De acuerdo con la metodología que viene siendo empleada permanentemente por OSINERG, la valorización de este tipo de instalaciones de transmisión se ha efectuado sobre la base de módulos estándares de líneas de transmisión con sus respectivas celdas de conexión, diseñados para operar en las mismas condiciones geográficas y altitudes sobre las cuales están instalados los bienes físicos existentes. Estos módulos están conformados por elementos diseñados con tecnología actual y costeados a partir de precios promedios de mercado.

Para la aplicación de los módulos estándares, se han considerado dos tramos de línea: uno de longitud 33,54 km ubicado en sierra a una altura entre 3500 y 4500 msnm y otro de 52,67 km ubicado en selva alta. En ambos casos, se han utilizado líneas de transporte con estructuras metálicas y conductores de tipo AASC. En el caso de las subestaciones de Huánuco y Paragsha II, se han utilizado módulos de celdas y equipos complementarios para una disposición de simple barra. En el siguiente cuadro se muestra un resumen del VNR calculado para la línea Paragsha II - Huánuco, el detalle del mismo se encuentra en el Anexo G.

Cuadro No. 4.1

VNR L.T. PARAGSHA II - HUANUCO

Elemento	VNR (US$)
Línea de Transmisión	5 015 237
Celda SE Paragsha II	620 098
Celda SE Huánuco	719 666
Total L.T. 138kV Paragsha II - Huánuco	**6 355 001**

El monto, que es muy similar al valor vigente para la línea en 138 kV entre las subestaciones Huánuco y Tingo María[18], es inferior al valor propuesto por el COES SINAC. Esto se debe a que en la valorización efectuada por el COES-SINAC se han encontrado los siguientes factores:

- Los costos unitarios de los principales componentes de la línea y de sus celdas de conexión son superiores a los valores promedio que OSINERG dispone y que han sido determinados como un promedio de los costos de obras recientemente ejecutadas.

- Los costos de los equipos complementarios se aprecian sobrevaluados. El COES-SINAC justifica señalando que los metrados utilizados en los módulos de OSINERG distan mucho de la realidad.

[18] El costo por kilómetro de la L.T. en 138 kV Huánuco – Tingo María es de 76 628 US$/km y el de la L.T. en 138 kV Paragsha II – Huánuco es 73 715 US$/km. Ambas líneas, en la realidad, tienen diseño similares, sin embargo, la primera opera en zonas de mayor vegetación.

Al respecto, se debe señalar que los módulos de OSINERG corresponden a instalaciones típicas que han sido instaladas en el SEIN y operan en condiciones similares a los de la actual línea en análisis. Es decir, los módulos no son diseños ideales e irreales, sino que aprovechan las ventajas de la tecnología actual y el nivel de competencia que existe, en la actualidad, en los precios de suministros de los equipos y de ejecución de las obras civiles y electromecánicas.

- Así mismo, se ha encontrado la presencia de excesivos gastos financieros sin justificación alguna de la tasa de interés utilizada. También los gastos de administración y utilidades del contratista están por encima de los valores disponibles en la actualidad.

- Los criterios de seguridad adoptados en el diseño de las estructuras no corresponden a nuestra realidad. Se han utilizado elevados factores de seguridad que soportan la ruptura de dos conductores en condiciones extremas de carga. Estos factores hacen que la línea sea sobredimensionada y equivalente a una de mayor tensión, por ejemplo, 220kV.

- A pesar de que las subestaciones Paragsha II y Huánuco tienen una configuración de simple barra se utiliza, además de las celdas de línea y transformación, una denominada “celda de barra” bajo el argumento de que tiene la función de permitir maniobras de sincronización. Los módulos estándares de celdas, utilizados por OSINERG, tienen suficientes elementos de maniobra y protección que permiten efectuar las sincronizaciones deseadas, por lo que no es necesario incluir estos equipamientos redundantes.

