



GERENCIA ADJUNTA DE REGULACIÓN TARIFARIA
☒ AV. CANADA N° 1460 - SAN BORJA
☎ 224 0487 224 0488 - FAX 224 0491

Informe OSINERG-GART/GRGT N° 081-2002

Estudio para la Fijación de Tarifas en Barra

Período noviembre 2002 - abril 2003

Lima, 11 de octubre de 2002

INDICE

<u>RESUMEN EJECUTIVO</u>	4
<u>1. INTRODUCCIÓN</u>	7
<u>1.1. PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA</u>	7
<u>1.2. ASPECTOS METODOLÓGICOS</u>	8
<u>1.3. RESUMEN DE RESULTADOS</u>	9
<u>1.4. PRINCIPALES MODIFICACIONES A LA PROPUESTA DEL COES-SINAC</u>	11
<u>1.5. COMPARACIÓN DE LAS VARIACIONES DE LOS PRECIOS EN BARRA EN EL SEIN</u> ..	12
<u>1.6. SISTEMAS AISLADOS</u>	12
<u>2. PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA</u>	14
<u>2.1. PROPUESTA DEL COES-SINAC</u>	15
<u>2.2. PRIMERA AUDIENCIA PÚBLICA</u>	17
<u>2.3. OBSERVACIONES A LA PROPUESTA DEL COES-SINAC</u>	17
<u>2.4. SEGUNDA AUDIENCIA PÚBLICA</u>	17
<u>2.5. ABSOLUCIÓN DE LAS OBSERVACIONES</u>	18
<u>2.6. FIJACIÓN DE TARIFAS EN BARRA</u>	18
<u>3. PRECIOS BÁSICOS DE POTENCIA Y ENERGÍA</u>	20
<u>3.1. PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO</u>	20
<u>3.1.1. Precio Básico de la Energía</u>	21
<u>3.1.2. Precio Básico de la Potencia</u>	23
<u>3.2. PREMISAS Y RESULTADOS</u>	23
<u>3.2.1. Previsión de Demanda</u>	24
<u>3.2.2. Programa de Obras</u>	25
<u>3.2.3. Costos Variables de Operación (CVT)</u>	29
<u>3.2.3.1. Precios de los Combustibles Líquidos</u>	29
<u>3.2.3.2. Precio del Gas Natural</u>	30
<u>3.2.3.3. Precio del Carbón</u>	31
<u>3.2.3.4. Otros costos en el precio de los combustibles líquidos</u>	32
<u>3.2.4. Costo de Racionamiento</u>	34
<u>3.2.5. Precio Básico de la Potencia</u>	35
<u>3.2.6. Precio Básico de la Energía</u>	35
<u>4. TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE</u>	37
<u>4.1. TARIFAS TEÓRICAS</u>	37
<u>4.2. COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS TEÓRICOS CON EL PRECIO PROMEDIO</u> <u>PONDERADO DE LOS CLIENTES LIBRES</u>	39
<u>4.3. TARIFAS EN BARRA</u>	40
<u>5. ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS</u>	43
<u>5.1. ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA</u>	43
<u>5.2. ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE LA POTENCIA</u>	44
<u>6. SISTEMAS AISLADOS</u>	45
<u>6.1. SISTEMA AISLADO IQUITOS – TÍPICO E</u>	46

7. <u>ANEXOS</u>	48
<u>Anexo A Pérdidas en Distribución y Subtransmisión</u>	49
<u>Anexo B Demanda de Cargas Especiales, Incorporadas y Proyectos</u>	57
<u>Anexo C Plan de Obras de Generación</u>	68
<u>Anexo D Precio Básico de la Potencia</u>	82
<u>Anexo E Resumen Observaciones y Diagrama Unifilar SEIN</u>	111

Resumen Ejecutivo

- 1) Los Precios en Barra, en los sistemas que se alimentan desde el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SEIN"), varían con respecto a los precios vigentes en -5,3% para la energía y en +0,9% para la potencia. La propuesta del COES-SINAC era de +0,1% para la energía y de +11,9% para la potencia.
- 2) El siguiente cuadro muestra la variación de los Precios en Barra Promedio en algunas ciudades:

Barras Principales	PRECIOS EN BARRA				Incremento P.BARRA b / a - 1
	Potencia PPB	Energía HP PEBP	Energía HFP PEBF	Precio Medio	
	SI./kW-mes	ctn.SI./kWh	ctn.SI./kWh	ctn.SI./kWh	
Piura	25,93	13,15	9,02	14,51	-3,9%
Chiclayo	25,74	12,98	8,93	14,37	-3,9%
Trujillo	25,91	13,01	8,93	14,41	-4,0%
Lima	26,65	13,22	8,76	14,45	-3,4%
Ica	26,37	13,06	8,71	14,33	-3,2%
Marcona	27,03	13,23	8,81	14,56	-3,2%
Tingo María	25,20	12,81	8,62	13,99	-3,9%
Cusco	22,06	11,35	7,72	12,41	-2,7%
Combapata	22,82	11,71	7,98	12,83	-2,8%
Tintaya	23,60	12,12	8,27	13,29	-3,0%
Juliaca	24,19	12,18	8,27	13,41	-3,1%
Socabaya	24,64	12,50	8,48	13,72	-3,0%
Toquepala	25,06	13,10	9,04	14,36	-2,9%
Tacna	24,95	13,27	9,20	14,50	-2,7%

- 3) El impacto de la tarifa sobre el consumidor final de tipo residencial en el SEIN varía entre -2,0% y -0,5%.
- 4) Para la determinación de las tarifas en el SEIN se ha empleado la propuesta del COES-SINAC y los estudios preparados y/o encargados por el OSINERG a consultores especializados.

- 5) Las principales premisas consideradas para la fijación de las tarifas en el SEIN fueron:
- a) La proyección de la demanda se ha efectuado empleando el modelo econométrico del COES-SINAC, pero se han corregido las pérdidas de distribución y sub-transmisión, así como las magnitudes de las demandas de Southern Perú y Tintaya.
 - b) Se ha considerado la interconexión de la demanda de San Martín (Tarapoto, Moyobamba y Bellavista) de acuerdo con la fecha propuesta por el COES-SINAC, pero se ha corregido la proyección de la demanda de este sistema sobre la base de la información histórica. Asimismo, se considera la incorporación de la Central Termoeléctrica (en adelante "C.T.") Tarapoto la cual forma parte del sistema eléctrico que sería interconectado; de manera similar al tratamiento que se le da a la C.T. de Electro Ucayali S.A. en el caso de la interconexión de Pucallpa.
 - c) Se considera que Camisea ingresará en Agosto de 2004 con una central en ciclo abierto de 300 MW de acuerdo a lo propuesto por el COES-SINAC. No se considera unidades de ciclo combinado en el horizonte del estudio.
 - d) El plan de obras difiere del presentado por el COES-SINAC en la incorporación del ingreso de la central de Pucallpa al SEIN a partir del diciembre de 2002, en vez de octubre de 2003.
 - e) Se ha utilizado la unidad de punta propuesta por el COES-SINAC para la determinación del Precio Básico de la Potencia. Sin embargo se ha debido corregir los costos según se indica a continuación.
 - f) Se ha calculado el costo fijo anual de operación y mantenimiento de la unidad de punta con la información suministrada por el COES-SINAC. Sin embargo, se ha debido corregir el método de cálculo empleado. El costo fijo resultante es de 764,22 miles de US\$/año en comparación con la propuesta de 1 273,36 miles de US\$/año.
 - g) No se reconoce el factor por envejecimiento de la unidad de punta acuerdo a lo propuesto por el COES-SINAC para la determinación del Precio Básico de la Potencia.
 - h) Se han incorporado las pérdidas por transformación en el cálculo del Precio Básico de la Potencia de acuerdo lo solicitado por el COES-SINAC. El factor de pérdidas

asciende a 0,4% a diferencia del 0,8% solicitado por el COES-SINAC.

- 6) Con excepción del caso de Iquitos, las tarifas en barra en el caso de los sistemas aislados se han determinado mediante el uso de las correspondientes fórmulas de actualización.

En el caso de Iquitos, las tarifas se han corregido para tomar en cuenta la reducción de precios del combustible aplicado por PetroPerú S.A., a Electro Oriente S.A., para la generación en dicha ciudad.

1. Introducción

El siguiente informe contiene el estudio realizado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en adelante "OSINERG"), para la fijación de Tarifas en Barra del período noviembre 2002 – abril 2003. Para su elaboración se ha considerado el estudio técnico económico presentado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (en adelante "COES-SINAC") de acuerdo con el Artículo 119° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, así como los estudios desarrollados y/o encargados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG (en adelante "GART") sobre el particular.

Los principios y los procedimientos mediante los cuales se regulan las tarifas de electricidad en el Perú se encuentran establecidos en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "Ley" ó "LCE"), el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "Reglamento") aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM y en la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados" aprobado mediante Resolución OSINERG N° 0003-2002-OS/CD y sus modificatorias.

El estudio determina los precios básicos, definidos en el Artículo 47° de la Ley y Artículos 125° y 126° del Reglamento. Estos están constituidos por los precios de potencia y energía en las barras de referencia, a partir de las cuales se expanden los precios mediante factores de pérdidas.

1.1. Proceso de Regulación Tarifaria

El proceso de regulación tarifaria se inició el 4 de setiembre de 2002 con la presentación del *"Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Noviembre de 2002"*, preparado por el COES-SINAC y remitido al

OSINERG para su evaluación. Como parte del proceso regulatorio se convocó la realización de dos audiencias públicas, la primera de las cuales se llevó a cabo el 9 de setiembre de 2002. En esta audiencia el COES-SINAC tuvo la oportunidad de sustentar su propuesta de fijación de tarifas, recibió los comentarios y observaciones de los asistentes y dio una primera respuesta a las observaciones recibidas.

Posteriormente, el 19 de setiembre de 2002, el OSINERG remitió al COES-SINAC un informe con las observaciones encontradas al Estudio Técnico Económico señalado anteriormente.

La segunda audiencia pública se realizó el 24 de setiembre de 2002, en ésta correspondió al OSINERG exponer los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el análisis del estudio técnico económico elaborado por el COES-SINAC y en la regulación tarifaria. Asimismo, se expuso en esta audiencia el contenido de las observaciones encontradas por el OSINERG a la propuesta tarifaria del COES-SINAC.

Las observaciones señaladas fueron revisadas y respondidas por el COES-SINAC con fecha 4 de octubre de 2002.

En la preparación del presente informe se ha tomado en cuenta toda la información recolectada a lo largo del proceso descrito, incluidos los resultados de los estudios encargados por el OSINERG a consultores especializados sobre temas específicos de la regulación.

1.2. Aspectos Metodológicos

El precio básico de la energía se determinó utilizando el modelo matemático de optimización y simulación de la operación de sistemas eléctricos denominado PERSEO.

El precio básico de la potencia, de acuerdo con el mandato del Artículo 47°, literales e) y f) de la Ley, corresponde a los costos unitarios de inversión y costos fijos de operación de la máquina más adecuada para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual, incluida su conexión al sistema de transmisión.

Los precios en barra se calcularon agregando a los costos marginales de energía los cargos por la transmisión involucrada. Los cargos por el Sistema Principal de Transmisión corresponden a la fijación de precios de mayo 2002 y fueron aprobados mediante Resolución OSINERG N° 0940-2002-OS/CD y sus modificatorias. Los cargos de peaje secundario corresponden a los consignados mediante la Resolución OSINERG N° 1417-2002-OS/CD y sus modificatorias.

Los precios (teóricos) determinados a través de los modelos de optimización y simulación fueron comparados con los precios libres de

acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 53° de la Ley y Artículo 129° del Reglamento. La información de clientes libres fue suministrada por las empresas generadoras y distribuidoras. Para este fin se ha tenido en cuenta además lo dispuesto por el Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, aprobado mediante Decreto Supremo N° 017-2000-EM del 18 de setiembre del año 2000.

1.3. Resumen de Resultados

El resultado de la comparación de precios libre / teórico ha establecido que el precio promedio ponderado teórico no difiere en más del 10% de su equivalente del mercado no regulado. Por tal motivo no fue necesario efectuar el reajuste en los precios teóricos para constituir los Precios en Barra definitivos. Los precios resultantes para la regulación de Tarifas en Barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se resumen en el cuadro siguiente¹:

¹ Sólo para fines de comparación, en el cuadro siguiente se muestran los peajes del Sistema Principal de Transmisión aprobados mediante la Resolución OSINERG N° 0940-2002-OS/CD y los peajes del Sistema Secundario de Transmisión consignados en la Resolución OSINERG N° 1417-2002-OS/CD y sus modificatorias, debidamente actualizados.

Cuadro No. 1.1

TARIFAS EN BARRA - MONEDA NACIONAL

Factor de Ajuste 1,0000	PPM S/kWh-mes	PCSPT S/kWh-mes	PPB S/kWh-mes	CPSEE ctm.S/kWh	PEMP ctm.S/kWh	PEMF ctm.S/kWh
Talara	18,47	7,17	25,64	0,00	12,98	8,89
Piura Oeste	18,76	7,17	25,83	0,00	13,15	8,92
Chiclayo Oeste	18,57	7,17	25,74	0,00	12,98	8,93
Guadalupe 220	18,63	7,17	25,80	0,00	12,98	8,94
Guadalupe 60	18,57	7,17	25,74	0,00	13,00	8,95
Trujillo Norte	18,74	7,17	25,91	0,00	13,01	8,93
Chimbote 1	18,44	7,17	25,61	0,00	12,89	8,94
Paramonga	18,84	7,17	26,01	0,00	13,05	8,76
Huacho	19,00	7,17	26,17	0,00	13,10	8,76
Zapallar	19,35	7,17	26,52	0,00	13,15	8,71
Ventanilla	19,43	7,17	26,60	0,00	13,18	8,75
Chavarría	19,47	7,17	26,64	0,00	13,19	8,76
Santa Rosa	19,48	7,17	26,65	0,00	13,22	8,76
San Juan	19,51	7,17	26,68	0,00	13,20	8,78
Independencia	18,94	7,17	26,11	0,00	12,97	8,85
Ica	19,20	7,17	26,37	0,00	13,06	8,71
Marcosia	19,88	7,17	27,05	0,00	13,23	8,81
Mantaro	17,65	7,17	24,82	0,00	12,55	8,28
Huayucachi	18,10	7,17	25,27	0,00	12,72	8,47
Pachachaca	18,44	7,17	25,61	0,00	12,82	8,57
Huancavelica	17,98	7,17	25,15	0,00	12,66	8,46
Callahuanga ELP	18,80	7,17	25,97	0,00	12,95	8,63
Cajamarquilla	19,26	7,17	26,43	0,00	13,11	8,72
Huallanca 138	16,99	7,17	24,10	0,00	12,33	8,62
Wacama	18,73	7,17	25,90	0,00	13,00	8,71
Tingo Maria 220	18,08	7,17	25,20	0,00	12,81	8,82
Aguzillo 220	17,67	7,17	24,84	0,00	12,71	8,57
Pucallpa 60	18,95	7,17	26,12	3,38	12,93	8,88
Tingo Maria 138	18,08	7,17	25,20	0,00	12,81	8,80
Huánuco 138	18,45	7,17	25,62	0,00	12,88	8,81
Paragsha II 138	18,55	7,17	25,72	0,08	12,90	8,81
Oroja Nueva 220	18,46	7,17	25,63	0,08	12,84	8,59
Oroja Nueva 50	18,44	7,17	25,61	0,08	12,81	8,58
Carhuamayo 138	17,78	7,17	24,95	0,08	12,75	8,51
Carpa 138	18,41	7,17	25,58	0,08	12,85	8,54
Machupicchu	13,81	7,17	20,98	0,00	10,92	7,43
Cachimayo	14,77	7,17	21,94	0,00	11,31	7,70
Dokrespata	14,89	7,17	22,06	0,00	11,34	7,71
Quencoco	14,89	7,17	22,06	0,00	11,35	7,72
Combapata	15,65	7,17	22,82	0,00	11,71	7,98
Tintaya	16,43	7,17	23,60	0,00	12,12	8,27
Ayabí	15,82	7,17	23,03	0,00	11,84	8,12
Azángaro	15,63	7,17	22,80	0,00	11,88	8,02
Juliaca	17,02	7,17	24,19	0,00	12,18	8,27
Puno 138	17,36	7,17	24,53	0,00	12,41	8,41
Puno 220	17,36	7,17	24,53	0,00	12,42	8,42
Callali	16,86	7,17	24,03	0,00	12,27	8,36
Santuario	17,14	7,17	24,31	0,00	12,41	8,44
Socabaya 138	17,47	7,17	24,64	0,00	12,50	8,48
Socabaya 220	17,48	7,17	24,65	0,00	12,51	8,47
Cerro Verde	17,54	7,17	24,71	0,00	12,53	8,50
Reparición	17,53	7,17	24,70	0,00	12,55	8,51
Mollendo	17,54	7,17	24,71	0,00	12,56	8,51
Mondalco 220	17,54	7,17	24,71	0,46	12,53	8,48
Mondalco 138	17,58	7,17	24,76	0,46	12,54	8,49
Ilo 138	18,71	7,17	25,88	0,46	12,60	8,52
Botilaca 138	17,85	7,17	25,02	0,46	12,61	8,53
Toquepala	17,89	7,17	25,06	0,46	12,64	8,53
Ancota 138	17,67	7,17	24,84	0,00	12,58	8,55
Ancota 66	17,65	7,17	24,82	0,00	12,56	8,54
Tacna 220	17,67	7,17	24,84	0,00	12,56	8,50
Tacna 66	17,78	7,17	24,95	0,69	12,58	8,51

Tipo de Cambio	3,644	S/US\$	F.C.	77,1%	%EHP	19,9%
----------------	-------	--------	------	-------	------	-------

Notas:

- PPM Precio de la Potencia de Punta a nivel generación
- PCSPT Cargo de Peaje de Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión
- PPB Precio en Barra de la Potencia de Punta
- CPSEE Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía
- PEMP Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta
- PEMF Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta
- F.C. Factor de Carga Anual del Sistema
- %EHP Porcentaje de la Energía Total consumida en el Bloque de Punta para los próximos 4 años
- Promedio Costo medio de la Electricidad a Nivel Generación, para el F.C. y el %EHP del sistema.
- Promedio = $PPB / (72 * F.C.) + PEMP * \%EHP + PEMF * (1 - \%EHP) + CPSEE$

1.4. Principales Modificaciones a la Propuesta del COES-SINAC

Los resultados anteriores se obtuvieron a partir de la propuesta del COES-SINAC con las modificaciones efectuadas por el OSINERG. La siguiente relación describe los principales cambios incorporados:

- Se ha corregido el precio del gas natural de Camisea. El precio a utilizar se ha determinado a partir de los precios y tarifas contenidos en los Contratos de Licencia y Servicios adjudicados. Como consecuencia de esta corrección, se ha recalculado el precio máximo de referencia del gas natural para las centrales de Aguaytía y Malacas.
- Para la proyección de las ventas de energía se ha utilizado el modelo econométrico del COES-SINAC. Sin embargo, para determinar el consumo a nivel de generación se ha corregido la magnitud de las pérdidas en distribución y subtransmisión así como la demanda de algunos proyectos mineros de los cuales se tiene información actualizada.
- Se ha considerado la interconexión de la demanda de San Martín (Tarapoto, Moyobamba y Bellavista) de acuerdo con la fecha propuesta por el COES-SINAC, pero se ha corregido la proyección de la demanda de este sistema sobre la base de la información histórica. Asimismo, se considera la incorporación de la C.T. Tarapoto la cual forma parte del sistema eléctrico que sería interconectado; de manera similar al tratamiento que se le da a la C.T. de Electro Ucayali S.A. en el caso de la interconexión de Pucallpa.
- Para el precio básico de la potencia se han considerado los costos y factores de corrección determinados en la fijación tarifaria de mayo 2002 para la unidad GT11N2 Alstom con la modificación del costo fijo de operación y mantenimiento y el factor de corrección por temperatura, así como la incorporación del factor de corrección por pérdidas en el transformador de conexión al sistema.
- La incorporación de la C.T. Pucallpa a partir de diciembre de 2002, de acuerdo con la información suministrada por Electro Ucayali.

1.5. Comparación de las Variaciones de los Precios en Barra en el SEIN

Los precios en barra resultantes se han comparado con los precios vigentes al mes de octubre de 2002, obteniéndose los resultados que se muestran a continuación para las principales ciudades del país².

Cuadro No. 1.1

a) REGULACIÓN TARIFARIA MAYO 2002 (ACTUALIZADA A OCTUBRE 2002)

Barras Principales	COSTOS MARGINALES					PRECIOS EN BARRA			
	Potencia PPM S\$/MWh-mes	Peaje Conex. PCSPT S\$/MWh-mes	Peaje Sec. CPSEE ctm. S\$/MWh	Energía HP PEMP ctm. S\$/MWh	Energía HFP PEMF ctm. S\$/MWh	Potencia PPB S\$/MWh-mes	Energía HP PEBP ctm. S\$/MWh	Energía HFP PEBF ctm. S\$/MWh	Precio Medio ctm. S\$/MWh
Piura	18,68	7,17	0,00	13,57	8,88	25,76	13,57	8,88	15,09
Chiclayo	18,41	7,17	0,00	13,42	8,88	25,68	13,42	8,88	14,85
Trujillo	18,57	7,17	0,00	13,48	8,80	25,74	13,48	8,80	15,01
Lima	19,30	7,17	0,00	13,61	8,34	26,47	13,61	8,34	14,96
Ica	19,03	7,17	0,00	13,41	8,26	26,20	13,41	8,26	14,81
Marcona	19,69	7,17	0,00	13,57	8,36	26,86	13,57	8,36	15,04
Tingo María	17,88	7,17	0,00	13,19	8,26	25,06	13,19	8,26	14,55
Cusco	14,76	7,17	0,00	11,55	8,13	21,88	11,55	8,13	12,76
Combapata	15,51	7,17	0,00	11,85	8,42	22,68	11,85	8,42	13,21
Tintaya	16,28	7,17	0,00	12,37	8,75	23,45	12,37	8,75	13,69
Julica	16,87	7,17	0,00	12,45	8,77	24,04	12,45	8,77	13,83
Socabaya	17,31	7,17	0,00	12,74	8,88	24,48	12,74	8,88	14,14
Toquepala	17,73	7,17	0,46	12,83	8,88	24,90	13,39	9,54	14,79
Tacna	17,63	7,17	0,69	12,82	8,89	24,80	13,51	9,68	14,91

b) PROPUESTA REGULACIÓN TARIFARIA NOVIEMBRE 2002

Barras Principales	COSTOS MARGINALES					PRECIOS EN BARRA				Incremento P.BARRA b/a - 1
	Potencia PPM S\$/MWh-mes	Peaje Conex. PCSPT S\$/MWh-mes	Peaje Sec. CPSEE ctm. S\$/MWh	Energía HP PEMP ctm. S\$/MWh	Energía HFP PEMF ctm. S\$/MWh	Potencia PPB S\$/MWh-mes	Energía HP PEBP ctm. S\$/MWh	Energía HFP PEBF ctm. S\$/MWh	Precio Medio ctm. S\$/MWh	
Piura	18,76	7,17	0,00	13,15	8,02	25,88	13,15	8,02	14,51	-3,9%
Chiclayo	18,57	7,17	0,00	12,98	8,83	25,74	12,98	8,83	14,37	-3,8%
Trujillo	18,74	7,17	0,00	13,01	8,83	25,91	13,01	8,83	14,41	-4,0%
Lima	19,48	7,17	0,00	13,22	8,76	26,65	13,22	8,76	14,45	-3,4%
Ica	19,20	7,17	0,00	13,06	8,71	26,37	13,06	8,71	14,33	-3,2%
Marcona	19,86	7,17	0,00	13,23	8,81	27,08	13,23	8,81	14,56	-3,2%
Tingo María	18,03	7,17	0,00	12,81	8,62	25,20	12,81	8,62	13,89	-3,9%
Cusco	14,89	7,17	0,00	11,35	7,72	22,06	11,35	7,72	12,41	-2,7%
Combapata	15,65	7,17	0,00	11,71	7,98	22,82	11,71	7,98	12,83	-2,8%
Tintaya	16,43	7,17	0,00	12,12	8,27	23,60	12,12	8,27	13,29	-3,0%
Julica	17,02	7,17	0,00	12,18	8,27	24,18	12,18	8,27	13,41	-3,1%
Socabaya	17,47	7,17	0,00	12,60	8,48	24,64	12,60	8,48	13,72	-3,0%
Toquepala	17,89	7,17	0,46	12,84	8,88	25,06	13,10	9,04	14,36	-2,9%
Tacna	17,78	7,17	0,69	12,88	8,51	24,95	13,27	9,20	14,50	-2,7%

1.6. Sistemas Aislados

Se ha revisado la tarifa del Sistema Aislado Iquitos, tomando en consideración la disminución del precio de venta del combustible residual N° 6. En el resto de los sistemas aislados, abastecidos por centrales no pertenecientes al Sistema Eléctrico Interconectado

² Sólo para fines de comparación, en el cuadro siguiente se muestran los peajes del Sistema Principal de Transmisión aprobados mediante la Resolución OSINERG N° 0940-2002-OS/CD y los peajes del Sistema Secundario de Transmisión consignados en la Resolución OSINERG N° 1417-2002-OS/CD y sus modificatorias, debidamente actualizados.

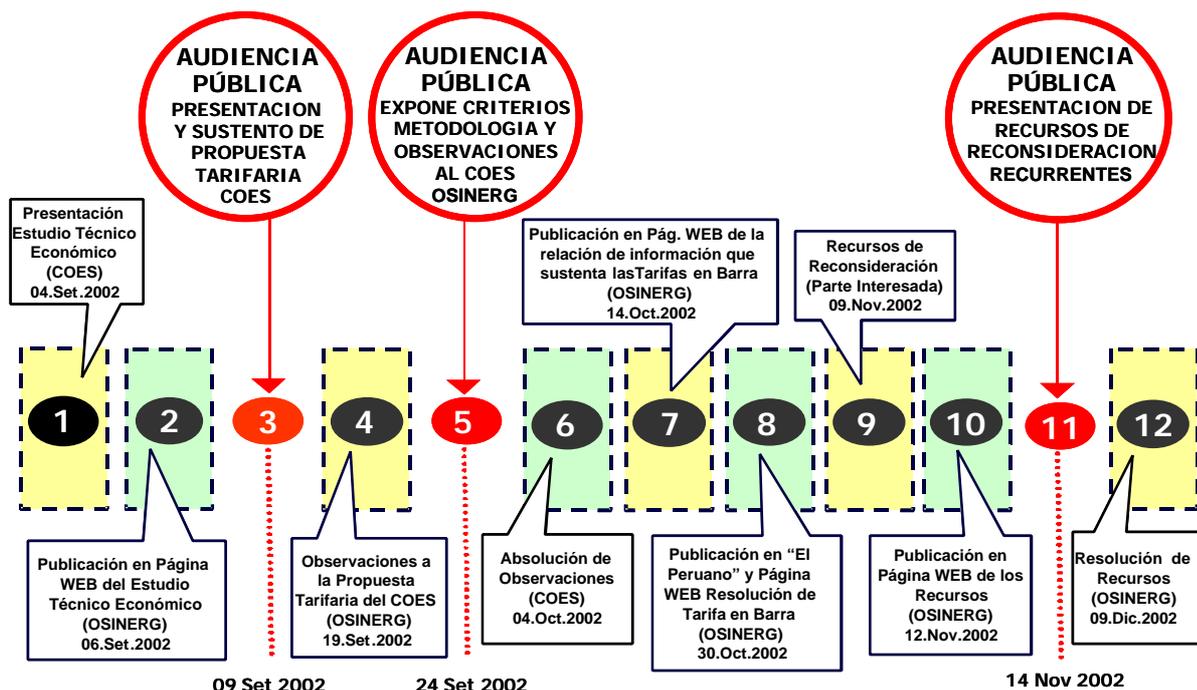
Nacional, se ha efectuado la actualización de las tarifas empleando las fórmulas de indexación de precios establecidas en los estudios realizados anteriormente.

2. Proceso de Regulación Tarifaria

El proceso de Fijación de Tarifas en Barra se realizó de conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM³. El OSINERG, en aplicación del principio de transparencia contenido en el Artículo 8° del Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, ha incluido las audiencias públicas dentro del proceso de regulación de las tarifas de generación, transmisión y distribución, con la finalidad de que los usuarios e interesados puedan manifestarse sobre las propuestas tarifarias respectivas. En el siguiente esquema se resume el proceso que se sigue para la Fijación de las Tarifas en Barra. Las fechas indicadas corresponden a la presente fijación de tarifas, donde a partir del proceso N° 7 representan fechas límites que pueden variar en caso de adelantarse la fecha de término de alguno de los procesos.

³ En este Informe los términos "Ley" y "Reglamento" se refieren a la Ley de Concesiones Eléctricas (D.L. N° 25844) y a su Reglamento (D.S. N° 009-93-EM) respectivamente.

Esquema No. 2.1



El esquema ilustrado, que obedece a las disposiciones legales vigentes al inicio del Procedimiento de Fijación de Tarifas en Barra, establece un ambiente abierto de participación donde pueden expresarse las opiniones de la ciudadanía, y de los interesados en general, a fin de que estas sean consideradas por el regulador antes que adopte su decisión sobre la fijación de las Tarifas en Barra.

Asimismo, con posterioridad a la decisión, se prevé la instancia de los recursos de reconsideración donde se pueden interponer cuestionamientos a las decisiones adoptadas.

2.1. Propuesta del COES-SINAC

Los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectadas conforman un organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC)⁴ con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

⁴ En el presente informe los términos Sistema Interconectado Nacional (SINAC) o Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se refieren a lo mismo y se utilizan de manera intercambiable. Por razones históricas, ambas denominaciones se han utilizado por las entidades del sector eléctrico para referirse a la red de alta y muy alta tensión que interconecta a las principales ciudades de todo el país a partir de octubre del año 2000.

De acuerdo con lo dispuesto por el Artículo 119° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas⁵, y por el Procedimiento para la Fijación de Tarifas en Barra aprobado mediante la Resolución OSINERG N° 0003-2002-OS/CD y su modificatoria⁶, el proceso de regulación tarifaria se inició con la presentación, efectuada por el COES-SINAC el 4 de setiembre de 2002, del “*Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Noviembre de 2002*”.

En el siguiente cuadro se resume, en términos económicos, la propuesta tarifaria del COES-SINAC:

Cuadro No. 2.1

TARIFAS	Unidades	Vigente a 04 Oct 2002	Propuesta COES-SINAC	Incremento Propuesto
Precio Promedio de la Energía	ctm S./kWh	10,21	10,34	1,3%
Precio de la Potencia	S./kW-mes	19,30	21,68	12,4%
Peaje de Conexión (**)	S./kW-mes	7,17	7,17	0,0%
Peaje Secundario (**)	ctm S./kWh	0,00	0,00	0,0%
Precio Promedio Total (***)	ctm S./kWh	15,14	15,71	3,8%

(*) Los Peajes corresponden a precios vigentes y se muestran sólo para fines de comparación

(**) Se asume Factor de Carga = 74,5% y % Energía en Horas Punta = 20,3%

⁵ **Artículo 119°.-** Antes del 15 de Marzo y 15 de Setiembre de cada año, cada COES deberá presentar a la Comisión el estudio técnico-económico de determinación de precios de potencia y energía en barras, de conformidad con las disposiciones contenidas en los Artículos 47° a 50° inclusive, de la Ley, en forma detallada para explicitar y justificar, entre otros aspectos, los siguientes:

- a) La proyección de la demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;
- b) El programa de obras de generación y transmisión;
- c) Los costos de combustibles, Costo de Racionamiento considerado y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;
- e) Los Costos Marginales de Corto Plazo de energía proyectados;
- f) Los Precios Básicos de la Potencia de punta y de la energía;
- g) Los factores de pérdidas marginales de potencia y de energía;
- h) El Costo Total de Transmisión, discriminando los costos de inversión y los de operación y mantenimiento tanto para el Sistema Principal como para los Sistemas Secundarios de Transmisión;
- i) Los valores resultantes para los Precios en Barra;
- j) La fórmula de reajuste propuesta; y,
- k) Cálculo del Ingreso Tarifario esperado en los Sistema Principal y Secundarios de Transmisión, para la fijación del Peaje por Conexión y del Peaje Secundario.

