

Central	Consumo	Costo del	CVC	CVNC	CVT
	Específico	Combustible	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh
Ilo 1 GD N° 1	0.237	1194.7	283.13	16.70	299.84
Ilo 2 TV Carbón N° 1	0.370	104.5	38.68	2.19	40.87
Turbo Gas Natural Indepen GN	9.088	2.5778	23.43	2.45	25.88
Turbo Gas Natural Pisco GN	12.083	2.5274	30.54	2.69	33.23

6 PRECIO BASICO DE LA ENERGIA

6.1 METODOLOGÍA

El precio básico de la energía se ha determinado a partir de los costos marginales esperados en el sistema de generación, determinados por medio del modelo PERSEO.

El modelo PERSEO efectúa un despacho hidrotérmico óptimo del sistema en etapas mensuales considerando un sistema multinodal y multiembalse, teniendo como función objetivo la minimización del valor esperado del costo total de producción.

En la potencia efectiva despachada de la C.H. Huinco, se ha considerado una reducción permanente de 30 MW para tener en cuenta la reserva rotante requerida para garantizar la calidad de frecuencia en el SEIN. Asimismo, teniendo en cuenta que la C.H. Charcani V también proporciona reserva rotante al SEIN se ha considerado una reducción en su potencia efectiva de 15 MW.

Debido a ampliación de la aplicación del D.U N°049-2008 se ha considerado el despacho sin restricción del gaseoducto de TGP hasta diciembre del 2013.

Se tomó en cuenta la R.M 607-2008-MEM/DM que fija el valor máximo de los costos marginales de corto plazo del SEIN en 313.5 nuevos soles/MWh.

6.2 SERIES HIDROLOGICAS

Conforme a lo establecido en el Artículo 47° inciso b) de la Ley y el artículo 124° inciso a) del RLCE, se debe disponer la información hidrológica que refleje el comportamiento hidrológico para el período de análisis. Al respecto se utilizó las series hidrológicas del período 1965-2011 (47 años). Teniendo en cuenta lo siguiente los estudios hidrológicos aprobados enviados por el COE mediante la carta COES/D/DP-800-2012.

Cabe mencionar que hubo casos en los cuales se tuvo que remplazar toda la serie hidrológica, esto es para EGENOR y en otros casos donde no se tuvo la información se estimó con el promedio de los tres últimos años, conforme se menciona en el archivo adjunto al informe. (carpeta "F Datos de Hidrología").

6.3 LINEAS DE TRANSMISION

Se ha tomado como capacidad de transmisión para el PERSEO la máxima capacidad utilizada por el COES SINAC.

Asimismo, para el enlace Mantaro - Socabaya, se ha tomado en cuenta la Resolución N° 008-2011-DO/COES-SINAC del 08.08.2011 de la Dirección de Operaciones, que fija los límites operativos de dicho enlace (L-2051/2052 y L-2053/2054) en 460MW.

En cuanto al enlace Chimbote1 - Trujillo Norte se ha tomado en cuenta la Resolución N° 008-2010-DO/COES-SINAC del 01.10.2010 de la Dirección de Operaciones que establece la capacidad del (L-2232 y L-2233) en condiciones normales a mínima demanda a 280MW.

Para el cálculo se ha considerado la aplicación de la extensión del D.U. N°049-2008, por lo cual se ha considerado que no hay restricciones de transmisión hasta diciembre de 2013.

6.4 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE CENTRALES DE GENERACION

Para el año 2012 se ha incluido los mantenimientos ejecutados.

Para el año 2013 se ha utilizado el programa de mantenimiento anual publicado por COES para el cálculo de la energía firme del año 2013.

La programación del mantenimientos para el resto del periodo bajo estudio años 2014 y 2015, 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 2014 y 2015 los mantenimientos del año 2012 y 2013 respectivamente; debidamente procesadas teniendo que para el año 2012 retirando los mantenimientos fortuitos.

Cabe mencionar que si bien el periodo bajo estudio para la presente propuesta tarifaria abarca solo los 36 meses (abril 2012-marzo 2015); para efectos del modelo utilizado se ha incluido la totalidad de los mantenimientos de los años bajo estudio, es decir de enero 2012 a diciembre 2015.

6.5 RESULTADO

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 No 6.1
PRECIO BASICO DE LA ENERGIA (US\$/MWh)

PUNTA	FUERA PUNTA	TOTAL
30.51	27.47	28.06

7 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 3,00% y el 32,7%, respectivamente, de acuerdo a la Resolución del OSINERGMIN N° 618-2008-OS/CD.

En el presente estudio se utilizó el TAMEX de 8.1933% vigente al 05 de octubre del 2012 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 TG8 de Santa Rosa con una potencia efectiva a condiciones de sitio de 199.830 MW. En concordancia con las proyecciones, la máxima demanda del año 2013 resulta ser igual a 5,905 MW.

Se han determinado los límites mínimo y máximo de la turbina a Gas que son 149.872 MW y 199.830 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.