero de SSAA DC	1	2.000	2.000
Tablero de SSAA AC	1	3.000	3.000
Batería 125 V + Cargador	Global	5.000	5.000
			r

3.1.5. Equipamiento complementario

Como equipamiento complementario, no suministrado por el fabricante de la turbina, se ha considerado un sistema de aire comprimido, el sistema PSS y el de arranque en negro.

El cuadro que sigue resume estos costos, obtenidos tomando como referencia algunos proyectos desarrollados en la región. Dado que las referencias obtenidas representaban costos llave en mano, a esos costos se le dedujo el IVA.

EQUIPAMIENTO COMPLEMENTARIO	UNID.	CANT.	COSTO UNIT. USD	COSTO TOTAL USD
Sistema de aire comprimido Sistema de arranque en negro Sistema de estabilización de potencia (PSS)	global global global	- - -	-	200.000,00 500.000,00 50.000,00
TOTAL EQUIPAMIENTO COMPLEMENTARIO (CON IVA)	global			750.000,00
TOTAL EQUIPAMIENTO COMPLEMENTARIO (SIN IVA)	global			652.500,00

3.1.6.Instalaciones de suministro de gas natural

Se ha considerado que la nueva planta será emplazada en un sitio próximo a una línea de gas de alta presión (red troncal), pero que será necesario hacer una derivación del gasoducto hasta la misma. Para determinar su costo se ha considerado una distancia máxima de 500 m y se ha incluido el de una estación reductora y de filtrado.

SISTEMA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL	UNID.	CANT.	COSTO UNIT. USD	COSTO TOTAL USD
Gasoducto (Ansi 600, 4")	m	500	350,00	175.000,00
Estación de reducción, regulación y medición	global	-	-	100.000,00

RESOLUCIÓN AE Nº 151/2014, 8 de 20





La Paz, 15 de abril de 2014

TOTAL SISTEMA DE SUMINISTRO DE GAS	275.000,00
	273.000,00

El costo de gasoducto considerado (350 USD/m) incluye todas las tareas de excavación e instalación necesarias.

3.1.7. Costos de internación Generación y Transmisión

Todos los costos antes indicados son FOB, por tanto se deben adicionar a los mismos los correspondientes costos de internación.

Para calcular los costos de aduana se utilizó la metodología prevista en la Norma Operativa N° 14 (tasas arancelarias para equipo electromecánico), que pondera los aranceles correspondientes a los distintos componentes del material a importar.

CÓDIGO NANDINA	ÍTEM	%	GAC
84.11.82.00.00	Turbina a gas	76,48%	0,00%
85.01.64.00.00	Generador	12,13%	
85.35 - 85.36	Equipamiento eléctrico de media y baja tensión	1,94%	5,00%
85.04.23.00.00	Transformador de Potencia	3,39%	5,00%
85.37.20.00.00	Equipo de Control y Protección	-	0,00%
85.35	Equipamiento eléctrico de alta tensión		5,00%
TOTAL		100,00%	0,98%

Según la tabla anterior al equipamiento de generación le corresponde un arancel ponderado del 0,98%.

CÓDIGO NANDINA	ÍTEM	%	GA
85.35	Interruptores, aparatos de corte	14,18%	5,00%
73.08.20.00.00	Torres y castilletes		10,00%
85.37.20	Cuadros y paneles		0,00%
TOTAL		18,09%	4,56%

Según la tabla anterior al equipamiento de transmisión le corresponde un arancel ponderado del 4,56%.

3.1.8. Estudios y capacitación

Se incluyen en este punto varios costos, tales como estudios de impacto ambiental (EIA), estudios eléctricos, licencias ambientales y regulatorias, etc., que deben ser considerados parte del proyecto, como así también la capacitación del personal que debe acompañar su implementación.

A B. P. C.

RESOLUCIÓN AE Nº 151/2014, 9 de 20



La Paz, 15 de abril de 2014

Los costos considerados han sido tomados de diferentes proyectos de generación, algunos de ellos construidos en Bolivia.

ESTUDIOS Y CAPACITACIÓN	costo
Estudio de Impacto Ambiental	10.000
Estudios eléctricos	20.000
Estudio de suelos	5.000
Topografía	2.000
Mediciones de resistividad	3.500
Capacitación del personal	50.000
TOTAL ESTUDIOS Y CAPACITACIÓN	90.500

3.1.9. Terreno

El valor del terreno de una central es altamente dependiente de su ubicación en relación a los centros poblados próximos, de las posibilidades productivas del suelo, de la disponibilidad de terrenos de las dimensiones requeridas en la zona, etc., por lo que a los efectos de considerar su incidencia en el costo de la unidad generadora de punta, cuya ubicación no se conoce, sólo puede hacerse una estimación.

