



Perú

Análisis del Sector Eléctrico



Corporación Andina de Fomento - CAF • Vicepresidencia de Infraestructura
Informes Sectoriales de Infraestructura • Año 1 N° 2 • Octubre 2003

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	06
2	EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO	07
2.1	INVERSIONES REALIZADAS EN EL PERÍODO 1990-1ER SEMESTRE 2003	09
2.2	EMPRESAS QUE CONFORMAN EL SECTOR ELÉCTRICO - RÉGIMEN DE PROPIEDAD	12
2.2.1	Empresas de Generación	12
2.2.1.1	Empresas de Propiedad Privada	13
2.2.2	Empresas de Transmisión	14
2.2.2.1	Empresas de Propiedad Privada	15
2.2.3	Empresas de Distribución	15
2.2.3.1	Empresas de Propiedad Privada	16
3	ACTORES QUE INTERVIENEN EN EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO	16
3.1	CLIENTES	17
3.2	EMPRESAS ELÉCTRICAS	17
3.2.1	Separación de Actividades	19
3.3	INSTITUCIONES U ORGANISMOS	19
3.3.1	El Estado	19
3.3.2	Organismo Supervisor de Inversión en Energía (OSINERG)	20
3.3.3	Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual (INDECOPI)	22
3.3.4	Comité de Operación Económica del Sistema COES	22
4	REGÍMENES DE PRECIOS Y MERCADOS ELÉCTRICOS	23
4.1	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA A CLIENTE FINAL	25
4.1.1	Proyección Precios de Electricidad a Clientes Finales incorporando el efecto por utilización del Gas de Camisea	26
5	ACTIVIDAD DE GENERACIÓN	27
5.1	DESCRIPCIÓN	27
5.2	METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN	29
5.2.1	El Costo Marginal de Corto Plazo (o Instantáneo)	29
5.2.1.1	Costos Variables - Energía	29
5.2.1.2	Costos Fijos - Potencia	29
5.2.1.3	Costos Totales - Energía y Potencia	29
5.2.2	Fijación de Tarifa en Barra	29
5.2.3	Los Modelos de Optimización de la Operación del Sistema	31
5.3	FIJACIÓN DE LAS TARIFAS	31
5.3.1	Comparación Tarifas en Barra y Precios Libres	31
5.3.2	Procedimiento cálculos Tarifas en Barra	31
5.4	EN CASOS DE RACIONAMIENTO	33

TABLA DE CONTENIDO

6 ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN	33
6.1 SISTEMA INTERCONECTADO	33
6.2 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN	36
6.3 REMUNERACIÓN SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	37
6.3.1 Procedimiento de Cálculo del Ingreso Tarifario correspondiente al Sistema Principal de Transmisión	38
6.3.2 Procedimiento de Cálculo del Peaje por Conexión correspondiente al Sistema Principal de Transmisión	38
6.4 REMUNERACIÓN SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN	38
6.5 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES	39
6.5.1 Perú-Ecuador	39
6.5.2 Perú-Bolivia	40
7 ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN	40
7.1 DESCRIPCIÓN	40
7.2 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN	42
7.2.1 El Valor Agregado de Distribución	42
7.2.2 Costos y Rentabilidad: El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)	43
8 ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN	44
9 BALANCES DE OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA 2001-2010	45
9.1 PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 2001-2010	45
10 ACTUALIZACIÓN DE LAS TARIFAS - AJUSTES	51
11 CALIDAD DEL SERVICIO	52
12 ANEXOS	53
12.1 ANEXO 1: Archivos en pdf contentivos de los listado de las centrales térmicas e hidráulicas existentes en Perú en el año 2001, los mapas de ubicación de las mismas y los proyectos de centrales hidráulicas	53
12.2 ANEXO 2: Archivos en pdf contentivos de: el mapa del sistema interconectado nacional, cuadro con las características de las principales líneas de transmisión existentes y el listado de los proyectos de líneas de transmisión	61

TABLA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Tasa de Inflación en Perú 1993-2002	07
Gráfico 2. Variación del Producto Interno Bruto a precios constantes de 1994	08
Gráfico 3. Inversiones en Generación 1994- 2003 en miles de US\$	10
Gráfico 4. Inversiones en Transmisión 1994- 2003 en miles de US\$	10
Gráfico 5. Inversiones en Distribución 1994- 2003 en miles de US\$	10
Gráfico 6. Total Inversiones Sector Eléctrico de Perú 1994- 2003 en miles de US\$	11
Gráfico 7. Coeficiente de Electrificación por Habitante a Nivel Nacional	12
Gráfico 8. Potencia Instalada en MW presentada por Empresa para el año 2002	12
Gráfico 9. Potencia Instalada en % presentada por Empresa para el año 2002	12
Gráfico 10. Evolución de los Precios Medios de Energía Eléctrica a Cliente final en Ctvo US\$/ kWh - Mercado de Clientes ...	25
Gráfico 11. Evolución de los Precios Medios de Energía Eléctrica a Cliente final en Ctvo US\$/ kWh - Distribuidoras	26
Gráfico 12. Evolución de los Precios Medios de Energía Eléctrica a Cliente final en Ctvo US\$/ kWh - Generadores	26
Gráfico 13. Diferencias entre los costos de generación de electricidad con y sin CAMISEA (2002-2033)	27
Gráfico 14. Perú - Potencia Instalada en MW	27
Gráfico 15. Perú - Producción de Energía en MWh	27
Gráfico 16. Costos Marginales	36
Gráfico 17. Curvas de Costos de Transmisión	41
Gráfico 18. Evolución del Consumo de Energía Eléctrica en GWh	41
Gráfico 19. Distribuidoras - Evolución del Consumo de Energía Eléctrica en GWh	41
Gráfico 20. Generadores - Evolución del Consumo de Energía Eléctrica en GWh	41
Gráfico 21. Precios Medios de Energía Eléctrica de las Distribuidoras por Tipo de Tarifa en Ctv US\$/KWh para el año 2002 ...	42
Gráfico 22. Pérdidas de Energía Eléctrica en Empresas Distribuidoras 1995-2002	42
Gráfico 23. Balance Oferta-Demanda en MW 2001-2010. Escenario Optimista	46
Gráfico 24. Balance Oferta-Demanda en MW 2001-2010. Escenario Base	47
Gráfico 25. Balance Oferta-Demanda 2001-2010 en MW. Escenario Pesimista	47

TABLA DE CUADROS

Cuadro 1. Reporte de la Privatización	09
Cuadro 2. Inversiones Públicas y Privadas en el Sector Eléctrico por Actividades	11
Cuadro 3. Centrales de Generación para el Mercado Eléctrico	28
Cuadro 4. Líneas de Transmisión Sistema Interconectado Nacional - Año 2001	34
Cuadro 5. Líneas de Transmisión Sistema Interconectado Nacional - Año 2001	35
Cuadro 6. Líneas de Transmisión Sistema Interconectado Nacional - Año 2001	36
Cuadro 7. Nombres de los Proyectos Factibles por Escenarios período 2001-2010	45
Cuadro 8. Proyectos de Transmisión Comprometidos Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	47
Cuadro 9. Subestaciones Asociadas a los Proyectos de Transmisión Comprometidos Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	48
Cuadro 10. Ampliación de la Frontera Eléctrica Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	49

TABLA DE CUADROS

Cuadro 11. Subestaciones Asociadas a los Proyectos de Ampliación de la Frontera Eléctrica Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	49
Cuadro 12. Expansión de la Transmisión Escenario Optimista Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	50
Cuadro 13. Expansión de la Transmisión Escenario Base Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	50
Cuadro 14. Expansión de la Transmisión Escenario Pesimista Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	50
Cuadro 15. Variables utilizadas en las fórmulas de ajuste tarifario	51

TABLA DE FIGURAS

Figura 1. Actores que Intervienen en el Sector Eléctrico Peruano	16
Figura 2. Organigrama de OSINERG	21
Figura 3. Precio Básico de Energía y Potencia	30
Figura 4. Proceso de Fijación del Valor Agregado de Distribución - VAD	43

TABLAS

Tabla 1. Líneas Principales del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN	14
Tabla 2. Número de Clientes en Empresas Distribuidoras año 2002	15

1. Introducción

La República del Perú tiene el gran mérito de ser uno de los pioneros en realizar reformas estructurales a su sector eléctrico, lo que le permitió atraer inversiones en las etapas tempranas de la “revolución energética” en Suramérica y el consiguiente desarrollo acelerado de su sector. Debido a que el Perú, sin embargo, no poseía los ejemplos de otros países que hubiesen reformado sus sectores, implementó ciertas políticas que ahora deben ser modificadas para continuar el exitoso desempeño de la industria. Estas reformas deben ser integrales, permitiendo por un lado resolver los conflictos que existen entre los distintos organismos del Estado en materia de formulación de política, supervisión y control de las actividades de los distintos actores, y por el otro lado, permitir una mayor transparencia en el proceso de toma de decisiones por parte de los distintos entes. El Estado tiene planteado hacer ciertas mejoras que apuntan a este objetivo, las Reformas de Segunda Generación, a fin de adaptar la industria a las realidades del país. Entre ellas se encuentran el lograr mayor competencia entre combustibles, mayor participación del sector privado, mayor sofisticación de los distintos actores, mayor experiencia en la regulación de servicios públicos competitivos y mayor competencia entre actores, todo con el objeto de continuar con la tendencia decreciente de precios, mayor cobertura, mejor calidad de los servicios y mayores inversiones.

A fin de contribuir con la discusión que se viene generando en el Perú, el presente informe¹ desarrolla una visión integral de su sector eléctrico, analizando tanto las instituciones que gobiernan el sector como el comportamiento de los actores que participan en él. Se muestra que la interacción entre políticas energéticas y macroeconómicas, el comportamiento de la demanda y el marco regulatorio han logrado que se mantenga una capacidad instalada adecuada a las necesidades del corto y mediano plazo y a su vez han logrado reducir las tarifas, tanto para grandes clientes como para clientes regulados. Por el otro lado, se plantea que es requerido que el mercado mayorista de electricidad se vuelva más competitivo. No solo deben participar los generadores para realizar transacciones de corto plazo para cubrir diferencias entre la demanda contratada y la demanda efectiva pero también los grandes consumidores directamente y a través

de comercializadores a fin de darle una mayor profundidad al mercado. Se busca de esta forma lograr un balance entre los contratos bilaterales y las transacciones de corto plazo, lo que conlleva a una reestructuración del Comité de Operación Económica del Sistema y a una modificación del régimen las reglas de operación y metodologías de formación de precios.

En cuanto a la transmisión, se sugiere retomar los estudios de planificación indicativa del sistema para enviar señales a los inversionistas, tomando en cuenta intercambios internacionales, no solo con Ecuador próximo a iniciarse, pero también con Bolivia, Brasil, Colombia y Chile. Estos estudios de planificación deben considerar a la generación como potencial sustituto a la transmisión y los efectos competitivos que una red más densa produce. Con respecto a la distribución y comercialización, es requerido formalizar la figura del comercializador como agente que permite intermediar los riesgos entre los distintos actores, dándole profundidad al mercado y ayudando a reducir distorsiones implícitas en los esquemas tarifarios. De igual manera, es recomendable reducir los niveles para ser considerado gran usuario y dar más flexibilidad a la participación en esta categoría, simultáneamente con una campaña informativa para promocionar los beneficios de la misma. Simultáneamente con la reforma del COES, se estima que también es necesario flexibilizar los términos de compra de la energía y servicios complementarios por parte de los distribuidores. Todas estas discusiones deben plantearse, como en efecto se está haciendo, con la mayor participación de todos los actores involucrados.

En el análisis se presenta el contexto de política económica que acompañó al proceso de reestructuración del Sector Eléctrico desde su apertura en 1992, así como la evolución de las inversiones y las empresas que lo conforma. Después se presentan los actores, los regímenes de precios y mercados, las actividades que se desarrollan y las metodologías de remuneración de las mismas. Luego se presenta las proyecciones del balance energético al 2011 donde se observa que el nivel de reservas permanece lo suficientemente alto para garantizar el servicio eléctrico en el Perú. Finalmente, se presentan los temas de calidad del servicio y ahorro de energía.

1. Este informe fue elaborado por Alberto Levy, Ejecutivo Principal de la Dirección de Políticas Sectoriales de Infraestructura, de la Vicepresidencia de Infraestructura, y por María Carolina Betancourt, como parte de su pasantía profesional realizada en la CAF. La información que sirvió de base para la elaboración del presente informe fue obtenida a través de búsquedas en Internet y de la revisión específica de las páginas Web del Ministerio de Energía y Minas (MEM), OSINERG y COES. Adicionalmente, se obtuvo información de entrevistas realizadas a funcionarios del MEM, COES, OSINERG y de las empresas Electroperú, Duke Energy, y REP en agosto de 2003.

2 Evolución del Sector Eléctrico

Perú tiene una extensión territorial de aproximadamente 1,28 millones de kilómetros cuadrados, se encuentra en la zona centro-occidental de Sudamérica y limita al norte con Ecuador y Colombia, al sur con Bolivia y con Chile, al este con Brasil y al oeste con el océano Pacífico. En el año 2002 Perú contaba con una población total de 26.749.000 habitantes, con una tasa de crecimiento interanual promedio de aproximadamente 1,6% desde 1997.

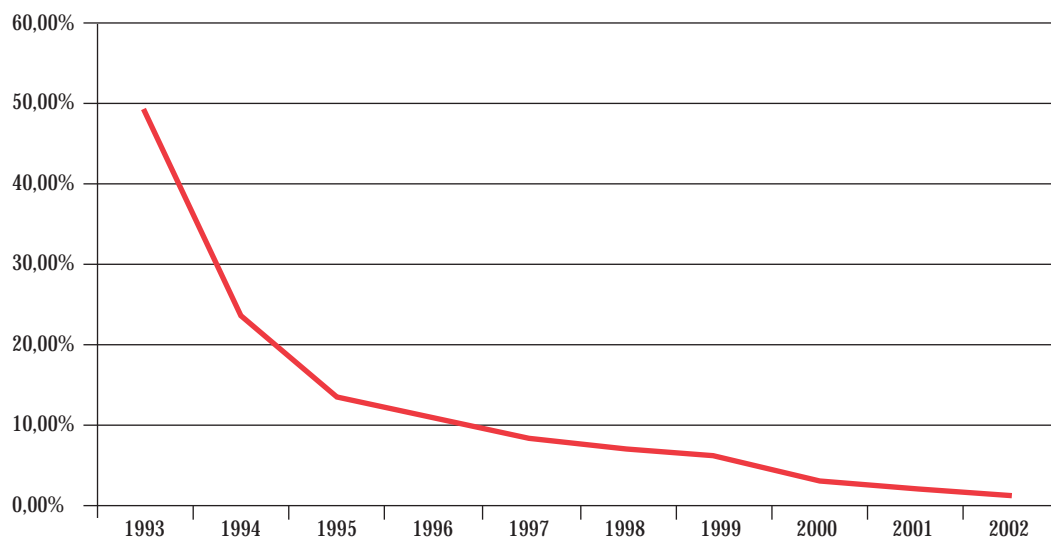
En las décadas de los años sesenta y ochenta la política de gobierno del Perú estaba orientada a la participación del Estado en casi todas las actividades económicas, con el objetivo de promover el desarrollo del país. Esta política no resultó ser exitosa, registrándose los elevados niveles de inflación, así como porcentajes negativos de variación del Producto Interno Bruto, e importantes pérdidas en las empresas del Estado.

A partir de 1990 se realiza una reforma estructural para eliminar la intervención del Estado en la economía, permitiendo que el mercado oriente las decisiones de los actores. En este sentido se eliminaron todos los privilegios de los monopolios de las empresas estatales, se eliminaron las restricciones y prohibiciones al comercio exterior y se estableció un

tratamiento no discriminatorio para la inversión extranjera y nacional. En 1991 se inicia la transferencia al sector privado sobre la base de lo establecido en la Ley de Privatizaciones², y cuyo propósito fue la de promover la inversión privada, tanto nacional como extranjera. Esta nueva política de gobierno se tradujo en una mejora de la economía, al presentarse una tendencia decreciente de la tasa de inflación anual, así como porcentajes positivos de variación del Producto Interno Bruto a precios constantes de 1994. Ver Gráfico 1 y Gráfico 2.

Este entorno de política económica se reflejó en el sector eléctrico en donde las empresas, hasta 1992, tuvieron el desarrollo de sus actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica reservadas al Estado, a través de la empresa matriz Electroperú S.A., quién tenía la propiedad y representación de las acciones del Estado y ejercía la supervisión y coordinación de las empresas regionales de electricidad. El regulador de estas actividades fue la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.

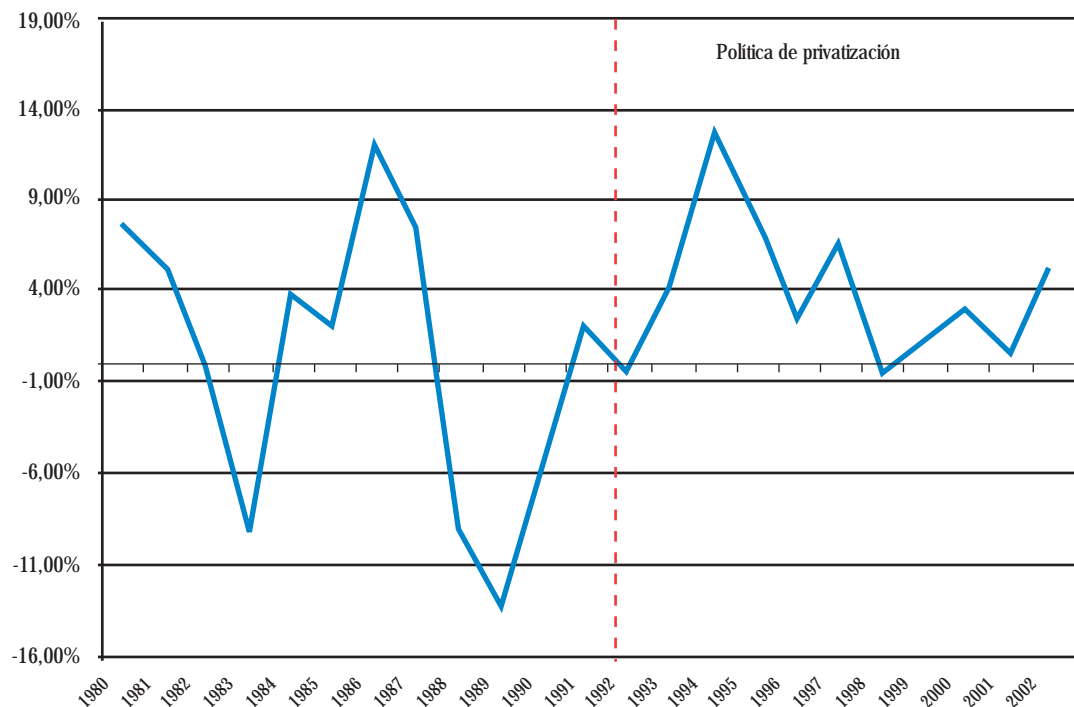
Gráfico 1. Tasa de Inflación en Perú 1993-2002



Fuente Banco Central de Reserva del Perú

2. Decreto Legislativo N° 674 de 1991.

Gráfico 2. Variación del Producto Interno Bruto a precios constantes de 1994



Fuente Banco Central de Reserva del Perú

En 1992 se inicia el proceso de reestructuración del sector eléctrico³ requiriéndose la separación de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, introduciendo la competencia en generación y comercialización, y manteniendo como negocios regulados la transmisión y la distribución. La Dirección General de Electricidad, en representación del Ministerio de Energía y Minas, tiene la función de otorgar las concesiones y

autorizaciones. A un nuevo ente, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) se le asignó la función de regulación del mismo y al Comité de Operación Económica del Sistema (COES), las funciones de operación del sistema interconectado nacional⁴. En el Cuadro 1 se presenta un reporte del Proceso de Privatización que se llevó a cabo en Perú.

3. Ley de Concesiones Eléctricas. Decreto Ley 25844

4. El COES es un ente único dentro de los esquemas de reestructuración de las industrias eléctricas. Siendo autorregulado por sus miembros, los generadores y empresas de transmisión, no recibe supervisión ni control de los entes del Estado, salvo en cuestiones técnicas para garantizar el suministro eléctrico, la interconexión de nuevos actores, y el acceso abierto a las redes. Esta falta de vigilancia se debe a que en el COES solo se transan diferencias entre las obligaciones que tienen los generadores para suplir a las distribuidoras y grandes clientes, y las ofertas realizadas. Debido a que las distribuidoras deben contratar toda la energía que requieren sus clientes, los contratos son supervisados por OSINERG y los grandes clientes están obligados a contratar toda su energía, no existen incentivos para ejercer poder de mercado sobre los usuarios finales en las transacciones de corto plazo que son manejadas por el COES

Cuadro 1. Reporte de la Privatización

Fecha de Cierre	Empresa	Adjudicatario	Participación %	Monto de la Subasta US\$ MM	Compromiso	Inversión proyectada US\$ MM	Participación actual del Estado %	Observaciones
18-Ago-94	EDELNOR	Inversiones Distritima	60.00	176.49	Sin Compromiso de Inversión	150.00	36.45	
18-Ago-94	LUZ DEL SUR	Ontario Quinta	60.00	212.10	Sin Compromiso de Inversión	120.00	0.00	
30-May-95	CAHUA	Sipesa	60.00	41.81	Sin Compromiso de Inversión		0.00	
30-Nov-95	EDEGEL	Generandes	60.00	524.40	100MW	42.00	0.00	Compromiso concluido
15-Dic-95	EDECHANCAY	Inversiones Distritima	60.00	10.36	Sin Compromiso de Inversión		c/Edelnor	
22-Ene-96	ETEVENSA	Consortio Generalima	60.00		280MW	120.10	38.22	Compromiso concluido
09-Ago-96	EGENOR	Inversiones Dominion	60.00	228.20	100MW	42.00	0.00	Compromiso concluido
27-Jun-95	EDECAÑETE	Luz del Sur	100.00	8.62	Sin Compromiso de Inversión		0.00	
20-Nov-96	EEPSA	Cons. Eléct.Cabo Blanco	60.00	19.66	80MW	40.00	39.95	Compromiso concluido
25-Mar-97	ELECTRO SUR MEDIO	Cons. Hica Inversiones	98.20	25.64	OBRAS	25.64	36.87	Compromiso concluido
15-Ene-98	TRANSMANTARO (1)	Hydro Quebec - GyM	85.00	Concesión	LT	179.00	15.00	Compromiso concluido
22-Dic-98	ELECTRO NORTE	Grupo Gloria (JORBSA)	30.00	22.12	Sin Compromiso de Inversión		69.99	
	ELECTRONOROESTE		30.00	22.89	Sin Compromiso de Inversión		70.00	
	ELECTRO CENTRO		30.00	32.69	Sin Compromiso de Inversión		70.00	
	HIDRANDINA		30.00	67.88	Sin Compromiso de Inversión		64.69	
29-Ene-99	REDESUR	Red Eléctrica de España	85.00	Concesión	LT	74.48	15.00	Compromiso concluido
26-Abr-01	BOOT LL.TT. Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Derivación Antamina y Aguaytia-Pucallpa	Interconex. Eléctrica ISA	82.06	Concesión	LT	65.41	17.94	Compromiso concluido
23 jun 92 al 1 dic 92	Grifos Petoperú (78)	Varios	100.00	38.8	Sin Compromiso de Inversión		4 grifos por vender	
21-Ago-92	Solgas	Venta acciones en BVL	84.10	7.55	Sin Compromiso de Inversión	5.00	0.00	
24-Feb-93	Petomar	Petrotech International	Concesión	200.00	Sin Compromiso de Inversión	65.00		30 años
05-Nov-93	Petrolera Transoceánica	Glenpoint Enterprises Inc.	100.00	25.25	Sin Compromiso de Inversión			
11-Jun-96	Refinería La Pampilla	Refinadores del Perú	60.00	180.50	Sin Compromiso de Inversión	50.00	40.00	
15-Ago-96	Petrolube (Plt.Lubricantes)	Mobil Oil del Perú	98.40	18.56	Sin Compromiso de Inversión		0.00	
11-Jun-96	Lote 8 y Lote 8X	Pluspetrol Perú Corp	Concesión	142.20	Sin Compromiso de Inversión	25.00		28 años
29-Oct-96	Lote X	Perez Companc del Perú	Concesión	202.00	Sin Compromiso de Inversión	25.00		30 años
19-Dic-97	Petroperú -Terminales Norte	Consortio Terminales	Concesión	32.99		5.55		15 años
19-Dic-97	Petroperú -Terminales Centro	Vopak - Serlipsa	Concesión	32.99		6.33		15 años
19-Dic-97	Petroperú -Terminales Sur	Consortio Terminales	Concesión	32.99		6.91		15 años
16-Feb-00	Gas de Camisea	Pluspetrol-Hunt-SK	Concesión	(*) 37.24%	Explot.	1,600.00		(*) Regalias

(1) Cuando se separaron las actividades de transmisión de las actividades de generación y distribución se creó la empresa ETECEN en 1997 con la Concesión Definitiva de Transmisión de Electricidad del Sistema Mantaro-Socabaya. En 1998 ETECEN cedió su posición contractual a favor de Consortio Transmantaro. En junio de 2002, los activos de operación de ETECEN fueron adjudicados en concesión a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA), empresa colombiana dedicada al negocio de energía.

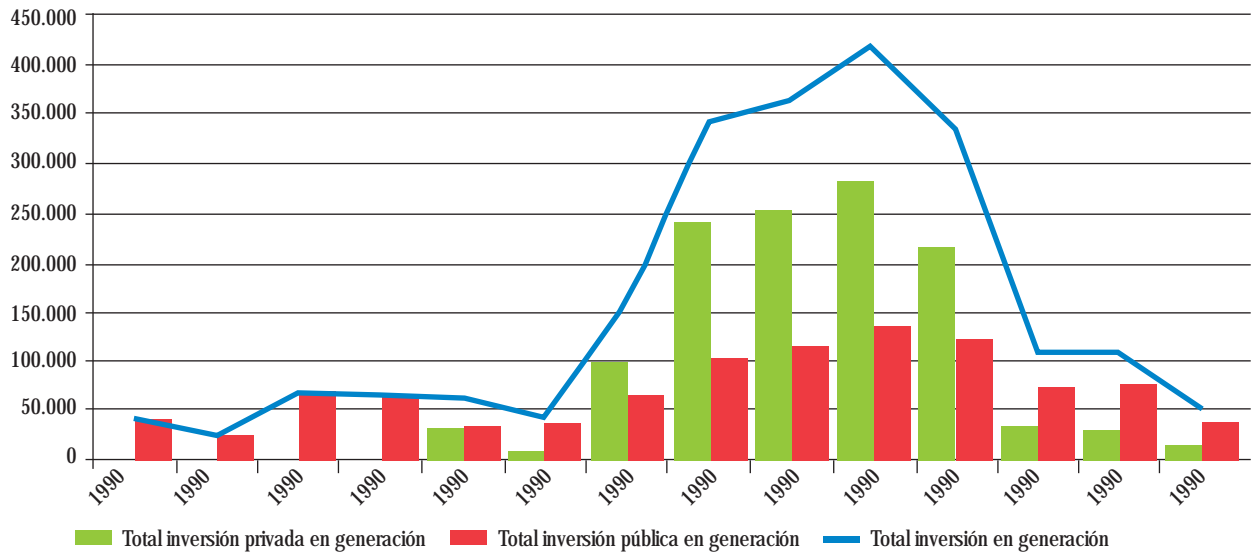
Fuente: OSINERG (http://www.osinerg.org.pe/osinerg/privatizacion/post_privatiza.jsp)

2.1 Inversiones realizadas en el período 1990 - 1er semestre 2003

El proceso de reestructuración del sector eléctrico representó un incentivo a las inversiones tanto públicas como privadas para cada una de sus actividades, las cuales se caracterizaron por tener una creciente participación privada:

- **Generación:** En el período 1990-1993 las inversiones provinieron del sector público. En 1994-1995 se inician las inversiones del sector privado las cuales presentaron una participación promedio de 30% en relación con el total de inversiones. En 1996-2000 predominaron las inversiones provenientes del sector privado, con una participación promedio de 66% del total de inversiones, y para el período 2001-1er semestre 2003, la participación de las inversiones del sector privado fue del 30%. Ver Gráfico 3.

Gráfico 3. Inversiones en Generación 1994- 2003 en miles de US\$

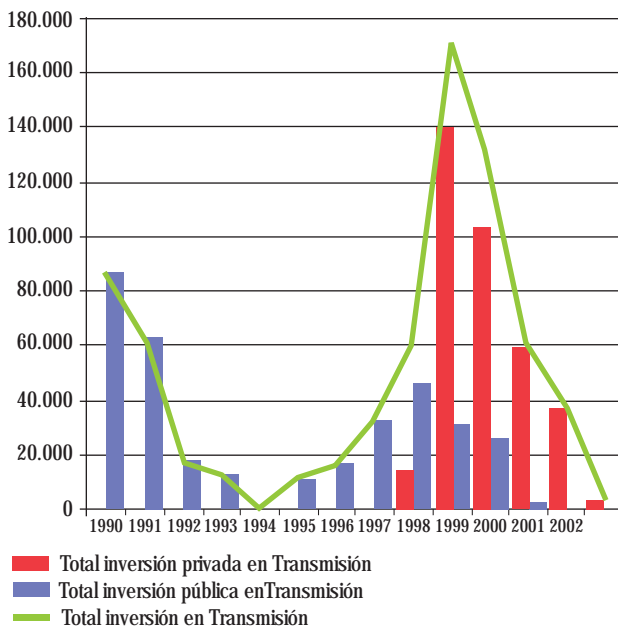


Fuente: Ministerio de Energía y Minas- Dirección General de Electricidad

• **Transmisión:** Para el período 1990-1997 toda la inversión provino del sector público. En 1997 se inician las inversiones del sector privado las cuales presentaron una participación creciente que, hasta 2001, fue en promedio de 80% con respecto al total de inversiones. En el año 2002 y 1er semestre de 2003 las inversiones fueron realizadas exclusivamente por el sector privado ya que toda la transmisión fue transferida. Ver Gráfico 4.

