

ANÁLISIS COMPARATIVO INTERNACIONAL DE PRECIOS DE ELECTRICIDAD

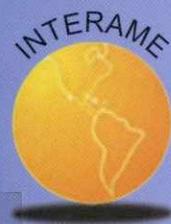
EN EL SECTOR INDUSTRIAL



Libertad y Orden

REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

UPME

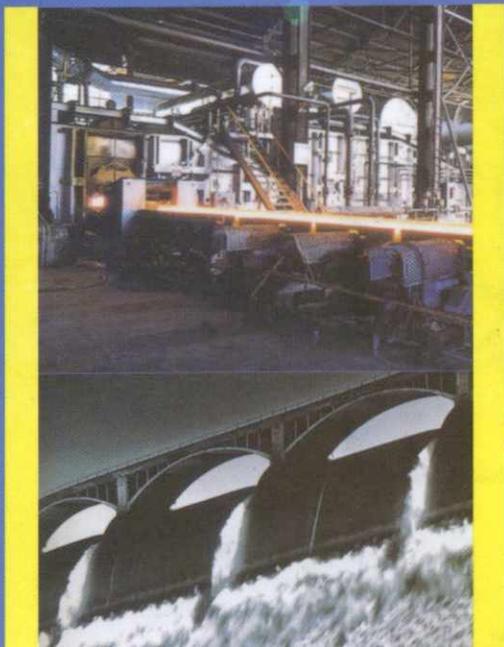


Segunda Edición con Actualización a
Diciembre de 2004

ANÁLISIS COMPARATIVO INTERNACIONAL DE PRECIOS DE ELECTRICIDAD EN EL SECTOR INDUSTRIAL

3.7932
U53a
Ej. 1

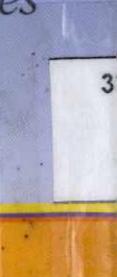
ANÁL



*Cámara de Grandes Consumidores
de Energía y Gas*



REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA



FECHA DE DEVOLUCION
El préstamo de esta obra vence en la fecha
que señala el último sello

		000253
333.7932	Análisis Comparativo Internacional	
U53a	de Precios de electricidad en el	
Ej.1	Sector Industrial	

333.7932
U53a
Ej1

000253

000253

333.7932

U63a

Ej.1

**ANÁLISIS COMPARATIVO INTERNACIONAL
DE PRECIOS DE ELECTRICIDAD
EN EL SECTOR INDUSTRIAL**

SEGUNDA EDICIÓN CON ACTUALIZACIÓN A DICIEMBRE DE 2004

ESTUDIO ELABORADO POR:

- ◆ La Unidad de Planeación Minero Energética UPME, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía de Colombia.
- ◆ La Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI.

CON LA COLABORACION DE:

- ◆ La Asociación Interamericana de Grandes Consumidores de Energía INTERAME.

Y EL APOYO FINANCIERO DE:

- ◆ La Corporación Andina de Fomento – CAF
- ◆ La Fundación para la Educación Superior y el Desarrollo - FEDESARROLLO-

EQUIPO DE TRABAJO

- ◆ Alberto Rodriguez Hernandez
- ◆ Francisco de Paula Toro Zea
- ◆ José Arturo Quirós Boada
- ◆ Hector Daniel Bello
- ◆ Daniel Vicente Romero

Primera Edición: Julio 2004

Segunda Edición: Febrero 2006

© Derechos reservados de autor

ISBN: 958-97750-8-X

DISEÑO E IMPRESIÓN:

Milenio Editores e Impresores
Impreso en Bogotá, D.C., Colombia

TABLA DE CONTENIDO

CAPITULO I.	INTRODUCCIÓN	5
1.1	ANTECEDENTES.....	7
1.2	ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO	8
1.3	ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO AÑO 2003.....	9
1.3.1	Alcance	9
1.3.2	Metodología.....	9
1.4	ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO A DICIEMBRE 2004.....	11
CAPITULO II.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MARCOS REGULATORIOS Y TARIFARIOS	13
2.1	PATRONES DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD.	15
2.1.1	Población y PIB.....	15
2.1.2	Consumos de Electricidad per cápita en América Latina.....	17
2.1.3	Porcentaje de electricidad consumida en el sector industrial.....	18
2.2	ESQUEMAS REGULATORIOS.	19
2.3	LÍMITES DE POTENCIA PARA ACCEDER AL MERCADO NO REGULADO EN CADA PAÍS.	22
2.4	COMPOSICION DEL PARQUE GENERADOR.	22
2.5	ESQUEMAS DE TARIFAS PARA LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	24
2.6	IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y OTROS CARGOS.....	24

EST.F. EEE
2000
1.63

CAPITULO III.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRECIOS DE ELECTRICIDAD PARA NIVEL 4 DE TENSIÓN (V>60 KV)	27
3.1	PRECIOS DE ELECTRICIDAD ACTUALIZADOS AÑO 2003	29
3.1.1	Sistema Permanente de Información	29
CAPITULO IV.	RESULTADOS Y CONCLUSIONES	33
4.1	PRECIOS PARA LA INDUSTRIA CONECTADA A TENSIÓN >57.5 KV, DICIEMBRE 2003	35
4.2	COMPARACIÓN PRECIOS 2000 Y 2003	40
4.3	COMPARACIÓN CON PRECIOS DE SUDÁFRICA PARA LA INDUSTRIA CONECTADA A TENSIÓN >57.5 KV, AÑO 2003	41
4.4	PRECIOS MEDIOS DE ELECTRICIDAD PARA LA INDUSTRIA EN EL AÑO 2003	42
4.5	PRECIOS DICIEMBRE DE 2004, PARA LA INDUSTRIA CONECTADA A TENSIÓN >57.5 KV	43
CAPITULO V.	ANÁLISIS DE LOS PAISES INCLUIDOS	45
5.1	ARGENTINA	47
5.2	BOLIVIA	61
5.3	BRASIL	69
5.4	CHILE	83
5.5	COLOMBIA	93
5.6	ECUADOR	105
5.7	MÉXICO	117
5.8	PARAGUAY	129
5.9	PERU	133
5.10	URUGUAY	145
5.11	VENEZUELA	153
ANEXOS		161
6.1	SUDÁFRICA	163
6.2	CÁLCULO DE LAS TARIFAS MONOMIAS	172
6.3	ACTUALIZACIÓN PRECIOS A DICIEMBRE 2004	174

CAPÍTULO I.

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

Con el fin de analizar en forma objetiva qué tan competitivo es el insumo energético para la industria que consume grandes cantidades de electricidad en Colombia, la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, con el apoyo de la Asociación Nacional de Industriales ANDI - Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas Natural, contrató en el año 2001 un estudio comparativo de los precios de la electricidad en la industria colombiana, con respecto a aquellos vigentes en otros países¹.

El estudio tuvo como objetivo principal evaluar la competitividad de los precios de energía eléctrica al año 2000 en los principales sectores industriales electro-intensivos de nuestro país, respecto a los precios existentes en Argentina, Brasil, Canadá, México, Venezuela y Sudáfrica. Se revisaron los precios de energía de los sectores minero, siderúrgico, textil, cemento, de pulpa y papel y azúcar.

En el grupo de países estudiados, se encontró diversidad entre los marcos regulatorios vigentes, con diferentes grados de desarrollo en los procesos de regulación y transformación del sector eléctrico. Se encontró además que existen diferencias en las condiciones para el acceso al mercado no regulado y que las tarifas en general varían de acuerdo con el nivel de tensión al cual se encuentran conectados los usuarios.

Al considerar las tarifas con impuestos, en el sector minero, se encontró que las tarifas de Colombia eran muy superiores a las de Venezuela, Brasil y Sudáfrica, y comparables con el sector minero no ferroso de Argentina; en el sector siderúrgico Venezuela y Brasil presentaban tarifas inferiores, y Argentina y México superiores a las de Colombia; en el sector cemento, se observó que con excepción de un productor en Alberta (Canadá), los precios de Colombia eran menores; en el sector textil, las tarifas de Colombia eran menores que las de Venezuela y México; en el sector papel, las tarifas eran superiores a las tarifas medias en Canadá y menores con respecto a las de los demás países estudiados; en el sector azúcar, se encontró que los precios en Colombia eran más bajos que los de Brasil y Argentina y superiores a los de México.

1. Análisis Comparativo Internacional de los precios de electricidad en el sector industrial colombiano UPME. ANDI. Consorcio Consultores Unidos -Consultoría Colombiana-. Febrero del 2002.

En la siguiente tabla se muestran los precios medios de la energía encontrados para el año 2000 en cada uno de los países que fueron analizados:

TABLA 1.1 COMPARACIÓN POR PAÍSES DE LA COMPOSICIÓN DE LA PRECIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL AÑO 2000.

Precios Energía Eléctrica, Año 2000 (centavos de dólar americano por kWh)							
País	Generación	Transmisión	Subtransmisión Distribución	Otros (1)	Impuestos (2) Contribuciones	Total	TDC (Promedio)
Colombia	2.28	0.56	0.36	0.74	0.79	4.74	2.088
Argentina	2.32		1.02	0.16	0.52	4.02	1.00
Brasil	2.35	0.42	0.46	0.08	0.59	3.89	1.79
Canadá (Alberta) (3)	4.00		0.25	0.23	-	4.47	1.59
México		3.92		0.88	-	4.81	9.46
Sudáfrica	1.17	0.16	0.20	-	-	1.53	8.09
Venezuela	1.68	0.29		3.76		5.73	648.75
Venezuela (Guyana)			1.68			1.68	648.751

TDC=Tasa de Cambio

(1) Incluye restricciones

(2) No incluye IVA. Incluye contribuciones e impuestos municipales

(3) El cargo de generación se ha reducido durante el 2001 y en lo corrido del 2002

En el estudio se concluyó que uno de los factores que más incide en el precio final para los sectores considerados en Colombia es la contribución (impuesto) del 20% que se cobra sobre el valor de la factura de energía eléctrica con destino al Fondo de Solidaridad del Sector Eléctrico.

1.2 ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO

En primer lugar se presenta el análisis comparativo de los marcos regulatorios existentes para las tarifas de los grandes consumidores de energía eléctrica. Se describen aspectos relacionados con el esquema de mercado de cada país, los límites de potencia para que los consumidores puedan acceder al mercado libre (no regulado), la composición del parque generador, los impuestos y los esquemas de subsidios y contribuciones vigentes en cada país.

Posteriormente se comparan las tarifas totales encontradas para las industrias que se encuentran conectadas a niveles de tensión por encima de los 57.5 KV; para Colombia se consideran las industrias conectadas al nivel 4 de tensión (>60 KV). A diferencia del estudio anterior, no se comparan sectores industriales específicos, puesto que en ningún país se hacen diferenciaciones en las tarifas de electricidad por el tipo de industria.

Luego se presentan los resultados y conclusiones, se analiza el precio total y cada uno de sus componentes y se comparan los resultados del año 2003 con el año 2000 identificando los aspectos claves que influyeron en los cambios.

Por último, se presenta un informe detallado para cada país del estudio. Se muestran sus principales indicadores macroeconómicos, la descripción general de sus sistemas eléctricos, el marco regulatorio vigente y el mercado de los grandes consumidores de energía eléctrica. Se incluye además, una descripción de la estructura existente para la obtención de las tarifas de electricidad aplicables a todos los consumidores y un resumen de las encuestas adelantadas, para conocer de primera mano las tarifas pagadas por los grandes consumidores. El capítulo finaliza con un aparte sobre el sistema permanente de información para actualizar en forma recurrente los precios pagados por los grandes consumidores en energía de cada país.

El documento contiene tres anexos. El primero de ellos contiene información sobre las tarifas aplicables a los grandes consumidores en Sudáfrica. Se ha querido mantener actualizada la información de éste país, principalmente por ser un competidor directo de la industria minera colombiana, y un punto de referencia importante por contar con las tarifas más competitivas del mundo.

El segundo anexo presenta la metodología para convertir diferentes esquemas binomios y mixtos de tarifas a una tarifa monomía equivalente y poderlas comparar con las tarifas monomías vigentes en Colombia.

El tercer anexo^a presenta las principales modificaciones regulatorias sucedidas en los países del estudio durante el año 2004 y el primer semestre del año 2005.

1.3 ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO AÑO 2003

1.3.1 Alcance

Ante los actuales procesos de integración regional e internacionalización de las economías y los tratados de libre comercio en desarrollo, más los cambios estructurales en la industria energética ocurridos en algunos países de la región, es necesario revisar el actual marco competitivo de las industrias de nuestro país con relación a todos los países suramericanos, incluyendo a México.

En desarrollo del Convenio interinstitucional UPME-ANDI, con la colaboración de INTERAME y el apoyo financiero de la Corporación Andina de Fomento CAF, se procedió a actualizar el estudio comparativo de los precios de electricidad para los grandes consumidores industriales, considerando la recomendación de desarrollar un sistema de información permanente que permita conocer periódicamente la evolución de los precios de energía para el sector industrial en los países de interés. La actualización se ha concentrado en esta oportunidad solamente en los precios de energía, sin entrar a analizar la participación de los costos de la electricidad en la estructura de los costos del sector industrial en cada país.

Con posterioridad a la presente actualización se ampliará el alcance a los países de América Central, Estados Unidos y Canadá, además de extenderlo al cubrimiento de todos los sectores de consumo.

1.3.2 Metodología

Se consultaron los informes de los organismos especializados entre ellos la Comisión de Integración Energética Regional - CIER, la Organización Latinoamericana de Energía - OLADE, la Comisión Económica para América Latina y el Caribe - CEPAL, la Asociación Latinoamericana de Integración - ALADI, informes del Banco Mundial, y del Foro Económico Mundial, entre otros.

TABLA 1.2 FUENTES DE INFORMACIÓN REGIONALES.

CEPAL Comisión Económica para América Latina y el Caribe www.cepal.org	ALADI Asociación Latinoamericana de Integración www.aladi.org
CIER Comisión de Integración Energética Regional www.cier.org.uy	OLADE Organización Latinoamericana de Energía www.olade.org

a. Incluido en la segunda edición.

Se recolectó la información consultando las diferentes entidades relacionadas con el sector eléctrico, en cada uno de los países estudiados. Se han tomado como fuentes oficiales, las entidades operadoras de los mercados mayoristas en cada país, sus organismos reguladores, los centros de despacho de energía eléctrica y las asociaciones miembros de la Asociación Interamericana de Grandes Consumidores de Energía -INTERAME-. Se tomaron informes de las respectivas páginas WEB las cuales se consultarán periódicamente para la actualización permanente de costos de energía.

La siguiente tabla presenta las fuentes de información de los organismos operativos y reguladores de cada país; en algunos países se mencionan otras fuentes utilizadas. Se señala en donde ha sido posible, la dirección de la página web respectiva.

TABLA 1.3 FUENTES DE INFORMACIÓN DE LOS PAÍSES DEL ESTUDIO.