- La longitud de caminos de acceso (plano, ondulado y accidentado) utilizada es mayor que la longitud promedio considerada en obras recientemente construidas en el país para líneas con características similares a la analizada

4.2.1.2 Eteselva, Electroperú (Transmisión) y Egemsa (Transmisión)

Como en la mayoría de los casos, en la regulación de tarifas de mayo de 2001, se revisó el VNR de las instalaciones de transporte y transformación de propiedad de Eteselva, Electroperú (transmisión) y Etesur (transmisión), que para entonces fueron incorporadas al SPT. Por lo tanto, en la fijación de mayo de 2005 corresponderá efectuar la actualización respectiva.

4.2.1.3 Transmantaro

De acuerdo con lo establecido en el Contrato BOOT de Transmantaro con el Gobierno del Perú, el VNR de sus instalaciones será ajustado por el regulador en cada período de revisión de los sistemas de transmisión; es decir, cada cuatro años tal como lo establece el Artículo 77° de la Ley.

4.2.1.4 Redesur

De acuerdo con lo establecido en la cláusula 5.2.5[19] y en concordancia con la cláusula 14[20] del Contrato BOOT de Redesur con el Gobierno Peruano, el VNR de sus instalaciones de transmisión ha sido ajustado utilizando el índice de precios denominado "*Finished Goods Less Food and Energy*", Serie WPSSOP3500, publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor. En este sentido, el VNR base de las etapas I (set 2000)[21] y II (feb 2001)[22]; han sido ajustados a marzo de 2002. Los índices, así como los valores ajustados obtenidos se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 4.1

AJUSTE DEL VNR DE REDESUR

Índice WPSSOP3500 (set 2000)	148,50
Índice WPSSOP3500 (feb 2001)	149,30
Índice WPSSOP3500 (mar 2002)	150,00
Factor de Ajuste Etapa I	1,0101
Factor de Ajuste Etapa II	1,0047
VNR Base Etapa I (US$)	18.620.000
VNR Base Estapa II (US$)	51.121.500
VNR Ajustado Etapa I (US$)	**18.808.081**
VNR Ajustado Etapa II (US$)	**51.361.186**

4.2.2 Centros de Control

En la mayoría de las empresas citadas anteriormente, el VNR de sus centros de control está incorporado en el VNR determinado para la empresa; sin embargo, en el caso de las empresas Etecen y Etesur se ha requerido determinar en forma explícita la proporción que corresponde reconocer para la función SPT de estos centros de control. A continuación se explica el procedimiento seguido.

Una parte de los costos del sistema de transmisión corresponde al costo del Centro de Control requerido para la supervisión en tiempo real de la operación del sistema. El Centro de Control se refiere tanto a

[19] **Cláusula 5.2.5.1 (i) (a)**.- La tarifa comprenderá la anualidad de la inversión que será calculada aplicando el VNR determinado por el organismo regulador el que será siempre igual al Monto de la Inversión del Adjudicatario, ajustado en cada período de revisión por la variación del Finished Goods Less Food and Energy (Serie ID: WPSSOP3500) publicado por el departamento de Trabajo de los Estados Unidos de América.

[20] **Cláusula 14 (i)**.- Conforme al sistema legal de Tarifas vigente en el Perú, cuyo órgano regulador es la Comisión de Tarifas Eléctricas, la Sociedad Concesionaria tiene derecho a cobrar al conjunto de concesionarios de generación que entregan electricidad al Sistema Principal de Transmisión, las sumas necesarias para cubrir el valor efectivo de su Costo Total de Transmisión, reajustado anualmente según contempla la cláusula 5.2.5.1.(i) de este contrato.

[21] Corresponde a la L.T 220 kV Montalvo – Socabaya.

[22] Corresponde a las L.T. 220 kV Montalvo – Tacna y Montalvo – Puno.

la Estación Maestra de Control (EMC), a las Unidades Terminales Remotas (UTR) ubicadas en cada una de las subestaciones controladas, así como al sistema de telecomunicaciones (STEL) necesario para interconectar la EMC con las UTR.