⁶ Resolución OSINERG N° 0424-2002-OS/CD.

2.2. Primera Audiencia Pública

El Consejo Directivo del OSINERG convocó a una primera audiencia pública para el 9 de setiembre de 2002, con el objeto que el COES-SINAC exponga su propuesta de tarifas de generación y transmisión para la regulación tarifaria del periodo mayo - octubre 2002.

En concordancia con lo anterior se dispuso la publicación, en la página WEB del OSINERG, del Estudio Técnico-Económico presentado por el COES-SINAC con el propósito de que los agentes del mercado e interesados tuvieran acceso al estudio mencionado y contaran con la información necesaria que les permitiera expresar sus observaciones y/o comentarios relacionados con el estudio tarifario, durante la realización de la audiencia pública.

De esta forma, se aspira a lograr la participación de los diversos agentes (empresas concesionarias, asociaciones de usuarios, usuarios individuales, etc.) en el proceso de toma de decisiones, dentro de un entorno de mayor transparencia, conforme a los principios y normas contenidas en la Ley Marco de los Organismos Reguladores del Estado y la Ley del Procedimiento Administrativo General.

2.3. Observaciones a la Propuesta del COES-SINAC

Con fecha 19 de setiembre de 2002, el OSINERG comunicó por escrito sus observaciones, debidamente fundamentadas, al Estudio Técnico Económico presentado por el COES-SINAC. En este mismo documento se incluyeron las observaciones y/o comentarios emitidos por los interesados durante la primera audiencia pública.

Inmediatamente después de remitido el informe de observaciones al COES-SINAC se procedió a la publicación del mismo en la página WEB del OSINERG. Esto tuvo el propósito de que los agentes del mercado e interesados, al igual que en el caso de la propuesta del COES-SINAC, tuvieran acceso al documento mencionado y contaran con la información necesaria que les permitiera expresar sus comentarios y puntos de vista relacionados con los temas de la audiencia pública.

2.4. Segunda Audiencia Pública

El Consejo Directivo del OSINERG dispuso la realización de una segunda audiencia pública, la misma que se llevó a cabo el 24 de setiembre de 2002, en la cual el OSINERG expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el análisis del Estudio Técnico Económico presentado por el COES-SINAC para la regulación

tarifaria, así como el contenido de las observaciones a la propuesta tarifaria del COES-SINAC.

Los criterios, modelos y metodología señalados son, por extensión, los mismos que se utilizan para la regulación de las tarifas en barra.

Cabe resaltar la participación activa de representantes de la Defensoría del Pueblo así como de las asociaciones de usuarios, cuyos aportes, observaciones y comentarios en ambas audiencias han sido significativos.

2.5. Absolución de las Observaciones

El 4 de octubre de 2002, el COES-SINAC remitió su respuesta a las observaciones efectuadas por el OSINERG al Estudio Técnico-Económico propuesto y presentó un informe con los resultados modificados de su estudio.

En el siguiente cuadro se resume la propuesta del COES-SINAC después de la absolución de las observaciones:

Cuadro No. 2.1

TARIFAS	Unidades	Vigente a 04 Oct 2002	Propuesta COES-SINAC	Incremento Propuesto
Precio Promedio de la Energía	ctm S/./kWh	10,21	10,22	0,10%
Precio de la Potencia	S/./kW-mes	19,30	21,60	11,9%
Peaje de Conexión (*)	S/./kW-mes	7,17	7,17	0,0%
Peaje Secundario (**)	ctm S/./kWh	0,00	0,00	0,0%
Precio Promedio Total (***)	ctm S/./kWh	15,14	15,58	2,9%

(*) Los Peajes corresponden a precios vigentes y se muestran sólo para fines de comparación

(**) Se asume Factor de Carga = 74,5% y % Energía en Horas Punta = 20,3%

En el caso de las observaciones al Estudio Técnico-Económico del COES-SINAC que no fueron absueltas a satisfacción del OSINERG, correspondió al OSINERG establecer los valores finales y fijar las tarifas dentro de los márgenes que se señalan en la Ley.

2.6. Fijación de Tarifas en Barra

El OSINERG ha evaluado las premisas y cálculos efectuados por el COES-SINAC tanto en su estudio inicial como en el informe remitido en respuesta a las observaciones formuladas a su Estudio Técnico

Económico para la fijación de las Tarifas en Barra. A raíz del análisis que se indica se ha elaborado el presente informe que contiene el resultado de los estudios realizados.

El siguiente cuadro resume los precios determinados por el OSINERG después del análisis efectuado:

Cuadro No. 2.1

TARIFAS	Unidades	Vigente al 04 Oct 2002	OSINERG	Incremento
Precio Promedio de la Energía	ctm S/./kWh	10,21	9,67	-5,3%
Precio de la Potencia	S/./kW-mes	19,30	19,48	0,9%
Peaje de Conexión (*)	S/./kW-mes	7,17	7,17	0,0%
Peaje Secundario (**)	ctm S/./kWh	0,00	0,00	0,0%
Precio Promedio Total (***)	ctm S/./kWh	15,14	14,63	-3,4%

(*) Los Peajes corresponden a precios vigentes resultantes de las fijaciones mayo y agosto 2002

(**) Se asume Factor de Carga = 74,5% y % Energía en Horas Punta = 20,3%

Las Tarifas en Barra y sus fórmulas de reajuste, una vez aprobadas, serán publicadas en el Diario Oficial El Peruano y complementariamente en la página WEB del OSINERG. Con 15 días de anticipación a la publicación de la resolución que fije las Tarifas en Barra, corresponde al OSINERG consignar en su página WEB la relación de información que sustenta la Resolución de Fijación de las Tarifas en Barra.

3. Precios Básicos de Potencia y Energía

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se extiende desde Tacna por el sur hasta Tumbes por el norte, y enlaza la mayor parte de ciudades del país.

Para el presente período de regulación se destaca:

1. El ingreso de las centrales hidroeléctricas de Poechos (16 MW) y Yuncán (130 MW) dentro del horizonte de estudio.
2. La inclusión de las primeras unidades que utilizarán el gas natural de Camisea en el año 2004.
3. Incorporación del año hidrológico 2001 en las series de caudales afluentes y actualización de la información hidrológica para algunas cuencas en el período 1997-2000, sobre la base de la información suministrada por los titulares de las centrales hidroeléctricas.
4. Incorporación en el año 2005 de la demanda del sistema Tarapoto-Moyobamba-Bellavista incluyendo la pequeña central hidroeléctrica Gera y la central termoeléctrica de Tarapoto.

En las secciones que siguen se explican los procedimientos y resultados obtenidos en el proceso de determinación de las Tarifas en Barra para el período noviembre 2002 - abril 2003.

3.1. Procedimientos de Cálculo

Esta sección describe los procedimientos generales y modelos empleados para el cálculo de los precios básicos en el SEIN.

3.1.1. Precio Básico de la Energía

El precio básico de la energía, cuyos criterios y procedimientos de determinación se encuentran establecidos en el Artículo 125° del Reglamento⁷, se calculó a partir de los costos marginales esperados en el sistema de generación para los 48 meses del período de análisis de acuerdo con lo dispuesto en los Artículos 47° al 50° de la Ley⁸.

⁷ **Artículo 125°.-** El Precio Básico de la Energía, a que se refiere el inciso d) del Artículo 47° de la Ley, será calculado mediante el siguiente procedimiento:

- a) Se calculará el Valor Presente del producto de la demanda por el respectivo costo marginal de cada período proyectado;
- b) Se calculará el Valor Presente de la demanda de cada período proyectado; y,
- c) Se obtendrá el cociente de a) y b).

El Valor Presente señalado en los incisos a) y b) serán obtenidos empleando la Tasa de Actualización señalada en el Artículo 79° de la Ley y un número de períodos de 48 meses.

⁸ **Artículo 47°.-** Para la fijación de Tarifas en Barra, cada COES efectuará los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

- a) Proyectará la demanda para los próximos cuarentiocho meses y determinará un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período, considerando las que se encuentren en construcción y aquellas que estén contempladas en el Plan Referencial elaborado por el Ministerio de Energía y Minas;
- b) Determinará el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y de racionamiento para el período de estudio, tomando en cuenta, entre otros: la hidrología, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el artículo 79° de la presente Ley;
- c) Calculará los Costos Marginales de Corto Plazo esperados de energía del sistema, para los Bloques Horarios que establece la Comisión de Tarifas de Energía, correspondiente al programa de operación a que se refiere el acápite anterior;
- d) Determinará el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el período de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda proyectada, debidamente actualizados;
- e) Determinará el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y calculará la anualidad de la inversión con la Tasa de Actualización correspondiente fijada en el artículo 79 de la presente Ley;
- f) Determinará el precio básico de la potencia de punta, según el procedimiento que se establezca en el Reglamento, considerando como límite superior la anualidad obtenida en el inciso anterior.

En caso de que la reserva del sistema sea insuficiente se considerará para este fin un margen adicional, al precio establecido en el párrafo precedente;

- g) Calculará para cada una de las barras del sistema un factor de pérdidas de potencia y un factor de pérdidas de energía en la transmisión.

Estos factores serán iguales a 1,00 en la barra en que se fijen los precios básicos;

- h) Determinará el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Potencia de Punta por el respectivo factor de pérdidas de potencia, agregando a este producto el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60° de la presente Ley; y,
- i) Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor de pérdidas de energía.

Artículo 48°.- Los factores de pérdida de potencia y de energía se calcularán considerando las Pérdidas Marginales de Transmisión de Potencia de Punta y Energía respectivamente, considerando un Sistema Económicamente Adaptado.

Artículo 49°.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el Costo Medio de dicho Sistema Económicamente Adaptado.

Artículo 50°.- Todos los costos que se utilicen en los cálculos indicados en el artículo 47° deberán ser expresados a precios vigentes en los meses de marzo o septiembre, según se trate de las fijaciones de precio de mayo o de noviembre, respectivamente.

Para la determinación de los costos marginales de la energía en el SEIN, se utilizó el modelo PERSEO. Este modelo de despacho de energía multinodal, permite calcular los costos marginales optimizando la operación del sistema hidrotérmico con múltiples embalses en etapas mensuales; utiliza programación lineal para determinar la estrategia óptima de operación ante diferentes escenarios de hidrología. Los costos marginales se determinan como el promedio de las variables duales asociadas a la restricción de cobertura de la demanda (2002-2006) para cada uno de los escenarios hidrológicos.

Para representar el comportamiento de la hidrología el modelo PERSEO utiliza los caudales históricos naturalizados registrados en los diferentes puntos de interés. Para el presente estudio se han utilizado los datos de caudales naturales de los últimos 37 años, incluido el año 2001.

La representación de la demanda del sistema se realizó para cada barra en diagramas de carga mensual de tres bloques, para cada uno de los 48 meses del período de estudio. En consecuencia, los costos marginales esperados se calcularon para cada uno de los tres bloques de la demanda (punta, media y base). A partir de dichos costos marginales, para fines tarifarios, el costo de la energía se resumió en sólo dos períodos: punta y fuera de punta (para el período fuera de punta se consideraron los bloques de media y base).

En el caso del mantenimiento de las centrales se ha considerado el programa propuesto por el COES-SINAC. Se ha adoptado este criterio mientras se culminan los estudios encargados por el OSINERG para la revisión de los programas de mediano plazo (2002-2006) a fin de verificar la eficiencia de los requerimientos de mantenimiento que se plantean en la propuesta del COES-SINAC.

El modelo PERSEO está constituido por un programa (escrito en FORTRAN y C) que permite construir las restricciones que definen un problema de programación lineal. Las restricciones una vez construidas son sometidas a un motor de programación lineal (herramienta CPLEX) que resuelve el problema de optimización. Las salidas del optimizador lineal son luego recogidas por programas de hojas de cálculo que permiten efectuar el análisis y gráfico de los resultados.

Información más detallada sobre el modelo PERSEO, sus características, manual de usuario, casos de prueba y datos de las fijaciones tarifarias, se encuentra disponible en la página web de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (en adelante "GART") del OSINERG: www.cte.org.pe.

3.1.2. Precio Básico de la Potencia

El precio básico de la potencia, cuyos criterios y procedimientos se encuentran definidos en el Artículo 126° del Reglamento⁹, se determina a partir de una unidad turbogas como la alternativa más económica para abastecer el incremento de la demanda durante las horas de máxima demanda anual. El precio básico corresponde a la anualidad de la inversión en la unidad de punta (incluidos los costos de conexión) más sus costos fijos de operación y mantenimiento anual; se considera asimismo los factores por la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema, aprobados mediante la Resolución N° 019-2000 P/CTE publicada el 25 de octubre de 2000.

3.2. Premisas y Resultados

A continuación se presenta la demanda, el programa de obras, los costos variables de operación y el costo de racionamiento utilizados para el cálculo de los costos marginales y los precios básicos de

⁹ **Artículo 126°.-** La Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47° de la Ley, así como el Precio Básico de Potencia a que se refiere el inciso f) del Artículo 47° de la Ley, serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:

a) Procedimiento para determinar el Precio Básico de la Potencia:

- I) Se determina la Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47° de la Ley, conforme al literal b) del presente artículo. Dicha Anualidad se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
- II) Se determina el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar, considerando la distribución de los costos comunes entre todas las unidades de la central. Dicho costo se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
- III) El Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar, es igual a la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión más la Operación y Mantenimiento definidos en los numerales I) y II) que anteceden;
- IV) El Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva, es igual al Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar por el factor de ubicación. El factor de ubicación es igual al cociente de la potencia estándar entre la potencia efectiva de la unidad;
- V) Se determina los factores que tomen en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema; y
- VI) El Precio Básico de la Potencia es igual al Costo definido en el numeral IV) por los factores definidos en el numeral V) que anteceden.

b) Procedimiento para determinar la Anualidad de la Inversión:

- I) La Anualidad de la Inversión es igual al producto de la Inversión por el factor de recuperación de capital obtenido con la Tasa de Actualización fijada en el Artículo 79° de la Ley, y una vida útil de 20 años para el equipo de Generación y de 30 años para el equipo de Conexión.
- II) El monto de la Inversión será determinado considerando:
 - 1) El costo del equipo que involucre su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que les sean aplicables (equivalente a valor DDP de INCOTERMS); y,
 - 2) El costo de instalación y conexión al sistema.
- III) Para el cálculo se considerarán los tributos aplicables que no generen crédito fiscal.

c) La Comisión fijará cada 4 años la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema, de acuerdo a los criterios de eficiencia económica y seguridad contenidos en la Ley y el Reglamento.

La Comisión fijará los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

potencia y energía. Finalmente, se presenta la integración de precios básicos y peajes de transmisión para constituir las Tarifas en Barra.

3.2.1. Previsión de Demanda

El modelo empleado para efectuar el pronóstico de ventas de la demanda es el mismo propuesto por el COES-SINAC, en el cual se ha tenido en cuenta:

- Las pérdidas en distribución reconocidas y esperadas, así como las pérdidas en subtransmisión, para los próximos cuatro años. Una discusión mas detallada de las consideraciones tomadas en cuenta sobre este tema puede encontrarse en el **Anexo A**;
- La demanda de las cargas especiales de Shougang y Southern Perú correspondientes al año 2002, sobre la base de la información proporcionada por estas empresas y disponible en la Base de Datos de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG de enero a agosto de 2002 así como de las proyecciones para los meses restantes suministradas por estas empresas;
- La demanda de algunas cargas especiales, cargas incorporadas y proyectos considerando la documentación presentada por los responsables de cada proyecto. En el **Anexo B** se consigna las referencias utilizadas y la relación de cargas consideradas para el período de análisis.

El crecimiento del PBI previsto para el periodo de estudio se ha tomado igual al propuesto por el COES-SINAC.

Como resultado de la revisión del pronóstico de ventas del año 2002, se verificó la necesidad de corregir el valor de ventas pronosticado por el modelo econométrico (12 155 GWh), reemplazándolo por el valor proyectado de 12 271 GWh, el cual ha sido mejor estimado sobre la base de las ventas históricas reportadas por las empresas eléctricas en el período enero-agosto 2002; asimismo, se ha verificado que el valor de producción resultante (19 428 GWh) después de agregar las cargas, pérdidas y proyectos concuerda con el valor obtenido sobre la base de la proyección de la producción mediante días típicos para este mismo año.

Al consumo de energía se le agregó un porcentaje de pérdidas con la finalidad de compensar las pérdidas por transporte no consideradas en el modelado de la red de transmisión.

La demanda considerada para el SEIN se resume en el **Cuadro No. 3.1**. Esta demanda se encuentra en el nivel de producción. Para su utilización en el modelo PERSEO debe ser desagregada por barras.

Cuadro No. 3.1

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Período 2002 - 2006

Año	Max. Demanda MW	Consumo Anual GWh	F.C. %	Tasa de Crecimiento	
				Potencia	Energía
2001	2 793	18 463	75,5%		
2002	2 876	19 428	77,1%	3,0%	5,2%
2003	2 953	20 249	78,3%	2,7%	4,2%
2004	3 056	20 985	78,4%	3,5%	3,6%
2005	3 189	21 869	78,3%	4,4%	4,2%
2006	3 314	22 803	78,6%	3,9%	4,3%

3.2.2. Programa de Obras

El programa de obras está dado por la secuencia de equipamiento de generación y transmisión esperado para ingresar al servicio dentro del periodo de análisis de 48 meses señalado por la LCE.

Para establecer el programa de obras se ha tenido en cuenta aquellas factibles de entrar en operación, considerando las que se encuentran en construcción y aquellas contempladas en el Plan Referencial de Electricidad, entre otras. Se ha prestado atención especial al mantenimiento del equilibrio entre la oferta y la demanda orientado al reconocimiento de costos de eficiencia y a la estructuración de los mismos de manera que promuevan la eficiencia del sector.

En el programa de obras el tema más difícil se refiere a la programación de la entrada en servicio de las nuevas centrales de generación hidroeléctrica. En el **Anexo C** se presenta un análisis de las consideraciones tomadas en cuenta para seleccionar el plan de obras a ser empleado en el cálculo del precio básico de la energía.

Otra de las premisas importantes del presente estudio está relacionada con la fecha más probable para la llegada del gas a Lima y su utilización en la generación de energía termoeléctrica. Al respecto, se ha considerado que el gas estaría disponible en agosto del año 2004, fecha coincidente con el plazo máximo establecido en el contrato de concesión para el desarrollo de las etapas de producción y transporte del gas.

El programa de obras de generación y transmisión en el SEIN empleado para la presente fijación tarifaria se muestra en los **Cuadros No. 3.2 y 3.3**, respectivamente. Como se ha señalado, la configuración de este programa resulta de considerar el plan más probable de entrar en servicio durante los próximos cuatro años para el abastecimiento de la demanda de manera económica.

Cuadro No. 3.1**PROYECTOS DE GENERACIÓN**

Periodo 2002 - 2006

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Jul. 2004	C.H. Poechos 1 (13 MW)
Jul. 2004	TGN 2 x 150 MW (Gas de Camisea)
Ene. 2005	C.H. Yuncán (130 MW)
Ene. 2005	CC.HH. Gera 1 y 2 (5,6 MW)
Ene. 2005	C.T. Tarapoto (12 MW)
Jul. 2005	C.H. Poechos 2 (3 MW)

Notas :

C.H.: Central Hidroeléctrica.

C.T.: Central Termoeléctrica.

TGN: Turbina de Gas operando con Gas Natural.

Cuadro No. 3.2**PROYECTOS DE TRANSMISIÓN**

Periodo 2002 - 2006

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Oct. 2002	L.T. Oroya - Carhuamayo - Paragsha - Vizcarra 220 kV
Oct. 2002	Ampliación S.E. Oroya Nueva 220 kV
Oct. 2002	Ampliación S.E. Carhuamayo 220 kV
Oct. 2002	Ampliación S.E. Paragsha 220 kV
Oct. 2002	Ampliación S.E. Vizcarra 220 kV
Ene. 2005	L.T. Yuncán - Carhuamayo Nueva 220 kV (doble terna)
Ene. 2005	Autotransformador 138/220 kV Yuncán
Ene. 2006	L.T. Tocache - Bellavista 138 kV

El **Cuadro No. 3.4** presenta la información de las principales características de las centrales hidroeléctricas que actualmente operan en el SEIN.

Cuadro No. 3.3**CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EXISTENTES**

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Energía Media GWh	Factor de Planta Medio	Caudal Turbinable m ³ /seg	Rendimiento kWh/m ³
Cahua	EGECAHUA	43,1	318,7	84,4%	22,86	0,524
Cañon del Pato	EGENOR	260,7	1 581,0	69,2%	77,53	0,904
Carhuauquero	EGENOR	96,0	651,2	78,2%	23,00	1,147
Mantaro	ELECTROPERU	831,8	5 298,0	95,7%	100,00	1,756
Restitución	ELECTROPERU	209,7	1 646,8	89,8%	100,00	0,583
Callahuanca	EDEGEL	75,1	606,7	92,2%	20,50	1,018
Huampaní	EDEGEL	30,2	252,8	95,8%	18,50	0,453
Huínco	EDEGEL	247,3	1 079,0	49,8%	25,00	2,748
Matucana	EDEGEL	128,6	845,1	75,0%	14,80	2,414
Moyopampa	EDEGEL	64,7	552,8	97,5%	17,50	1,027
Yanango	EDEGEL	42,8	269,0	72,1%	20,00	0,592
Chimay	EDEGEL	150,9	908,4	70,8%	82,00	0,511
Malpaso	ELECTROANDES	48,0	255,5	60,8%	71,00	0,188
Oroya	ELECTROANDES	8,7	67,1	88,0%	5,52	0,408
Pachachaca	ELECTROANDES	12,3	52,4	48,8%	8,35	0,409
Yaupi	ELECTROANDES	104,9	860,2	93,8%	24,76	1,177
Gallito Ciego	ENERGIA PACASMAYO	38,1	172,5	51,7%	44,80	0,236
Pariac	EGECAHUA	4,5	37,5	95,1%	2,20	0,568
Huanchar	SOC. MIN. CORONA	18,2	154,6	97,0%	10,00	0,506
Charcani I	EGASA	1,6	13,8	98,4%	7,60	0,058
Charcani II	EGASA	0,8	5,2	99,7%	6,00	0,028
Charcani III	EGASA	3,9	31,7	92,6%	10,00	0,109
Charcani IV	EGASA	15,3	89,8	66,9%	15,00	0,283
Charcani V	EGASA	139,9	576,4	47,0%	24,90	1,561
Charcani VI	EGASA	8,9	54,8	70,0%	15,00	0,186
Aricota I	EGESUR	22,5	84,3	42,8%	4,60	1,358
Aricota II	EGESUR	12,4	46,4	42,7%	4,60	0,748
Hercca	EGEMSA	0,7	3,9	61,8%	1,50	0,133
Machupicchu	EGEMSA	90,5	777,1	98,0%	30,00	0,838
San Gabán	SAN GABAN	112,9	781,1	79,0%	19,00	1,851
Total		2 823,7	18 039,8	78,8%		

Notas :

- (*) Valores de Potencia, Caudal y Rendimiento, proporcionados por el COES-SINAC.
 La Energía de las Centrales Hidráulicas determinadas según el Plan Referencial y ajustadas con los Datos y Resultados del Modelo PERSEO.

A continuación, en el **Cuadro No. 3.5** se presenta la capacidad, combustible utilizado y rendimiento de las centrales termoeléctricas existentes del SEIN.

Cuadro No. 3.4

CENTRALES TERMOELÉCTRICAS EXISTENTES

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Combustible	Consumo Especifico Und./kWh
Turbo Gas Diesel Malacas 1-2-3	EEPSA	44,4	Diesel Nº 2	0,362
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	EEPSA	82,2	Gas Natural	11,871
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	EEPSA	15,1	Gas Natural y Agua	12,610
Grupos Diesel de Verdún	EEPSA	1,0	Diesel Nº 2	0,245
Turbo Gas de Chimbote	DBI EGENOR	67,4	Diesel Nº 2	0,344
Turbo Gas de Trujillo	DBI EGENOR	21,7	Diesel Nº 2	0,396
Turbo Gas de Piura	DBI EGENOR	21,1	Diesel Nº 2	0,334
Grupos Diesel de Piura	DBI EGENOR	27,9	Diesel Nº 2	0,215
Grupos Diesel de Chiclayo	DBI EGENOR	25,4	Diesel Nº 2	0,228
Grupos Diesel de Sullana	DBI EGENOR	11,1	Diesel Nº 2	0,239
Grupos Diesel de Paiz	DBI EGENOR	9,0	Diesel Nº 2	0,253
Grupo Diesel Pacasmayo Sulzer3	ENERGIA PACASMAYO	22,9	Residual Nº 6	0,258
Grupo Diesel Pacasmayo Man	ENERGIA PACASMAYO	1,6	Mezcla1 R6,D2	0,226
Turbo Gas Santa Rosa UT1	EDEGEL	105,7	Diesel Nº 2	0,295
Turbo Gas Santa Rosa BBC	EDEGEL	98,0	Diesel Nº 2	0,501
Turbo Gas Santa Rosa WTC	EDEGEL	122,0	Diesel Nº 2	0,263
Turbo Gas Ventanilla 3	ETEVENSA	164,1	Diesel Nº 2	0,237
Turbo Gas Ventanilla 4	ETEVENSA	160,5	Diesel Nº 2	0,236
Turbo Vapor de Trupal	TRUPAL	13,9	Residual Nº 6	0,455
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	65,6	Residual Nº 500	0,310
G. Diesel Shougesa	SHOUGESA	1,2	Diesel Nº 2	0,209
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-1	TERMOSELVA	78,2	Gas Natural	11,348
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-2	TERMOSELVA	79,5	Gas Natural	11,463
G. Diesel Tumbes Nueva 1	ELECTROPERU	9,1	Residual Nº 6	0,202
G. Diesel Tumbes Nueva 2	ELECTROPERU	9,2	Residual Nº 6	0,209
Dolorespata GD Nº 1 al Nº 7	EGEMSA	11,8	Diesel Nº 2	0,239
Taparachi GD Nº 1 al Nº 6	SAN GABAN	5,4	Diesel Nº 2	0,232
Bellavista GD Nº 1 al Nº 4	SAN GABAN	5,7	Diesel Nº 2	0,232
Tintaya GD Nº 1 al Nº 8	SAN GABAN	17,4	Diesel Nº 2	0,224
San Rafael GD Nº 1 y Nº 2	SAN GABAN	4,9	Diesel Nº 2	0,278
Chilina GD Nº 1 y Nº 2	EGASA	10,6	Mezcla2 R500,D2	0,217
Chilina Ciclo Combinado	EGASA	19,4	Diesel Nº 2	0,279
Chilina TV Nº 2	EGASA	7,2	Residual Nº 500	0,363
Chilina TV Nº 3	EGASA	10,1	Residual Nº 500	0,345
Calana GD	EGESUR	25,3	Residual Nº 6	0,203
Mollendo I GD	EGASA	31,3	Residual Nº 500	0,216
Mollendo II TG	EGASA	71,5	Diesel Nº 2	0,275
Moquegua GD	EGESUR	0,8	Diesel Nº 2	0,242
Ilo I TV Nº 2	ENERSUR	29,2	Vapor	4,064
Ilo I TV Nº 3	ENERSUR	53,2	Residual Nº 500	0,289
Ilo I TV Nº 4	ENERSUR	68,7	Vapor+Res Nº 500	0,247
Ilo I TG Nº 1	ENERSUR	35,2	Diesel Nº 2	0,252
Ilo I TG Nº 2	ENERSUR	35,4	Diesel Nº 2	0,252
Ilo I GD Nº 1	ENERSUR	3,2	Diesel Nº 2	0,215
Ilo 2 TV Carbón Nº 1	ENERSUR	141,5	Carbón	0,365
Total		1 776,6		

Notas :

GD : Grupos Diesel.

TV : Turbinas a Vapor.

TG : Turbinas de Gas operando con Diesel Nº 2.

Und.: Kg. para el Diesel Nº 2 y el PAV. MBtu para el Gas Natural.

Mezcla1 R6,D2 : Composición de Residual Nº 6 (85%) y Diesel Nº 2 (15%)

Mezcla2 R500,D2 : Composición de Residual Nº 500 (90%) y Diesel Nº 2 (10%)

3.2.3. Costos Variables de Operación (CVT)

Los costos marginales se han calculado a partir de los costos variables relacionados directamente a la energía producida por cada unidad termoeléctrica.

Los costos variables se descomponen en Costos Variables Combustible (CVC) y Costos Variables No Combustible (CVNC).

El CVC representa el costo asociado directamente al consumo de combustible de la unidad termoeléctrica para producir una unidad de energía. Dicho costo se determina como el producto del consumo específico de la unidad (por ejemplo para una TG que utiliza Diesel N° 2 como combustible el consumo específico se expresa en kg/kWh) por el costo del combustible (por ejemplo para el Diesel N° 2 dicho costo se da en US\$/Ton), y viene expresado en US\$/MWh o mils/kWh¹⁰.

El Costo Variable No Combustible (CVNC) representa el costo no asociado directamente al combustible, en el cual incurre la unidad termoeléctrica por cada unidad de energía que produce. Para evaluar dicho costo se determina la función de costo total de las unidades termoeléctricas (sin incluir el combustible) para cada régimen de operación (potencia media, arranques y paradas anuales y horas medias de operación entre arranques); a partir de esta función se deriva el CVNC como la relación del incremento en la función de costo ante un incremento de la energía producida por la unidad.

El procedimiento anterior proporciona tanto el CVNC de las unidades termoeléctricas, como los Costos Fijos No Combustible (CFNC) asociados a cada unidad termoeléctrica, para un régimen de operación dado (número de arranques por año, horas de operación promedio por arranque y tipo de combustible utilizado). El **Cuadro No. 3.8**, más adelante, muestra los CVNC resultantes de aplicar el procedimiento indicado.

3.2.3.1. Precios de los Combustibles líquidos

En lo relativo al CVC, el precio utilizado para los combustibles líquidos (Diesel N° 2, Residual N° 6 y Residual N° 500) considera la alternativa de abastecimiento en el mercado peruano, incluido el flete de transporte local hasta la central de generación correspondiente.

En el modelo de simulación de la operación de las centrales generadoras se ha considerado como precios de combustibles líquidos los fijados por PetroPerú S.A. en sus diversas plantas de ventas en el ámbito nacional.

¹⁰ Un mil = 1 milésimo de US\$.

El **Cuadro No. 3.6** presenta los precios de PetroPerú S.A. para combustibles líquidos en la ciudad de Lima (Planta Callao), así como en las Plantas Mollendo e Ilo, al 30 de setiembre de 2002.

Cuadro No. 3.1

PRECIOS BASE DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		SI / Gln	US\$ / Gln	US\$ / Barril	US\$ / Ton	
Callao	Diesel N°2	3,07	0,84	35,38	259,4	3,248
	Residual N°6	2,61	0,72	30,08	188,3	3,612
	Residual N°500	2,67	0,71	29,82	191,9	3,675
Mollendo	Diesel N°2	3,04	0,83	35,04	256,8	3,248
	Residual N°500	2,60	0,71	29,97	184,2	3,675
Ilo	Diesel N°2	3,07	0,84	35,38	259,4	3,248
	Residual N°6	2,66	0,73	30,66	202,1	3,612

Tipo de Cambio	SI/US\$	3,644
----------------	---------	-------

Fuente : Precios Petroperú al 30 de Setiembre de 2002

De acuerdo con el Artículo 124° del Reglamento¹¹, en la presente regulación, y como resultado de la comparación entre los precios locales del combustible (precios de PetroPerú) y los precios del mercado internacional, se ha encontrado que los precios locales se ubican razonablemente dentro del precio promedio del mercado internacional durante el último mes (setiembre 2002).

Los precios del mercado internacional se han determinado a partir de los precios en la Costa del Golfo de los EE.UU., según los registros del "Platt's Oilgram Price Report", agregándole los precios de transporte, seguros, manipulación y aranceles hasta su puesta en el mercado interno.