País	Operador	Regulador	Otras fuentes
ARGENTINA	CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista www.cammesa.com	ENRE: Ente Regulador de la Electricidad www.enre.gov.ar	AGUEERA: Asociación de Grandes Usuarios de Electricidad de la República Argentina www.agueera.com.ar
BOLIVIA	CNDC: Comité Nacional de Despacho de Carga www.cnb.net/cndc/	SUPÉRELE: Superintendencia de Electricidad www.superele.gov.bo	
BRASIL	ONS: Operador Nacional del Sistema Eléctrico www.ons.com.br	ANEEL: Agencia Nacional de Energía Eléctrica www.aneel.gov.br	ABRADEE: Asociación Brasileira de empresas de distribución de energía eléctrica www.abradee.com.br
CHILE	CDEC-SIC: Centro de Despacho Económico de Carga. Sistema Interconectado Central www.cdec-sic.cl	CNE: Comisión Nacional de Energía www.cne.cl	CDEC-SING: Centro de Despacho Económico de Carga. Sistema Interconectado Norte Grande www.cdec-sing.cl
COLOMBIA	MEM: Mercado Mayorista de Energía www.mem.com.co	CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas www.creg.gov.co	ISA: Interconexión Eléctrica S.A. www.isa.com.co UPME: Unidad de Planeación Minero Energética www.upme.gov.co
ECUADOR	CENACE: Centro Nacional de Control de Energía www.cenace.org.ec	CONELC: Consejo Nacional de Electricidad www.conelec.gov.ec	
MÉXICO	CFE: Comisión Federal de Electricidad www.cfe.gob.mx	CRE: Comisión Reguladora de Energía www.cre.gob.mx	
PARAGUAY	ANDE: Administración Nacional de Electricidad www.ande.gov.py		
PERÚ		OSINERG: Organismo Supervisor de la Inversión de la Energía www.osinerg.gob.pe	CTE: Comisión de Tarifas de Energía www.cte.org.pe
URUGUAY	UTE: Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas www.ute.com.uy	URSEA: Unidad de Regulación de los Servicios de Energía y Agua www.ursea.gub.uy	
VENEZUELA	CAVEINEL: Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica www.caveinel.org.ve	FUNDELEC: Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico www.fundelec.org.ve	EDELCA: Electrificación del Carona www.edelca.com.ve

Para la verificación de la calidad de la información, se efectuaron encuestas a industriales en algunos de los países estudiados.

Las encuestas del Ecuador fueron recogidas por la Asociación de Grandes Consumidores de Electricidad del Ecuador EGRANCONEL, las del Perú por la Asociación de Consumidores Intensivos de Energía del Perú ACIDE, las de Brasil por una firma consultora contratada² y las de Colombia por la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la Asociación Nacional de Empresarios ANDI. La información de Argentina fue ampliada y verificada por la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina AGUEERA.

2. CH Consultoría e Engenharia S/C Ltda. Análisis de información de las encuestas de Brasil. Dic. 2003.

Se compararon los resultados de las encuestas con la información obtenida de las páginas web de los organismos operadores y reguladores de los países del estudio y con base en el análisis de dichas comparaciones se estableció una metodología individual para cada país con el fin de facilitar la posterior actualización y comparación de los costos de energía para los grandes consumidores industriales.

1.4 ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO A DICIEMBRE 2004.

SEGUNDA EDICIÓN DEL ESTUDIO

Para esta segunda edición en el capítulo 4 se incluye información de precios medios de electricidad para la industria en el año 2003, y los precios actualizados a diciembre de 2004 para la industria conectada a nivel de tensión superior a 57.5 KV, con información de los grandes consumidores de los países centroamericanos.

Así mismo, se incluye el Anexo 6.3, en el cual se reseñan las principales modificaciones normativas registradas en los países incluidos en el estudio, y se adiciona información de los países centroamericanos. Finalmente se incluye información de los precios medios de electricidad para el sector industrial de Estados Unidos, publicada mensualmente por la Energy Information Agency (EIA -Página WEB www.eia.doe.gov).

CAPÍTULO II.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MARCOS REGULATORIOS Y TARIFARIOS

CAPITULO II. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MARCOS REGULATORIOS Y TARIFARIOS

2.1 PATRONES DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD

Con el fin de tener una visión más completa de los países incluidos en la presente actualización del estudio de precios internacionales de electricidad para la industria, se presenta el análisis comparativo de algunos parámetros macroeconómicos relacionados con el consumo de electricidad.

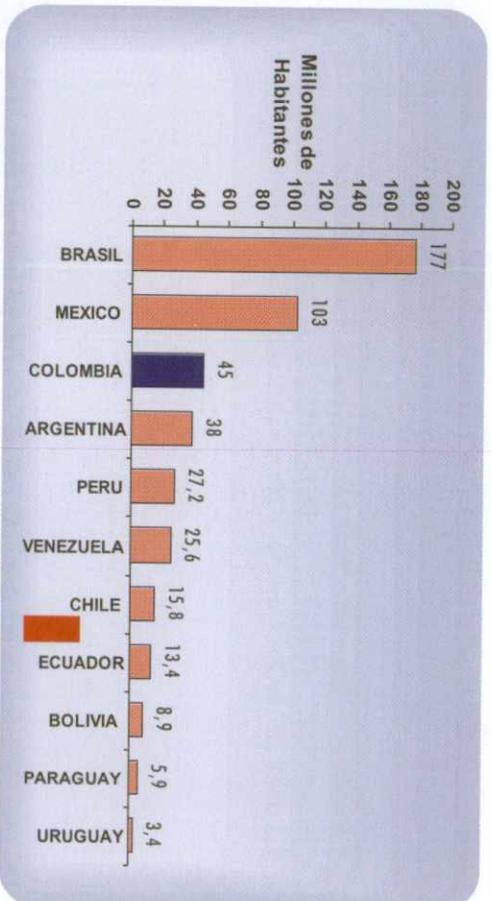
2.1.1 Población y PIB.

Las siguientes gráficas comparan la población y el Producto Interno Bruto PIB de los países del estudio con cifras del 2003 de la CEPAL³. Brasil con 177 millones de habitantes es el país más poblado y el de mayor PIB de la región con 765,000 millones de dólares de 1995. México lo sigue, tanto en población como en PIB, con valores un poco superiores a la mitad de los valores del Brasil. Colombia es el tercer país más poblado del área y el cuarto después de Argentina en el PIB del año 2003. Uruguay, Paraguay y Bolivia son los países con la menor población y PIB.

El PIB per cápita resultante mostrado en la gráfica 2.3 indica que los países del cono sur Argentina, Chile, Uruguay y Brasil, junto con México superan ampliamente a los demás países del estudio, con valores superiores a los 4,000 dólares del año 1995 por habitante. Los países de la Comunidad Andina, Venezuela, Perú y Colombia se sitúan luego con valores del orden de los 2,400 dólares por habitante. Los países con menor índice PIB / cápita son Ecuador, Paraguay y Bolivia.

3. CEPAL. www.cepal.org Informe preliminar 2003

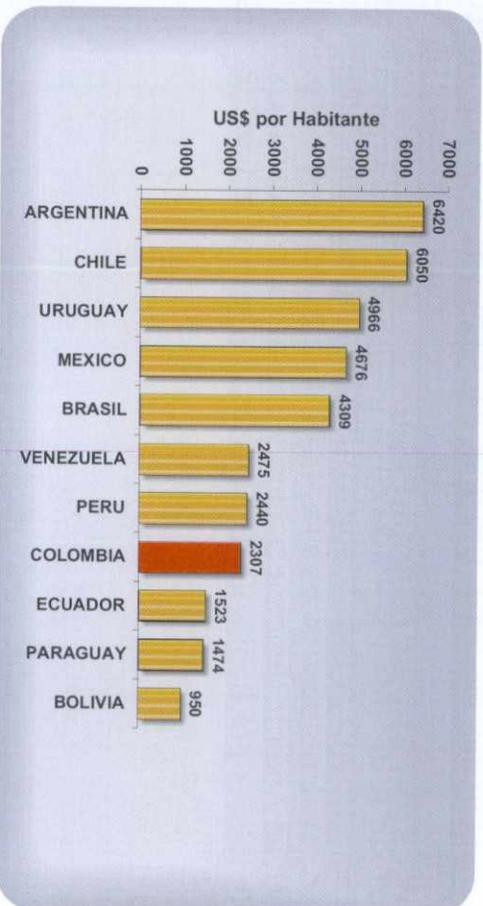
GRÁFICA 2.1 POBLACIÓN DE LOS PAÍSES DEL ESTUDIO



GRÁFICA 2.2 PRODUCTO INTERNO BRUTO AÑO 2003



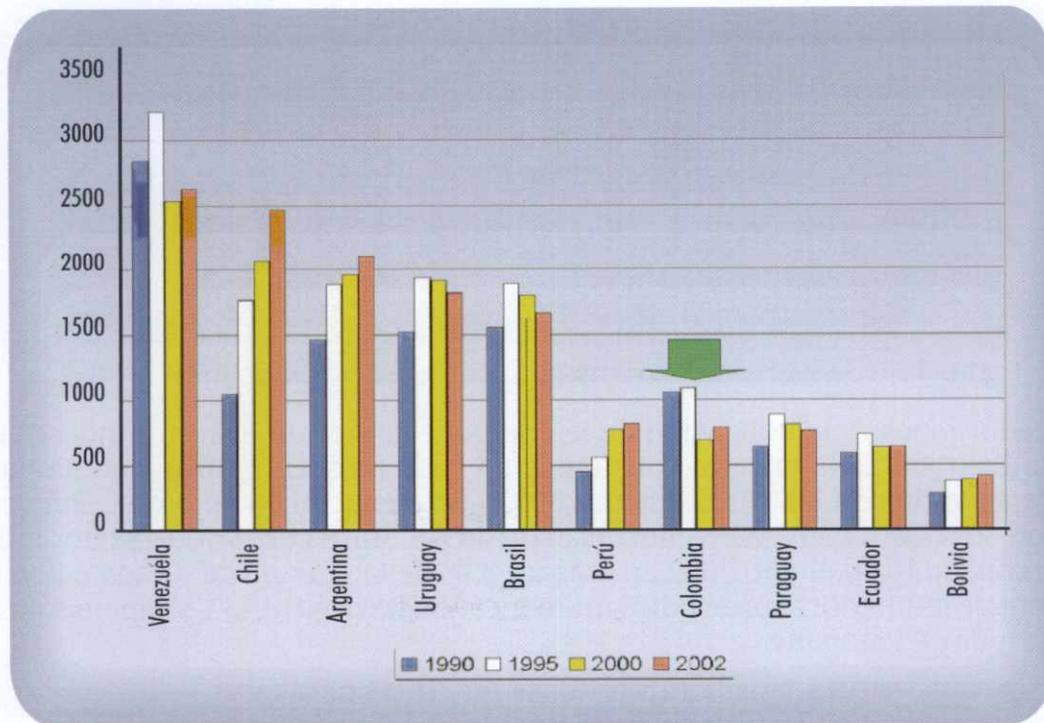
GRÁFICA 2.3 PRODUCTO INTERNO BRUTO PER CÁPITA PARA AÑO 2003.



2.1.2 Consumos de Electricidad per cápita en América Latina.

Uno de los indicadores más importantes para conocer el grado de desarrollo de un país es el consumo de electricidad per cápita. Venezuela, Chile y Argentina se sitúan en los lugares más altos entre los países estudiados y Colombia ocupa uno de los lugares más bajos, superando a Ecuador, Paraguay y Bolivia en el año 2002.

GRÁFICA 2.4 CONSUMOS DE ELECTRICIDAD PER CÁPITA EN SURAMÉRICA.



Fuente: CIER: Año 1990 y 1995. Año 2000 y 2002 calculado con la información de Demanda total de energía y población

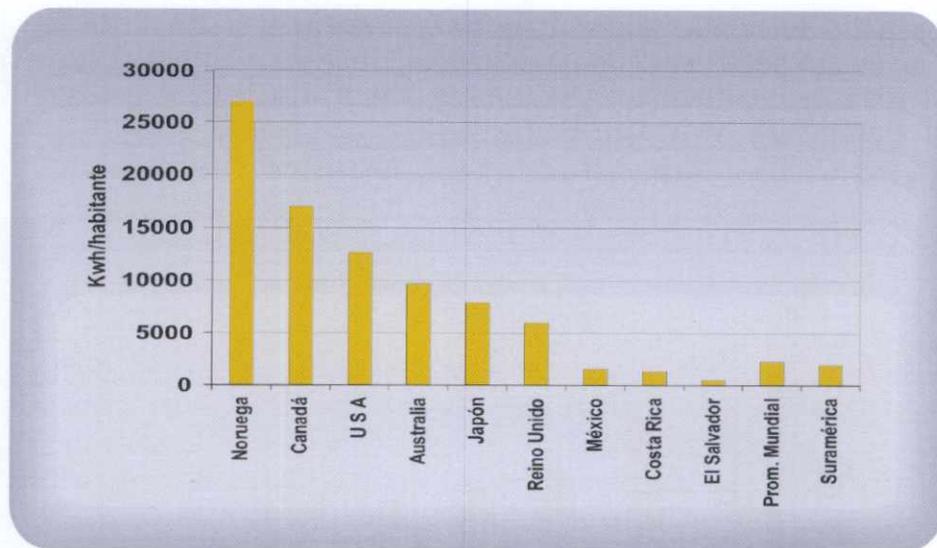
Se observa que en el periodo 1990 al año 2000 Colombia y Venezuela fueron los únicos países que muestran decrecimiento en el consumo per cápita.

Contrasta el decrecimiento de Colombia con el importante crecimiento de Chile en la última década. Ambos países mostraban un consumo per cápita de 1,050 kwh/hab. en 1990 y mientras Chile llegó a 2,469 kwh/hab en el 2002, Colombia disminuyó a 817 kwh/hab en el mismo año.

El promedio Suramericano a su vez está ligeramente por debajo del promedio mundial⁴, como se muestra en la gráfica siguiente, en donde se incluye Estados Unidos con un indicador de 12,700 kwh/habitante-año, México con 1,600 kwh/habitante-año, Costa Rica con 1,353 kwh/habitante-año y El Salvador con 537 Kwh/habitante-año.

4. ISA. Decisiones de Inversión. Impulsores y Frenos Conferencia presentada en la XXXVII Reunión de Altos Ejecutivos de la CIER. Viña del Mar. Nov 2002.