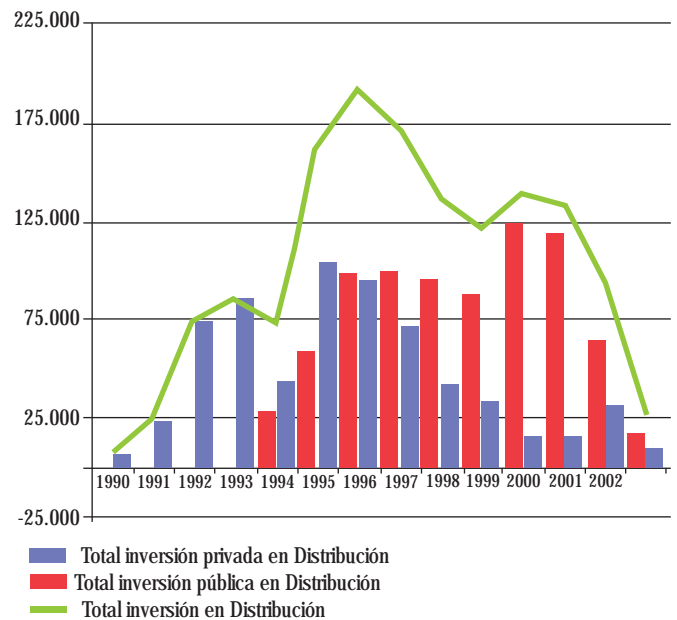
• **Distribución:** En el período 1990-1993 las inversiones fueron realizadas por el sector público. En 1994-1995 se inicia la privatización de distribuidoras lo que representó una participación promedio de 38% en el total de inversiones. En el período 1996-2001, las inversiones del sector privado representaron el 70% del total, alcanzando su mayor participación en 2000-2001, la cual se ubicó en 88%. En 2002 y 1er semestre de 2003, sigue predominando la inversión privada, con una participación de 62%. (Gráfico 5)

Gráfico 4. Inversiones en Transmisión 1994- 2003 en miles de US\$



Fuente: Ministerio de Energía y Minas- Dirección General de Electricidad

Gráfico 5. Inversiones en Distribución 1994- 2003 en miles de US\$

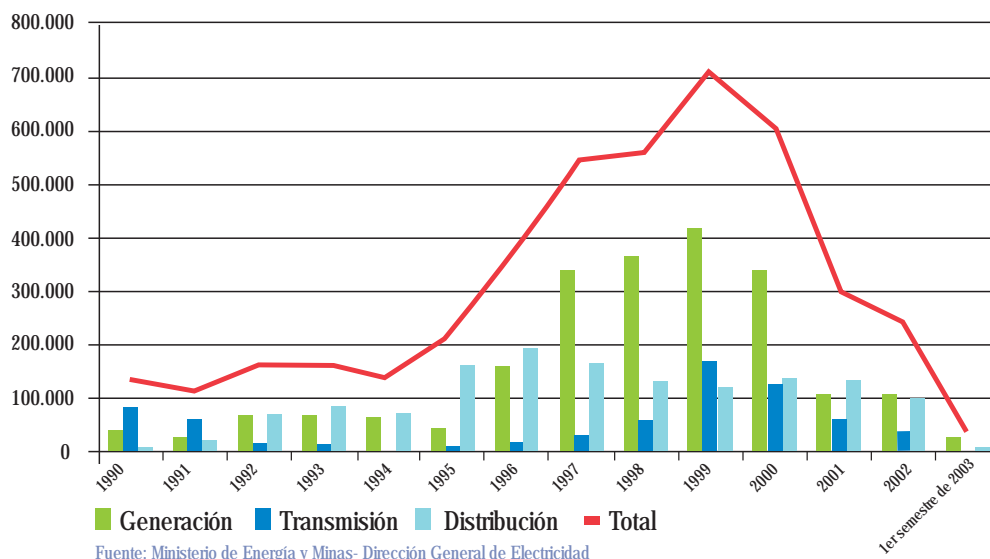


Fuente: Ministerio de Energía y Minas- Dirección General de Electricidad

La Actividad que ha recibido el mayor volumen de inversiones durante el período 1990-1er semestre de 2003, ha sido la Generación, siguiéndole la actividad de distribución (Gráfico 6 y Cuadro 2). En todas las actividades, sin embargo, se nota una elevada desaceleración debido al incremento en la incertidumbre del sector. La fallida privatización de Egasa y Egesur a mediados de 2002, debido a severas protestas en la ciudad de Arequipa, generó un sentimiento en contra de la inversión extranjera, incrementando la probabilidad de

actos contra la propiedad, mayores dificultades para recuperar la inversión e incremento en los costos de capital por el incremento del riesgo-país. Se espera, sin embargo, que nuevas reformas y un ambiente más propicio debido a la mejora del sector macro de la economía reduzcan nuevamente los niveles de incertidumbre para que se pueda retomar las inversiones y el crecimiento.

Gráfico 6. Total Inversiones Sector Eléctrico de Perú 1994- 2003 en miles de US\$



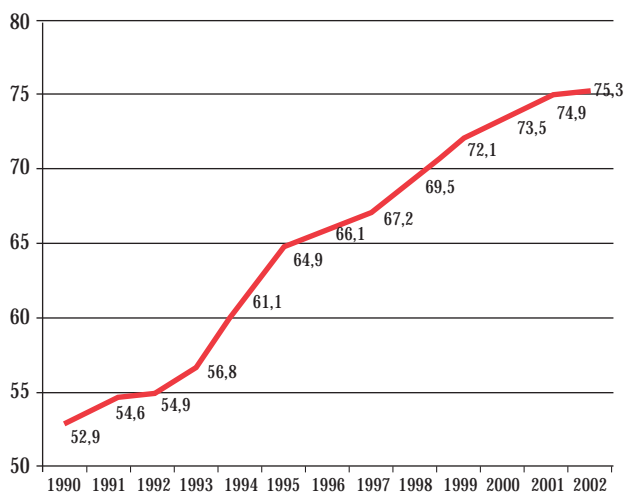
Cuadro 2. Inversiones Públicas y Privadas en el Sector Eléctrico por Actividades

ACTIVIDAD	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	1er Semestre 2003
Inversión Privada														
Generación	0	0	0	0	31,479	7,649	97,751	240,207	250,825	280,901	214,442	33,495	30,042	9,896
Transmisión	0	0	0	0	0	0	0	0	13,488	139,489	102,249	58,627	37,280	904
Distribución	0	0	0	0	28,875	58,517	98,170	99,529	94,408	87,425	123,118	118,715	65,021	6,896
Total Privada	0	0	0	0	60,354	66,166	195,921	339,736	358,721	507,815	439,809	210,837	132,343	17,696
Inversión Pública														
Generación	42,708	27,515	71,171	68,373	34,528	38,418	65,267	103,237	114,540	136,332	123,216	76,277	77,798	20,349
Transmisión	86,948	63,737	18,344	13,229	336	11,413	16,601	32,721	46,155	31,318	26,690	3,116	377	0
Distribución	6,943	23,607	74,238	85,550	44,525	104,882	95,108	71,932	42,097	34,074	16,088	15,666	31,681	5,249
Total Pública	136,599	114,859	163,753	167,152	79,389	154,713	176,976	207,890	202,792	201,724	165,994	95,059	109,856	25,598
Inversión Total														
Generación	42,708	27,515	71,171	68,373	66,007	46,067	163,018	343,444	365,365	417,233	337,658	109,772	107,840	30,245
Transmisión	86,948	63,737	18,344	13,229	336	11,413	16,601	32,721	59,643	170,807	128,939	61,743	37,657	904
Distribución	6,943	23,607	74,238	85,550	73,400	163,399	193,278	171,461	136,505	121,499	139,206	134,381	96,702	12,145
Total	136,599	114,859	163,753	167,152	139,743	220,879	372,897	547,626	561,513	709,539	605,803	305,896	242,199	43,294

Fuente: Ministerio de Energía y Minas- Dirección General de Electricidad

El dinamismo de las inversiones, en parte debido a los incentivos y esfuerzos del Estado, en parte debido a la baja penetración inicial, y en parte debido a los requerimientos de expansión de cobertura junto con unas tarifas que remuneran adecuadamente la inversión se tradujo en un creciente Coeficiente de Electrificación por habitante⁵, el cual paso de 52,9 en diciembre de 1990 a 75,3 en diciembre de 2002. (Gráfico 7).

Gráfico 7. Coeficiente de Electrificación por Habitante a Nivel Nacional



Fuente: Ministerio de Energía y Minas - Oficina Técnica

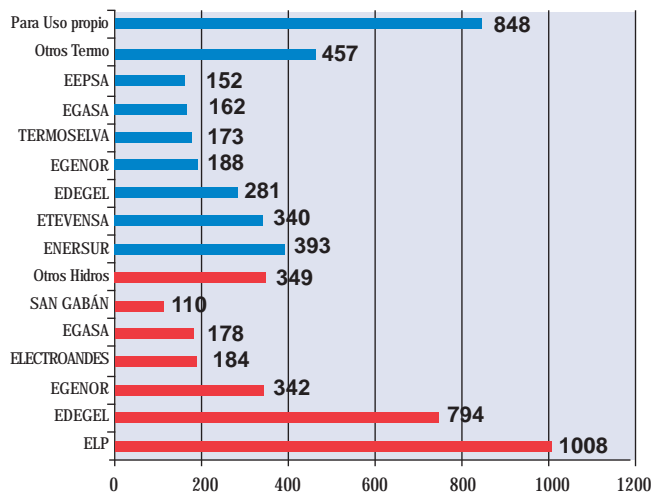
2.2 Empresas que conforman el Sector Eléctrico - Régimen de Propiedad

La transferencia de la propiedad de los activos e inversiones realizadas durante la última década ha modificado de forma muy importante la estructura de propiedad del sector, pasando la propiedad privada de ser minoritaria a ser la forma dominante. El otro rasgo característico es que su origen es internacional, mayormente de España y Estados Unidos. Si a esto le sumamos que el gas natural, el cual va a tener una gran preponderancia en la expansión de la generación también va a estar en manos privadas, se podría esperar el desarrollo de adecuados niveles de competencia en el futuro siempre que se permita el desarrollo de los mercados.

2.2.1 Empresas de Generación

Para diciembre de 2002 existen 17 empresas con una capacidad instalada total para el año 2002 de 5.918 MW, (Ver Gráfico 8 y Gráfico 9) siendo seis empresas propiedad del estado y 11 de propiedad privada.

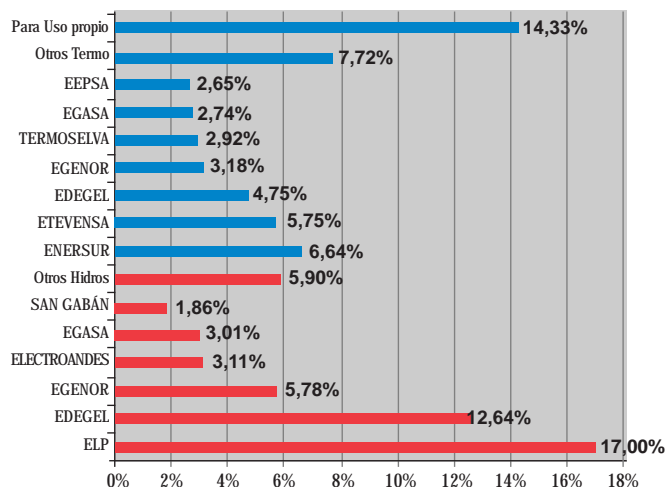
Gráfico 8. Potencia Instalada en MW presentada por Empresa para el año 2002



Nota: Las barras azules oscuras son empresas termoeléctricas, y las barras rojo claras son empresas hidroeléctricas.

Fuente: Estadística Eléctrica 2001-2002. Ministerio de Energía y Minas

Gráfico 9. Potencia Instalada en % presentada por Empresa para el año 2002



Nota: Las barras azules oscuras son empresas termoeléctricas, y las barras rojo claras son empresas hidroeléctricas.

Fuente: Estadística Eléctrica 2001-2002. Ministerio de Energía y Minas

5. El Coeficiente de Electrificación se calcula sobre el número de viviendas con y sin servicio eléctrico, ajustándolo el número de habitantes por vivienda.

Propiedad del Estado:

- Electroperú S.A.
- Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A.
- Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.
- Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.
- Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.
- INADE - Proyecto Especial Chavimochic

Empresas de Propiedad Privada

A continuación se presentan los grupos económicos que representan a cada empresa privada, para las cuales estuvo disponible la información.

• **EDEGEL S.A.:** Empresa hidroeléctrica con una potencia instalada de 748 MW, que representa el 26% del total hidroeléctrico instalado para el año 2002. Sus socios son, en primer lugar, Endesa de Chile, quien es la empresa de generación eléctrica más importante de Chile y es controlada por Endesa España, quien además posee intereses mayoritarios en Edelnor S.A., Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A. y Empresa Eléctrica de Piura S.A. El segundo socio es CDC Capital Partners (antes Commonwealth Development Corporation) quien tiene más de 50 años de experiencia invirtiendo en mercados emergentes alrededor del mundo. Edegel participa indirectamente con Endesa (Chile) en la propiedad de la empresa eléctrica Brasileña Centrais Eletricas Cachoeira Dourada S.A. ("Cachoeira"), la primera empresa generadora privatizada en el Brasil. En octubre de 1995 el 60% de las acciones de EDEGEL fueron adquiridas por Generandes Co (grupo ENDESA), al contado y con compromiso de inversión, el que se cumplió.

• **Duke Energy Internacional - Egenor S.A.:** Empresa hidroeléctrica con una potencia instalada de 342 MW, que representa el 12% del total hidroeléctrico instalado para el año 2002. En junio de 1996 se vendió el 60% de las acciones de EGENOR a Inversiones Dominion S.A. (USA), al contado y con compromiso de inversión, el que se ha cumplido. EGENOR, además de diversas centrales térmicas se constituyó a base de las CC.HH. Cañón del Pato (Ancash) y Carhuaquero (Cajamarca). El grupo DUKE ENERGY (USA) adquirió otro 30% de las acciones de EGENOR de propiedad

del Estado y la participación de Inversiones Dominion S.A. comenzando sus operaciones en el Perú en 1999. Duke Energy Internacional Egenor S.A. es una de las unidades de negocio de Duke Energy Internacional, empresa ubicada en la ciudad de Houston, Texas, que opera en América Latina, el Asia Pacífico y Europa. Duke Energy es una de las mayores empresas de generación, comercialización, distribución y transmisión de gas y electricidad del mundo, está presente en más de 50 países. La composición accionaria de Egenor es: Duke Energy International Perú 60%, Holdings S.R.L. 30%, Accionistas Minoritarios 0,25% y DEI EGENOR S.A. 9,75%.

• **Empresa de Electricidad de los Andes S.A. - Electroandes S.A.:** Empresa hidroeléctrica con una potencia instalada de 184 MW, que representa el 6% del total hidroeléctrico instalado para el año 2002. Es una empresa privada cuyos accionistas son: Transamerica Energy Company con 79,9%, PSEG Americas Ltd con 19,99% y Accionariado Difundido con 0,02%.

Public Service Enterprise Group Incorporated (PSEG) es una empresa domiciliada en los Estados Unidos dedicada a la producción, transmisión y distribución de electricidad y gas. El grupo PSEG desarrolla actividades en América, Europa y Asia. El negocio Internacional lo concentra la subsidiaria PSEG Energy Holdings LLC de quien a su vez depende PSEG Global LLC., empresa que comenzó sus operaciones en 1984 y se internacionalizó a partir de 1993. A través de su subsidiaria PSEG Global LLC, mantiene inversiones de generación de energía y líneas de distribución fuera de Estados Unidos de Norteamérica. En Perú posee adicionalmente una participación en la empresa distribuidora Luz del Sur S.A. Al 31 de diciembre de 2002 el grupo PSEG tenía activos por US \$ 25.742 millones e ingresos por US \$ 8.390 millones, PSEG Energy Holding LLC a su vez tenía activos por US \$ 6,838 millones y patrimonio por US \$ 2.124 millones.

Transamerica Energy Company, una empresa constituida y existente bajo las leyes de Islas Caimán y PSEG Americas Ltd., una empresa constituida y existente bajo las leyes de las Islas Bermudas, son titulares de aproximadamente el 99,98% del capital social de Electroandes S.A.

- **Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A. - ETEVENSA:** Conformada con la central termoeléctrica de Ventanilla (Lima), privatizada en diciembre de 1995, mediante la venta del 60% de sus acciones a Generalima S.A. (grupo ENDESA de España), al contado y con compromiso de inversión, el que se cumplió. El Estado mantiene una participación de 38%. Tiene una potencia instalada de 340 MW, que representa el 16% del total térmico instalado para el año 2002.

- **Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A.:** Constituida con la C.H. Cahua (Lima), se privatizó en abril de 1995, con la venta del 60% de sus acciones a favor de SIPESA (empresa peruana), a ser pagado en plazos de 8 años y sin compromiso de inversión. SIPESA constituyó Electro Cahua S.A., inversionista que transfirió su participación al consorcio sueco Nordic Skansa, quien a su vez adquirió otros 30% de las acciones de EGE Cahua de propiedad del Estado y asumió la obligación que Electro Cahua S.A., la que fue cancelada en septiembre de 2000.

- **Empresa Eléctrica de Piura S.A.- EEPESA:** Es una empresa creada para operar las plantas eléctricas y de gas natural del Noroeste del Perú, anteriormente a cargo de Petróleos

del Perú S.A. Como resultado de la privatización de la petrolera y en concordancia por lo dispuesto por la Comisión de Promoción de la Inversión Privada, el Consorcio Eléctrica Cabo Blanco (formado mayoritariamente por ENDESA España), se adjudicó la buena pro con el 60% de sus acciones. El 39,9% restante es propiedad del Estado. EEPESA tiene dos Centrales Térmicas, Malacas y Verdún. Durante el año 2000 solamente funcionó la C.T. Malacas.

- **Shougang Generación Eléctrica S.A.:** Shogesa es propiedad de la corporación minera china Shougang, la cual entra al Perú en 1993 a través de la adquisición de la empresa estatal minera Hierro Perú, ubicada en el distrito de Marcona, a 470 kms. al sur de Lima.

2.2.2 Empresas de Transmisión

Existen cinco empresas que desarrollan la actividad de transmisión, que atienden las zonas Norte y Sur del país, así como las líneas asociadas a la interconexión eléctrica, siendo las principales líneas y las empresas que las atienden las presentadas en la *Tabla 1*. En el año 2002 todas las empresas de transmisión en Perú son propiedad privada.

Tabla 1. Líneas Principales del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN

Zona	Línea	Titular	Tensión Nominal (KV)	Número de ternas	Longitud (KM)
Norte	S.E. Malácas (Talara) - S.E. Piura Oeste	ELECTROPERU	220	1	104
	S.E. Chiclayo Oeste - S.E. Guadalupe 1	REP	220	1	84
	S.E. Guadalupe 1 - S.E. Trujillo Norte	REP	220	1	103
	S.E. Chimbote 1 - S.E. Paramonga Nueva	REP	220	1	220
	S.E. Paramonga Nueva - S.E. Vizcarra	ETESELVA	220	1	145
	S.E. Paramonga Nueva - S.E. Huacho	REP	220	1	56
	S.E. Chavarria - S.E. Santa Rosa	REP	220	2	9
	S.E. Paragsha II - S.E. Huánuco	REP	138	1	86
	S.E. Huánuco - S.E. Tingo María	REP	138	1	88
Interconexión	S.E. Campo Amiño (Mantaro) - S.E. Cotaruse	TRANSMANTARO	220	2	292
	S.E. Cotaruse - S.E. Socabaya	TRANSMANTARO	220	2	311
Sur	S.E. Cerro Verde - S.E. Repartición	REP	138	1	30
	S.E. Repartición - S.E. Mollendo	REP	138	1	55
	S.E. Quencoro - S.E. Dolorespata	EGEMSA	138	1	8
	S.E. Tintaya - S.E. Ayaviri	REP	138	1	83
	S.E. Ayaviri - S.E. Azángaro	REP	138	1	42
	S.E. Socabaya - S.E. Moquegua (Montalvo)	REDESUR	220	2	107
	S.E. Moquegua (Montalvo) - S.E. Tacna	REDESUR	220	1	124
	S.E. Moquegua (Montalvo) - S.E. Puno	REDESUR	220	1	197
TOTAL					2144

Fuente: Estadística Eléctrica 2001-2002. Ministerio de Energía y Minas

2.2.2.1 Empresas de Propiedad Privada

A continuación se presentan los grupos económicos que representan a cada empresa privada, para las cuales estuvo disponible la información.

- **Red de Energía del Perú S.A.:** Es una empresa del Grupo Empresarial ISA, el cual está constituido por Interconexión Eléctrica S.A.-ISA y sus filiales Transelca, Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A., y Interconexión Eléctrica ISA Bolivia (Sector Eléctrico) e INTERNEXA y FLYCOM Comunicaciones (Sector de Telecomunicaciones). Los accionistas de Red de Energía del Perú S.A. (REP), presentan las siguiente participación accionaria: Interconexión Eléctrica S.A.E.S.P. - ISA con 30%, TRANSELCA S.A.E.S.P. Filial de ISA con 30%, y Empresa de Energía de Bogotá S.A.E.S.P - EBB con 40%. REP fue constituida con el fin de operar mediante un contrato de concesión las líneas de transmisión que pertenecían a ETECEN y ETESUR y además tiene la obligación de construir la interconexión con Ecuador.

- **Consortio Transmantaro S.A.:** Fue creado en enero de 1998 con un plazo de duración de 33 años. Sus accionistas son Hydro Québec Internacional Inc. - HQI (56.67%), Fonds de Solidarité des Travailleurs du Québec - FSTQ (28.33%) y Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte - ETECEN (15%). HQI es una empresa constituida bajo las leyes de Québec, Canadá, para el desarrollo y operación de proyectos energéticos fuera de Canadá. HQI es sucursal de Hydro Québec, empresa fundada en Canadá en 1944. FSTQ es un fondo de pensiones constituido en Québec, asociado a HQI, y actúa como un inversionista pasivo. FSTQ sólo tiene derecho

a designar a un observador en el Directorio, mientras que HQI tiene el derecho de elegir a cinco de los seis miembros que conforman el Directorio y controlar las operaciones de la Empresa. El Consorcio Transmantaro fue el encargado de construir la línea que permitió interconectar los dos sistemas de transmisión (norte y sur) creando el Sistema Interconectado Nacional.

- **Red Eléctrica del Sur S.A.:** Representada por Red Eléctrica de España, Cobra-Perú, S.A., Abengoa-Perú, S.A. y Banco Santander Central Hispano, S.A. Su principal accionista es Redes de España S.A.

- **Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A.:** Empresa con participación de las dos más importantes empresas colombianas especializadas en el transporte de energía a alto voltaje: Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) y Transelca, que a su vez es socia de la Empresa de Transmisión de Electricidad Centro Norte S.A. - ETECEN. La composición accionaria de ISA Perú ha sido modificada recientemente en la siguiente forma: TRANSELCA con 54,86%, ISA con 28,07% y ETECEN con 17,07%. Las acciones de ETECEN en ISA Perú permanecen en poder del estado peruano y no fueron transferidas a REP.

2.2.3 Empresas de Distribución

A diciembre de 2002 existían 21 empresas que desarrollan la Actividad de Distribución en Perú, de las cuales 13 son propiedad del estado, y 08 de propiedad privada, con un total de 3.6 millones de clientes, distribuidos por empresa de la forma en que se presenta en la *Tabla 2*.

Tabla 2. Número de Clientes en Empresas Distribuidoras año 2002

Empresa distribuidora	Clientes regulados	Clientes libres	Total
Consortio Eléctrico de Villacurí S.A.C.	637	0	637
Edehor S.A.A.	882.530	89	882.619
Electro Oriente S.A.	116.281	0	116.281
Electro Pangoa S.A.	923	0	923
Electro Puno S.A.A.	105.176	2	105.178
Electro Sur Este S.A.A.	208.962	2	208.964
Electro Sur Medio S.A.A.	116.375	15	116.390
Empresa Municipal de Servicio Eléctrico de Tocache S.A.	5.300	0	5.300
Electro Ucayali S.A.	38.090	1	38.091
Electrocentro S.A.	316.703	1	316.704
Electronoroeste S.A.	212.635	3	212.638
Electronorte Medio S.A. - HIDRANDINA	367.668	13	367.681
Electronorte S.A.	205.293	2	205.295
Electrosur S.A.	89.248	0	89.248
Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga S.A.	5.355	0	5.355
Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utcubamba S.A.C.	4.547	0	4.547
Empresa de Distribución Eléctrica Cañete S.A.	23.484	0	23.484
Luz del Sur S.A.A.	689.765	53	689.818
INADE - Proyecto Especial Chavimochic	2.730	0	2.730
Servicios Eléctricos Rioja S.A.	3.768	0	3.768
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	218.753	4	218.757
TOTAL	3.614.223	185	3.614.408

Fuente: Estadística Eléctrica 2001-2002. Ministerio de Energía y Minas

Propiedad del Estado:

- Electronorte Medio S.A. - HIDRANDINA
- Electrocentro S.A.
- Electro Oriente S.A.
- Electro Sur Este S.A.
- Electronoroeste S.A.
- Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.
- Electronorte S.A.
- Electro Puno S.A.
- Electro Ucayali S.A.
- Electro Sur S.A.
- Servicios Eléctricos Rioja S.A.
- INADE - Proyecto Especial Chavimochic.
- Electro Pangoa S.A.

Empresas de Propiedad Privada

A continuación se presentan los grupos económicos que representan a cada empresa privada, para las cuales estuvo disponible la información.

• **Edelnor S.A.:** Grupo ENERSIS, multinacional latinoamericana, conformada por ENDESA S.A. con un 65%, A.F.P. con un 12,62%, CitiBank N.A. con 3,97%, Corredores de Bolsa, F.M., y Compañías de Seguro 10,95%, Fondos de Inversión Extranjeros 0,19% y otros accionistas 7,27%.

• **Luz del Sur S.A.:** Empresas privatizadas en julio de 1994, con la venta del 60% de sus acciones a Inversiones DistriLima S.A. (grupo ENDESA) y Ontario Quinta AW (consorcio chileno canadiense), respectivamente, al contado y sin compromiso de inversión.

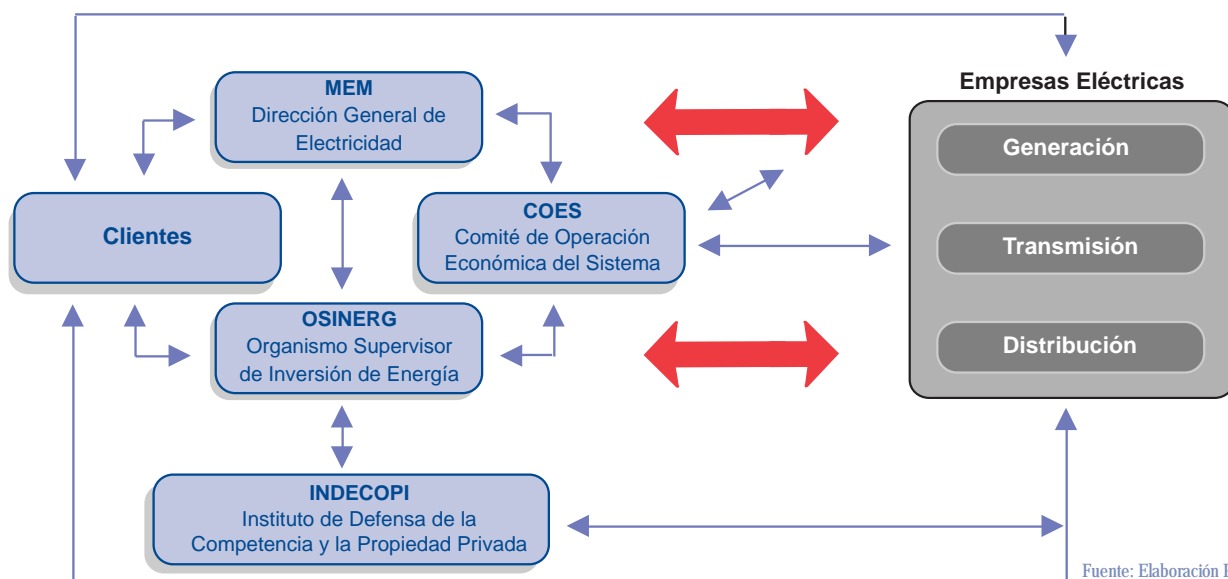
• **Electro Sur Medio S.A.:** En marzo de 1997 el Estado vendió la totalidad de su participación a HICA Inversiones S.A. (Consortio peruano argentino), el 50% a ser pagado en efectivo en un plazo de ocho años y el otro 50% a ser cancelado con compromiso de inversión en obras rurales en un plazo de seis años, con las acciones correspondientes a esta última se constituyó un fideicomiso administrado por COFIDE, las que se liberan según se cumple el compromiso. La posición contractual de ELECTROPERU en este contrato ha sido cedida a FONAFE en diciembre de 2002.

• **Empresa de Distribución Eléctrica Cañete S.A.:** Empresas adquiridas por Luz Del Sur (EDE Cañete) y por Inversiones DistriLima S.A. (EDE Chancay), al contado y sin compromiso de inversión.

3. Actores que Intervienen en el Sector Eléctrico Peruano

Los actores que intervienen en el Sector Eléctrico Peruano son, por el lado de la demanda, los clientes tanto regulados como grandes clientes. Por el lado de la oferta participan las empresas eléctricas, y para garantizar el funcionamiento del sector de forma eficiente se encuentran instituciones u organismos encargados de la normativa, fiscalización, regulación, competencia honesta y operación del mismo (Figura 1). En septiembre de 2004 se espera que comience a operar la interconexión con Ecuador que inicialmente sería una demanda. En etapas posteriores Ecuador podría ser también parte de la oferta. Igualmente se podrían tener intercambios con Bolivia, Brasil y Chile.

Figura 1. Actores que Intervienen en el Sector Eléctrico Peruano



Fuente: Elaboración Propia

3.1 Clientes

Los Clientes se dividen en dos categorías de acuerdo con límites establecidos en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y que puede ser modificado por el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial⁶.

- **Los clientes no regulados o libres:** son aquellos clientes con una demanda superior a 1MW que realizan sus transacciones en forma libre⁷.

- **Los clientes regulados:** que pertenecen al servicio público de electricidad, sujetos a tarifas reguladas por OSINERG, serán aquellos con una demanda inferior a 1MW. Adicionalmente, se considerarán en este grupo a aquellos clientes con una demanda superior a 1MW, pero cuando sus suministros son abastecidos por un sistema eléctrico que no pertenece a un Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

Entre los temas considerados en las reformas de segunda generación se encuentra la reducción del límite de potencia para calificar como gran usuario a 0,5 MVA. Esto traería como consecuencia una mayor profundización de este mercado. En la actualidad hay unos 30 grandes usuarios pero la reducción podría llevar este número a más de trescientos lo que permitiría la aparición de la figura del comercializador. Esta actividad competitiva contemplada actualmente en la ley pero que en la práctica no existe, permite transferir el riesgo de la volatilidad al actor que de

manera más económica puede manejarlo. Dado que otra de las reformas de segunda generación sería incrementar la eficiencia del mercado mayorista, lo que implica tener períodos de valoración de la energía más cortos⁸, se tendría variaciones de precio importantes. Ahora, si más actores pueden escoger su proveedor, buscarán al que le otorgue las mejores condiciones, generalmente se buscan precios más bajos. Si estos usuarios subsidiaban de forma implícita a otros usuarios, esta fuente de ingreso para los subsidiados desaparecerían. En un mercado verdaderamente competitivo, este efecto forzaría a que los usuarios afronten los verdaderos costos que le generan al sistema. Si el gobierno tiene una política de servicio universal, como es el caso del Perú, entonces es requerido que se implementen esquemas de subsidios explícitos para evitar distorsiones en las tarifas que eventualmente pudiesen llevar a comprometer la existencia de las empresas del sector.

3.2 Empresas Eléctricas

Con base en lo establecido en la Ley⁹, para la prestación de servicio público de electricidad, se prevé que las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica pueden ser desarrolladas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras.

En este sentido se definen tres modalidades de operación por parte de las empresas eléctricas como son:

6. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Decreto Supremo N° 009-93-EM, de fecha 19-02-1993. Artículo 2.

7. Estos clientes son clasificados como no regulados o libres de manera automática, sin tener opción de permanecer como clientes regulados, lo que ha ocasionado que algunos clientes libres decidan dividir su carga y tener dos medidores, con la finalidad de seguir siendo clientes regulados. En entrevistas realizadas con varias empresas, tanto de generación como de distribución, así como con el regulador, se plantea este problema, el cual piensan se agravaría si se reduce el nivel para ser cliente libre. El regulador está consciente de este problema y se ha comprometido a desarrollar una campaña comunicacional para que los clientes libres conozcan los beneficios que el mercado les ofrece, dado que considera que el mercado es lo suficientemente competitivo como para producir ahorros significativos que tenderán a ser mayores con la entrada del gas de CAMISEA.

