H.3.2.3 Metodología

Para establecer el monto correspondiente al COyM del SPT de Etecen y Etesur, se procedió a:

- Calcular el COyM correspondiente a la nueva estructura del SPT, empleando las proporciones COyM/VNR fijadas en la regulación de mayo 2000. Para este cálculo se extrae previamente el VNR y COyM del Centro de Control.

- Al monto resultante se debe adicionar el nuevo monto del COyM del Centro de Control, determinado de acuerdo a la nueva redistribución de funciones de dichas instalaciones.

H.3.2.4 Resultados

El COyM de Etecen y Etesur correspondiente a las instalaciones del SPT asciende a 2 778 miles US$ y 494 miles US$, respectivamente. El siguiente cuadro muestra los resultados mencionados.

Cuadro No. H.3.3- Costos de Operación y Mantenimiento
Sistema Principal de Transmisión de Etecen y Etesur
Mayo 2002

Rubro	ETECEN	ETESUR	Unidades
VNR sin CC	88 468	17 594	Miles US$
COyM/VNR sin CC	2,89%	2,70%	
COyM sin CC	2 555	475	Miles US$
COyM Centro de Control 2001	223	19	Miles US$
COyM Sistema Principal Transmisión	**2 778**	**494**	Miles US$

Los valores propuestos por el COES-SINAC consideraban un incremento de 94% y 67% con relación a los valores aprobados por el regulador en la fijación de mayo 2001, como COyM de Etecen y Etesur, respectivamente. Asimismo, el valor que se utiliza para la presente regulación tarifaria muestra un incremento de 9% y una disminución de 11% con relación al valor aprobado en la regulación de mayo 2001 para Etecen y Etesur, respectivamente. Estas variaciones se deben principalmente a la variación del COyM de los Centros de Control señalada anteriormente. Los resultados se muestran en el cuadro siguiente:

Cuadro No. H.3.4 – Comparación del COyM Sistema Principal de Transmisión

Empresa	Propuesta COES Inicial	Propuesta COES Final	Regulación OSINERG Mayo 2002	Valor Vigente (Mayo 2001)	Unidades
Etecen	4 967	4 967	2 778	2 555	miles US$
Etesur	924	924	494	552	miles US$

Variación con relación al valor vigente

Empresa	Propuesta COES Inicial	Propuesta COES Final	Regulación OSINERG Mayo 2002
Etecen	94%	94%	9%
Etesur	67%	67%	-11%

Nota: La propuesta final del COES corresponde a la información presentada en el informe de levantamiento de observaciones

H.4 COyM de Eteselva

H.4.1 Introducción

En la Regulación de Tarifas en Barra de Mayo 2001, la CTE (hoy OSINERG) fijó el monto de los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM) de las instalaciones de transmisión de Eteselva, el mismo que asciende a la suma de 1'816 657 US$. Este valor fue fijado para la totalidad de las instalaciones de transmisión de Eteselva; es decir, aquellos que conformaron tanto el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y el Sistema Secundario de Transmisión (SST), sobre la base de la propuesta presentada por el COES-SINAC en aquella oportunidad.

La propuesta del COES-SINAC del COyM de Eteselva para la Regulación Tarifaria de Mayo 2001, ascendía a 2'446 323 US$, la misma que se muestra en el siguiente cuadro comparativo:

Rubro	Propuesta COES-SINAC MAY-2001 (US$)				Valores Aprobados en MAY-2001 (US$)				%
	Líneas	SSEE	CC	Total	Líneas	SSEE	CC	Total	Variación
Operación		231 541	80 848	312 389		191 672	44 526	236 198	32,3%
Mantenimiento	622 613	146 704	11 497	780 814	455 730	118 315	10 430	584 475	33,6%
Gestión				1 056 385				768 653	37,4%
Seguridad				61 248				29 832	105,3%
Seguros				199 003				197 500	0,8%
Costos Iniciales				36 484					
Total COyM	**622 613**	**378 245**	**92 345**	**2 446 323**	**455 730**	**309 986**	**54 956**	**1 816 657**	**34,7%**

Como se observa, la propuesta del COES-SINAC fue 34,7% superior al valor aprobado por el regulador.