El resultado de la encuesta realizada entre los diferentes operadores de centrales térmicas de Bolivia relativa al costo de los terrenos en que las mismas se encuentran emplazadas fue el siguiente:

CENTRAL	TIPO	VALUACIÓN USD	SUPERFICIE m ²	COSTO UNITARIO USD/m²	OBSERVACIONES
Bulo Bulo 1-2	TG x 2		AMERICAN SERVICE PROPERTY.		
		NA	12.000	NA	
Bulo Bulo 3	TG x 1	NA	5.000	NA	
	CI x 10				
Aranjuez	TG x 1	NA	30.963	NA	
Karachipampa	TG x 1	NA	6.300	NA	
Guabirá	TV x 1	25.000	5.000	5,00	Zona rural
Guaracachi	Varios	11.615.585	43.703	265,79	
Santa Cruz	TG x2	2.961.207	100.000	29,61	
Entre Ríos	TG X 4	260.000	69.054	1.00	Planta
LITTE MOS	10 / 4	200.000	70.626	1,86	Residencias
Moxos	Diesel	167.332	24.574	6,81	
VALLE HERMOSO	TG x 8	486.055	25.022	19,43	
CARRASCO	TG x 3	55.177	69.046	0,80	
EL ALTO	TG x 2	331.136	20.000	16,56	





La Paz, 15 de abril de 2014

KENKO	TG x 2	136.638	7.283	18,76	
VALOR MEDIO		1.176.338	488.570	40,51	

Teniendo en cuenta que varios operadores dejaron constancia que los valores informados no estaban actualizados o eran contables, es decir que no representaban su real valor comercial, no se descartó la información de Guaracachi por ser estadísticamente atípica y se adoptó como representativo el valor medio de 40,51 USD/m2.

La superficie necesaria para la instalación de una TG empaquetada es del orden de $5000 \, \mathrm{m}^2$, a los que hay que agregarle unos $200 \, \mathrm{m}^2$ adicionales para el transformador de unidad y otros $1000 \, \mathrm{m}^2$ para una bahía de $230 \, \mathrm{kV}$ para conectar el transformador a barras del nodo elegido.

El costo previsto para el terreno es, en consecuencia:

DESTINO	SUPERFICIE [m²]	COSTO TOTAL [USD]	
Central	5.000	202.562	
Transformador	200	8.102	
Bahía	1.000	40.512	
TOTAL TERRENO	6.200	251.177	

3.1.10. Obras civiles

Estas obras incluyen las correspondientes a la turbina-generador, al transformador elevador, al equipamiento de MT y BT, a las instalaciones de AT, a la sala de control y al restante equipamiento complementario. Para su cálculo se han empleado los siguientes criterios:

El volumen en m3 de las fundaciones de H°A° de la turbina y del transformador, por las características de estos equipos, ha sido estimado como igual al doble de su peso en Toneladas, volumen éste razonable considerando proyectos de generación similares.

Para el resto de los equipos se han adoptado los volúmenes estándar determinados por la experiencia en diferentes proyectos y por las recomendaciones de sus fabricantes y de constructores internacionales.

Los costos por m3 de excavación, de H°A° y de relleno han sido calculados tomando los valores utilizados por la Cámara de la Construcción y multiplicándolos por 2, para considerar que los proyectos se encuentran en lugares con mayor dificultad de acceso y a mayores distancias de los centros urbanos.