3.2.3.2. Precio del Gas Natural

Según el Artículo 124° del Reglamento, los precios del combustible deben ser tomados de los precios del mercado interno. Sin embargo, para el gas natural no existen en la actualidad precios de mercado interno.

Mediante la Resolución Directoral N° 038-98-EM/DGE, expedida el 25 de noviembre de 1998, se precisó que, para la fijación de las tarifas de energía en barra, los costos variables de operación de las centrales de generación termoeléctrica que utilizan como combustible el gas natural serán establecidos por la Comisión de Tarifas de Energía (hoy

¹¹ **Artículo 124°.** El programa de operación a que se refiere el inciso b) del Artículo 47° de la Ley, se determinará considerando los siguientes aspectos:

a) ...

c) El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señalan en el Artículo 50° de la Ley y se tomarán los precios del mercado interno, teniendo como límite los precios que publique una entidad especializada de reconocida solvencia en el ámbito internacional.

OSINERG). Esta situación se mantendrá en tanto no existan las condiciones que permitan obtener los precios de dicho combustible en el mercado interno.

Por los motivos indicados, en lo sucesivo el precio máximo del gas natural para todas las unidades de generación deberá ser determinado tomando como referencia el precio del gas en Camisea más el costo del transporte y distribución respectiva en Lima. Sin embargo, para no ocasionar un impacto significativo que pudiera desestabilizar el nivel de las tarifas vigentes y la credibilidad en el marco regulatorio, el precio del gas de Camisea para las demás fuentes de gas natural se ha establecido como un objetivo a alcanzar en el plazo que transcurrirá entre el mes de marzo de 2001 y la fecha prevista como más probable para la llegada del gas a Lima (Resolución Directoral N° 007-2001-EM/DGE). La aplicación de esta recomendación da un precio máximo para la presente regulación igual a 2,379 US\$/MMBtu, valor que resulta de asumir una tendencia lineal iniciada en la regulación de mayo 2001.

Es importante destacar que la recomendación anterior establece únicamente el precio máximo a considerar para fines de generación; sin embargo, al inicio se utilizará también para fijar el costo variable combustible de las unidades termoeléctricas que utilizan gas natural.

La referencia ideal para la fijación del costo variable del gas natural debería ser la que resulte de un proceso competitivo de costos variables para participar en el despacho del sistema administrado por el COES-SINAC. A futuro, y en la medida que se logre institucionalizar un proceso competitivo para la operación del sistema, para determinar el costo variable de las unidades que consumen gas natural se debe utilizar el costo variable considerado para el despacho de las unidades de generación por el COES-SINAC, teniendo como límite superior el precio máximo señalado anteriormente.

3.2.3.3. Precio del Carbón

Entre los combustibles utilizados para la generación eléctrica, se encuentra el carbón que es consumido en la Central Termoeléctrica Ilo 2. El precio del carbón será expresado en US\$/Ton referido a un carbón estándar de Poder Calorífico Superior (PCS) de 6 240 kcal/kg.

El precio presentado por el COES-SINAC para este combustible ha sido revisado y comparado con el límite superior al precio del carbón calculado por el OSINERG, habiéndose determinado que se encuentra dentro de un rango de precios razonable, por ello será tomado como precio base para la presente fijación tarifaria.

Con el objeto de incluir las variaciones en el precio del carbón en la actualización del precio de la electricidad se ha desarrollado la siguiente relación para actualizar el precio Base del carbón ($PPIAEq_0$):

$$\frac{PPIAEq_1}{PPIAEq_0} \equiv A + B \times \frac{FOBCB_1}{FOBCB_0}$$

Donde:

A: 0,3460

B: 0,6540

FOBCB: Precio Referencial FOB del Carbón Bituminoso en US\$/Ton

3.2.3.4. Otros costos en el precio de los combustibles líquidos

Los precios de los combustibles puestos en cada central se calculan tomando en cuenta el precio del combustible en el respectivo punto de compra, el flete, el tratamiento del combustible y los stocks (almacenamiento) para cada central eléctrica. En este sentido, es posible tomar como referencia la información del **Cuadro No. 3.6** (precios del combustible en Lima) y calcular un valor denominado "Otros" para relacionar el precio del combustible en cada central con respecto al precio en Lima. Este resultado se muestra en el **Cuadro No. 3.7**.

Cuadro No. 3.1**PRECIOS LOCALES DE COMBUSTIBLES**

Central	Combustible	Lima	Otros(*)	Central
Turbo Gas Diesel Malacas 1-2-3	Diesel Nº2	259,4	-3,8%	249,6
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	Gas Natural	---	---	2,379
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	Gas Natural y Agua	---	---	2,379
Grupos Diesel de Verdún	Diesel Nº2	259,4	-3,8%	249,6
Turbo Gas de Chimbote	Diesel Nº2	259,4	0,7%	261,3
Turbo Gas de Trujillo	Diesel Nº2	259,4	-0,3%	258,7
Turbo Gas de Piura	Diesel Nº2	259,4	-3,3%	250,7
Grupos Diesel de Piura	Diesel Nº2	259,4	2,8%	252,2
Grupos Diesel de Chiclayo	Diesel Nº2	259,4	-1,3%	255,9
Grupos Diesel de Sullana	Diesel Nº2	259,4	-3,0%	251,7
Grupos Diesel de Paita	Diesel Nº2	259,4	-2,9%	251,9
Grupo Diesel Pacasmayo Suber3	Residual Nº 6	198,3	4,5%	207,2
Grupo Diesel Pacasmayo Man	Mezcla2 R8,D2	207,5	3,6%	215,0
Turbo Gas Santa Rosa UTI	Diesel Nº2	259,4	1,3%	262,8
Turbo Gas Santa Rosa BBC	Diesel Nº2	259,4	1,4%	262,9
Turbo Gas Santa Rosa WTG	Diesel Nº2	259,4	1,3%	262,8
Turbo Gas Ventanilla 3	Diesel Nº2	259,4	1,3%	262,8
Turbo Gas Ventanilla 4	Diesel Nº2	259,4	1,3%	262,8
Turbo Vapor de Trupal	Residual Nº 6	198,3	3,1%	204,4
Turbo Vapor de Shougesa	Residual Nº500	191,9	7,5%	206,2
G. Diesel Shaugesa	Diesel Nº2	259,4	5,4%	273,3
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-1	Gas Natural	---	---	2,379
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-2	Gas Natural	---	---	2,379
G. Diesel Tumbes Nueva 1	Residual Nº 6	198,3	3,2%	204,7
G. Diesel Tumbes Nueva 2	Residual Nº 6	198,3	3,2%	204,7
Turbo Gas Natural Camisea TGM1	Gas Natural	---	---	1,812
Turbo Gas Natural Camisea TGM2	Gas Natural	---	---	1,812
G. Diesel Pucallpa Warbitsa	Residual Nº 6	198,3	13,2%	224,4
G. Diesel Tarapoto Warbitsa	Residual Nº 6	198,3	0,1%	198,6
Dolorespata GD Nº 1 al Nº 7	Diesel Nº2	259,4	11,2%	288,4
Taparachi GD Nº 1 al Nº 6	Diesel Nº2	259,4	7,6%	279,0
Bellavista GD Nº 1 al Nº 4	Diesel Nº2	259,4	7,8%	279,7
Tintaya GD Nº 1 al Nº 8	Diesel Nº2	259,4	7,3%	278,3
San Rafael GD Nº 1 y Nº 2	Diesel Nº2	259,4	16,4%	302,0
Chilina GD Nº 1 y Nº 2	Mezcla2 R500,D2	204,4	1,0%	206,4
Chilina Ciclo Combinado	Diesel Nº2	259,4	1,4%	262,9
Chilina TV Nº 2	Residual Nº500	191,9	4,3%	200,2
Chilina TV Nº 3	Residual Nº500	191,9	4,3%	200,2
Calana GD	Residual Nº 6	198,3	5,5%	208,2
Mollendo I GD	Residual Nº500	191,9	2,3%	190,3
Mollendo II TG	Diesel Nº2	259,4	0,0%	259,3
Moquegua GD	Diesel Nº2	259,4	3,4%	268,2
Ilo 1 TV Nº 2	Vapor	---	---	0,0
Ilo 1 TV Nº 3	Residual Nº500	191,9	2,1%	186,9
Ilo 1 TV Nº 4	Vapor-Res Nº500	174,5	2,1%	178,1
Ilo 1 TG Nº 1	Diesel Nº2	259,4	0,1%	258,7
Ilo 1 TG Nº 2	Diesel Nº2	259,4	0,1%	259,7
Ilo 1 GD Nº 1	Diesel Nº2	259,4	0,1%	259,7
Ilo 2 TV Carbón Nº 1	Carbón	---	---	36,7

Nota:

(1) Los Otros Incluyen: Flete, Tratamiento del Combustible y Stocks.

(2) El Precio del Diesel Nº2, Residual Nº 6, Residual Nº 500 y Carbón está expresado en US\$/Ton.

(3) El Precio del Gas Natural está expresado en US\$/MMBtu.

Con los precios anteriores y los consumos específicos del **Cuadro No. 3.4** se determinan los costos variables totales de cada unidad generadora como se muestra en el **Cuadro No. 3.8**.

Cuadro No. 3.2**COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN**

Central	Consumo Específico	Costo del Combustible	CVC US\$/MWh	CVNC US\$/MWh	CVT US\$/MWh
Turbo Gas Diesel Malacas 1-2-3	0,362	249,6	90,37	4,00	94,37
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	11,871	2,379	28,24	3,13	31,37
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	12,610	2,379	30,00	21,60	51,60
Grupos Diesel de Verdún	0,245	249,6	61,16	7,37	68,53
Turbo Gas de Chimbote	0,344	261,3	89,87	2,70	92,57
Turbo Gas de Trujillo	0,336	258,7	86,91	2,70	89,61
Turbo Gas de Piura	0,334	250,7	83,74	2,70	86,44
Grupos Diesel de Piura	0,215	252,2	54,23	7,11	61,34
Grupos Diesel de Chiclayo	0,228	255,9	58,35	7,04	65,39
Grupos Diesel de Sullana	0,239	251,7	60,15	7,30	67,45
Grupos Diesel de Paita	0,253	251,9	63,73	7,54	71,27
Grupo Diesel Pacasmayo Sulzer3	0,258	207,2	53,45	7,04	60,49
Grupo Diesel Pacasmayo Man	0,226	215,0	48,58	7,04	55,62
Turbo Gas Santa Rosa UT1	0,295	262,8	77,53	7,07	84,60
Turbo Gas Santa Rosa BBC	0,501	262,9	131,73	6,31	138,04
Turbo Gas Santa Rosa WGTG	0,263	262,8	69,12	4,10	73,22
Turbo Gas Ventanilla 3	0,237	262,8	62,29	4,00	66,29
Turbo Gas Ventanilla 4	0,236	262,8	62,02	4,00	66,02
Turbo Vapor de Trupal	0,455	204,4	93,02	8,00	101,02
Turbo Vapor de Shougesa	0,310	206,2	63,93	2,00	65,93
G. Diesel Shougesa	0,209	273,3	57,12	7,11	64,23
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-1	11,348	2,379	27,00	3,03	30,03
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-2	11,463	2,379	27,27	3,03	30,30
G. Diesel Tumbes Nueva 1	0,202	204,7	41,34	7,00	48,34
G. Diesel Tumbes Nueva 2	0,209	204,7	42,78	7,00	49,78
Turbo Gas Natural Camisea TGN1	10,750	1,812	19,48	2,25	21,73
Turbo Gas Natural Camisea TGN2	10,750	1,812	19,48	2,25	21,73
G. Diesel Pucallpa Wartsila	0,226	224,4	50,71	3,17	53,88
G. Diesel Tarapoto Wartsila	0,226	198,6	44,87	3,17	48,04
Dolorespata GD N° 1 al N° 7	0,239	288,4	68,94	4,80	73,74
Taparachi GD N° 1 al N° 6	0,232	279,0	64,72	10,14	74,87
Bellavista GD N° 1 al N° 4	0,232	279,7	64,88	9,56	74,44
Tintaya GD N° 1 al N° 8	0,224	278,3	62,34	9,27	71,61
San Rafael GD N° 1 y N° 2	0,278	302,0	83,95	13,47	97,42
Chilina GD N° 1 y N° 2	0,217	206,4	44,80	6,75	51,55
Chilina Ciclo Combinado	0,279	262,9	73,36	3,58	76,93
Chilina TV N° 2	0,363	200,2	72,66	4,53	77,19
Chilina TV N° 3	0,345	200,2	69,05	4,22	73,27
Calana GD	0,203	209,2	42,47	3,17	45,63
Mollendo I GD	0,216	196,3	42,39	13,83	56,23
Mollendo II TG	0,275	259,3	71,31	2,56	73,87
Moquegua GD	0,242	268,2	64,90	6,14	71,03
Ilo 1 TV N° 2	4,064	0,0	0,00	1,08	1,08
Ilo 1 TV N° 3	0,289	195,9	56,61	1,14	57,75
Ilo 1 TV N° 4	0,247	178,1	43,98	1,08	45,06
Ilo 1 TG N° 1	0,292	259,7	75,84	2,57	78,40
Ilo 1 TG N° 2	0,252	259,7	65,45	6,39	71,84
Ilo 1 GD N° 1	0,215	259,7	55,84	13,36	69,19
Ilo 2 TV Carbón N° 1	0,365	36,7	13,39	1,00	14,39

NOTAS :

Consumo Específico : Combustibles Líquidos = Ton/MWh; Gas Natural = MMBtu/MWh.

Costo del Combustible : Combustibles Líquidos = US\$/Ton; Gas Natural = US\$/MMBtu.

3.2.4. Costo de Racionamiento

Se mantiene el costo de racionamiento establecido por el OSINERG para la anterior fijación de Precios en Barra: 25,0 centavos de US\$ por kWh.

3.2.5. Precio Básico de la Potencia

El Precio Básico de Potencia para la presente fijación se ha determinado a partir de la utilización de los costos correspondientes a una unidad GT11N2 Alstom, tipo de unidad de punta determinada en la fijación tarifaria anterior, a la cual se le ha efectuado la modificación del costo fijo de operación y mantenimiento y del factor de corrección por temperatura, así como la incorporación del factor de corrección por pérdidas en el transformador de conexión al sistema.

No se ha considerado el valor propuesto por el COES-SINAC (74,98 US\$/kW-año) por no encontrarse razones que justifiquen el incremento propuesto en los precios. La discusión de las razones que han llevado a adoptar esta determinación se encuentra descrita en el **Anexo D**.

El **Cuadro No. 3.9** muestra los costos utilizados para la unidad y la determinación del precio básico de la potencia.

Cuadro No. 3.1
PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA
(Ubicación : Lima 220 kV)
US\$/kW-año

				Costos Fijos (*)		Total
		Generador	Conexión	Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon US\$	33,565	1,695			35,259
2	Millón US\$/Año	4,494	0,210	0,462	0,764	5,930
3	Sin FIM : US\$/kW-año	41,86	1,96	4,30	7,12	55,24
4	Con FIM : US\$/kW-año	51,22	2,40	5,27	8,71	67,60
	Acumulado : US\$/kW-año	51,22	53,62	58,89	67,60	

Notas: 1. Costo de una unidad de 114,22 MW (ISO-Diesel 2) con su respectiva Conexión al Sistema.
2. Anualidad de la inversión considerando vida útil de 30 años para la conexión y 20 años para el generador. Tasa de actualización de 12%.
3. Costo anual por unidad de potencia efectiva en Lima, sin incluir FIM. La Potencia efectiva en Lima es 94% de la Potencia ISO.
4. Costo anual incluyendo los FIM del sistema (1,223\$).
(*) Los Costos Fijos incluyen los costos típicos de Personal, Operación y Mantenimiento de la unidad de punta en un año.
FIM. Factores de indisponibilidad de la unidad de punta y del margen de reserva firme objetivo del sistema

3.2.6. Precio Básico de la Energía

El **Cuadro No. 3.10** presenta el Precio Básico de la Energía en la barra base Lima, el cual se determinó de la optimización y simulación de la operación del SEIN para los próximos 48 meses.

Cuadro No. 3.1**PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA**

Barra Santa Rosa 220 kV

(US\$/MWh)

Año	Mes	Punta	F.Punta	Total	PIFP
2002	Noviembre	36,29	24,03	26,47	1,51

Participación de la Energía

Año	Mes	Punta	F.Punta
2002	Noviembre	19,91%	80,09%

4. Tarifas en Barra en Subestaciones Base

La barra de referencia para la aplicación del Precio Básico de la Energía es la ciudad de Lima (barras de San Juan, Santa Rosa y Chavarría a 220 kV). Lima representa alrededor del 50% de la demanda del SEIN y es un punto al cual convergen los sistemas secundarios de los principales centros de generación. Para el precio básico de la potencia se considera como referencia la ciudad de Lima en 220 kV, por ser ésta la ubicación más conveniente para instalar capacidad adicional de potencia de punta en el SEIN. De acuerdo al último análisis realizado por el OSINERG y por el COES-SINAC, se coincide en señalar que el lugar más conveniente para instalar capacidad adicional de punta es la ciudad de Lima.

4.1. Tarifas Teóricas

Las tarifas teóricas de potencia y energía en cada Subestación Base fueron obtenidas expandiendo los precios básicos con los respectivos factores de pérdidas y se muestran en el **Cuadro No. 4.1**. En el mismo cuadro se presentan los correspondientes cargos por transmisión¹².

¹² Sólo para fines de comparación, en el cuadro siguiente se muestran los peajes del Sistema Principal de Transmisión aprobados mediante la Resolución OSINERG N° 0940-2002-OS/CD y los peajes del Sistema Secundario de Transmisión consignados en la Resolución OSINERG N° 1417-2002-OS/CD y sus modificatorias, debidamente actualizados.

Cuadro No. 4.1

TARIFAS TEÓRICAS - MONEDA EXTRANJERA

Barra	PPM \$/kW-mes	PCSPT \$/kW-mes	PPB \$/kW-mes	CPSEE ctv. \$/MWh	PEMP ctv. \$/MWh	PEMF ctv. \$/MWh
Talara	5,07	1,97	7,04	0,00	3,56	2,44
Piura Oeste	5,15	1,97	7,12	0,00	3,61	2,48
Chiclayo Oeste	5,10	1,97	7,06	0,00	3,56	2,45
Guadalupe 220	5,11	1,97	7,08	0,00	3,57	2,45
Guadalupe 60	5,10	1,97	7,06	0,00	3,57	2,45
Trujillo Norte	5,14	1,97	7,11	0,00	3,57	2,45
Chimbote I	5,06	1,97	7,03	0,00	3,54	2,43
Paramonga	5,17	1,97	7,14	0,00	3,58	2,40
Huacho	5,21	1,97	7,18	0,00	3,60	2,40
Zapallar	5,31	1,97	7,28	0,00	3,61	2,39
Ventanilla	5,23	1,97	7,20	0,00	3,62	2,40
Chavarría	5,34	1,97	7,31	0,00	3,62	2,40
Santa Rosa	5,35	1,97	7,31	0,00	3,63	2,40
San Juan	5,35	1,97	7,32	0,00	3,62	2,41
Independencia	5,20	1,97	7,16	0,00	3,56	2,37
Ica	5,27	1,97	7,24	0,00	3,58	2,39
Marcona	5,45	1,97	7,42	0,00	3,63	2,42
Mantero	4,84	1,97	6,81	0,00	3,44	2,30
Huayucachi	4,97	1,97	6,94	0,00	3,48	2,32
Pachacaca	5,06	1,97	7,03	0,00	3,52	2,35
Huancavelica	4,93	1,97	6,90	0,00	3,48	2,32
Callahuanka ELP	5,16	1,97	7,13	0,00	3,55	2,37
Cajamarquilla	5,29	1,97	7,25	0,00	3,60	2,39
Huailanca 138	4,85	1,97	6,81	0,00	3,28	2,34
Nazca	5,14	1,97	7,11	0,00	3,57	2,39
Tingo Maria 220	4,85	1,97	6,82	0,00	3,52	2,37
Aguaylla 220	4,85	1,97	6,82	0,00	3,49	2,35
Pucallpa 60	5,20	1,97	7,17	0,00	3,55	2,38
Tingo Maria 138	4,97	1,97	6,93	0,00	3,51	2,36
Huánuco 138	5,06	1,97	7,03	0,00	3,54	2,36
Paragsha II 138	5,08	1,97	7,06	0,00	3,54	2,36
Óroya Nueva 220	5,06	1,97	7,03	0,00	3,52	2,36
Óroya Nueva 50	5,06	1,97	7,03	0,00	3,52	2,35
Carhuamayo 138	4,88	1,97	6,85	0,00	3,50	2,33
Caripa 138	5,05	1,97	7,02	0,00	3,53	2,34
Mochupicchu	3,79	1,97	5,76	0,00	3,00	2,04
Cachimayo	4,05	1,97	6,02	0,00	3,10	2,11
Dolorespata	4,09	1,97	6,05	0,00	3,11	2,12
Quencoro	4,09	1,97	6,05	0,00	3,11	2,12
Combapata	4,29	1,97	6,26	0,00	3,21	2,19
Timba	4,51	1,97	6,48	0,00	3,23	2,27
Ayaviri	4,37	1,97	6,34	0,00	3,25	2,23
Aclingaro	4,29	1,97	6,26	0,00	3,21	2,20
Julica	4,67	1,97	6,64	0,00	3,34	2,27
Puno 138	4,76	1,97	6,73	0,00	3,40	2,31
Puno 220	4,76	1,97	6,73	0,00	3,41	2,31
Callali	4,63	1,97	6,59	0,00	3,27	2,29
Santuario	4,70	1,97	6,67	0,00	3,41	2,32
Socabaya 138	4,79	1,97	6,76	0,00	3,43	2,33
Socabaya 220	4,80	1,97	6,76	0,00	3,43	2,32
Cerro Verde	4,81	1,97	6,78	0,00	3,44	2,33
Reparticion	4,81	1,97	6,78	0,00	3,44	2,34
Mollendo	4,81	1,97	6,78	0,00	3,45	2,34
Montalvo 220	4,81	1,97	6,78	0,00	3,44	2,33
Montalvo 138	4,83	1,97	6,79	0,00	3,44	2,33
Ilo 138	5,14	1,97	7,10	0,00	3,46	2,34
Botifaca 138	4,90	1,97	6,87	0,00	3,46	2,34
Toquepala	4,81	1,97	6,88	0,00	3,47	2,36
Ancota 138	4,85	1,97	6,82	0,00	3,46	2,35
Ancota 66	4,84	1,97	6,81	0,00	3,45	2,34
Tacna 220	4,85	1,97	6,82	0,00	3,45	2,33
Tacna 66	4,88	1,97	6,85	0,00	3,45	2,33

Tipo de Cambio	3,644	SI/US\$	F.C.	77,1%	%EHP	19,9%
----------------	-------	---------	------	-------	------	-------

Notas:

- PPM Precio de la Potencia de Punta a nivel generación
 PCSPT Cargo de Peaje de Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión
 PPB Precio en Barra de la Potencia de Punta
 CPSEE Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía
 PEMP Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta
 PEMF Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta
 F.C. Factor de Carga Anual del Sistema.
 %EHP Porcentaje de la Energía Total consumida en el Bloque de Punta para los próximos 4 años.
 Promedio Costo medio de la Electricidad a Nivel Generación, para el F.C. y el %EHP del sistema.

$$\text{Promedio} = \text{PPB} / (72 * \text{F.C.}) + \text{PEMP} * \% \text{EHP} + \text{PEMP} * (1 - \% \text{EHP}) + \text{CPSEE}$$

Los precios del cuadro anterior, antes de tomarse como Precios en Barra, deben compararse con el precio promedio ponderado del mercado libre, como se indica a continuación. Este precio promedio ponderado se obtiene aplicando a los clientes libres los precios de la facturación del último semestre.

4.2. Comparación de los Precios Teóricos con el Precio Promedio Ponderado de los Clientes Libres

A fin de cumplir con la disposición del Artículo 53° de la Ley de Concesiones Eléctricas¹³ y Artículo 129° de su Reglamento¹⁴ se han comparado los precios teóricos con el precio promedio ponderado del mercado libre.

El **Cuadro No. 4.2** muestra el resultado de la comparación entre precios teóricos y libres.

Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, el precio libre promedio resulta 11,985 céntimos de S./kWh. De conformidad con el Artículo 129° inciso c) del Reglamento, al aplicarse a dicho mercado los

¹³ **Artículo. 53°.**- Las tarifas que fije la Comisión de Tarifas de Energía, no podrán diferir, en más de diez por ciento, de los precios libres vigentes. El Reglamento establecerá el procedimiento de comparación.

¹⁴ **Artículo 129°.**- Para efectuar la comparación a que se refiere el Artículo 53° de la Ley, los concesionarios y titulares de autorizaciones deberán presentar a la Comisión los contratos de suministro de electricidad suscritos entre el suministrador y el cliente sujeto a un régimen de libertad de precios, y la información sustentatoria en la forma y plazo que ella señale.

Dicha comparación se realizará considerando el nivel de tensión y observando el siguiente procedimiento:

- a) Para cada usuario no sujeto a regulación de precios, se determinará un precio medio de la electricidad al nivel de la Barra de Referencia de Generación, considerando su consumo y facturación total de los últimos seis meses. La Barra de Referencia de Generación, es la Barra indicada por la Comisión en sus resoluciones de fijación de Precios en Barra;
- b) Con los precios medios resultantes y sus respectivos consumos, se determinará un precio promedio ponderado libre;
- c) Para los mismos usuarios a que se refiere el inciso a) del presente artículo, se determinará el precio medio teórico de la electricidad que resulte de la aplicación de los precios de potencia y de energía teóricos al nivel de la Barra de Referencia de Generación a sus respectivos consumos. El precio teórico de la energía se calcula como la media ponderada de los precios de energía, determinados según lo señalado en el inciso i) del Artículo 47° de la Ley y el consumo de energía de todo el sistema eléctrico para los bloques horarios definidos por la Comisión. El precio teórico de la potencia, corresponde a lo señalado en el inciso h) del Artículo 47° de la Ley, pudiendo descontarse de los costos de transmisión;
- d) A base de los consumos y los precios medios teóricos, obtenidos en el inciso precedente, se determinará un precio promedio ponderado teórico; y,
- e) Si el valor obtenido en el inciso d) no difiere en más de 10% del valor obtenido en el inciso b), los precios de energía determinados según lo señalado en el inciso i) del Artículo 47° de la Ley, serán aceptados. En caso contrario, la Comisión modificará proporcionalmente los precios de energía hasta alcanzar dicho límite.

El precio de la electricidad señalado en el inciso a) del presente artículo, deberá reunir los requisitos y condiciones contenidos en el Artículo 8° de la Ley y en los reglamentos específicos sobre la comercialización de la electricidad a los clientes bajo el régimen de libertad de precios.

La Comisión podrá expedir resoluciones complementarias para la aplicación del presente artículo y publicará periódicamente informes estadísticos sobre la evolución de los precios libres y teóricos de cada uno de los clientes no sujetos al régimen de regulación de precios.

precios teóricos calculados en el numeral 2.3.1, el precio ponderado resultante es 12,135 céntimos de S./kWh. La relación entre ambos precios resulta 1,0125. Esta relación muestra que los precios teóricos no difieren en más del 10% de los precios libres vigentes, razón por la cual los precios teóricos de la energía son aceptados como Tarifas en Barra definitivas.

Cuadro No. 4.1

COMPARACIÓN DE PRECIOS LIBRE Vs. TEÓRICO
Valores del Último Semestre

Empresas	Venta de Energía		Facturación : Millón Soles		Precio Medio : Ctm.S./kWh		Comparación Teórico/Libre
	GWh	Participación	Libre	Teórico	Libre	Teórico	
EDELNOR (Lima)	418,042	10,1%	50,538	50,744	12,089	12,139	-0,41%
EDELNOR (Chancay)	10,727	0,3%	1,556	1,556	14,504	14,504	-0,00%
LUZ DEL SUR	348,025	8,5%	42,440	42,440	12,160	12,160	-0,00%
ELECTRO SUR MEDIO	45,885	1,1%	5,486	5,486	11,956	11,956	-0,00%
ELECTRO NOR OESTE	11,402	0,3%	1,339	1,339	11,743	11,743	-0,00%
ELECTRO NORTE	2,144	0,1%	0,315	0,322	14,682	15,002	-2,11%
HIDRANDINA	60,203	1,5%	7,615	7,680	12,650	12,757	-0,85%
ELECTRO CENTRO	41,286	1,0%	5,105	5,105	12,365	12,365	-0,00%
SEAL	23,923	0,6%	2,873	2,873	12,009	12,009	-0,00%
ELECTRO PUNO	6,581	0,2%	0,895	0,953	10,425	11,109	-6,55%
ELECTRO SUR ESTE	5,790	0,1%	0,502	0,502	8,684	8,684	-0,00%
Ciudad de EDEGEL	657,290	15,9%	78,043	80,113	11,873	12,188	-2,65%
Ciudad de ELECTROPERU	365,843	8,9%	42,063	42,500	11,503	11,617	-0,98%
Ciudad de CAHUA	103,408	2,5%	12,010	12,010	11,614	11,614	-0,00%
Ciudad de EGENOR	126,083	3,1%	15,252	15,825	12,097	12,551	-3,75%
Ciudad de SHOUGESA	166,415	4,0%	20,272	21,267	12,181	12,780	-4,91%
Ciudad de TERMOSELVA	121,506	2,9%	15,514	15,467	12,768	12,728	-0,30%
Ciudad de EEPSA	28,371	0,7%	3,732	3,721	13,155	13,117	-0,29%
Ciudad de ELECTROANDES	555,108	13,5%	66,184	68,019	11,923	12,253	-2,77%
Ciudad de ATOCONGO	6,538	0,2%	3,913	3,913	59,849	59,849	-0,00%
Ciudad de EGASA	30,605	0,7%	2,848	2,848	9,306	9,306	-0,00%
Ciudad de EGEMSA	112,884	2,7%	11,202	11,202	9,823	9,923	-0,00%
Ciudad de EMERSUR	724,437	17,8%	87,523	87,523	12,082	12,082	-0,00%
Ciudad de SAN GABAN	147,148	3,6%	16,855	16,855	11,455	11,455	-0,00%
TOTAL SINAC	4 122,631	100,0%	494,885	500,263	11,985	12,135	+1,25%
Distribuidores	976,967	23,7%	118,864	119,000	12,146	12,180	+0,28%
Generadores	3 145,664	76,3%	376,021	381,264	11,995	12,120	+1,01%

Resumen de la Comparación
Precio Libre Vs. Precio Teórico

Precio Libre	11,985	Cent.S./kWh
Precio Teórico	12,135	Cent.S./kWh
Comparación	1,0125	Teórico/Libre
Factor de Ajuste	1,0000	

4.3. Tarifas en Barra

Dado que el precio teórico queda dentro del rango del 10% del precio libre, los valores resultantes no se ajustaron. En el Cuadro No. 4.3 se muestran los precios, en moneda extranjera, aplicables para la presente fijación de Tarifas en Barra.

El Cuadro N° 4.4 contiene los precios del Cuadro N° 4.3, expresados en Nuevos Soles, utilizando el tipo de cambio vigente al 30 de setiembre de 2002: 3,644 S./US\$¹⁵.