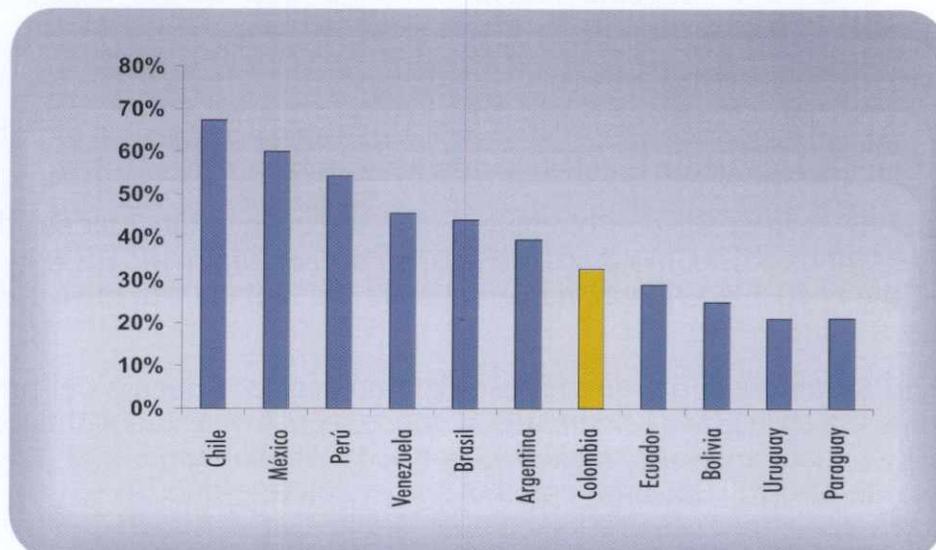
GRÁFICA 2.5 CONSUMOS DE ELECTRICIDAD PER CÁPITA EN EL MUNDO. AÑO 2001.



2.1.3 Porcentaje de electricidad consumida en el sector industrial.

Este indicador muestra la utilización de la energía eléctrica en el sector industrial como un porcentaje del total de la energía consumida en cada país. La gráfica 2.6 compara este indicador de acuerdo con las cifras del año 2002⁵. Se destacan en su orden Chile con el 67%, México con 60%, Perú con 54%, Venezuela con 46% y Brasil con 44%. El sector industrial colombiano consumió en el año 2002 apenas un 33% de la energía facturada a nivel nacional. Este porcentaje es inferior al promedio suramericano que llega al 43% y supera sólo a Ecuador, Bolivia, Uruguay y Paraguay.

GRÁFICA 2.6 PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL SECTOR INDUSTRIAL.



5. Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER -Comisión de Integración Energética Regional-. 2003.

Es importante observar que Colombia consume más electricidad en el sector residencial que en el sector industrial, contrariamente a lo que ocurre con los principales países competidores en Suramérica. Este indicador nos muestra que el país tiene en general un menor número de empresas de alto consumo energético, principalmente en el sector minero y en el sector metalúrgico, que las que existen en los países del área, a pesar de poseer unas características geológicas similares.

2.2 ESQUEMAS REGULATORIOS.

Los esquemas de regulación del sector eléctrico vigentes en los once países estudiados son diferentes y van desde los casos de México, Paraguay y Venezuela, en donde las tarifas de electricidad para la industria son reguladas directamente por el estado, hasta los de Colombia y Argentina, donde existe competencia en las actividades de generación y comercialización. Los precios de electricidad de los consumidores intensivos de electricidad para la gran mayoría de los países se pueden pactar y negociar en forma libre con los agentes suministradores.

En general se ha encontrado que la tendencia en todos los países analizados, aún en México, es la de ir hacia un sistema eléctrico competitivo, con fuerte presencia del sector privado, y cada día más abierto a la libre negociación de las tarifas de los consumidores finales.

El grado de desarrollo en la regulación de los mercados eléctricos en cada país se señala en el mapa de la Gráfica 2.7. (siguiente página)

En cuanto al marco regulatorio y su relación con la regulación tarifaria pertinente a los Grandes Consumidores en cada país, se puede señalar lo siguiente:

- ◆ Argentina: en el mercado mayorista los grandes consumidores pueden establecer contratos a término y también pueden realizar compras de energía al precio de mercado. Los grandes usuarios se clasifican, dependiendo de la demanda de los mismos, en GUMAS (Grandes Usuarios Mayores), GUMES (Grandes Usuarios Menores) y GUPAS (Grandes Usuarios Particulares). El límite para entrar al mercado no regulado es de 30 KW.
- ◆ Bolivia: existe un mercado mayorista en el que los grandes consumidores de energía también pueden participar en forma directa como agentes de dicho mercado. Los consumidores no regulados pueden suscribir contratos de abastecimiento con generadores o distribuidores, pactados libremente en cuanto a precios y cantidades de energía y potencia de punta. Si un consumidor no regulado no cuenta con contratos de suministro para toda o parte de su demanda, puede comprar energía del mercado spot, previa suscripción de un contrato de adhesión con el Comité Nacional de Despacho de Carga. El límite para entrar al mercado no regulado es de 1 MW
- ◆ Brasil: los Grandes Consumidores pueden acceder al mercado mayorista para la compra de energía eléctrica. El cargo de transporte es función de la ubicación de los puntos de entrega y de recibo de energía, calculados con metodologías de factores nodales. Además, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) establece en la Resolución 282 de 1999 que las tarifas del sistema de transmisión son compartidas entre la generación y la demanda en proporciones de 50% y 50%, respectivamente. El límite para entrar al mercado no regulado es de 3 MW.

GRÁFICA 2.7 ESTADO DEL DESARROLLO DE LOS ESQUEMAS DE MERCADO EN LATINOAMÉRICA PARA GRANDES CONSUMIDORES



- ◆ Chile: los grandes usuarios pueden negociar los precios y las condiciones de suministro eléctrico directamente con las empresas generadoras o distribuidoras (no existen los agentes comercializadores). Se negocian precios de nodo que incluyen los costos de generación y transmisión de alta tensión, en cada uno de los dos sistemas independientes, el sistema central y el del norte grande en donde están ubicadas las principales industrias mineras. El límite para entrar al mercado no regulado es de 2 MW.
- ◆ Colombia: los grandes consumidores no participan directamente en el mercado mayorista de energía y son representados por comercializadores. Sólo negocian los precios de generación y comercialización, que son del orden del 50% del precio total de la energía eléctrica.

Los precios de transmisión, distribución y restricciones son regulados. Es el único país del estudio en donde el costo de transmisión es "estampilla", es decir es igual para todos los consumidores sin importar su ubicación geográfica. Colombia también es el único país en donde las tarifas pactadas son monómicas. El límite para entrar al mercado no regulado es de 100 KW o 55,000 kWh-mes.

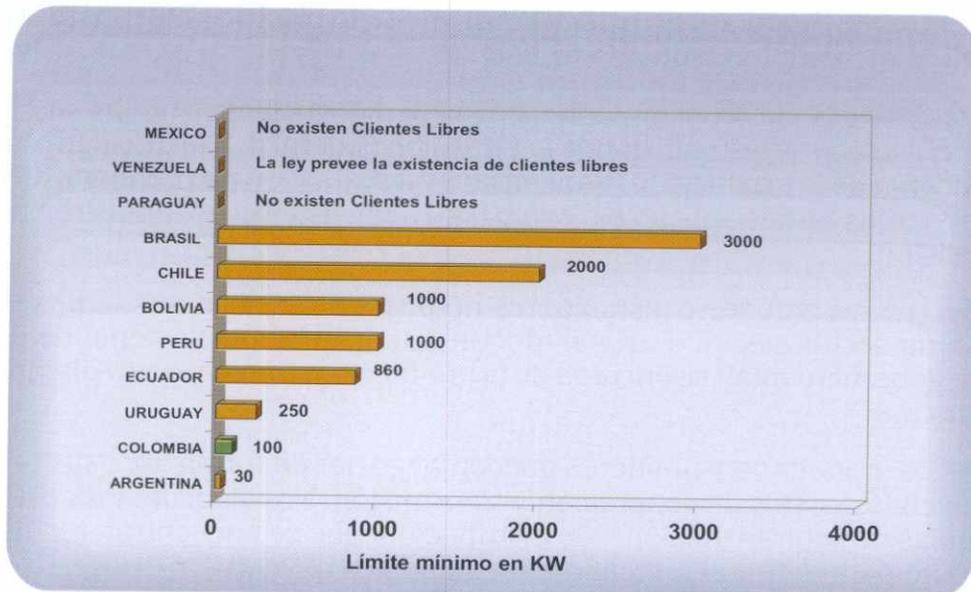
- ◆ Ecuador: los grandes consumidores pueden negociar sus tarifas en forma libre con los generadores y distribuidores y participan activamente en el directorio del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y en el mercado eléctrico mayorista (MEM). El límite para entrar al mercado no regulado es 860 KW.
- ◆ México: los grandes consumidores no pueden negociar sus tarifas en forma libre. Presenta un sector eléctrico estatal, donde la Comisión Federal de Electricidad (ente gubernamental) se encarga de la producción, transmisión y distribución de la energía eléctrica; así como de proponer las tarifas aplicables, con base en un sistema de tarifas regionales y por niveles de tensión.
- ◆ Paraguay: los grandes consumidores no pueden negociar sus tarifas en forma libre. Presenta un sector eléctrico estatal, donde Administración Nacional de Electricidad - ANDE (ente gubernamental) se encarga de la producción, transmisión y distribución de la energía eléctrica.
- ◆ Perú: los grandes consumidores pueden negociar en forma libre sus precios en barra, que incluyen los costos de generación y transmisión. No negocian los costos por el uso de los sistemas de subtransmisión y de distribución, que se encuentran regulados por OSINERG. El límite para entrar al mercado no regulado es de 1 MW.
- ◆ Uruguay: los grandes consumidores pueden actuar directamente como agentes participantes del mercado, o realizar acuerdos con un comercializador que los represente. También tienen la opción de continuar como clientes regulados del distribuidor que los atiende a las tarifas fijadas por el regulador. El límite para entrar al mercado no regulado es de 250 KW.
- ◆ Venezuela: los grandes consumidores no pueden negociar sus tarifas en forma libre. Las tarifas están reguladas directamente por el estado para cada una de las empresas, considerando tarifas regionales y niveles de tensión. Hay gran diferencia en los precios cobrados en la región occidental y la de Guayana donde los precios son fijados por la empresa EDELCA y donde esta ubicada la mayor parte de la industria de mayor consumo eléctrico del país.

Finalmente, es importante señalar que en ninguno de los países existe una tarifa diferencial explícita por tipo de sector industrial. Las diferencias de un usuario a otro se dan principalmente por el nivel de tensión al cual están conectados. En algunos casos, por razones de ubicación geográfica, por los cargos de transmisión en función de la distancia y por diferentes impuestos regionales y municipales.

2.3 LÍMITES DE POTENCIA PARA ACCEDER AL MERCADO NO REGULADO EN CADA PAÍS.

En la siguiente gráfica se comparan los niveles de consumo a partir de los cuales los grandes consumidores de energía pueden negociar libremente sus tarifas de energía en cada uno de los países del estudio:

GRÁFICA 2.8 COMPARACIÓN DE LOS LÍMITES DE POTENCIA



PARA ACCEDER AL MERCADO NO REGULADO

Nota: En el caso de Colombia el límite es de 100 KW o 55,000 kWh.

México, Venezuela y Paraguay, por tener esquemas regulados, no permiten la libre negociación de tarifas para los grandes consumidores. En Brasil sólo los consumidores con consumos superiores a 3 MW pueden negociar libremente sus tarifas, y se espera que pronto se disminuya el límite para ampliar el mercado de clientes libres. Colombia y Argentina tienen los límites más bajos para acceder al mercado libre.

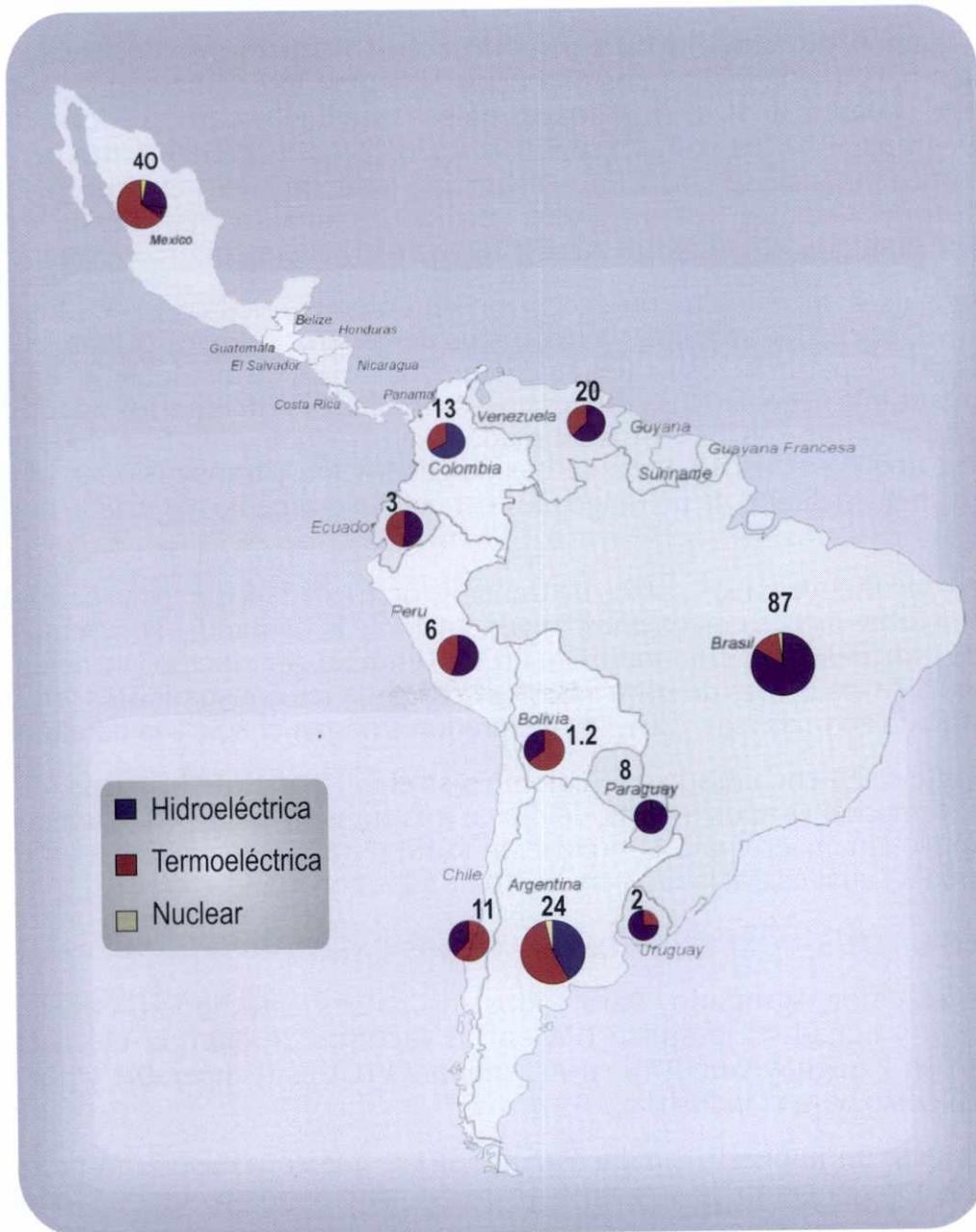
2.4 COMPOSICION DEL PARQUE GENERADOR.

La composición del parque generador en cada país, es un factor que determina en primera instancia qué tan costoso puede ser el servicio de energía eléctrica.

En el mapa de la Gráfica 2.9 se muestra la composición existente de la capacidad instalada de generación en cada uno de los países del estudio a Diciembre de 2003. Se indica adicionalmente el valor en GW de la capacidad instalada total de cada país.