8. Debido a que la electricidad no se almacena de forma económica en sistemas de generación mixtos térmicos-hídricos como el peruano, las unidades despachadas tienen costos variables crecientes (y típicamente costos fijos relativamente bajos) lo que hace que el costo de la energía despachada de forma centralizada y valorada al precio de la última unidad despachada sea creciente con el nivel de demanda. En este tipo de sistemas, también llamados marginalistas, los precios se fijan en períodos de tiempo muy breves, por ejemplo cada cinco minutos y se promedian durante un período un poco más largo, por ejemplo una hora. Esto produce variaciones muy significativas durante un día, es decir, la relación entre el precio más bajo y el precio más alto dentro de un mismo día en un mercado competitivo puede ser veinte o treinta. Sin embargo, un cliente final podría no manejar esta variabilidad. Un comercializador podría comprar la energía en el mercado spot y vender a un precio fijo, o alternativamente firmando un contrato de largo plazo con un generador, absorbiendo el riesgo de incremento de precios por una prima. Mas aún, los comercializadores generalmente proveen los llamados servicios de energía los cuales consisten en que el comercializador invierte fondos para mejorar la eficiencia de la planta eléctrica de los usuarios. Los usuarios siguen pagando la misma factura o un monto ligeramente inferior y el comercializador se queda con la diferencia para amortizar las inversiones con una cierta rentabilidad. Este mecanismo permite aumentar la eficiencia de la industria al disminuir los costos de energía, reducir emisiones de las plantas de generación e incluso retrasar inversiones para la expansión del sistema.

9. Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) 25844 de fecha 19 de noviembre de 1992.

1. Otorgamiento de Concesión¹⁰ por parte del Estado a través de la Dirección General de Energía (DGE), en los siguientes casos:

- Actividad de Generación que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea superior a 10 MW;
- Actividad de Transmisión cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;
- Actividad de Distribución con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 kW. La demanda en referencia será la demanda agregada de todos los servicios interconectados, a ser atendidos por una misma empresa de distribución.

2. Otorgamiento de Autorizaciones por parte del Estado a través de la Dirección General de Energía (DGE), únicamente para el caso de la Actividad de Generación cuando la misma sea termoeléctrica, geotérmica e hidroeléctrica, no requiera concesión, y su capacidad instalada sea superior a 500 kW.

3. Libremente. En los casos en que no se requiera Concesión ni Autorizaciones, las tres actividades (Generación, Transmisión y Distribución), deberán cumplir las normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación. El titular de cada empresa, sin embargo, obligatoriamente deberá informar al Ministerio de Energía y Minas el inicio de la operación y las características técnicas de las obras e instalaciones.

Las concesiones serán otorgadas por plazos que varían de acuerdo con la actividad, si el bien fue privatizado, y los montos de inversión requeridos, siendo generalmente plazos superiores a los 30 años, y otorgadas mediante Resolución Suprema refrendada por el Ministerio de Energía y Minas¹¹.

Existe la figura de las concesiones temporales para los casos de realización de estudios de centrales de generación, subestaciones y líneas de transmisión, las cuales permiten utilizar bienes de uso público y el derecho de obtener la imposición de servidumbres. Tienen un plazo máximo de dos (2) años, pudiendo renovarse por una sola vez a solicitud del peticionario y hasta por el mismo plazo¹².

Las concesionarias de la actividad de transmisión tienen la obligación de permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario y las compensaciones por el uso que sean fijadas por OSINERG.

Los concesionarios de distribución, tendrán exclusividad de su zona¹³, la cual no podrán reducir sin previa autorización del Ministerio de Energía y Minas, y en el caso de ampliación de sus límites lo deberán realizar previa notificación al mismo. Los límites en referencia serán regularizados cada dos (2) años mediante un procedimiento similar al de las concesiones definitivas.

Las empresas que se encuentren operando bajo la modalidad de concesionarias, tendrán las siguientes obligaciones previstas en la Ley:

- a. Efectuar los estudios y/o la construcción de las obras en los plazos señalados en el respectivo contrato de concesión;
- b. Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo con lo previsto en su contrato de concesión;
- c. Aplicar los precios regulados fijados por OSINERG.
- d. Presentar la información técnica y económica a los organismos normativos y reguladores en la forma y plazos fijados en el Reglamento;
- e. Cumplir con las disposiciones del Código Nacional de Electricidad y demás normas técnicas aplicables;
- f. Facilitar las inspecciones técnicas a sus instalaciones que dispongan los organismos normativos y reguladores;
- g. Contribuir al sostenimiento de los organismos normativos; reguladores y fiscalizadores mediante aportes fijados por el Ministerio de Energía y Minas, que en ningún caso podrán ser superiores al uno por ciento (1%) de sus ventas anuales;
- h. Cumplir con las normas de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación.

10. Los límites para el otorgamiento de Concesiones son los establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) 25844 de fecha 19 de noviembre de 1992.

11. Se requiere el previo cumplimiento con los procedimientos para realizar la solicitud de Concesión Definitiva, exigidos en el Artículo 25° de la Ley y lo previsto en los artículos del 37° al 41° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Decreto Supremo N° 009-93-EM, de fecha 19-02-1993.

12. Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) 25844 de fecha 19 de noviembre de 1992. Artículo 22° y 23°.

13. Un mecanismo para limitar el alcance de su exclusividad, la cual inhibe la competencia, es por medio de la modificación de los límites para ser catalogado como cliente libre. A medida que el nivel baja, más competitivo se vuelve el mercado siguiendo el efecto descrito anteriormente.

En particular los concesionarios de distribución están obligados a:

- a. Dar servicio a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un año y que tengan carácter de Servicio Público de Electricidad;
- b. Tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes 24 meses como mínimo;
- c. Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión; y,
- d. Permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, para suministrar energía a usuarios que no tengan el carácter de Servicio Público de Electricidad, ubicados dentro o fuera de su zona de concesión.

3.2.1 Separación de Actividades

La Ley prevé que un mismo titular, o quien ejerza directa o indirectamente el control de éste, no deberá realizar las actividades de Generación y/o Transmisión perteneciente al sistema principal y/o distribución, salvo en el caso de los Sistemas Aislados.

En los casos de los Sistemas Aislados¹⁴, los concesionarios de distribución que dispongan de generación y transmisión propia para atender parcial o totalmente su demanda, no están obligados a separar sus actividades, sino a llevar por separado una contabilidad de costos para cada una de ellas. Es importante señalar que a partir de la publicación de la Ley Antimonopolio y Oligopolio del sector eléctrico¹⁵, se introduce en la Ley¹⁶ una modificación que permite la existencia de concentraciones de tipo vertical u horizontal, en aquellos casos que no impliquen una disminución, daño o restricción a la competencia y libre concurrencia en los mercados de las actividades de generación, transmisión y distribución, o en los mercados relacionados.

En este sentido la Ley Antimonopolio y Oligopolio define los límites máximos de concentración horizontal y vertical permitidos, los cuales son de 15% y 5% de la participación del mercado relevante, respectivamente. Es responsabilidad de INDECOPI autorizar niveles iguales o superiores a los previstos, previa evaluación de los mismos, para constatar si afectan o no la competencia de la actividad. El INDECOPI puede establecer multas a las empresas eléctricas en caso de incumplimiento en los porcentajes de concentración permitidos, o en caso de no solicitar las autorizaciones indicadas, así como por el no suministro de la información dentro de los plazos establecidos. Corresponde a OSINERG la determinación semestral de los porcentajes de participación en el mercado de las empresas que desarrollan actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución de energía eléctrica, con base en las declaraciones juradas que semestralmente deberán presentarle dichas empresas¹⁷.

3.3 Instituciones u Organismos

Las instituciones u organismos encargados del funcionamiento del Sector Eléctrico Peruano son:

3.3.1 El Estado¹⁸

El Estado está representado por el Ministerio de Energía y Minas, quien a su vez es el órgano de adscripción de las siguientes unidades o entes:

- **Oficina Técnica de Energía.** Propone y evalúa la política energética nacional de mediano y largo plazo, elaborando el Plan Referencial para el Sector Electricidad, que es un documento que muestra la situación del sector eléctrico, las proyecciones de demanda, oferta y transmisión de energía eléctrica para un horizonte de planeamiento de diez años¹⁹.
- **Dirección General de Electricidad.** Tiene como función principal el otorgamiento de concesiones y autorizaciones para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como el velar por el cumplimiento de las disposiciones legales existentes para este sector (Ley de Concesiones Eléctricas).

14. Se refiere a aquellos sistemas que no se encuentran conectados al Sistema Interconectado.

15. Ley N° 26876, de fecha 19 de noviembre de 1997. Documento disponible en la siguiente dirección: <http://www.mem.gob.pe/wmem/publica/sse/compendio/l26876.pdf>

16. Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) 25844 de fecha 19 de noviembre de 1992. Artículo 122°.

17. Son pocos los casos en los que se recomienda tener una integración vertical de las actividades porque generalmente se dificulta la competencia y facilita el ejercicio de poder de mercado por parte de los oferentes.

18. Página Web: <http://www.mem.gob.pe/>

19. Plan Referencial de Electricidad 2001-2010. Página Web: <http://www.mem.gob.pe/wmem/publica/oterg/plan2001-2010.asp> A pesar de que este plan debería actualizarse cada año, existe un retraso de dos años. En los actuales momentos se está trabajando en la nueva versión que debería cubrir el período 2004-2013, incorporando las reformas de segunda generación a los supuestos.

3.3.2 Organismo Supervisor de Inversión en Energía (OSINERG)²⁰

El Organismo Supervisor de Inversión en Energía (OSINERG) es creado mediante Ley en diciembre de 1996²¹, ampliándose sus competencias a través de la publicación de la Ley Marco de Organismos Reguladores²² el 29 de julio de 2000, quedando establecido en esta última, que es un organismo público descentralizado adscrito a la Presidencia del Consejo de Ministros, con personería jurídica de derecho público interno, patrimonio propio y autonomía administrativa, funcional, técnica, económica y financiera. Tiene competencia para supervisar y fiscalizar a las entidades que desarrolla actividades relacionadas con los subsectores de electricidad e hidrocarburos, velando por la calidad, seguridad y eficiencia del servicio y/o productos brindados a los usuarios en general y cuidando la adecuada conservación del medio ambiente. Asimismo, OSINERG regula las tarifas y fija los distintos precios regulados del servicio eléctrico, las tarifas del servicio de transporte de hidrocarburos por ductos y las de distribución de gas natural por red de ductos.

Las Funciones asignadas a OSINERG son:

• **Normativas.** Son aquellas competencias del Consejo Directivo de OSINERG las descritas en la Ley. Cualquiera no definida corresponde al Ministerio de Energía y Minas, como responsable del Sector Energía²³. En su función normativa OSINERG puede dictar disposiciones de carácter general, por medio de resoluciones, sobre los siguientes asuntos:

- a. Sistemas tarifarios o regulatorios o, mecanismos para su aplicación.
- b. Mecanismos de participación de los interesados en el proceso de aprobación de dispositivos y normas de carácter general, incluyendo las reglas de publicación previa y de realización de audiencias públicas, para tales efectos.
- c. Reglas a las que están sujetas los procedimientos que se sigan ante cualquier órgano de OSINERG, incluyendo los de reclamos de usuarios y de solución de controversias.
- d. Cláusulas generales de contratación aplicables a los contratos de prestación de los servicios públicos de suministro

de electricidad y del servicio de transporte de hidrocarburos por ductos y distribución de gas natural por red de ductos, de acuerdo con lo establecido en los contratos de concesión y normas legales aplicables.

• **Reguladora.** El Consejo Directivo de OSINERG, mediante Resoluciones, tiene la facultad para fijar tarifas del servicio público de electricidad así como del servicio de transporte de hidrocarburos por ductos y distribución de gas natural por red de ductos, en los mercados regulados tales como:

- a. Tarifas en barras en el subsector electricidad.
- b. Tarifas para los usuarios de servicio público de electricidad.
- c. Tarifas de transmisión principal y secundaria en el subsector electricidad.
- d. Tarifas del servicio de transporte de hidrocarburos por ductos.
- e. Tarifas de distribución de gas natural por red de ductos, así como de distribución de electricidad.

• **Supervisora** ejercida por la Gerencia General de OSINERG, le permite verificar el cumplimiento de las obligaciones legales, técnicas y aquellas derivadas de los contratos de concesión, por parte de las entidades y demás empresas o personas que realizan actividades sujetas a su competencia. Asimismo, la función supervisora permite verificar el cumplimiento de cualquier mandato o resolución emitida por el propio OSINERG o de cualquier otra obligación que se encuentre a cargo de la entidad supervisada.

• **Fiscalizadora y sancionadora**, puede ser ejercida de oficio, o por denuncia de parte. Las sanciones serán impuestas por la Gerencia General. Sus resoluciones podrán ser apeladas ante el Consejo Directivo, quien resuelve en segunda y última instancia administrativa. Apelaciones adicionales se cursan a través de tribunales ordinarios. Esta función le permite imponer sanciones a las entidades que realizan actividades sujetas a su competencia por el incumplimiento de las obligaciones legales, técnicas y aquellas derivadas de los contratos de concesión, así como de las disposiciones reguladoras y/o normativas dictadas por OSINERG.

20. Página Web: <http://www.osinerg.org.pe/>

21. Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía (OSINERG) N° 26734, de fecha 31/12/96.

22. Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, N° 27332, de fecha 29 de julio de 2000.

23. Tanto OSINERG como el Ministerio admiten que han existido conflictos de competencia y falta de coordinación. Entre las Reformas de Segunda Generación, previstas para el año 2004, está planteada una mayor definición de las competencias de cada ente.

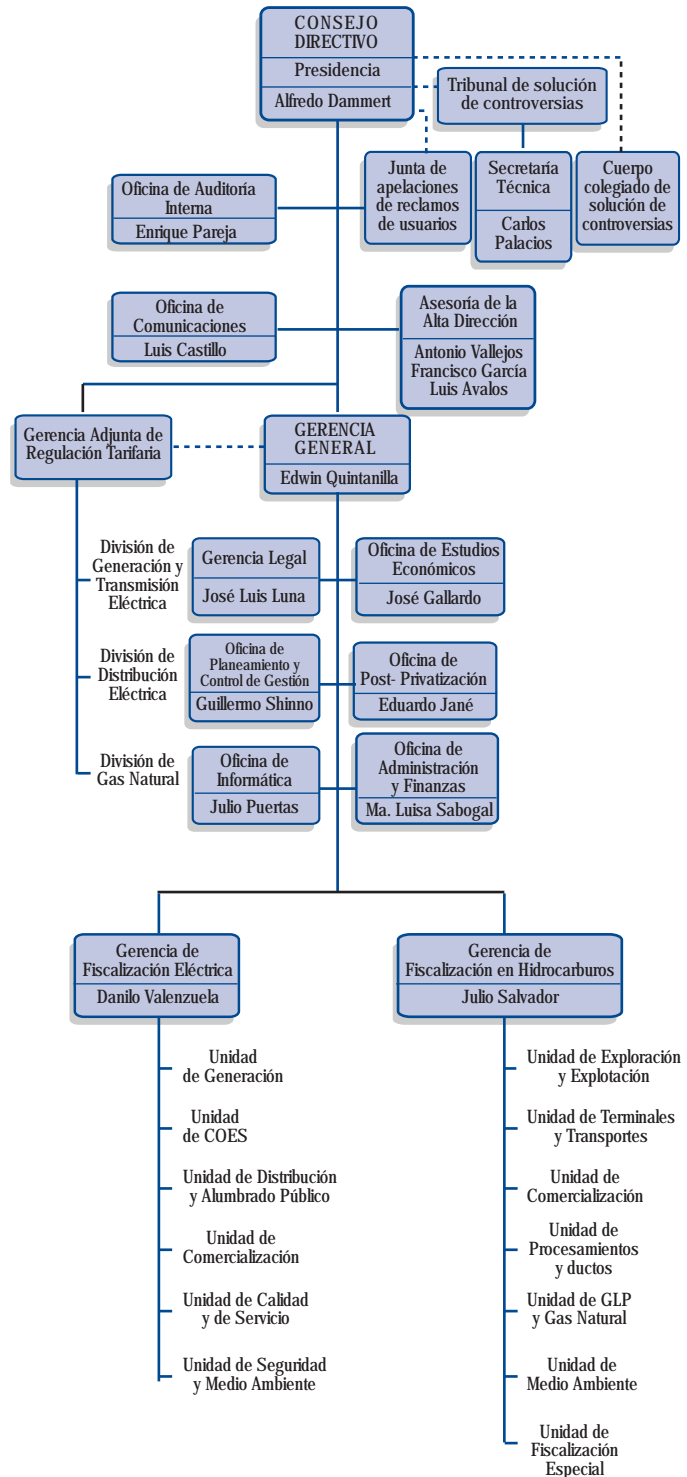
• **Solución de controversias.** Competencia de los Cuerpos Colegiados, en primera instancia administrativa y por el Tribunal de Solución de Controversias de OSINERG, en segunda y última instancia administrativa. Quedan excluidas de esta función las que son de competencia de INDECOPI. La solución de controversias autoriza a los órganos competentes de OSINERG a resolver por la vía administrativa los conflictos y las controversias que, dentro del ámbito de su competencia, surjan tanto entre las entidades, entre éstas y los usuarios libres y entre éstos, entre las cuales se pueden citar:

- a. Controversias entre Generadores, entre Generadores y Transmisores, y entre Transmisores del Sistema Interconectado Nacional, distintas a las originadas en el COES y que se relacionen con materias sujetas a supervisión, regulación y/o fiscalización por parte de OSINERG.
- b. Controversias entre Transmisores y usuarios libres, y entre distribuidores y usuarios libres del subsector eléctrico, que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto de los sistemas secundarios de transmisión y/o de los sistemas de distribución eléctrica.
- c. Controversias entre generadores y distribuidores, entre generadores y usuarios libres, entre distribuidores, entre usuarios libres y entre transmisores y distribuidores eléctricos, relacionadas con aspectos técnicos, regulatorios, normativos o derivados de los contratos de concesión; sujetos a supervisión, regulación y/o fiscalización por parte de OSINERG.

• **Solución de Reclamos de Usuarios de Servicio Público,** ejercida por las propias entidades, en primera instancia administrativa, y en vía de apelación por la Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios, en segunda y última instancia administrativa. Entre los reclamos se pueden citar los siguientes: Instalación o activación del servicio; suspensión ó corte; calidad e idoneidad en la prestación del servicio; facturación y cobro; cobros por cortes y reconexiones; errores de medición y/o facturación; y compensaciones por interrupción parcial ó total del servicio.

En la *Figura 2* se presenta el Organigrama de OSINERG.

Figura 2. Organigrama de OSINERG



Fuente: Página Web de OSINERG. <http://www.osinerg.org.pe/>

3.3.3 Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual (INDECOPÍ)²⁴

El Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual (INDECOPÍ), es un organismo creado en noviembre de 1992, adscrito al Ministerio de Industria, Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales con personería jurídica de derecho público y que goza de autonomía técnica, económica, presupuestal y administrativa. Es el organismo encargado de la aplicación de las normas legales destinadas a proteger:

- a. El mercado de las prácticas monopólicas que resulten restrictivas de la competencia en la producción y comercialización de bienes y en la prestación de servicios, así como de las prácticas que generan competencia desleal y de aquellas que afectan a los agentes del mercado y a los consumidores;
- b. Los derechos de propiedad intelectual en todas sus manifestaciones. Tiene tres oficinas destinadas para estas funciones que son: la oficina de Signos Distintivos; la oficina de Invenções y Nuevas Tecnologías; y la oficina de Derechos de Autor.
- c. La calidad de los productos.

3.3.4 Comité de Operación Económica del Sistema COES²⁵

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) fue creado en noviembre de 1992 con la finalidad de coordinar la operación de las centrales de generación y sistemas de transmisión que se encuentren interconectadas al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Dado que el Sistema de Transmisión de Perú se dividía en Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y Sistema Interconectado del Sur (SISUR), se previó en la Ley que cada COES debía estar integrado obligatoriamente por:

- a. Entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 1% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 15% de su energía producida;
- b. Entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión.
- c. Las entidades generadoras que no cumplan individualmente con la condición señalada en el inciso a) podrán participar en el COES asociándose entre ellas y siempre que alcancen el referido límite, pudiendo acreditar sólo un representante por todas ellas.

Bajo este criterio existían dos COES en el Sistema Interconectado que eran COES-SICN y COES-SISUR, los cuales entraron en funcionamiento en enero de 1995. Esta situación se modificó al integrarse los dos Sistemas en octubre de 2000, conformando lo que se paso a denominar Sistema Interconectado Nacional (SINAC). Es importante destacar que las disposiciones de coordinación que, en virtud de la Ley y el Reglamento que emita el COES serán de cumplimiento obligatorio para todos sus integrantes tanto para sus propias unidades como para aquellas unidades que tenga contratadas con terceros²⁶.

El COES esta constituido por una Asamblea, un Directorio y una Dirección de Operaciones, estando su funcionamiento regulado por un Estatuto que es aprobado por su directorio, y que debe ser del conocimiento de la Dirección General de Energía y de OSINERG. El COES se disuelve únicamente por mandato de la Ley o norma específica con rango de ley.

El Directorio representa el máximo órgano de decisión del COES, y está conformado por siete miembros, elegidos por los representantes de cada integrante del COES, de los cuales cinco son designados por los integrantes de generación y dos por los de transmisión. Cada miembro del directorio tendrá una duración de dos años, siendo posible la reelección de cada director solo por un período consecutivo²⁷.

24. Página WEB: <http://www.indecopi.gob.pe/>

25. La importancia del COES en la organización del Sistema Eléctrico Peruano es quizás su rasgo más característico. En primer lugar, el Estado (excepto por su participación por medio de las empresas públicas) no tiene inherencia en la interacción de sus miembros y en la solución de controversias. En segundo lugar, sus miembros aprueban sus propias normas de funcionamiento. En tercer lugar, están en la capacidad de fijar precios para las transacciones, las cuales son referencias para los usuarios. En cuarto lugar, los costos de las unidades de generación son auditables y han sido auditadas (siendo la amenaza creíble) por lo que los costos bianuales están bien definidos. Este arreglo tan peculiar se basa en que los distribuidores tienen que adquirir el 100% de sus requerimientos de energía. Esto implica que la ganancia de uno es la pérdida de otros por lo que existen incentivos para que las reglas de distribución de los ingresos y costos sean claras y los mecanismos de resolución de conflictos expeditos.

26. LCE 25844, Artículo 83°.

27. Modificación al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas 25844, en Decreto Supremo N° 017-2000-EM de fecha 18.09.2000

Es responsabilidad del Directorio velar por el cumplimiento de las disposiciones que le señalan la Ley, su Reglamento, las Normas Técnicas, las demás disposiciones complementarias y el Estatuto del COES. Las funciones básicas del COES son:

1. Planificar la operación del SINAC y comunicar a los Integrantes los programas resultantes para que operen sus instalaciones de acuerdo a ellos.
2. Controlar el cumplimiento de los programas de operación y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones.
3. Calcular los costos marginales de corto plazo del SINAC, de acuerdo al procedimiento que establece la Ley y el Reglamento.
4. Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras que pertenecen a los Integrantes, de acuerdo al procedimiento que establece la Ley y el Reglamento.
5. Garantizar a los Integrantes la compra o venta de energía, cuando por necesidades de operación económica del SINAC, se requiera la paralización o el funcionamiento de sus unidades fuera de la programación. Estas transacciones se efectuarán a costos marginales de corto plazo del SINAC.
6. Garantizar a todos los Integrantes la venta de su potencia contratada, hasta el límite de su potencia firme, a precio regulado.

Es importante señalar que como parte de las Reformas de Segunda Generación el Ministerio de Energía y Minas revisa la posibilidad de incorporar al Comité de Operación Económica del Sistema (COES) a representantes de las empresas de distribución, de los clientes libres y del Estado y analiza la conveniencia de mantener el actual sistema de POOL o de migrar a uno de tipo ISO (Operador Independiente del Sistema).

4. Regímenes de Precios y Mercados Eléctricos

La Ley²⁸ establece la existencia de dos regímenes de precios, que son:

- Precios Libres por medio de contratos donde se pactan libremente los términos y condiciones entre las partes, y
- Precios Regulados que se pueden transar a través de contratos o a través de tarifas establecidas por OSINERG.

Nótese que no existe un mercado de corto plazo, también llamado "Spot" o de diferencias como ocurre en la mayoría de los países. En Suramérica este mercado está basado en el despacho por costo marginales de corto plazo y una remuneración a la potencia. Las reformas de segunda generación consideradas consideran el desarrollo de este mercado.

Tanto los Precios libres como los regulados deben ser definidos con base en criterios de reconocimiento de costos de eficiencia, los cuales se estimarán considerando que la actividad de:

- **Generación** es la encargada de la producción de energía y provisión de potencia al sistema, siendo una actividad donde existe libre acceso y mínimas barreras a la entrada, buscándose proveer al sistema al mínimo costo de generación.
- **Transmisión** es la encargada de "transportar" la energía desde los centros de producción hasta los centros de consumo, en los niveles de alta y muy alta tensión. Es una actividad regulada que sólo reconoce inversiones óptimas por medio del reconocimiento del Valor Nuevo de Reemplazo y por medio de el menor canon para las expansiones y privatizaciones. Se fomenta la inversión privada en la expansión de las líneas de transmisión cuando el sistema lo requiere, a través del concurso público en la licitación de obras bajo el esquema BOOT²⁹ (construir - ser propietario - operar - transferir al final de la concesión) asignada al postor que requiera la menor remuneración anual garantizada.

28. Ley de Concesiones Eléctricas 25844, Artículo 8.

29. El contrato es suscrito entre el Estado Peruano, a través del MEM, y la Empresa ganadora de la licitación, previo otorgamiento de la concesión por la Dirección General de Energía, cuyo plazo se define al momento de otorgar la misma, que en la práctica ha sido de aproximadamente 33 años. En el contrato se establecen los derechos y obligaciones de las partes, así como las normas y procedimientos que regirán entre ellos para el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y explotación de la línea de transmisión eléctrica, la prestación del servicio, remuneración y factores de ajuste, y la transferencia de todos los bienes al Estado al terminar la concesión.

Este tema de la expansión en Transmisión, también forma parte de las Reformas de Segunda Generación en donde el Ministerio de Energía y Minas determinó la necesidad de contar con una entidad encargada de la planificación y expansión futura del Sistema de Transmisión, y la futura estructuración de un único régimen legal aplicable a la transmisión, dado que esta actividad actualmente está regulada por la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento; por los Contratos BOOT, como son los casos de Transmataro, Redesur, ISA-Perú y por el Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN-ETESUR, celebrado entre el Estado Peruano y REP.

- **Distribución**, es la encargada de entregar la energía en los niveles de mediana y baja tensión a clientes finales. Es una actividad regulada en donde la remuneración se define con base en una empresa de referencia con costos eficientes ("yardstick competition"), lo que le genera incentivos para ser eficiente, ya que logrará una rentabilidad mayor si superara ciertos estándares en el período en que éstos estén vigentes.

- **Comercialización**, es la encargada de la facturación, medición y atención al usuario final, entre otras tareas. Aunque es considerada como potencialmente competitiva, el marco regulatorio la incluye actualmente dentro de la actividad de distribución, funcionando como un solo negocio. Dada la existencia de estos regímenes de precios (Libres y Regulados), se han dado diferentes transacciones en el mercado eléctrico, entre las que destacan:

- **Mercado libre**, para las transacciones entre clientes mayores, definidos actualmente como aquellos con demandas superiores a 1 MW³⁰, y las empresas suministradoras de electricidad que puedan ser generadoras o distribuidoras. El precio, volumen y condiciones a transar son libres y sin intervención del Estado a través de contratos. Los contratos, sin embargo, son conocidos por OSINERG bajo términos de confidencialidad.

- **Mercado de Oportunidad**. Funciona para transacciones de corto plazo entre generadores a fin de cubrir las desviaciones entre la energía contratada y la energía realmente demandada a mínimo costo³¹. Las condiciones de contratación son libres entre las partes sin intervención del Estado. Este tipo de mercado no está definido de forma explícita en los instrumentos que regulan el sector. El mismo

consiste en las negociaciones entre empresas generadoras pertenecientes al sistema interconectado cuyo despacho de carga es efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Las transacciones se realizan al costo marginal instantáneo correspondiente a la operación real del sistema en el período de la transacción. Este precio se registra cada 15 minutos.

- **Mercado de Servicio Público**, destinado actualmente a clientes con consumos menores a 1MW. Adicionalmente, se considerarán en este grupo a aquellos clientes con una demanda superior a 1MW, cuando sus suministros sean abastecidos mediante un sistema eléctrico que no pertenezca al COES. Los precios máximos son fijados por OSINERG, a partir del costo marginal de corto plazo de la generación y el valor agregado de transmisión y distribución de los correspondientes sistemas económicamente adaptados. Estos mercados operan a través de contratos de suministro de electricidad, que se realicen entre los actores participantes del Sector Eléctrico, los cuales pueden ser:

- Contratos de compra - venta de energía entre generadores;

- Contratos de suministro de energía de generador a cliente;

- Contratos de suministro de energía de generador a distribuidor;

- Contratos de suministro de energía de distribuidor a cliente; Dependiendo del volumen de potencia y energía que se transe, estos contratos se pueden dividir en:

- **Contratos Minoristas**, donde se transan pequeñas cantidades de energía, que serían entre actores que no pueden competir, como son los casos de la transmisión y distribución, así como aquellos clientes con demandas menores al límite establecido en la Ley. Estos contratos son regulados por OSINERG e incluyen los siguientes elementos:

- Las tarifas y compensaciones a titulares de Sistemas de Transmisión y Distribución;

- Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; y,

- Las ventas a usuarios del Servicio Público de Electricidad.

30. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Decreto Supremo N° 009-93-EM, de fecha 19-02-1993. Artículo 2.

31. Las reformas de segunda generación propuestas incluyen ampliar el mercado de oportunidad a las distribuidoras y grandes clientes. Esto traerá como consecuencia cambios institucionales, en particular en el funcionamiento y organización del COES.

• **Contratos Mayoristas**, donde se transan grandes cantidades de energía, que serían entre actores que pueden competir como es el caso de los generadores, así como aquellos clientes con demandas mayores (actualmente 1 MW) que son considerados libres, o los casos en que la empresa distribuidora comercialice la electricidad a sus

una Compra en Bloque. Esta compra se efectuará en la Barra de Referencia del Generador, razón por la cual no estará sujeta a regulación de precios. Sin embargo, el precio que se fije en este punto, entre el generador y el distribuidor será ³⁵, al precio de la Barra de Referencia de Generación más representativa, siendo este el precio de compra de todos los clientes que abastece la distribuidora a través de contratos³⁶.