¹⁵ Sólo para fines de comparación, en el cuadro siguiente se muestran los peajes del Sistema Principal de Transmisión aprobados mediante la Resolución OSINERG N° 0940-2002-OS/CD y los peajes del

Cuadro No. 4.1

TARIFAS EN BARRA - MONEDA EXTRANJERA

Factor de Ajuste 1.0000	PPM \$/kWh-mes	PCSPT \$/kWh-mes	PPB \$/kWh-mes	CPSEE ctv. \$/kWh	PEMP ctv. \$/kWh	PEMF ctv. \$/kWh
Talara	6,07	1,97	7,04	0,00	3,66	2,44
Piura Oeste	6,16	1,97	7,12	0,00	3,61	2,48
Chiclayo Oeste	6,10	1,97	7,06	0,00	3,66	2,45
Guadalupe 220	6,11	1,97	7,08	0,00	3,57	2,45
Guadalupe 60	6,10	1,97	7,06	0,00	3,57	2,46
Trujillo Norte	6,14	1,97	7,11	0,00	3,57	2,45
Chimbote 1	6,06	1,97	7,03	0,00	3,54	2,43
Paramonga	6,17	1,97	7,14	0,00	3,58	2,40
Huacho	6,21	1,97	7,18	0,00	3,60	2,40
Zapallar	6,31	1,97	7,28	0,00	3,61	2,39
Ventribilla	6,33	1,97	7,30	0,00	3,62	2,40
Chavarría	6,34	1,97	7,31	0,00	3,62	2,40
Santa Rosa	6,35	1,97	7,31	0,00	3,63	2,40
San Juan	6,38	1,97	7,32	0,00	3,62	2,41
Independencia	6,20	1,97	7,16	0,00	3,66	2,37
Ica	6,27	1,97	7,24	0,00	3,68	2,39
Marcona	6,46	1,97	7,42	0,00	3,63	2,42
Manara	4,84	1,97	6,81	0,00	3,44	2,30
Huaycachi	4,87	1,97	6,84	0,00	3,49	2,32
Pachochaca	5,06	1,97	7,03	0,00	3,52	2,35
Huancavelica	4,88	1,97	6,90	0,00	3,48	2,32
Callahuana ELP	5,16	1,97	7,13	0,00	3,55	2,37
Cajamarquilla	5,29	1,97	7,25	0,00	3,60	2,39
Huallanca 138	4,65	1,97	6,61	0,00	3,38	2,34
Vizzara	5,14	1,97	7,11	0,00	3,57	2,39
Tingo Maria 220	4,95	1,97	6,82	0,00	3,52	2,37
Aguaytia 220	4,85	1,97	6,82	0,00	3,49	2,35
Pucallpa 60	5,20	1,97	7,17	0,00	3,55	2,38
Tingo Maria 138	4,87	1,97	6,93	0,00	3,51	2,36
Huánuco 138	5,06	1,97	7,03	0,00	3,54	2,36
Paragsha II 138	5,09	1,97	7,06	0,00	3,54	2,36
Oroya Nueva 220	5,06	1,97	7,03	0,00	3,52	2,36
Oroya Nueva 50	5,06	1,97	7,03	0,00	3,52	2,35
Carhuamayo 138	4,88	1,97	6,85	0,00	3,60	2,33
Carpa 138	6,05	1,97	7,02	0,00	3,63	2,34
Machupicchu	3,79	1,97	5,76	0,00	3,00	2,04
Cachimayo	4,05	1,97	6,02	0,00	3,10	2,11
Dolorespata	4,09	1,97	6,05	0,00	3,11	2,12
Quencoro	4,08	1,97	6,05	0,00	3,11	2,12
Combarpata	4,29	1,97	6,26	0,00	3,21	2,19
Tintaya	4,51	1,97	6,48	0,00	3,33	2,27
Ayavi	4,37	1,97	6,34	0,00	3,25	2,23
Azángaro	4,29	1,97	6,26	0,00	3,21	2,20
Julaca	4,67	1,97	6,64	0,00	3,34	2,27
Puno 138	4,76	1,97	6,73	0,00	3,40	2,31
Puno 220	4,76	1,97	6,73	0,00	3,41	2,31
Callalli	4,63	1,97	6,59	0,00	3,37	2,29
Santuario	4,70	1,97	6,67	0,00	3,41	2,32
Socabaya 138	4,79	1,97	6,76	0,00	3,43	2,33
Socabaya 220	4,80	1,97	6,76	0,00	3,43	2,32
Cerro Verde	4,61	1,97	6,79	0,00	3,44	2,33
Repartición	4,81	1,97	6,78	0,00	3,44	2,34
Mollendo	4,81	1,97	6,79	0,00	3,45	2,34
Montalvo 220	4,81	1,97	6,79	0,00	3,44	2,33
Montalvo 138	4,83	1,97	6,79	0,00	3,44	2,33
Ilo 138	5,14	1,97	7,10	0,00	3,46	2,34
Botifaca 138	4,90	1,97	6,87	0,00	3,46	2,34
Toquepala	4,91	1,97	6,88	0,00	3,47	2,36
Aricota 138	4,85	1,97	6,82	0,00	3,46	2,35
Aricota 66	4,84	1,97	6,81	0,00	3,45	2,34
Tacna 220	4,85	1,97	6,82	0,00	3,45	2,33
Tacna 66	4,88	1,97	6,85	0,00	3,45	2,33

Sistema Secundario de Transmisión consignados en la Resolución OSINERG N° 1417-2002-OS/CD y sus modificatorias, debidamente actualizados.

Cuadro No. 4.2

TARIFAS EN BARRA - MONEDA NACIONAL

Factor de Ajuste 1,0000	PPM S/Wh-mes	PCSPT S/Wh-mes	PPB S/Wh-mes	CPSEE c/m.S/Wh	PEMP c/m.S/Wh	PEMF c/m.S/Wh
Talara	18,47	7,17	25,64	0,00	12,98	8,89
Piura Oeste	18,76	7,17	25,93	0,00	13,15	9,02
Chiclayo Oeste	18,57	7,17	25,74	0,00	12,98	8,93
Guadalupe 220	18,63	7,17	25,80	0,00	12,98	8,94
Guadalupe 60	18,57	7,17	25,74	0,00	13,00	8,95
Trujillo Norte	18,74	7,17	25,91	0,00	13,01	8,93
Chimbote 1	18,44	7,17	25,61	0,00	12,89	8,84
Paramonga	18,94	7,17	26,01	0,00	13,06	8,76
Huacho	19,00	7,17	26,17	0,00	13,10	8,76
Zapallar	19,25	7,17	26,52	0,00	13,15	8,71
Ventanilla	19,43	7,17	26,60	0,00	13,18	8,75
Chaverría	19,47	7,17	26,64	0,00	13,19	8,78
Santa Rosa	19,48	7,17	26,65	0,00	13,22	8,78
San Juan	19,51	7,17	26,68	0,00	13,20	8,78
Independencia	18,94	7,17	26,11	0,00	12,97	8,65
Ica	19,20	7,17	26,37	0,00	13,06	8,71
Marcona	19,86	7,17	27,03	0,00	13,23	8,81
Manazo	17,65	7,17	24,82	0,00	12,55	8,38
Huaycachi	18,10	7,17	25,27	0,00	12,72	8,47
Pachachaca	18,44	7,17	25,61	0,00	12,82	8,57
Huancavelica	17,98	7,17	25,15	0,00	12,68	8,46
Callahuana ELP	18,80	7,17	25,97	0,00	12,95	8,63
Cajamarquilla	19,26	7,17	26,43	0,00	13,11	8,72
Huancayo 138	18,93	7,17	24,10	0,00	12,33	8,52
Vicos	18,73	7,17	25,90	0,00	13,00	8,71
Tingo Maria 220	18,03	7,17	25,20	0,00	12,81	8,62
Aguaylla 220	17,67	7,17	24,84	0,00	12,71	8,57
Pucallpa 60	18,95	7,17	26,12	3,38	12,93	8,68
Tingo Maria 138	18,09	7,17	25,26	0,00	12,81	8,60
Huánuco 138	18,45	7,17	25,62	0,00	12,89	8,61
Paragsha II 138	18,55	7,17	25,72	0,08	12,90	8,61
Oroya Nueva 220	18,46	7,17	25,63	0,08	12,84	8,58
Oroya Nueva 50	18,44	7,17	25,61	0,08	12,81	8,58
Carhuamayo 138	17,78	7,17	24,96	0,08	12,75	8,51
Campa 138	18,41	7,17	25,58	0,08	12,85	8,54
Machupicchu	13,81	7,17	20,98	0,00	10,92	7,43
Cachimayo	14,77	7,17	21,94	0,00	11,31	7,70
Dolorspata	14,89	7,17	22,06	0,00	11,34	7,71
Quencor	14,89	7,17	22,06	0,00	11,35	7,72
Cornapata	15,85	7,17	22,82	0,00	11,71	7,98
Tintaya	16,43	7,17	23,60	0,00	12,12	8,27
Ayacu	15,92	7,17	23,09	0,00	11,84	8,12
Azángaro	15,63	7,17	22,80	0,00	11,69	8,02
Julica	17,02	7,17	24,19	0,00	12,18	8,27
Puno 138	17,36	7,17	24,53	0,00	12,41	8,41
Puno 220	17,36	7,17	24,53	0,00	12,42	8,42
Callali	16,86	7,17	24,03	0,00	12,27	8,36
Santuario	17,14	7,17	24,31	0,00	12,41	8,44
Socabayo 138	17,47	7,17	24,64	0,00	12,50	8,48
Socabayo 220	17,48	7,17	24,65	0,00	12,51	8,47
Cerro Verde	17,54	7,17	24,71	0,00	12,53	8,50
Reparticion	17,53	7,17	24,70	0,00	12,55	8,51
Mollendo	17,54	7,17	24,71	0,00	12,56	8,51
Montalvo 220	17,54	7,17	24,71	0,46	12,53	8,48
Montalvo 138	17,59	7,17	24,76	0,46	12,54	8,49
Ilo 138	18,71	7,17	25,88	0,46	12,80	8,52
Bofitaca 138	17,85	7,17	25,02	0,46	12,61	8,53
Tequepala	17,89	7,17	25,06	0,46	12,64	8,58
Arcota 138	17,67	7,17	24,84	0,00	12,59	8,55
Arcota 66	17,65	7,17	24,82	0,00	12,56	8,54
Tacna 220	17,67	7,17	24,84	0,00	12,56	8,50
Tacna 66	17,78	7,17	24,96	0,69	12,58	8,51

Tipo de Cambio	3,644	S/US\$	F.C.	77,1%	%EHP	19,9%
----------------	-------	--------	------	-------	------	-------

Notas :

PPM Precio de la Potencia de Punta a nivel generación

PCSPT Cargo de Peaje de Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión

PPB Precio en Barra de la Potencia de Punta

CPSEE Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía

PEMP Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta

PEMF Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta

F.C. Factor de Carga Anual del Sistema.

%EHP Porcentaje de la Energía Total consumida en el Bloque de Punta para los próximos 4 años.

Promedio = $PPB / (7,2 * F.C.) + PEMP * \%EHP + PEMF * (1 - \%EHP) + CPSEE$

5. Actualización de Precios

Para la actualización de los precios deberán utilizarse básicamente las mismas fórmulas empleadas para las anteriores regulaciones tarifarias de precios en barra.

En lo que sigue de esta sección se presentan los factores que representan la elasticidad de los precios de la electricidad a la variación de los insumos empleados para su formación.

5.1. Actualización del Precio de la Energía

Para determinar la incidencia de cada uno de los factores que componen el precio total de la energía del SEIN se debe evaluar el incremento producido en el precio total de la energía ante un incremento de un factor a la vez. La incidencia del tipo de cambio se determina como 100% menos la suma de las incidencias del resto de factores.

A continuación se presentan los factores de reajuste a utilizar para la actualización del precio de la energía.

Cuadro No. 5.1**FIJACION DE TARIFAS : NOVIEMBRE 2002
Fórmula de Actualización de la Energía**

Componente	Punta	F.Punta	Total
Diesel N°2	2,82%	3,67%	3,44%
Residual N°6	35,10%	26,45%	28,76%
Carbón	1,02%	7,75%	5,95%
Gas Natural	50,95%	51,40%	51,28%
Tipo de Cambio	10,11%	10,73%	10,57%
Total	100,00%	100,00%	100,00%

5.2. Actualización del Precio de la Potencia

En el caso del SEIN el tipo de cambio (M.E.) tiene una participación de 77,1% del costo total de la potencia de punta, mientras que el Índice de Precios al por Mayor (M.N.) tiene el restante 22,9%, como se desprende del siguiente cuadro:

Cuadro No. 5.1**Composición del Costo de Potencia
(Miles de US\$)**

Componente	M.E.	M.N.	Total	
Turbo Generador	3646,0	847,6	4493,6	75,78%
Conexión a la Red	163,3	47,1	210,4	3,55%
COyM	764,2	461,9	1226,1	20,68%
Total	4573,5	1356,6	5930,1	100,00%
	77,1%	22,9%	100,00%	

Nota:

M.E. : Moneda Extranjera

M.N. : Moneda Nacional

Para calcular el Factor por variación de la Tasa Arancelaria (en adelante "FTA_{PBP}") que se emplea en la determinación del Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta (FAPPM) se debe usar la siguiente relación:

$$FTA_{PBP} = (1,0 + TA_{PBP}) / (1,0 + TA_{PBP0})$$

Donde, la tasa arancelaria TA_{PBP} para la importación del equipo electromecánico de generación que se utiliza en la fórmula corresponde a:

TA_{PBP} = Tasa Arancelaria vigente para la importación de turbinas a gas de potencia superior a 5000 kW correspondiente a la partida arancelaria 8411.82.00.00.

6. Sistemas Aislados

Con la excepción de la revisión de la tarifa del Sistema Aislado Iquitos, por disminución del precio del combustible residual N° 6, en el resto de los sistemas aislados abastecidos por centrales no pertenecientes al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, se ha efectuado la actualización de las tarifas empleando las fórmulas de indexación de precios establecidas en los estudios realizados anteriormente.

La metodología empleada en dichos estudios no requiere la revisión frecuente de los mismos por cuanto la fórmula de actualización establecida para los precios de los sistemas aislados recoge de manera adecuada las variaciones que se pudieran producir, de un año al otro, en los parámetros que determinan la tarifa.

Cabe señalar que en los estudios efectuados anteriormente para los sistemas aislados, se consideró que la demanda es abastecida con un sistema de generación adaptado a las necesidades de cada carga. Para tal fin se calculó el costo que resulta de agregar las componentes de inversión y de operación y mantenimiento para abastecer cada kWh de la demanda. La multiplicación del consumo total del año por el costo así determinado del kWh debe permitir recuperar los costos anuales de inversión y operación de una instalación suficiente para abastecer la demanda con una reserva adecuada.

Para cada sistema se utiliza el tipo de unidad generadora típica del mismo. Los costos de inversión incluyen la anualidad de la inversión de la unidad de generación, las obras civiles de la central y la subestación eléctrica de salida de la central. Los costos de operación considerados incluyen los costos fijos de personal más los costos variables combustible y no combustible.

Por lo señalado, en esta oportunidad se mantienen también las fórmulas de actualización, para la potencia y energía, establecidas en la fijación de tarifas en barra anterior.

6.1. Sistema Aislado Iquitos – Típico E

La revisión de la tarifa del Sistema Aislado Iquitos se basa en la disminución del precio del combustible residual N° 6 con el cual se abastece a las centrales termoeléctricas de este sistema.

En la determinación de la tarifa para el sistema aislado Típico E se han considerado los costos de inversión para las instalaciones de este sistema así como los costos del combustible. Los parámetros utilizados para este sistema típico fueron los siguientes:

Cuadro No. 6.1

Central Termoeléctrica y Subtransmisión	882,3	US\$/kW
Vida útil de la central termoeléctrica	20	Años
Costos de operación y gestión	20,1	US\$/kW-año
Precio del Combustible (Residual N° 6)	2,48	S./galón
Factor de Carga	60%	
Margen de Reserva	30%	

La tarifa resultante para este caso es:

Cuadro No. 6.2

Precio de Potencia	22,80	S./kW-mes
Precio de Energía	24,59	Ctm. S./kW.h

Los factores de actualización para la potencia y energía se han unificado en un solo conjunto que representa la actualización del costo medio de producción. Para el presente caso los factores resultantes son:

Cuadro No. 6.3

CONCEPTO	FACTOR
Moneda Extranjera	0,2813
Moneda Nacional	0,2064

Combustible	0,5123
-------------	--------

Es necesario señalar que la rebaja en el precio del residual N° 6 efectuada por parte de Petróleos del Perú a las compras que efectúa la empresa Electro Oriente para sus centrales de generación localizadas en el Sistema Aislado Iquitos ha originado la revisión de este sistema en particular, habiéndose incluido además en los cálculos información de la nueva unidad Caterpillar.

7. Anexos

A continuación se presentan los anexos al informe. En esta parte se discuten los temas especializados del informe y se analiza la respuesta del COES-SINAC a las observaciones formuladas por el OSINERG a su Estudio Técnico Económico para la fijación de las Tarifas en Barra. Se adjunta al final una tabla con la lista de observaciones efectuadas, la absolución de las mismas por parte del COES-SINAC y la acción tomada por el OSINERG respecto a los puntos observados. Asimismo, se adjunta un diagrama unifilar del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Anexo A

Pérdidas en Distribución y Subtransmisión

A.1 Pérdidas en Distribución

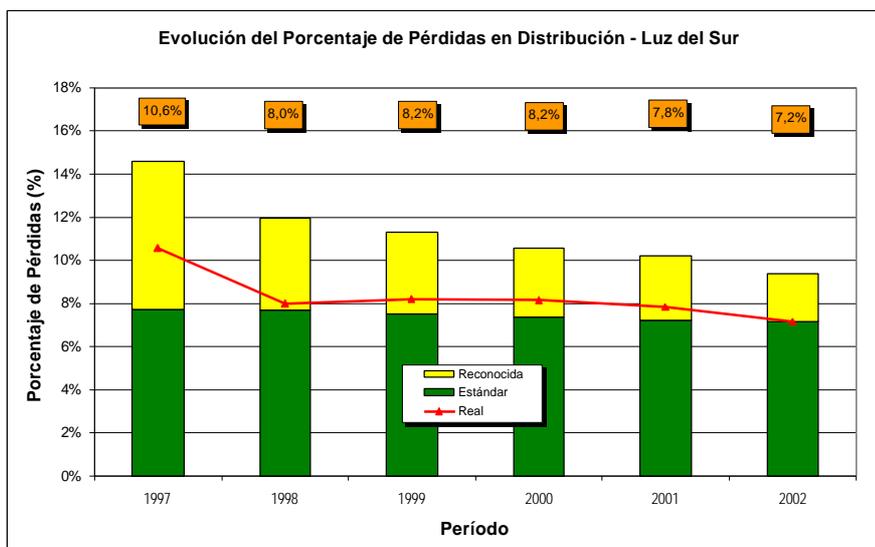
Para la proyección de la reducción de pérdidas debe tomarse en cuenta la señal de las pérdidas reconocidas en las tarifas de distribución, la misma que se encuentra explícita en la última regulación efectuada para el Valor Agregado de Distribución y sus parámetros de cálculo, entre ellos los factores de expansión de pérdidas.

Los factores de expansión de pérdidas reconocidos, conforme a lo señalado en la segunda disposición transitoria del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, comprenden las pérdidas estándar y un porcentaje de pérdidas comerciales, donde éstas decrecen anualmente hasta alcanzar las pérdidas estándares técnicas (físicas + comerciales) el 31 de octubre del año 2005.

Las empresas distribuidoras privadas han realizado reducciones de pérdidas de forma muy importante; conforme a los datos históricos se tiene que las pérdidas reales se han situado inclusive por debajo de las pérdidas reconocidas en la tarifa. Es decir, que las concesionarias de distribución han respondido como era de esperarse a la señal económica contenida en la tarifa a través de sus factores de expansión de pérdidas.

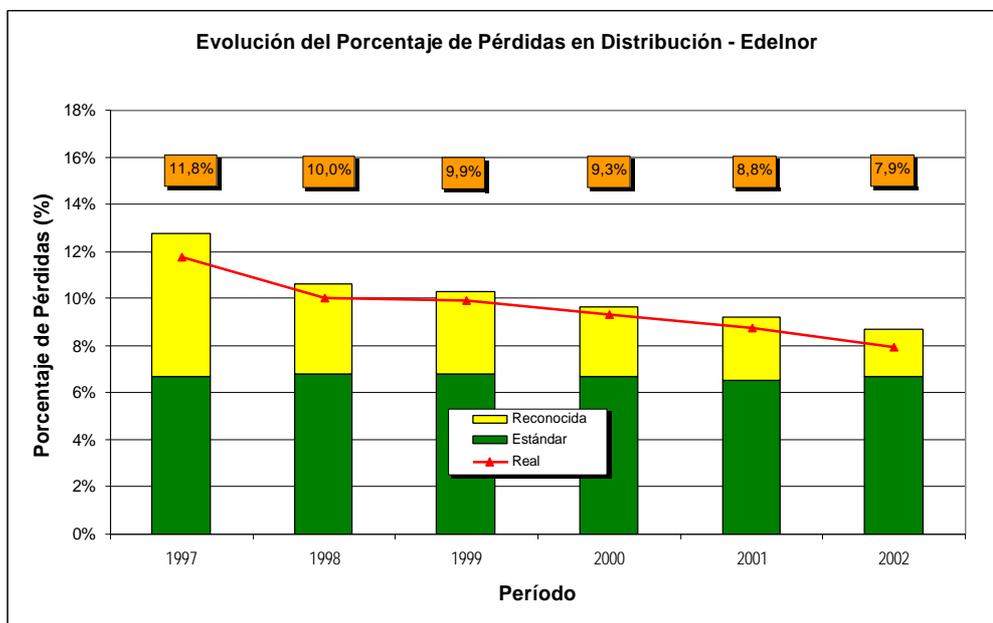
Por ejemplo, al primer semestre de 2002 la empresa de distribución eléctrica Luz del Sur viene obteniendo 7,2% de pérdidas, valor que se encuentra por debajo del reconocido en distribución (9,4%). Ver Gráfico N° A.1.

Gráfico N° A.1



Asimismo, la empresa Edelnor ha obtenido porcentajes de pérdidas menores o iguales a los valores de la pérdida reconocida en la tarifa de distribución. La evolución de las pérdidas en distribución de ésta empresa se muestra en el Gráfico N° A.2:

Gráfico N° A.2

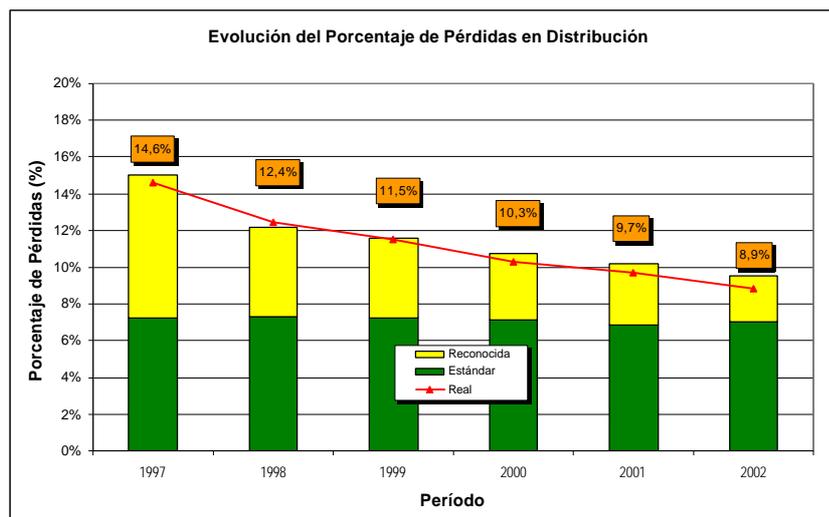


Igualmente a junio del 2002, Edelnor viene obteniendo 7,9% de pérdidas, valor que se encuentra por debajo del reconocido en la tarifa de distribución (8,7%).

Como se puede observar, las dos mayores empresas distribuidoras que tienen el 71% del mercado de distribución han obtenido durante los

últimos 6 años valores de pérdidas por debajo de las pérdidas reconocidas. En cuanto a las otras empresas distribuidoras debemos señalar que las empresas Electrocentro, Coelvisa, Hidrandina, Electro Sur Este y Electronorte también vienen obteniendo valores de pérdidas por debajo de las pérdidas reconocidas en la tarifa. El resultado histórico de la evolución de las tarifas a nivel nacional es el que se muestra en el Gráfico N° A.3:

Gráfico N° A.3



El Gráfico N° A.3 muestra que las pérdidas del sistema de distribución a través de los años se encuentran cercanas a los valores reconocidos con una clara tendencia a que las pérdidas reales (ó proyectadas) sean menores que las pérdidas reconocidas por las tarifas.

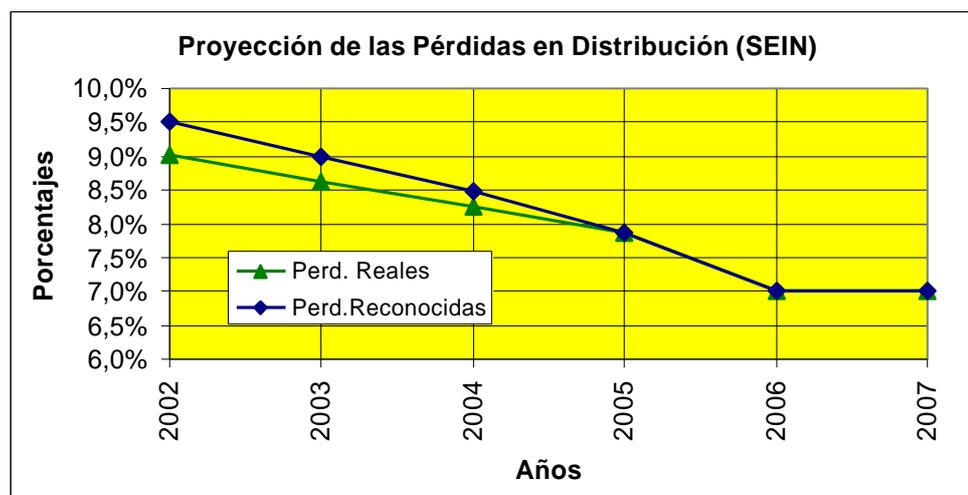
La propuesta de proyección alcanzada por el COES-SINAC refleja valores calculados teóricamente para cada empresa y no los valores alcanzados por ellas mismas al primer semestre de 2002.

El OSINERG, considerando que podría existir una menor variación entre el valor obtenido al primer semestre con el valor a obtenerse al cierre del año del 2002 juzga necesario ajustar el factor de pérdidas inicialmente obtenido de 8,92% a 9,02% por lo que la proyección de pérdidas no deberá superar los siguientes valores:

Cuadro N° A.1

	Año 2002	Año 2003	Año 2004	Año 2005	Año 2006	Año 2007
Pérdidas	9,02%	8,64%	8,26%	7,87%	7,01%	7,01%

Gráfico N° A.4



La respuesta dada por el COES-SINAC a las observaciones del OSINERG sobre el tema de las pérdidas no absuelve de manera satisfactoria los cuestionamientos principales señalados a su propuesta. Al respecto, el COES-SINAC señala lo siguiente:

- *Para la proyección efectuada por el COES se ha utilizado información de pérdidas hasta diciembre del 2001, tanto las reportadas por las empresas distribuidoras así como los registros proporcionados por OSINERG, por lo que no es cierto que se haya basado en información parcial del año 2001.*
- *Las proyecciones se basan en periodos anuales. Los valores del primer semestre del 2002 tiene validez estadística sólo si se comparan con periodos similares, es decir respecto al primer semestre del 2001 o de los primeros semestres de años anteriores. No se puede inferir por comparación entre los porcentajes de pérdidas del primer semestre del 2002 con los de todo el año 2001, que los resultados anuales del 2002 sean menores o mayores que los del 2001, en particular en el caso de las pérdidas donde las variaciones porcentuales no son muy grandes.*
- *Las cifras proyectadas para el 2002 se basan en información proporcionada por las empresas de distribución al mes de julio 2002, por lo que la mayor parte de las empresas han tomado ya en cuenta los resultados alcanzados al primer semestre del 2002 y los objetivos anuales basados en las señales tarifarias.*
- *No se ha efectuado una copia del valor porcentual de pérdidas de distribución del año 2001 en el año 2002. De los cálculos efectuados, el porcentaje de pérdidas para el año 2002 resultó (9.7019%) tal como figura en la hoja de cálculo "PERDIDAS_DISTRIBUCIÓN.xls" la cual fue remitida al OSINERG-GART en correo electrónico de fecha 10.09.2002, y no (9.7066%) valor utilizado por OSINERG-GART en la regulación de mayo de*

2002. El porcentaje de pérdidas para el año 2002 fue calculado en función a la participación que tiene cada empresa de distribución en las ventas totales, siendo este último a su vez calculado con las ventas del año 2001.

- Las proyecciones efectuadas para el periodo 2002-2006, se basan en los factores de expansión de pérdidas aplicables a partir del 1 de noviembre del 2001 hasta el 31 de octubre del 2002 fijados en Resolución OSINERG N° 2120-2001-OS/CD y sus modificatorias. El estudio, mediante encuestas a las empresas de distribución, se ha orientado a verificar si las empresas están o no conduciendo programas de reducción de pérdidas que permitan alcanzar los valores establecidos por OSINERG o si existe algún factor distorsionante o alguna barrera, de tipo técnico económico, que diese lugar a pérdidas reales mayores que las reconocidas y que a su vez pudiesen dar lugar a una mayor demanda real a nivel del sistema.
- En el estudio no se puso en tela de juicio las pérdidas reconocidas por OSINERG, en el entendido de que éstas son el resultado de un adecuado estudio que sustenta técnico y económicamente los factores de expansión de pérdidas, además de haber sido efectuado con información mucho más detallada de la que puede manejar el COES.

En este sentido, el OSINERG manifiesta lo siguiente:

- Se ha señalado que el COES-SINAC debe tomar en cuenta las pérdidas resultantes al primer semestre del 2002 con la finalidad de realizar la proyección de pérdidas para los próximos años. El hecho de que las pérdidas reales finales de distribución a diciembre del 2001 fueron de 9,7% no justifica que el COES-SINAC proponga el mismo nivel de pérdidas para el año 2002, especialmente cuando la tendencia de reducción de las pérdidas es decreciente en todos los años (Año 1999: 11,5%, Año 2000: 10,3% Año 2001: 9,7%). Es más, las pérdidas reconocidas para el año 2001 fueron de 10,2% y las empresas alcanzaron el 9,7%, es decir, alcanzaron valores por debajo del objetivo establecido en la tarifa.

Dado que, al primer semestre del 2002, las pérdidas se sitúan en 8,92%, esto significa que las pérdidas continúan decreciendo, por lo que no se puede admitir la propuesta del COES-SINAC en el sentido que las empresas alcanzarán el 9,7% establecido como porcentaje objetivo para diciembre de 2002, por cuanto dicho valor ya había sido alcanzado por las empresas en diciembre de 2001.

- Se señala que si bien existe una pequeña variación entre el porcentaje de pérdidas al I semestre y el porcentaje de pérdidas del año, dicha variación en los últimos dos años ha sido -0,1% y +0,3% y no de +0,8% como estaría proponiendo el COES-SINAC.

Con el fin de reflejar el comportamiento del porcentaje de pérdidas en el año 2002, a partir del porcentaje de pérdidas al primer semestre, se ha realizado un ajuste que reflejaría tanto el decrecimiento del porcentaje entre junio y diciembre de 2000 (de 10,4% a 10,3%) así como el incremento del porcentaje entre junio y diciembre del 2001 (de 9,4% a 9,7%). El factor así obtenido, como promedio de los factores $10,3/10,4$ y $9,7/9,4$, sería igual a 1,0111 que multiplicado al valor inicialmente propuesto de 8,92% resultaría en 9,02%.

- El COES-SINAC señala que sus cálculos se basan en cifras reportadas por las empresas al mes de julio del año 2002; sin embargo, luego de revisada la información remitida por las empresas al COES-SINAC se tiene que éste no ha tomado los datos reportados por empresas como Edelnor y Luz del Sur que representan el 71% del mercado; Edelnor y Luz del Sur reportan pérdidas de 8,6% y 7,8% respectivamente y el COES-SINAC adopta pérdidas de 8,82% y 9,57% respectivamente, valores que no se ajustan a los reportados por las empresas.

Por otro lado, el OSINERG ha realizado los cálculos de las pérdidas a partir de la información reportada por las empresas al primer semestre de 2002, cuyos datos han sido validados a través de un balance de energía que se elabora no solo con la información de las ventas sino con las compras de energía y producción propia, por lo que se considera que la fuente de información tomada por el OSINERG es consistente y real.