La mayor capacidad instalada de generación de la región es la de Brasil con 87 GW, un poco más del doble de México que cuenta con 40 GW. México a su vez duplica a Argentina y Venezuela que tienen 24 GW y 20 GW de capacidad instalada de generación respectivamente, países que duplican a Colombia y Chile, quienes a su vez duplican al Perú y Paraguay. Los países con menor capacidad instalada son Ecuador, Uruguay y Bolivia con 3 GW, 2GW y 1 GW respectivamente.

GRÁFICA 2.9 CAPACIDAD INSTALADA EN GW Y COMPOSICIÓN DEL PARQUE GENERADOR EN CADA PAÍS.



La capacidad instalada de generación por país, muestra que en Paraguay, Uruguay, Brasil, Venezuela, Colombia, Perú y Ecuador, predomina la hidroelectricidad, mientras en Argentina, Bolivia, México y Chile predomina la generación térmica principalmente a gas natural.

Argentina a pesar de tener una composición de generación en su mayoría térmica, tiene los costos de generación más bajos del orden de 0.8 cUS\$/Kwh por efectos de la gran devaluación ocurrida a principios del año 2002. Todas las tarifas de electricidad y gas natural permanecieron en pesos argentinos, trayendo como consecuencia que los consumidores industriales vieron reducidas sus tarifas de energía en dólares a una tercera parte, sin embargo, estas medidas han impactado negativamente el negocio de la generación. A la fecha de publicación de ésta actualización se conoció que el Gobierno Argentino ha convenido elevar los precios de gas natural en forma gradual hasta julio del 2005, y los consiguientes aumentos en los costos de generación se irán trasladando a los grandes consumidores.

2.5 ESQUEMAS DE TARIFAS PARA LOS SISTEMAS DE TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA.

La actualización del estudio ha permitido conocer en mayor detalle los esquemas existentes para trasladar los costos de los sistemas interconectados de transmisión nacional a los usuarios finales. En todos los países estudiados con excepción de Colombia, los costos de transmisión en voltajes superiores a los 220 KV son diferentes para cada nodo del sistema y dependen de su ubicación y distancia a los centros de generación. En Colombia, los costos de transmisión del Sistema Interconectado Nacional son "Estampilla" e iguales para todos los consumidores sin importar su ubicación en el sistema interconectado.

En todos los países del estudio con excepción de Colombia, los costos de los sistemas de transmisión sobre 220 KV se suman a los costos de generación para definir unos costos en barra, o en nodo, a partir de los cuales se definen las tarifas de alta tensión. En Perú y Chile los precios libres que negocian los grandes consumidores se refieren a los nodos de conexión a 220 KV y se comparan con los costos estimados por el regulador para un nodo de referencia del sistema; con ello se busca que las tarifas de generación y transmisión para los usuarios regulados se ubiquen dentro de un rango muy cercano al promedio negociado por los clientes libres.

Otro aspecto que influye en los costos de transmisión trasladados a los usuarios es la forma como se comparten dichos costos entre la generación y la demanda. Por ejemplo, en Brasil, los costos de transmisión se comparten en un 50% entre la generación y la demanda; en Colombia el 100% de los costos de transmisión se cargan a los consumidores; en Chile, con la nueva ley emitida en marzo de 2004, los generadores pagan el 80% y la demanda el 20%.

Adicionalmente se ha encontrado que Colombia es el único país de los estudiados que tiene un impuesto temporal (7 años a partir del 2003) a la transmisión de \$1/Kwh con destino al Fondo de Apoyo Financiero para Energización Rural (FAER), equivalente a un 6% del cargo de transmisión el cual es trasladado en un 100% a los consumidores.

2.6 IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y OTROS CARGOS

Impuestos al Valor Agregado. Para todos los países estudiados, con la excepción de Colombia y Ecuador, se aplica IVA en las facturas de energía eléctrica, variando entre un 10% en Paraguay y un 27% en Argentina. El IVA es recuperable y por tanto no se constituye en costo para el industrial.

En Brasil se tiene un impuesto similar llamado ICMS que se recupera en promedio en un 90%, dependiendo del grado de consumo de electricidad en los procesos productivos de la industria.

Contribuciones. En Colombia, Ecuador y Argentina, los grandes usuarios industriales pagan contribuciones a fondos especiales para cubrir subsidios a población de bajos recursos; en Colombia ésta contribución es del 20% para el Fondo de Solidaridad, mientras que en Ecuador es del 10% para el FERUM y en Argentina es un cargo fijo de \$3/Mwh para el Fondo Subsidiario, equivalente en promedio a un 8% de la tarifa; en Bolivia existe un impuesto de transferencias del 3%; en Uruguay la venta de energía eléctrica está gravada con el impuesto de Contribución al Financiamiento de la Seguridad Social CONFIS del 3% sobre el valor de la factura.

Estas contribuciones no son recuperables, incrementando los costos de producción de los consumidores industriales.

Otros cargos e impuestos. Los impuestos municipales, provinciales y otros cargos son un común denominador en todos los países estudiados.

- ◆ Argentina: existen impuestos municipales que varían entre 0% y 15%, y provinciales que varían desde 0% hasta 3%. En Buenos Aires se aplica un impuesto municipal de 6.38%.
- ◆ Brasil: Además de ICMS, existen variados impuestos municipales de cuantías diferentes dependiendo del municipio.
- ◆ Colombia: existe un impuesto de timbre nacional del 1.5%, un impuesto específico a la transmisión de \$1/Kwh, destinado al fondo para el apoyo a las zonas rurales interconectadas denominado FAER. Adicionalmente existe otro impuesto de \$1/Kwh cargado a las empresas generadoras por cada kilowatio-hora generado, destinado a un fondo constituido para el apoyo financiero a las zonas no interconectadas denominado FAZNI. Es un impuesto que no se traslada en forma directa a la demanda, pero incrementa la estructura de costos de generación a ser tenida en cuenta por los generadores para realizar sus ofertas en el mercado mayorista de energía. El FAZNI y el FAER son impuestos temporales, hasta el 31 de diciembre del 2007 y 31 de diciembre del 2009 respectivamente.
- ◆ No hay unicidad en el cobro del la prestación del servicio de alumbrado público, el cual es responsabilidad del Municipio. En algunos Municipios no se cobra dicho servicio y en otros se cobra hasta el 18% sobre el valor del consumo de energía eléctrica.
- ◆ Ecuador: se cobra un impuesto de recolección de basuras del 10% en la mayoría de los municipios del país y un impuesto de alumbrado público que varía para cada municipio; en la mayoría de ellos es del orden del 7% para el sector industrial.
- ◆ Perú: existe el cargo del proyecto Camisea, que es temporal y progresivo. Actualmente es de US\$2/KW-mes y a partir de mayo del 2004 y hasta noviembre del 2004 alcanzará su máximo valor de US\$2.5/KW-mes.
- ◆ Venezuela: El costo de los impuestos municipales varía en cada municipio (no se traslada el impuesto, sino el costo, que es un concepto aceptado por el regulador, ya que estos costos se reconocen dentro de los requerimientos de ingresos de las empresas). Por ejemplo en Barquisimeto el impuesto municipal es del 1.8%, en Valencia por Alumbrado Público se cobra 69 \$US/MWh.

CAPÍTULO III

**ANÁLISIS COMPARATIVO
DE PRECIOS DE ELECTRICIDAD
PARA NIVEL DE TENSION
SUPERIOR A 57.5 KV**

CAPITULO III. ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRECIOS DE ELECTRICIDAD PARA NIVEL DE TENSIÓN SUPERIOR A 57.5 KV

La presente actualización del estudio confirmó que no existen tratamientos diferenciales para cada tipo de industria en los países estudiados. En realidad, los precios finales que paga la industria de cada país dependen principalmente del nivel de tensión al cual se encuentran conectadas las empresas. Por ello, en ésta oportunidad no se realizaron comparaciones por sectores industriales, sino por niveles de tensión. Las comparaciones se concentraron en el nivel de tensión superior a los 57,5 KV, nivel a partir del cual se encuentran conectadas las principales industrias de alto consumo en los países estudiados.

3.1 PRECIOS DE ELECTRICIDAD ACTUALIZADOS AÑO 2003.

La actualización del estudio se adelantó originalmente para las tarifas vigentes a marzo del 2003. Se validó la información obtenida de las páginas web y de informes oficiales de los organismos operadores y reguladores de los países del estudio, con encuestas a las industrias de varios países para el mismo mes de marzo del 2003.

Con base en el análisis de los resultados obtenidos para marzo del 2003, se determinó una metodología individual para cada país. Esta será la metodología utilizada para las posteriores actualizaciones de los precios de energía para los grandes consumidores industriales, conformando el sistema permanente de información.

El sistema permanente de información desarrollado en esta actualización se utilizó para obtener la información más actualizada de las tarifas vigentes en lo posible a diciembre del 2003.

3.1.1 Sistema Permanente de Información.

Se presenta a continuación un resumen de la metodología desarrollada para actualizar la información de los precios de los grandes consumidores en cada uno de los países del estudio.

- ◆ Argentina: Para los precios se ha tomado como referencia la distribución de costos para los GUMAs de acuerdo con la información obtenida de CAMMESA⁶. En generación se incluyen los costos promedios asociados a compras en el mercado a término y "spot"⁷. Como cargo asociado a la transmisión y subtransmisión se incluye la componente de transmisión negociada en el mercado mayorista más el cargo promedio de peaje en alta tensión que se paga a los operadores de red⁸. El precio de distribución se obtiene de información suministrada por AGUEERA⁹. En el rubro de otros se incluyen cargos por reserva, servicios asociados y generación forzada. En impuestos y contribuciones se incluyen los impuestos municipales que no son recuperables, así como la contribución que hacen los GUMAs en el MEM.
- ◆ Bolivia: Los precios medios totales se obtienen directamente del CNDC¹⁰, de la tabla que muestra los precios monómicos medios del sistema boliviano para el año 2003. Allí también se muestran los costos de generación (energía y potencia) y los peajes de transmisión. No se contemplan cargos de distribución y otros porque los dos únicos grandes consumidores están conectados directamente a alta tensión. En impuestos y contribuciones se incluye el 3% de las Transferencias.
- ◆ Brasil: el precio medio total se obtiene de la información de ANEEL¹¹, para cada una de las regiones de Brasil. El costo de generación presentado corresponde a la tarifa media de los contratos de las empresas generadoras. El costo de transmisión es el promedio de los cargos del sistema de transmisión aprobados por la ANEEL para los usuarios no regulados¹². Las tarifas de distribución a ser aplicadas a los consumidores no regulados conectados a cada sistema de distribución¹³ para diversos niveles de tensión son establecidas por ANEEL. En impuestos se incluye el 10% no recuperable del ICMS (1.8%).
- ◆ Chile: Se presentan dos tarifas debido a que se tienen dos sistemas claramente diferenciados: el Sistema Interconectado Central -SIC- y el Sistema Interconectado del Norte Grande -SING-, donde se concentran los grandes consumidores, especialmente la minería.

Los precios totales corresponden a los precios medios libres indicados en los informes de la CNE. Los cargos de generación y transmisión para cada sistema (SIC y SING), corresponden a los precios de nodo obtenidos de los informes técnicos de la CNE¹⁴. La diferencia de los cargos de generación y transmisión con el precio medio libre total corresponden a los costos de subtransmisión y otros no especificados.

- ◆ Colombia: El precio total se tomó de la información sobre precios de energía para usuarios no regulados, disponible en la página web de ISA¹⁵. El precio promedio de generación y comercialización corresponde al promedio negociado en los contratos firmados con los usuarios no regulados, según informe del Mercado de Energía Mayorista¹⁶ de diciembre de 2003. El cargo de transmisión es el valor regulado de diciembre 2003. El cargo por distribu-

6. CAMMESA, MEMnet - Estadísticas - Precios Energía - Contratos GUMAs MEM

7. CAMMESA, MEMNet -Informes mensuales- marzo 2003 -MEM -Síntesis- Precio de la Energía y Monómico.

8. CAMMESA. Informes anuales.

9. AGUEERA. Tarifas de Distribución Argentina. Precios Monómicos por Distribuidora.

10. www.cnb.net/cndc/inflibre/memoria03.pdf. Pág 44

11. ANEEL. www.aneel.gov.br Tarifas practicadas

12. ANEEL. www.aneel.gov.br. Tarifas do sistema de transmissão - Tarifas por unidade da federação - consumidores livres.

13. ANEEL. www.aneel.gov.br Tarifas do sistema de distribuição

14. Comisión Nacional de Energía. www.cne.cl. Estadísticas/Electricidad/Precios de Nudo/ documentos Fijación de Precios de Nudo SIC Octubre 2003 y Fijación Precios de Nudo SING Octubre 2003.

15. ISA. Boletín ISACOM Especial Resolución 135 de 1997.

ción considera el valor de la distribución a Nivel 4. En el rubro otros se incluyen los costos por restricciones, pérdidas, y pagos a los organismos de operación, regulación y control. En impuestos y contribuciones se incluye el 20% por concepto de contribución y no se incluyen los impuestos ni las tasas municipales.

- ◆ Ecuador: los precios medios totales para los grandes consumidores se obtienen de las estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano publicadas por CONELEC¹⁷. Los precios de generación corresponden a los precios de energía, potencia y PPAs publicados por CONELEC. Los valores para los demás componentes incluida la transmisión se tomaron de la estructura de precios para distribuidor y gran usuario publicada por CONELEC¹⁸.
- ◆ México: los precios se toman de la información de los cargos mensuales publicados por la Comisión Federal de Electricidad - CFE¹⁹. El costo de generación, transmisión, distribución y otros, se estima usando las mismas proporciones del estudio anterior, en donde la generación y transmisión representan el 81.49% y distribución y otros representan 18.29%.
- ◆ Paraguay: los precios totales se obtienen a partir de las tarifas publicadas en el Pliego Tarifario de la Administración Nacional de Electricidad²⁰. De las tarifas para clientes conectados en Muy Alta Tensión se obtienen los precios de generación y transmisión. Los precios de distribución y otros se obtienen de la diferencia entre las tarifas para Alta Tensión y Muy Alta Tensión.
- ◆ Perú: los precios libres negociados por los grandes consumidores para diciembre del 2003 (generación y transmisión principal), se obtienen del informe del Mercado Libre de Electricidad de diciembre del 2003 del OSINERG, discriminados por niveles de tensión a Muy Alta Tensión (MAT), Alta Tensión (AT) y Media Tensión (MT)²¹. El precio medio de transmisión principal se obtiene de la tabla de los precios teóricos, variable PCSPT (cargo de peaje unitario por conexión al sistema principal de transmisión).
- ◆ Uruguay: Para calcular los precios se toma la información de los Pliegos Tarifarios publicados por la UTE²². Del pliego Tarifario se seleccionan las tarifas GC.5 – Grandes Consumidores, y las tarifas para Extra Alta Tensión. De las tarifas Extra Alta Tensión se obtienen los precios de generación y transmisión y los precios de distribución y otros se obtienen de la diferencia entre las tarifas GC.5 y Extra Alta Tensión. Los impuestos corresponden al 3% del CONFIS.
- ◆ Venezuela: Se presentan dos tarifas debido a las diferencias existentes en las tarifas aplicadas en la Guayana (donde se concentra los grandes consumidores) con el resto del país. Las tarifas de la Guayana son reportadas por EDELCA en la página web de CAVEINEL²³ y corresponden a las tarifas para los grandes consumidores conectados al sistema de Alta Tensión. Por lo tanto, incluyen los costos de generación y transmisión.