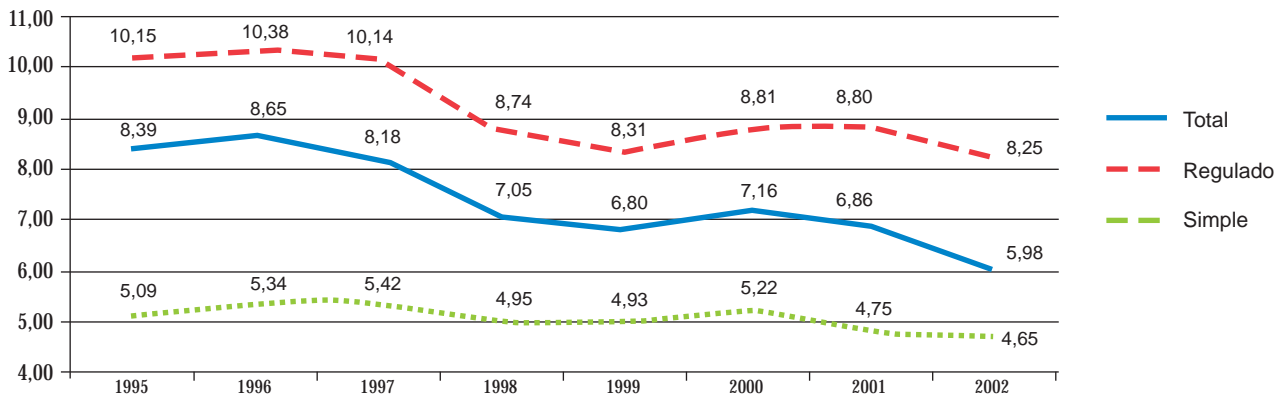
Los Contratos que se celebren en un régimen de libertad de precios, entre las partes, deben presentar de manera separada los precios acordados para cada una de las actividades (Generación, Transmisión y Distribución), así como los niveles de calidad establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos³², para permitir la comparación de los precios regulados y libres, los cuales no pueden diferir ³³. Estos contratos deben ser de dominio público y conocidos por OSINERG. El objetivo de establecer la comparación de precios en referencia, es recoger en los precios regulados las señales de los precios libres, ya que se asume que estos últimos son "el resultado de un proceso competitivo, que la regulación pretende emular en aquellos segmentos de consumidores que no tienen posibilidad de negociación por su nivel de consumo"³⁴.

En los casos en que los Distribuidores comercialicen la energía de sus clientes, está energía se considerará como

4.1 Evolución de los Precios Medios de Energía Eléctrica a Clientes Finales

En el *Gráfico 10* se puede observar la evolución de precios para el período 1995 a Septiembre de 2002. Se puede apreciar una tendencia significativa hacia la baja debido a las presiones competitivas por la entrada de nuevos generadores, así como los ciclos asociados a una mayor disponibilidad de agua en los embalses. Debido a que las unidades son despachadas a sus costos marginales auditados y los costos marginales de las unidades hidráulicas son menores en épocas de alta pluviosidad, los precios siguen de cerca el comportamiento de los embalses. Se espera que la tendencia a la baja continúe en el corto y mediano plazo debido a la entrada de nueva generación utilizando como combustible el gas natural de Camisea, el cual es más económico que el diesel o búnker utilizado actualmente.

Gráfico 10. Evolución de los Precios Medios de Energía Eléctrica a Cliente final en Cto US\$/ kWh - Mercado de Clientes



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Estadística Eléctrica EVOLUCIONES 1995-200. Página Web: <http://www.mem.gob.pe/wmem/estadis/sse/evolucion/evolucion.pdf>

32. Decreto Supremo N° 020-97-EM. "Normas Técnicas de Calidad de los Servicios Eléctricos.

33. Art. Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844.

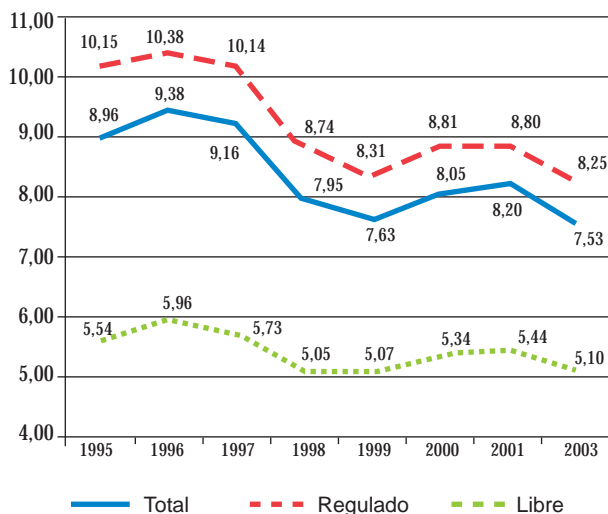
34. OSINERG, Reporte Estadístico del Mercado Libre de Electricidad, marzo 2003. Para efectuar la comparación de precios se define el procedimiento definido en el Artículo 129° del Reglamento de la Ley de Concesiones eléctricas.

35. Conforme a lo establecido en el Artículo 129° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas 25844.

36. Artículo 4 y Disposición Final, del Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, publicado en el Decreto Supremo N° 017-2000-EM de fecha 18.09.2000.

En el *Gráfico 11* y el *Gráfico 12* se puede observar la evolución de los Precios Medios de Energía Eléctrica a Cliente Final para Distribuidoras y Generadores, respectivamente, para el período 1995 a Septiembre de 2002. Se pueden apreciar varias diferencias importantes con el gráfico anterior. En primer lugar, se puede apreciar que cuando un cliente libre compra directamente en el mercado de clientes sin pasar por la distribuidora, puede obtener precios más bajos. A Septiembre de 2002, este precio sería un 10% menor. También se puede observar que el precio al cliente libre se ha mantenido en una banda más o menos estable mientras que el del consumidor regulado (el cual es el mismo entre ambas gráficas) ha venido cayendo progresivamente a partir de la privatización de las distribuidoras. De la misma manera se puede apreciar el efecto de buscar el cumplimiento de la regla de no separación del precio entre el mercado libre y el regulado en más de 10%. También se puede apreciar que existe una convergencia de ambos mercados, indicando la preparación que están haciendo las distribuidoras para competir dentro de los nuevos límites potenciales para los clientes libres como parte de las reformas de segunda generación.

Gráfico 11. Evolución de los Precios Medios de Energía Eléctrica a Cliente final en Ctvo US\$/ kWh - Distribuidoras



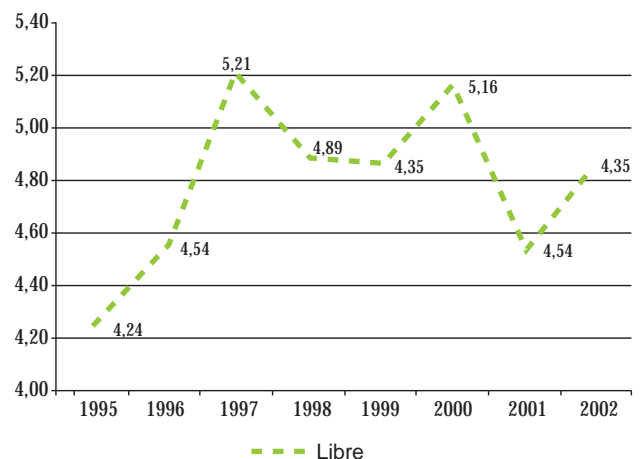
Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Estadística Eléctrica EVOLUCIONES 1995-200. Página Web: <http://www.mem.gob.pe/wmem/estadis/sse/evolucion/evolucion.pdf>

4.1.1 Proyección Precios de Electricidad a Clientes Finales incorporando el efecto por utilización del Gas de Camisea

En el concurso público para la transferencia al sector privado del contrato de suministro de gas del proyecto Camisea³⁷ participaron las siguientes empresas: Etevensa (España), Enersur (Bélgica), Egenor (Estados Unidos), Electroandes (Estados Unidos), Termoselva (Estados Unidos), General Electric (Estados Unidos) y Promigas (Colombia). La empresa Etevensa, en agosto de 2003 suscribió un contrato 'take or pay' para usar el gas de Camisea en su planta de generación eléctrica. Etevensa ganó el contrato que estaba en manos de Electroperú, tras ofrecer vender a 23,90 dólares el megavatio/hora de energía que producirá en una planta térmica que usará el gas. La oferta fue menor al precio base de 24,3 dólares, según los términos de la subasta.

El contrato con Etevensa contempla la compra de 70 millones de pies cúbicos diarios de gas de la reserva de Camisea. Se planea invertir unos 100 millones de dólares para adecuar su planta termoeléctrica en Ventanilla, a norte de la ciudad de Lima, al uso del gas. La adecuación de la planta, que deberá tener una potencia mínima de 250 megavatios en una primera etapa, estará lista en agosto del 2004, cuando se prevé que el gas de Camisea llegará a Lima, según los términos del contrato.

Gráfico 12. Evolución de los Precios Medios de Energía Eléctrica a Cliente final en Ctvo US\$/ kWh - Generadores



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Estadística Eléctrica EVOLUCIONES 1995-200. Página Web: <http://www.mem.gob.pe/wmem/estadis/sse/evolucion/evolucion.pdf>

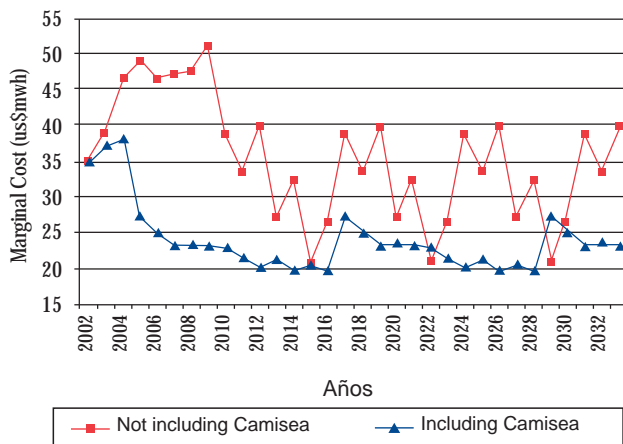
37. Siete Compañías Interesadas En Gas De Electroperú (Expreso - 13). Febrero de 2003.

En una segunda etapa, en un plazo de 36 meses, la potencia de la planta deberá elevarse a 312,5 megavatios. El contrato contempla que Etevensa tendrá por 7 años como cliente asegurado a Electroperú, que aporta el 32 por ciento de la energía del país.

La utilización del Gas proveniente de Camisea reduce de manera significativa los costos de generación de la energía eléctrica, como consecuencia de ser un combustible de menor precio que pasa a sustituir combustibles más costosos como el Diesel o los Residuales. Se estima³⁸ que el millón de BTU para el sector eléctrico tendrá un costo de \$ 1,92 (es de \$ 3,15 dólares para otros sectores) mientras que el precio del petróleo residual es de 3,58 \$/MMBTU; del residual es de 3,74 \$/MMBTU y del diesel 5,32 \$/MMBTU.

Consultores como "Apoyo Consultoría S.A." estiman que el costo marginal de producción de electricidad en Perú dado por las plantas térmicas, para el período 2002-2033, será menor en 30% de lo que se tendría sin el Proyecto de Camisea, lo que se traduce en unos ahorros a valor presente neto por unos 3.3 MM US\$. (Gráfico 13)

Gráfico 13. Diferencias entre los costos de generación de electricidad con y sin Camisea (2002-2033)



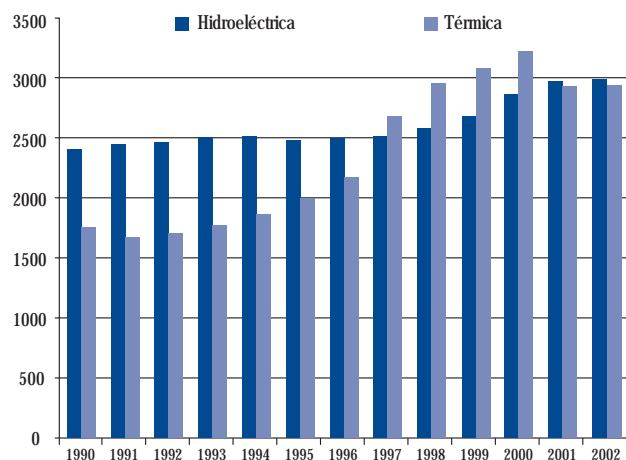
Fuente: Apoyo Consultoría S.A.

5. Actividad de Generación

5.1 Descripción

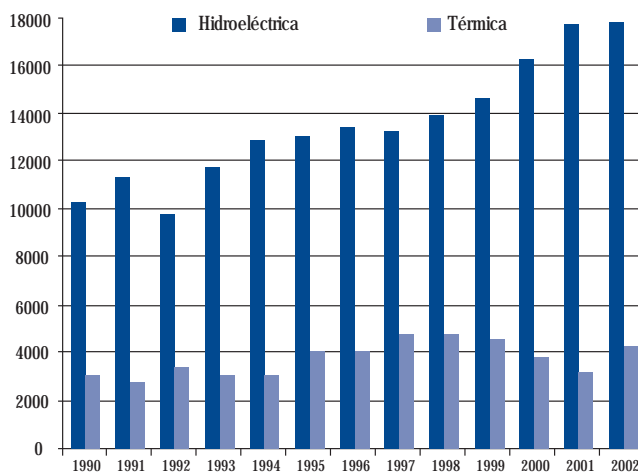
La producción de energía en Perú para el año 2002 fue 21.938 GWh, de los cuales un 81% fue de generación hidráulica y un 19% utilizando combustibles fósiles. Su capacidad instalada, sin considerar los sistemas aislados, fue 5.918 MW, de los cuales 50% es hidroeléctrica y 50% es térmica, como se puede observar en los Gráfico 14 y Gráfico 15.

Gráfico 14. Perú - Potencia Instalada en MW



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Información Estadística Económica Energética 1990-2002

Gráfico 15. Perú - Producción de Energía en MWh



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Información Estadística Económica Energética 1990-2002

38. Ministerio de Energía y Minas. Nota de Prensa de fecha 11 de febrero de 2003.

Las empresas que generaron mayor cantidad de energía en el año 2002 fueron Electroperú con 34,9%, Edegel con 21,9% y Egenor con 10,4% del total de producción de energía termoeléctrica e hidroeléctrica.

El parque de generación de Perú para el año 2001, estaba integrado por 459 centrales eléctricas, de las cuales 164 son centrales hidroeléctricas (80% operan para el mercado eléctrico y 20% para uso propio) y 295 son termoeléctricas (62% para el mercado eléctrico y 38% para uso propio). Las Centrales Térmicas utilizan: combustible residual, diesel, gas

natural y carbón. Estas centrales pueden ser grupo electrógeno, turbinas a gas, turbinas a vapor o ciclos combinados. En el Cuadro 3 se presentan las unidades de Generación Hidráulicas y Térmicas de las principales empresas del mercado eléctrico.

En el Anexo 1 se presenta el listado de las centrales térmicas e hidráulicas existentes en Perú en el año 2001, los mapas de ubicación de las mismas y los proyectos de centrales hidráulicas³⁹. En Perú existen fuentes alternativas de generación eléctrica, como son la eólica, geotérmica y solar.

Cuadro 3. Centrales de Generación para el Mercado Eléctrico

No.	Principales empresas	Número de Centrales	Número de Grupos	Hidráulicas		N° Centrales	Térmicas			
				N° Centrales	N° Grupos		N° de Grupos			
							EL	TG	TV	CC
1	Aguaytia Energy del Perú S.R.L. 1									
2	Arcata Energía S.A.A.	4	4	4	4					
3	BHP Billinton Tintaya S.A.*	1	1			1	1			
4	Cementos Norte Pacasmayo Energía S.A.	2	6	1	2	1	4			
5	Duke Energy Intemational - Egenor S.A.A.	9	38	2	9	7	24	5		
6	EDEGEL S.A.A.	8	24	7	18	1		6		
7	Edehonor S.A.A.	9	20	6	12	3	8			
8	Electro Oriente S.A.	63	125	5	11	58	113		1	
9	Electro Pangoa S.A.	1	1			1	1			
10	Electro Puno S.A.A.	6	12	1	2	5	10			
11	Electro Sur Este S.A.A.	12	32	6	12	6	20			
12	Electro Sur Medio S.A.A.	30	46	13	18	17	28			
13	Electro Ucayali S.A.	5	11	1	1	4	8		2	
14	Electrocentro S.A.	19	40	17	34	2	6			
15	Electronoroeste S.A.	13	33	6	10	7	23			
16	Electronorte Medio S.A. - HIDRANDINA	37	75	18	30	19	45			
17	Electronorte S.A.	27	41	12	18	15	23			
18	Electroperú S.A.	3	12	2	10	1	2			
19	Electrosur S.A.	1	1			1	1			
20	Empresa de Electricidad de los Andes S.A.	4	16	4	16					
21	Empresa de Generación de Energía Eléctrica del Centro S.A.									
22	Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A.	2	8	2	8					
23	Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A.	8	25	6	14	2	5	2	3	1
24	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.	4	9	2	3	2	6			
25	Empresa de Generación Eléctrica Machu Picchu S.A.	3	12	2	5	1	7			
26	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.	3	4	1	2	2	2			
27	Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A.	1	2			1	2			
28	Empresa Eléctrica de Piura S.A.	2	6			2	2	4		
29	Empresa Generación y Comercialización de Servicio Publico de Electricidad de Pangoa S.A	1	1	1	1					
30	Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utcubamba S.A.C.	1	2			1	2	2	5	
31	Energía del Sur S.A.	2	9			2	2			
32	Generación Eléctrica Atocongo S.A.	1	5			1	5			
33	INADE - Proyecto Especial Chavimochic	2	8	1	3	1	5			
34	Minsur S.A. *	1	1			1	1		3	
35	Shougang Generación Eléctrica S.A.A.	1	4			1	1			
36	Sindicato Energético S.A.	1	2	1	2					
37	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	25	54	11	16	14	38			
38	TERMOSELVA S.R.L.	1	2			1		2		
39	TRUPAL S.A. *	1	1			1			1	
TOTAL MERCADO ELÉCTRICO		314	693	132	261	182	395	21	15	1

EL: GRUPO ELECTROGENO TG: TURBINA A GAS TV: TURBINA A VAPOR CC: CICLO COMBINADO

* Empresa asociada a entidades generadoras del COES, artículo 82° del reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

1 Las centrales y grupos eléctricos están representadas por TERMOSELVA S.R.L.

2 Las centrales y grupos eléctricos están representadas por Empresa de Electricidad de los Andes S.A.

39. http://www.mem.gob.pe/wmem/publica/ps/atlasminenergia2001/FRAME_PRINCIPAL.HTM

5.2 Metodología de Remuneración

La remuneración de la Actividad de Generación se realiza con base en el uso de los costos marginales de corto plazo (CMgCP) del sistema. Los costos marginales de corto plazo representan el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía, o alternatively el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad, considerando la demanda y el parque de generación disponible.

El uso de los costos de corto plazo supone que el parque generador está "económicamente adaptado" a la demanda. De acuerdo con la Ley⁴⁰ un Sistema Económicamente Adaptado es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.

5.2.1 El Costo Marginal de Corto Plazo

En un sistema económicamente adaptado, el ingreso de las empresas de generación proviene de la venta de energía al costo marginal de la última unidad despachada (y no de los costos propios), más el ingreso de la venta de toda la potencia puesta a disposición del despacho al precio de potencia. La definición de cada componente es la siguiente:

5.2.1.1 Costos Variables - Energía

La programación del despacho de energía⁴¹ se realiza tomando en cuenta los costos variables de generación para cada central eléctrica, por lo que aquella central que tiene el menor costo variable es la primera en despachar. Para cuando la demanda de energía alcanza sus niveles más elevados durante el día, es decir, entre las 18:00 y 23:00 horas en el caso de Perú, se encuentran funcionando aquellas unidades generadoras que presentan costos más elevados.

5.2.1.2 Costos Fijos - Potencia

El precio de potencia corresponde al costo de ampliar la capacidad de generación para lograr la cobertura de la demanda durante las horas "punta", considerando que en esta circunstancia existe mayor riesgo de fallas en el suministro. En términos operativos, este costo es la anualidad de la inversión más los costos de operación y mantenimiento de una central de generación definida como la más eficiente por OSINERG. A nivel de empresas, la potencia únicamente remunera los costos fijos de inversión de la unidad de punta mientras que para las otras unidades del sistema, parte de su costo fijo (que puede ser mayor a la unidad definida por OSINERG) es remunerado además por medio de los ingresos por venta de energía al precio de las unidades que se encuentran por encima de ellas en el orden de despacho⁴².

5.2.2 Fijación de Tarifa en Barra ⁴³

La Tarifa en Barra se refiere al precio al que se realizan las transacciones entre generador y distribuidor para abastecer a los clientes regulados, y la misma considera los costos por el uso del Sistema Principal de Transmisión. Esta tarifa se determina en dos etapas. La primera etapa fija el precio básico de energía y potencia en la barra principal y la segunda etapa determina el precio de estos productos en las distintas barras del sistema. Este procedimiento se debe a que la mayor concentración de carga se encuentra asociada a las distribuidoras que sirven a Lima y a que la topología de la red de transmisión no permite que se creen nodos con suficientes transacciones para que se pueda determinar precios. Es por lo tanto necesario tomar como referencia una barra principal y valorar las inyecciones y extracciones de las otras barras a partir de este punto. El precio en la barra principal se determina a partir del precio básico de la energía y de la potencia, los cuales se determinan así:

40. Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844

41. Costos de operación normalmente expresados para condiciones de máxima eficiencia de una unidad de generación, o según el régimen de operación requerido, los cuales comprenden los costos variables combustible (CVC) y los costos variables no combustible (CVNC).

42. Debido a que la unidad eficiente del sistema tal como es definida por OSINERG es una unidad de gas a ciclo simple con costos fijos relativamente bajos comparados con unidades más eficientes, por ejemplo de ciclo combinado, la remuneración de la potencia solo remunera parte de los costos de inversión. Esto es compensado, sin embargo, por la mayor eficiencia de su generación y por lo tanto menores costos que los de la unidad que fija los precios de la energía. Este valor oscila alrededor de los 9 \$/kW-mes, siendo un valor que razonablemente remunera los costos de inversión de una planta térmica ajustado por el riesgo país y riesgo sectorial de Perú.

43. Informe de la Situación de las Tarifas Eléctricas 1993-2000, Comisión de Tarifas de Energía. Página 27-28. Pág. WEB: <http://www.osinerg.org.pe/osinerg/cte/publicacion/situtarifaria/InformeSitTar932000.pdf>

a. El precio básico de energía: se define como un promedio ponderado de los costos marginales de energía de corto plazo (CMgCP) esperados para los próximos 48 meses, considerando la demanda de energía prevista, el parque generador existente y el programado, los precios de los combustibles y el costo de falla.

b. El precio básico de potencia de punta: se refiere a la anualidad del costo de desarrollar la central generadora más económica para suministrar potencia adicional en horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico.

Ambos precios básicos están asociados a una barra que se llama "barra base" y que se define como la barra donde está concentrada la mayor carga del sistema. Los costos asociados al mantenimiento de reservas, dada la elevada proporción de generación térmica y la consiguiente probabilidad de falla, están incluidos dentro de los pagos por potencia. Otros servicios complementarios tales como control de generación automática, entrega de reactivos y arranque en frío no parecieran ser remunerados.

Con base en el uso de modelos de optimización de la operación del sistema se determinan los CMgCP para los próximos cuarenta y ocho meses (Figura 3).

• La Etapa Dos consiste en expandir los precios básicos de energía y potencia hacia las otras barras de referencia del sistema haciendo uso de las "pérdidas marginales" de transmisión y adicionando el "peaje por conexión", los cuales se definen así:

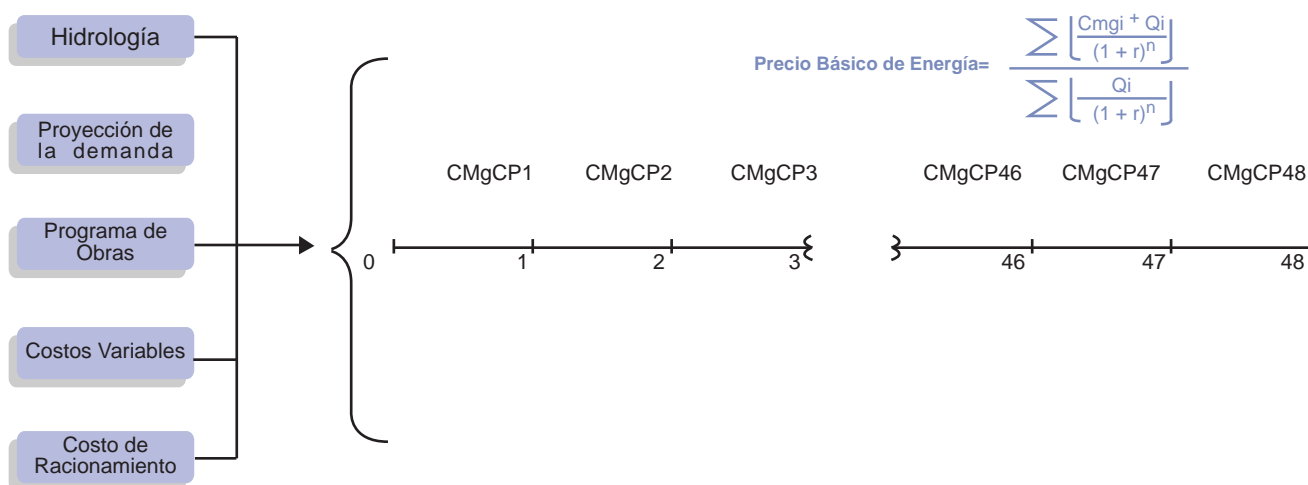
a. Pérdidas Marginales de Transmisión de Energía: Son las pérdidas de energía que se producen en el sistema de transmisión por el retiro de una unidad adicional de energía, en una Barra del Sistema de Transmisión Principal.

b. Pérdidas Marginales de Transmisión de Potencia de Punta: Son las pérdidas de potencia que se producen en el Sistema de Transmisión por el retiro de una unidad adicional de potencia en una determinada Barra del Sistema de Transmisión Principal.

c. Peaje por Conexión: es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario.

Tanto las pérdidas marginales como el peaje por conexión se utilizan para el cálculo de la retribución de la transmisión. Para entender la lógica subyacente en el uso de estas variables, es necesario analizar las características económicas y tecnológicas de la Actividad de Transmisión, lo cual se realiza en el punto 6 de este informe.

Figura 3. Precio Básico de Energía y Potencia



Fuente: Informe de la Situación de las Tarifas Eléctricas 1993-2000, Comisión de Tarifas de Energía.

5.2.3 Los Modelos de Optimización de la Operación del Sistema

La determinación del precio básico de energía parte con el cálculo de los CMgCP. Éstos se derivan de la aplicación de modelos de optimización que simulan la operación económica del parque generador, obteniéndose del despacho óptimo, los CMgCP mensuales.

El Modelo de Optimización utilizado en Perú fue desarrollado por OSINERG recibiendo el nombre de "Planeamiento Estocástico con Restricciones en Sistemas Eléctricos" (PERSEO) el cual fue desarrollado para la programación y operación eficiente del Sistema Interconectado Nacional.

El PERSEO es un modelo multinodal que considera varios embalses y permite evaluar el desempeño del sistema ante diversos escenarios hidrológicos conformados con secuencias hidrológicas generadas a partir de los registros históricos. Además, refleja con mayor precisión las restricciones operativas y económicas de las unidades de generación, las restricciones de las instalaciones de transmisión entre otras. Dado el tipo de modelación y las restricciones consideradas, el modelo permite determinar de manera más refinada el plan óptimo de operación (energía, potencia, pérdidas, caudales regulados y turbinados, etc.), CMgCP en las barras, y otros costos del sistema como congestión y fallas.

5.3 Fijación de las Tarifas

Las Tarifas que serán aplicadas por el generador a un distribuidor de servicio público son las denominadas Tarifas en Barra, las cuales junto con sus respectivas fórmulas de ajuste, son fijadas semestralmente por OSINERG y entran en vigencia en los meses de mayo y noviembre de cada año.

5.3.1 Comparación Tarifas en Barra y Precios Libre

Las tarifas en barra no deben diferir en más del 10% de los precios libres vigentes, tal como se describió anteriormente, lo cual se verifica mediante el siguiente procedimiento de comparación definido en el Reglamento:

- 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 OSINERG en sus resoluciones de fijación de Precios en Barra;

- Con los precios medios resultantes y sus respectivos consumos, se determinará un precio promedio ponderado libre;

- Para cada usuario no sujeto a regulación de precios, 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 teórico⁴⁴ de la energía se calcula como la media ponderada de los precios de energía, y el consumo de energía de todo el sistema eléctrico para los bloques horarios definidos por OSINERG.

- Con base en los consumos y los precios medios teóricos obtenidos, se determinará un precio promedio ponderado teórico; y,

- Si el valor obtenido no difiere en más de 10% del valor obtenido para los precios libres, los precios de energía determinados serán aceptados. En caso contrario, OSINERG modificará proporcionalmente los precios de energía hasta alcanzar dicho límite.

5.3.2 Procedimiento de cálculo de las tarifas en barra

El COES es el responsable de efectuar los cálculos de las Tarifas en Barra siguiendo el procedimiento previsto en la Ley⁴⁵ que se describe a continuación:

- a. Proyectará la demanda para los próximos cuarenta y ocho 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;

44. Este precio teórico se calcula a partir de los parámetros de las unidades de generación, precios estimados de los combustibles para el período de referencia, aportes estimados para los embalses y los costos para llevar la energía a la barra de referencia.

45. Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844, artículo 47°.

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 al 12% real anual⁴⁶;

c. Calculará los Costos Marginales de Corto Plazo esperados de energía del sistema, para los Bloques Horarios que establece OSINERG, 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 a la Tasa de Actualización del 12% real anual;

f. Determinará el precio básico de la potencia de punta, 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; El precio básico de las potencia de punta se determinará con base en lo establecido en el artículo 126°, inciso a, del reglamento de la LCE, que establece:

I. Se determina la Anualidad de la Inversión y 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 ubicación⁴⁷.

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.

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 determinado con base en la Metodología de Remuneración de la Transmisión; 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.

El COES remite sus estudios a OSINERG para su evaluación, y en caso de existir observaciones por parte de este, el COES debe considerarlas. Cuando no existan observaciones sobre los estudios realizados por el COES, OSINERG procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de ajuste mensuales, antes del 30 de abril y 31 de octubre de cada año.

En aquellos casos en que se termine el período de vigencia de las tarifas, y no se tengan disponibles las nuevas estimaciones, por causas atribuibles a OSINERG, se continuaran aplicando los mecanismos de reajustes tarifarios, con base en las fórmulas vigentes.

46. Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844, artículo 79°

47. El factor de ubicación es un ajuste que se realiza a la capacidad nominal (o capacidad ISO) debido a que variables como la altura y la temperatura promedio afectan la capacidad efectiva de la planta.

5.4 En Casos de Racionamiento

El Directorio, máxima autoridad del COES-SINAC, tiene entre sus funciones el tomar las decisiones que sean necesarias cuando, en la operación en tiempo real, se presenten situaciones imprevistas, basándose en lo posible en la programación existente a corto y mediano plazo y en los criterios de seguridad de suministro y mínimo costo de operación⁴⁸. Este Directorio se apoya en la Dirección de Operaciones (DOCOES), el cual preparó a través del Comité de Operaciones Económicas del SINAC, un procedimiento técnico cuyo objetivo es establecer las responsabilidades de los integrantes del COES en situaciones de racionamiento del suministro por déficit de oferta, así como señalar las coordinaciones operativas para un adecuado cumplimiento. Este procedimiento, denominado "Racionamiento por Déficit de Oferta", establece que el servicio eléctrico se raciona cuando la oferta eléctrica es inferior a la demanda en el sistema como consecuencia de salidas programadas o forzadas de equipo, caudales bajos, escasez de combustibles, entre otros.