La Paz, 15 de abril de 2014

Aplicando estos costos a los volúmenes por tipo de equipo y fundación se obtienen los siguientes resultados:

FUNDACIONES	Unidad	Excavación	Cantidad H°A°	Relleno
Turbina-Generador	m3	448,0	320,0	128,0
Celda MT	m3	50,0	35,0	15,0
Transformador elevador	m3	336,0	240,0	96,0
Pararrayos (3)	m3	15,0	8,4	7,5
Transformadores de corriente (3)	m3	15,0	8,4	
Transformadores de tensión (3)	m3	15,0	8,4	2,5
Seccionador tripolar	m3	8,0	4,0	
Interruptor tripolar	m3	18,0	9,0	9,0
Transformador de SSAA	m3	15,0	10,0	5,0
Sala de Control	m3	250,0	200,0	50,0
Almacenes + talleres	m3	250,0	200,0	50,0
Canales de cables	m3	800,0	162,0	638,0
Drenajes	m3	147,0	33,0	114,0
Areas de circulación	m3	50,0	320,0	0,0
Cerco perimetral	m3	196,0	100,0	96,0
Sistema de aire comprimido	m3	10,0	8,0	2,0
Estación de gas natural	m3	125,0	100,0	25,0
Malla de tierra	m3	50,0	0,0	50,0
Varios	m3	60,0	50,0	10,0
VOLÚMENES TOTALES		2.858,0	1.816,2	1.317,5
Costos unitarios (Cámara Const.)	USD/m ³	5,0	174,2	10,0
Costos unitarios (en el sitio)	USD/m ³	10,0	348,4	20,0
COSTOS TOTALES	USD	28.580,0	632.764,1	26.350,0
TOTAL O. CIVIL	USD	6	87.694,1	

3.1.11. Montaje electromecánico

Los costos de montaje calculados resultan de la suma de los costos de:

- La mano de obra necesaria para la instalación del todo el equipamiento previsto, más el personal administrativo en obra.
- · Los equipos de montaje (grúas y vehículos) que para ello se utilizan.
- · Otros costos varios, inherentes a este tipo de obras.

Sobre estos costos se ha cargado el margen de gastos generales y beneficio de las empresas especialistas que se ha previsto contratar, estimado en un 13%.





RESOLUCION AE N° 151/2014 TRAMITE N° 2014-8369-53-0-0-0-DPT CIAE N° 0000-0000-0000-0000 La Paz. 15 de abril de 2014

Mano de obra

No se incluye en este punto el costo de la mano de obra necesaria para la construcción de las obras civiles, debido a que el mismo ya está incluido en los precios unitarios considerados.

Para el cálculo del costo de la mano de obra se ha contemplado la contratación de personal técnico con experiencia en el montaje de este tipo de plantas, es decir, de turbinas, generadores, instalaciones de AT y Balance de Planta.

Si bien la cantidad de personal durante la construcción de una planta generadora es variable, ya que inicia con la preparación del sitio y de las herramientas, alcanza su punto más alto durante el montaje simultaneo de la unidad generadora y de la bahía de interconexión y va finalmente en descenso con las tareas de cableado y pruebas de los componentes, para simplificar el cálculo se la ha estimado como sigue:

- 75 técnicos calificados, trabajando en forma constante durante el proceso de construcción y montaje de la planta.
- 7 ingenieros trabajando durante todo el mismo período.
- 5 especialistas, enviados por fábrica, trabajando en forma continua durante un periodo de 3 meses en la supervisión del montaje de la turbina y del generador, alineación y otros, período considerado la etapa más crítica del montaje

MANO DE OBRA	CANT.	HORAS /DÍA	DIAS/MES	MESES	TOTAL HH	COSTO UNIT. USD/HH	COSTO TOTAL USD
Técnicos especializados	75		8 30	10	180000	7	1.260.000
Ingenieros	7		8 30	10	16800	20	336.000
Supervisores extranjeros	5		8 30	3	3600	150	540.000
TOTAL MANO DE OBRA							2.136.000

Como personal administrativo en obra se ha considerado:

- 1 administrador.
- 1 auxiliar
- 2 choferes

PERSONAL ADMINISTATIVO	CANT.	MESES	COSTO UNIT. USD/MES	COSTO TOTAL USD	
Administrador	1	12	1628,7356	19.545	
Auxiliar	1	12	1017,9598	12.216	
Chofer	2	12	814,36782	19.545	
TOTAL PERSONAL ADMINISTRATIVO					





La Paz, 15 de abril de 2014

Equipos de montaje

Para el montaje se ha previsto el uso de tres tipos de grúas (de 5, 30 y 100 Ton), cuyos costos son los siguientes:

EQUIPOS	CANT.	HORAS	COSTO UNTARIO USD/h	COSTO TOTAL USD
Grúa 5 Tn	1	720	20	14.400
Grúa 30 Tn	1	100	75	7.500
Grúa 100 Tn	1	50	500	25.000
TOTAL EQUIPOS				46.900