Las tarifas del resto del país son reguladas y se obtienen de las resoluciones del Ministerio de Minas y Energía²⁴.

16. Página WEB: www.mem.com.co.

17. CONELEC, Estadística del sector eléctrico ecuatoriano, para el primer semestre del 2003; cuadro DE-9.

18. CONELEC. [www.conelec.gov.ec /Estadísticas/Mercado Eléctrico Mayorista/Componentes del Precio](http://www.conelec.gov.ec/Estadísticas/Mercado%20Eléctrico%20Mayorista/Componentes%20del%20Precio)

19. Página WEB: www.cfe.gob.mx.

20. Página WEB: ww.ande.gov.py

21. OSINERG. "Reporte Estadístico del Mercado Libre de Electricidad. Diciembre 2003. [www.cte.org.pe /Publicaciones/Información del Mercado Libre de Electricidad](http://www.cte.org.pe/Publicaciones/Información%20del%20Mercado%20Libre%20de%20Electricidad). Año 3, No. 6, Dic 2003.

22. UTE: Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas.

23. CAVEINEL. Informe Estadístico 2002. Tarifas de EDELCA para el sector industrial de la Guayana.

24. Resolución conjunta números 177 del Ministerio de Industria y Comercio y 016 del Ministerio de Energía y Minas. Gaceta Extraordinaria N° 5.296 del 28 de enero de 1999).

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

CAPITULO IV. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

4.1 PRECIOS PARA LA INDUSTRIA CONECTADA A TENSION >57.5 KV, DICIEMBRE 2003

La tabla 4.1. resume los resultados de los precios más actualizados con corte a diciembre de 2003. En el capítulo final de este informe se presenta la descripción por cada uno de los países, del sistema eléctrico, su normatividad y la metodología detallada de la obtención de los precios para grandes consumidores de energía.

La tabla presenta una comparación de la composición de la estructura tarifaria aplicable a las industrias conectada a niveles de tensión por encima de los 57.5 kV.

Las principales conclusiones de los resultados obtenidos son:

En precios totales

- ◆ El precio de la electricidad que pagan los grandes consumidores en Colombia es inferior al de Ecuador y México, y superior a los restantes 8 países considerados en el estudio.
- ◆ Aun cuando los precios de Venezuela (Guayana) y los precios de Argentina continúan siendo los más bajos de los países estudiados, se debe tener en cuenta que son el producto de las siguientes características particulares:

En el caso de Argentina los precios se explican por la fuerte devaluación del peso argentino ocurrida a comienzos del año 2002 y la posterior congelación de las tarifas en pesos. Estas medidas, a pesar de que redujeron a una tercera parte las tarifas de energía eléctrica y gas natural, han afectado la estabilidad y expansión de los sistemas eléctrico y de gas natural, lo cual se está reflejando en medidas de racionamiento eléctrico.

En el caso de Guayana en Venezuela, los precios reflejan la ventaja geográfica de tener la gran industria cerca a la generación hidráulica de la Central de Gurí. Los cargos por transmisión son mínimos y no se incurre en costos de distribución. Guayana no cuenta con un mercado para la fijación de precios.

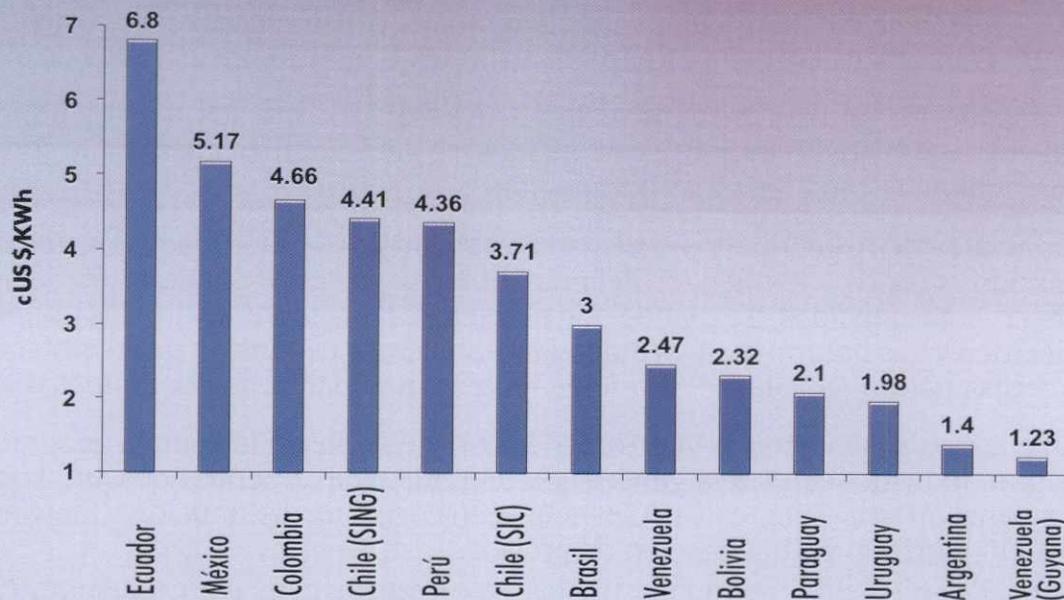
- ◆ Los precios en Uruguay, Paraguay, Bolivia, Venezuela (sin incluir Guayana) y Brasil se ubican en el rango entre los 2 y los 3 cUS\$/Kwh. Es decir que un gran consumidor en estos países paga entre un 43% a 66% del precio que paga un gran consumidor de energía en Colombia.

TABLA 4.1 COMPOSICIÓN DE LOS PRECIOS DE ENERGÍA PARA EL NIVEL DE TENSIÓN (> 57.5 KV). AÑO 2003

Cifras en cUS\$/kWh

País	Generación	Transmisión	Distribución	Otros	Impuestos ¹	Total	Tasa de Cambio ²
Ecuador ³	5.21	0.58	0.39		0.62	6.80	1.0
México ⁴	4.01	0.21	0.95		0	5.17	11.26
Colombia ⁵	2.51	0.62	0.58	0.15	0.80	4.66	2778
Chile (SING ⁶)	3.05		1.36		0	4.41	675
Perú ⁷	2.64	0.67	1.05		0	4.36	3.46
Chile (SIC ⁸)	3.34		0.37		0	3.71	675
Brasil ⁹	1.77	0.21	0.97	0	0.05	3.00	2.86
Venezuela ¹⁰	2.25		0.22	0	0	2.47	1600
Bolivia ¹¹	1.96	0.29	0	0	0.07	2.32	7.65
Paraguay ¹²	1.6		0.5		-	2.10	6177
Uruguay ¹³	1.63		0.29		0.06	1.98	29.3
Argentina ¹⁴	0.81	0.06	0.11	0.31	0.11	1.40	2.93
Venezuela (Guyana ¹⁵)	1.23			0		1.23	1600

GRÁFICA DEL PRECIO TOTAL POR PAÍS



Notas Generales, aplicables a todos los países:

- 1 En ningún país se incluyen impuestos recuperables como por ejemplo el IVA. Incluye sólo los impuestos nacionales, que no son recuperables.
- 2 Tasa de Cambio de diciembre de 2003, excepto para Chile y Brasil.

Notas Particulares para cada país:

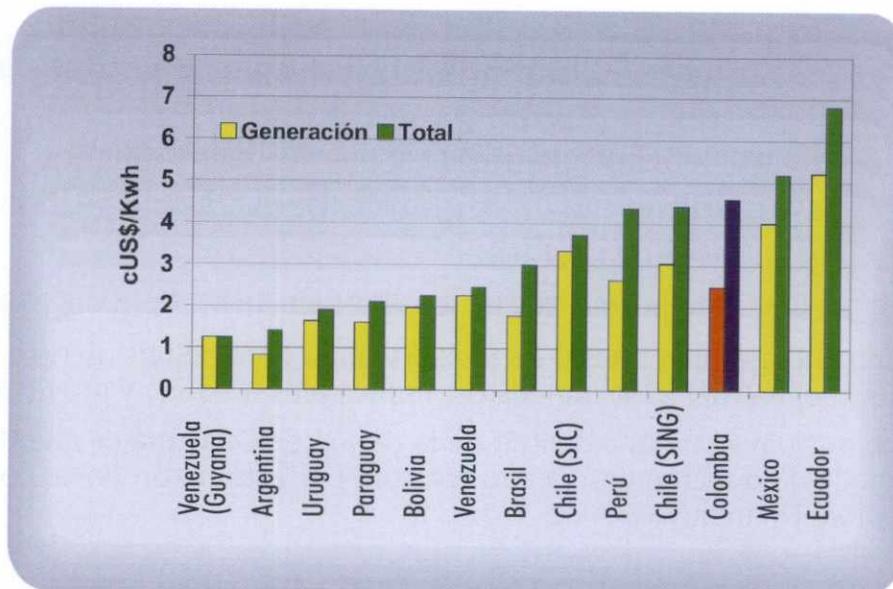
- 3 Ecuador: Incluye el 10% por impuesto de FERUM. No incluye impuestos que varían para cada municipio como el impuesto de recolección de Basuras que puede llegar hasta 10% y el impuesto para Alumbrado Público.
- 4 México: No incluye el IVA del 15%.
- 5 Colombia: En impuestos incluye las contribuciones del 20% y el impuesto de Timbre de 1.5% que es compartido con los suministradores. En otros cargos incluye los cargos por: restricciones, CREG, CND, SSDD, MEM. El impuesto de \$1/Kwh del FAZNI se incluye en los cargos de generación, y el FAER en los cargos de transmisión. No incluye el impuesto de alumbrado público (0-15%) ni estampillas que varían de acuerdo al Municipio.
- 6 Chile (Sistema Interconectado del Norte Grande -SING-): Precios a Septiembre de 2003. No incluye el IVA del 19%.
- 7 Perú: Incluye el impuesto por el proyecto CAMISEA en el rubro "Otros". No incluye el IVA del 19%.
- 8 Chile (Sistema Interconectado Central - SIC-): Precios a Septiembre de 2003. No incluye el IVA del 19%.
- 9 Brasil: Precios a octubre de 2003. Incluye un valor promedio no recuperable del 10% de un ICMS del 18%.
- 10 Venezuela: No incluye el IVA del 16% ni impuestos municipales.
- 11 Bolivia: Incluye transferencias del 3%. No incluye el IVA del 13%
- 12 Paraguay: No incluye el IVA del 10%.
- 13 Uruguay: Incluye el impuesto COFIS del 3%. No incluye el IVA del 23%.
- 14 Argentina: Incluye el impuesto de \$3/MKw para Fondo Subsidiario y 0.6% de Ley 2368. No incluye: el IVA del 27%, impuestos municipales (0-15%) y provinciales (0-3%)
- 15 Venezuela (Guayana): La industria en la región de Guayana es atendida por EDELCA y está conectada directamente a alta tensión, por esta razón no se considera cargo por distribución. No incluye IVA del 16%.

- ◆ En el tercer grupo de precios entre los 3,5 cUS\$/Kwh y los 4,7 cUS\$/Kwh se encuentran Chile, Perú y Colombia.
- ◆ Los precios más altos encontrados son los de México y Ecuador con tarifas por encima de los 5 cUS\$/Kwh y los 6 cUS\$/Kwh respectivamente.

En precios de generación y transmisión

- ◆ Uniendo los precios de la generación y transmisión, el precio en Colombia es comparable con los precios de Chile y Perú. Es más bajo respecto a México y Ecuador, y más alto con respecto a los demás países Brasil, Venezuela, Paraguay, Bolivia y Uruguay.
- ◆ Considerando solamente la componente de generación, con excepción de México y Ecuador los precios de esta actividad en los países considerados en el estudio están por debajo de los 3 cUS\$/kwh. Sin tener en cuenta a Argentina el precio más bajo encontrado es el de Venezuela en Guayana y el de Brasil con 1,77 cUS\$/Kwh.
- ◆ El precio de generación de Colombia es superior al de Venezuela (Guayana), Uruguay, Paraguay, Bolivia y Brasil. El precio de generación en Brasil es un 29% más bajo respecto al precio de generación en Colombia.
- ◆ A nivel de Transmisión, los precios más altos corresponden a los países andinos, Perú, Colombia y Ecuador, con valores alrededor de los 0,6 cUS\$/Kwh.
- ◆ El precio de la transmisión en Colombia respecto a Brasil y México es superior en un 66%.

GRÁFICA 4.1 COMPARACIÓN DE PRECIOS DE GENERACIÓN Y PRECIOS FINALES EN LAS FACTURAS DE LA INDUSTRIA.



En la Gráfica 4.1 se comparan los precios de generación y las tarifas finales a los grandes consumidores para todos los países estudiados en dólares corrientes.

El análisis de la gráfica permite observar que los precios finales para los grandes consumidores en Colombia casi duplican los precios de generación. Los cargos regulados en transmisión, distribución y la contribución corresponden a cerca del 50% del precio final.

En Argentina, Brasil y Perú los costos de generación corresponden aproximadamente al 60% del precio total y el 40% corresponden a los demás componentes.

En Ecuador y México el componente de generación representa el 77% del precio total.

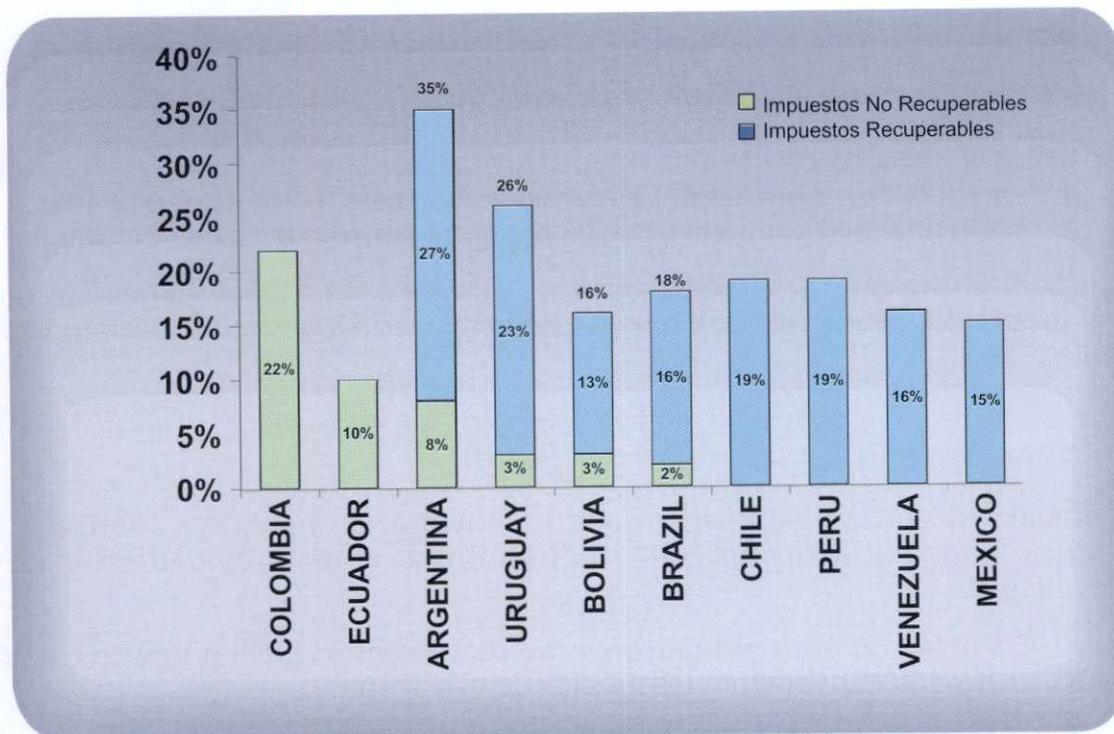
En Precios de Distribución

- ◆ Para el segmento de distribución se obtuvo información discriminada únicamente para 3 países. El mayor valor corresponde a Brasil con 0,97 cUS\$/kwh, seguido por Colombia con 0,58 cUS\$/Kwh.