Para fines de la regulación de tarifas se considera que el Centro de Control tiene las siguientes funciones:

- Supervisión y Control del Sistema Principal de Transmisión (SCSPT)
- Supervisión y Control del Sistema Secundario de Transmisión (SCSST)
- Coordinación de la Operación en Tiempo Real del Sistema de Generación – Transporte (CCOS)

En el caso del Centro de Control de Etecen, éste prestaba servicios tanto al Sistema Principal como al Sistema Secundario de Transmisión (SST), además de desempeñar la función de Coordinador de la Operación en Tiempo Real. Sin embargo, con fecha 17 de setiembre de 2001, Etecen transfirió la función de Coordinador al COES-SINAC de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 039-2001-EM (modificación del Artículo 92° del Reglamento de la LCE[23]).

En el caso del Centro de Control de Etesur, adicionalmente a la prestación de servicios al Sistema Principal y Secundario de Transmisión, éste continúa desempeñándose como Coordinador

[23] **Artículo 92º.-** La operación en tiempo real de las unidades generadoras, de los sistemas de transmisión, de distribución y de los clientes libres de un sistema interconectado, será efectuada directamente por sus titulares, bajo su propia responsabilidad. Para los alcances del presente artículo, en los sistemas interconectados donde exista un COES, dicha operación se hará ciñéndose a los programas establecidos por la Dirección de Operaciones, siendo de cumplimiento obligatorio para todos los integrantes del Sistema. Entiéndase por Integrante del Sistema a las entidades que conforman un COES, a los distribuidores, a los clientes libres y a los generadores no integrantes de un COES.

La coordinación de la operación en tiempo real del Sistema será efectuada por el COES, en representación de los integrantes del Sistema, en calidad de "Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema", al que se le denominará "Coordinador", para lo cual contará con el equipamiento necesario para el cumplimiento de sus funciones.

El Coordinador, en resguardo de la calidad y seguridad del sistema eléctrico supervisará y controlará el suministro de electricidad. Los integrantes del Sistema sólo podrán apartarse de la programación a que se refiere el Artículo 93° del Reglamento, por salidas intempestivas del servicio debidas a fuerza mayor o caso fortuito, o variaciones significativas de la oferta y/o demanda respecto a la programación diaria. En este caso la operación del Sistema también será efectuada por el Coordinador, de acuerdo con lo que señale el Estatuto y los procedimientos técnicos del COES, así como las normas que la Dirección establezca para la coordinación de la operación en tiempo real.

Para el cumplimiento de estas funciones los integrantes del Sistema deberán proporcionar al Coordinador la información en tiempo real requerida por éste.

El Coordinador cumplirá sus funciones considerando lo dispuesto por la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, las normas que la Dirección establezca y los procedimientos técnicos del COES. En caso que alguna situación operativa no esté normada, dispondrá acciones que a su juicio y criterio técnico operativo considere adecuadas, en base a la información que los integrantes del Sistema le proporcionen, siendo estas disposiciones supervisadas por el OSINERG, las mismas que serán publicadas en la página Web del COES conforme a lo dispuesto en el inciso m) del Artículo 91 del Reglamento.

El OSINERG determinará el costo eficiente que se reconocerá al Coordinador por la coordinación de la operación, teniendo en cuenta las necesidades tecnológicas de control y comunicaciones para la optimización de la operación del Sistema.

Regional de la Operación en Tiempo Real, según un acuerdo que mantiene con el COES-SINAC.

En este sentido, corresponde en la presente regulación tarifaria la revisión de los costos del centro de control que corresponden asignar al SPT.

Como resultado de la revisión de la información suministrada por las empresas, se han establecido los valores para la realización de las funciones inherentes al centro de control. Para el caso de Etecen, los costos de la Estación Maestra del Centro de Control, Estaciones Terminales Remotas y el Sistema de Telecomunicaciones han sido repartidos entre las funciones SCSPT y SCSST en proporción al número de puntos de medición, alarma, control y estado de las instalaciones de transmisión.

Para el caso de Etesur, el costo de la Estación Maestra del Centro de Control, ha sido distribuido entre las funciones SCSPT, SCSST y CCOS. Los costos de las Estaciones Terminales Remotas y el Sistema de Telecomunicaciones han sido repartidos entre las funciones SCSPT y SCSST en proporción al número de puntos de medición, alarma, control y estado de las instalaciones de transmisión. En los siguientes cuadros se muestran los costos de inversión reconocidos para los centros de control de Etecen y Etesur, así como el VNR que es asignable al SPT en cada uno de los casos.