Al respecto, cabe señalar que la información de sustento de la propuesta del COES-SINAC fue analizada con profundidad en su oportunidad por el OSINERG y, sobre la base de este análisis, se fijaron los montos que fueron asignados al SPT. El correspondiente

análisis se encuentra detallado en los informes SEG/CTE N° 019-2001 y SEG/CTE N° 035-2001.

Los criterios fundamentales utilizados por el regulador para llegar al valor obtenido fueron:

- Que, el COyM se determina para una empresa estándar con equipamiento, infraestructura y personal adecuados a fin de asegurar un servicio confiable, a precios que no incluyen ineficiencias de la empresa y a la vez asegurar la gestión sostenida de la misma.

- El COyM estándar determinado considera características técnicas de las instalaciones consideradas en el Valor Nuevo de Reemplazo. Excluye los costos de rehabilitación, o los derivados del mayor mantenimiento debido al deficiente estado de las instalaciones actuales. Considera la tecnología actual en la ejecución del mantenimiento y toma como costos de los recursos los precios de mercado.

El procedimiento utilizado para la determinación del COyM eficiente, consistió en revisar, validar, analizar y establecer estándares eficientes en los siguientes aspectos:

- Se excluyeron las actividades redundantes.

- Se revisaron los recursos, mano de obra, materiales, maquinaria y equipo, corrigiéndose de acuerdo a los precios de mercado.

- Se analizaron las frecuencias y alcance de las actividades del rubro correspondiente al mantenimiento, tomándose en cuenta, el clima y grado de contaminación. Al respecto, se determinaron las frecuencias y alcances requeridos para una nueva instalación.

- Se revisaron los costos de operación y gestión teniendo principal cuidado en las remuneraciones, para lo cual se comparó con las remuneraciones del sector eléctrico existente en el mercado.

H.4.2 Propuesta del COES-SINAC del COyM de Eteselva para la regulación de mayo 2002

La propuesta del COyM de Eteselva para la Regulación Tarifaria de Mayo 2002, asciende a 2’567 046 US$.

Con relación a la propuesta presentada en la regulación de mayo 2001, la única diferencia que se observa, es el costo de los seguros. El COES-SINAC ha incrementado el costo de los seguros en 61% con relación al monto propuesto en la regulación de mayo 2001. El siguiente cuadro comparativo muestra lo señalado:

Rubro	Propuesta Aguaytía MAY-2001 (US$)				Propuesta Eteselva MAY-2002 (US$)				%
	Líneas	SSEE	CC	Total	Líneas	SSEE	CC	Total	Variación
Operación		231 541	80 848	312 389		231 541	80 848	312 389	0%
Mantenimiento	622 613	146 704	11 497	780 814	622 613	146 704	11 497	780 814	0%
Gestión				1 056 385				1 056 385	0%
Seguridad				61 248				61 248	0%
Seguros				199 003				319 726	60,7%
Costos Iniciales				36 484				36 484	0%
Total General	**622 613**	**378 245**	**92 345**	**2 446 323**	**622 613**	**378 245**	**92 345**	**2 567 046**	**4,9%**

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 cuyo detalle se menciona a continuación:

- Cobertura (todo riesgo/multiriesgo) al sistema de transmisión de Eteselva con una prima anual de US$ 200 000, correspondiente a la póliza de seguros N° 1301-500135.

- Cobertura (todo riesgo/multiriesgo) a las subestaciones de Eteselva con una prima anual de US$ 109 372, correspondiente a la póliza de seguros N° 1301-500171.

El monto total anual sustentado por Eteselva por concepto de seguros de infraestructura (líneas transmisión y subestaciones) asciende a 309 372 US$, valor que resulta menor en US$ 10 354 al monto propuesto por el COES-SINAC.