Impuestos

- ◆ La gráfica 4.2 muestra los impuestos totales, separados entre recuperables y no recuperables²⁵. Como se puede observar, los cargos no recuperables son mayores en Colombia con un total de 22%, seguido por Ecuador con el 10% y Argentina con un 8%.

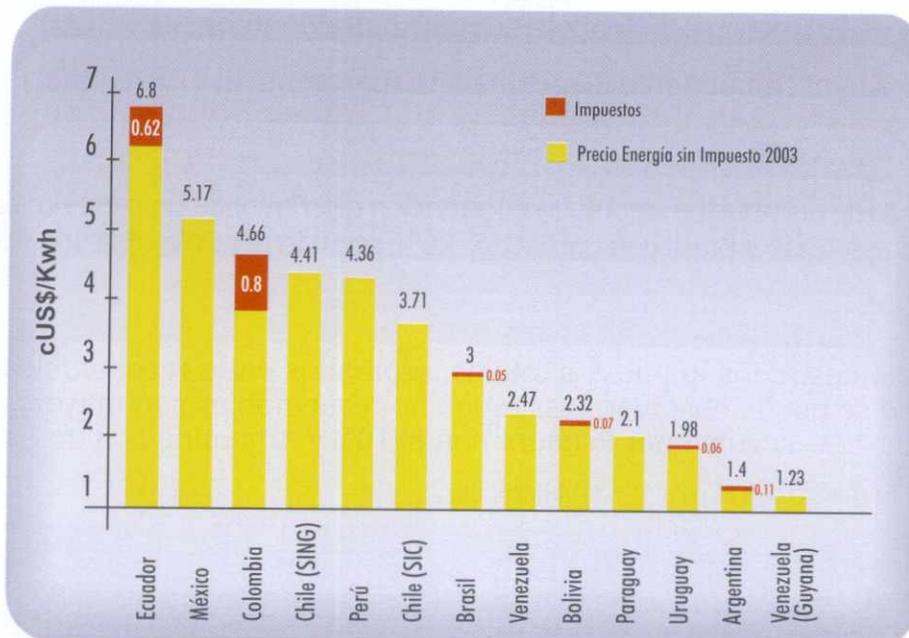
GRÁFICA 4.2 COMPARACIÓN DE IMPUESTOS Y CONTRIBUCIONES



- ◆ El país en el cual se pagan más impuestos es Argentina con un 35% sobre el precio de la energía. No obstante, sólo un 8% constituye costos, puesto que el consumidor industrial puede recuperar el 27% correspondiente al IVA.
- ◆ En Argentina, Bolivia, Uruguay y Brasil un gran consumidor paga entre 86% y el 94% menos de impuestos no recuperables sobre el consumo de energía respecto a lo que paga un gran consumidor ubicado en Colombia.

25 El IVA pagado por el consumidor industrial en las facturas de energía, es un impuesto recuperable, por cuanto se cruza con el IVA cobrado en la venta de sus productos.

GRÁFICA 4.3 PRECIO TOTAL ENERGÍA E IMPUESTOS NO RECUPERABLES



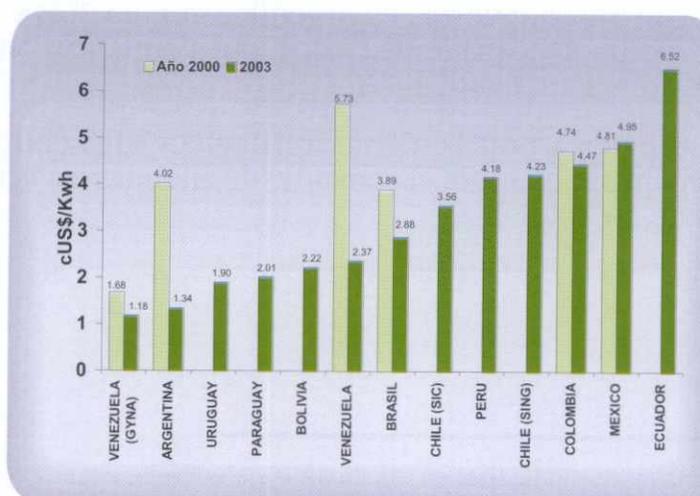
- ◆ Los impuestos no recuperables en Colombia equivalen a 0,80 cUS\$/Kwh y corresponden en su gran mayoría a la Contribución del 20%, con lo cual este factor es uno de los de mayor peso en el precio final de la energía para los Grandes Consumidores de Colombia.
- ◆ Sin impuestos al consumo de energía, los precios de energía en Colombia serían comparables con los precios de energía de Chile (SIC) e inferiores a los precios de energía de Perú y de Chile (SING).

4.2 COMPARACIÓN PRECIOS 2000 Y 2003 PARA LA INDUSTRIA CONECTADA A TENSIÓN > 57.5 KV.

En las siguientes gráficas se observa que la mayoría de los países sobre los cuales se efectuó el estudio del año 2000, mejoraron su competitividad en materia de precios de energía.

Sin embargo, Colombia no presentó mayores cambios mientras que en Venezuela, Brasil y Argentina bajaron significativamente los precios de este insumo.

GRÁFICA 4.4 COMPARACIÓN PRECIOS DE ENERGÍA 2000 Y 2003, EN DÓLARES CORRIENTES.



GRÁFICA 4.5 COMPARACIÓN PRECIOS DE ENERGÍA 2000 Y 2003,
EN DÓLARES CONSTANTES DEL AÑO 2000 ²⁶.



Colombia: los precios en dólares corrientes, para los grandes consumidores sufrieron una modificación en su estructura, de tal forma que en total disminuyeron un 1.7%, explicado en gran parte por la caída en el componente Otros (Restricciones), el cual descendió en un 80%.

Por otro lado, la generación aumentó un 10%, la transmisión un 10.7% y la distribución un 60%. La devaluación del periodo diciembre de 2000 a diciembre de 2003 fue del 33%.

Brasil: los precios en dólares corrientes, para los grandes consumidores sufrieron una modificación en su estructura, de tal forma que en total disminuyeron un 23%, explicado por el descenso de todas las componentes incluyendo impuestos, con excepción de la Distribución que incremento en un 100%. La devaluación del periodo diciembre de 2000 a diciembre de 2003 fue del 60%.

Argentina: los precios en dólares corrientes para los grandes consumidores presentaron un descenso del 65% explicado por la fuerte devaluación de la moneda entre diciembre de 2000 y diciembre de 2003.

4.3 COMPARACIÓN CON PRECIOS DE SUDÁFRICA PARA LA INDUSTRIA CONECTADA A TENSIÓN > 57.5 KV, AÑO 2003

Como ya se había mencionado al principio en éste documento, se han actualizado los precios de energía eléctrica vigentes en Sudáfrica para los Grandes Consumidores de Energía, puesto que éste país es un competidor directo de la industria minera colombiana en la cual el costo de la energía es un componente importante dentro de su estructura de costos (en el caso del níquel representa cerca del 30% del costo total de producción).

La información de Sudáfrica se puede actualizar en forma permanente con los informes mensuales de la empresa ESKOM que presta el servicio de energía eléctrica a la mayor cantidad de Grandes Usuarios. Página Web: www.eskom.co.za.

El precio medio obtenido para el mes de diciembre de 2003 es de 1.15 cUS\$/kwh.

26 Tasa de Inflación en dólares para el año 2001: 1.489%, para el año 2002: 2.483% y para el año 2003: 1.817%. www.economagic.com.

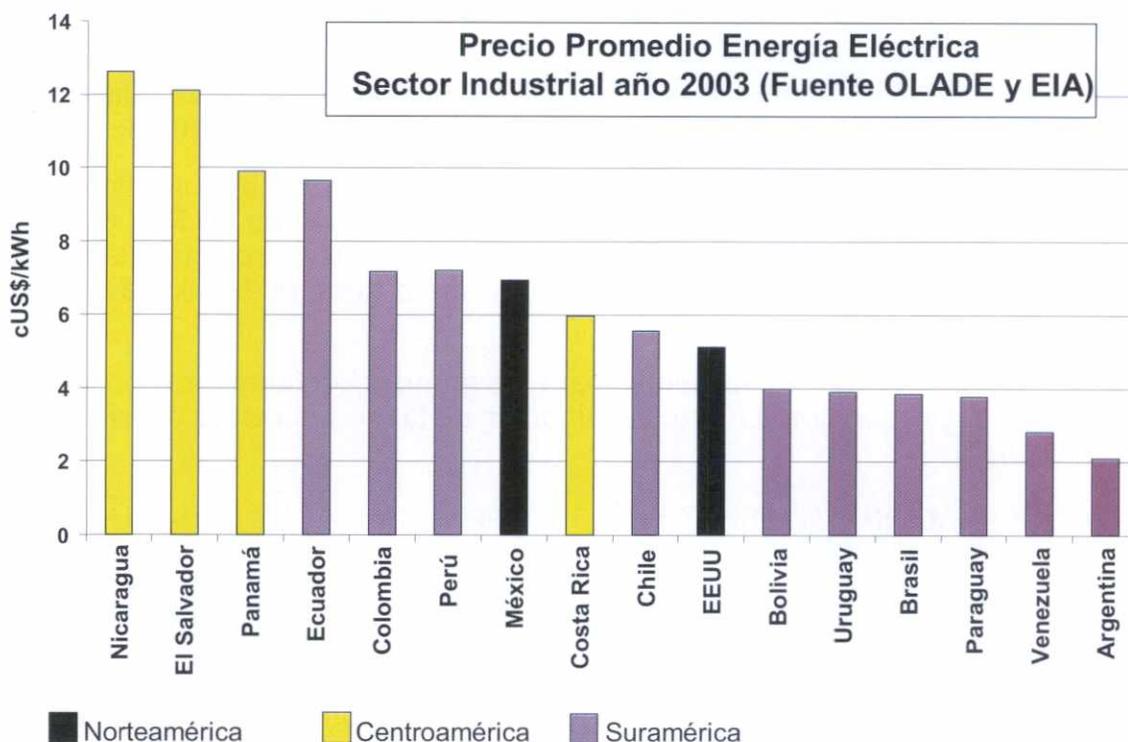
De acuerdo con el estudio anterior²⁷, el precio de generación y transmisión representa el 92% es decir 1.06 cUS\$/KWh y el precio de distribución más otros representa el 8%, es decir 0.09 cUS\$/KWh. El monto de los impuestos es 0 cUS\$/KWh.

Lo anterior indica que el precio de la electricidad en Sudáfrica para los grandes consumidores continúa siendo más bajo que el precio encontrado para los países suramericanos y México. El precio que paga un gran consumidor en Sudáfrica es el 25% del precio que paga en Colombia.

La razón fundamental para este nivel de precios continúa siendo, como se indicó en el estudio anterior, que Sudáfrica genera básicamente con plantas térmicas de gran capacidad instalada, a carbón ubicadas en boca de mina, y el costo de extracción del carbón es bajo por razones de la tecnología usada en la extracción y la geología de los mantos de sus minas.

4.4 PRECIOS DE ELECTRICIDAD PARA LA INDUSTRIA EN EL AÑO 2003

A nivel de la industria promedio, se pueden comparar los precios disponibles en OLADE para todos los países de Latinoamérica con los precios medios de la industria en Estados Unidos, obtenidos de las estadísticas publicadas por la Energy Information Administration y públicas en el anexo III.



27 "Análisis Comparativo Internacional de los precios de electricidad en el sector industrial colombiano". UPME. ANDI. Consorcio Consultores Unidos - Consultoría Colombiana.. Febrero del 2002.