Cuadro No. 4.1

COSTOS DEL CENTRO DE CONTROL DE ETECEN

Instalación	Centro de Control US$	Asignable al SPT US$
Estación Maestra	5 663 483	1 567 231
RTU	2 968 111	736 019
Telecomunicaciones	3 971 130	892 851
Total	**12 602 724**	**3 196 100**

Cuadro No. 4.2

COSTOS DEL CENTRO DE CONTROL DE ETESUR

Instalación	Centro de Control US$	Asignable al SPT US$
Estación Maestra	2 491 691	112 257
RTU	1 025 791	100 499
Telecomunicaciones	666 240	26 190
Total	**4 183 722**	**238 946**

En el caso del centro de control de Etecen, la diferencia entre los valores fijados por OSINERG y la propuesta del COES-SINAC, radica básicamente en el número de puntos que son asignables al SPT. En el caso del centro de control de Etesur, además del número de puntos del SPT, se han utilizado, para algunos componentes, precios vigentes disponibles en OSINERG. En el Anexo G se presenta la comparación con la propuesta presentada por el COES-SINAC.

Los valores del VNR correspondientes a la presente regulación se muestran en el Cuadro No. 4.6.

Cuadro No. 4.3

VALORIZACION DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DEL SINAC

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	TITULAR	VNR (US$)	
L-248	Talara	Piura Oeste	ELECTROPERU	10 811 576	
SE Talara	Reactor 20 MVAR		ELECTROPERU	1 016 853	
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR		ETECEN	763 285	
L-236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	ETECEN	8 825 405	
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA		ETECEN	2 662 539	
L-234	Guadalupe	Trujillo Norte	ETECEN	9 992 538	
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		ETECEN	2 740 297	
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR		ETECEN	923 769	
SE Trujillo Norte	SVC +30/-20 MVAR		ETECEN	3 080 829	
L-215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	ETECEN	19 660 513	
SE Chimbote	Banco 35 MVAR		ETECEN	498 912	
L-213	Paramonga Nueva	Zapallal	ETECEN	16 513 537	
SE Paramonga Nueva	Reactor 40 MVAR		ETECEN	1 025 963	
SE Huacho	Celdas en 220 kV		ETECEN	1 504 802	
L-2003 L-2004	Chavarría	Santa Rosa	ETECEN	4 773 370	
SE San Juan	Banco 45 MVAR		ETECEN	2 391 794	
L-120	Paragsha II	Huánuco	ETECEN	6 355 001	
L-121	Huánuco	Tingo María	ETECEN	6 755 563	
ETECEN	Centro de Control		ETECEN	3 196 100	
L-1019	Cerro Verde	Mollendo	ETESUR	6 003 750	
L-1006A	Tintaya	Azángaro	ETESUR	8 512 587	
SE Tintaya	SVC -15 / +15 MVAR		ETESUR	3 077 791	
ETESUR	Centro de Control Regional		ETESUR	238 946	
L-1005A	Dolorespata	Quencoro	EGEMSA	1 748 456	
SE Tingo María	Reactor 30 MVAR		ETESELVA	1 136 276	
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		ETESELVA	1 978 751	
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	ETESELVA	16 612 184	
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	REDESUR	18 808 081	(1)
L-2029	Montalvo	Tacna	REDESUR	51 361 186	(1)
L-2030	Montalvo	Puno	REDESUR		
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	TRANSMANTARO	179 179 000	

ELECTROPERÚ TRANSMISIÓN	11 828 428
ETECEN	91 664 219
ETESUR	17 833 074
EGEMSA TRANSMISIÓN	1 748 456
ETESELVA	19 727 210
REDESUR	70 169 266
TRANSMANTARO	179 179 000
SINAC	392 149 653

(1) Incluye el ajuste señalado en el contrato BOOT

4.3 Costos de Operación y Mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión (COyM)

Se ha revisado la información suministrada por el COES-SINAC sobre el Costo de Operación y Mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión y se ha corregido, en lo pertinente, según los criterios de mantener la esencia de la operación y mantenimiento y no poner en riesgo los equipos.