Por otra parte, se ha considerado la necesidad de los vehículos que a continuación se listan cuyos costos (incluyendo combustible y lubricante) son los siguientes:

VEHÍCULOS	CANT.	DÍAS	COSTO UNTARIO USD/d	COSTO TOTAL USD
Camionetas	3	300	50	45.000
Vagonetas	2	300	60	36.000
Transporte Personal	1	300	50	15.000
TOTAL VEHÍCULOS	The state of the s	1		96.000

Gastos varios

Además de la mano de obra y de los equipos utilizados se han tenido en cuenta para el montaje los costos complementarios, administrativos y otros asociados al personal que se detallan en el siguiente resumen:

VARIOS	соѕто	
Materiales	global	100 000
Fungibles	global	50.000
Materiales de escritorio	global	10.000
Herramientas	global	20.000
Campamento	global	50.000
Servicios	global	30.000
Atención médica	global	20.000
Rona de Trahaio	global	23.563
Alimentación	global	265.086
Hospedaie	global	89.250
Pasaies v viáticos	global	43.000
TOTAL VARIOS		700.899







La Paz, 15 de abril de 2014

3.1.12. Inversiones en transmisión

Como se indicó anteriormente, se consideró la construcción de 2 km de línea de 230 kV para vincular el transformador elevador de la unidad generadora con su equipamiento de maniobra de conexión a barras, a un costo unitario de 150.000 USD/km, costo éste obtenido como valor medio de los últimos proyectos aprobados por la AE.

La inversión total en transmisión resulta así de:

Concepto	Unid.	Cant.	Costo Unit. USD	Costo Total USD
Linea 230 kV	km	2	150.000	300.000

3.1.13. Seguros y costos financieros

Respecto a los seguros se hizo un análisis similar para diferentes proyectos a los cuales se tuvo acceso, y como resultado se determinó que este valor no supera el 0,69% del valor total del proyecto, por lo que se adoptó este mismo valor.

PROYECTO	RESPONSABILIDAD CIVIL USD	MONTAJE USD	TRANSPORTE TERRESTRE USD	CAUCIÓN USD	EQUIPOS CONTRATADOS USD	TOTAL USD	INVERSIÓN USD	%
Kenko 1	25.548	106.140	83.922	5.499	1.426	222.535	32.186.221	0,69%
Carrasco 3	25.447	118.568	84.560	5.460	1.340	235.375	34.455.676	0,68%
COSTO MEDIO SEGUROS								0,69%

3.1.14. Comisiones y garantías

Para las comisiones bancarias, incluyendo ITF, y boletas de garantía se determinó, también de algunos proyectos a los que se tuvo acceso, que éstas son del orden del 0,75%, por lo que se adoptó este mismo valor.

PROYECTO	COMISIONES BANCARIAS	BOLETAS DE GARANTÍA	TOTAL	INVERSIÓN	%
Kenko 1	327971	50.000	377.971	32.186.221	1,17%
Kenko 2	97.806	50.000	147.806	47.620.029	0,31%
Carrasco 3	216000	50.000	266.000	34.455.676	0,77%
COSTO PROMEDIO					

3.1.15. Intereses intercalares

Para el cálculo de los intereses durante la construcción se ha considerado el servicio de deuda al 12%, tasa de actualización aprobada para la actividad de generación en Bolivia. Dado que tanto el turbogenerador como el trasformador de unidad tienen plazos de entrega largos y que sus proveedores exigen anticipos financieros con la orden de

RESOLUCIÓN AE Nº 151/2014, 15 de 20





La Paz, 15 de abril de 2014

compra, se ha supuesto para el cálculo que se paga un 50% con la orden de compra y el saldo a la recepción de la unidad en fábrica.

Al inicio de la obra se pagan los terrenos y los estudios y capacitación, y el resto de los desembolsos se efectúan a lo largo de todo el periodo de montaje (12 meses), según el cronograma de inversiones adjunto.