Así mismo, se ha constatado que las primas de los seguros de infraestructura se han incrementado en el mercado, por lo tanto, corresponde actualizar el valor fijado anteriormente en 309 372 US$.

Del análisis efectuado por el OSINERG, el monto anual del COyM por el SPT de esta empresa asciende a 788 861 US$ (Setecientos Ochenta y Ocho Mil Ochocientos Sesenta y Uno Dólares Americanos), tal como se muestra en el siguiente cuadro

Rubro	COyM MAYO-2002 (US$)			
	Líneas	SSEE	CC	Total
Operación	0	191 672	44 526	236 198
Mantenimiento	455 730	118 315	10 430	584 475
Gestión				768 653
Seguridad				29 832
Seguros				**309 372**
Total COyM	**455 730**	**309 986**	**54 956**	**1 928 529**
VNR Total Eteselva				48 227 160
% Respecto al VNR				**3,999%**

VNR Sistema Principal Transmisión - Eteselva	19 727 210
COyM Sistema Principal Transmisión - Eteselva	**788 861**

Anexo I

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	*Observación Fundamental*	Mantiene su posición de que el modelo entrega valores cercanos a la realidad tomando en cuenta las proyecciones efectuadas y la información disponible. Considera aceptable el rango de aproximación de las proyecciones de los últimos años	Se requiere efectuar un análisis de las proyecciones en las fijaciones anteriores a fin de evaluar las diferencias obtenidas
2	*Modelo Econométrico*	Manifiesta que si el modelo es inconsistente por sobrestimar las demandas de los sectores residencial y minero, entonces porqué éste da resultados razonablemente cercanos a la realidad en la proyección global de las ventas	Su demostración de la bondad del modelo no es satisfactoria y se prueba con un contraejemplo. Parámetros del modelo son inestables. Modelo debe mejorarse.
3	*Metodología para la Proyección de la Demanda Nacional de Energía*	Atribuye el problema para la inclusión en el modelo econométrico de las denominadas Cargas Incorporadas y Cargas Especiales a la falta de datos históricos. Al respecto, sugiere que el OSINERG prepare la información de ventas global desde el año 1981	No aporta mayor información. Será necesario investigar a futuro.
4	*Revisión de Variables Históricas*	Incorpora los ajustes sugeridos en los valores de la tarifa promedio del año 2001 (6,9 ctvs US$/kWh) y las ventas de los años 2000 y 2001 (11 753,9 y 12 076,5 GWh). Adjunta detalles de la producción del año 2001 (18 463 GWh)	Absolución Aceptada
5	*Proyección del PBI*	Explica criterios adoptados en la proyección del PBI respecto a las cuentas fiscales. Presenta una discusión sobre el crecimiento del PBI minero	No es satisfactoria la respuesta a la doble contabilidad de la demanda de los proyectos mineros. Se debe efectuar ajuste a incorporación de cargas especiales de proyectos mineros.
6	*Pérdidas de Distribución*	Efectúa nueva proyección de las pérdidas de distribución con información remitida por Edelnor y Luz del Sur. Precisa que valores resultantes son preliminares	Se toman los valores de pérdidas estándar y reconocidas proyectados por OSINERG. El COES-SINAC no aporta información completa y no considera los principios de eficiencia económica reconocidos en la Ley
7	*Ajuste de otros parámetros del modelo de demanda*	Corrige los porcentajes de pérdidas de distribución, transformación y transmisión del distribuidor así como los porcentajes de ventas facturadas que sirven de partida en el año 2001	Absolución Aceptada
8	*Proyección de la Demanda de Cargas Incorporadas y Cargas Especiales*	Ajusta la demanda de Pucallpa para el año 2006 y descuenta la demanda de Pisac y Calca de la lista de cargas incoporadas, tal como se le indicó en las observaciones	Absolución Aceptada
9	*Proyección de la Demanda de Proyectos*	Modifica fecha de ingreso de La Zanja y Tantahuatay (de 2003 a 2004): opinión de APOYO Consultoría. Retira ampliación de Ref. Cajamarquilla (60 MW a partir de 2004) y considera disminución entre junio y agosto de 2000 de su producción a sólo 3 MW	Se considera corrección de la demanda de San Gregorio, La Zanja, Tantahuatay, Tambo Grande (sobre la base de la información proporcionada por los responsables de los proyectos al OSINERG) así como las modificaciones en Refinería Cajamarquilla
PROGRAMA DE OBRAS			
10	*Observación Fundamental*	Señala que muchas consideraciones utilizadas por OSINERG son similares a las usadas por el COES-SINAC para opinar sobre los proyectos; añade que sus resultados difieren de lo informado por los responsables de los proyectos lo cual no invalida su estudio	La absolución no representa un aporte significativo al estudio