- El COES-SINAC, al haber tomado el criterio que señala, desconoce las pérdidas reales que las empresas vienen alcanzando; como ya se mencionó para los años 1999, 2000 y 2001 las pérdidas reconocidas en los factores de expansión de pérdidas resultaron siendo mayores a las pérdidas reales alcanzadas debido a que el factor de expansión de pérdidas es una señal que incentiva a las empresas distribuidoras a alcanzar dichos valores y lo real es que las distribuidoras han alcanzado pérdidas por debajo de los valores objetivo reconocidos en las tarifas, aspecto que debe ser tomado en cuenta por el COES-SINAC a fin de no insistir en tomar valores teóricos lo cual ha sido observado por el OSINERG en reiteradas oportunidades.

Sobre la base de lo expuesto, los valores propuestos por el COES-SINAC no tienen justificación debido a que estos no reflejan los logros alcanzados por las empresas de distribución así como la serie histórica de la reducción del porcentaje de pérdidas.

Tampoco es aceptable el supuesto que señala el COES-SINAC en cuanto a que el cálculo debe basarse en la estimación que las empresas realizan respecto de la reducción de pérdidas ya que éstas no tienen ningún estudio ni sustento técnico donde demuestren que conservar las pérdidas de energía es más económico que reducirlas.

A.2 Pérdidas en Subtransmisión

El análisis efectuado por el COES-SINAC, el mismo que se basa fundamentalmente en los valores contenidos en los Anuarios Estadísticos publicados por el OSINERG, reconoce que las pérdidas del sistema de subtransmisión han tenido una tendencia decreciente en forma constante durante el período 1997-2000, y únicamente en el período 2001 se ha sucedido un incremento, con relación al año 2000 que, sin embargo, es menor comparado con el del año 1999. En consecuencia, la evolución acumulada de los 5 años, incluyendo al 2001, muestra una tendencia decreciente que, aplicado al pronóstico futuro, originaría que el porcentaje de pérdidas tienda a disminuir aun más, situación que ha sido constatada por el consultor del COES-SINAC en el análisis estadístico efectuado.

Sin embargo, el mismo consultor señala que las proyecciones futuras muestran una tendencia decreciente *“(...) sin alcanzar ninguna asíntota dentro del periodo de proyección, lo cual contradice con la tendencia natural de las pérdidas.”*

Mas adelante, el consultor hace referencia a que ya se habría alcanzado un *“razonable nivel técnico-económico”* debido a las reducciones de inversiones por parte de los titulares de estos activos de transmisión. Situación que, en la interpretación del consultor, corroborada con las señales tarifarias generadas por el OSINERG en las resoluciones correspondientes a los cargos de la transmisión secundaria, resultaría *“(...) evidente que la tendencia decreciente de las pérdidas, que tuvieron su origen en mejoras en las redes, ya no se seguirá repitiendo en el futuro mediano, y por el contrario evolucionarán según la tendencia natural creciente (..)”*.

Al respecto, se debe señalar que era innegable que un ajuste de series históricas, con datos referidos a porcentajes de pérdidas, no podía reflejar el comportamiento natural de las pérdidas como consecuencia de las restricciones físicas de la red de transmisión. Por lo tanto, ese análisis no aporta ni justifica lo actuado por el COES-SINAC.

Por otro lado, la conclusión a la que arriba el consultor con relación a las señales tarifarias del OSINERG, es equivocada, por lo siguiente:

- Los cargos de transmisión, específicamente los peajes secundarios, de gran parte de las instalaciones secundarias de subtransmisión han sido incrementados, con relación a los últimos cinco años.
- En ninguno de los casos, el servicio prestado por las instalaciones de subtransmisión de propiedad de las empresas distribuidoras, estaría percibiendo menores ingresos que los recibidos en los años correspondientes al periodo 2001-2005.
- La determinación del Sistema Económicamente Adaptado (SEA) considera una evolución sostenida de los activos de subtransmisión

tal como se puede apreciar en los informes técnicos que sustentan las resoluciones de fijación de tarifas y compensaciones de los sistemas secundarios de transmisión. Así por ejemplo, el siguiente cuadro, muestra la evolución del nivel de inversiones de la empresa Edelnor prevista para el horizonte 2002–2014.

Cuadro N° A.2

FIJACION TARIFAS Y COMPENSACIONES EN SST - AÑO 2002 COSTO MEDIO DE INVERSIÓN (Miles US\$)

AÑO	2 002	2 006	2 014
NIVEL TENSION	84 253	100 185	114 389
MAT	4 767	4 711	4 677
MAT/AT	12 874	15 340	19 497
AT	30 429	35 591	36 451
AT/MT	36 183	44 544	53 765

En consecuencia, es obvio que si en los últimos cinco años, cuando sus ingresos por el servicio prestado eran menores a los actuales, los titulares de los sistemas de subtransmisión han efectuado inversiones; en los próximos años, en que percibirán ingresos superiores, tendrán mayores incentivos para expandir aun más sus redes.

Por otro lado, el argumento del COES-SINAC no justifica el pronóstico efectuado. El OSINERG considera que lo más apropiado es utilizar como referencia el nivel de pérdidas más reciente, es decir, el que corresponde al primer semestre del 2002.

Anexo B

Demanda de Cargas Especiales, Incorporadas y Proyectos

B.1 Tarapoto-Moyobamba-Bellavista

El sistema Tarapoto-Moyobamba-Bellavista es un sistema aislado mayor, que comprende tres puntos importantes de carga conectados mediante un sistema de transmisión en 138 kV y otras pequeñas cargas y centrales de generación conectadas a través de redes en 60 kV.

Este sistema no incluye a las demandas de Aucayacu ni Tocache, las cuales ya se encuentran interconectadas al SEIN desde los años 1997 y 2000, respectivamente, y por lo tanto consideradas en la proyección de ventas. En cuanto a la demanda de Yurimaguas este constituye un sistema aislado aparte, sobre el cual el COES-SINAC no ha proporcionado información con relación a su interconexión al sistema.

De acuerdo con los registros históricos recibidos de la empresa Electro Oriente S.A., en sus formularios correspondientes al Sistema de Generación del OSINERG, se ha observado que la evolución de la producción de energía en las localidades que actualmente integran este sistema ha sido la siguiente:

Cuadro N° B.1

Año	1999	2000	2001
MWh	68 070	70 205	73 464
Crecimiento		3,1%	4,6%

Sin embargo, de acuerdo con la información presentada por el COES-SINAC (folio 273 de su estudio técnico-económico), la suma de las demandas proyectadas en las localidades de Tarapoto, Moyobamba-Gera, Rioja y Bellavista-Juanjui que integran el sistema en cuestión para el año 2001 pronosticaban un consumo de 100 473 MWh, que es un valor superior en 36,8% al consumo registrado; lo que motiva que la proyección para los siguientes años pierda validez por encontrarse sobreestimada.

Por ello, ha sido necesario proyectar la demanda del sistema Bellavista-Tarapoto-Moyobamba utilizando el valor promedio de la tasa de crecimiento de energía registrada durante los dos últimos años y el factor de carga promedio del sistema (50%), obteniendo como resultado, tal como se muestra en el Cuadro N° B.2, los siguientes valores esperados de energía y potencia:

Cuadro N° B.2

Año	2002	2003	2004	2005	2006
MWh	76 322	79 291	82 375	85 579	88 908
MW	17,4	18,1	18,81	19,5	20,3

B.2 Cargas Importantes

A continuación se adjunta la documentación suministrada al OSINERG por las empresas responsables de algunas cargas especiales, cargas incorporadas y proyectos de demanda consideradas en la propuesta del COES-SINAC: Southern Peru, BHP Billiton Tintaya S.A., Manhattan Sechura Compañía Minera S.A., Minera Quellaveco S.A. y Yura S.A.

Según se puede apreciar de la información suministrada, existen diferencias en la demanda de Southern Peru, BHP Billiton Tintaya S.A. y Yura S.A. con respecto a la propuesta del COES-SINAC.

En consecuencia, dado que la documentación adjunta representa información actualizada proporcionada por los mismos propietarios de las cargas, se han efectuado las correcciones correspondientes en las proyecciones de las demandas de energía y potencia de las cargas mencionadas en el párrafo precedente.

Cuadro N° B.3

(Demanda de Cargas en GWh)

Cliente	Documentación	2002	2003	2004	2005	2006
Southern Peru	COES-SINAC	1489	1578	1578	1578	1578
	Oficio adjunto	1471	1553	1553	1553	1553
BHP Billiton Tintaya S.A.	COES-SINAC	127	339	340	339	339
	Oficio adjunto	127	313	313	313	313
Yura S.A.	COES-SINAC	180	180	180	180	180
	Oficio adjunto	180	183	183	183	183

Se adjunta a continuación los siguientes documentos que sustentan el cuadro anterior:

- Carta s/n de Southern Perú recibida el 23.09.2002
- Carta VPBHP018-02 de BHP Billiton Tintaya S.A. recibida el 26.09.2002
- Carta s/n de Manhattan Sechura Cía. Minera S.A. recibida el 13.09.2002
- Carta QVC-CE-1579 de Minera Quellaveco S.A. recibida el 16.09.2002
- Carta 049-2002-YSA-S de Yura S.A. recibida el 18.09.2002



Ing. Oscar González Rocha
Presidente y Director General

Lima, 23 de setiembre del 2002

Señor Ing.
Edwin Quintanilla Acosta
Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria - OSINERG
Av. Canada 1460, San Borja
LIMA.-

Asunto: Solicitud Información de Ampliación de Operaciones Planta Ilo
Ref.: Oficio 234-2002- OSINERG-GART del 12-09-2002

OSINERG		
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria		
Reg. N°	40510	
Para	TOMAR ACCION	COPIA
Presidencia	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gerencia General	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gerencia Adjunta	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gerencia Distribución	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gerencia Gas Natural	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Asesoría Legal	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Circular	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Archivar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Firma	Fecha	

De mi consideración:

En atención a vuestra carta de la referencia tengo el agrado de enviarle la proyección de la demanda de energía de Southern Perú Copper Corporation hasta el año 2006. De acuerdo a nuestra cartera de proyectos se espera que la demanda de SPCC para los próximos 4 años sea:

MES	DEMANDA	
	MWh	MW
SETIEMBRE -02	126,041,640	189
OCTUBRE-02	130,218,150	189
NOVIEMBRE-02	125,999,430	189
DICIEMBRE-02	130,204,390	189
TOTAL	512,463,610	189
ENERO-03	131,551,037	189
FEBRERO-03	118,467,819	189
MARZO-03	132,177,817	189
ABRIL-03	127,607,641	189
MAYO-03	131,975,789	189
JUNIO-03	127,607,641	189
JULIO-03	131,975,789	189
AGOSTO-03	129,211,343	189
SETIEMBRE -03	127,438,069	189
OCTUBRE-03	133,631,028	189
NOVIEMBRE-03	127,313,058	189
DICIEMBRE-03	133,631,028	189
TOTAL 2003	1,552,588,057	189
	MWh	MW
TOTAL 2004	1,552,588,057	189
TOTAL 2005		189+≈45MW
TOTAL 2006		189 + ≈45MW

OSINERG
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
RECIBIDO
23 SEP 2002

HORA
FIRMA

LIMA: Av. Camino del Inca No. 171, Santiago de Surco, Lima 33 - Perú. Casillas (P.O. Box) 2840-3240, Lima 100, Perú. - Tlf. 372-1414 - Fax 372-0077
TOQUEPALA: Casilla (P.O. Box) 303, Tacna, Perú. Tlf. (054) 88-6111- CUAJONE: Casilla (P.O. Box) 165, Tacna, Perú. Tlf. (054) 87-6111- ILO: Casilla (P.O. Box) 35, Ilo, Perú. Tlf. (054) 78-3000
e-mail: spcc@southernperu.com.pe - página web: <http://www.southernperu.com>
Sucursal inscrita en el Asiento 1, Folios 447, Tomo Segundo del Libro de Sociedades Contractuales y otras Personas Jurídicas del Registro Público de Minería del SINARP

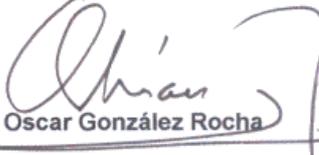


Ing. Oscar González Rocha
Presidente y Director General

La proyección del 2005 está basada en la alternativa de la tecnología que estamos evaluando para la modernización de la fundición de Ilo. El 78% de la energía mensual estimada corresponde al periodo fuera de punta.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle mis cordiales saludos.

Atentamente,



Oscar González Rocha

WT/cm

BHP Billiton Tintaya S.A.

VPBHP018-02
Tintaya, 23 de Setiembre de 2002.

Señor
Víctor Ormeño Salcedo
Gerente de Regulación en Generación y Transmisión Eléctrica
OSINERG
Lima.-

OSINERG	
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria	
Reg. N°	40863
Para	TOMAR FORMA ACCIONES
Presidencia	<input type="checkbox"/>
Gerencia General	<input type="checkbox"/>
Gerencia Adjunta	<input type="checkbox"/>
Of. Administración	<input type="checkbox"/>
Gerencia Gerencial	<input checked="" type="checkbox"/>
Gerencia Distribución	<input type="checkbox"/>
Gerencia Gas Natural	<input type="checkbox"/>
Asesoría Legal	<input type="checkbox"/>
Circular	<input type="checkbox"/>
Archivar	<input type="checkbox"/>
Fecha	27/9/02



BHP Billiton Tintaya S.A.
Base Metals
Avenida San Martín 301
Valleco, Arequipa
Peru
Tel +51-84-301150 Fax +51-84301155
www.bhpbilliton.com

Ref.: OFICIO Nro. 122-2002-OSINERG-GART/GRGT

Estimado Sr. Ormeño:

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. en atención a su Oficio de la referencia, en el cual nos solicita información relativa a nuestros proyectos de consumo de energía.

Sobre el particular, sírvase encontrar adjunto a la presente los cuadros correspondientes, con demanda de potencia programada para el periodo 2002 – 2006 de EGEMSA y San Gabán, así como proyectos de mediano plazo 2002-2006.

Sin otro particular aprovecho la presente para expresarle los sentimientos de mi más alta estima personal.

Atentamente,

LUCIO RÍOS QUINTEROS
Vicepresidente y Gerente General Adjunto
BHP Billiton Tintaya S.A.

OSINERG
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
RECIBIDO
26 SEP 2002

NDRA: 16.02
FISMA:

PR	RECIBILO MESA DE PARTES 26 SEP 2002 Osinerg 278968 1204	GARY	<input checked="" type="checkbox"/>	
GG		DRF		
AL		AS		
GFF		OH		
GFE		GNF		
GSPP		AE		
GEE		D.R.		
GU		GP		
REGISTRO		HORAS		

000002

Integrante del Grupo Base Metals

DEMANDA DE POTENCIA

AÑO	MES	DEMANDA		EMPRESA GENERADORA	DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD O PROCESO A DESARROLLAR
		ENERGIA GWh-Aprox.	POTENCIA (Mw)		
2002	NOV.-DIC.		3.0	SAN GABAN	SERVICIOS GENERALES
			12.0	EGEMSA	OPERACION PLANTA OXIDOS
2003	ENE.-JUL.		6.0	SAN GABAN	SERVICIOS GENERALES
			12.0	EGEMSA	OPERACION PLANTA OXIDOS
			22.0	SAN GABAN	OPERACION PLANTA SULFUROS
2004			18.0	EGEMSA	OPERACION PLANTA OXIDOS / PRESA DE RELAVES
			22.0	SAN GABAN	OPERACION PLANTA SULFUROS
2005			18.0	EGEMSA	OPERACION PLANTA OXIDOS / PRESA DE RELAVES
			22.0	SAN GABAN	OPERACION PLANTA SULFUROS
2006			18.0	EGEMSA	OPERACION PLANTA OXIDOS / PRESA DE RELAVES
			22.0	SAN GABAN	OPERACION PLANTA SULFUROS
			18.0	EGEMSA	OPERACION PLANTA OXIDOS / PRESA DE RELAVES

NOTAS :

1. BHP BILLITON TINTAYA S.A. MANTIENE CON SAN GABAN UN CONTRATO DE COMPRA DE ENERGIA EN BARRA 10KV / PLANTA SULFUROS
2. BHP BILLITON TINTAYA S.A. MANTIENE CON EGEMSA UN CONTRATO DE COMPRA DE ENERGIA EN BARRA 138KV / PLANTA DE OXIDOS

00000

DE : MANHATTAN SECHURA CIA MINERA S NO.DE TEL : 306244

13 SEP. 2002 08:19AM P2



Manhattan Sechura Cia Minera S.A.
 Km. 1 carretera Tambogrande - las Lomas
 Tambogrande - Piura
 Telef: (074) 368303
 Fax: (074) 368378
 mscm@manhattan-pe.com

Piura, 12 de agosto del 2002.

Ing.
EDWIN QUINTANILLA ACOSTA
 Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria OSINERG

Ref: Of S/n -2002-OSINERG-GART

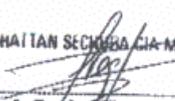
De nuestra consideración:

Tenemos el agrado de dirigirme a usted para saludarlo y hacer de su conocimiento los requerimientos de energía eléctrica para llevar a cabo el Proyecto Minero Tambogrande.

- Desde el primer trimestre del 2004 a fines del 2007: 15 MW como promedio y un máximo de 16.5 MW.
- Desde el primer trimestre del 2008 a fines del 2025: 35 MW como promedio y un máximo de 40 MW.

Esperando haber atendido a su requerimiento, reiteramos a usted los sentimientos de nuestra más alta consideración.

Atentamente,

MANHATTAN SECHURA CIA MINERA SA.

José Luis Vega Farfán
 Jefe de Medio Amb y Seguridad

cc. Gerencia General

OSINERG
 Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
RECIBIDO

13 SEP 2002

HORA _____
 FIRMA 

OSINERG		
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria		
Reg. N°	40267	
Para	TAMAR	ACCION
Presidencia	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gerencia General	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gerencia Adm. y G.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Of. Administrativa	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gerencia Generación y T.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gerencia Distribución	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gerencia Gas Natural	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Asesoría Legal	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Circular	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Archivo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Firma		
Fecha	12/9/02	

16.SEP.2002 8:19

PROYECTO QUELLAVECO 56 2 3508921

N0.454 P.1

MINERA QUELLAVECO S.A.

Los Colibrtes 104, San Isidro
Teléfono: (51-1) 421-6685
Fax: (51-1) 421-6797
Lima 27, PERU

Av. Hospitalaria D1, Urb. Simón Bolívar
Teléfono: (51-54) 762260
Fax: (51-54) 762274
Moquegua, PERU

Av. Pedro de Valdivia 295
Teléfono: (56-2) 350 8820
Fax: (56-2) 3508921
Santiago, CHILE

Santiago, 12 de Septiembre del 2002
QVC-CE-1579

Señores
Osinerg
Av. Canadá N° 1460 - San Borja
Lima Perú
PRESENTE

Fax: (511) 24 0491

Att. *Edwin Quintanilla Acosta*

Ref.: Su Oficio N° 234 – 2002 – OSINERG-GART

OSINERG		
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria		
Reg. N°	40292	
Para	TOMAR ACCION	COPIA
Presidencia	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gerencia General	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gerencia Adjunta	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Of. Administrativa	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gerencia Generación y T.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gerencia Distribución	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gerencia Gas Natural	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Asesoría Legal	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Circular	<input type="checkbox"/>	
Archivar	<input type="checkbox"/>	
 Firma		16/9/02 Fecha

De nuestra consideración:

De acuerdo a lo solicitado adjunto sírvase encontrar proyección de demanda de energía eléctrica del proyecto Quellaveco.

Con respecto al retraso en el inicio de la ejecución del proyecto, podemos mencionar dos razones fundamentales:

1. No disponemos a la fecha de la licencia de uso de aguas, que debiera otorgar la Administración Técnica del Distrito de Riegos de Tambo - Alto Tambo.
2. Las condiciones económicas no son las más favorables para realizar una inversión de la magnitud requerida por el proyecto, entre ellas el precio del cobre.

Sin otro particular se despide atentamente de Ud.


Jake Timmers
Gerente General

OSINERG
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
RECIBIDO

18 SEP 2002

CC: AB

 Una empresa del grupo Anglo American plc

Post-It TM Transmisión por Fax 7671		FECHA/DATE	16/09/02	Nº DE PAGINAS/ # OF PAGES	2
PARA/TO	E. Quintanilla	DE/FROM	J. Timmers		
COMPANIA/CO.	Osinerg	COMPANIA/CO.			
DEPARTAMENTO/DEPT.		TELEFONO/PHONE #			
FAX	511 240491	FAX	350 8821		

16. SEP. 2002

8:19

PROYECTO QUELLAVECO 56 2 3508921

NO. 454

P. 2

**REQUERIMIENTOS DE DEMANDA DE ENERGIA Y POTENCIA
DE ELECTRICIDAD PROYECTO QUELLAVECO**

Rev: 12/09/2002

AÑO	DEMANDA		DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD O PROCESO A DESARROLLAR	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA (%)
	ENERGIA (GWh)	POTENCIA (MW)		
2002	0	0		
2003	0	0		
2004	17,082	7	Inicio Construcción	60%
2005	36,792	7	Inicio Pruebas	80%
2006	368,577	50	Pruebas y Puesta en Marcha	85%
2007	508,908	69	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2008	582,239	79	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2009	570,978	78	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2010	572,550	78	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2011	588,624	81	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2012	591,701	80	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2013	607,964	83	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2014	611,120	83	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2015	1,157,471	154	Explotación Minera, Expansión planta a 120.000 Ton	85%
2016	1,157,471	154	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2017	1,157,471	154	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2018	1,157,471	154	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2019	1,157,471	154	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2020	1,157,471	154	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2021	1,157,471	154	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2022	1,157,471	154	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2023	1,157,471	154	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2024	1,157,471	154	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2025	1,157,471	154	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2026	1,157,471	154	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2027	1,157,471	154	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2028	1,157,471	154	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2029	1,157,471	154	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2030	1,157,471	154	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2031	1,157,471	154	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%
2032	1,157,471	154	Explotación Minera, producción de Cobre Concentrado	85%

FROM : YURA SA

PHONE NO. : 084 263712

SEP. 18 2002 02:36PM P1



YURA S.A.

DIVISION CACHIMAYO

Cachimayo, 17 de Setiembre del 2002.

CARTA N. 049 -2002-YSA-S

Señor
VICTOR ORMEÑO SALCEDO
 GERENTE DE REGULACION EN GENERACION
 Y TRANSMISION ELECTRICA
FAX: 01 224 0491

LIMA.-

OSINERG	
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria	
Reg. N°	70363
Para	
Presidencia	<input type="checkbox"/>
Gerencia General	<input type="checkbox"/>
Gerencia Adjunta	<input type="checkbox"/>
Of. Administrativa	<input type="checkbox"/>
Gerencia Generación y T.	<input checked="" type="checkbox"/>
Gerencia Distribución	<input type="checkbox"/>
Gerencia Gas Natural	<input type="checkbox"/>
Asesoría Legal	<input type="checkbox"/>
Circular	<input type="checkbox"/>
Archivar	<input type="checkbox"/>
Firma	<i>[Firma]</i>
Fecha	18/9/02

REF.: Oficio N° 123-2002-OSINERIN-GART/GRGT

De mi mayor consideración:

Previo atento y cordial saludo, me dirijo a Ud. en atención al documento de la Referencia, mediante el cual solicita información respecto a Proyecciones de consumo de energía eléctrica para el Ejercicio 2003, la mismo que resumo a continuación:

1. Demanda de Potencia:

- Horas Punta : 9.0 MW
- Horas Fuera de Punta : 24.0 MW.

Consumo de Energía: 182,500 MWH (AÑO)**2. No existen Proyectos de Mediano Plazo (2002-2006).**

Pendiente de la atención que le merezca la presente, hago propicia la ocasión para reiterarle mis saludos.

Atentamente.

[Firma]
 Ing. Prisciliano Flores
 Superintendente (c)



Gerencia General de Regulación Tarifaria

18 SEP 2002

HORA

FIRMA

Anexo C

Plan de Obras de Generación

Con relación al análisis de tipo técnico, económico o financiero de los proyectos hidroeléctricos existe una amplia variedad de argumentos respecto a las premisas y bases de evaluación que hace muy difícil afirmar, con un nivel de certeza absoluto, la fecha de entrada en servicio de algunos de estos proyectos. Sobre esta materia, existe un nivel de incertidumbre que es intrínseco a este tipo de problemas y que corresponderá resolver en última instancia al OSINERG, teniendo en cuenta que la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) ordena el reconocimiento de costos de eficiencia¹⁶ y que los precios se deben estructurar de manera que promuevan la eficiencia del sector¹⁷. En este sentido corresponde al OSINERG adoptar, dentro de los límites que establece la LCE, las señales que promuevan dicha eficiencia.

C.1 Compromisos de Concesión Definitiva de Generación Hidroeléctrica

Es importante mencionar los incumplimientos y frecuentes retrasos ocurridos en muchos de los proyectos de generación hidroeléctrica que cuentan con concesión definitiva a partir de la dación de la Ley N° 27435, Ley de Promoción de Concesiones de Centrales Hidroeléctricas y del Decreto Supremo N° 038-2001-EM, que redujo el monto de la garantía de solicitud de concesión definitiva de un tope de 500 UIT a 50 UIT y la supresión del monto de la garantía del contrato de concesión definitiva que tenía un tope de 500 UIT,

Los montos de garantía previos a la emisión de las normas en mención permitían que las empresas que solicitaban una concesión definitiva de generación hidroeléctrica tuviesen un mayor nivel de compromiso con el Estado, compromiso que en la actualidad no se está cumpliendo en la mayoría de los casos, lo cual trae como consecuencia mayor incertidumbre en la fecha de ejecución y puesta en servicio de las obras.

¹⁶ **Artículo 8°**.- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley....

¹⁷ **Artículo 42°**.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

A raíz de esta situación, el OSINERG se encuentra desarrollando un proyecto de procedimiento que permita encontrar la solución más apropiada para el plan de obras que se debe utilizar en la determinación de las tarifas.

Asimismo, se recomienda la revisión de las normas mencionadas al comienzo de esta sección así como la evaluación de su impacto real en la promoción de la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas.

C.2 Situación del Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos

Con relación a los proyectos hidroeléctricos cuya fecha de entrada, según contrato de concesión, se encuentra dentro del horizonte de estudio, se tiene el siguiente resumen que ha servido para adoptar el escenario que se eligió en la determinación de las tarifas. Cabe señalar que como referencia para la elaboración de este resumen se ha tomado en cuenta el documento "Informe Situacional de Centrales Eléctricas en Construcción" actualizado al 18.09.2002 emitido por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERG.

C.H. Huanchor:

Descripción: El proyecto hidroeléctrico Huanchor consta de una central (18 MW, 155 GWh anuales) ubicada en la cuenca del río Rímac, Km 89,5 de la carretera central Lima-Oroya, distrito de San Mateo, provincia de Huarochirí, departamento de Lima. Su propietario es la empresa Sociedad Minera Corona S.A. (en adelante "CORONA"). Tiene contrato de concesión definitiva N° 109-1997 de fecha 05.12.1997.

Situación Actual: De acuerdo con lo informado al OSINERG esta central se encuentra en pruebas. Asimismo, en el estudio técnico económico del COES-SINAC (en adelante "ESTUDIO") se incluye documentación del proyecto (folios 523 al 534) presentada por CORONA, responsable del proyecto.

Conclusión: El proyecto C.H. Huanchor se encuentra en etapa de pruebas y es muy probable que entre en operación comercial en octubre de 2002, por lo que entraría antes del período considerado en la presente regulación tarifaria tal como lo considera el COES-SINAC en su ESTUDIO.

C.H. Poechos:

Descripción: La primera etapa del proyecto hidroeléctrico Poechos consta de 2 centrales (15,4 MW, 93,5 GWh anuales) ubicadas en la

descarga de la presa Poechos del proyecto Chira-Piura. Su propietario es la empresa Sindicato Energético S.A. (en adelante "SINERSA") que opera actualmente la central hidroeléctrica Curumuy. Tiene contrato de concesión definitiva N° 180-2001 de fecha 24.04.2001.

Situación Actual: De acuerdo con lo informado al OSINERG por los responsables del proyecto, el concesionario está cumpliendo con las actividades en los plazos establecidos en el contrato de concesión en lo que se refiere a la primera etapa del proyecto, cuya ejecución se inició el 01 de julio de 2002 con un financiamiento concretado al 100%. Asimismo, en el estudio técnico económico del COES-SINAC (en adelante "ESTUDIO") se incluye documentación del proyecto (folios 535 al 558) donde se tiene que SINERSA, responsable del proyecto, prevé su inicio de operación en febrero de 2004.

Conclusión: El proyecto C.H. Poechos se ha incluido en el programa de obras de la presente regulación tarifaria con la fecha propuesta por el COES-SINAC (Julio de 2004), la misma que fue asumida por el OSINERG en la fijación tarifaria anterior. No obstante, esta fecha será revisada en la siguiente regulación tarifaria, de acuerdo con el análisis que está efectuando el OSINERG y que se señala en la Sección C.5.

C.H. Yuncán:

Descripción: El proyecto hidroeléctrico Yuncán consta de una central (130 MW, 890 GWh anuales) ubicada en la cuenca del río Paucartambo. Su propietario es la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del Centro S.A. (en adelante "EGECEN"). Tiene contrato de concesión definitiva N° 131-1998.

Situación Actual: De acuerdo con lo informado al OSINERG por los responsables del proyecto, el concesionario estaría concluyendo las obras de la central el 30 de setiembre de 2004 de acuerdo con el nuevo cronograma de ejecución de obras aprobado por Resolución Suprema N° 028-2002-EM. Cabe señalar que ProInversión está considerando la posibilidad de otorgar en concesión el proyecto incluyendo la obra que actualmente se encuentra en ejecución. Asimismo, en el ESTUDIO se incluye documentación (folios 559 al 560) donde se tiene que EGEN, responsable del proyecto, estima su entrada en operación comercial en setiembre del año 2004; sin embargo, de acuerdo al análisis presentado por el COES-SINAC se considera como fecha probable enero de 2005, la misma que considera los riesgos e incertidumbres en este tipo de obras, mas aún tomando en cuenta el retraso en el proceso de privatización de este proyecto.

Conclusión: Incluir el proyecto C.H. Yuncán en el programa de obras de la presente regulación tarifaria con fecha de entrada en operación comercial en Enero de 2005. Esta fecha será revisada en la siguiente

regulación tarifaria, de acuerdo con el análisis que está efectuando el OSINERG y que se señala en la Sección C.5.

C.H. Huanza:

Descripción: El proyecto hidroeléctrico Huanza consta de una central (86 MW, 334 GWh anuales) ubicada a 3 Km aguas arriba de la toma de la central de Huinco, en la confluencia del río Machachaca y la quebrada Collque, distrito de Huanza, provincia de Huarochirí, departamento de Lima. Su propietario es la Empresa de Generación Huanza S.A. (en adelante "EMGHUANZA"). Tiene contrato de concesión definitiva N° 179-2001 de fecha 13.07.2001.

Situación Actual: El concesionario debería haber comenzado las obras de este proyecto el 01.07.2002, según el cronograma de actividades vigente. Al respecto, el concesionario ha presentado ante el Ministerio de Energía y Minas (en adelante "MEM") un oficio solicitando la modificación del cronograma de ejecución de obras, el mismo que no se viene cumpliendo principalmente en lo referido al financiamiento; la Dirección General de Electricidad del MEM le ha solicitado al concesionario que presente el nuevo cronograma ya que éste no ha sido incluido en su solicitud de ampliación de plazo.

El proyecto C.H. Huanza se incluyó en el programa de obras de la regulación tarifaria anterior con fecha probable de entrada en mayo de 2005 (la propuesta del COES-SINAC en dicha regulación postulaba como fecha probable noviembre de 2005), fecha que resultaba de un escenario posible y probable tomando en consideración el retraso en la gestión financiera del proyecto con respecto a la fecha límite del proyecto (noviembre de 2004). En este sentido, dado que no se cuenta con un cronograma de obras actualizado que permita fijar una fecha de ingreso sustentada y considerando que no se ha concretado el financiamiento, no se deberá incluir este proyecto en el programa de obras hasta que se tengan mayores elementos de juicio para evaluar su entrada en operación comercial.