En este sentido considera que⁴⁹ :

- a. Si el racionamiento fuera inminente, se debe buscar disminuir su magnitud vía auto-reducción de la demanda gestionada por el Coordinador de la Operación del Sistema (COES) en cargas que su modo de operación lo permita. Estas coordinaciones se informarán a la DOCOES y a las empresas suministradoras de los clientes afectados.
- b. El racionamiento se efectuará en proporción a las demandas máximas de los integrantes. De este modo se determinará el porcentaje de racionamiento que le corresponde a cada titular de generación y distribución y éstos a su vez distribuirán dicho porcentaje entre sus clientes de acuerdo a las prioridades y compromisos adquiridos. Para evaluar la demanda a ser racionada en el sistema o en un área, la DOCOES pronosticará la demanda de las empresas distribuidoras y clientes libres en cada barra del sistema de transmisión, tomando en cuenta sus consumos históricos. Asimismo, las empresas distribuidoras pronosticarán la demanda de cada circuito de la red primaria de distribución.
- c. Los Programas de Operación Anual, Mensual, Semanal y Diario incluirán programas de racionamiento, si se prevén déficit de oferta. El cumplimiento de los programas de

racionamiento es obligatorio para todos los integrantes del sistema interconectado. Los titulares de generación comunicarán a sus clientes todo racionamiento programado inmediatamente después de conocerse los programas de operación. El Coordinador supervisará el cumplimiento de los programas de racionamiento incluidos en los Programas de Operación Diaria.

De existir un racionamiento por déficit de oferta, se produce un costo asociado al mismo. El organismo que tiene la función de establecer el Costo de Racionamiento es OSINERG a través de su Consejo Directivo⁴⁹. Es importante destacar, que en caso de racionamiento el Costo Marginal de Corto Plazo de energía será igual al Costo de Racionamiento, el cual será cancelado a los generadores despachados.

Los usuarios sujetos a regulación de precios, recibirán una compensación de parte de los generadores en caso de producirse un racionamiento de energía, por déficit de generación eléctrica⁵¹.

6. Actividad de Transmisión

6.1 Sistema Interconectado

El Sistema Interconectado se refiere al conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más puntos dentro del sistema. El arreglo del sistema peruano es bastante peculiar y se diferencia de otros sistemas en términos de definición, debido a que la categorización se realiza con base en la capacidad de individualizar su uso. Para la determinación del peaje, el sistema de transmisión es dividido en un sistema principal - definido como aquél en donde el flujo de la energía puede ir en dos direcciones, por lo que no se puede identificar exactamente cuales generadores y cuales distribuidores usan la infraestructura - y un sistema secundario, en donde el flujo de la energía es unidireccional y es factible identificar a los usuarios. Para este último los peajes se calculan línea por línea. En otras palabras, si se puede identificar quién inyecta o extrae energía de forma rutinaria, entonces el sistema es secundario.

48. Página WEB: <http://www.coes.org.pe/coes/directiva/principal.asp?pag=directorio>, consultada en Julio de 2003.

49. COES-SINAC. Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SINAC PR-16. Racionamiento por Déficit de Oferta.

50. Decreto Supremo N° 054-2001-PCM. Reglamento General de OSINERG. Página WEB: <http://www.osinerg.org.pe/osinerg/transparencia/normas/DS-054-2001-PCM.doc>, Consultada en Julio de 2003.

51. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas 25844. Artículo 131°.

Por el otro lado, si no se puede determinar quién hace un uso exclusivo del transporte, entonces el sistema se cataloga como principal. Esto tiene implicaciones importantes sobre la distribución de los costos debido a que los costos del sistema secundario son sufragados por el actor que lo utiliza, mientras que el sistema principal es remunerado con las contribuciones de todos los usuarios.

El Sistema Interconectado Nacional fue producto de la integración de los Sistemas Eléctricos Interconectados del Centro Norte y del Sur, ocurrida a finales del año 2000. La longitud total de las líneas de transmisión de este sistema alcanza los 13.789 Km., de las cuales 15% corresponde a líneas de transmisión principal y 85% a líneas de transmisión secundaria. Además, operan en Perú líneas de transmisión en sistemas aislados con una longitud de 382 Km., haciendo un total en el ámbito nacional de 14.261 Km.

En los Cuadro 4, Cuadro 5 y Cuadro 6 se presentan las líneas que conformaban el Sistema de Transmisión en el año 2001, especificándose su nombre, nivel de tensión, longitud y propietario de las mismas, pudiéndose observar que los niveles de tensión existentes en Perú son 220 KV, 138 KV, 69 KV, 60 KV, 50 KV y 33 KV.

En el Anexo 2 se encuentran archivos en PDF, contenidos de: el Mapa del Sistema Interconectado Nacional, Cuadro con las características de las principales Líneas de Transmisión existentes y el listado de los proyectos de líneas de transmisión.

Cuadro 4. Líneas de Transmisión Sistema Interconectado Nacional - Año 2001

No.	NOMBRE		Código Anual	Sistema	Tensión (KV)	Longitud (Km)	Corriente Max. (A)	No. De Ternas	Propietario
	Barra de Envío	Barra de Recepción							
1	AGUAYTIA	TINGO MARIA	L-251		220.0	73.3	499.9	1	ETESSELVA
2	PARAMONGA NUEVA	VIZCARRA	L-253	P	220.0	169.4	499.9	1	ETESSELVA
3	VIZCARRA	TINGO MARIA	L-252		220.0	150.0	499.9	1	ETESSELVA
4	CALLAHUANCA	PACHACHACA	L-222/223		220.0	72.8	400.0	2	ETECEN
5	CAMPO ARMIÑO	POMACOCHA	L-201/202		220.0	182.2	400.0	2	ETECEN
6	CAMPO ARMIÑO	HUANCAVELICA	L-204		220.0	66.5	400.0	1	ETECEN
7	CAMPO ARMIÑO	INDEPENDENCIA	L-203		220.0	247.3	400.0	1	ETECEN
8	CAMPO ARMIÑO	PACHACHACA	L-219/218		220.0	194.8	400.0	2	ETECEN
9	CHAVARRIA	VENTANILLA	L-244/245		220.0	10.6	600/800	2	ETECEN
10	CHAVARRIA	VENTANILLA	L-246		220.0	15.0	400.0	1	ETECEN
11	CHICLAYO OESTE	GUADALUPE	L-236	P	220.0	83.7	400.0	1	ETECEN
12	CHIMBOTE	TRUJILLO NORTE	L-232/233		220.0	134.0	400.0	2	ETECEN
13	CHIMBOTE	PARAMONGA NUEVA	L-215	P	220.0	221.2	400.0	1	ETECEN
14	GUADALUPE	TRUJILLO NORTE	L-234	P	220.0	103.0	400.0	1	ETECEN
15	HUANCAVELICA	INDEPENDENCIA	L-231		220.0	180.8	400.0	1	ETECEN
16	HUAYUCACHI	ZAPALLAL	L-221		220.0	244.1	400.0	1	ETECEN
17	HUAYUCACHI	CAMPO ARMIÑO	L-220		220.0	76.6	400.0	1	ETECEN
18	ICA	MARCONA	L-211		220.0	155.0	400.0	1	ETECEN
19	INDEPENDENCIA	ICA	L-209		220.0	55.2	400.0	1	ETECEN
20	INDEPENDENCIA	SAN JUAN	L-207		220.0	214.8	400.0	1	ETECEN
21	INDEPENDENCIA	SAN JUAN	L-208		220.0	216.3	400.0	1	ETECEN
22	OROYA	PACHACHACA	L-224		220.0	21.6	677.3	1	ETECEN
23	PACHACHACA	POMACOCHA	L-226		220.0	13.5	400.0	1	ETECEN
24	PARAMONGA NUEVA	HUACHO	L-213	P	220.0	55.5	400.0	1	ETECEN
25	HUACHO	ZAPALLAL	L-212	P	220.0	108.5	400.0	1	ETECEN
26	PIURA OESTE	CHICLAYO OESTE	L-238		220.0	211.2	398.9	1	ETECEN
27	POMACOCHA	SAN JUAN	L-205/206		220.0	112.2	400.0	2	ETECEN
28	SAN JUAN	SANTA ROSA	L-2010/2011		220.0	26.4	600.0	2	ETECEN
29	SANTA ROSA	CHAVARRIA	L-2003/2004	P	220.0	8.5	600.0	2	ETECEN
30	TALARA	PIURA OESTE	L-248	P	220.0	135.0	400.0	1	ETECEN
31	ZAPALLAL	VENTANILLA	L-242/243		220.0	18.0	800.0	2	ETECEN
32	PARGSHA II	HUANUCO	L-120		138.0	86.2	188.3	1	ETECEN
33	TINGO MARIA	HUANUCO	L-121	P	138.0	88.16	188.3	1	ETECEN

Cuadro 5. Líneas de Transmisión Sistema Interconectado Nacional - Año 2001

No.	NOMBRE		Código Anual	Sistema	Tensión (KV)	Longitud (Km)	Corriente Max. (A)		Propietario
	Barra de Envío	Barra de Recepción							
34	TINGO MARIA	AUCAYU	L-122		138.0	44.2	188.3	1	ETECEN
35	AUCAYACU	TOCACHE	L-124		138.0	107.8	188.3	1	ETECEN
36	MARCONA(*)	SAN NICOLAS	L-627		60.0	15.2	404.1	1	ETECEN
37	MARCONA(*)	SAN NICOLAS	L-628/629		60.0	15.2	404.1	2	ETECEN
38	TALARA	ZORRITOS	L-249		220.0	137.8	600.0	1	ELECTROPERÚ
39	CAMPO ARMIÑO	RESTITUCIÓN	L-228/229/230		220.0	2.2	400.0	3	ELECTROPERÚ
40	YUPI	YUNCAN	L-701 A		138.0	14.0	774.8	1	ELECTROANDES
41	YUNCAN	CARHUAMAYO	L-701 B		138.0	53.2	774.8	1	ELECTROANDES
42	OROYA NUEVA	CARIPA	L-702 A		138.0	20.5	574.8	1	ELECTROANDES
43	CARIPA	CARHUAMAYO	L-702 B		138.0	53.5	574.8	1	ELECTROANDES
44	CARHUAMAYO	PARAGSHA II	L-703		138.0	39.6	574.8	1	ELECTROANDES
45	PARAGSHAI	PARAGSHA II	L-704		138.0	1.6	574.8	1	ELECTROANDES
46	OROYA NUEVA	PACHACAYO	L-601 A		69.0	37.8	373.2	1	ELECTROANDES
47	PACHACAYO	YAUERICOCHA	L-601 B		69.0	63.9	373.2	1	ELECTROANDES
48	MALPASO	JUNIN	L-501 A		50.0	37.3	291.0	1	ELECTROANDES
49	JUNIN	CARHUAMAYO	L-501 B		50.0	27.4	291.0	1	ELECTROANDES
50	MALPASO	CARHUAMAYO	L-502		50.0	64.7	291.0	1	ELECTROANDES
51	MALPASO	CH OROYA	L-503		50.0	18.6	457.0	1	ELECTROANDES
52	MAYUPAMPA	OROYA NUEVA	L-504 A		50.0	3.4	457.0	1	ELECTROANDES
53	MALPASO	MAYUPAMPA	L-504 B		50.0	17.0	457.0	1	ELECTROANDES
54	C.H OROYA	FUNDICION	L-509		50.0	2.4	515.0	1	ELECTROANDES
55	OROYA NUEVA	ALAMBRÓN	L-513		50.0	0.9	350.0	1	ELECTROANDES
56	CARHUAMAYO	HUARON (SHELBY)	L-514		50.0	22.9	291.0	1	ELECTROANDES
57	SHELBY	BUENAVISTA	L-514 B		50.0	6.4	291.0	1	ELECTROANDES
58	CARHUAMAYO	SHELBY	L-515 A		50.0	22.9	291.0	1	ELECTROANDES
59	SHELBY	BUENAVISTA	L-515 B		50.0	5.5	291.0	1	ELECTROANDES
60	SHELBY (HUARON)	EXCELSIOR	L-516		50.0	18.1	291.0	1	ELECTROANDES
61	BUENAVISTA	VISTA ALEGRE	L-517 A		50.0	7.1	291.0	1	ELECTROANDES
62	VISTA ALEGRE	EXCELSIOR	L-517 B		50.0	4.8	291.0	1	ELECTROANDES
63	BUENAVISTA	LA FUNDICION	L-518		50.0	2.1	291.0	1	ELECTROANDES
64	VISTA ALEGRE	SAN JUAN	L-519		50.0	2.7	291.0	1	ELECTROANDES
65	EXCELSIOR	PARAGSHA I	L-520		50.0	1.2	515.0	1	ELECTROANDES
66	PARAGSHA I	DERIV.MILPO	L-524 A		50.0	1.0	311.8	1	ELECTROANDES
67	DERIV. MILPO	HUCRA	L-524 B		50.0	3.5	311.8	1	ELECTROANDES
68	HUCRA	GOYLLAR	L-524 C		50.0	24.6	311.8	1	ELECTROANDES
69	OROYA NUEVA	CURIPATA	L-525 A		50.0	9.6	439.9	1	ELECTROANDES
70	PACHACHACA	CURIPATA	L-525 B		50.0	8.9	291.0	1	ELECTROANDES
71	PACHACHACA	MARH TUNEL	L-526		50.0	2.5	254.0	1	ELECTROANDES
72	MARH TUNEL	CARAH. CONC	L-527 A		50.0	7.9	219.4	1	ELECTROANDES
73	CARAH. CONC	CARAH MINA	L-527 B		50.0	3.6	219.4	1	ELECTROANDES
74	CARAH MINA	SAN ANTONIO	L-527 C		50.0	1.5	219.4	1	ELECTROANDES
75	SAN ANTONIO	SAN CRISTOBAL	L-527 D		50.0	1.9	219.4	1	ELECTROANDES
76	SAN CRISTOBAL	ANDAYCHAGUA	L-527 E		50.0	7.1	219.4	1	ELECTROANDES
77	PACHACHACA	ALPAMINA	L-528 A		50.0	7.9	254.0	1	ELECTROANDES
78	ALPAMINA	DUBAZ	L-528 B		50.0	2.8	254.0	1	ELECTROANDES
79	DUBAZ	MOROCOCHA	L-528 C		50.0	1.3	254.0	1	ELECTROANDES
80	PACHACHACA	MOROCOCHA	L-529		50.0	12.9	254.0	1	ELECTROANDES
81	PACHACHACA	MOROCOCHA	L-530		50.0	12.9	254.0	1	ELECTROANDES
82	MOROCOCHA	CASAP.NORTE	L-532 A		50.0	13.0	291.0	1	ELECTROANDES
83	CASAP.NORTE	CARLOS FRANCISCO	L-532 B		50.0	1.2	291.0	1	ELECTROANDES
84	MOROCOCHA	TICLIO	L-533 A		50.0	6.7	291.0	1	ELECTROANDES
85	TICLIO	CASAP.NORTE	L-533 B		50.0	6.3	291.0	1	ELECTROANDES
86	CASAP.NORTE	CARLOS FRANCISCO	L-533 C		50.0	1.2	291.0	1	ELECTROANDES
87	CARLOS FRANCISCO	ANTUQUITO	L-535 A		50.0	1.6	311.8	1	ELECTROANDES
88	ANTUQUITO	BELLAVISTA	L-535 B		50.0	3.9	311.8	1	ELECTROANDES
89	BELLAVISTA	SAN MATEO	L-535 C		50.0	7.0	311.8	1	ELECTROANDES
90	OROYA NUEVA	PACHACHACA	L-538		50.0	18.2	350.0	1	ELECTROANDES
91	PACHACHACA	SAN CRISTOBAL	L-539		50.0	17.1	311.8	1	ELECTROANDES
92	OROYA NUEVA	PLANTA DE ZINC	L-540		50.0	2.7	575.0	1	ELECTROANDES
93	OROYA NUEVA	PLANTA DE ZINC	L-541		50.0	2.5	575.0	1	ELECTROANDES
94	CHICLAYO OESTE	CARHUQUERO	L-240		220.0	83.0	300.0	1	ELECTROANDES
95	CHIMBOTE	HUALLANCA	L-103/104/105		138.0	81.0	250.0	3	EGENOR
96	CHIMBOTE 1	CHIMBOTE 2	L-106		138.0	8.6	397.5	1	EGENOR
97	CHIMBOTE 2	CHIMBOTE 2	L-107		138.0	8.6	314.9	1	EGENOR
98	TERNA 1	MALACAS	TALARA		33.0	6.0	314.9	1	EEPSA
99	TERNA 2	MALACAS	TALARA		33.0	6.0	314.9	1	EEPSA
100	TERNA 3	MALACAS	EL ALTO		33.0	35.7	314.9	1	EEPSA
101	HUNCO	SANTA ROSA	L-2001/2002		220.0	62.0	900.0	2	EDEGEL
102	MATUCANA	CALLAHUANCA	L-2007		220.0	22.5	500.0	1	EDEGEL
103	CALLAHUANCA	CHAVARRIA	L-2008		220.0	55.4	892.3	1	EDEGEL
104	PURUNHUASI	CALLAHUANCA	L-716		220.0	0.8	1000.0	1	EDEGEL
105	CHIMAY	YANANGO	L-256		220.0	49.0	897.2	1	EDEGEL
106	YANANGO	PACHACHACA	L-257		220.0	89.4	997.2	1	EDEGEL
107	REFINERIA DE ZINC	CHAVARRIA	L-2015		220.0	21.4	892.3	1	EDEGEL
108	REFINERIA DE ZINC	CALLAHUANCA	L-2009		220.0	36.4	892.3	1	EDEGEL
109	CALLAHUANCA	MOYOPAMPA	L-611		60.0	12.9	539.8	1	EDEGEL
110	CALLAHUANCA	HUACHIPA	L-603		60.0	40.8	389.7	1	EDEGEL
111	HUAMPANI	ÑAÑA	L-654		60.0	7.9	390.0	1	EDEGEL
112	CALLAHUANCA	NVA. CONDOR	L-718		60.0	9.7	539.0	1	EDEGEL
113	MOYOPAMPA	CHOSICA	L-673		60.0	0.8	390.0	1	EDEGEL
114	HUAMPANI	CALLAHUANCA	L-604		60.0	23.5	384.9	1	EDEGEL
115	MOYOPAMPA	BALNEARIOS	L-606		60.0	46.4	450.3	1	EDEGEL
116	MOYOPAMPA	SALAMANCA	L-605		60.0	42.0	450.3	1	EDEGEL
117	MOYOPAMPA	SANTA ROSA V	L-601/602		60.0	39.8	270.4	1	EDEGEL
118	TRUJILLO NORTE	CAJAMARCA NORTE	L-2260		60.0	100.0	300.0	1	CONEHUA

Cuadro 6. Líneas de Transmisión Sistema Interconectado Nacional - Año 2001

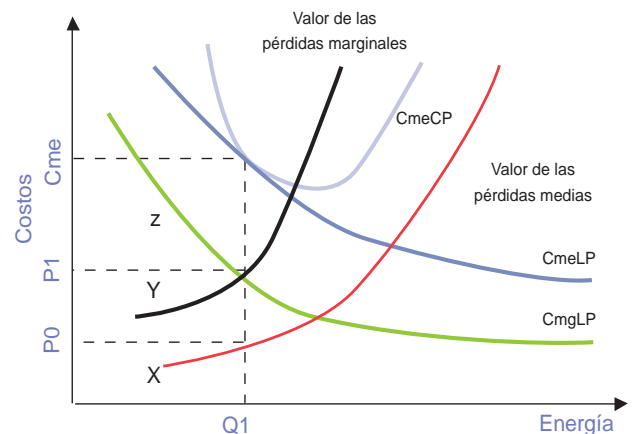
No.	NOMBRE		Código Anual	Sistema	Tensión (KV)	Longitud (Km)	Corriente Max. (A)	No. De Temas	Propietario
	Barra de Envío	Barra de Recepción							
119	AGUAYITA	TINGO MARIA	L-251		220.0	73.3	499.9	1	ETESELVA
120	PARAMONGA NUEVA	VIZCARRA	L-253	P	220.0	169.4	499.9	1	ETESELVA
121	VIZCARRA	TINGO MARIA	L-252		220.0	150.0	499.9	1	ETESELVA
122	CALLAHUANCA	PACHACHACA	L-222/223		220.0	72.8	400.0	2	ETECEN
123	CAMPO ARMIÑO	POMACOCHA	L-201/202		220.0	182.2	400.0	2	ETECEN
124	CAMPO ARMIÑO	HUANCAVELICA	L-204		220.0	66.5	400.0	1	ETECEN
125	CAMPO ARMIÑO	INDEPENDENCIA	L-203		220.0	247.3	400.0	1	ETECEN
126	CAMPO ARMIÑO	PACHACHACA	L-219/218		220.0	194.8	400.0	2	ETECEN
127	CHAVARRIA	VENTANILLA	L-244/245		220.0	10.6	600/800	2	ETECEN
128	CHAVARRIA	VENTANILLA	L-246		220.0	15.0	400.0	1	ETECEN
129	CHAVARRIA	GUADALUPE	L-236	P	220.0	83.7	400.0	1	ETECEN
130	CHICLAYO OESTE	TRUJILLO NORTE	L-232/233		220.0	134.0	400.0	2	ETECEN
131	CHIMBOTE	PARAMONGA NUEVA	L-215	P	220.0	221.2	400.0	1	ETECEN
132	CHIMBOTE	TRUJILLO NORTE	L-234	P	220.0	103.0	400.0	1	ETECEN
133	GUADALUPE	INDEPENDENCIA	L-231		220.0	180.8	400.0	1	ETECEN
134	HUANCAVELICA	ZAPALLAL	L-221		220.0	244.1	400.0	1	ETECEN
135	HUAYUCACHI	CAMPO ARMIÑO	L-220		220.0	76.6	400.0	1	ETECEN
136	HUAYUCACHI	MARCONA	L-211		220.0	155.0	400.0	1	ETECEN
137	ICA	ICA	L-209		220.0	55.2	400.0	1	ETECEN
138	INDEPENDENCIA	SAN JUAN	L-207		220.0	214.8	400.0	1	ETECEN
139	INDEPENDENCIA	SAN JUAN	L-208		220.0	216.3	400.0	1	ETECEN
140	INDEPENDENCIA	PACHACHACA	L-224		220.0	21.6	677.3	1	ETECEN
141	OROYA	POMACOCHA	L-226		220.0	13.5	400.0	1	ETECEN
142	PACHACHACA	HUACHO	L-213	P	220.0	55.5	400.0	1	ETECEN
143	PARAMONGA NUEVA	ZAPALLAL	L-212	P	220.0	108.5	400.0	1	ETECEN
144	HUACHO	CHICLAYO OESTE	L-238		220.0	211.2	398.9	1	ETECEN
145	PIURA OESTE	SAN JUAN	L-205/206		220.0	112.2	400.0	2	ETECEN
146	POMACOCHA	SANTA ROSA	L-210/2011		220.0	26.4	600.0	2	ETECEN
147	SAN JUAN	CHAVARRIA	L-2003/2004	P	220.0	8.5	600.0	2	ETECEN
148	SANTA ROSA	CHAVARRIA	L-2003/2004	P	220.0	8.5	600.0	2	ETECEN
149	TALARA	PIURA OESTE	L-248	P	220.0	135.0	400.0	1	ETECEN
150	ZAPALLAL	VENTANILLA	L-242/243		220.0	18.0	800.0	2	ETECEN
151	ZAPALLAL	HUANUCO	L-120		138.0	86.2	188.3	1	ETECEN
152	PARGSHA II	HUANUCO	L-121	P	138.0	88.16	188.3	1	ETECEN
153	TINGO MARIA	HUANUCO	L-121	P	138.0	88.16	188.3	1	ETECEN
154	TINGO MARIA	HUANUCO	L-121	P	138.0	88.16	188.3	1	ETECEN
155	TINGO MARIA	HUANUCO	L-121	P	138.0	88.16	188.3	1	ETECEN
156	TINGO MARIA	HUANUCO	L-121	P	138.0	88.16	188.3	1	ETECEN
157	TINGO MARIA	HUANUCO	L-121	P	138.0	88.16	188.3	1	ETECEN

6.2 Metodología de Remuneración⁵²

La actividad de transmisión es un monopolio natural debido principalmente a la existencia de economías de escala, lo cual implica que si se cobrara al costo marginal de corto plazo, el operador del sistema de transmisión no podría financiar sus gastos en el largo plazo, ya que sus costos medios de largo plazo son mayores a los correspondientes costos marginales.

Los costos incurridos por la empresa transmisora comprenden los costos de inversión, operación y mantenimiento. El costo medio es el resultante de dividir la sumatoria de los costos de transmisión entre la cantidad de energía transportada. En el *Gráfico 16* se observa tanto el costo medio de corto plazo como el de largo plazo; además el valor monetario de las pérdidas marginales y medias, cuya diferencia corresponde al ingreso tarifario como se explica más adelante.

Gráfico 16. Curvas de Costos de Transmisión



Fuente: <http://www.osinerg.org.pe/osinerg/cte/publicacion/situtarifaria/InformeSitTar932000.pdf>

52. Informe de la Situación de las Tarifas Eléctricas 1993-2000, Comisión de Tarifas de Energía. Página 30-31. Página WEB: <http://www.osinerg.org.pe/osinerg/cte/publicacion/situtarifaria/InformeSitTar932000.pdf>, consultada en Julio de 2003

Con el fin de alcanzar el objetivo de eficiencia, la Ley establece que se debe cobrar por el uso de las instalaciones de transmisión mediante el costo marginal (valor de las pérdidas marginales), mientras que la diferencia del costo medio no cubierta debe ser financiada a través del pago de peajes por conexión (costo fijo). Es decir, la tarifa por el "servicio de transmisión" es la suma del costo marginal y del costo fijo⁵³.

Para el sistema principal, el peaje por conexión se define como la diferencia entre el costo medio de transmisión y el ingreso tarifario. Por su parte, el peaje por conexión unitario se calcula dividiendo el peaje total del sistema de transmisión entre la máxima demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes. Es importante notar que el modelo de fijación de tarifas de transmisión también asume un Sistema Económicamente Adaptado.

El costo medio de transmisión comprende la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y los costos anuales de operación y mantenimiento eficientes, es decir, se reconocen costos estándares con base en la noción de un sistema económicamente adaptado a la demanda. El peaje para los sistemas secundarios lo fija OSINERG. Este mecanismo es adecuado comparado con la alternativa de que los propietarios y los distribuidores requieran negociar las compensaciones por el uso de las instalaciones.

6.3 Remuneración Sistema Principal de Transmisión

El costo total de transmisión considera la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento de un Sistema Económicamente Adaptado, entendiéndose por éste el sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y mantenimiento de la calidad del servicio.

- Para la determinación del Sistema Económicamente Adaptado del Sistema Principal de Transmisión, se considerará aquel dimensionamiento que corresponda a la potencia máxima que transporte dicho sistema⁵⁴. La anualidad de la inversión se determinará multiplicando el Valor Nuevo de Reemplazo, por el factor de recuperación de capital obtenido con una vida útil de treinta años⁵⁵, y una la tasa de actualización de doce (12%) por ciento⁵⁶. Cada cuatro (4) años OSINERG procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión, con la información presentada por los concesionarios. En caso de obras nuevas o retiros, OSINERG incorporará o retirará su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo⁵⁷. Los generadores conectados al Sistema Principal de Transmisión abonarán mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión⁵⁸.

53. En el caso de las líneas licitadas, donde se fijó la remuneración anual garantizada (RAG) por medio de una subasta, el valor de los costos variables se reducen para lograr la RAG, resultando en valores muy bajos.

54. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas 25844, Artículo 133. A pesar de que pareciera razonable limitar la remuneración a la capacidad efectivamente utilizada, esta regla pudiese llevar a un dimensionamiento de la capacidad de transmisión menor a la realmente requerida. En primer lugar, debido a la singularidad en la expansión del sistema, es decir, que las expansiones se realizan en múltiplos que significan una proporción significativa del sistema, las empresas no tienen incentivos a realizar la expansión sino hasta que se llene la capacidad, lo que significa que el sistema va a estar permanentemente subdimensionado. En segundo lugar, los costos de redespacho debido a limitaciones en la capacidad de transmisión podrían superar los costos de la transmisión. En tercer lugar, un sistema de transmisión robusto incrementa el nivel de competitividad del sector al reducir el poder monopólico que tienen las empresas. A pesar de que actualmente el sistema peruano se despacha por costos, las reformas de segunda generación prevén un mercado más competitivo y con transacciones de corto plazo donde participa tanto la oferta como la demanda. Un sistema de transmisión deficitario podría incrementar los costos injustificadamente. Afortunadamente, las normas para la expansión del sistema se están leyendo de forma amplia, diseñando el sistema con suficientes reservas para permitir el crecimiento de la demanda en el mediano plazo. Esto se evidencia en los requerimientos de inversión de las subastas realizadas recientemente.

55. Definida en el Artículo 134° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas 25844

56. Fijada por la Ley de Concesiones Eléctricas 25844, en su Artículo 79.

57. Ley de Concesiones Eléctricas 25844, Artículo 77°. En caso de licitaciones, la remuneración anual garantizada está definida para todo el período de la concesión por lo que no aplica esta norma.

58. Ley de Concesiones Eléctricas 25844, Artículo 59°.

6.3.1 Procedimiento de Cálculo del Ingreso Tarifario correspondiente al Sistema Principal de Transmisión

El Ingreso Tarifario estará conformado por un Ingreso Tarifario por Energía y un Ingreso Tarifario por Potencia. La responsabilidad de realizar el cálculo de los ingresos tarifarios correspondientes a cada tramo de transmisión del Sistema Principal es del COES mediante el siguiente procedimiento definido en el Reglamento de la Ley⁵⁹ :

- a. Determinará la energía y la potencia máxima en las barras de retiro;
- b. Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima en la barra de retiro, aplicando las respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el peaje unitario;
- c. Determinará la energía y la potencia máxima en la barra de entrega;
- d. Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima en la barra de entrega, aplicando las respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el peaje unitario;
- e. El Ingreso Tarifario por Energía será igual a la diferencia resultante de los montos correspondientes al transporte de energía obtenidos en los incisos d) y b), siempre que dicha diferencia sea positiva. En caso de ser negativa, el Ingreso Tarifario será igual a cero; y,
- f. El Ingreso Tarifario por Potencia será igual a la diferencia resultante de los montos correspondientes al transporte de potencia obtenidos en los incisos d) y b), siempre que dicha diferencia sea positiva. En caso de ser negativa, el Ingreso Tarifario será igual a cero.

El ingreso Tarifario Esperado de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción directa de sus Ingresos por Potencia. El saldo resultante de la Transferencia Total de Energía, entre los generadores, originado por el uso de la Red de Transmisión

Principal, será asignada a los generadores en función de su ingreso por potencia. OSINERG fijará el Ingreso Tarifario Esperado, así como las fórmulas de reajuste.

6.3.2 Procedimiento de Cálculo del Peaje por Conexión correspondiente al Sistema Principal de Transmisión

El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario. Este peaje dividido por la Máxima Demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes, se denomina Peaje por Conexión Unitario y es considerado en la determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta en Barra, necesario para la fijación de Tarifas en Barra. OSINERG determinará el Peaje por Conexión y el Peaje por Conexión Unitario, así como las fórmulas de reajuste.

El Peaje por Conexión de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción a la recaudación por Peaje de Conexión, en la misma oportunidad en que abonen el Ingreso Tarifario Esperado.⁶⁰ El COES determinará mensualmente la recaudación Total por Peaje por Conexión, según el procedimiento⁶¹ "Compensaciones al Sistema Principal de Transmisión".

6.4 Remuneración Sistema Secundario de Transmisión

Las compensaciones por el uso de las redes del sistema secundario de transmisión o del sistema de distribución serán reguladas por OSINERG. En los casos que el uso se efectúe en sentido contrario al flujo preponderante de energía, no se pagará compensación alguna⁶² . El procedimiento para la determinación de las compensaciones y tarifas para los sistemas secundarios de transmisión, será el siguiente:

- El generador servido por instalaciones exclusivas del sistema secundario de transmisión, pagará una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de la respectiva instalación. El pago de esta compensación se efectuará en doce (12) cuotas iguales;

59. Reglamento de la LCE 25844, Artículo 135°.

60. Reglamento de la LCE 25844, Artículo 137°

61. Elaborado por el COES-SINAC, denominado: "Compensaciones al Sistema Principal de Transmisión, Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SINAC N° 23. Aprobado EN S.D. N° 99 del 17 junio de 1999.