Es importante destacar que el COyM no se determina para una instalación en particular sino para toda la empresa ya que existen procesos y/o actividades de operación y gestión que están asociadas a todo el conjunto de instalaciones de la misma.

4.3.1 Instalaciones de Transmisión y Transformación

A continuación se presenta una discusión sobre las particularidades más importantes, sobre el COyM, de cada una de las empresas de transmisión eléctrica. Los detalles del análisis de OSINERG y comparaciones con las propuestas del COES-SINAC se presentan en el Anexo H.

4.3.1.1 Etecen y Etesur

El costo de operación y mantenimiento de Etecen ha sido determinado como un costo eficiente esperado de mediano plazo. La información suministrada por el COES-SINAC corresponde, en gran parte, a la información que fuera presentada en la fijación tarifaria de mayo 2001, la misma que fue evaluada y observada por el OSINERG en aquella oportunidad.

Con relación a los cambios propuestos en el COyM de esta empresa de transmisión, el sustento presentado por el COES-SINAC para modificar los costos de operación y de gestión obedecen a recientes variaciones en el número de personal que operan las subestaciones y al cambio estructural en la organización de la empresa transmisora. Al respecto, los montos fijados por OSINERG han sido determinados sobre la base de una empresa estándar con un número fijo de personal y una organización definida, de manera tal, que no se ve afectada por las referidas variaciones.

Con relación al COyM de las instalaciones del Sistema Principal de Etesur, la información de sustento presentada por el COES-SINAC ha sido muy agregada y no ha permitido evaluar en detalle las actividades y procesos adoptados en la operación y mantenimiento, ni tampoco ha sido posible cuantificar sus costos individuales. En tal sentido, los montos fijados por el OSINERG, que con ocasión de la regulación tarifaria de mayo 2001, han sido determinados sobre la base de una empresa estándar, se mantendrán vigentes en la presente regulación.

4.3.1.2 Eteselva

La información proporcionada sobre el COyM del SPT perteneciente a Eteselva es, esencialmente, la misma que fuera presentada por el COES-SINAC con ocasión de la fijación tarifaria de mayo 2001, con la única diferencia que el rubro del costo de los seguros de infraestructura ha sido incrementado.

El siguiente cuadro muestra un resumen de las propuestas efectuadas por el COES-SINAC en las fijaciones tarifarias de mayo de 2001 y

2002. Tal como se observa en dicho cuadro, el rubro de seguros ha sufrido un incremento del orden de 60,7%, equivalente a US$ 120 723 (ciento veinte mil setecientos veinte tres Dólares Americanos) por año.

Cuadro No. 4.1

N°	Rubro	Propuesta COES SINAC MAY-2001 (US$)				Propuesta COES SINAC MAY-2002 (US$)				%
		Lineas	SSEE	CC	Total	Lineas	SSEE	CC	Total	Variación
1	Operación		231 541	80 848	312 389		231 541	80 848	312 389	0,0%
2	Mantenimiento	622 613	146 704	11 497	780 814	622 613	146 704	11 497	780 814	0,0%
3	Gestión				1 056 365				1 056 365	0,0%
4	Seguridad				61 248				61 248	0,0%
5	Seguros				199 003				319 726	60,7%
6	Costos Iniciales				36 484				36 484	0,0%
	Total General	**622 613**	**378 245**	**92 345**	**2 446 323**	**622 613**	**378 245**	**92 345**	**2 567 046**	**4,9%**

El grueso del sustento de la propuesta del COES-SINAC ha sido analizado con profundidad en su oportunidad por el OSINERG y, sobre la base de este análisis, se han fijado en el año 2001 los montos que deben ser asignados al SPT. El correspondiente análisis se encuentra detallado en los informes SEG/CTE N° 019-2001 y SEG/CTE N° 035-2001, los cuales por extensión debe considerarse parte de la presente regulación tarifaria.