3.1.16. Costo de inversión total

El costo de inversión total resulta:

INVERSIÓN	CONCEPTO	COSTO USD	%
Generación	Turbogenerador 55,5 MW (FOB)	17 880 000	
Generación	Repuestos y herramientas especiales	447 000	2.5%
Transmisión	Transformador de unidad 60 MVA (FOB)	910 326	
Generación	Estudios y capacitación	90 500	
Generación	Terreno (turbogenerador)	202 562	
Transmisión	Terreno (transformador de unidad y bahia AT)	48 615	
Transmisión	Equipamiento AT	213 500	
Generación	Equipamiento MT y BT	319 500	
Generación	Equipamiento complementario	652 500	
Generación	Instalaciones para suministro de gas natural	275 000	
Generación	Transporte marítimo (turbogenerador)	687 500	400/
Generación	Transporte terrestre (turbogenerador)	205 881	400/
Transmisión	Transporte terrestre (transformador de unidad)	219 599	4007
	Costos de internación (turbogenerador y equipos auxiliares)	197 955	0 000/
Generación	Costos de internación (transformador de unidad y equipamiento AT)	51 190	4 5 604
Transmisión	Obras civiles (turbogenerador)	339 353	
Generación	Obras civiles (transformador de unidad y bahía AT)	348 341	
Transmisión	Montaje electromecánico (turbogenerador)	2 432 957	
Generación	Montaje electromecánico (transformador de unidad y bahía AT)	1 042 696	
Transmisión	Línea de interconexión Central - Subestación	300 000	13%
Transmisión			
SUBTOTAL	2	26 864 975	100%
Generació	n	23 730 708	88%
Transmisió	on	3 134 267	12%
Seguros	The state of the s	184 633	0.69%
Comisiones y	garantías	202 089	0.75%
Impuesto a la	s transacciones (IT)	817 551	3%
Intereses dur	ante la construcción	1 928 610	12%
TOTAL INVE	RSIÓN	29 997 857	
	RELACIÓN TOTAL INVERSIÓN / COSTO TURBOGENERADOR	1.68	68%





La Paz, 15 de abril de 2014

3.2. VERIFICACIÓN DEL NUMERAL 8.3 DE LA NORMA OPERATIVA Nº 19

A los efectos de Verificar el numeral 8.3 de la Norma Operativa N° 19 el consultor realizó las siguientes consideraciones:

Los gastos fijos de operación, mantenimiento y administración corresponden a:

- · Sueldos y salarios del personal de planta.
- Seguros.
- Patente de funcionamiento e Impuestos.
- Varios.

A los efectos del cálculo se ha considerado una central típica con una TG, habiendo elegido como referencia la central Entre Ríos, de ENDE ANDINA, que tiene 4 TG's Siemens SGT-700 de 29 MW ISO de potencia nominal cada una, y adaptado sus datos al caso en estudio.

Comentario AE: respecto a la verificación del 1.5% citado en el inciso d) del numeral 2 del artículo 18 del Reglamento de Precios y Tarifas, esta Autoridad considera razonable el análisis realizado en el Estudio excepto el ítem Sueldos y salarios del personal de planta, cuyo detalle se desglosa a continuación.

3.2.1. Sueldos y salarios

En el estudio analizado, se plantea el siguiente personal para la operación y funcionamiento de la planta:

CATEGORÌA		CANT. TOTAL	COSTO ANUAL UNIT.	COSTO ANUAL TOTAL	
	TURNO				
Jefe de Central (Ingeniero)	1	2	238.088,00	476.176,00	68.416
Operador	2	5	168.062,00	840.310,00	120.734
Encargado de mantenimiento electromecánico (Técnico Sr.)	1	2	94.325,00	188.650,00	27.105
Asistente de mantenimiento electromecánico (Técnico Jr.)	1	2	37.513,00	75.026,00	10.780
Encargado administrativo	1	2	170.863,00	341.726,00	49.099
Encargado de bodega o almacenes	1	1	84.240,00	84.240,00	12.103
Personal de seguridad		5	81.028,00	405.140,00	58.210
Total					346.447

Sin embargo, esta Autoridad ha considerado que el personal por turno necesario para la operación y funcionamiento de una planta termoeléctrica de mediana potencia, considerada en el Estudio, debería ser el siguiente

CATEGORÍA		TOTAL	ANUAL UNIT.	COSTO ANUAL TOTAL	
	TURNO		Bs	Bs	USD
Jefe de Central (Ingeniero)	1	1	238.088,00	238.088,0	34.208

RESOLUCIÓN AE Nº 151/2014, 17 de 20





La Paz, 15 de abril de 2014

Operador	1	3	168.062,00	504.186,0	72.441
Encargado de mantenimiento electromecánico (Técnico Sr.)	1	2	94.325,00	188.650,0	27.105
Asistente de mantenimiento electromecánico (Técnico Jr.)	1	2	37.513,00	75.026,00	10.780
Encargado administrativo	1	1	170.863,00	170.863,0	24.549
Encargado de bodega o almacenes	1	1	84.240,00	84.240,00	12.103
Personal de seguridad	2	4	81.028,00	324.112,0	46.568
Total		The Real Property lies			227.75

3.2.2. Seguros de operación

Se listan a continuación los seguros que se consideran típicos de una central de estas características.