62. Ley de Concesiones Eléctricas 25844, Artículo 62°.

- La demanda servida exclusivamente por instalaciones del sistema secundario de transmisión, pagará una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de las respectivas instalaciones. Esta compensación que representa el peaje secundario unitario que permite cubrir dicho Costo Medio anual, será agregada a los Precios en Barra de Potencia y/o de Energía, o al Precio de Generación pactado libremente, según corresponda. El peaje secundario unitario es igual al cociente del peaje secundario actualizado, entre la energía y/o potencia transportada actualizada, según corresponda, para un horizonte de largo plazo.

El horizonte de largo plazo para determinar el peaje secundario unitario será un período de quince (15) años. Para la determinación del componente de inversión del Costo Medio se considerará una vida útil de las instalaciones de transmisión de treinta (30) años y la tasa de actualización de doce por ciento fijada en el Artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas. Las tarifas de Transmisión Secundaria serán determinadas para cada concesión.

Las compensaciones por el uso de las redes de distribución serán equivalentes al Valor Agregado de Distribución del nivel de tensión correspondiente, considerando los factores de simultaneidad y las respectivas pérdidas. El Valor Agregado de Distribución considerará la demanda total del sistema de distribución.

6.5 Interconexiones Internacionales

6.5.1 Perú-Ecuador ⁶³

La inversión total para la interconexión eléctrica entre Perú y Ecuador asciende a 138.8 millones de dólares, debiendo invertirse 15 millones en la primera etapa, cuya ejecución está por iniciarse; 26.6 millones en la segunda etapa y 97.2 millones en la tercera etapa.

La primera etapa, con una capacidad de diseño de 100 megawatts, comprende la construcción de una línea de transmisión en 230 kilovoltios, con una longitud aproximada de 56 kilómetros en territorio ecuatoriano, desde la Subestación Machala hasta la frontera, y 58 km en territorio peruano. Para esta primera etapa sin subestación convertidora, la operación radial se presenta como la más conveniente para esta

interconexión eléctrica. Ella consistiría separar una porción del sistema ecuatoriano de su sistema principal y alimentar esta demanda desde el sistema peruano o viceversa. De acuerdo a estudios que se han hecho con el esquema de una operación radial, la exportación de energía eléctrica por el Perú se haría trasladando aproximadamente 85 MW de la demanda la empresa EMELORO de Ecuador al sistema peruano. Esta operación se llevaría a cabo solamente de diciembre a mayo.

El esquema de financiamiento para la ejecución de las obras de interconexión eléctrica entre los dos países, en el caso del Perú, es inversión privada, por el compromiso de inversión de Red de Energía del Perú (REP), como resultado del proceso de concesión de Etecén y Etesur, empresas de transmisión eléctrica.

En noviembre de 2002 se suscribió el Convenio para la Construcción, Operación y Mantenimiento de la Interconexión Internacional Ecuador-Perú a 230 kilovoltios entre la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica de Ecuador y Red de Energía del Perú S.A. En el caso de Ecuador, en cambio, es inversión del Estado, debiendo Transelectric - la transportadora de energía eléctrica de Ecuador- ejecutar el tramo en el territorio ecuatoriano. El financiamiento para la realización de este proyecto se incluyó en la tarifa de transmisión de ambos países.

La capacidad de transporte será de 100 MW. La inversión de la parte peruana ascenderá a 7.5 millones de dólares, y será asumida por Red de Energía del Perú, de acuerdo con los compromisos de inversión establecidos en el mencionado Contrato de Concesión. Respecto de las condiciones comerciales, el tramo ecuatoriano será remunerado de acuerdo con la tarifa de transmisión aprobada por el Consejo Nacional de Electricidad de Ecuador y a beneficio exclusivo de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica (TRANSELECTRIC S.A.). El tramo peruano será remunerado a Red Peruana de Transmisión, conforme a lo establecido en el Contrato de Concesión.

Los Operadores del Sistema Interconectado Eléctrico, CENACE en Ecuador y COES en el Perú, definirán un acuerdo operativo como caso especial del acuerdo operativo general con Venezuela, Colombia y Ecuador.

63. Informativo N° 1. Dirección General de Electricidad. Marzo 2003.

6.5.2 Perú-Bolivia ⁶⁴

Los estudios para concretar el proyecto para la interconexión entre Perú y Bolivia fueron entregados a los gobiernos peruanos y bolivianos, como parte de una propuesta realizada por las empresas Red Eléctrica del Sur (REDESUR) y la empresa Transportadora de Electricidad (TDE), pertenecientes a cada país respectivamente, las cuales son administradas por el mismo grupo empresarial, representado por Red

Estas empresas proponen trabajar conjuntamente en la Interconexión Perú-Bolivia, dado que Red Eléctrica del Sur es la empresa que opera la interconexión de las líneas de transmisión en la zona sur de Perú, y la empresa Transportadora de Electricidad de Bolivia es la que tiene bajo su responsabilidad la interconexión si está se produce.

El proyecto consistiría en la unión de las subestaciones de 220 kilovatios de Puno con las de 230 kilovatios de Kenko (Bolivia). De esta manera el punto inicial sería Puno, el punto de unión de las fronteras le correspondería a Desaguadero y el punto final sería en la Paz. De hacerse este trazado, las líneas tendrían un recorrido de aproximadamente 240

La parte que se considera de mayor costo para el desarrollo del Proyecto es la asociada a la conversión de frecuencias. El Perú trabaja con 60 hertz mientras que Bolivia, al igual que Brasil y Chile, trabaja con 50 hertz. En este sentido, se requiere invertir un convertidor de frecuencias que se instalaría en Desaguadero, representando el 50% de una inversión total de entre 60 y 80 millones de dólares. Existen varias alternativas para manejar el financiamiento del Proyecto, entre las cuales se encuentran establecer un contrato entre un cliente peruano (un distribuidor) y un suministrador boliviano (generador), y subastar al mejor postor el uso de las líneas de transmisión entre ambos países, siendo el que gane la licitación el que financie la obra. Adicionalmente se encuentra la integración comercial de los dos mercados bajo la Decisión 536 de Comunidad Andina de Naciones, firmado en Diciembre

Se requiere hacer estudios más detallados para definir la factibilidad técnica y económica de estas interconexiones y los beneficios para los países involucrados tomando en cuenta que en los tres países existe importante reserva de capacidad instalada y abundancia de recursos de gas natural.

En el caso de Brasil, debido a las grandes distancias a los sistemas interconectados brasileños, se estaría hablando de interconexión de algunos sistemas aislados de Brasil con el sistema peruano. Se estarían disponiendo los estudios correspondientes para afinar estas posibilidades.

7. Actividad de Distribución

El Consumo de Energía Eléctrica en GWh, por ventas a clientes finales, ha presentado una tendencia creciente durante el período 1995-2002, con un crecimiento interanual promedio de 5%. La evolución de las ventas a los clientes finales ha seguido el patrón del incremento del nivel de competencia entre las distintas actividades que llevó a la reducción de precios descrita en capítulos anteriores. En particular, se observa un incremento en la eficiencia de la generación para ⁶⁵, al pasar de 28% en 1995 a tan solo 8% en 2002. Por el otro lado, la participación de las ventas a clientes finales realizadas por Distribuidoras se redujo de 64% en 1995 a 58% en 2002 y la venta entre generadores pasó de 9% en 1995 a 34% en 2002 reflejándose una optimización del uso de la capacidad instalada.⁶⁶

En el *Gráfico 17* se puede observar las tendencias explicadas.

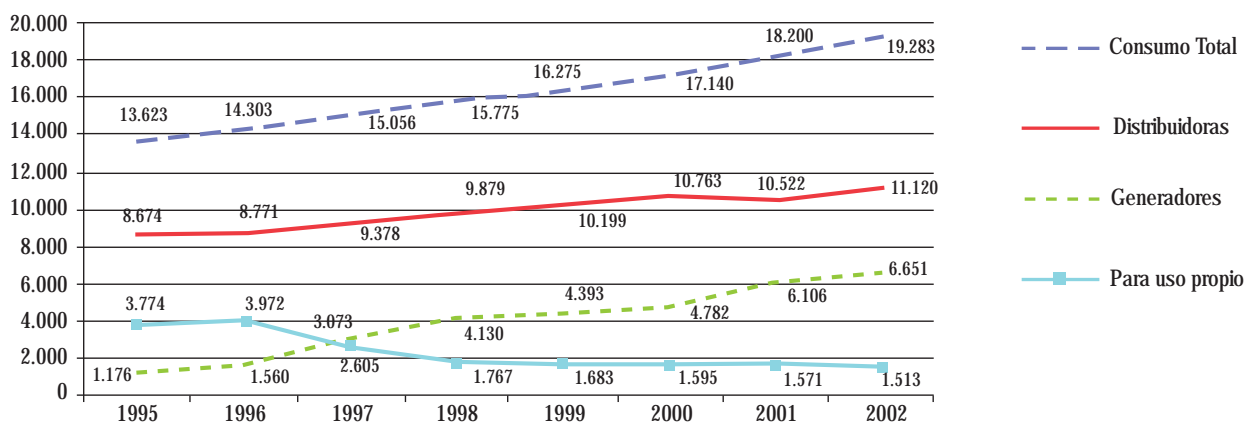
La evolución del consumo de energía eléctrica para clientes finales de las empresas distribuidoras ha presentado un crecimiento interanual promedio de 4% para el período 1995-2002, destacándose un decrecimiento de 2% en 2001. Esta reducción podría explicarse por la tendencia creciente del consumo de clientes finales de los generadores, el cual fue para el mismo período, de 33% interanual promedio, y en específico de 97% en 1997 y 28% en 2001. (Ver *Gráfico 18* y *Gráfico 19*)

64. Nota de Prensa. Conexión eléctrica con Bolivia costaría unos US\$ 80 millones. Fecha 01-09-2003.

65. Generación para uso propio es la utilización de la infraestructura para alimentar servicios auxiliares en el proceso de producción. Esto podría incluir la generación de vapor para la venta a terceros que podría verse reducida por autogeneración que no entraría en estos cálculos porque no es requerido reportarse. Dado el crecimiento del consumo registrado y las mayores presiones competitivas, sin embargo, se estima que estos montos son relativamente pequeños.

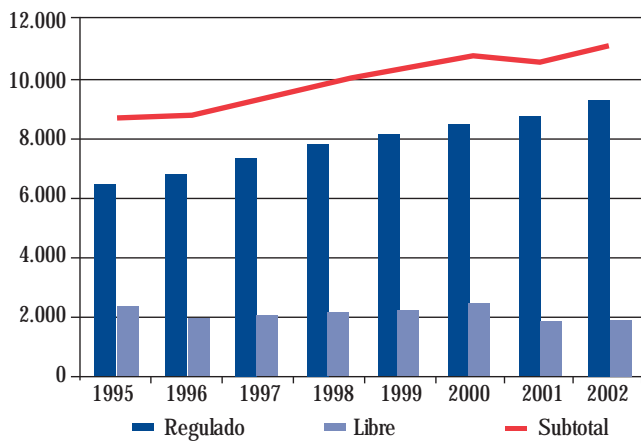
66. Las ventas entre generadores eventualmente son consumidas por los consumidores finales. Debido a que un generador puede tener un contrato firmado con una distribuidora pero que podría haber generación más eficiente, resulta más rentable a ese generador comprar la energía que producirla. En caso de hidrologías abundantes y oferta hidroeléctrica creciente, como puede verse en la sección anterior, los costos marginales podrían ser significativamente menores. Por el otro lado, existen factores técnicos que incentivan la venta entre generadores, tales como los arranques y las paradas, en particular de las unidades de vapor. Adicionalmente, dada la reserva significativa del sistema, es más barato comprar en el mercado ocasional dado que en esta circunstancia solo se remunera (adicionalmente a la potencia) a la energía hidro cuyo costo marginal es más bajo y en ciertas horas es la que fija el precio por ser la unidad de punta del sistema.

Gráfico 17. Evolución del Consumo de Energía Eléctrica en GWh



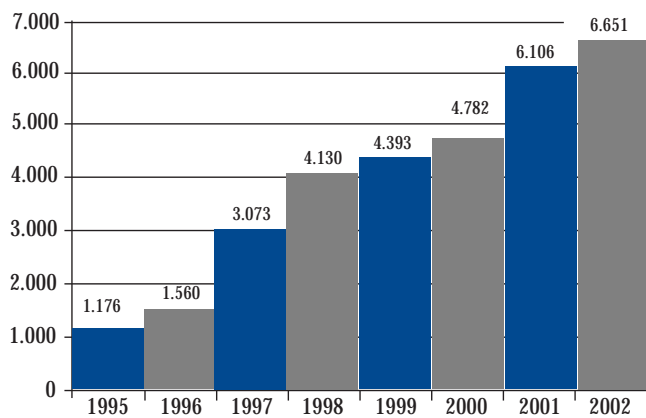
Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Estadística Eléctrica EVOLUCIONES 1995-2002

Gráfico 18. Distribuidoras - Evolución del Consumo de Energía Eléctrica en GWh



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Estadística Eléctrica EVOLUCIONES 1995-2002

Gráfico 19. Generadores - Evolución del Consumo de Energía Eléctrica en GWh



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Estadística Eléctrica EVOLUCIONES 1995-2002

Los precios medios de energía eléctrica a clientes finales por tipo de tarifa de las empresas de distribución se presentan en el *Gráfico 20*.

Las Pérdidas de Energía Eléctrica de la Empresas Distribuidoras ha presentado una tendencia decreciente durante el período 1995-2002, al pasar de 19,71% en 1995 a 9,10% en 2002. Este comportamiento es reflejo de la privatización de las empresas, las cuales tienen incentivos para reducir los costos e incrementar las ganancias, de forma opuesta a las empresas públicas que persiguen adicionalmente otros objetivos (*Ver Gráfico 21*).

7.1 Metodología de Remuneración⁶⁷

La distribución de energía es un monopolio natural⁶⁸, por lo que es necesario regular el precio de esta actividad (VAD), basándose en principios de eficiencia y utilizando mecanismos que simulen competencia. Frente a este contexto, el modelo tarifario establece que los costos medios a reconocer en la fijación de la tarifa a nivel de distribución son los dados por una empresa modelo eficiente, haciendo competir a las distribuidoras con dicha empresa ("yardstick competition").

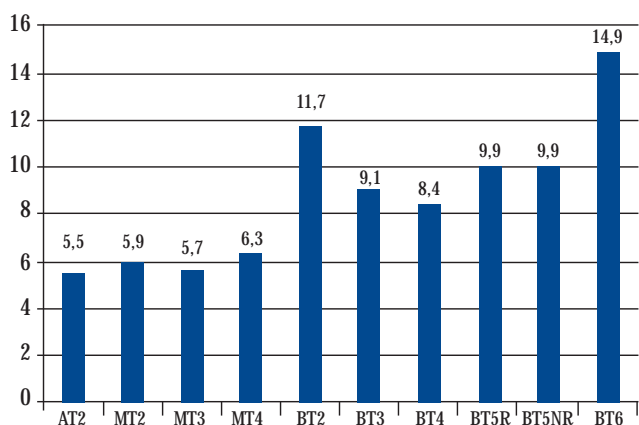
7.1.1 El Valor Agregado de Distribución

En el sistema de distribución, el precio eficiente está representado por el Valor Agregado de Distribución (VAD)

de una empresa modelo eficiente. El VAD representa el costo total en que incurre la empresa distribuidora de electricidad para poner a disposición del cliente la potencia y energía desde la barra equivalente de media tensión hasta el punto de empalme de la acometida respectiva. Sus componentes son los costos asociados al cliente independientemente de su demanda de potencia y consumo de energía; las pérdidas técnicas en potencia y energía; los costos estándares de inversión medido por el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR); y los costos de operación y mantenimiento por unidad de potencia suministrada.

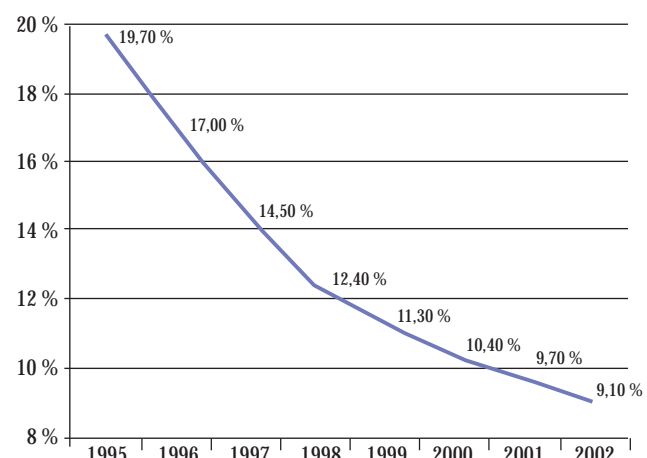
Los costos de inversión estándar son calculados como la anualidad del VNR de un sistema económicamente adaptado, considerando su vida útil, que será de 30 años con base en lo establecido en el Reglamento de la Ley, y la tasa anual de actualización de 12% real. Por su parte, los costos asociados al cliente corresponden a los costos de comercialización, tales como la lectura, procesamiento y emisión de la factura, reparto y cobranza. Estos costos son independientes de la demanda de potencia y consumo de energía. Mientras que las pérdidas estándares de distribución de potencia y energía comprenden tanto las pérdidas físicas como las comerciales. La Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento establecen el procedimiento seguido para la determinación del VAD. A continuación se describe de manera resumida en la *Figura 4*.

Gráfico 20. Precios Medios de Energía Eléctrica de las Distribuidoras por Tipo de Tarifa en Ctv US\$/KWh para el año 2002



Fuente: Estadística Eléctrica 2001-2002. Ministerio de Energía y Minas.

Gráfico 21. Pérdidas de Energía Eléctrica en Empresas Distribuidoras 1995-2002

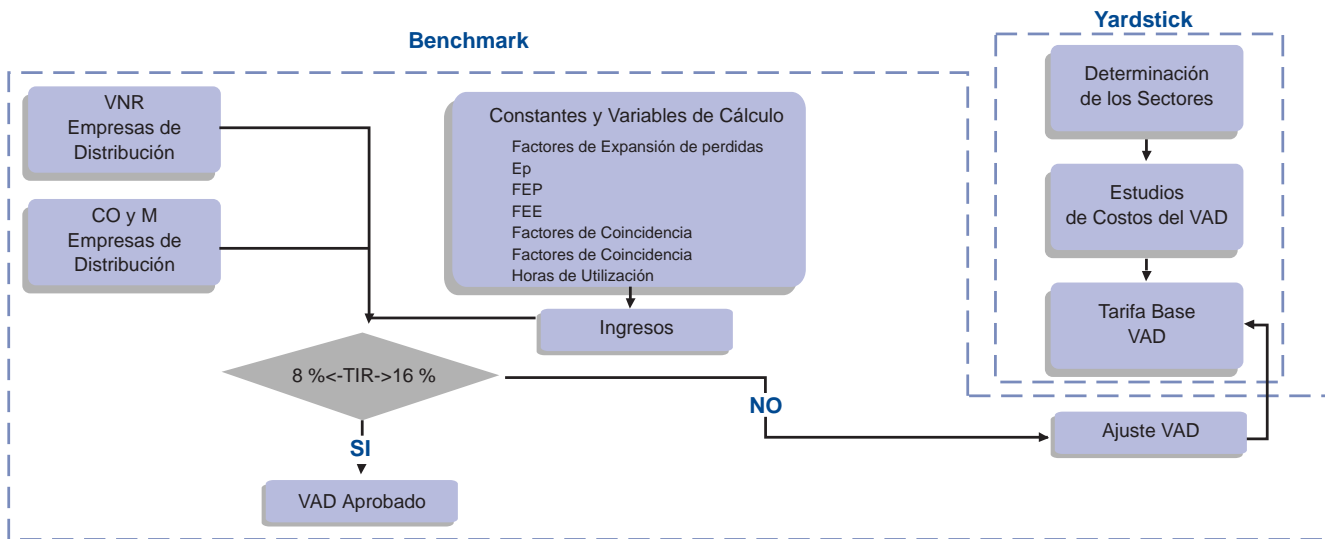


Fuente: Estadística Eléctrica 1995-2002. Ministerio de Energía y Minas. Página WEB: <http://www.minem.gob.pe/wmem/publica/sse/plegable2001-02.pdf>

67. Informe de la Situación de las Tarifas Eléctricas 1993-2000, Comisión de Tarifas de Energía. Página 32-34. Página WEB: <http://www.osinerg.org.pe/osinerg/cte/publicacion/situtarifaria/InformeSitTar932000.pdf>, consultada en Julio de 2003

68. En términos estrictos, el monopolio natural es la distribución de la energía por los cables o el negocio de los cables que incluye tanto a la transmisión como a la distribución. Actividades tradicionalmente asociadas a la distribución, tales como la medición, facturación, cobranza y comercialización, pueden ser actividades competitivas.

Figura 4. Proceso de Fijación del Valor Agregado de Distribución - VAD



Fuente: OSINERG

El VAD se calcula para cada nivel de tensión y para cada sector típico mediante estudios de costos. El sector típico se determina en función de una serie de parámetros como el consumo promedio anual por cliente, la potencia instalada en subestaciones de distribución por km de red de media tensión, la longitud de redes de baja tensión promedio por cliente de baja tensión y la longitud de redes de media y baja tensión por consumo anual.

El estudio de costos requiere de la recopilación de información técnica, comercial y económica del sistema eléctrico seleccionado como representante del sector típico, posteriormente se valida la información y se revisa inicialmente los costos de explotación, gastos indirectos, estructura de la organización y remuneraciones, con base en esta información se obtiene el VNR propuesto por las empresas, el cual sirve como referencia para obtener el VNR de la empresa modelo eficiente. Ésta se construye considerando un desarrollo óptimo de las redes y asignando los recursos de explotación técnica y comercial, para calcular los componentes del VAD eficientes. Posteriormente, utilizando el VAD obtenido, se

determina, para los siguientes 25 años, el flujo de ingresos netos por sector típico aplicando las fórmulas tarifarias. Finalmente, considerando como inversión inicial el VNR reconocido para las empresas, se calcula la Tasa Interna de Retorno (TIR), que iguala los ingresos netos actualizados al VNR. Si esta tasa arroja un valor entre 8% y 16%, entonces se aprueba el VAD calculado, caso contrario ésta debe de ajustarse hasta que la TIR se encuentre en el límite del rango más próximo.

7.1.2 Costos y Rentabilidad: El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)

El VNR representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, considerando además:

- Los gastos financieros durante el periodo de construcción, calculados con una tasa de interés que no puede ser superior a la tasa de actualización de 12% establecida por ley.

- Los gastos y compensaciones por el establecimiento de las servidumbres utilizadas.
- Los gastos por concepto de estudios y supervisión.

El VNR de las empresas de distribución eléctrica es fijado por OSINERG. Para dicho fin los concesionarios reportan la información de sus instalaciones y OSINERG, de acuerdo con lo que señala la LCE, puede rechazar fundadamente la incorporación de bienes innecesarios.

El concepto del VNR se utiliza en dos contextos, el primero para calcular las inversiones de los bienes físicos de la empresa modelo que se toma de base para el cálculo del VAD, el segundo para que OSINERG fije el VNR de los bienes físicos de las empresas concesionarias. Luego de calculado el VAD, OSINERG debe proceder a verificar la rentabilidad, para lo cual se calcula los ingresos haciendo uso de la tarifa base (elaborado a partir del VAD calculado en el estudio). Asimismo, se calcula los costos estándares del ejercicio anterior tomando como inversión base el VNR (base del cálculo de la TIR) de las empresas distribuidoras. El cálculo debe averiguar si la TIR resultante se encuentra dentro del rango 8% y 16%. De ser así, el VAD resultante del estudio queda aprobado, caso contrario se corrige.

El VNR supone realizar un análisis crítico de las instalaciones actuales, buscando el mínimo costo total que permite prestar el mismo servicio con la tecnología más económica. Los costos unitarios considerados para el cálculo de las inversiones son los costos de mercado internacional alcanzables por las empresas distribuidoras en el país, dado el marco institucional y legal para los procesos de importación de insumos y equipos que las empresas requieren para la proyección y mantenimiento de las empresas de distribución.

La valuación de activos a valor nuevo de reemplazo para efecto de la determinación de las tasas internas de retorno sobre la inversión es un criterio utilizado frecuentemente en la regulación tarifaria. El punto de partida de este criterio es que el mercado no valoriza los activos a su precio histórico, sino al valor presente de obtener el mismo servicio provisto por el antiguo activo. Este criterio es distinto del de valuación a costo de reproducción, lo que permite que el regulador replique el razonamiento de un operador racional al reemplazar

los activos actualmente dedicados a la prestación del servicio por otros que son técnica y económicamente eficientes.

8. Actividad de Comercialización

La actividad de comercialización en un régimen de libertad de precios está sujeta a las disposiciones establecidas en el "Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios" , en donde se definen las modalidades de contratación de los clientes para adquirir electricidad, las cuales son:

- a. Compra de la electricidad en el punto de entrega a uno o varios suministradores.
- b. Compra de la electricidad en las Barras de Referencia de Generación a uno o varios suministradores y contratos por el servicio de transporte y/o distribución desde dichas Barras hasta el punto de entrega.
- c. Cualquier combinación entre las opciones a) y b) que anteceden, de acuerdo a la definición del Punto de Compra o suministro.

Estos contratos son de dominio público y deben considerar como mínimo los siguientes criterios:

- a. Separación de los precios de la electricidad para cada uno de los conceptos involucrados, tales como precios al nivel de Barra de Referencia de Generación, costo por la transmisión principal, costo por la transmisión secundaria, costo por el uso de la red de distribución en media tensión y/o baja tensión, costo de comercialización y demás costos que resulten pertinentes. Las facturas deben desagregar cada uno de los costos y/o servicios involucrados y anexar los cálculos necesarios.
- b. Descripción de las condiciones de calidad en que se brindará el servicio; estándar, superior o inferior. El nivel de calidad estándar, es el señalado en las normas y procedimientos técnicos establecidos por los organismos competentes.
- c. Descripción de las fórmulas con parámetros y variables de actualización de fácil constatación y entendimiento por parte de los Clientes.

9. Balances de Oferta y Demanda de Energía 2001-2010

9.1 Plan Referencial de Electricidad 2001-2010

En el Plan Referencial de Electricidad 2001-2010⁶⁹, se realizaron las proyecciones de los balance de oferta y demanda

de potencia eléctrica para el período en referencia, estructurados con base en tres escenarios que denominaron Optimista, Base y Pesimista, en donde se muestra que la demanda proyectada es ampliamente abastecida, estando el margen de reserva medio para los tres escenarios alrededor del 30%. En el Cuadro 7 se presentan los nombres de los Proyectos Factible de realizar durante el período 2001-2010, para cada uno de los escenarios en referencia.

Cuadro 7. Nombres de los Proyectos Factibles por Escenarios período 2001-2010

Años	Optimista	Base	Pesimista
2001	<ul style="list-style-type: none"> • Resev. San Diego -CH Cañón del Pato (existente) (25 MW) • Recup. CH. Machupicchu 1ra. Etapa (Existente) (90 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • Resev. San Diego -CH Cañón del Pato (existente) (25 MW) • Recup. CH. Machupicchu 1ra. Etapa (Existente) (90 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • Resev. San Diego -CH Cañón del Pato (existente) (25 MW) • Recup. CH. Machupicchu 1ra. Etapa (Existente) (90 MW)
2002	<ul style="list-style-type: none"> • CH Huanchor (16 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • CH Huanchor (16 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • CH Huanchor (16 MW)
2003	<ul style="list-style-type: none"> • 2*TG 150 MW (300 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • 1*TG 150 MW (150 MW) 	
2004	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio Comb. Ventanilla Siemens No. 3 a GN (*) • Cambio Comb. Ventanilla Siemens No. 4 a GN (*) • 2*TG 172 MW (344 MW) • CH Yuncan (**) (154 MW) • Recup. CH. Machupicchu 2da. Etapa (82) • CH Poechos 1 (17 MW) • CH Poechos 2 (10 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio Comb. Ventanilla Siemens No. 3 a GN (*) • Cambio Comb. Ventanilla Siemens No. 4 a GN (*) • 1*TG 172 MW (172 MW) • CH Yuncan (**) (154 MW) • Recup. CH. Machupicchu 2da. Etapa (82 MW) • CH Poechos 1 (17 MW) • CH Poechos 2 (10 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio Comb. Ventanilla Siemens No. 3 a GN (*) • Cambio Comb. Ventanilla Siemens No. 4 a GN (*) • CH Yuncan (**) (154 MW) • Recup. CH. Machupicchu 2da. Etapa (82 MW) • CH Poechos 1 (17 MW) • CH Poechos 2 (10 MW)
2005	<ul style="list-style-type: none"> • CH Cheves (525 MW) • CH Huanza (86 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • CH Cheves (525 MW) • CH Huanza (86 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • CH Cheves (525 MW) • CH Huanza (86 MW)
2006	<ul style="list-style-type: none"> • 2*TG 172 MW (344 MW) • CH Marañon (96 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • 1*TG 172 MW (172 MW) • CH Marañon (96 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • 1*TG 172 MW (172 MW) • CH Marañon (96 MW)
2007	<ul style="list-style-type: none"> • 1*TV 125 MW CT. Ilo 3 (125 MW) • CH Platanal (200 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • 1*TV 125 MW CT. Ilo 3 (125 MW) • CH Platanal (200 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • 1*TV 125 MW CT. Ilo 3 (125 MW) • CH Platanal (200 MW)
2008	<ul style="list-style-type: none"> • CH Ocoña (150 MW) • CH Quitaracsa (112 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • 1*TG 172 MW (172 MW) 	
2009	<ul style="list-style-type: none"> • 1*CC 248 MW (248 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • 1*TG 172 MW (172 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • 2*TG 172 MW (344 MW)
2010	<ul style="list-style-type: none"> • 2*CC 248 MW (496 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • 1*CC 248 MW (248) 	

(*) No incluye potencia adicional; corresponde exclusivamente a cambio de combustible de Diesel N° 2 a gas natural.

(**) Se incluye el incremento de C.H. Yaupi en 24 MW

Fuente: Plan Referencial de Electricidad 2001-20010. Ministerio de Energía y Minas

69. Plan Referencial de Electricidad 2001-2010 elaborado por el Ministerio de Energía y Minas de Perú. Página Web: <http://www.mem.gob.pe/wmem/publica/oterg/plan2001-2010.asp>. Este plan en teoría debería ser actualizado todos los años. En el Plan de Reformas de Segunda Generación, está prevista la creación de una entidad independiente que se encargue de su realización. Funcionarios del Ministerio de Energía y Minas estiman que el próximo Plan debería estar listo en el 2004, elaborado por esta nueva entidad y con el apoyo de una firma consultora.

En relación con la Demanda de Potencia, la proyección se realizó con base en la máxima demanda de potencia para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para los tres escenarios, estimándose una tasa de crecimiento promedio anual para el período 2001 - 2005 para los escenarios Optimista, Base y Pesimista de 9,3%; 7,1% y 5,0% respectivamente. Para el período 2005 - 2010 esta tasa de crecimiento para los mismos escenarios se estimó sería de 5,5%; 4,2% y 2,8% respectivamente.

