

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 para el período de 48 meses considerado como horizonte del estudio. Se utilizó el modelo PERSEO para el cálculo del costo marginal del sistema.

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

El modelo fue utilizado con los datos del parque generador presentados en los acápite anteriores, así como la información hidrológica de 38 años (período 1965 - 2002).

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.

En el Anexo G, se adjunta información hidrológica de las empresas EGEMSA y SAN GABAN no proporcionada en la Fijación Tarifaria noviembre 2003, asimismo se adjunta en dicho anexo los cambios en la configuración hidráulica, incluyendo la representación de la CC.HH. Curumuy, Poechos, modificaciones de la demanda de riego en los embalses Gallito Ciego y Aricota, también se incluye las consideraciones tomadas para el repotenciamiento de la C.H. Callahuanca y los volúmenes de reservorios al 31 de diciembre 2003 considerados en el modelo PERSEO.

6.2 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE CENTRALES DE GENERACION

Teniendo en cuenta las observaciones alcanzadas por el OSINERG-GART en la fijación tarifaria de noviembre 2003, el COES ha contratado servicios de consultoría para analizar y revisar el programa de mantenimiento de centrales generadoras programado para los años 2004-2008.

En base a ello se ha preparado la información utilizada en el archivo SINAC.MAN del modelo Perseo. En el Anexo H, se adjunta los detalles de cálculo de horas equivalentes utilizados como datos del modelo Perseo así como los informes de los ingenieros Víctor Zenteno y Carlos Rosas e información complementaria.

6.3 RESULTADOS

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



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

Punta	Fuera de Punta	Ponderado
36,12	26,35	28,29

7 PRECIO BASICO DE POTENCIA

Para el cálculo del precio básico de potencia (PBP), cabe señalar que con comunicación COES-SINAC/D-978-2003 de fecha 12.12.2003 el COES ha remitido al OSINERG-GART sus comentarios al Proyecto de Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia prepublicado en el diario oficial El Peruano con fecha 28 de noviembre de 2003.

Por tal motivo el COES ha estimado conveniente en esta oportunidad proponer que mientras no se cuente con el procedimiento de cálculo de la potencia, el COES mantiene su propuesta planteada en el Estudio para la Fijación Tarifaria de noviembre 2003 y levantamiento de observaciones correspondiente.

En el Anexo I se adjunta copia de la documentación alcanzada en su oportunidad.

7.1 RESULTADOS

Teniendo en cuenta lo señalado en el numeral anterior se muestra en los Cuadros No 7.1 y 7.2 los resultados correspondientes, en resumen y en detalle respectivamente.

**Cuadro No 7.1
PRECIO BASICO DE POTENCIA
US\$/kW-AÑO**

		Turbogenerador	Conexión	Costos Fijos			Total
				Personal	CFNC	Total C.F.	
1	Costo Total:Millón US\$	33,66	1,69				35,26
2	Millón US\$/año	4,49	0,21	0,46	1,09	1,55	6,25
3	Sin MRFO y TIF:US\$/kW-año	42,36	1,98	4,35	10,25	14,60	58,94
4	Con MRFO y TIF:US\$/kW-año	51,84	2,43	5,33	12,54	17,87	72,13
	Acumulado : US\$/kW-año	51,84	54,26	59,59	72,13		

- Notas:
- Costo de una unidad GT11N2 de 114,22 MW/ISO (Diesel 2) 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 Línea sin considerar la Tasa de Indisponibilidad Fortuita ni el Margen de Reserva Firme Objetivo.
El factor de corrección en sitio es 92,88% de la potencia ISO (02) = 105,09 MW.
 - Costo anual incluyendo la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (2,35%) y el Margen de Reserva Firme Objetivo (19,5%)