Conclusión: No incluir a la C.H. Huanza en el plan de obras. Esta decisión será revisada en la siguiente regulación tarifaria, de acuerdo con el análisis que está efectuando el OSINERG y que se señala en la Sección C.5.

C.H. Tarucani:

Descripción: El proyecto hidroeléctrico Tarucani: primera etapa consta de una central (49 MW, 334 GWh anuales) que utiliza las aguas provenientes del embalse Condorama y está ubicada en el distrito de Lluta, provincia de Caylloma, departamento de Arequipa. Su propietario es la empresa Tarucani Generating Company S.A. (en adelante

“TARUCANI”). Tiene contrato de concesión definitiva N° 190-2001 de fecha 24.07.2001.

Situación Actual: El plazo para conseguir el financiamiento, según el cronograma de ejecución, se ha cumplido el 31.01.2002 sin que el mismo se haya concretado. Además con Resolución Directoral N° 131-2002-CTAR/PE-Drag-OAJ-D del 09.05.2002, la Dirección Regional Agraria Arequipa del Ministerio de Agricultura declara la nulidad de la resolución que otorgaba el derecho de uso de agua para ser utilizada en la generación de la C.H. Tarucani. Al respecto, el concesionario está realizando las acciones legales pertinentes para dejar sin efecto la Resolución Directoral arriba indicada. Asimismo, en el ESTUDIO se incluye documentación del proyecto (folios 581 al 594).

Conclusión: Dada la problemática mencionada y mientras el proyecto se encuentre en la situación señalada, no se deberá incluir el mismo en el programa de obras. La exclusión será revisada en cuanto se disponga del análisis que está efectuando el OSINERG y que se señala en la Sección C.5. Fecha límite de entrada en operación comercial, según el contrato de concesión: Enero 2005.

C.H. Marañón:

Descripción: El proyecto hidroeléctrico Marañón consta de una central (96 MW, 425 GWh anuales) ubicada en la cuenca del río Marañón, distritos de Llata, Jacas y Quivilla, provincias de Huamalíes y Dos de Mayo, departamento de Huánuco. Su propietario es la empresa Hidroeléctrica Marañón S.R.L. (en adelante “MARAÑÓN”). Tiene contrato de concesión definitiva N° 189-2001 de fecha 20.07.2001.

Situación Actual: No se dispone de información actualizada; los plazos para la concreción de las actividades de gestión financiera, contratación e inicio de obras (julio de 2002) se encuentran vencidos, de acuerdo con el contrato de concesión.

Conclusión: No se deberá incluir en el programa de obras hasta que se cuente con el análisis que está efectuando el OSINERG y que se señala en la Sección C.5. Fecha límite de entrada en operación comercial, según el contrato de concesión: marzo de 2005.

Otros Proyectos:

Con relación a los proyectos Platanal, Cheves y Quitaracsa, estos no se han considerado factibles de incorporarse en la presente regulación tarifaria por tener el primero que concretar el financiamiento del proyecto y resolver la adjudicación de los terrenos como parte de un proyecto integral que comprende la hidroenergía y la irrigación de 27 000 hectáreas de tierras eriazas en Concón Topará, y los restantes

por estar la fecha límite para la puesta en operación de dichos proyectos, fuera del horizonte de estudio.

A continuación se adjunta copia de la documentación suministrada al OSINERG por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas respecto a los contratos de concesión definitiva de generación.



"Año de la Verdad y la Reconciliación Nacional"

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

Lima, 13 SET. 2002

OFICIO N° 878 -2002-EM/DGE

Señor Ingeniero
Edwin Quintanilla Acosta
Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria
OSINERG
Presente.-

Asunto: Información sobre avance de proyectos de generación

Ref. : Oficio N° 232-2002-OSINERG-GART

De mi mayor consideración:

Es grato dirigirme a usted, en atención a su documento de la referencia, a fin de remitirle adjunto los contratos de concesión definitiva de generación que incluyen los cronogramas de ejecución de obras de los proyectos vigentes a la fecha y que estarían ingresando al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en los próximos años.

Asimismo, se adjunta información sobre la situación actual de dichos proyectos, así como de aquellos que disponen de autorización, para éstos últimos también se adjunta las Resoluciones Ministeriales correspondientes.

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para saludarlo.

Atentamente,



Jorge Aguinaga Díaz

Ing. JORGE AGUINAGA DÍAZ
DIRECTOR GENERAL
DIRECCION GENERAL DE ELECTRICIDAD

OSINERG		
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria		
Reg. N° 878		
Para		
	TONIAR	COPIA
	ACCION	
Presidencia	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gerencia General	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Gerencia Adjunta	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Oficina Administrativa	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Agencia de Generación y T.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Oficina de Distribución	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Oficina de Clasificación	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Oficina de Clasificación	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Firma		Fecha
<i>[Firma]</i>		16/9/2002

OSINERG
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria

RECIBIDO

13 SEP 2002

HORA : 15:50
FIRMA : *[Firma]*



CENTRALES DE GENERACIÓN HIDRÁULICA CON CONCESIÓN DEFINITIVA Y AUTORIZACIÓN

N°	Empresa	Central	Potencia (MW)	Puesta en operación	Situación actual
1	OCONA POWER CORPORATION S.A.	Ocoña	150	2001	Trámite de solicitud de prórroga de culminación de obras hasta el 2004. La empresa ha manifestado su interés en continuar con el proyecto y está presentando alternativas de ejecución del mismo, las cuales están siendo revisadas por la DGE.
2	SINDICATO ENERGÉTICO S.A. - SINERSA	Poecho y Poecho II	27	31.03.2004	Con solicitud de modificación de capacidad instalada de 27 MW a 15 MW, sin alterar la fecha de la puesta en servicio de la central. De acuerdo a la opinión solicitada a OSINERG-GART la modificación produciría un incremento del 0,2 % sobre el precio básico de energía, pero la no ejecución del proyecto, implicaría un incremento de aproximadamente 1% sobre dicho precio.
3	SOCIEDAD MINERA CORONA S.A.	Huanchor	16,2	31.07.2002	Finalizada. Con pruebas de puesta en operación comercial en el presente año.
4	AGUAS Y ENERGÍA PERU S.A.	Piaz 1	15	01.04.2004	A fines de este mes se debe concluir el Informe final de factibilidad.
5	EMPRESA DE GEN. DE ELECT. DEL CENTRO S.A. EGEN S.A.	Yuncán	130	30.09.2004	Avance de obras en 35%. Se modificó la fecha de puesta en servicio de la central mediante R. S. 028-2002-EM.
6	HIDROELÉCTRICA MARAÑÓN S.R.L.	Marañón	96	28.02.2005	No se cuenta con mayor información.
7	EMPRESA DE GENERACIÓN HUANZA S.A. EMGHUANZA	Huanza	86	31.10.2004	Han presentado ante el MEM un oficio solicitando la modificación del cronograma de ejecución de obras por lo que la Dirección General de Electricidad les ha notificado que deben formalizar su pedido de acuerdo al TUPA del MEM.
8	TARUCANI GENERATING COMPANY S.A.	Tarucani	100	31.12.2004	No cuenta con la autorización del recurso hídrico, por lo que no será posible el cumplimiento de la ejecución del cronograma de obras del proyecto.
9	PERU HYDRO S.A.	Cheves	525	30.11.2009	ficará el cronograma de ejecución de obras, sin cambiar la fecha de puesta en servicio.
10	CEMENTOS LIMA S.A.	El Platanal	270	31.07.2006	Con solicitud de modificación del cronograma de ejecución de obras, debido al ajuste que se va a realizar en la Fecha de Adjudicación de Tierras por el Estado.
11	S&Z CONSULTORES ASOCIADOS S.A.	Quitaracsa I	112	2004	Se encuentra en la etapa de inscripción del contrato de concesión en los Registros Públicos.
AUTORIZACIONES					
12	ELECTRICA CHONGOYAPE S.A.	Cerro Mulato	8	31.08.2000	Se encuentra en trámite un recurso de apelación contra la declaratoria de improcedencia de la solicitud de ampliación de plazo de ejecución de obras. Se estima que son pocas las posibilidades de continuar vigente la Autorización
13	COMPANÍA MINERA SAN VALENTÍN S.A.	Llapay	4	30.06.2002	Ha solicitado una ampliación de plazo de ejecución de obras de la ampliación de la capacidad instalada de la CH Llapay. De acuerdo a la empresa la ampliación citada está supeeditada a la ejecución de obras de la CH El Platanal, la que a su vez ha solicitado una modificación del contrato de concesión ajustando el cronograma de ejecución de obras a la adjudicación de las tierras que forman parte del proyecto integral a cargo de Cementos Lima S.A. Por ello, la DGE ha suspendido el trámite de solicitud de Cia. Minera San Valentín S.A. hasta que quede concluido el trámite iniciado por Cementos Lima S.A.
14	CORMIPESA	Centauro	9,9	31.12.2002	En trámite su solicitud de concesión definitiva de generación para 25 MW, la misma que se encuentra en su fase final, ya cuenta con el informe favorable de la DGE y el proyecto de Resolución Suprema para el otorgamiento de la concesión ha sido elevado a la alta dirección del MEM.

Fuente: Dirección de Concesiones Eléctricas - DGE

RV/FF/10.09.02

C.3 Incorporación de la C.T. Pucallpa como parte del SEIN

La inclusión de la central termoeléctrica de Pucallpa se considera a partir de diciembre de 2002 de acuerdo con el oficio ELECTROUCAYALI/GG-1507-02 remitido por Electro Ucayali el mismo que se adjunta a continuación.

La respuesta del COES-SINAC respecto a la observación efectuada por el OSINERG con relación a la incorporación de esta central manifiesta que dicha incorporación se efectuará una vez satisfechos los requisitos considerados en los procedimientos para la incorporación de dichas unidades dentro del COES-SINAC, estimando que un período prudencial sería a partir de octubre de 2003. Al respecto, es importante señalar que no es posible admitir ineficiencias en los procedimientos para la incorporación de generadores al sistema lo cual constituye una barrera a la entrada que va en contra de los principios de competencia y no-discriminación en el sector.

En este sentido, se entiende que la estimación efectuada por el COES-SINAC no ha sido evaluada correctamente más aún teniendo en cuenta que dichas centrales siempre fueron incluidas en las propuestas del COES-SINAC correspondientes a recientes fijaciones tarifarias considerando su entrada en servicio conjuntamente con la incorporación de la demanda de Pucallpa en la misma fecha de su interconexión al sistema.

Finalmente, la decisión de incorporar dicha central en diciembre de 2002 se sustenta en la información presentada por Electro Ucayali así como en los antecedentes respecto a la incorporación de otras centrales en el sistema como la C.T. Tumbes o la C.H. Huanchor. Las mismas que no han necesitado esperar un año para su incorporación al sistema.

DE : GERENCIA GENERAL NO. DE TEL : 596455 11 OCT. 2002 04:15PM P

ELECTRO UCAYALI

"Año de la verdad y la reconciliación nacional"

Yarinacocha, 10 octubre de 2002
ELECTROUCAYALI/GG-1507-02

Señor Ingeniero
Edwin Quintanilla Acosta
 Gerente Adjunto de Regularización Tarifaria
 OSINERG
 Teléfono: 2240487 - 2240491
 Lima.-

Ref. : Oficio N° 269-2002-OSINERG-GART

OSINERG
 Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
 Reg. N° 40796
 Para TOMAR ACCIÓN

Presidencia	<input type="checkbox"/>
Gerencia General	<input type="checkbox"/>
Gerencia Adjunta	<input checked="" type="checkbox"/>
Cf. Administrativo	<input type="checkbox"/>
Gerencia Generación y T.	<input type="checkbox"/>
Gerencia Distribución	<input type="checkbox"/>
Gerencia Gas Natural	<input type="checkbox"/>
Asesoría Legal	<input type="checkbox"/>
Circular	<input type="checkbox"/>
Archivar	<input type="checkbox"/>
Firma	Fecha

De nuestra mayor consideración:

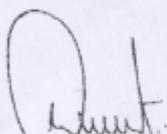
Por medio del presente tenemos a bien dirigimos a usted, para saludarlo y dar respuesta a su oficio de la referencia, informándole que mi representada está efectuando coordinaciones con Electro Perú S.A. y el COES con la finalidad de concretizar la incorporación de nuestra Central Térmica Wartsila al COES, representado por Electro Perú S.A.

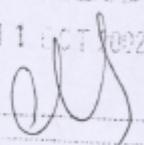
A la fecha estamos revisando la respuesta de Electro Perú S.A. a nuestro proyecto de contrato para operación comercial e incorporación en el COES-SINAC, así mismo estamos desarrollando los estudios e informes técnicos indicados en los procedimientos-PR-20 y PR-21 al COES, así como la elaboración de los términos de referencia para seleccionar la empresa especializada que efectúe la medición de la potencia efectiva de nuestras unidades de Generación Wartsila, por lo que estimamos ingresar al COES aproximadamente la primera quincena del mes de diciembre del presente año.

Asimismo debo aclararle que con carta GG-1309-2002 se estimaba el ingreso al COES en el mes de Octubre 2002, mas no en el mes de octubre del 2003 tal como indica en su documento de la referencia.

Sin otro particular aprovechamos la oportunidad para reiterarle nuestra consideración y estima.

Atentamente


 ING. NILO PEREIRA TORRES
 GERENTE GENERAL (e)

OSINERG
 Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
RECIBIDO
 11 OCT 2002
 NORA: _____
 FIRMA: 

ELECTRO UCAYALI S. A.

C.4 Incorporación de la C.T. Tarapoto como parte del SEIN

La inclusión de la central termoeléctrica de Tarapoto se considera a partir de enero de 2005 conjuntamente con la incorporación del sistema Tarapoto-Moyobamba-Bellavista al SEIN.

Tomando en consideración que la incorporación de este sistema se realizará en el año 2005, se asume que para dicha fecha se habrán efectuado las gestiones necesarias para que esta central cumpla adecuadamente con los requisitos considerados en los procedimientos para la incorporación de dichas unidades dentro del COES-SINAC, a fin de que no ocurran situaciones de demora similares a la del caso de la C.T. Pucallpa.

C.5 Análisis de Proyectos Termoeléctricos

A pesar de los requerimientos establecidos, el COES-SINAC no ha presentado el análisis del catálogo de posibles proyectos termoeléctricos y sólo señala el ingreso de una planta turbogas ciclo simple de 300 MW para agosto del 2004 utilizando el gas de Camisea sin indicar el operador.

De la revisión de las fijaciones tarifarias recientes, se muestra que la introducción de nuevas plantas termoeléctricas tuvo los siguientes orígenes:

- Compromiso de privatización (Edegel 120 MW, EEPISA 96 MW, ETEVENSA 330 MW)
- Desarrollo del gas de Aguaytía (Termoselva 155 MW)
- Contrato de SPCC (Enersur 125 MW)

A diferencia de los proyectos hidroeléctricos que requieren estudios básicos de ingeniería de alto costo, los proyectos termoeléctricos son considerados factibles en función de la disponibilidad del combustible a un precio competitivo, la tecnología y los tiempos de entrega. Lo anterior, hace posible que los estudios puedan ser realizados en un plazo menor y con menos costos en comparación con los proyectos hidroeléctricos. En nuestro caso la disponibilidad del gas natural de Camisea a partir de agosto del 2004 y la posibilidad de entrega de plantas turbogas de ciclo simple en, promedio, 18 meses y de ciclo combinado en, promedio, 36 meses a partir de la orden de compra, establece que sólo pueden ser considerados proyectos termoeléctricos sobre la base de turbogas utilizando el gas natural, descartándose plantas a vapor o de otra tecnología.

Aunque es de conocimiento público el interés de las empresas generadoras actuales en desarrollar plantas termoeléctricas aprovechando el gas de Camisea, ellas han negado mediante carta dirigida al COES-SINAC el contar con proyectos posibles para el periodo de 48 meses (folios 508, 511, 513, 514, 518-521 del estudio del COES-SINAC) y, ante el requerimiento de OSINERG de evaluar los proyectos en cartera, el COES-SINAC ha respondido que se atenta contra la libertad de empresa (folio 14 del informe de absolución de observaciones).

Dada la falta de información fehaciente de los generadores, el OSINERG ha solicitado a ProInversión sobre el avance del contrato de suministro de gas de Electroperú. Este organismo ha informado que el inversionista instalará y operará una central de ciclo combinado de 300 MW mínimos en 36 meses a partir de la fecha de cierre del contrato. El cronograma es el siguiente:

Cierre	Mayo 2003
Primera etapa: ciclo simple	Agosto 2004
Segunda etapa: ciclo combinado	Mayo 2006

Considerando la información incompleta del COES-SINAC y la incertidumbre del tamaño de la planta para aprovechar el contrato de suministro de gas de Electroperú, el OSINERG ha realizado el análisis técnico y económico sobre la oportunidad y el tamaño de las plantas, llegando a las conclusiones siguientes:

- ✓ Inicialmente el gas de Camisea debe ser aprovechado mediante una planta turbogas de ciclo simple. Posteriormente, en una siguiente etapa deberá convertirse a ciclo combinado.
- ✓ El período de entrega de los fabricantes, en promedio, es de 18 meses para un ciclo simple y 36 meses para un ciclo combinado.
- ✓ La fecha de Agosto del 2004 propuesta por el COES-SINAC es razonable para el ingreso del gas de Camisea considerando la existencia de las plantas de Edegel, Etevensa y el eventual operador del contrato de Electroperú.
- ✓ Aunque es posible considerar para mediados del 2006 el ingreso de un ciclo combinado, dada la falta de información y la incertidumbre del operador del contrato de Electroperú se propone como fecha de entrada, en forma conservadora, a finales del último trimestre de 2006. Esta fecha será revisada en la siguiente regulación tarifaria, de acuerdo con el análisis que está efectuando el OSINERG y que se señala en la Sección C.5.

C.6 Metodología para Selección del plan de Obras

De acuerdo con el marco regulatorio de la LCE, debe existir un plan de obras que se halla inserto en el Plan de Referencial de Electricidad (en adelante "PRE") que es realizado por el Ministerio de Energía y Minas y donde todos los concesionarios están obligados a proporcionar la información sobre sus proyectos.

En cuanto al plan de obras factible que se utiliza en la fijación de Tarifas en Barra, éste es establecido por el OSINERG a propuesta del COES-SINAC mediante un estudio de oferta y demanda de los próximos 48 meses. En la actualidad, el COES-SINAC sostiene que el plan de obras sólo debe considerar proyectos en ejecución y los declarados por sus propios generadores.

La experiencia muestra que entre los años 1993 y 1995 el plan de obras se basaba en el PRE. En aquellas oportunidades el COES-SINAC realizaba un análisis de beneficio-costos para establecer la secuencia de entrada de los proyectos de generación. A partir del año 1996, hasta el año 2000, el plan de obras del COES-SINAC fue definido principalmente por los compromisos de inversión que eran el resultado de los procesos de privatización y por las inversiones efectuadas por Enersur S.A. y Aguaytía S.R.L. En cuanto al gas de Camisea, con la participación de la Empresa Multinacional Shell, entre 1996 y 1998, se planteó la introducción de plantas de ciclo simple hasta una capacidad de 300MW. Las indefiniciones del operador de Camisea entre los años 1999 y el 2000 hizo que no se consideraran, en el plan de obras, plantas termoeléctricas que utilicen como insumo el gas natural proveniente del referido yacimiento. Los cambios legales sobre garantías para concesiones de hidroeléctricas en el año 2001 originó que se presentaran discrepancias con el COES-SINAC sobre la introducción de estos proyectos en el plan de obras. Recientemente la falta de un operador para el contrato de gas de Electroperú ha introducido nuevas incertidumbre acerca de la definición del plan de obras.

La posición actual del COES-SINAC de que no puede cumplir con justificar la demanda de las cargas mineras porque la información de los proyectos mineros tiene carácter de reservado (folio 11 del informe de absolución de observaciones) y la negativa de los generadores integrantes del COES-SINAC actuales a informar sobre su cartera de proyectos porque, según dicen, se atentaría contra la libertad de empresa (folio 14 del informe de absolución de observaciones), hace que el proceso regulatorio sea percibido como falta de transparencia y predictibilidad, ya que ante esta situación, el regulador debe adoptar una posición, en un ambiente de incertidumbre, posición que debe ser cuidadosamente administrada.

Ante las dificultades presentes para definir el plan de obras se plantea que en futuro se debería seguir un camino como el siguiente:

- Relacionar el PRE del MEM con el plan de obras requerido para la fijación tarifaria. Es decir, que para determinar el plan de mínimo costo se deberá construir un conjunto razonable de escenarios probables a partir de la información de los proyectos, contenida en el PRE. Cada uno de los escenarios deberá tener una distribución de probabilidad y sobre la base de criterios de uso de criterios robustos y análisis de riesgo se determinará el plan de obras a ser considerado en el proceso de regulación de las Tarifas en Barra.
- La Especificación de los criterios que se deberán emplear para la selección del plan de obras deberá incluir aspectos técnicos, económicos y de riesgo, a fin que se determinen esquemas que minimicen los costos actualizados de inversión y operación y al mismo tiempo garanticen la viabilidad económica de las nuevas plantas. Así mismo, el plan de obras seleccionado deberá ser robusto de forma tal de garantizar que el mismo continúe siendo una solución adecuada a pesar que, en la realidad, se presenten alteraciones en las variables aleatorias (demanda, costos de combustible, etc.).

Lo anterior es posible de obtener a partir de desarrollo de una estrategia de análisis de riesgo e incertidumbres. Para este fin se están analizando alternativas como, por ejemplo, el método del Minimax de Savage (minimización del máximo arrepentimiento).

El planteamiento anterior se encuentra en desarrollo y sus resultados serán sometidos a consideración del sector para el establecimiento de un procedimiento que mejore la predictibilidad en la elaboración de los estudios tarifarios.

Anexo D

Precio Básico de la Potencia

En el estudio técnico-económico presentado por el COES-SINAC se propone mantener de la fijación tarifaria de mayo 2002, la unidad GT11N2 como unidad de punta y sus correspondientes costos del turbogenerador, conexión al sistema y costos de personal.

Dentro de la propuesta del COES-SINAC se realiza una actualización de los costos fijos no combustibles y una revisión parcial de los factores de corrección de la potencia de la unidad (por temperatura ambiente, envejecimiento de la unidad y pérdidas en el transformador).

A continuación se presentan las observaciones planteadas por el OSINERG respecto a sus planteamientos, la respuesta dada por el COES-SINAC en su documento de absolución de observaciones y el análisis de dicha respuesta por parte del OSINERG:

D.1 COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

OBSERVACIÓN N° 22 (Primera Parte)

Los costos fijos son aquellos costos que se producen independientemente de si la unidad opera o no opera. Los costos de los mantenimientos necesarios de la unidad deberían ser considerados como costos variables ya que su requerimiento surge como consecuencia de su operación.

RESPUESTA DEL COES-SINAC

Las acciones de mantenimiento se realizan por uso y por tiempo, es decir, sea cual sea el régimen de operación de la unidad ésta genera costos de mantenimiento por el simple hecho que la unidad necesita ser conservada para un correcto funcionamiento. En un escenario de uso pleno, todo el costo de mantenimiento sería costo variable; en un escenario donde la unidad no opera, todo el costo de mantenimiento pasaría a ser costo fijo.

ANÁLISIS DE LA RESPUESTA

En un escenario donde la unidad no opera, el costo de mantenimiento sería mínimo y se limitaría al costo necesario para mantener la unidad en condiciones operativas, por lo tanto en una situación de no-operación todo el costo de mantenimiento sería fijo, tal como expresa el COES-SINAC en la Absolución de Observaciones. En un escenario de operación plena, los costos fijos serán los mismos determinados en un escenario donde la unidad no opera y la diferencia de los costos totales menos los costos fijos determinados en el escenario donde la unidad no opera serán los costos variables.

OBSERVACIÓN N° 22 (Segunda Parte)

En el procedimiento de cálculo propuesto por el COES-SINAC, se observa que, dada la característica de la función, la tendencia es hacia una función lineal con un componente constante, es decir, la función lineal no pasa por el origen de coordenadas. Si se agrega un costo a la función, sea éste un costo reconocido como fijo o un costo realmente variable, la tendencia de la función no variará y el costo introducido variará el componente fijo y la pendiente de la función, Es decir, cualquier costo introducido se dividirá en una parte fija y una parte variable.

Por lo tanto, en el procedimiento de cálculo empleado por el COES-SINAC para determinar el costo fijo de mantenimiento, deben ser considerados únicamente aquellos costos de las partes que son afectadas durante el arranque de la unidad; es decir, las partes sujetas a un gradiente térmico (bloque térmico de la unidad) durante el arranque, y deben omitirse todos aquellos costos de mantenimiento cuya necesidad surge como consecuencia de las horas de utilización. Los mantenimientos o inspecciones relacionadas a las partes calientes de la turbina son 3: cámaras de combustión, ruta de gases calientes y mantenimiento mayor.

Costos del mantenimiento de los sistemas auxiliares de la planta, filtros de aire, de la parte eléctrica y de control, etc. no deben ser considerados dentro del procedimiento de cálculo empleado por el COES-SINAC por las razones expuestas.

RESPUESTA DEL COES-SINAC

Discrepamos en la premisa de que “Los costos de los mantenimientos necesarios de la unidad deberían ser considerados como costos variables ya que su requerimiento surge como consecuencia de su operación”, premisa que conduce a conclusiones erróneas, acerca que sólo las partes afectadas por los arranques conducen a costos fijos; y, dentro de las partes afectadas por los arranques, sólo les corresponde costos fijos a las partes sometidas a gradiente térmico.

La premisa está indebidamente limitando los alcances del numeral II) del literal a) del Art. 126° del RLCE, en lo que corresponde al Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar. Los fundamentos, se indican a continuación.

En lo que respecta a los programas de mantenimiento, en los términos más generales, las indicaciones de inspecciones o cambios de piezas y partes se rigen por 2 parámetros: tiempo transcurrido o uso; en el primer caso obedecen a una interacción mayormente de carácter químico con el fluido que los rodea y en el segundo caso, especialmente cuando existe acción dinámica (movimiento) a los esfuerzos engendrados por el uso.

Ejemplos simples y al alcance de todos, sin necesidad de tener que ser técnico en la materia, son aquellas instrucciones que prescriben para un vehículo, acciones de mantenimiento indicando efectuarlas “después de x kilómetros o de n meses, lo que ocurra primero”. El propio aceite lubricante se deteriora por tiempo y hasta el combustible almacenado va perdiendo poder calorífico.

El efecto del tiempo se da especialmente cuando una parte, pieza o equipo permanecen sin ser operados; ocurre porque están permanentemente inmersos en un fluido que ejerce alguna acción de carácter químico; el aire es un fluido que contiene oxígeno, que es oxidante.

Cuando la parte, pieza o equipo operan con suficiente continuidad, las instrucciones de cambio se rigen por producción; en el caso del vehículo, la producción se mide por recorrido y peso transportado; en el caso de las unidades generadoras, por energía producida.

En las partes eléctricas que no son móviles (ejemplo: cadenas de aisladores) el polvo depositado, la humedad y las características del ambiente obligan a un mantenimiento independientemente de que operen o no; la corrosión de los conductores eléctricos cae en la misma situación.

La conclusión es que:

- a) Las acciones de mantenimiento corresponden a múltiples escenarios operativos, que se pueden situar entre extremos que son: (i) no-operación (no por incapacidad sino por falta de necesidad, como correspondería a una unidad de emergencia); y (ii) operación permanente y continua, como correspondería a una carga de base.*
- b) La naturaleza de la operación determina la naturaleza de los costos, en cuanto a ser fijos o variables con la producción*

- c) *El extremo de no-operación conduce a costos fijos*
- d) *El extremo de operación permanente y continua conduce a costos variables*
- e) *El caso general conduce a una mezcla de componentes fijos y variables*

ANÁLISIS DE LA RESPUESTA

Tomando como ejemplo el vehículo que menciona el COES-SINAC en la Absolución de Observaciones, es de conocimiento de los usuarios o conductores que el aceite requiere ser reemplazado después de un recorrido o después de un periodo determinado especificado por el fabricante.

El aceite se deteriora con el uso y también pierde sus propiedades lubricantes con el tiempo al estar en contacto con el aire. Por lo tanto, se requiere su reemplazo después de un cierto periodo independientemente si la unidad opera o no. Esta necesidad de reemplazar el aceite aún cuando la unidad no ha operado representa un costo fijo para el usuario, sobre este punto no queda duda alguna.

Considerando otro componente de un vehículo, el filtro de aire de admisión, en este caso la frecuencia de cambio depende de las condiciones del medio donde el vehículo opera, el usuario del vehículo o el servicio técnico que realiza el mantenimiento determina la necesidad del cambio en función del grado de suciedad que presenta el filtro. En una condición de no-operación o no-circulación del vehículo, el filtro de aire no se ensuciará y no será necesario su reemplazo. Este componente del vehículo no genera costos fijos al usuario si el vehículo no circula.

Si se analiza los demás componentes del vehículo, las características de los costos se asemejarán a los costos del aceite lubricante o de los filtros de aire, o existirán componentes cuyo costo es realmente fijo independiente de la circulación o no del vehículo.

Respecto a la observación de OSINERG, dada la función propuesta por el COES-SINAC, introducir un costo variable como el ejemplo del costo de los filtros de aire en función de horas equivalentes de operación (que incluye horas equivalentes provenientes de arranques) producirá que parte de los costos afecte el componente fijo de la ecuación de la recta obtenida por regresión lineal y parte afectará la pendiente de la recta.

No se trata de desconocer el costo mencionado, se trata de reconocer los costos fijos que realmente correspondan a la unidad de punta y que percibirán todos los generadores por la potencia que suministran al

sistema y los costos variables deben ser reconocidos en la remuneración de la energía a quienes realmente operen una turbina a gas.

De ninguna manera la observación de OSINERG está limitando indebidamente los alcances del numeral II) del literal a) del Art. 126° del RLCE como menciona el COES-SINAC en la Absolución de Observaciones, se trata de determinar que el usuario pague a los generadores por potencia lo que realmente corresponde y el operador de la unidad a gas perciba lo que le corresponde cuando la unidad opera.

El levantamiento de esta observación será verificado en los cálculos presentados por el COES-SINAC con la Absolución de Observaciones.

OBSERVACIÓN N° 23.1

23.1 Fuente de información empleada como base para la actualización de costos

El COES-SINAC deberá presentar el análisis basado en la unidad W501D5A, cuya data es más reciente y la capacidad de la unidad es similar a la capacidad de la unidad GT11N2 propuesta como unidad de punta; se deberá adjuntar la información sustentatoria de los costos empleados y los archivos en medio magnético que permitan realizar la revisión correspondiente por parte del OSINERG. Los resultados de este modelo serán los que determinen el costo fijo de mantenimiento de la unidad de punta.

RESPUESTA DEL COES-SINAC

Una dificultad que siempre existe es la obtención de datos actualizados en lo que corresponde a precios y a información que es patrimonio de los fabricantes y que usualmente no están dispuestos a proporcionar. Este es el caso, justamente, de costo de los repuestos, en relación con los cuales no nos ha sido posible conseguir datos más recientes que los de 1994.

Dadas estas limitaciones de acceso a la información, el COES, con el fin de contar con una opinión imparcial, acostumbra solicitar la ejecución de los estudios de actualización del precio básico de la potencia a terceros, especialistas en el tema y consultores independientes del COES. Luego de revisar los estudios, estos sirven de fundamento para las propuestas que el COES presenta al Organismo Regulador.

Para la presente fijación tarifaria hemos revisado la información utilizada anteriormente, con el objeto de mejorar o complementar lo que se necesitase, utilizando la información disponible.

Tomando en cuenta las observaciones formuladas en los procedimientos precedentes por el Regulador a los documentos presentados por el COES, para la presente fijación decidimos efectuar el proceso de cálculo desde su inicio, revisando todo lo actuado en anteriores oportunidades, de tal manera que se actualice lo anteriormente presentado, validando aquello que la práctica y el precedente de fijaciones tarifarias anteriores han establecido. Al hacerlo, se ha revisado procedimientos de cálculo y datos, en la medida en que ha sido posible obtenerlos.