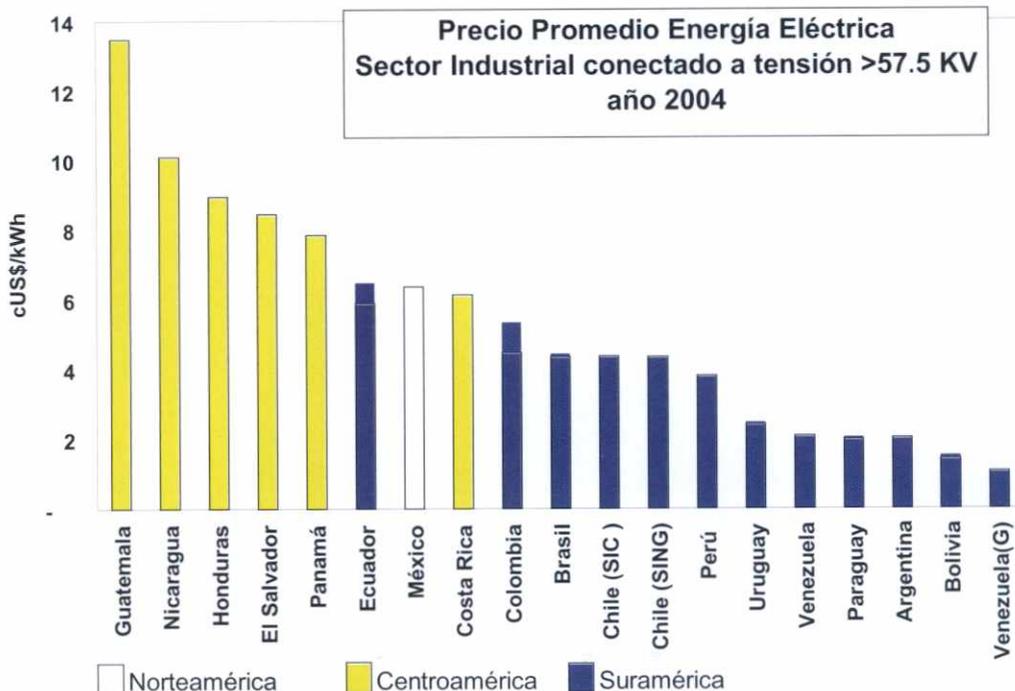
4.5

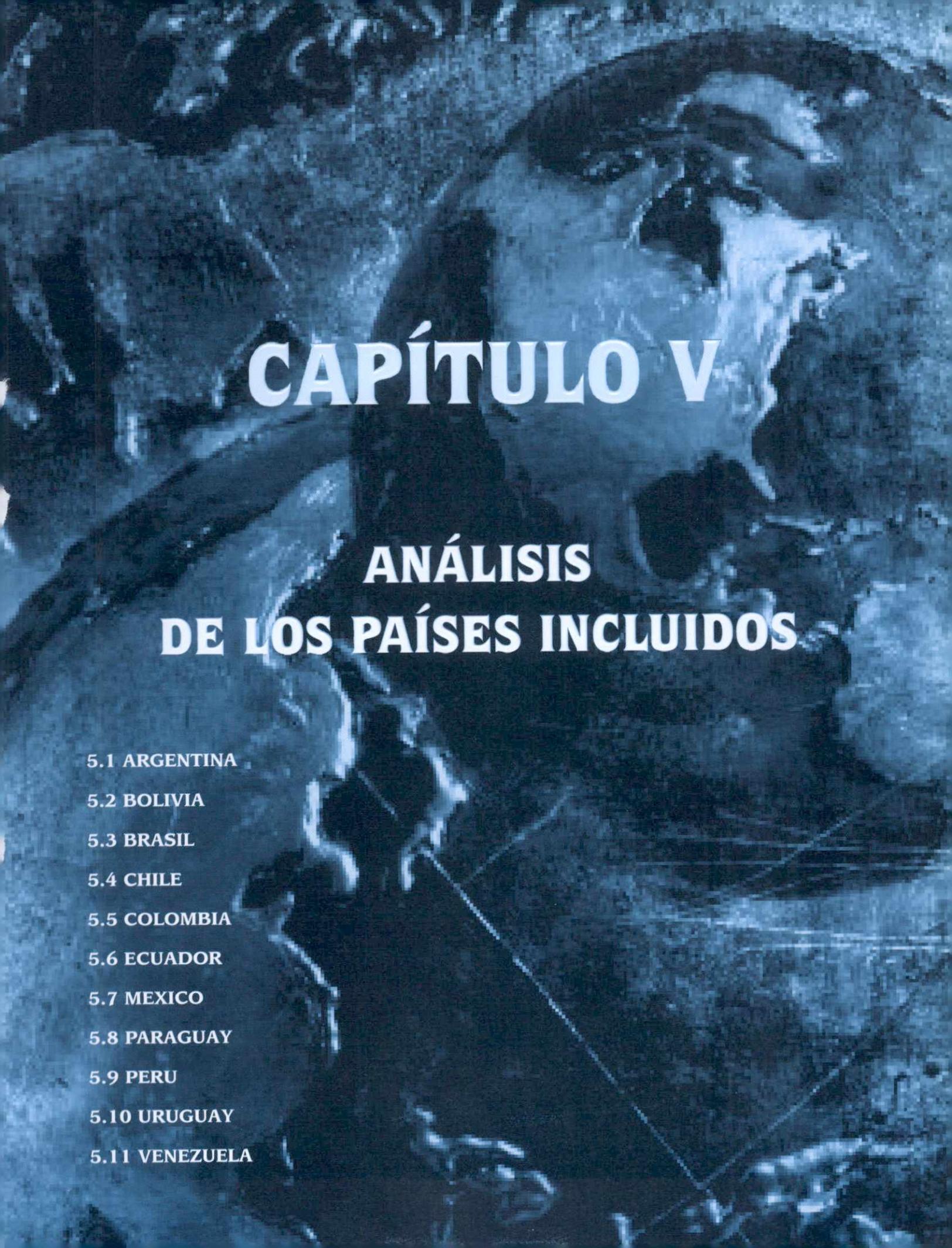
PRECIOS DICIEMBRE DE 2004, PARA LA INDUSTRIAS CONECTADA A TENSIÓN > 57.5 KV

Usando la misma metodología definida para cada uno de los países como se describe en el Capítulo V del estudio, en la siguiente tabla se presentan los precios de energía eléctrica para las industrias conectadas a niveles de tensión por encima de 57.5 kV, actualizados en su mayoría a diciembre de 2004. Los precios para los países de Centro América se obtuvieron de la fuente indicada al final de la tabla.

PAÍS	cUS\$/kWh	Fecha de Corte	Tasa de cambio a 1US
Guatemala	13.47	Sep-04	8.40
Nicaragua	10.09	Sep-04	16.33
Honduras	8.94	Sep-04	18.62
El Salvador	8.44	Sep-04	8.75
Panamá	7.84	Sep-04	1.00
Ecuador	6.49	Dic-04	1.00
México	6.36	Dic-04	11.15
Costa Rica	6.12	Sep-04	448.32
Colombia	5.35	Dic-04	2,389.75
Brasil	4.44	Dic-04	2.35
Chile (SIC)	4.36	Oct-04	616.55
Chile (SING)	4.33	Oct-04	616.55
Perú	3.79	Dic-04	3.29
Uruguay	2.50	Dic-04	27.11
Venezuela	2.07	Dic-04	1,915.00
Paraguay	2.06	Dic-04	6,315.00
Argentina	2.02	Promedio-04	2.95
Bolivia	1.53	Dic-04	8.04
Venezuela(G)	1.07	Dic-04	1,915.00

Para Centroamérica Fuente LaGeo www.gesal.com.sv, Consultor: Carlos Roberto Guzmán





CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE LOS PAÍSES INCLUIDOS

5.1 ARGENTINA

5.2 BOLIVIA

5.3 BRASIL

5.4 CHILE

5.5 COLOMBIA

5.6 ECUADOR

5.7 MEXICO

5.8 PARAGUAY

5.9 PERU

5.10 URUGUAY

5.11 VENEZUELA



5.1 ARGENTINA

5.1.1 PRINCIPALES INDICADORES

Nombre oficial:	República de Argentina
Superficie :	2.766.889 km ²
Población :	38,401,000 habitantes.
Capital :	Buenos Aires
Moneda :	Peso argentino

TABLA 5.1 INDICADORES ECONÓMICOS DE ARGENTINA

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población (Miles de Habitantes) ^a	36,578	37,032	37,487	37,944	38,401
PIB (Millones de dólares constantes de 1995) ^a	271,945	269,698	257,724	229,632	246,395
Variación (%)	-3.40	-0.83	-4.44	-10.90	7.30
PIB per Cápita (US\$)	,435	7,283	6,875	6,052	6,416
Inflación (%) ^b	-1.8	-0.70	-1.50	41.00	3.60
Tasa de Cambio a Fin Año (S/US\$) ^b	1	1	1	3.36	2.93
Devaluación (%)		0.00	0.00	236.00	-12.80
Capacidad Instalada (MW) ^c	19,500	21,000	22,336	22,831	23,757
Generación de Energía Eléctrica (GWh) ^d	80,717	88,965	90,109	84,823	ND
Demanda de Energía Eléctrica (GWh) ^d	63,976	67,534	69,171	66,970	ND
Pérdidas (%) ^d	22.13	25	24	21	ND
Consumo de Energía per cápita (KWh)	1,749	1,824	1,845	1,765	ND

Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración - ALADI- Información años 1999-2002. Comisión económica para América Latina y el Caribe - CEPAL- año 2003, Informe preliminar 2003.
- b ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- c CAMMESA. Informe Anual 2002. Información de año 2003 es de informe mensual de diciembre del 2003.
- d Comisión de Integración Energética Regional - CIER

5.1.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO

Argentina es uno de los primeros países en el ámbito mundial en haber emprendido la reestructuración del sector eléctrico, fomentando la competencia en la generación y comercialización de energía. Igualmente, uno de los pocos países donde se permite la participación de los Grandes Usuarios como agentes del mercado.

A continuación se presenta una breve descripción del sistema eléctrico argentino, su marco regulatorio y la estructura tarifaria vigente.

5.1.2.1 Sistema de Generación

A diciembre del 2003, el sector eléctrico argentino conformado por el MEM y el MEMSP del sistema de la Patagonia, sin incluir autoprodutores, estaba atendido por 23,757 MW de capacidad instalada, con una participación de 40% de energía hidroeléctrica, 56% de energía térmica y 4% de energía nuclear²⁸. La potencia instalada en el MEM, sin contar el sistema de la Patagonia ni autoprodutores, a fines de 2003 alcanzó un total de 22,979 MW.

TABLA 5.2 CAPACIDAD DE GENERACIÓN ARGENTINA A DICIEMBRE DEL 2003

CAPACIDAD INSTALADA (MW)	Térmico Vapor	Turbo Gas Combinado	Ciclo	Hidráulico	Nuclear	TOTAL MW
MEM	4,515	2,138	6,296	9,021	1,005	22,979
MEMSP	0	196	63	519	0	778
TOTAL	4,515	2,334	6,359	9,540	1005	23,757

Nota: En el total se incluyen 4 MW Diesel. No se incluyen autoprodutores.

28 CAMMESA, www.cammesa.com MEMnet- estadísticas – capacidad instalada a diciembre 2003.

Durante el año 2002 prácticamente concluyeron todos los proyectos de generación iniciados años atrás que consolidaron el perfil de generación térmica hacia los nuevos ciclos combinados. La energía generada por ciclos combinados a fines del 2003 fue del orden del 27% de la generación total.

5.1.2.2 Sistema de Transmisión

El SADI (Sistema Argentino de Interconexión) abarca 9,101 Km. de líneas de 500 kV, 1,403 Km. de líneas de 220 kV, y 11,636 Km. de líneas de menores niveles de tensión²⁹.

TABLA 5.3 LONGITUD DE LAS LÍNEAS DEL SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN.

SISTEMA DE TRANSPORTE	550 kV	220 kV	132 kV	66 kV	33 kV	TOTAL km
Alta Tensión	9,101	562	6			9,669
Distribución Troncal		841	11,215	391	24	12,471

El sistema de interconexión a alta tensión, fue dividido en siete empresas cuando se privatizó. La primera empresa corresponde al Sistema de Transporte en Alta Tensión, TRANSENER, que está compuesto por toda la red de 500 kV y algunas líneas del Sistema del Litoral en 220 kV. El resto está conformado por seis empresas de transporte regional, a las que se denomina Empresas de Transporte por Distribución Troncal (DISTRO). Cada empresa tiene un Contrato de Concesión independiente.

5.1.3 MARCO REGULATORIO

En enero de 1992 se sancionó la ley 24.065, que constituye el marco regulatorio del sector eléctrico en la Argentina, junto con sus decretos reglamentarios, entre los que se destacan el 1398 de 1992 y el 186 de 1995. Es también de gran relevancia el Decreto 1192 de 1992 con el que se da creación a CAMMESA.

En el marco de lo dispuesto en la ley 24.065, los decretos reglamentarios y las resoluciones de la Secretaría de Energía, emanadas de la misma ley, la estructura del mercado eléctrico resultante presenta actualmente las siguientes características:

- ◆ El negocio eléctrico está dividido por actividades: generación, transmisión, distribución con la participación de comercializadores.
- ◆ El transporte y la distribución de electricidad son servicios públicos y la actividad de generación, en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público, será considerada de interés general.
- ◆ Los consumidores se dividen en Grandes Usuarios y Usuarios Finales. Los primeros se constituyen en Agentes del Mercado Eléctrico.
- ◆ El Estado se retira de su rol de empresario y pasa al de regulador.
- ◆ La existencia de un mercado a término (MAT) y un mercado "spot" para la compraventa de energía.
- ◆ Los Distribuidores pueden comprar la energía al mercado a un precio estabilizado actualizable trimestralmente.
- ◆ Los Generadores pueden vender energía al mercado a través de un precio "spot" horario o anticipado.

- ◆ La generación necesaria para satisfacer la demanda se determina en función del costo económico de operación del sistema eléctrico.
- ◆ Los precios "spot" horarios se determinan marginalmente con el costo requerido para satisfacer la próxima unidad de demanda.
- ◆ Se abre el MEM al intercambio con los países vecinos permitiendo la exportación o importación de energía a través de contratos entre empresas privadas que cumplan los requisitos del marco regulatorio.
- ◆ La Función Técnica de Transporte puede estar prestada por cualquier Agente del mercado.
- ◆ La distribución y el transporte, por sus características de monopolio, constituyen actividades reguladas y requieren adicionalmente el otorgamiento de concesiones. Sin embargo, la expansión de la red de transporte está sujeta a los mecanismos del mercado.
- ◆ Los generadores eléctricos deben obtener una concesión exclusivamente si explotan centrales hidroeléctricas, en tanto que las centrales térmicas requieren autorización únicamente para conectarse a la red y su regulación sólo alcanza los aspectos vinculados con la seguridad pública y la protección del medio ambiente.
- ◆ Los actores participantes en una etapa de la cadena eléctrica se encuentran inhabilitados para actuar en otra etapa.
- ◆ El artículo 30 de la ley 24.065 impone que los transportistas (sea individualmente, o como propietarios mayoritarios, y/o como tenedores de paquetes accionarios mediante los cuales accedan al control de la empresa concesionaria del transporte) no podrán comprar ni vender energía eléctrica.
- ◆ La independencia de los transportistas tiene por objeto asegurar el libre acceso de terceros a la red, lo que también debe ser garantizado por los distribuidores siempre que tengan capacidad disponible en su red de distribución.
- ◆ La competencia se expresa a través de un mercado eléctrico mayorista (MEM) en el que concurren productores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios y comercializadores.

5.1.3.1 El Mercado Eléctrico Mayorista. CAMMESA

El artículo 35 de la ley 24.065, el decreto 1192 de julio de 1992 dispuso la creación de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. -CAMMESA-, para que se encargue del Despacho Nacional de Cargas.

Sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del SADI. CAMMESA es una empresa de gestión privada con propósito público.

El paquete accionario de CAMMESA es propiedad de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico en un 80%. El 20% restante está en poder del ministerio público que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos. El 80% señalado se integra en partes iguales por los agentes Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios con un 20% de participación cada uno.

5.1.3.2 El Organismo Regulador. ENRE

La ley 24.065 crea, en el ámbito de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad -ENRE-, encargado de prevenir las conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias, la constitución de situaciones que configuren abuso de posición dominante, el cumplimiento de los controles ambientales, el otorgamiento de los certificados de conveniencia y necesidad pública para la ampliación del sistema de transporte, la autorización de acceso a la capacidad de transporte existente de nuevas plantas de generación, y el control de las tenencias accionarias.

En transporte, regula los criterios de remuneración y el control de la calidad de la actividad, previendo sanciones por incumplimiento.

El ENRE se encarga también de resolver las controversias que se presentan entre usuarios y concesionarios y entre los agentes del mercado eléctrico mayorista.

5.1.4 LA ESTRUCTURA TARIFARIA PARA LOS USUARIOS FINALES

Las tarifas a los usuarios finales y a los grandes consumidores reflejan los costos correspondientes a los procesos de cada uno de los eslabones de la cadena, generación, transporte y distribución.