La definición de estos escenarios se sustenta fundamentalmente en previsiones de evolución del Producto Bruto Interno y del crecimiento de la población. En este sentido se tiene que:

- **Escenario Pesimista:** es el escenario bajo en donde se considera un crecimiento económico interanual promedio de 2,07% para el período 2001-2010. Los megaproyectos mineros no se llegan a ejecutar en el período de proyección. La tasa de crecimiento poblacional considerada para este escenario es de 1,32% interanual promedio para el período en referencia, utilizando proyección de la hipótesis baja elaborada por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).
- **Escenario Base:** es donde se considera la proyección base del crecimiento económico interanual promedio de 3,70%. Los proyectos de inversión mineros son considerados a la fecha de entrada en operación reportada por ellos mismos y con una probabilidad de ocurrencia superior al 85%. La tasa de crecimiento poblacional considerada para este escenario es de 1,54% interanual promedio para el período en referencia, utilizando la proyección de la hipótesis media elaborada por el INEI.

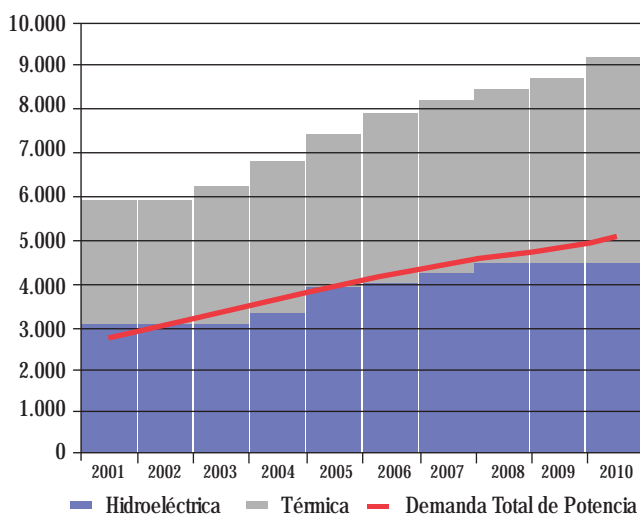
- **Escenario Optimista:** es el escenario alto en donde se considera un desarrollo económico más acelerado con una tasa de crecimiento económico interanual promedio de 4,57%. Se incorpora la totalidad de los proyectos de inversión, inclusive los que han sido postergados por la coyuntura de las cotizaciones o que les falta definición por parte de los propietarios. La tasa de crecimiento poblacional considerada

para este escenario es de 1,74% interanual promedio para el período en referencia, utilizando la proyección de la hipótesis alta elaborada por el INEI.

En los *Gráfico 22*, *Gráfico 23* y *Gráfico 24*, se presentan las proyecciones, para el Sistema Interconectado Nacional, de los Balances de Energías y Potencia para los tres escenarios en referencia. Es importante señalar que la información presentada en el Plan Referencial de Electricidad 2001-2010, tenía estimados los años 2001 y 2002, dado que se dispone de la información real la misma fue actualizada para el caso de la Potencia Instalada en MW, observándose tan solo una diferencia mínima de aproximadamente 10MW.

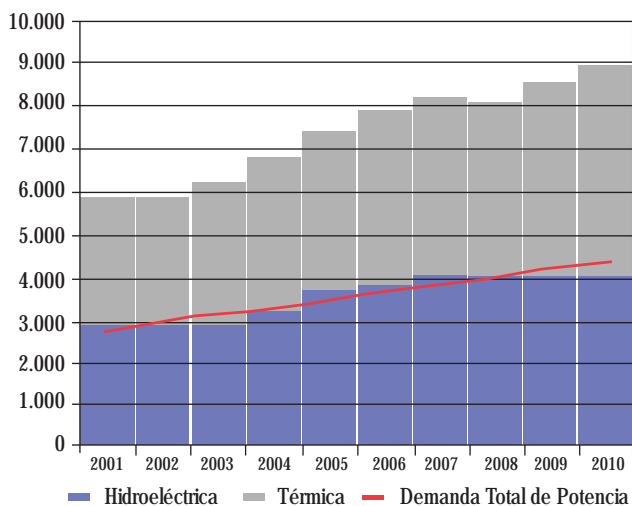
En el Plan Referencial 2001-2010, también se realizaron previsiones de expansión de la transmisión (Sistema Interconectado Nacional). En este sentido se consideraron para los años 2001-2002 en los tres escenarios los proyectos de expansión de la transmisión comprometidos o en construcción, así como las subestaciones asociadas a los mismos, los cuales se presentan en el Cuadro 8 y Cuadro 9.

Gráfico 22. Balance Oferta-Demanda en MW 2001-2010.
Escenario Optimista



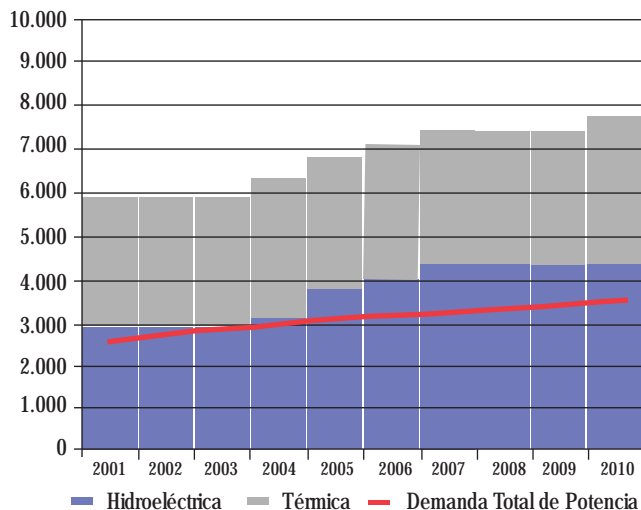
Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Gráfico 23. Balance Oferta-Demanda en MW 2001-2010.
Escenario Base



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Gráfico 24. Balance Oferta-Demanda 2001-2010 en MW.
Escenario Pesimista



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Cuadro 8. Proyectos de Transmisión Comprometidos Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Línea de Transmisión		Tensión kV	Ternas	Años de Servicio	Descripción
Zapallal	Paramonga	220	1	2001	2da Tema
Paramonga	Chimbote	220	1	2001	2da Tema
Oroya Nueva	Carhuamayo	220	1	2002	Refuerzo del sistema
Paragsha II	Carhuamayo	220	1	2002	Refuerzo del sistema
Paragsha II	Derv. Antamina	220	1	2002	Refuerzo del sistema
Yuncán	Carhuamayo	220	1	2002	Cambio de tensión a 220 kV
Yuncán	Carhuamayo	220	1	2002	2da tema proyecto CH Yuncán
Iacna	Moguegua	220	1	2001	Refuerzo del sistema
Moguegua	Puno	220	1	2001	Refuerzo del sistema
Puno	Juliacá	138	1	2001	Cambio de tensión 60 kV a 138 kV
Machupichu	Cachimayo ELP	138	1	2001	Reingreso de CH Machupicchu
Machupichu	Cachimayo INCASA	138	1	2001	Reingreso de CH Machupicchu
Aguaytía	Pucallpa	138	1	2002	Enlace de Sistema Aislado

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Cuadro 9. Subestaciones Asociadas a los Proyectos de Ampliación de la Frontera Eléctrica Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Subestación	Tensión kV	Celdas de Salida	Transf. MVA	Año de Servicio	Descripción del Proyecto Asociado
Zapallal	220	2	-	2001	Zapallal - Ventanilla y Paramonga
Paramonga	220	2	-	2001	Paramonga - Zapallal y Chimbote
Chimbote	220	1	-	2002	Paramonga - Chimbote
Oroya Nueva	220	2	-	2002	Oroya Nueva - Carhuamayo y Adecuación
Carhuamayo	220	3	-	2002	Carhuamayo a Pargasha II, Oroya Nueva
Paragsha II	220	2	50	2002	Paragsha II - Carhuamayo y Deriv. Antamina, Transf. 220/138 kV
Deriv. Antamina	220	1	-	2002	Paragsha II - Derivación Antamina
Aguaytía	220/138	-	50	2002	220/138 kV - 50 MVA y Salida 138 kV
Aguaytía	138	1	-	2002	Aguaytía - Pucallpa
Pucallpa	138	1	-	2002	Aguaytía - Pucallpa
Socabaya	220	2	-	2001	Socabaya - Cotaruse
Tacna	220	1	-	2001	Tacna - Moquegua
Tacna	220/138	-	50	2001	Transformación 50 MVA - 220 / 138 kV
Puno	220	1	-	2001	Puno - Moquegua
Puno	220/138	-	100	2001	Transformación 100 MVA - 220/138 kV
Puno	138	2	-	2001	Celdas de Conexión a Sistema Existente y Enlace Puno Juliaca
Juliaca	138	1	-	2001	Juliaca - Puno
Azángaro	138	1	-	2001	Azángaro - Puno

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Para el período 2000 - 2005, se previó para los tres escenarios la realización de proyectos de ampliación de la red eléctrica en los niveles de tensión de 138 kV y 220 kV, así como de

las subestaciones asociadas a estas ampliaciones, los cuales se presentan en los Cuadro 10 y Cuadro 11.

Cuadro 10. Ampliación de la Frontera Eléctrica Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Línea de Transmisión	Tensión kV	Longitud (km)	Año de Servicio	Descripción
Repartición - Majes - Camaná	138	110	2000	Departamento de Arequipa
Huallanca - Sigvas - Tayabamba	138	105	2001	Departamento de Ancash
San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado	138	222	2001	Enlace del Sistema Aislado Puerto Maldonado al SINAC
Iquitos - Nauta	138	80	2002	Departamento de Iquitos
Oxapampa - Pichanaki - Satipo	138	122	2002	Departamento de Junín
El Reposo - Caclic - Moyobamba	138	224	2003	Enlace de Bagua, Chachapoyas y Moyobamba
La Oroya - Tarma	138	32	2003	Departamento de Junín
Mantaro - Ayacucho(Mollepata)	220	131	2003	Departamento de Ayacucho
Cajamarca Nueva - Caclic	138	138	2004	Enlace Cajamarca - Chachapoyas
Nauta - Requena	138	90	2005	Departamento de Iquitos
Tarapoto - Yurimaguas	138	95	2005	Departamentos de San Martín e Iquitos
Tocache - Bellavista	138	149	2005	Departamento San Martín

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Cuadro 11. Subestaciones Asociadas a los Proyectos de Ampliación de la Frontera Eléctrica Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Proyecto	S.E. (MVA)	Año de Servicio	Descripción del Proyecto Asociado
Huallanca - Sigvas - Tayabamba	1x7	2001	Departamento de Ancash
San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado	1x7+1x15	2001	Enlace del Sistema Aislado Puerto Maldonado al SINAC
Iquitos - Nauta	1x7	2002	Departamento de Iquitos
Oxapampa - Pichanaki - Satipo	1x15+1x7	2002	Departamento de Junín
El Reposo - Caclic - Moyobamba	1x10	2003	Enlace de Bagua, Chachapoyas y Moyobamba
La Oroya - Tarma	1x7	2003	Departamento de Junín
Mantaro - Ayacucho(Mollepata)	40	2003	Departamento de Ayacucho
Cajamarca Nueva - Caclic	-	2004	Enlace Cajamarca - Chachapoyas
Nauta - Requena	1x5	2005	Departamento de Iquitos
Tarapoto - Yurimaguas	15	2005	Departamentos de San Martín e Iquitos
Tocache - Bellavista	1x7	2005	Departamento San Martín

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Los nuevos proyectos de expansión de la transmisión han sido determinados a partir de los requerimientos de la demanda y la oferta establecidos en la proyección de la demanda y

expansión de generación, para cada uno de los Escenarios Optimista, Base y Pesimista, los cuales se presentan en los Cuadro 12, Cuadro 13 y Cuadro 14, respectivamente.

Cuadro 12. Expansión de la Transmisión Escenario Optimista Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Subestación 1	Subestación 2	Tensión kV	N° de Termas	Celdas de salida	Año de Servicio	Descripción
Trujillo	Cajamarca Nueva	220	1	2	2003	Reforzamiento del sistema Cajamarca
Huacho	Zapallal	220	1	3	2005	Reforzamiento del Sistema por Entrada de CH Cheves
Deriv. Antamina	Huallanca Nueva	220	1	2	2006	Reforzamiento línea longitudinal de la Sierra
Huallanca Nueva	Cajamarca Nueva	220	1	2	2006	Reforzamiento línea longitudinal de la Sierra
Carhuaquero	Cajamarca Nueva	220	1	2	2006	Reforzamiento del sistema Cajamarca
Chimbote	Huallanca Nueva	220	1	2	2010	Reforzamiento línea longitudinal de la Sierra - 2da Línea
Huallanca Nueva	Cajamarca Nueva	220	1	2	2010	Reforzamiento línea longitudinal de la Sierra - 2da Línea
Paragsha II	Deriv. Antamina	220	1	2	2010	Reforzamiento línea longitudinal de la Sierra - 2da Línea
Carhuamayo	Paragsha II	220	1	2	2010	Reforzamiento línea longitudinal de la Sierra - 2da Línea
Trans./Subtrans.		220	1	8	2005-2010	Reforzamiento sistema de Lima en 220 kV
Interconexión Perú-Ecuador						
1ra Etapa (*)		220			ANTES DE 2005	125 MW - Enlace Asíncrono 1er polo. Reforzamiento
2da Etapa (*)		220			ANTES DE 2010	125 MW - Enlace Asíncrono 2do polo. Reforzamiento

(*) Sujeto a ratificación binacional

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Cuadro 13. Expansión de la Transmisión Escenario Base Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Subestación 1	Subestación 2	Tensión kV	N° de Termas	Celdas de salida	Año de Servicio	Descripción
Trujillo	Cajamarca Nueva	220	1	2	2003	Reforzamiento del sistema Cajamarca
Huacho	Zapallal	220	1	3	2005	Reforzamiento del Sistema por Entrada de CH Cheves
Carhuaquero	Cajamarca Nueva	220	1	2	2008	Reforzamiento del sistema Cajamarca
Deriv. Antamina	Huallanca Nueva	220	1	2	2010	Reforzamiento línea longitudinal de la Sierra
Huallanca Nueva	Cajamarca Nueva	220	1	2	2010	Reforzamiento línea longitudinal de la Sierra
Carhuamayo	Paragsha II	220	1	2	2010	Reforzamiento línea longitudinal de la Sierra - 2da Línea
Trans./Subtrans.		220	1	8	2005-2010	Reforzamiento sistema de Lima en 220 kV
Interconexión Perú-Ecuador						
1ra Etapa (*)		220			antes de 2005	125 MW - Enlace Asíncrono 1er polo. Reforzamiento
2da Etapa (*)		220			antes de 2010	125 MW - Enlace Asíncrono 2do polo. Reforzamiento

(*) Sujeto a ratificación binacional

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Cuadro 14. Expansión de la Transmisión Escenario Pesimista Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Subestación 1	Subestación 2	Tensión kV	N° de Termas	Celdas de salida	Año de Servicio	Descripción
Trujillo	Cajamarca Nueva	220	1	2	2003	Reforzamiento del sistema Cajamarca
Huacho	Zapallal	220	1	3	2005	Reforzamiento del Sistema por Entrada de CH Cheves
Interconexión Perú-Ecuador						
1ra Etapa (*)		220			antes de 2005	125 MW - Enlace Asíncrono 1er polo. Reforzamiento
2da Etapa (*)		220			antes de 2010	125 MW - Enlace Asíncrono 2do polo. Reforzamiento

(*) Sujeto a ratificación binacional

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

10. Actualización de las Tarifas - Ajustes⁷⁰

Las tarifas de electricidad reconocen los costos eficientes de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, las mismas que son reguladas por OSINERG de conformidad con los criterios y procedimientos que señala la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. Las tarifas en barra (tarifas de generación) son reguladas semestralmente en los meses de mayo y noviembre de cada año. Los peajes de transmisión son regulados anualmente en el mes de mayo. La tarifa de distribución se regula cada cuatro años en el mes de noviembre.

Según los criterios y procedimientos de la Ley, las tarifas deben conservar su valor real. Con tal finalidad, las Resoluciones de OSINERG que fijan las tarifas, incluyen los

procedimientos de actualización de las mismas para los periodos comprendidos entre regulaciones. Mensualmente se calculan y evalúan los factores de actualización de las tarifas de generación, transmisión y distribución que resultan de la aplicar fórmulas que consideran indicadores macroeconómicos y precios de los combustibles. En el Cuadro 13 se presentan las variables utilizadas para actualizar las tarifas según la actividad.

El reajuste de las tarifas de generación y transmisión se aplica cuando alguno de los factores sufre una variación mayor al 5% respecto al vigente. Asimismo, el reajuste de las tarifas de distribución se aplica cuando alguno de los factores de actualización del valor agregado de distribución (VAD) tenga una variación mayor al 3% respecto al vigente o cuando las tarifas en barra sufran alguna variación.

Cuadro 15. Variables utilizadas en las fórmulas de ajuste tarifario

Generación	Transmisión	Distribución
<ul style="list-style-type: none"> i) Índice de Precios al Por Mayor (IPM) ii) Tipo de Cambio (TC) iii) Tasa Arancelaria (TA) iv) Precios de insumos (o referenciales) utilizados en la generación de energía: <ul style="list-style-type: none"> a - Diesel 2 (D2) b - Residual 6 (R6) c - Residual Fuel Oil (PRFO) d - Carbón Bituminoso (PCB) 	<ul style="list-style-type: none"> i) Índice de Precios al Por Mayor (IPM) ii) Tipo de Cambio (TC) iii) Tasa Arancelaria (TA) 	<ul style="list-style-type: none"> i) Índice de Precios al Por Mayor (IPM) ii) Tipo de Cambio (TC) iii) Tasa Arancelaria (TA) iv) Índice del Precio del Aluminio (IPAL)

Fuente: OSINERG

70. Informe de la Situación de las Tarifas Eléctricas 1993-2000, Comisión de Tarifas de Energía. Página 34-35. Página WEB: <http://www.osinerg.org.pe/osinerg/cte/publicacion/situtarifaria/InformeSitTar932000.pdf>, consultada en Julio de 2003

11. Calidad del Servicio

El Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección General de Electricidad, para asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos a que se refieren la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, para garantizar a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno, fijó estándares mínimos de calidad a través de la publicación de las Normas Técnicas de los Servicios Eléctricos⁷¹. Estas Normas se aplican a los suministros de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad sujetos a regulación de precios y a suministros sujetos al régimen de libertad de precios, en todo aquello que las partes no hayan acordado o no hayan pactado en contrario.

Es importante señalar que la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, no se aplica a los Sistemas Aislados Menores que son aquellos cuya potencia instalada, en generación, no supere los 5 MW; a todas las localidades correspondientes a los sistemas eléctricos calificados por OSINERG como Sector de Distribución Típico 3 y 4; y a las localidades correspondientes a los sistemas eléctricos calificados por OSINERG como Sector de Distribución Típico 2 cuya máxima demanda no exceda los 500 kW.

El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza considerando los siguientes aspectos:

- Calidad de Producto: Tensión, Frecuencia y Perturbaciones (Flícker y Tensiones Armónicas).
- Calidad de Suministro: Interrupciones.
- Calidad de Servicio Comercial: Trato al Cliente, Medios de Atención, Precisión de Medida.
- Calidad de Alumbrado Público: Deficiencias del Alumbrado.
- En la Normas en referencia se establecen los aspectos, parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la Calidad del Servicio de la Electricidad. Se especifica la cantidad mínima

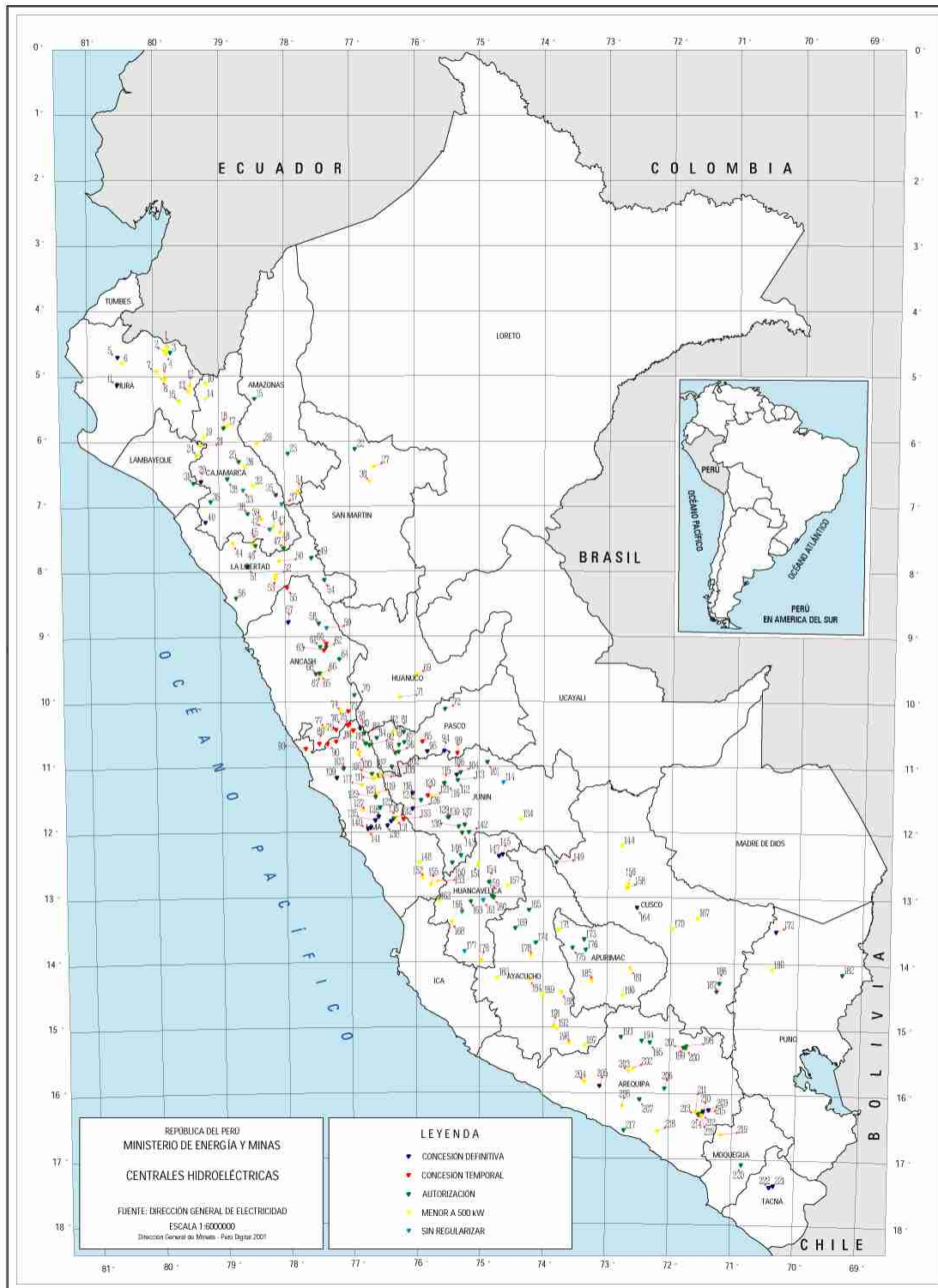
de puntos y condiciones de medición. Se fijan las tolerancias y las respectivas compensaciones y/o multas por incumplimiento. Asimismo, se establecen las obligaciones de las entidades involucradas directa o indirectamente en la prestación y uso de este servicio en lo que se refiere al control de la calidad. La implementación de estas normas fue de manera progresiva, a partir de la fecha de entrada en vigencia de las mismas, y considerando compensaciones y/o multas por incumplimiento que se incrementaron gradualmente. En la actualidad las normas de calidad del servicio se están aplicando a un 82% de la población de Perú ubicada en las ciudades principales del mismo.

71. 1997-10-09.- D. S. N° 020-97-EM.- Aprueban la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (1997-10-11). Incluye modificaciones según Decreto Supremo N° 009-99-EM (1999-04-11), Decreto Supremo N° 013-2000-EM (2000-07-27) y Decreto Supremo N° 040-2001-EM (2001-07-17) . <http://www.sindes.org/files/IV.htm> . OSINERG Seguimiento Normas de Calidad. Página WEB: http://www.osinerg.org.pe/osinerg/elect/electra_normas.htm

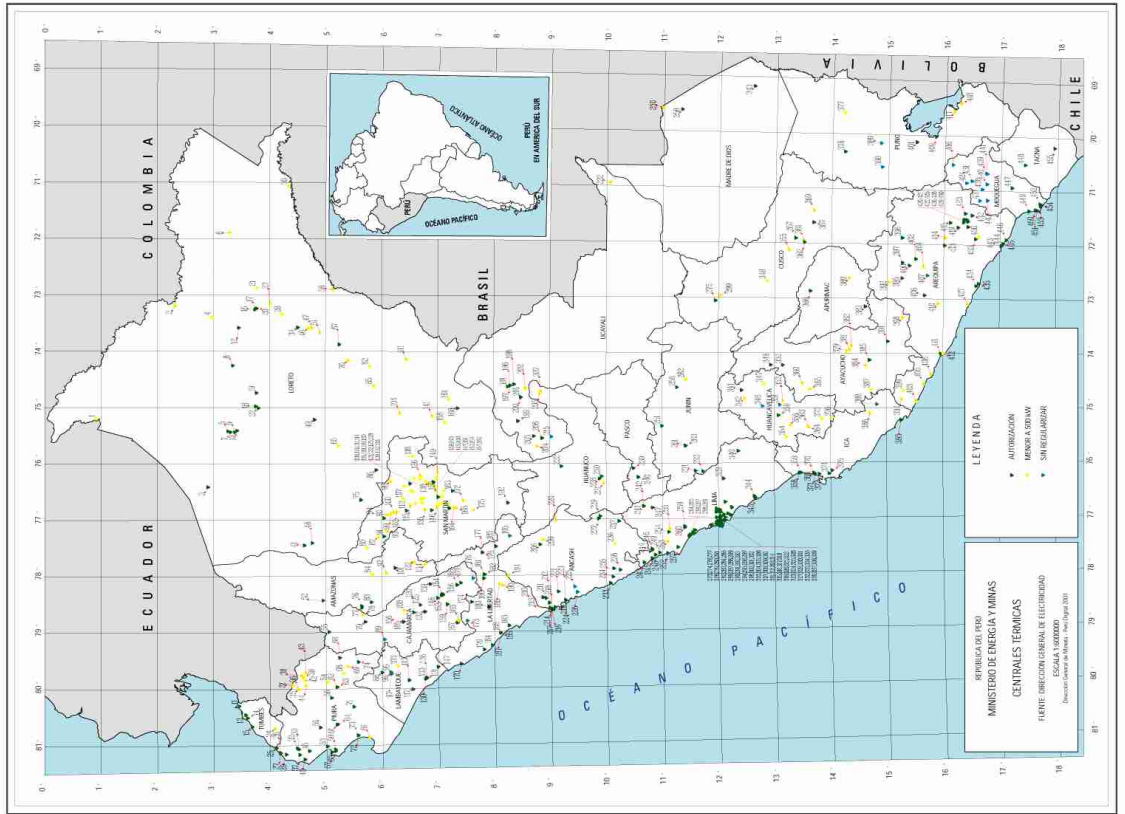
12. Anexos

12.1. ANEXO 1: Archivos contentivos de los listado de las centrales térmicas e hidráulicas existentes en Perú en el año 2001, los mapas de ubicación de las mismas y los proyectos de centrales hidráulicas.