Al comparar los estudios a que hace referencia OSINERG, esto es “Determinación de Costos Variables No Combustibles y Costos Fijos No Combustibles de la Gestión Eficiente del Mantenimiento en Turbogases Westinghouse W501D5 de 100 MW – agosto 1996” presentado en 1996 con datos de 1994 y “Determinación de los Costos Totales de la Planta de Punta para el cálculo de los precios de Potencia en Barra” presentado en el año 2000, hemos encontrado que el Estudio presentado en 1996 basado en la turbina Westinghouse W501D5 contiene una hoja de cálculo, que implícitamente establece el procedimiento y las premisas de cálculo para los costos fijos y variables no-combustibles, conteniendo además datos sobre costos de piezas, partes y programas de mantenimiento. Esta hoja de cálculo fue entregada a la entonces Comisión de Tarifas Eléctricas. El OSINERG, en sus observaciones que motivan la presente respuesta, hace referencia a dicho procedimiento de cálculo y pide mantener los parámetros incluidos en él (ver: pag. 37 de las Observaciones, sección 23.2.3).

El segundo documento, “Determinación de los Costos Totales de la Planta de Punta para el cálculo de los precios de Potencia en Barra”, se trata de un estudio aportado por un integrante del COES que no muestra los datos en que se basó su Consultor para llegar a los valores que obtuvo como resultados finales, ya que dicho Consultor no consideró necesario incluirlos. No hay manera de reconstruir ni sustentar los resultados contenidos en este documento. A nosotros no nos ha sido posible efectuar dicha reconstrucción y no conocemos cómo se podría hacerlo. Por tanto, no corresponde que sea utilizado por el COES ni por OSINERG, dada su ausencia de motivación, como tampoco procede sostener su validez por encima de la del estudio de la unidad W501D5 que, aún cuando más antiguo, tiene mayor abundancia de datos y procedimientos de cálculo y forma de verificar sus conclusiones.

Coincidimos en que es preferible obtener la información más reciente, tarea a lo que estamos abocados, pero no siempre es posible obtenerla. En cuanto a las recomendaciones de fabricante y la experiencia del operador, hemos obtenido los datos en base a la información de la turbina W501D5A instalada en la Central Térmica Santa Rosa. La información usada corresponde a aquella

proporcionada por el fabricante de la unidad, así como la relativa a la experiencia de operación del operador. Incluimos los documentos al respecto como Anexo N° K2.

En cuanto a los costos de los repuestos, no contando con datos más recientes que los de 1994 y siendo evidente que después de 8 años los costos han variado y, si los precios de una unidad se incrementan por razones de mercado, las mismas razones hacen que sus repuestos eleven sus precios, aunque fuese el caso que ni la unidad ni los repuestos hayan elevado sus costos.

Cuando se trata de una unidad nueva, normalmente los costos de la unidad y principalmente los precios de los repuestos se elevan para recuperar los costos de investigación y desarrollo que origina la preparación de un nuevo modelo.

Siendo que la vigencia de los precios es muy antigua, sólo quedaban 2 opciones de actualización: o la evolución de los precios de las turbinas del mismo rango o manteniendo los valores de 1994 y expresándolos en moneda de 2002. Se ha utilizado este último método, el cual lleva a menores precios.

ANÁLISIS DE LA RESPUESTA

El COES-SINAC ha presentado en la Absolución de Observaciones el modelo actualizado de cálculo de costos del Estudio “Determinación de Costos Variables No Combustibles y Costos Fijos No Combustibles de la Gestión Eficiente del Mantenimiento en Turbogases Westinghouse 501D5 de 100 MW” – Agosto 1996.

Menciona el COES-SINAC que siempre existe dificultad para la obtención de datos actualizados en lo que corresponde a precios y a información que es patrimonio de los fabricantes y que usualmente no están dispuestos a proporcionar. Indica el COES-SINAC que en cuanto a las recomendaciones del fabricante y la experiencia del operador, han obtenido los datos sobre la base de la información de la turbina W501D5A instalada en la CT Santa Rosa. Menciona además que la información usada corresponde a aquella proporcionada por el fabricante de la unidad, así como la relativa a la experiencia de operación del operador de la unidad. Incluye el Anexo N° K¹⁸.

La unidad W501D5A en una unidad existente en el sistema, cuyos costos de repuestos son conocidos por el operador y dicha información de costos no es patrimonio del fabricante sino es el precio que el fabricante coloca a sus productos, no es posible aceptar que un fabricante de cualquier producto o bien considere como su patrimonio

¹⁸ El Anexo K2 señalado por el COES-SINAC en su respuesta corresponde realmente al “Anexo K”, el cual forma parte del documento de Absolución de Observaciones.

sus precios de venta. El COES-SINAC ha obtenido información técnica del fabricante y la experiencia del operador de la unidad (en base de la unidad W501D5A instalada en la CT de Santa Rosa), quien a su vez debe tener conocimiento de los costos de los repuestos que utiliza para realizar los mantenimientos necesarios de la unidad. Existe la fuente de información de costos más recientes que la empleada, tal vez una coordinación entre el COES-SINAC y uno de sus integrantes podría solucionar esta carencia de información y evitaría la actualización de costos propuesta.

El Anexo N° K entregado por el COES-SINAC es parte del Service Bulletin PH 36803 Rev 7 de Westinghouse Electric Corporation, comprende sólo las páginas 12, 13, 16 y 17, con números de folio del 272 al 275 y posteriormente, a solicitud del OSINERG, se ha recibido las páginas 14 y 15 en archivos PDF. No se ha recibido del COES-SINAC en este anexo documentación relativa a la experiencia del operador.

Menciona además que se ha realizado una actualización de precios, manteniendo los valores de 1994 y expresándola en moneda del año 2002, método que lleva a menores precios. En el Estudio Técnico Económico presentado, folio 24, se menciona que para actualizar los costos se ha empleado la relación de la variación de precios de una unidad genérica de 100 MW, entre los años 1994 – 2002.

De la revisión de la información recibida en la absolución, se observa que los costos de repuestos han sido afectados por un factor promedio 1,047 con respecto a los costos suministrados en la propuesta original de su estudio (comparación de costos de los cuadernos de cálculo CNFC_FACTORES.XLS presentado con el estudio técnico económico y CNC96ETV_v2.7a.XLS presentado con la absolución de observaciones); no se ha encontrado el sustento del factor empleado, sólo se observa que los costos totales de repuestos en ambos casos son el mismo valor.

La observación ha sido absuelta parcialmente.

OBSERVACIÓN N° 23.2.1

23.2.1 Número de Arranques Fallidos (Disparos por Año)

No se considera pertinente considerar los arranques fallidos para determinar los costos de mantenimiento ya que estos costos serán parte de la remuneración a percibir por el precio de potencia.

Cabe señalar, además, que en la remuneración de la potencia se considera una tasa de indisponibilidad fortuita que toma en cuenta eventos como los señalados y, por consiguiente, no es aceptable

admitir el planteamiento realizado por cuanto se estaría dando lugar a una doble remuneración por el mismo efecto.

RESPUESTA DEL COES-SINAC

Con respecto a esta observación, es necesario precisar que lo que el estudio considera es la inclusión de 6 disparos de la unidad y no de 6 arranques fallidos.

Como es sabido, se conoce como disparo a la salida intempestiva de una unidad cuando se encuentra en pleno proceso de operación. La inclusión de los disparos por tanto, se realiza cuando los usuarios ya han estado recibiendo el servicio correspondiente. No es posible dejar de considerar, para efectos de cálculo las salidas intempestivas de una unidad cuando se trate de plasmar la realidad en la operación de las unidades, de la cual forman parte las salidas de servicio atribuibles a la conducta del sistema (y no a la de la unidad de Punta), por lo cual queda plenamente justificada la inclusión de los costos que los disparos generen en el cálculo de los costos totales de operación y mantenimiento de la unidad durante el período de tiempo señalado.

El criterio de inclusión de los disparos, por los motivos expuestos, fue aceptado en 1996 por la entonces Comisión de Tarifas Eléctricas y hoy Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. En esa ocasión se aceptó 1 disparo mensual; actualmente, hemos considerado 6 disparos anuales, que es la mitad del valor anteriormente aceptado. Corresponde, por tanto, al Organismo Regulador y no al COES, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 3°, inciso 4 de la Ley del Procedimiento Administrativo General, sustentar por qué razón en la presente fijación tarifaria pretende desconocer la inclusión de disparos, cuando se trata de un criterio aceptado previamente.

De otro lado, cabe señalar que la forma en que el Artículo 126° del RLCE introduce el factor que considera la indisponibilidad fortuita tiene que ver con la pérdida de venta de potencia y no guarda relación alguna con los costos que se originan por efecto del incremento de las Horas Equivalentes de Operación.

ANÁLISIS DE LA RESPUESTA

Al amparo de lo dispuesto por el Artículo VI, inciso 23, de la Ley del Procedimiento Administrativo General se enuncian a continuación las razones por las cuales no es pertinente incluir los disparos de la unidad sobre la base de la respuesta dada por el COES-SINAC a la presente observación.

El COES-SINAC sustenta la inclusión de los disparos de la unidad, atribuyendo las salidas intempestivas de la unidad a la conducta del sistema y no atribuible a la unidad.

En este punto es necesario tener en cuenta lo siguiente:

Una anomalía o perturbación del sistema eléctrico, independientemente del tiempo que dure, no debe generar el disparo de la unidad, por el contrario, debe activar el sistema de protección de la unidad o de la subestación. Al producirse una perturbación o anomalía no permitida por los sistemas de protección de la planta (de la unidad o de la subestación) debe producirse la apertura del interruptor de la unidad o de la subestación, es decir, la unidad se desconecta del sistema. La unidad debe permanecer girando a velocidad nominal en vacío, lista para sincronizar y volver a conectarse en cuanto se supere la perturbación en el sistema, si la perturbación es prolongada, la unidad se apaga siguiendo la secuencia establecida para este propósito.

Cuando se produce la apertura del interruptor, se produce el rechazo de carga y la unidad tiende a incrementar su velocidad, el regulador de la unidad debe controlar este evento y evitar que se produzca el disparo por sobrevelocidad (*overspeed trip*). En caso el regulador no pueda controlar la velocidad y ésta se aproxime a límites peligrosos para la unidad, vuelve a actuar el sistema de protección produciéndose el disparo.

Cuando se instala una unidad de turbina a gas (u otra unidad de generación), una prueba muy importante es la prueba de rechazo de carga, la cual consiste en rechazar la carga de la turbina abriendo el interruptor y verificando que el regulador controla la sobrevelocidad de la turbina y la mantenga rotando a velocidad nominal en vacío, es decir, se verifica en la prueba que ante un rechazo de carga, no se produzca el disparo de la turbina. El hecho de producirse el disparo de la turbina ante una falla del sistema eléctrico es una señal de que el regulador no se encuentra operando correctamente.

En resumen, carece de sustento la inclusión de los disparos de la unidad atribuidos al comportamiento del sistema eléctrico, tal como propone el COES-SINAC para propósitos de determinar los costos totales de operación y mantenimiento.

OBSERVACIÓN N° 23.2.2

23.2.2 Factor de Actualización basado en la Variación de Precios de las Turbinas a Gas de la Clase de 100 MW entre 1994 y 2001- 2002

La actualización realizada no puede ser considerada como válida, en vista que no necesariamente existe una relación entre los costos de repuestos y los precios de turbinas a gas. La demanda de turbinas a gas a raíz de problemas surgidos en los Estados Unidos, agravado posteriormente por la crisis energética de California produjo un

incremento de la demanda de turbinas a gas y el incremento de los precios. No es posible afirmar que la demanda de repuestos y sus costos se incrementó en la misma proporción.

Los datos de costos que debe emplear el COES-SINAC deberán ser los más recientes posibles a fin de evitar actualizaciones que puedan originar una desviación respecto a los costos reales.

RESPUESTA DEL COES-SINAC

Como se ha señalado precedentemente, no ha sido posible obtener datos más actuales que los de 1994. Dado este supuesto, cabe preguntarse si al no contar con una fuente de costos más recientes se pierde el derecho a actualizarlos. Evidentemente no. Lo que la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento obligan a considerar son los precios actuales. Por tanto, debe suplirse la ausencia de información sobre precios vigentes por fórmulas de actualización que sean razonables y adecuadas.

ANÁLISIS DE LA RESPUESTA

Menciona el COES-SINAC que la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento obligan a considerar los precios actuales, premisa que no está sujeta a discusión y que precisamente ha dado origen a la observación de OSINERG.

En la información recibida del COES-SINAC en la absolución de observaciones, no se encuentra información ni cálculos de la manera como se ha realizado la actualización.

Manifiesta también el COES-SINAC que debe suplirse la ausencia de información sobre precios vigentes por fórmulas de actualización que sean razonables y adecuadas, y menciona que ha actualizado los precios del año 1994 expresándolos en dólares del año 2002.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que una actualización de precios no necesariamente implica que los precios deben incrementarse con el transcurrir del tiempo, el desarrollo tecnológico en materiales y procesos de manufactura, así como el incremento del mercado puede originar que costos actuales en moneda actual resulten menores que costos antiguos.

Dada la situación y en tanto no se corrija la información necesaria podría considerarse aceptable los costos de repuestos de la turbina propuestos por el COES-SINAC.

OBSERVACIÓN N° 23.2.3

23.2.3 Programa de Mantenimiento empleado en el Modelo de Costos

En la actualización del modelo de costos se han modificado las frecuencias de los mantenimientos de la zona caliente de la turbina, considerándose el siguiente programa:

<i>Mantenimiento menor de combustores</i>	<i>cada 2 000 horas</i>
<i>Mantenimiento mayor de combustores</i>	<i>cada 6 000 horas</i>
<i>Mantenimiento de ruta de gases</i>	<i>cada 18 000 horas</i>
<i>Mantenimiento mayor</i>	<i>cada 48 000 horas</i>

Este programa de mantenimiento difiere del presentado en el estudio “Determinación de Costos Variables No Combustibles y Costos Fijos No Combustibles de la Gestión Eficiente del Mantenimiento en Turbogases Westinghouse W501D5 de 100 MW” – agosto 1996, el cual toma en cuenta las recomendaciones del fabricante y la propia experiencia del operador en la gestión del mantenimiento de las unidades.

Se deben corregir los requerimientos de mantenimiento de acuerdo a las recomendaciones del fabricante y la experiencia del operador, establecida en el cronograma empleado en el estudio indicado anteriormente, que establece lo siguiente:

<i>Mantenimiento menor de combustores</i>	<i>cada 8 000 horas</i>
<i>Mantenimiento de ruta de gases</i>	<i>cada 24 000 horas</i>
<i>Mantenimiento mayor</i>	<i>cada 48 000 horas</i>

Las horas consideradas corresponden a horas equivalentes de operación.

RESPUESTA DEL COES-SINAC

El programa de mantenimiento mencionado por el OSINERG, esto es mantenimientos a las 8 000, 24 000 y 48 000 horas; corresponde al programa de mantenimiento propuesto por el fabricante de la misma unidad pero para un régimen con combustible gas natural.

Los programas de mantenimientos considerados por el COES-SINAC de 2 000, 6 000, 18 000 y 48 000 horas son proporcionados por el fabricante de la unidad W501D5A para un régimen de operación normal considerando como combustible el petróleo diesel 2 (ver Tabla 2.4 “Recommended Inspeccion Intervals” del Anexo K2).

Dados los procedimientos utilizados y considerando las premisas que definen el cálculo de la unidad de punta, queda claro que el combustible a utilizar es el petróleo diesel 2.

ANÁLISIS DE LA RESPUESTA

El COES-SINAC sustenta la modificación de los intervalos entre inspecciones en la Tabla 2-4 del documento Service Bulletin PH-36803 Rev 7, adjunto a la absolución de observaciones como anexo K.

Sobre el sustento presentado por el COES-SINAC es necesario precisar lo siguiente:

El Service Bulletin PH-36803 Rev 7 presentado es incompleto, se presentan solo las páginas 12, 13, 14, 15, 16 y 17. La tabla 2-4 mencionada por el COES-SINAC establece la frecuencia de inspecciones recomendada para cada combustible y a la vez establece la manera de calcular las horas equivalentes mediante el procedimiento 3, ecuación 1 (que se muestra más adelante) cuando se trata de un solo combustible. La ecuación 1 señala la forma de calcular las horas equivalentes que se utilizan como dato de entrada para determinar el tipo de mantenimiento en la tabla 2-4:

Ecuación 1

$$(EBH)_f = (BH)_f + 3(PH)_f + 10(SHR)_f$$

Donde:

$(EBH)_f$ = Horas equivalentes en carga base para un combustible determinado

Procedure 3/ Service Bulletin PH-36803, Rev 7

$(BH)_f$ = Horas a carga base o menor para un combustible determinado

Procedure 3/ Service Bulletin PH-36803, Rev 7

$(PH)_f$ = Horas a carga pico para un combustible determinado

Procedure 3/ Service Bulletin PH-36803, Rev 7

$(SHR)_f$ = Horas a carga reserva del sistema para un combustible determinado

Procedure 3/ Service Bulletin PH-36803, Rev 7

f = Tipo de combustible

Procedure 3/ Service Bulletin PH-36803, Rev 7

De acuerdo al régimen de operación asumido los componentes **PH** y **SHR** son iguales a cero, el componente **BH** corresponde a las horas de operación a carga base con combustible destilado. Es decir, las horas equivalentes para emplear la frecuencia recomendada por el fabricante

en la tabla 2-4 sería solo $(EBH)_{\text{Diesel } 2} = 1000$ horas equivalentes anuales.

En el cuaderno de cálculo CNC96ETV_v2.7a.XLS entregado en la absolución de consultas y en el cuaderno de cálculo CNFC_FACTORES.XLS entregado con el Estudio Técnico Económico por el COES-SINAC, en las hojas de cálculo presentes en ambos cuadernos CVNC y CFNC(D2), el COES-SINAC presenta la siguiente fórmula para determinar las horas equivalentes:

Fórmula

$$\text{HEO} = a*(\text{HO CBG} + g*\text{HO CBD}) + a*(\text{HO CPG} + g*\text{HO CPD}) + c*\text{NAN} + d*\text{NAE} + e*\text{HV} + f*\text{ND}$$

Donde:

HEO = Horas Equivalentes de Operación por año calendario = Operación Carga Base + Operación Carga Punta + Equivalencia por Arranques (normales y de emergencia) + Efecto de horas de virado + Efecto Número de Disparos

HO CBG = Horas Operación Combustor en Base con Gas

HO CBD = Horas Operación Combustor en Base con Diesel 2

HO CPG = Horas Operación Combustor en Punta con Gas

HO CPD = Horas Operación Combustor en Base con Diesel 2

NAN = Número de Arranques Normales Naturales

NAE = Número de Arranques de Emergencia

HV = Horas Virado en el año

ND = Número de Disparos

La definición de cada parámetro ha sido tomada de los comentarios que se incluyen en la hoja de cálculo, en vista que esta ecuación no figura dentro de las 6 páginas del Service Bulletin PH.36803 Rev 7 presentado por el COES-SINAC, sin embargo, el OSINERG reconoce que esta misma fórmula es utilizada por el fabricante para establecer el tiempo transcurrido para propósitos de garantía de la unidad; y parece un criterio razonable para establecer los requisitos de mantenimiento siempre que se tomen las debidas precauciones en su utilización en lo que respecta a la frecuencia de inspecciones que debe emplearse.

Se observa que la fórmula empleada por el COES-SINAC para determinar las horas equivalentes es diferente de la especificada por el fabricante para emplear la tabla 2-4. Las horas equivalentes acumuladas en un año por la unidad de punta, según la expresión empleada por el COES-SINAC, resultan 5 378 horas equivalentes anuales ó 5,38 veces las horas equivalentes determinadas según la especificación del fabricante.

Es decir, no es aplicable la frecuencia recomendada en la tabla 2-4 para combustible diesel, con las horas equivalentes de operación determinadas con la fórmula empleada por el COES-SINAC.

La frecuencia de inspecciones que OSINERG solicitó sea considerada para estimar los costos de mantenimiento corresponden a una operación con gas natural. En este sentido, no existe discrepancia con lo expresado por el COES-SINAC.

La ecuación empleada por el COES-SINAC para establecer los requerimientos de mantenimiento requiere se tenga en cuenta lo siguiente: Toda ecuación o igualdad debe ser dimensionalmente homogénea, es decir, dimensionalmente debe ser correcta para que tenga validez. La ecuación empleada por el COES-SINAC presenta como único sumando con un factor de relación o peso igual a la unidad ($a=1$) a las horas de operación a carga base con gas natural (**HOCBG**), por lo tanto las horas equivalentes de operación HEO también deben corresponder a horas de operación a carga base con gas natural para cumplir el requisito de homogeneidad dimensional.

La fórmula establecida por el fabricante para determinar horas equivalentes cuando se utiliza más de un combustible se indica en la página 14, Procedure 3A del Service Bulletin PH.36803 Rev 7, como se muestra a continuación:

Ecuación 2

$$(EBH)_T = (EBH)_g + 1,3(EBH)_o + 1,8(EBH)_{cr}$$

Donde:

$(EBH)_T$ = Horas equivalentes totales para diferentes combustibles
Procedure 3A/ Service Bulletin PH-36803, Rev 7

$(EBH)_g$ = Horas equivalentes a carga base con gas natural/propano
Procedure 3A/ Service Bulletin PH-36803, Rev 7

$(EBH)_o$ = Horas equivalentes a carga base con combustible destilado
Procedure 3A/ Service Bulletin PH-36803, Rev 7

$(EBH)_{cr}$ = Horas equivalentes a carga base con combustible crudo/residual
Procedure 3A/ Service Bulletin PH-36803, Rev 7

Numeral 3 Aplique este valor de $(EBH)_T$ a la columna “Gas Natural / Propano” en la tabla de intervalos de inspecciones

El valor determinado $(EBH)_T$ debe aplicarse a la columna correspondiente al gas natural de la Tabla 2-4, según instrucción expresa del fabricante. Se aprecia también en la fórmula del procedimiento que los dos primeros términos donde se produce la suma de las horas equivalentes con gas natural y las horas equivalentes con combustible destilado es equivalente al componente $a(HOCBG + g \cdot HOCBD)$ de la fórmula empleada por el COES-SINAC para determinar las horas equivalentes, donde el factor $a=1$ y el factor $g=1,3$. **Por lo tanto, las horas equivalentes determinadas corresponden ser utilizadas para el intervalo de inspecciones correspondientes a una operación con gas natural.**

En consecuencia, la observación no ha sido absuelta y no es pertinente emplear la frecuencia para combustible destilado o petróleo diesel como propone el COES-SINAC. Debe emplearse la frecuencia de inspección para una operación con gas natural.

Se observa además que el cálculo presentado incluye inspecciones menores de combustores cada 2 000 horas equivalentes, inspecciones que provienen del modelo de cálculo del estudio “Determinación de Costos Variables No Combustibles y Costos Fijos No Combustibles de la Gestión Eficiente del Mantenimiento en Turbogases Westinghouse 501D5 de 100 MW” – Agosto 1996. En dicho estudio, las recomendaciones del fabricante especificaban que ante una operación con múltiples combustibles, se debía calcular los nuevos intervalos de inspecciones en función de la composición de las horas de operación con cada combustible y no descartaba de manera expresa las inspecciones menores. Con la actualización de la información del fabricante, se observa que al determinar las horas equivalentes de operación mediante la ecuación 2 para una operación con múltiples combustibles se emplea directamente el intervalo de inspección para una operación con gas natural, la misma que no incluye las inspecciones menores a los combustores. En consecuencia, las inspecciones menores de combustores también deben eliminarse del modelo de costos fijos de operación y mantenimiento.

Por lo tanto, el costo fijo de operación y mantenimiento propuesto por el COES-SINAC debe ser debidamente corregido para tomar en cuenta el resultado y las conclusiones de este análisis.

OBSERVACIÓN N° 23.2.4

23.2.4 Se admita una Reparación de los Álabes Fijos de la Primera Etapa

Se ha adoptado como premisa que los álabes fijos de la primera etapa admiten una reparación.

Sobre este punto, el estudio “Determinación de Costos Variables No Combustibles y Costos Fijos No Combustibles de la Gestión Eficiente del Mantenimiento en Turbogases Westinghouse W501D5 de 100 MW” – agosto 1996, toma las recomendaciones del fabricante de la turbina así como la propia experiencia de la empresa propietaria y considera que los álabes fijos de la primera etapa se reutilizan dos veces.

Por lo tanto, esta premisa debe ser corregida de acuerdo a las recomendaciones de fabricante y de la propia experiencia de la empresa propietaria encargada de la operación y mantenimiento, lo cual deberá ser demostrado fehacientemente.

RESPUESTA DEL COES-SINAC

Al respecto, el programa de mantenimiento del fabricante de la unidad W501D5A, establece que los álabes de la unidad pueden ser reutilizadas sólo una vez. Y que esta incluye el total del conjunto de álabes y no sólo la primera etapa. Sin embargo, con el objeto de generalizar el mantenimiento con otros tipos de turbinas se ha considerado que a partir de la segunda etapa los permitan más de una reparación.

En el caso de la turbina Alstom GT11N2, la información recibida del suministrador es que la primera etapa no admite álabes reparados y que las siguientes etapas sólo admiten una reparación.

ANÁLISIS DE LA RESPUESTA

En la absolución de esta observación el COES-SINAC no ha presentado información que justifique de manera fehaciente que los álabes fijos de la primera etapa sólo pueden ser reutilizados una sola vez como afirma.

Dado que se requiere mayor tiempo para aclarar de manera definitiva lo referido a la reparación de los álabes fijos de la primera etapa, se ha utilizado la propuesta del COES-SINAC.

OBSERVACIÓN N° 23.2.5

23.2.5 Costos de Operación y Mantenimiento asimilados a la Turbina a Gas Alstom de 100 MW

En el Cuadro N° 7.1 (folio 25 del ESTUDIO) muestra resultados obtenidos; no se sustentan los valores mediante la data inicial y los factores de actualización empleados.

La actualización realizada no puede ser considerada como válida, en vista que no necesariamente existe una relación entre los costos de repuestos y los precios de turbinas a gas. La demanda de turbinas a gas a raíz de problemas surgidos en los Estados Unidos, agravado

posteriormente por la crisis energética de California produjo un incremento de la demanda de turbinas a gas y el incremento de los precios. No es posible afirmar que la demanda de repuestos y sus costos se incrementó en la misma proporción.

Para el modelo de cálculo, se deberá adjuntar la data inicial considerada, así como el procedimiento y los factores de actualización empleados, a fin de poder realizar un análisis de estos valores y verificar y/o corregir los resultados.

Asimismo, se debe desagregar y sustentar el rubro "Otros costos anuales (*)", ya que de acuerdo al modelo de costos comprende lo siguiente:

- Costos de filtros de aire y misceláneos de turbina (válvulas, etc.)
- Servicios de terceros, asesoría de Westinghouse y otros proveedores especializados (separar Westinghouse de otros proveedores)
- Insumos de mantenimiento

El desagregado es necesario a fin de determinar si los costos considerados corresponden al mantenimiento de la zona caliente del bloque térmico o a otros componentes de la planta.

RESPUESTA DEL COES-SINAC

Como se ha señalado precedentemente en nuestra respuesta a la Observación 22, los costos fijos de mantenimiento de la planta no sólo corresponden a las partes calientes de la unidades, ya que existirían costos de mantenimiento aun si la unidad permaneciese parada. Por lo tanto, el costo fijo anual de mantenimiento, conforme a lo establecido en el artículo 126° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, debe considerar todos los costos de mantenimientos necesarios para mantener disponible la unidad en operación cuando sea requerida.

ANÁLISIS DE LA RESPUESTA

El COES-SINAC no ha presentado el desagregado de costos solicitado.

Respecto a la solicitud de adjuntar la data inicial y los factores de reajuste, ver ANÁLISIS DE LA RESPUESTA a la OBSERVACIÓN N ° 23.1

OBSERVACIÓN N° 23.2.6

**23.2.6 Información recibida en medio magnético
(CFNC_FACTORES.XLS)**

Hoja de cálculo CVFlujo(D2):

Para determinar el costo de los repuestos se ha empleado como arancel la tasa de 15%. Este valor debe ser corregido a la tasa vigente.

Se considera dentro de esta hoja de cálculo un valor de 400 000 US\$ como TOTALES ELÉCTRICOS. Este valor debe justificarse ya que, tratándose de costos relacionados a equipos eléctricos, estos costos no son originados como consecuencia de los arranques a que es sometida la unidad, sino de las horas de utilización. La frecuencia atribuida a este mantenimiento es cada 48 000 horas equivalentes de operación que, de acuerdo a los estimados presentados por el COES-SINAC, equivalen aproximadamente a 8 700 horas de utilización.

La hoja de cálculo analizada emplea valores de otro archivo denominado CNC96ETV_v2.7a.xls. El COES-SINAC debe presentar en medio magnético este archivo a fin de poder analizar los valores empleados.

No ha sido posible elaborar las correspondientes observaciones a falta de esta información.

RESPUESTA DEL COES-SINAC

El archivo ha sido corregido y se adjunta en medio magnético. En cuanto a la referencia que se indica, solo corresponde a un error de vínculos del MS Excel, pues el mencionado archivo corresponde al mismo que se ha alcanzado para su verificación sólo que difiere el nombre.

ANÁLISIS DE LA RESPUESTA

El COES-SINAC ha corregido la tasa del arancel para los repuestos requeridos para las inspecciones, considerando la tasa vigente.

El COES-SINAC no ha justificado el costo de US \$ 400 000,00 incluido en el cálculo como TOTALES ELÉCTRICOS.

El COES-SINAC ha entregado con la Absolución de Consultas el archivo solicitado CNC96ETV_v2.7.XLS

Respecto a la afirmación del COES-SINAC de que el archivo entregado CNC96ETV_v2.7,XLS corresponde al mismo entregado para su verificación sólo que difiere el nombre, es necesario precisar lo siguiente:

- Con la Propuesta Técnico Económica el COES-SINAC entregó en archivo magnético el cuaderno de cálculo CNFC_FACTORES.XLS conteniendo las siguientes hojas de cálculo:

FactCTemp, FactCenvej CVFlujo(D2) y CVNC y CFNC(D2)

El mencionado cuaderno de cálculo posee vínculos con lo siguientes archivos:

CNC96ETV_v2.7.XLS (que fue solicitado), PETG-11.02v4d.XLS, Resumen-Nuevo1, Cuadros 020902.XLS e INFORMACIÓN FITA NOV 2000_cte.XLS.

- El archivo recibido del COES-SINAC con la Absolución de Observaciones denominado CNC96ETV_v2.7.XLS no posee vinculo con otros archivos y está conformado por las siguientes hojas de cálculo:

Combustión menor, Combustión mayor, Cada dos mayores, Gases calientes, Mayor, Otros costos, Resumen, Flujo(D2) y por último la hoja de cálculo CVNC y CFNC(D2)

Se observa que los archivos no tienen el mismo contenido, se tratan de archivos diferentes, por lo tanto, **se reitera que no fue posible elaborar las correspondientes observaciones a falta de esta información.**

OBSERVACIÓN N° 23.2.6

Hoja de cálculo CVNC y CFNC(D2):

El factor de relación $g=1,3$ correspondiente al combustible diesel empleado para estimar las horas equivalentes de operación debe ser modificado a $g=1,25$, de acuerdo con la información del fabricante.

Para determinar la anualidad del costo de repuestos, se ha considerado como número de periodos de pago el valor de 19, debe ser considerado el valor de 20.

Debe eliminarse del cálculo de las horas equivalentes el número de arranques fallidos de la unidad, de acuerdo a lo indicado al inicio de las observaciones secundarias.

RESPUESTA DEL COES-SINAC

Según la información del fabricante, el factor de relación es de 1,3 y no de 1.25. Al respecto, se ha respetado lo que previamente fue aceptado por la Comisión de Tarifas Eléctricas en el modelo que determina los costos variables y fijos no combustibles en el año 1996. El sustento del factor de 1.3 se adjunta en el Anexo K2.