N°	OBSERVACIÓN	ABSOLUCIÓN COES-SINAC	ACCIÓN OSINERG
11	*Proyecto de Camisea*	Mantiene su posición de que la fecha a considerarse para la entrada en operación del proyecto debe ser setiembre de 2004 (plazo máximo señalado en el contrato)	Se toma como fecha probable de entrada en operación del gas de Camisea el mes de Julio de 2004 de acuerdo a lo manifestado por Pluspetrol y los análisis efectuados por el OSINERG
12	*Proyectos de Centrales Hidroeléctricas*	Mantienen su posición en casi todos los proyectos hidroeléctricos; sólo aceptan agosto de 2002 como fecha de ingreso de la C.H. Huanchor. Presenta una discusión sobre comentarios a la evaluación económica de los proyectos	Se considera el siguiente plan de obras: Huanchor (Ago. 2002), Yuncán (Oct. 2004), Poechos (Jul. 2004) y Huanza (May. 2005). Se difiere del COES-SINAC en las fechas de Yuncán (propuesta Ene. 2005) y Huanza (propuesta Nov. 2005)
13	*Plan de Obras de Transmisión*	Presenta sus argumentos sobre el fenómeno de la congestión. Considera modificación de fecha de salida de LT Toquepala ETESUR - Toquepala SPCC e ingreso de la LT Moquegua-Toquepala en mayo 2002 (estaba previsto marzo 2002)	Se acepta postergación de fechas para las líneas mencionadas. La adaptación del sistema debe ser considerada en el modelamiento del sistema

COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS

14	*Precio del Gas Natural proveniente de Camisea*	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 entre Pluspetrol y Electroperú: 1,00 x 0,96 x 0,98 x 0,95 = 0,894 US$/MMBtu (precio total incluyendo transporte y distribución = 1,812 US$/MMBtu)
15	*Precio del Gas Natural para las centrales de Aguaytía y Malacas*	Considera que debe fijarse el precio del gas natural utilizando el precio del gas natural de Camisea y garantizando una reducción paulatina del precio no afecta a fluctuaciones coyunturales. Al respecto, expone sus razones	Se debe elaborar un procedimiento para la determinación del precio del gas para centrales que consumen gas natural no proveniente de Camisea (de acuerdo con R.D. N° 007-2001-EM/DGE). Para el presente se utilizará el precio máximo
16	*Impuesto Selectivo al Consumo de los Combustibles*	Insiste en que se considere la exoneración del ISC al Diesel N° 2 en el precio de los combustibles para fines tarifarios sólo hasta fines de 2003	Se excluye el ISC en el precio de los combustibles líquidos (de acuerdo con normatividad vigente)
17	*Precio del combustible para centrales térmicas de Pacasmayo, Malacas y Verdún*	Mantiene posición de incluir el ISC en el combustible Diesel N° 2 que abastece a estas centrales. Reitera el hecho de haber realizado las gestiones necesarias ante la autoridad competente	No se considera el ISC en el combustible Diesel N° 2 que abastece a estas centrales (representan costos ineficientes)
18	*Precio del combustible Residual N° 6 para la C.T. Pucallpa*	Corrige el precio del combustible Residual N° 6 para la C.T. Pucallpa de acuerdo con lo observado por OSINERG	Absolución Aceptada
19	*Gastos financieros para mantener stocks de seguridad*	Considera que la tasa empleada por OSINERG en la regulación de noviembre 2001 (7,15%) es una tasa razonable en la actualidad	Se toma un valor de 4,13% (tasa promedio del costo de financiamiento de acuerdo con recientes informes del sistema bancario y de empresas representativas del sector)

PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA

20	*Desagregación de la Demanda por Barras*	Corrige los datos de demanda de algunas barras del sistema de acuerdo con lo observado por OSINERG en este punto. Mantiene valores de pérdidas transversales iguales a las del año 2000.	Absolución Aceptada

N°	OBSERVACIÓN	ABSOLUCIÓN COES-SINAC	ACCIÓN OSINERG
21	*Parámetros de Equipos de Transmisión y Transformación*	Sustenta variaciones en parámetros de la red a base de actualizaciones de los datos existentes efectuadas por las empresas propietarias como consecuencia de replanteos topográficos, capacidad actual, cálculos y otros	Absolución Aceptada
22	*Series de Caudales Naturales de la cuenca hidrográfica de los Ríos Chili, Aricota, Hercca y Vilcanota*	Presenta sustento de las series de caudales naturales modificadas sobre la base de estudios hidrológicos realizados por Egasa, Egemsa y Egesur	Absolución Aceptada
23	*Serie Hidrológica del Año 2000*	Aclara que las series hidrológicas del año 2000 en las cuencas de los ríos Mantaro y Paucartambo corresponden a caudales naturales medidos. No menciona nada sobre afluente QN-405 de la cuenca del río Santa	Absolución Aceptada
24	*Volúmenes Inicial y Final de los Embalses*	Actualiza los valores de los volúmenes de inicio (al 31.12.2001) de los embalses Aricota, Sibinacocha y Macusani observados por OSINERG	Absolución Aceptada
25	*Programa de Mantenimiento de Centrales Hidroeléctricas y Termoeléctricas*	Presenta un análisis de las observaciones efectuadas por OSINERG. Adjunta sustento de programa del año 2002. Ha modificado el mantenimiento de Mantaro, Restitución y Aguaytía	El análisis presentado por el COES-SINAC no es satisfactorio y carece de precisiones respecto al programa del año 2003-2006 en varias centrales. Se requiere la realización de un estudio para evaluar el programa propuesto por el COES-SINAC. Se corrige mant

PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA

26	*Observación Fundamental*	El COES-SINAC sólo ha incorporado los costos que inciden en la unidad de punta y estos deben ser reconocidos. El OSINERG no ha objetado la unidad propuesta y por tanto esta obligado a respetarla. OSINERG debe pronuniarse sobre metodología del COES	La unidad de punta no es una máquina real en el sistema. No se ha objetado el tipo, tamaño y ubicación pero sí la selección de la unidad comercial. La metodología del COES-SINAC es sólo una aproximación de primer orden a la solución
27	*Turbogenerador*	No responde las observaciones sobre aplicación incorrecta de factores de reducción de capacidad a unidad W501D5A, sólo realiza comentarios porque señala que la máquina GT11N2 no ha sido observada. Aplica factores de corrección de capacidad por envejecimie	La máquina GT11N2 sí ha sido observada. Se utilizará los costos de una unidad W501D5A y se aplicarán los factores de reducción de capacidad pertinentes. No se aplicará reducción de capacidad por envejecimiento porque se está remunerando una unidad nueva.
28	*Conexión al Sistema*	Costos se sustentan en datos de licitación para un transformador menor con tres devanados y regulación automática de tensión	El transformador con regulación automática de tensión no es una buena referencia para identificar el costo. El sustento es inadecuado. Se mantendrán los valores vigentes
29	*Costos Fijos de Personal*	Estos costos se han basado en el estudio de CIDECSA del setiembre del año 2000 para una unidad GT11N2	No se utilizarán porque el OSINERG posee valores mejor estimados en estudio del OSINERG actualizado en el año 2001

FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES

30	*Factores de Pérdidas de Potencia*	Recalcula los factores de pérdidas de potencia como consecuencia de haber variado la proyección de la demanda máxima del sistema	Se ajusta la máxima demanda de acuerdo con los ajustes de demanda en energía. Asimismo, se corrige la tensión de operación de las CH Machupicchu y San Gabán

N°	OBSERVACIÓN	ABSOLUCIÓN COES-SINAC	ACCIÓN OSINERG
VALOR NUEVO DE REEMPLAZO Y COSTOS ESTÁNDARES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO			
31	*Valor Nuevo de Reemplazo de ETECEN*	Ha eliminado la inclusión del IGV y ha disminuído los metrados de camino de acceso .Sin embargo, con relación a los costos de mercado sus costos unitarios de los principales elementos continuan siendo elevados	La valorización dela LT Huánuco - Paragsha se efectuará utilizando los módulos estándares disponibles en OSINERG y que, como en todos los casos, sirvieron para evaluar el VNR de las instalaciones
32	*Costos Estándares de Operación y Gestión de ETECEN*	Presenta una explicación sobre la variación del número de personal correspondiente a los Costos de Operación. Asimismo, menciona que la variación de los Costos de gestión se debe a utilización de información contable más actualizada	La propuesta de ETECEN corresponde a la misma información presentada en regulaciones anteriores, los que han servido para fijar el COyM estándar vigente. En tal sentido, se modificará el COyM estándar vigente, actualizándolo de acuerdo con los últimos eve
33	*Valor Nuevo de Reemplazo de ETESUR*	Se ha rectificado y no propone modificación a los montos fijados el año 2001	Mantener los valores vigentes