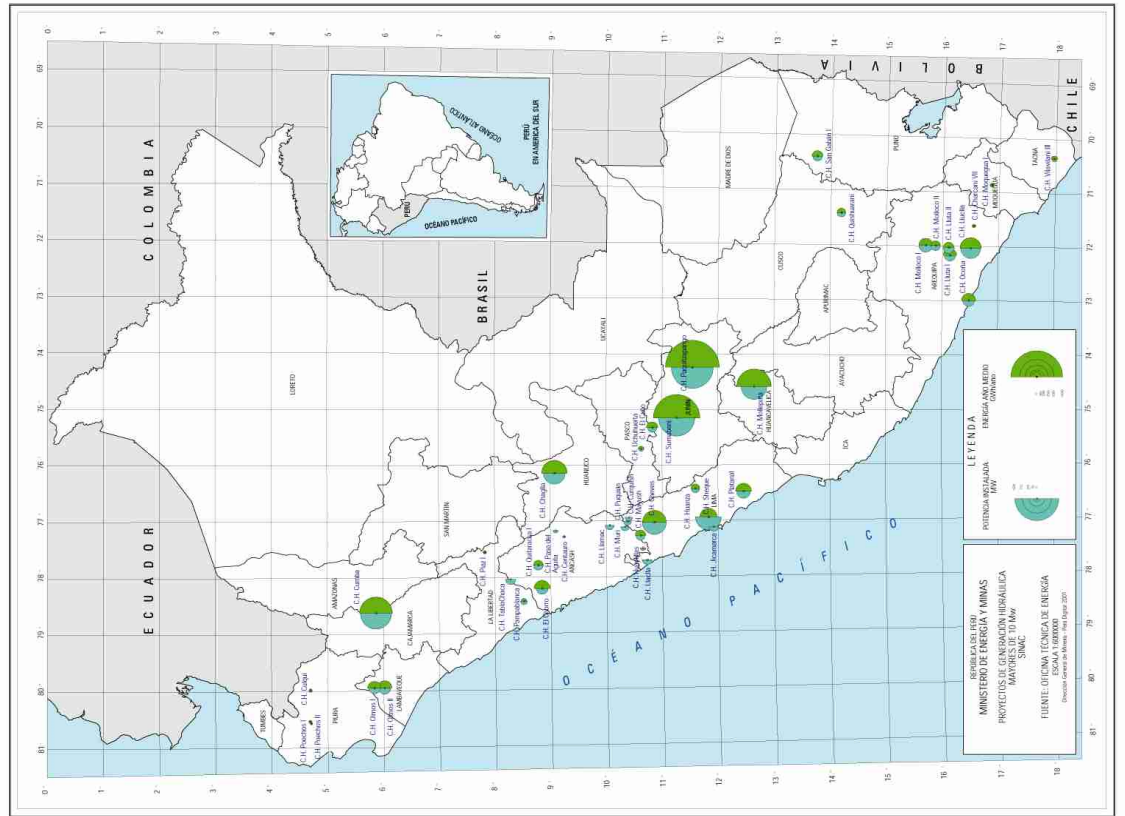
Mapa de Centrales Hidroeléctricas



Mapa de Centrales Térmicas



Mapa de Proyectos de Generación Hidráulica



ORDEN	CENTRAL	EMPRESA	SITUACION	DISTRITO	PROVINCIA	DEPARTAMENTO	SISTEMA	P.I.(MW)
383	C.T. SELENE	CIA. MINERA SELENE S.A.	Menor a 500 kW	LUCANAS	LUCANAS	APURIMAC	SSAA	0.960
384	C.T. LUCANAS	ELECTRO SUR MEDIO S.A.A.	Autorización	PUQUIO	LUCANAS	AYACUCHO	SSAA	0.100
385	C.T. PUQUIO	ELECTRO SUR MEDIO S.A.A. -	Menor a 500 kW	EL INGENIO	NAZCA	AYACUCHO	SSAA	1.800
386	C.T. CHANGUILLO	ELECTRO SUR MEDIO S.A.A.	Menor a 500 kW	LEONCIO PRADO	LUCANAS	ICA	SSAA	0.300
387	C.T. TAMBO QUEMADO	ELECTRO SUR MEDIO S.A.A.	*	NAZCA	NAZCA	AYACUCHO	SSAA	0.100
388	C.T. NAZCA	ELECTRO SUR MEDIO S.A.A.	*	AZANGARO	AZANGARO	ICA	SSAA	2.590
389	C.T. AZANGARO	ELECTRO PUNO S.A.A.	*	AYAVIRI	MELGAR	PUNO	SSAA	0.980
390	C.T. AYAVIRI	ELECTRO PUNO S.A.A.	Autorización	CORACORA	PARINACOCCHAS	PUNO	SSAA	1.800
391	C.T. CORACORA	ELECTRO SUR MEDIO S.A.A.	Menor a 500 kW	PUYCA	LA UNION	AYACUCHO	SSAA	1.000
392	C.T. COTAHUASI	SEAL - SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	Autorización	MARCONA	NAZCA	AREQUIPA	SSAA	0.160
393	C.T. SAN NICOLAS	SHOUGANG GENERACION ELECTRICA S.A.	Menor a 500 kW	BELLA UNION	CARAVELI	ICA	SINAC	63.627
394	C.T. BELLA UNION	SEAL - SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	Autorización	SALAMANCA	CONDESUYOS	AREQUIPA	SSAA	0.400
395	C.T. ARCATA	CIA. MINERA ARCATA S.A.	Autorización	CAYLLOMA	CAYLLOMA	AREQUIPA	SSAA	6.000
396	C.T. HUAYLLACO - CAYLLOMA	CIA. MINERA DE CAYLLOMA S.A.	Autorización	ORCOPAMPA	CASTILLA	AREQUIPA	SSAA	4.360
397	C.T. ORCOPAMPA	COMPANIA DE MINAS BUENAVENTURA	Menor a 500 kW	PAUSA	PAUCAR DEL SARA SARA	AREQUIPA	SSAA	3.976
398	C.T. PAUSA	ELECTRO SUR MEDIO S.A.A.	Menor a 500 kW	BELLA UNION	CARAVELI	AYACUCHO	SSAA	0.200
399	C.T. ACARI	SEAL - SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	Autorización	CHILCAYMARCA	CASTILLA	AREQUIPA	SSAA	0.460
400	C.T. ARES 2	COMPANIA MINERA ARES S.A.	Autorización	JULIACA	SAN ROMAN	AREQUIPA	SSAA	5.100
401	C.T. TAPARACHI	EMP. GEN. ELECTRICA SAN GABAN S.A.	Autorización	CHACHAS	CASTILLA	PUNO	SINAC	7.800
402	C.T. SHILA	MINERA SHILA S.A.	Menor a 500 kW	LOMAS	CARAVELI	AREQUIPA	SSAA	2.440
403	C.T. LOMAS	SEAL - SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	Menor a 500 kW	UÑON	CASTILLA	AREQUIPA	SSAA	0.080
404	C.T. CHUQUIBAMBA	SEAL - SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	Menor a 500 kW	YAUCA	CARAVELI	AREQUIPA	SSAA	0.340
405	C.T. YAUCA	SEAL - SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	Autorización	YANAQUIHUA	CONDESUYOS	AREQUIPA	SSAA	0.130
406	C.T. ARIRAHUA	MINERA ARIRAHUA	*	PAMPACOLCA	CASTILLA	AREQUIPA	SSAA	2.410
407	C.T. PAMPACOLCA	SEAL - SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	Menor a 500 kW	ATIQUIPA	CARAVELI	AREQUIPA	SSAA	0.200
408	C.T. CHALA	SEAL - SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	Autorización	PUNO	PUNO	AREQUIPA	SSAA	0.420
409	C.T. BELLAVISTA	EMP. GEN. ELECTRICA SAN GABAN S.A.	Menor a 500 kW	RIO GRANDE	CONDESUYOS	PUNO	SSAA	7.850
410	C.T. CARAVELI	SEAL - SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	Autorización	CHAPARRA	CARAVELI	AREQUIPA	SSAA	0.200
411	C.T. ATICO	SIPESA	Menor a 500 kW	CHAPARRA	CARAVELI	AREQUIPA	SSAA	3.220
412	C.T. ATICO	SEAL - SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	Autorización	LLUTA	CAYLLOMA	AREQUIPA	SSAA	0.430
413	C.T. SIGUAS	SEAL - SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	Menor a 500 kW	HUANCA	CAYLLOMA	AREQUIPA	SSAA	1.940
414	C.T. HUANCA	SEAL - SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	Autorización	YURA	AREQUIPA	AREQUIPA	SSAA	0.100
415	C.T. SOCOSANI	SOCOSANI S.A.	*	ICHUÑA	GENERAL SANCHEZ CERRO	AREQUIPA	SSAA	0.800
416	C.T. MOQUEGUA (SIA) - 4	ELECTRO SUR S.A.	Menor a 500 kW	PILCUYO	EL COLLAO	MOQUEGUA	SSAA	0.017
417	C.T. ILAVE	ELECTRO PUNO S.A.A.	Menor a 500 kW	JULI	CHUCUITO	PUNO	SINAC	0.320
418	C.T. JULI	ELECTRO PUNO S.A.A.	Autorización	YURA	AREQUIPA	PUNO	SINAC	0.290
419	C.T. YURA	YURA	Autorización	CERRO COLORADO	AREQUIPA	AREQUIPA	SINAC	6.400
420	C.T. RIO SECO	CIA. MINERA UBINAS S.A.	Autorización	CAYMA	AREQUIPA	AREQUIPA	SSAA	0.800
421	C.T. UBINAS	CIA. MINERA UBINAS S.A.	Autorización	ALTO SELVA ALEGRE	AREQUIPA	AREQUIPA	SSAA	1.820
422	C.T. CHILINA	EGASA - EMP. DE GENERACION DE AREQUIPA S.A.	Autorización	CHIGUATA	AREQUIPA	AREQUIPA	SINAC	53.400
423	C.T. CORIRE	SEAL - SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	*	UBINAS	GENERAL SANCHEZ CERRO	AREQUIPA	SSAA	1.500
424	C.T. MOQUEGUA (SIA) - 10	ELECTRO SUR S.A.	Autorización	AREQUIPA	AREQUIPA	MOQUEGUA	SSAA	0.173
425	C.T. AREQUIPA	ALICORP S.A.	Autorización	AREQUIPA	AREQUIPA	AREQUIPA	SINAC	1.060
426	C.T. MADSA	MANUFACTURAS DEL SUR S.A.	Menor a 500 kW	OCOÑA	CAMANA	AREQUIPA	SSAA	0.930
427	C.T. OCOÑA	SEAL - SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	Autorización	SACHACA	AREQUIPA	AREQUIPA	SSAA	0.320
428	C.T. CERVECERIA DORADA	CIA. CERVECERA DEL SUR	Autorización	UCHUMAYO	AREQUIPA	AREQUIPA	SINAC	2.040
429	C.T. CERRO VERDE (TG)	SOC. MINERA CERRO VERDE S.A.	Autorización	UCHUMAYO	AREQUIPA	AREQUIPA	SINAC	15.200
430	C.T. CERRO VERDE (EL)	SOC. MINERA CERRO VERDE S.A.	*	MATALAQUE	GENERAL SANCHEZ CERRO	AREQUIPA	SINAC	5.000
431	C.T. MOQUEGUA (SIA) - 6	ELECTRO SUR S.A.	Autorización	MOLLEBAYA	AREQUIPA	MOQUEGUA	SSAA	0.017
432	C.T. INCA TOPS	INCA TOPS S.A.	Autorización	LA JOYA	AREQUIPA	AREQUIPA	SINAC	0.655
433	C.T. LA JOYA	SEAL - SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	Autorización	MARISCAL CACERES	CAMANA	AREQUIPA	SSAA	1.410
434	C.T. LA PLANCHADA	INDUSTRIAL PESQUERA ILO S.A.	Autorización	CAMANA	CAMANA	AREQUIPA	SINAC	3.000
435	C.T. CAMANA	SEAL - SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	Menor a 500 kW	LA JOYA	AREQUIPA	AREQUIPA	SSAA	5.910
436	C.T. SAN CAMILO	SEAL - SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	*	PUQUINA	GENERAL SANCHEZ CERRO	AREQUIPA	SSAA	0.100
437	C.T. MOQUEGUA (SIA) - 8	ELECTRO SUR S.A.	*	OMATE	GENERAL SANCHEZ CERRO	MOQUEGUA	SSAA	0.420
438	C.T. MOQUEGUA (SIA) - 7	ELECTRO SUR S.A.	*	SAN CRISTOBAL	MARISCAL NIETO	MOQUEGUA	SSAA	0.030
439	C.T. MOQUEGUA (SIA) - 1	ELECTRO SUR S.A.	*	QUINSTAQUILLAS	GENERAL SANCHEZ CERRO	MOQUEGUA	SSAA	0.050
440	C.T. MOQUEGUA (SIA) - 9	ELECTRO SUR S.A.	*	CUCHUMBAYA	MARISCAL NIETO	MOQUEGUA	SSAA	0.100
441	C.T. MOQUEGUA (SIA) - 3	ELECTRO SUR S.A.	*	LA CAPILLA	GENERAL SANCHEZ CERRO	MOQUEGUA	SSAA	0.220
442	C.T. MOQUEGUA (SIA) - 5	ELECTRO SUR S.A.	Autorización	MOLLENDO	ISLAY	MOQUEGUA	SSAA	0.092
443	C.T. MOLLENDO	SIPESA	Autorización	MOLLENDO	ISLAY	AREQUIPA	SINAC	2.060
444	C.T. MOLLENDO	CORPORACION PESQUERA SAN ANTONIO S.A.	Autorización	MOLLENDO	ISLAY	AREQUIPA	SSAA	1.230
445	C.T. MOLLENDO	EGASA - EMP. DE GENERACION DE AREQUIPA S.A.	Autorización	MEJIA	ISLAY	AREQUIPA	SINAC	106.490
446	C.T. MATARANI	SIPESA	Autorización	MOQUEGUA	MARISCAL NIETO	AREQUIPA	SSAA	3.410
447	C.T. MOQUEGUA	EGESUR S.A. EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA DEL SUR S.A.	Autorización	ILBAYA	JORGE BASADRE	MOQUEGUA	SSAA	1.060
448	C.T. TOQUEPALA	SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION	Autorización	PACCOCHA	ILO	TACNA	SINAC	6.490
449	C.T. REFINERIA DE COBRE	SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION	Autorización	PACCOCHA	ILO	MOQUEGUA	SINAC	9.000
450	C.T. ILO	AUSTRAL GROUP S.A.	Autorización	ILO	ILO	MOQUEGUA	SSAA	5.460
451	C.T. ILO 22 (EN CONSTRUCCION)	ENERSUR - ENERGIA DEL SUR S.A.	Autorización	ILO	ILO	MOQUEGUA	SINAC	135.200
452	C.T. RUBI	PESQUERA RUBI S.A.	Autorización	ILO	ILO	MOQUEGUA	SSAA	3.600
453	C.T. ILO 21	ENERSUR - ENERGIA DEL SUR S.A.	Autorización	ILO	ILO	MOQUEGUA	SSAA	257.600
454	C.T. ARPES	ARMADORES PESQUEROS - ARPES S.A.	Autorización	ILO	ILO	MOQUEGUA	SSAA	2.300
455	C.T. CALANA	EGESUR S.A. EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA DEL SUR S.A.	Autorización	CALANA	TACNA	TACNA	SINAC	25.600

* : Central con situación sin Regularizar en Dirección de Concesiones Eléctricas

** : P.I. (MW) Potencia Instalada a Diciembre de 2000.

SSAA : SISTEMA AISLADO

SINAC : SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN : Sistema

Eléctrico Interconectado Nacional a partir del 18-07-2001:

D.S. N°038-2001-EM)

Proyectos de Centrales Hidroeléctricas. Sistema Interconectado Nacional

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	NIVEL DE ESTUDIO	UBICACIÓN GEOGRÁFICA (DPTO)	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGÍA AÑO MEDIO (GW.h/AÑO)
CH. MAYUSH	Factibilidad	Lima	100	658
CH. OLMOS I	Factibilidad	Lambayeque	140	975
CH. OLMOS II	Factibilidad	Lambayeque	160	1,109
CH. EL PLATANAL	Factibilidad	Lima	200	1,289
CH. JICAMARCA	Factibilidad	Lima	104	298
CH. CHAGLLA	Factibilidad	Huánuco	440	2,963
CH. CHEVES	Factibilidad	Lima	525	2,604
CH. HUANZA	Factibilidad	Lima	86	462
CH. POECHOS I	Preliminar	Piura	17	72
CH. POECHOS II	Preliminar	Piura	10	53
CH. QUITARACSA I	Factibilidad	Ancash	112	563
CH. CULQUI	Factibilidad	Piura	20	87
CH. PAMPABLANCA	Factibilidad	La Libertad	59	227
CH. EL CHORRO	Pre-factibilidad	Ancash	150	1,300
CH. CUMBA	Preliminar	Amazonas	825	4,524
CH. SUMABENI	Preliminar	Junín	1,074	8,281
CH. SHEQUE	Definitivo	Lima	600	1,474
CH. PAQUITZARANGO	Preliminar	Junín	1,379	10,734
CH. MOLLEPATA	Factibilidad	Huancavelica	592	4,980
CH. PIAZ I	Factibilidad	La Libertad	15	101
CH. SAN GABAN I	Factibilidad	Puno	110	670
CH. QUISHUARANI	Factibilidad	Cuzco	90	458
CH. LLUCLLA	Factibilidad	Arequipa	380	2,139
CH. LLUTA I	Factibilidad	Arequipa	140	957
CH. LLUTA II	Factibilidad	Arequipa	140	618
CH. OCOÑA	Preliminar	Arequipa	150	1,034
CH. VILAVILANI III	Factibilidad	Tacna	38	277
CH. CHARCANI VII	Factibilidad	Arequipa	18	111
CH. MOLLOCO I	Factibilidad	Arequipa	200	991
CH. MOLLOCO II	Factibilidad	Arequipa	110	545
CH. MOQUEGUA	Pre - Factibilidad	Moquegua	24	155
CH. LLAMAC	Pre - Factibilidad	Ancash	100	n.d.
CH. PUQUIAN	Pre - Factibilidad	Lima	75	n.d.
CH. LLACLLA	Pre - Factibilidad	Lima	114	n.d.
CH. CURQUISH	Pre - Factibilidad	Lima	70	n.d.
CH. HUAYLILLAS	Pre - Factibilidad	Ancash	42	n.d.
CH. MURI	Pre - Factibilidad	Lima y Ancash	90	n.d.
CH. TABLACHACA	Pre - Factibilidad	Ancash	120	n.d.
CH. EL CAÑO	Factibilidad	Pasco	100	726
CH. UCHUHUERTA	Pre - Factibilidad	Pasco	30	235
CH. CENTAURO	Preliminar	Ancash	20	n.d.
CH. PASO DEL AGUILA	Preliminar	Ancash	38	n.d.

Fuente: Documento de trabajo PRE 2000 - 2010; Base se datos - DGE/DCE

Elaborado: OTERG

SINAC : Sistema Interconectado Nacional (SEIN : Sistema Eléctrico Interconectado Nacional a partir del 18-07-2001; D.S. N°038-2001-EM)

12.2 ANEXO 2: Archivos contentivos de: el listado de los proyectos de líneas de transmisión, el mapa del sistema interconectado nacional y cuadro con las características de las principales líneas de transmisión existentes.

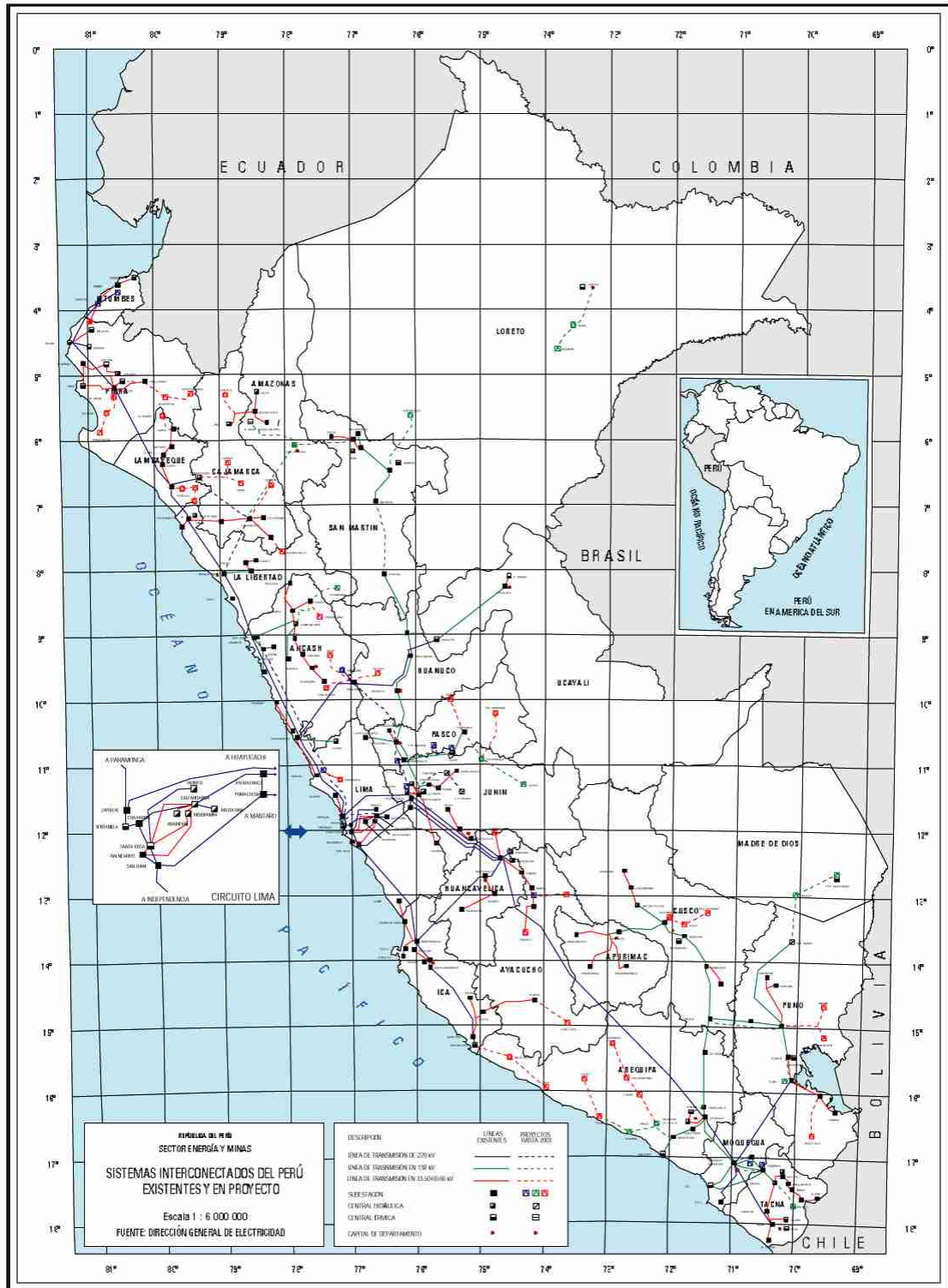
Proyectos de Líneas de Transmisión proyectados hasta el 2003

ITEM	EMPRESA	NO. TERNAS	TENSIÓN (KV)	DESCRIPCIÓN	AÑO DE SERVICIO
1	ETECEN S.A.	2	220	Nueva Segunda Tema	2001
2	SOCIEDAD ELECTRICA SUROESTE S.E.	1	138	Nueva Línea	2001
3	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA PERU S.A.	1	138	Nueva Línea	2002
4	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA PERU S.A.	1	220	Nueva Línea	2003
5	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA PERU S.A.	1	220	Nueva Línea	2003
6	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA PERU S.A.	1	220	Nueva Línea	2003
7	EGASA	1	138	Nueva Línea	2000

Nota: Líneas que tienen concesión definitiva de transmisión otorgada por la Dirección de Concesiones Eléctricas del MEM

Ministerio de Energía y Minas - Atlas Minería y Energía en el Perú 2001

Mapa de Líneas de Transmisión



Características de las principales Líneas de Transmisión existentes en el Sistema Interconectado Nacional

Líneas de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional con tensión nominal de 220 Kv

NOMBRE DE LA LINEA		No. de Temas	Long.por Tema (km)	Long. Real de la Línea (km)
S.E. ZORRITOS	S.E. TALARA	1	135.0	135.0
S.E. TALARA	S.E. PIURA OESTE	1	104.0	104.0
S.E. PIURA OESTE	S.E. CHICLAYO OESTE	P 1	211.2	211.2
S.E. CHICLAYO OESTE	S.E. CARHUAQUERO	1	82.7	82.7
S.E. CHICLAYO OESTE	S.E. GUADALUPE	P 1	83.7	83.7
S.E. GUADALUPE	S.E. TRUJILLO NORTE	P 1	103.4	103.4
S.E. TRUJILLO NORTE	S.E. CHIMBOTE 1	P 1	133.8	133.8
S.E. TRUJILLO NORTE	S.E. CHIMBOTE 1	P 1	133.4	133.4
S.E. CHIMBOTE 1	S.E. PARAMONGA NVA.	P 1	221.2	221.2
S.E. PARAMONGA NVA.	S.E. VIZCARRA	1	145.3	145.3
S.E. VIZCARRA	S.E. ANTMVNA	1	52.1	52.1
S.E. VIZCARRA	S.E. TINGOMARIA	1	173.5	173.5
S.E. TINGO MARIA	S.E. AGUAYTA	P 1	73.3	73.3
S.E. PARAMONGA NVA.	S.E. HUACHO	P 1	55.5	55.5
S.E. HUACHO	S.E. ZAPALLAL	P 1	108.5	108.5
S.E. ZAPALLAL	S.E. VENTANILLA	P 2	18.0	36.0
S.E. VENTANILLA	S.E. CHAVARRIA	P 2	10.6	21.2
S.E. VENTANILLA	S.E. CHAVARRIA	P 1	11.1	11.1
S.E. CHAVARRIA	S.E. SANTA ROSA	P 2	8.5	16.9
S.E. SANTA ROSA	S.E. SAN JUAN	2	26.4	52.7
S.E. SET SAN JUAN	S.E. SET BALNEARIOS	2	9.8	19.6
S.E. SAN JUAN	S.E. INDEPENDENCIA	1	214.8	214.8
S.E. SAN JUAN	S.E. INDEPENDENCIA	1	216.3	216.3
S.E. INDEPENDENCIA	S.E. ACEROS AREQUIPA	1	24.6	24.6
S.E. INDEPENDENCIA	S.E. ICA	1	55.2	55.2
S.E. ICA	S.E. MARCONA	1	155.0	155.0
S.E. INDEPENDENCIA	S.E. HUANCVELICA	2	180.8	361.6
S.E. HUANCVELICA	S.E. MANTARO	2	66.5	132.9
S.E. ZAPALLAL	S.E. HUAYUCACHI	1	244.1	244.1
S.E. CHAVARRIA	S.E. CAJAMARQUILLA	1	21.4	21.4
S.E. CHAVARRIA	S.E. BARSÍ	1	9.5	9.5
S.E. CHAVARRIA	S.E. BARSÍ	1	9.1	9.1
S.E. CAJAMARQUILLA	S.E. CALLAHUANCA	1	36.4	36.4
S.E. CHAVARRIA	S.E. CALLAHUANCA	1	55.4	55.4
S.E. CALLAHUANCA	S.E. MATUCANA	1	22.5	22.5
S.E. CALLAHUANCA	S.E. CALLAHUANCA (EDELG)	1	0.6	0.6
S.E. CALLAHUANCA	S.E. PACHACHACA	2	72.6	145.3
S.E. SANTA ROSA	S.E. HUINCO	2	62.0	124.0
S.E. SAN JUAN	S.E. POMACOCHA	2	112.2	224.4
S.E. POMACOCHA	S.E. PACHACHACA	1	13.5	13.5
S.E. PACHACHACA	S.E. OROYA NUEVA	1	21.2	21.2
S.E. YANANGO	S.E. PACHACHACA	1	89.1	89.1
S.E. CHIMAY	S.E. YANANGO	1	29.5	29.5
S.E. PACHACHACA	S.E. MANTARO	2	194.8	389.6
S.E. POMACOCHA	S.E. MANTARO	2	192.2	384.4
S.E. HUAYUCACHI	S.E. MANTARO	1	79.6	79.6
S.E. MANTARO	S.E. RESTITUCIÓN	3	1.6	1.6
S.E. MANTARO	S.E. COTARUSE	P 2	292.1	584.2
S.E. COTARUSE	S.E. SOCABAYA	P 2	310.9	621.8
S.E. SOCABAYA	S.E. MOQUEGUA	P 1	107.0	107.0
S.E. ILO 2	S.E. MOQUEGUA	2	72.45	144.9

Ministerio de Energía y Minas - Atlas Minería y Energía en el Perú 2001 . P : Calificada como Línea de Transmisión Principal

Características de las principales Líneas de Transmisión existentes en el Sistema Interconectado Nacional

Líneas de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional con tensión nominal de 138 Kv

NOMBRE DE LA LINEA		No. de Temas	Long.por Tema (km)	Long. Real de la Línea (km)
S.E. TRUJILLO NORTE	S.E. MOTIL	1	64.4	64.4
S.E. TRUJILLO NORTE	S.E. TRUJILLO SUR	1	17.3	17.3
S.E. TRUJILLO NORTE	S.E. SANTIAGO DE CAO	2	26.8	53.6
S.E. CHIMBOTE N°1	S.E. CHIMBOTE NORTE	2	6.2	12.4
S.E. CHIMBOTE N°1	S.E. CHIMBOTE SUR	1	13.8	13.8
S.E. CHIMBOTE N°1	S.E. CHIMBOTE N°2	2	8.5	8.5
S.E. CHIMBOTE N°2	S.E. SANTA	1	6.6	6.6
S.E. CHIMBOTE SUR	S.E. NEPEÑA	1	15.0	15.0
S.E. NEPEÑA	S.E. CASMA	1	29.0	29.0
S.E. NEPEÑA	S.E. SAN JACINTO	1	22.0	22.0
S.E. CHIMBOTE N°1	S.E. HUALLANCA	3	83.4	83.7
S.E. PARAMONGA NVA.	S.E. PARAMONGA EXIST.	1	9.6	9.6
S.E. PARAMONGA EXIST.	S.E. CAHUA	2	60.0	60.0
S.E. CARIPA	S.E. CONDORCOCHA	1	12.0	12.0
S.E. OROYA NUEVA	S.E. CARHUAMAYO	1	74.0	74.0
S.E. CARHUAMAYO	S.E. CH YAUPI	1	67.3	67.3
S.E. CH YAUPI	S.E. YUNCAN	1	13.1	13.1
S.E. YUNCAN	S.E. CARHUAMAYO	1	55.3	55.3
S.E. YAUPI	S.E. OXAPAMPA	1	28.3	28.3
S.E. CARHUAMAYO	S.E. PARAGSHA II	1	41.0	41.0
S.E. PARAGSHA II	S.E. PARAGSHA I	1	1.6	1.6
S.E. PARAGSHA II	S.E. UCHUCCHACUA	1	47.9	47.9
S.E. PARAGSHA II	S.E. HUANUCO	1	86.2	86.2
S.E. HUANUCO	S.E. TINGO MARIA	1	88.2	88.2
S.E. TINGO MARIA	S.E. AUCAYACU	1	44.2	44.2
S.E. AUCAYACU	S.E. TOCACHE	1	107.8	107.8
S.E. ABANCAY	S.E. CACHIMAYO	1	94.7	94.7
S.E. CACHIMAYO INCA	S.E. DOLORESPATA	1	13.5	13.5
S.E. DOLORESPATA	S.E. QUENCORO	1	8.3	8.3
S.E. CACHIMAYO INCA	S.E. MACHUPICCHU	1	78.5	78.5
S.E. MACHUPICCHU	S.E. QUENCORO	1	99.4	99.4
S.E. QUENCORO	S.E. TINTAYA	1	188.6	188.6
S.E. TINTAYA	S.E. AZANGARO	1	124.9	124.9
S.E. AZANGARO	S.E. JULIACA	1	78.3	78.3
S.E. AZANGARO	S.E. SAN GABAN II	2	160.0	160.0
S.E. TINTAYA	S.E. CALLALI	1	90.0	90.0
S.E. CALLALI	S.E. SANTUARIO	1	89.6	89.6
S.E. SANTUARIO	S.E. SOCABAYA	2	27.5	55.0
S.E. SOCABAYA	S.E. CERRO VERDE	P 2	10.9	21.8
S.E. CERRO VERDE	S.E. MOLLENDO	P 1	90.1	90.1
S.E. MOQUEGUA	S.E. ILO I	P 1	56.6	56.6
S.E. ILO I	S.E. MILL SITE	P 1	105.7	105.7
S.E. ILO 1	S.E. REPIVERIA	P 1	9.5	9.5
S.E. MOQUEGUA	S.E. MILLE SITE	1	38.7	38.7
S.E. MILL SITE	S.E. BOTIFLACA	1	32.5	32.5
S.E. MOQUEGUA	S.E. BOTIFLACA	1	30.8	30.8
S.E. MOQUEGUA	S.E. BOTIFLACA	1	29.9	29.9
S.E. MOQUEGUA	S.E. TOQUEPALA	P 2	39.0	78.0
S.E. TOQUEPALA	S.E. ARICOTA II	P 1	35.0	35.0

Ministerio de Energía y Minas - Atlas Minería y Energía en el Perú 2001 . P : Calificada como Línea de Transmisión Principal

Descargo de Responsabilidades

La CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO ("Corporación") ha publicado este documento ("Documento") con fines exclusivamente informativos sobre el desarrollo y las actividades de la Corporación y/o sobre temas relacionados al ámbito de Infraestructura.

Por lo tanto, los usuarios no pueden transferir, copiar, imprimir y en general hacer uso de la información, salvo que dicho uso sea sin fines comerciales.

Adicionalmente, este Documento puede incluir trabajos y documentos elaborados por terceros, los cuales pudieran haber sido realizados por consultores ajenos o no a la Corporación.

La presentación de todo este material se efectúa con fines exclusivamente informativos y la Corporación, de ninguna manera, se hace solidaria con sus contenidos o con las implicaciones que de los mismos se pueda realizar.

La Corporación no asume responsabilidad alguna por la información contenida en dichos trabajos y documentos.

Este Documento puede incluir direcciones a sitios web de terceros.

Las direcciones enunciadas no están bajo el control de la Corporación, quien no es responsable de sus contenidos.

La Corporación provee estos enlaces como un servicio a los usuarios del Documento y sus inclusiones no implican el respaldo o la aprobación de los materiales u opiniones publicadas en los mismos.

Por consiguiente, el uso del contenido de este Documento es sólo al riesgo del usuario.

La Corporación no garantiza ni puede ser tenida como responsable por el contenido, la exactitud o la integridad del material que aparece en este Documento y, por lo tanto, sus contenidos no comprometen a la Corporación.

Adicionalmente, bajo ninguna circunstancia la Corporación podrá ser tenida como responsable por pérdidas, daños, compromisos o gastos incurridos o asumidos como resultado del uso del contenido de este Documento.

Nada en este Documento puede o debe interpretarse como una renuncia a las inmunidades, exenciones y privilegios otorgados a la Corporación por su Convenio Constitutivo o por los acuerdos celebrados o que se celebren entre la Corporación y sus países accionistas.

Corporación Andina de Fomento

Sede: Av. Luis Roche, Torre CAF, Altamira.

Apdo. Postal: Altamira 69011.

Caracas, Venezuela.

Vicepresidente de Infraestructura

Antonio Juan Sosa

asosa@caf.com

Director de Análisis y Programación

Sectorial

Rolando Terrazas Salinas

rterrazas@caf.com

Ejecutivo Principal

Alberto Levy Ferré

alevy@caf.com