De conformidad con lo establecido en el numeral 4 del artículo 3° de la Ley del Procedimiento Administrativo General, el OSINERG no ha cumplido con motivar dicha observación, precisando las razones para esta variación de criterio.

ANÁLISIS DE LA RESPUESTA

El COES-SINAC ha sustentado el valor empleado de $g = 1,3$ mediante información del fabricante (Service Bulletin PH-36803 Rev 7), siendo absuelta de esta manera la observación.

El COES-SINAC no ha dado respuesta a la observación sobre el número de periodos empleado para determinar la anualidad de los repuestos. Este periodo debe ser de 20 años, de acuerdo a la vida útil de la unidad.

Respecto a la eliminación del cálculo de los arranques fallidos, véase ANÁLISIS DE LA RESPUESTA a la OBSERVACIÓN N° 23.2.1.

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

A continuación se realiza la determinación de los costos fijos de operación y mantenimiento sobre la base de la discusión anterior.

El cálculo se ha realizado de la siguiente manera:

- La metodología de cálculo empleada corresponde a la presentada por el COES-SINAC en el archivo CNC96_v2.7a.XLS
- Se emplea los costos actualizados de repuestos remitidos por el COES-SINAC.
- Se ha considerado la reutilización de repuestos de acuerdo a la propuesta del COES-SINAC, incluso la correspondiente a la primera etapa de álabes fijos que fuera observado, solicitando demostración fehaciente de la premisa asumida y que no fuere entregada.
- Se ha modificado la frecuencia de inspecciones de acuerdo a lo recomendado por el fabricante en la información entregada por el COES-SINAC con la Absolución de Observaciones a 8 000, 24 000 y 48 000 horas equivalentes de operación. Para este propósito, ha sido necesario realizar una optimización de los repuestos requeridos para esta frecuencia de inspecciones, siguiendo el procedimiento establecido por el COES-SINAC.

- Se han eliminado los 6 disparos anuales incluidos por el COES-SINAC en la determinación de las horas equivalentes de operación, de acuerdo al análisis de la absolución a la OBSERVACIÓN 23.2.1
- Se han eliminado las inspecciones menores de combustores de acuerdo a las instrucciones y recomendaciones del fabricante indicadas en el Service Bulletin PH-36803 ver 7.

El Cuadro siguiente muestra los resultados obtenidos y realiza una comparación con el valor propuesto por el COES-SINAC en la Absolución de Observaciones.

El valor resultante de la estimación realizada en de US\$ 764 222, es decir, el 63,86% del valor propuesto por el COES-SINAC.

Cuadro N° D.1

Horas operación / arranque		Costos Fijos ⁽²⁾ miles US \$	Variación ⁽³⁾ %
Energía MWh ⁽¹⁾			
1	Valor propuesto por COES SINAC Absolución	1196,66	100,00%
2	Modificando intervalos de mantenimiento ⁽⁴⁾	694,32	74,74%
3	Eliminando 6 disparos al año ⁽⁵⁾	668,46	72,57%
4	Modificando número de periodos de 19 a 20 años ⁽⁶⁾	666,40	71,57%
5	Eliminando inspecciones menores de combustores ⁽⁷⁾	764,22	63,86%
6	Valor resultante	764,22	63,86%

⁽¹⁾ Energía generada por la unidad operando a capacidad estándar con petróleo diesel 2 = 113,25 MWh

⁽²⁾ Costo fijo de operación y mantenimiento.

⁽³⁾ Porcentaje del costo fijo resultante respecto al valor propuesto por el COES-SINAC en la Absolución de Consultas, reducciones acumulativas

⁽⁴⁾ Se modifica intervalos de mantenimiento a 8 000, 24 000 y 48 000 horas - OBSERVACIÓN 23.2.3

Se ha modificado los requerimientos optimizando el flujo de repuestos de acuerdo a las premias empleadas por el COES SINAC, con excepción de las indicadas en las presentes notas

⁽⁵⁾ Se eliminan 6 disparos al año - OBSERVACIÓN 23.2.1

⁽⁶⁾ Se modifica número de periodos para determinar la anualidad de 19 años empleado por el COES-SINAC a 20 años. - OBSERVACIÓN 23.2.6 Hoja de cálculo CVNC y CFNC(2)

⁽⁷⁾ No se consideran inspecciones menores de combustores - Información técnica del fabricante entregada por COES SINAC en Absolución de Observaciones Service Bulletin PH-36803 ver 7 - Table 2 - 4 / ANALISIS DE RESPUESTA a OBSERVACIÓN 23.2.3

D.2 FACTORES DE CORRECCIÓN

OBSERVACIÓN N° 24

Se aprecia que el RLCE, para propósitos de definición de la potencia efectiva de la unidad, emplea los siguientes conceptos: potencia estándar y factor de ubicación.

La potencia efectiva es referida a la unidad, y es definida mediante la siguiente expresión:

Potencia efectiva de la unidad = Factor de ubicación x Potencia estándar

RESPUESTA DEL COES-SINAC

El Reglamento expresa en su artículo 126° numeral IV “El factor de ubicación es igual al cociente de la potencia estándar entre la potencia efectiva de la unidad”; por lo que queda claro que lo definido es el factor de ubicación y los que lo definen son la potencia estándar y la potencia efectiva. Ver el Comentario General (página25).

ANÁLISIS DE LA RESPUESTA

Aceptado.

OBSERVACIÓN N° 24.1

24.1 Factores de Corrección de Potencia solicitados por el COES-SINAC

*El COES-SINAC deberá analizar la modalidad de operación en **carga pico** y la posibilidad de **inyección de agua**, adjuntando la información sustentatoria necesaria para su revisión.*

RESPUESTA DEL COES-SINAC

De conformidad con lo establecido en el artículo 6° del Procedimiento para Fijación de Precios Regulados, aprobado por Resolución del Consejo Directivo de OSINERG N°. 3-2002-OS/CD, cuando el OSINERG lo considere necesario, podrá establecer la información específica que deben contener las propuestas tarifarias, así como los formularios y medios para su presentación. Los requerimientos de información que formule el Organismo Regulador deben sujetarse a los principios de predictibilidad, razonabilidad y simplicidad, recogidos en el artículo IV del Título Preliminar de la Ley del Procedimiento Administrativo General.

El principio de predictibilidad obliga al Regulador –en su calidad de autoridad administrativa- a informar al administrado en forma veraz, completa, confiable y oportuna al inicio de cualquier procedimiento, sobre los trámites a seguir. El principio de razonabilidad establece como límite a la facultad de crear obligaciones que pueda tener OSINERG, el mantener la debida proporción entre los medios a emplear y los fines públicos que debe tutelar, a fin de que respondan a lo estrictamente necesario para la satisfacción de su cometido. El principio de simplicidad exige a la Administración que los requisitos fijados por ésta sean racionales y proporcionales a los fines que persigue cumplir.

Sobre la base de las normas citadas, es evidente que resulta extemporáneo el requerimiento de OSINERG al COES de analizar la modalidad de operación en carga pico y la posibilidad de inyección de

agua, adjuntando la información sustentatoria necesaria para su revisión. De haber considerado necesaria dicha información, debió haberlo efectuado oportunamente, con anterioridad al inicio del proceso de fijación tarifaria. Pretender que el COES realice dicho estudio en el plazo de 15 días naturales que tiene para absolver las Observaciones sería contrario a los principios del procedimiento administrativo arriba enunciados.

Por lo expuesto, en caso de que ello sea requerido con una anticipación adecuada, en la próxima fijación tarifaria el COES-SINAC cumplirá con proporcionar la información y los estudios solicitados por el Organismo Regulador que se ajusten a los principios de razonabilidad y simplicidad. Efectuar el análisis solicitado requiere acceso a información difícil de obtener ya que, el incremento de temperaturas en el caso de la carga pico disminuye la resistencia de los materiales y al mismo tiempo eleva sus esfuerzos por gradiente térmico, lo que definitivamente acorta la vida de las piezas con mayor velocidad que la de la operación normal.

El caso de la operación con inyección de agua es análogo en el grado de dificultad para obtener la información. Sin perjuicio de lo anterior, cabe resaltar que, pese a que las unidades a que hacen referencia las observaciones de OSINERG efectivamente cuentan con instalaciones de inyección de agua, operativamente no las vienen utilizando.

ANÁLISIS DE LA RESPUESTA

Las posibilidades de la capacidad pico y la inyección agua ha sido solicitada anteriormente en el proceso de regulación de mayo 2002.

En vista de la situación, se deberá solicitar los análisis correspondientes de estos puntos con la anticipación debida.

D.2.1 Factor de Corrección por Envejecimiento

OBSERVACIÓN N° 24.2

24.2 Factor de corrección por envejecimiento de la unidad solicitado por el COES-SINAC

Los factores señalados en el numeral V) de este artículo, sólo corresponde utilizar el “factor de ubicación” en la determinación de la potencia efectiva de la unidad de punta. El factor por envejecimiento no corresponde a un factor de ubicación por lo que no deberá ser considerado y se utilizarán, en consecuencia, sólo aquellos factores permitidos y citados explícitamente en la LCE y su Reglamento. El envejecimiento es una función del tiempo, de la operación futura y no puede ser considerada como componente del factor de ubicación.

En consecuencia, el COES-SINAC no deberá considerar el factor de corrección por envejecimiento. Además de lo señalado en los párrafos precedentes, el COES-SINAC deberá responder por escrito a las observaciones sobre el factor de corrección por envejecimiento, efectuadas en la audiencia pública del 09.09.2002, las mismas que se adjuntan como Anexo 2 de este informe.

RESPUESTA DEL COES-SINAC

De acuerdo a lo expresado en la observación descrita, se entiende que el efecto que produce el deterioro irreversible, llamado también envejecimiento, está presente en la vida de las unidades de generación eléctrica, con lo que la observación se reduce a una interpretación del espíritu de la ley en el tema de la definición de potencia efectiva.

El sustento de la consideración del COES-SINAC es lo fundamentado en el Comentario General, al inicio del presente documento.

El factor de ubicación se define por el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas en su artículo 126° numeral IV, que expresa “El factor de ubicación es igual al cociente de la potencia estándar entre la potencia efectiva de la unidad”. El significado de la palabra “efectivo” es “real y verdadero”. Por tanto, el concepto tras la potencia efectiva queda definida como la capacidad que verdaderamente es aprovechable por parte de la unidad de generación. Por ende, el empleo del factor de envejecimiento o deterioro irreversible que afecta a la unidad durante su periodo de vida es aplicable, ya que éste afecta directamente la “potencia verdadera” que la unidad puede aprovechar. Cabe remarcar que el mantenimiento, por muy bueno que sea, sólo devuelve parte de la capacidad perdida.

Por otro lado, aún cuando el efecto de envejecimiento está presente en todo el periodo de vida de la unidad, en el estudio sólo comprende un periodo de cuatro años.

ANÁLISIS DE LA RESPUESTA

El sustento de la exclusión del factor de envejecimiento ha sido comunicado al COES-SINAC con las observaciones a la propuesta, no se limita a los párrafos extraídos para absolver la observación.

El COES-SINAC sustenta la inclusión del factor argumentando que el significado de la palabra “**efectivo**” (entiéndase de la potencia efectiva) es “**real y verdadero**” y por lo tanto el concepto tras la potencia efectiva queda definido como la capacidad que verdaderamente es aprovechable por la unidad. Hasta este punto no existe discrepancia con la posición del COES-SINAC.

Continúa el COES-SINAC diciendo que por ende, el empleo del factor de envejecimiento o deterioro irreversible que afecta **a la unidad durante su periodo de vida es aplicable**. Sobre este punto existe la discrepancia, ya que no es lo que la ley establece.

Introducir la variable tiempo (ajeno completamente al término “**ubicación**” empleado en el Reglamento) y determinar un factor que afecte un componente de costo o un parámetro empleado para determinar un costo de manera que se obtenga un costo medio en el tiempo es un criterio que va en dirección contraria a lo que el Artículo 42 de la LCE que señala que los precios regulados reflejarán los costos marginales del suministro, con excepción de aquellos casos en que la misma ley sugiere que deben emplearse costos medios (transmisión, distribución).

Se menciona en la observación remitida al COES-SINAC que no es propósito discutir si el cálculo del factor es correcto o debe ser observado, el tema es realmente si el factor debe ser considerado. Una revisión del cálculo presentado por el COES-SINAC en su propuesta muestra que lo que se obtiene es un factor para determinar un costo medio para 4 años.

Además sobre el cálculo efectuado también se observa que el COES-SINAC ha empleado horas equivalentes cuando la información del fabricante remitida con la Absolución de Observaciones del proceso de regulación de mayo del presente año indica horas de operación y es conocida la diferencia entre horas equivalentes y horas de operación. No se trata de una observación que se esté realizando al cálculo, se indica simplemente para señalar que, a pesar de existir observaciones, éstas no fueron comunicadas porque el tema en discusión es otro, el tema real es si procede o no la inclusión del factor de envejecimiento.

Por lo tanto, el factor de envejecimiento debe ser excluido del cálculo de la potencia efectiva.

D.2.2 Factor de Corrección por Temperatura

Respecto al factor de corrección por temperatura ambiente, el estudio adjunta información del fabricante para la unidad GT11N2, con un factor de corrección menor al empleado en la regulación anterior.

Al respecto se señala que en la regulación anterior el COES-SINAC presentó como sustento del valor de este factor una curva para un modelo estándar, la unidad GT11N1; sin embargo, en esta regulación el estudio incorpora una curva para el modelo utilizado como unidad de punta (GT11N2) lo cual representa, por lo tanto, un valor más aproximado que aquel que fue utilizado en la regulación anterior a falta de información proporcionada por el fabricante.

En consecuencia, el valor propuesto por el COES-SINAC como factor de corrección por temperatura se ha aceptado para fines del cálculo de la potencia efectiva de la unidad de punta.

D.2.3 Factor de Corrección por Pérdidas en el Transformador

OBSERVACIÓN N° 24.3

24.3 Factor de corrección por pérdidas en el transformador solicitado por el COES-SINAC

Sobre el factor de pérdidas en el transformador existe una similitud, las pérdidas en el transformador no dependen de la ubicación de la unidad, la unidad termina en bornes del generador; al respecto, podría argumentarse que la unidad termina en los bornes de alta tensión del transformador, pero el RLCE no lo define de esa manera.

No obstante, en este extremo se debe emplear el mismo criterio que para el factor de corrección por envejecimiento, respecto a lo que la ley establece; de existir un error o indefinición en la ley, sería adecuado proponer un cambio legal con el sustento debido a las instancias correspondientes.

Además de lo señalado en los párrafos precedentes, el COES-SINAC deberá responder por escrito a las observaciones sobre el factor de corrección por pérdidas en el transformador, efectuadas en la audiencia pública del 09.09.2002, las mismas que se adjuntan como Anexo 2 de este informe.

RESPUESTA DEL COES-SINAC

De similar forma al efecto que produce el factor de envejecimiento sobre la capacidad aprovechable de unidad, las pérdidas del transformador contribuyen a la disminución de la capacidad aprovechable pues la energía que se entrega al sistema, corresponde en los bornes de salida del transformador.

El sustento está en lo expresado como Comentario General.

En cuanto a la observación sobre el factor de corrección por pérdidas en el transformador, formulada en la Audiencia Pública del 9 de setiembre pasado, una ampliación a la respuesta expresada en dicha oportunidad por nuestro asesor, es la que se transcribe en el rubro AUDIENCIA PUBLICA. (Pregunta B)

ANÁLISIS DE LA RESPUESTA

Las pérdidas en el transformador no dependen de la ubicación de la unidad, la unidad termina en bornes del generador; al respecto, podría argumentarse que la unidad termina en los bornes de alta tensión del transformador, pero el RLCE no lo define de esa manera.

Sin embargo, al no estar reconocidas estas pérdidas dentro de las transferencias que se dan en el sistema ya que las mismas se calculan a partir de los bornes de salida de las unidades de generación, es decir más allá del sistema de conexión del generador a la red, se estaría obviando el reconocimiento de dicho efecto en la tarifa íntegramente.

En efecto, de acuerdo con lo señalado en el marco legal vigente, se considera que el precio de potencia debe ser expresado en la barra de Muy Alta Tensión, es decir deberá incorporar el efecto de las instalaciones de conexión, en la cual se incluye las pérdidas, por potencia, del transformador.

En consecuencia, este factor deberá ser incluido como parte de los factores de corrección de la potencia estándar tomando en consideración lo expuesto anteriormente.

DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE TRANSFORMACIÓN

El porcentaje de pérdidas de transformación, asumido por el COES-SINAC, es elevado; en virtud de ello, el OSINERG ha estimado dichas pérdidas a partir de los porcentajes de pérdidas estándares en el hierro y en el cobre. Para tal fin, se ha utilizado la siguiente expresión:

$$PerdPot(\%) = \frac{Perd_eHierro(\%) + Perd_eCobre(\%) * FC^2}{PotNom(\%) * \cos f * FC}$$

donde:

PerdPot(%) Porcentaje de pérdidas de potencia.

Perd_eHierro(%) Porcentaje de pérdidas estándares en el hierro igual a 0,065%.

Perd_eCobre(%) Porcentaje de pérdidas estándares en el cobre igual a 0,370%

FC Factor de carga, 80% en este caso

Considerando una potencia nominal de 100% y un factor de potencia de 0,95, el porcentaje de pérdidas de potencia alcanza a 0,4%, como se indica a continuación:

$$PerdPot(\%) = \frac{0,065\% + 0,370\% * (80\%)^2}{100\% * 0,95 * 80\%} = 0,40\%$$

D.3 IMPACTO DE LAS MODIFICACIONES SOBRE EL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA

El Cuadro siguiente muestra el impacto de las modificaciones sobre el precio básico de potencia, tanto de la propuesta del COES-SINAC como el utilizado por el OSINERG.

Cuadro N° D.2

N°	Descripción	Unidad	Parámetros considerados			Impacto ²	
			Valor Vigente	COES-SINAC Propuesta	OSINERG	COES-SINAC Propuesta	OSINERG
1	Precio Básico de Potencia	US\$/kW-año	66,98	74,98	67,60	11,9%	0,8%
2	<i>Impacto sobre el valor propuesto</i>						
2.1	Efecto de la devaluación - "Gas Turbine World" ¹					1,8%	1,8%
2.2	Potencia efectiva de la unidad ³	MW	109,37	109,86	108,92	5,5%	1,6%
	Sólo Corrección Factor Temperatura		0,9600	0,9461	0,9461	1,5%	1,2%
	Sólo Corrección Factor Envejecimiento		1,0000	0,9709	1,0000	3,1%	0,0%
	Sólo Corrección Factor Pérd. Transform. ⁴		1,0000	0,9920	0,9960	0,8%	0,3%
2.3	Costos fijos de operación y mantenimiento (miles US \$) ⁵	miles US \$	912,43	1 196,66	764,22	4,7%	-2,4%

¹ Diferencia entre el Precio Básico de Potencia fijado en mayo 2002 (66,01 US\$/kW-año) y el precio vigente al 01.Oct.2002 (19,20 \$/kW-mes; 66,98 US\$/kW-año)

² Los impactos son valores aproximados, calculados en función de los numerales 2.1, 2.2 y 2.3

³ Resultado de considerar modificación de los factores de ubicación (corrección F.Temperatura, Retiro F.Envejecimiento y Pérd.Transformación)

⁴ Pérdidas de transmisión calculadas por el OSINERG sobre la base de las pérdidas estándares en el hierro y en el cobre

⁵ Estimación realizada a partir de metodología utilizada por COES y valor entregado por el COES-SINAC a la ex-CTE en la Absolución de Observaciones del proceso de regulación tarifaria de noviembre 2000

Anexo E

**Resumen Observaciones y
Diagrama Unifilar SEIN**

OBSERVACIONES AL INFORME TECNICO - ECONOMICO PRESENTADO POR EL COES-SINAC

N°	OBSERVACIÓN	ABSOLUCIÓN COES-SINAC	ACCIÓN OSINERG
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA			
1	<i>Metodología para la Proyección de la Demanda Nacional de Energía</i>	Responde a cada una de las observaciones planteadas exponiendo los criterios empleados en el desarrollo de la metodología	El planteamiento del COES-SINAC ha mejorado al desagregar el PBI minero del modelo econométrico para evitar su doble efecto en el modelo global; sin embargo, subsisten algunas observaciones que no han sido absueltas satisfactoriamente
2	<i>Predicciones del Modelo</i>	Explica acerca de las observaciones relacionadas con el segundo componente del modelo: las cargas mineras que son incorporadas de acuerdo con información suministrada por las empresas	Se adopta el criterio del COES-SINAC mientras se culminen los estudios encargados por el OSINERG para la revisión de las proyecciones de oferta y demanda en el mediano plazo
3	<i>Revisión de Variables Históricas</i>	Incorpora los ajustes sugeridos en los valores para el año 2001 de la tarifa promedio (7,02 ctvs US\$/kWh) y la venta SEIN, descontando cargas incorporadas y especiales (12 075,4 GWh)	Absolución Aceptada
4	<i>Pérdidas de Distribución y Subtransmisión</i>	Mantiene posición respecto a resultados de su estudio. Se remarca consideración respecto al valor proyectado de 9,7% para el año 2002 a partir de los datos históricos	Se toman los valores de pérdidas proyectados por el OSINERG. El COES-SINAC no aporta mayor información, obviando el hecho práctico de tener al primer semestre del 2002 unas pérdidas reales de 8,9% según información proporcionada por las empresas responsables al OSINERG. No se aceptan los porcentajes de pérdidas de subtransmisión del COES-SINAC ya que estos se basan en premisas equivocadas
5	<i>Pérdidas de Transmisión</i>	Menciona que no es posible efectuar una proyección de la reducción de pérdidas por efecto del compromiso señalado en el contrato de concesión de los sistemas de transmisión Etecen-Etesur, dado que aún no se pueden evaluar los resultados hasta que se efectúen las primeras mediciones en los próximos 12 meses	Absolución Aceptada
6	<i>Proyección de la Demanda de Cargas Incorporadas y Cargas Especiales</i>	Sustenta posición de incorporar demanda de sistema Tarapoto-Moyobamba-Bellavista a partir del año 2005 basado en carta del MEM y plan referencial 2001-2010. Con relación a Tintaya efectúa pequeños ajustes sobre la base de información que adjunta respecto a compromiso con San Gabán.	Se ha considerado la interconexión del sistema Tarapoto-Moyobamba-Bellavista en la fecha propuesta por el COES-SINAC, descontando de su proyección de demanda las cargas de Aucayacu, Tocache y Yurimaguas, y corrigiendo su proyección de demanda sobre la base de datos históricos. Se ha modificado la proyección de la demanda de Tintaya comprometida con Egemsa sobre la base de información remitida al OSINERG por BHP Billiton Tintaya, la misma que no fue absuelta por el COES-SINAC
7	<i>Proyección de la Demanda de Proyectos</i>	Manifiesta que los requerimientos de información de OSINERG son difíciles de cumplir debido a su carácter de reservado o porque los estudios aún no están completos. Corrige error de cálculo en demanda de Tantauatay	El COES-SINAC no ha presentado las evaluaciones requeridas por las razones expuestas en su informe. F3
8	<i>Proyección de la Demanda de Quellaveco y Ampliación Southern Perú Copper Corporation (SPCC)</i>	Modifica ligeramente proyección de la demanda de SPCC y confirma proyecciones de Quellaveco dadas en propuesta original. No presenta evaluación de viabilidad técnica y económica de los proyectos según requerimiento	Se modificó la proyección de la demanda de SPCC de acuerdo con información remitida al OSINERG manteniéndose igual a la propuesta del COES-SINAC en el caso de Quellaveco. Sin embargo, al no haber presentado las evaluaciones requeridas, el OSINERG las efectuará dentro de un estudio que está en proceso respecto a este tema

N°	OBSERVACIÓN	ABSOLUCIÓN COES-SINAC	ACCIÓN OSINERG
PROGRAMA DE OBRAS			
9	<i>Centrales Termoeléctricas de ELECTRO UCAYALI (Pucallpa)</i>	Manifiesta que la incorporación de las unidades de la C.T. Pucallpa se efectuará una vez satisfechos los requisitos considerados en los procedimientos para la incorporación de dichas unidades dentro del COES-SINAC. Estima que un período prudencial sería a partir de octubre de 2003	No es posible admitir ineficiencias en los procedimientos para la incorporación de generadores al sistema lo cual constituye una barrera a la entrada que va en contra de los principios de competencia y no-discriminación en el sector. Al respecto, se considera que la fecha de incorporación de dicha central sería diciembre de 2002
10	<i>Proyectos de Centrales Hidroeléctricas</i>	Mantiene su posición en todos los proyectos hidroeléctricos. Presenta una discusión sobre las observaciones planteadas por el OSINERG	Como consecuencia de la evaluación de los proyectos hidroeléctricos efectuada por el OSINERG, se considera mantener el plan de obras propuesto por el COES-SINAC, el mismo que será revisado de acuerdo con el avance de los proyectos y estudios internos del OSINERG acerca de la metodología para la selección de un programa de obras robusto
11	<i>Compromiso de Inversión de ELECTROANDES</i>	Manifiesta que Electroandes ha iniciado recientemente un proceso de evaluación para priorizar sus inversiones, de cuyos resultados dependerá su cronograma de inversiones futuras.	Absolución Aceptada
12	<i>Evaluación de la Cartera de Proyectos de los Integrantes del COES-SINAC</i>	Manifiesta que la evaluación de los proyectos de las actuales empresas generadoras constituye una intromisión peligrosa e irregular en la iniciativa privada al interior del COES-SINAC	La absolución no es satisfactoria. El COES-SINAC debe poder evaluar los proyectos en cartera de sus integrantes con el mismo nivel de exigencia que el realizado para nuevos generadores. Al respecto, no se tiene información oficial de nuevos proyectos; sin embargo, el OSINERG los evaluará dentro de un estudio que está en proceso respecto a este tema
13	<i>Plan de Obras de Transmisión</i>	Mantiene posición respecto a proyectos de transmisión. Al respecto, presenta documentación que justifica su propuesta respecto a LT Moquegua-Toquepala.	Absolución Aceptada
COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS			
14	<i>Precio del Gas Natural proveniente de Camisea</i>	Mantiene su posición de que el precio del gas natural en boca de pozo es 1,00 US\$/MMBtu y que los otros factores considerados obedecen a condiciones de negociación (precio total propuesto incluyendo transporte y distribución = 1,918 US\$/MMBtu)	Se toma el precio del gas natural en boca de pozo del contrato vigente entre Pluspetrol y Electroperú: $1,00 \times 0,96 \times 0,98 \times 0,95 = 0,894$ US\$/MMBtu (precio total incluyendo transporte y distribución = 1,812 US\$/MMBtu)
15	<i>Precio del Gas Natural para las Centrales de Aguaytía y Malacas</i>	Considera que debe fijarse el precio del gas natural utilizando como referencia el precio del gas natural de Camisea sin considerar precios de despacho aceptados temporalmente. Al respecto, expone sus razones y manifiesta que espera solución a problemática vía modificación de la normatividad vigente	La referencia ideal para la fijación del costo variable del gas natural debería ser la que resulte de un proceso competitivo de costos variables para participar en el despacho del sistema administrado por el COES-SINAC. Para el presente se utilizará el precio de referencia a partir del gas natural de Camisea
16	<i>Precio del combustible para centrales térmicas de Pacasmayo, Malacas y Verdún</i>	Menciona haber excluido el ISC de la C.T. Pacasmayo dado que el MEF dispuso su exoneración (07.09.2002). Con respecto a las C.C.TT. Malacas y Verdún mantiene posición de incluir el ISC en el combustible Diesel N° 2 que abastece a estas centrales.	Se incorpora la exoneración del ISC respecto a la C.T. Pacasmayo. No se considera el ISC en el combustible Diesel N° 2 que abastece a las centrales Malacas y Verdún por representar costos ineficientes
17	<i>Gastos financieros para mantener stocks de seguridad</i>	Considerando la última información disponible (recientes informes del sistema bancario y de empresas representativas del sector) modifica la tasa de financiamiento de 4,13% a 3,19%	Absolución Aceptada

N°	OBSERVACIÓN	ABSOLUCIÓN COES-SINAC	ACCIÓN OSINERG
----	-------------	-----------------------	----------------

PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA

18	<i>Costos Variables por Sólidos en Suspensión de la C.H. Cañón del Pato</i>	Presenta metodología para el cálculo de costos variables por sólidos en suspensión, corrigiendo valor dado en propuesta inicial. No comenta sobre procedimiento oficial	Se ha corregido el valor del costo variable de acuerdo con la información presentada; sin embargo, se debe evaluar la factibilidad de seguir reconociendo este costo mientras no se tenga un procedimiento aprobado por el MEM
19	<i>Series de Caudales Naturales</i>	En términos generales presenta el sustento de las series de caudales naturales modificadas sobre la base de estudios hidrológicos realizados por las empresas Edegel, Electroperú, Electroandes, Egesur, Egemsa, Cahua y Egenor	Absolución Aceptada
20	<i>Volúmenes de los Embalses</i>	Presenta razones para la variación del volumen final del embalse de la laguna Aricota por problemas de infactibilidad en el modelo Perseo	Absolución Aceptada
21	<i>Programa de Mantenimiento de Centrales Hidroeléctricas y Termoeléctricas</i>	Reitera respuesta a observación general similar a la efectuada en fijación tarifaria mayo 2002. Respecto a observaciones específicas sobre el programa de mantenimiento corrige indisponibilidad de C.H. Chimay y adjunta sustento requerido del mantenimiento de la C.T. Tumbes	En el caso del mantenimiento de las centrales se ha considerado el programa propuesto por el COES-SINAC. Se ha adoptado este criterio mientras se culminan los estudios encargados por el OSINERG para la revisión de los programas de mediano plazo (2002-2006) a fin de verificar la eficiencia de los requerimientos de mantenimiento que se plantean en la propuesta del COES-SINAC.

PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA

22	<i>Costos Fijos de Operación y Mantenimiento y Costos Variables</i>	Presenta una serie de argumentos técnicos respecto a la consideración de costos fijos y variables de operación y mantenimiento	Se debe mantener el criterio adoptado respecto al reconocimiento de costos fijos y variables. Sin embargo, se debe determinar y precisar qué parte corresponde a cada tipo de costo
23	<i>Costo Fijo de Mantenimiento</i>	Mantiene posición respecto a unidad base: W501D5 y presenta hojas de cálculo con los datos y premisas para la determinación del costo fijo de mantenimiento. No presenta sustento para modificar la frecuencia de mantenimiento, la tabla presentada como sustento no corresponde a la metodología empleada	Se acepta la metodología planteada pero se corrige la frecuencia de mantenimiento, y consecuentemente los resultados, acorde con la fórmula para el cálculo de las horas de operación equivalentes y las premisas aceptadas por OSINERG
24	<i>Factores de Corrección de la Potencia Efectiva de la Unidad de Punta</i>	Mantiene posición respecto a factores de corrección por envejecimiento y por pérdidas en el transformador incorporando nuevos argumentos para el caso de pérdidas en el transformador	De acuerdo con el análisis efectuado por el OSINERG se reconoce factores de corrección por temperatura y por pérdidas en el transformador, sin embargo, factor por envejecimiento no se admite por las razones expuestas en el informe. Asimismo, el OSINERG ha determinado un porcentaje de pérdidas eficientes ya que el valor propuesto por el COES-SINAC carece de sustento

N°	OBSERVACIÓN	ABSOLUCIÓN COES-SINAC	ACCIÓN OSINERG
FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES			
25	<i>Factores de Pérdidas Marginales de Energía</i>	Adjunta de manera explícita los factores de pérdidas marginales de energía propuestos, considerando los resultados del modelo PERSEO	Absolución Aceptada
FÓRMULAS DE REAJUSTE			
26	<i>Fórmula de Reajuste del Precio Básico de Energía</i>	Retira el parámetro de la tasa arancelaria de la fórmula de reajuste del Precio Básico de Energía, de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución OSINERG N° 0940-2002-OS/CD	Absolución Aceptada
27	<i>Fórmula de Reajuste del Precio Básico de Potencia</i>	Corrige la definición del parámetro "TA" referido a la tasa arancelaria que se emplea en la fórmula de actualización del Precio Básico de Potencia	Absolución Aceptada