PÓLIZA	PRIMA [USD]
Multiriesgo planta	156.202
Multiriesgo campamento	2.758
Responsabilidad civil	13.651
Automotores	3.015
Transporte personal	707
Total	176.333

3.2.3. Patente de funcionamiento e impuestos

Los costos anuales incurridos por estos conceptos son:

CONCEPTO	COSTO [USD]
Patente de funcionamiento	3.936
Impuesto a la propiedad (planta y campamento)	18.247
TOTAL	22.183

3.2.4. Varios

Bajo este concepto se engloban gastos menores, tales como alquiler de oficinas, telefonía e internet, transporte de personal, combustible y mantenimiento de vehículos, materiales de limpieza y escritorio, etc., cuyo monto total ha sido estimado en 52,104 USD/año, escalando los datos informados por Ende Andina.

3.2.5. Resumen - Verificación del numeral 8.3 de la NO Nº 19

Los costos fijos a considerar resultan entonces:



RESOLUCIÓN AE Nº 151/2014, 18 de 20



La Paz, 15 de abril de 2014

CONCEPTO	COSTO ANUAL		
	[USD]		
Personal	227.754		
Seguros	176.333		
Patente e impuestos	22.183		
Servicios de campamento	38.182		
Varios	52.104		
Subtotal	516.556		
Gastos Generales	103.311		
Costo anual total	619.867		
Relación Costo Fijo/Inversión	2,07%		

Que la presente Resolución es de carácter técnico, se basa y fundamenta en el análisis realizado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE en el Informe AE DPT Nº 205/2014 de 9 de abril de 2014, en consecuencia, se hace aceptación al análisis realizado en el citado Informe, a los efectos señalados en el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2002.

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que de lo expuesto y conforme a la normativa vigente, corresponde modificar el valor de cincuenta por ciento (50%) establecido en el inciso b) del numeral 1, artículo 18 del RPT y aclarado y complementado por el inciso b) del numeral 1 del artículo 1 del Decreto Supremo N° 29260 de 5 de septiembre de 2007, por el valor de sesenta y ocho por ciento (68%); y el valor de uno y medio por ciento (1,5%) establecido en el inciso d) del numeral 2 del artículo 18 del RPT, por el valor de dos enteros y cero siete centésimas (2,07%), considerando la razonabilidad de los criterios y resultados obtenidos en el estudio de Consultoría.

CONSIDERANDO: (Competencias y atribuciones de la AE)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo Nº 29894 de 7 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de las Superintendencias Sectoriales, en el plazo de sesenta (60) días y estableció que las competencias y atribuciones de las mismas sean asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa. Que mediante Decreto Supremo Nº 0071 de 9 de abril de 2009, se creó la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) estableciendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las entonces Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social, en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

Que mediante Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, se designó al ciudadano Richard César Alcócer Garnica como Director Ejecutivo de la Autoridad de





La Paz, 15 de abril de 2014

Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), quién fue posesionado en el cargo el 2 de febrero de 2012.

Que mediante Resolución AE Interna N° 030/2012 de 5 de abril de 2012, se designó al servidor público Daniel Alejandro Rocabado Pastrana, como Director Legal de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a partir del 9 de abril de 2012.

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), conforme a designación contenida en la Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y demás disposiciones legales en vigencia,

RESUELVE:

ÚNICA.- Modificar el valor de cincuenta por ciento (50%) establecido en el inciso b) del numeral 1, artículo 18 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) y aclarado y complementado por el inciso b), del numeral 1 del artículo 1 del Decreto Supremo N° 29260 de 5 de septiembre de 2007, aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, por el valor de sesenta y ocho por ciento (68%); y el valor de uno y medio por ciento (1,5%) establecido en el inciso d) del numeral 2 del artículo 18 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, por el valor de dos enteros y cero siete centésimas (2,07%).

Registrese, comuniquese, archivese.

Richard Gésar Alcócer Garnica

DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:

DIRECTOR LEGAL

Daniel Alejandro Rodabado