34	*Propuesta de COyM de ETESUR*	Presenta sustento del COyM de sus instalaciones de Transmisión pertenecientes al Sistema Principal de transmisión.	El análisis presentado por ETESUR no es satisfactorio y carece de precisiones respecto al detalle de costos de recursos, alcances, rendimientos. Se pretende mantener los valores vigentes salvo modificaciones/recalificación de las instalaciones de transmis
35	*Valor Nuevo de Reemplazo de ETESELVA*	Se ha rectificado y no propone modificación a los montos fijados el año 2001	Mantener los valores vigentes
36	*COyM de ETESELVA*	Presenta sustento sobre el incremento del costos de seguros mediante copia de dos facturas digitalizadas en archivos PDF	Se procederá a incorporar los nuevos costos de seguros. En los otros rubros se mantendrán los valores ya aprobados por OSINERG
37	*COyM de la Transmisión de ELECTROPERU y EGEMSA*	Electroperú informa que el COyM correspondientes a sus instalaciones ya fueron evaluados por el regulador y no considera pertinente realizar análisis adicionales para la determinación del COyM	Mantener los valores vigentes
INGRESO TARIFARIO Y PEAJE POR CONEXIÓN			
38	*Ingresos Tarifarios*	Remite los archivos de flujo de carga para el cálculo de los ingresos tarifarios de potencia	Se utilizan los archivos de flujo de carga y se recalculan los factores de acuerdo con el ajuste de la demanda máxima del año 2002 (de 2896 a 2900 MW)
39	*Peaje por Conexión*	De acuerdo con las modificaciones al VNR y COyM han propuesto un nuevo peaje para el SPT.	Se actualizarán los valores con los ajustes al VNR y COyM
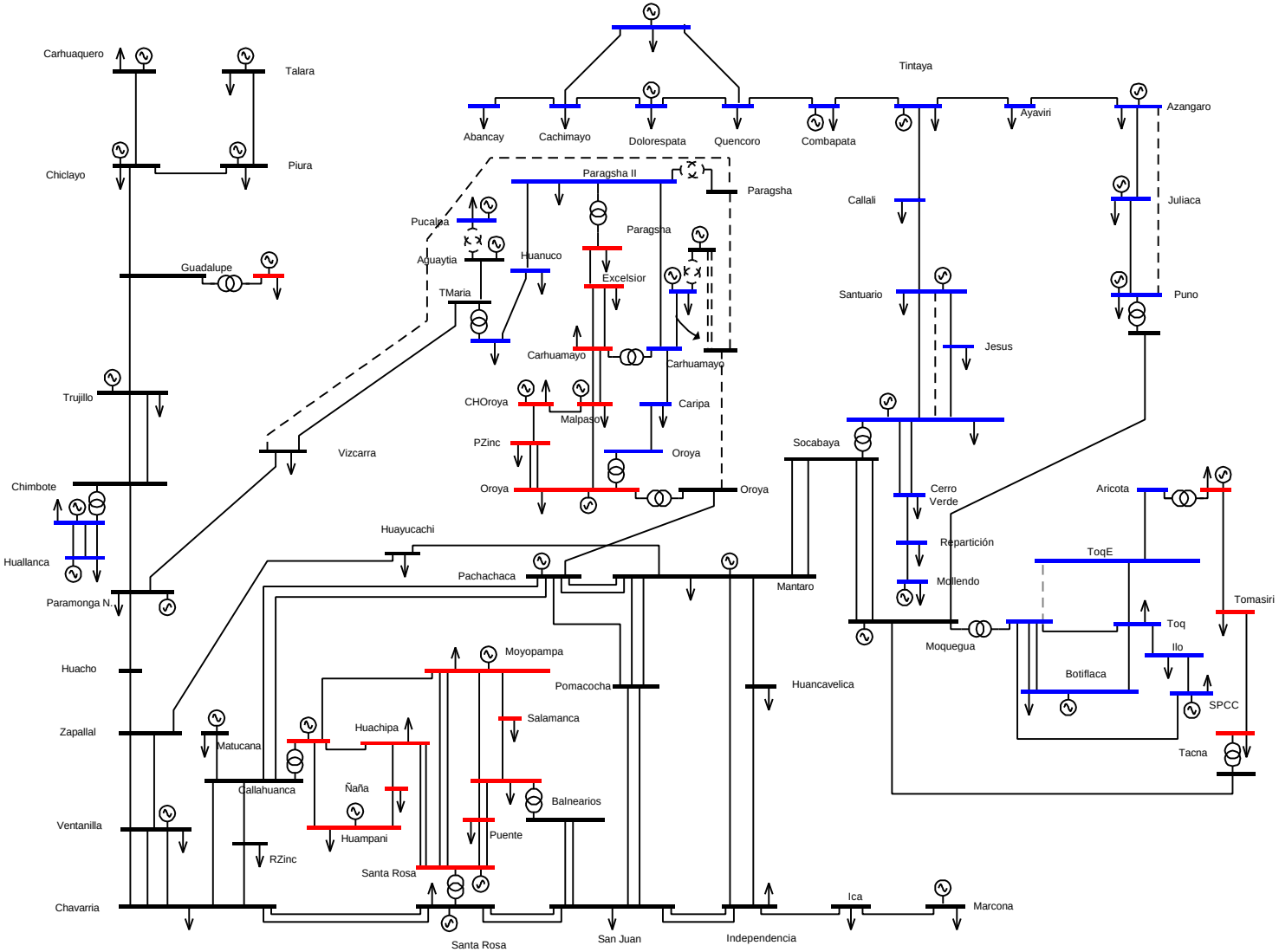
DIAGRAMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL
(Esquema Unifilar del Sistema Simplificado en el Modelo PERSEO)