Con relación al incremento propuesto en el rubro de seguros, Eteselva ha ampliado la información proporcionada por el COES-SINAC mediante la presentación de la copia del contrato de pólizas de seguro de infraestructura y facturas de pago por dicho concepto. Así mismo, se ha constatado que los montos de seguro se han incrementado en el mercado, por lo tanto, corresponde actualizar los valores fijados anteriormente. En este sentido el monto anual del COyM que corresponde pagar por el SPT de esta empresa asciende a 788 861 US$ (Setecientos Ochenta y Ocho Mil Ochocientos Sesenta y Uno Dólares Americanos)

4.3.1.3 Transmantaro y Redesur

El costo de operación y mantenimiento de estas empresas fue determinado en el segundo semestre del año 2000, poco antes de la entrada en operación comercial de las respectivas instalaciones. Dichos costos fueron determinados como un costo eficiente esperado de mediano plazo y que incluye actividades de mantenimiento que son realizadas con periodicidad de varios años y, sólo serán revisados una vez que se disponga de información confiable de la experiencia de la operación de estas empresas.

Por este motivo, se ha aceptado la propuesta del COES-SINAC, la misma que no modifica los valores aprobados en las regulaciones anteriores.

4.3.1.4 Electroperú (Transmisión) y Egemsa (Transmisión)

En la regulación tarifaria de mayo 2001 se asumió, en el caso de Electroperú, que el porcentaje del Costo de Operación y Mantenimiento, de sus instalaciones que forman parte del SPT, con respecto de su VNR, es del mismo orden que el porcentaje de COyM de Etecen.

De igual forma, para el caso de Egemsa, se asumió que el porcentaje del COyM era del mismo orden que el porcentaje del COyM de Etesur.

En esta oportunidad al haberse modificado el COyM de Etecen y Etesur, y en consecuencia sus porcentajes con respecto al VNR, corresponde modificar los montos de las empresas Electroperú y Egemsa.

Se debe señalar que el COES-SINAC no ha presentado un estudio o un análisis para determinar los costos estándares de operación y mantenimiento de estas instalaciones. Debido a la aproximación mencionada, los montos de COyM de estas empresas son de carácter provisional, y serán modificados, en la oportunidad que corresponda, una vez que el OSINERG haya completado los estudios encargados para este fin.

4.3.2 Centros de Control

En la mayoría de las empresas citadas anteriormente, el COyM correspondientes a sus centros de control ha sido incorporado en el monto anual del COyM de la empresa.

En el caso de Etecen y Etesur, se ha requerido determinar en forma explícita la proporción que corresponde reconocer para la función SPT de estos centros de control. La asignación de los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de la EMC, que corresponde a la función de supervisión y control del Sistema Principal de Transmisión, ha sido efectuada de manera similar a la asignación del VNR.

En el caso de la asignación de los costos de operación y mantenimiento de las UTR y del STEL, se han aplicado los porcentajes respectivos que resultan del análisis de los costos de inversión y de los costos de operación y mantenimiento de la EMC.

En el Cuadro N° 4.8 se resumen los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión que pertenecen al SPT.

En el Anexo H se presenta el detalle del análisis de OSINERG, así como las comparaciones entre los montos aprobados por el regulador y los propuestos por el COES-SINAC.

Cuadro No. 4.1

COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SPT

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	COSTO DE OyM (US$/Año)
ELECTROPERÚ TRANSMISIÓN	358 420
ETECEN	2 777 573
ETESUR	493 797
EGEMSA TRANSMISIÓN	48 415
ETESELVA	788 861
REDESUR	2 138 159
TRANSMANTARO	5 424 558
SINAC	12 029 782

4.4 Factores de Pérdidas

Los factores de pérdidas utilizados para expandir los precios de potencia y energía a partir de las barras de referencia se han calculado considerando el despacho económico del sistema. En este sentido, en el caso de los factores de pérdidas marginales de energía se ha utilizado el modelo Perseo que permite una ponderación apropiada de los factores de pérdidas determinados para las diferentes situaciones hidrológicas, para los diferentes meses y para los diferentes niveles de carga en el sistema.

Para el caso de los factores de pérdidas de potencia se ha empleado el despacho en la hora de máxima demanda del sistema utilizando un flujo de carga AC; sin embargo, debe tenerse en cuenta que para este caso el despacho de las unidades debe considerar apropiadamente la seguridad del sistema. Los resultados de los factores de pérdidas se presentan en el Cuadro No. 4.9.