Los Costos de Generación

Para un generador vinculado al MEM su costo de generación está dado por el costo de operación más el costo de transporte desde su nodo de conexión hasta el mercado. Cuanto más alejado del centro de carga y cuanto menos confiable es el vínculo de transporte, más costosa se vuelve la energía entregada desde ese nodo.

El generador también recibe una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema, ya sea operable o reserva fría. Esta remuneración tiene un componente variable que aumenta en la medida en que mayor sea el riesgo de que la demanda no sea abastecida dentro del sistema. Para garantizar la operación técnica del sistema se remuneran también servicios adicionales como la regulación de frecuencia y el control de la tensión.

Aquellos generadores que no poseen contratos venden toda su producción al Mercado Spot recibiendo por la misma los precios que rijan hora a hora en el mercado. Cuando un generador posee contratos de abastecimiento con un Distribuidor o con un Gran Usuario Mayor, cobra en cada hora por su producción así: Si produce el nivel de su contrato su generación será considerada en el Mercado a Término. Cuando su producción está sobre o bajo los valores del contrato, las diferencias se comercializan en el Mercado Spot como excedentes o faltantes liquidados a los valores vigentes en Mercado en dicha hora.

Los Costos de Transmisión

El transporte, por sus características de monopolio, constituye una actividad regulada y requiere adicionalmente el otorgamiento de concesiones. El transporte es remunerado a través de cargos fijos, de conexión y de capacidad de transporte, y cargos variables en función de las pérdidas y de la probabilidad de falla de las líneas, siendo fijo el monto total remuneratorio.

La remuneración fijada a los transportistas cubre además los costos de operación y mantenimiento de su sistema.

La expansión de la red de transporte está sujeta a los mecanismos del mercado. En ese contexto, la expansión del transporte debe ser impulsada por sus usuarios, quienes deben solicitar las ampliaciones del Sistema de Transporte que sean necesarias para mejorar su vinculación con el MEM, haciéndose cargo de los costos de las ampliaciones en su área de influencia.

Los Costos de Distribución

Una clave importante para el desarrollo del Mercado está contenida en los contratos de concesión que otorga el Estado Nacional a los distribuidores. En estos contratos, el distribuidor debe garantizar niveles de suministro adecuados para atender su demanda.

Esa garantía puede obtenerse en el mercado a través de contratos a término en condiciones de cantidad y precios libremente pactados con los generadores. Aquella porción de la demanda de los distribuidores que no está sujeta a relaciones contractuales en el Mercado a Término, se canaliza a través de un Precio Estacional estabilizado cada tres meses. Los contratos a término, a su vez, añaden mayor respaldo a las actividades futuras de los agentes del mercado, brindando estímulos para la expansión de la capacidad de generación y de transporte.

Los Precios Estacionales tienen revisión trimestral, para suavizar la volatilidad de los precios del Mercado Spot a los usuarios finales.

La ley 24.065 en su artículo 36 determina que la Secretaría de Energía determinará que los demandantes (distribuidores) paguen una tarifa uniforme, estabilizada cada noventa (90) días, medida en los puntos de recepción, que incluirá lo que perciben los generadores por los conceptos señalados en el párrafo precedente, y los costos de transporte entre los puntos de suministro y recepción.

El artículo 40 del Decreto 1398 de 1992 define las tarifas así:

- Inciso a) El costo propio de distribución para cada nivel de tensión, que integrará la tarifa de la concesión estará constituido por:
 1. El costo marginal o económico de las redes puestas a disposición del usuario, afectado por coeficientes que representen las pérdidas técnicas asociadas a los distintos niveles de tensión.
 2. Los costos de operación y mantenimiento, considerándose como tales a los gastos inherentes a la operación y mantenimiento de las redes puestas a disposición de los usuarios, y
 3. Los gastos de comercialización, incluyéndose en tal concepto a los gastos de medición y administrativos que se relacionen con la atención al usuario.

Inciso b. Los costos de distribución se asignarán a las distintas categorías tarifarias teniendo en cuenta:

1. La tensión en que se efectúe el suministro, y
2. La modalidad de consumo de cada tipo de usuario y su participación en los picos de carga de las redes de distribución.

Inciso C) Se adicionará al costo propio de distribución el precio de compra en bloque en el MEM, tomando como referencia el correspondiente al "Mercado Spot". Dicho precio de compra deberá multiplicarse por un factor que represente las pérdidas técnicas asociadas a su sistema de distribución, según el nivel de tensión del suministro.

En caso de comprar el distribuidor toda o parte de la energía eléctrica en bloque, a través de contratos libremente pactados, el precio a trasladar a la tarifa a usuarios finales será el que corresponda al Mercado Spot.”

Cada distribuidor trasladará a la tarifa del usuario final el precio correspondiente al Mercado Spot (ya sea que la compra se efectúe en tal ámbito o a través de contratos libremente pactados), y/o el de los contratos transferidos en los procesos de privatización, ponderando la proporción que cada uno de éstos represente en su compra total.

5.1.5 SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES

La ley 24.065 prohíbe los subsidios cruzados entre usuarios al afirmar en el artículo 42 que en ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un usuario o categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios.

La función de otorgar subsidios a cargo del Estado se encuentra implícita en el artículo 37 de la ley, donde se dice que las empresas de generación y transporte de propiedad total o mayoritaria del Estado nacional tendrán derecho a recuperar solamente sus costos operativos y de mantenimiento totales que les permitan mantener la calidad, continuidad y seguridad del servicio, cuyo concepto y metodología de determinación serán establecidos por la Secretaría de Energía. Los excedentes resultantes de la diferencia entre dicho valor y el precio de venta de la energía generada, así como los que resulten entre este último y el precio de venta de la energía generada por los entes binacionales conforme sus respectivos convenios, o resultantes de interconexiones internacionales, integrarán un fondo unificado, cuyo presupuesto será aprobado anualmente por el Congreso de la Nación y será administrado por la Secretaría de Energía. El fondo unificado se dedicará a estabilizar, por el período que se determine, los precios que pagarán los distribuidores.

La citada secretaría podrá dividir en cuentas independientes los recursos del Fondo, conforme a su origen y destino, pudiendo establecer un sistema de préstamos reintegrables entre las mismas.

En el artículo 70 de la ley 24.065 se crea el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, que se constituirá con un recargo sobre las tarifas que paguen los compradores del mercado mayorista, es decir las empresas distribuidoras y los grandes usuarios, y con los reembolsos más sus intereses de los préstamos que se hagan con los recursos del Fondo. La Secretaría de Energía tendrá la facultad de modificar el monto del referido recargo, hasta un veinte por ciento (20 %) en más o en menos, de acuerdo a las variaciones económicas que se operen en la industria con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de la ley. La industria paga una contribución al fondo subsidiario de 3 \$/MWh, el cual se incluye en la tarifa de electricidad.

En Argentina existe un sistema de impuestos que se cargan a las tarifas de energía eléctrica, el impuesto mas representativo es el IVA con un 27% (para la industria y comercio), además se tiene el impuesto por Ley 23.681 (0.6%), el impuesto Municipal (que varía desde 0% hasta un 15%) y el impuesto Provincial (que varía desde un 0% hasta un 3%).

5.1.6 EL MERCADO DE LOS GRANDES CONSUMIDORES

Los niveles de potencia requeridos para poder aspirar a ser Gran Usuario se han ido reduciendo desde el comienzo de la vigencia del Marco Regulatorio de 5000 kW a 30 kW.

Los consumidores de energía eléctrica pueden comprar de dos formas diferentes, a través del distribuidor de su área (forma tradicional), o directamente a un Generador o Comercializador reconocido.

De optar por la segunda alternativa, el usuario debe cumplir con las condiciones requeridas para ingresar al MEM como Agente del mismo. Los Grandes Usuarios dentro del Mercado Eléctrico responden a tres categorías bien definidas por su nivel de consumo: Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA).

Los GUME y los GUPA no están habilitados para operar en el mercado spot y no deben pagar el cargo por Gastos de Administración del Mercado. Su relación es con el Distribuidor, en lo que respecta a la operación física del mercado mayorista.

5.1.6.1 GUMA

Las condiciones para que un usuario se considere un GUMA son:

- ◆ Tener, como mínimo, en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 1 MW y de energía igual o superior a 4.380 MWh anuales.
- ◆ Tener contratado en el Mercado a Término (MAT) por lo menos el 50% de su demanda de energía eléctrica con Generadores o Comercializadores de Generación, cumpliendo el mínimo de energía previsto en el punto anterior, o bien tener acuerdos con Comercializadores de Demandas que cubran el 50% de su demanda. El resto de la demanda puede ser adquirido directamente en el Mercado, al precio que se verifique en forma horaria.
- ◆ La duración mínima de cada contrato en el MAT es de un mes, pero debe disponerse siempre de 3 meses bajo contratos. La duración mínima de cada acuerdo de comercialización de demanda es de 12 meses.
- ◆ Instalar un equipo de medición apropiado que permita la medición de su demanda cada 15 minutos y que pueda ser leído en forma remota por CAMMESA.
- ◆ Disponer de un Esquema de Alivio de Carga por baja frecuencia (relé de corte o convenio con otro GUMA para compartir cortes).
- ◆ Constituir un Depósito de Garantía que cubra el importe a facturar por CAMMESA por 3 meses.

5.1.6.2 GUME

Las condiciones para que un usuario se considere un GUME son:

- ◆ Tener en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 kW y menor que 2000 kW (medición triple tarifa).
- ◆ Contratar el 100% de su demanda de energía eléctrica con un Generador o Comercializador reconocido por el MEM.
- ◆ La duración mínima del contrato en el MAT no debe ser inferior a 2 períodos trimestrales.
- ◆ No tener deudas pendientes con la Distribuidora.

5.1.6.3 GUPA

Las condiciones para que un usuario se considere un GUPA son:

- ◆ Tener en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 kW y menor que 100 KW (medición simple tarifa).
- ◆ Contratar el 100% de su demanda de energía eléctrica con un Generador o Comercializador reconocido por el MEM.
- ◆ La duración mínima del contrato en el MAT no debe ser inferior a los 4 períodos trimestrales.
- ◆ No tener deudas pendientes con la Distribuidora.

5.1.7 SOBRE LA SOSTENIBILIDAD DEL SECTOR ELECTRICO Y LAS TARIFAS DE ELECTRICIDAD.

La crisis cambiaria argentina a principios del año 2002, resultó en una fuerte devaluación que llevó el peso argentino de tener una paridad con el dólar a valores del orden de los \$3/dólar. Todas las tarifas de electricidad permanecieron en pesos argentinos, mejorando enormemente la competitividad de los consumidores industriales que vieron reducidas sus tarifas en dólares a una tercera parte. Sin embargo, ello ha sido a costa de las empresas generadoras del sector y de las empresas productoras de gas natural, que vieron reducidos sus ingresos en dólares en forma proporcional. En consecuencia, en las actuales circunstancias el sector eléctrico argentino no es sostenible, pues tarifas tan reducidas, no dan las señales para asegurar la expansión del suministro de energía en Argentina.

A principios de Abril del 2004 se conoció una decisión del gobierno argentino de elevar los precios de gas natural en forma gradual hasta julio del 2005, y los consiguientes aumentos en los costos de generación se irán trasladando a los grandes consumidores.

5.1.8 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN

Se puede actualizar en forma permanente la información de las tarifas finales pagadas por los Grandes Usuarios Mayores -GUMAs-, con los informes mensuales de CAMMESA que se encuentran en su página web, y complementada con los informes trimestrales de costos de distribución de AGUEERA.

5.1.8.1 Metodología para calcular los precios de los Grandes Consumidores

Los precios medios de los GUMAs se obtienen directamente de CAMMESA³⁰. En la siguiente tabla se muestra la evolución histórica de los precios de los GUMAs, mes a mes durante los años 2001, 2002 y 2003.

30 www.cammesa.com - MEMnet - Estadísticas - Precios Energía - Contratos GUMAs MEM.

TABLA 5.4 PRECIO MEDIOS DE LOS GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMAS)

MES	MERCADO SPOT				MERCADO A TERMINO		SUBTOTAL		PRECIOS MEDIOS
	FACTURADO		LIQUIDADO		MWh	\$	MWh	\$	\$MWh
	MWh	\$	MWh	\$					
Dec-03	144.917	10.006.880	35.140	840.448	1.058.002	31.434.149	1.167.779	40.600.581	34,77
Nov-03	151.353	9.734.323	28.135	658.771	1.052.212	31.178.495	1.175.430	40.254.047	34,25
Oct-03	173.300	13.718.431	30.455	733.185	1.051.814	30.245.937	1.194.659	43.231.183	36,19
Sep-03	162.552	16.350.306	26.581	675.506	1.009.350	30.811.265	1.145.321	46.486.065	40,59
Aug-03	159.411	18.850.348	36.818	1.462.519	1.031.486	36.280.387	1.154.079	53.668.216	46,50
Jul-03	148.662	14.706.641	40.744	1.249.676	1.044.429	34.070.281	1.152.307	47.527.246	41,52
Jun-03	158.025	14.178.727	38.031	1.594.087	997.302	34.341.479	1.117.296	46.926.119	42,00
May-03	179.908	13.232.685	27.933	627.970	1.041.952	30.284.529	1.193.928	42.889.244	25,92
Apr-03	188.777	10.996.941	27.374	574.178	999.204	26.766.443	1.160.607	37.189.206	32,04
Mar-03	202.973	11.308.388	28.647	603.968	1.023.640	27.342.406	1.197.966	38.046.826	31,76
Feb-03	171.701	9.362.079	24.784	521.005	919.594	24.707.523	1.066.511	33.548.597	31,46
Jan-03	199.072	9.889.792	32.878	627.363	930.347	24.658.904	1.096.541	33.921.333	30,93
Dec-02	189.918	10.391.779	42.922	592.295	952.534	22.345.360	1.099.530	23.144.844	29,24
Nov-02	190.943	9.988.035	41.239	742.094	921.576	22.649.507	1.071.280	31.895.448	29,77
Oct-02	183.469	10.220.242	60.498	847.802	962.415	22.249.650	1.085.386	31.622.090	29,13
Sep-02	181.298	9.997.407	44.169	761.036	924.298	22.477.551	1.061.427	31.713.922	29,88
Aug-02	189.901	10.668.188	53.916	1.068.753	923.242	22.834.964	1.059.227	32.434.399	30,62
Jul-02	191.841	11.181.750	50.828	1.770.301	915.325	23.786.147	1.056.338	33.197.595	31,43
Jun-02	183.663	9.976.948	121.626	1.210.387	901.603	25.307.690	963.640	34.073.801	35,36
May-02	190.711	8.024.150	63.209	1.447.460	942.848	24.544.178	1.070.350	31.120.868	29,08
Apr-02	74.638	2.210.654	40.834	761.489	986.997	22.316.226	1.020.801	23.765.391	23,28
Mar-02	183.692	6.304.314	84.514	1.523.739	990.206	22.407.779	1.089.384	27.188.354	24,96
Feb-02	151.284	5.600.175	85.326	1.508.420	896.953	20.652.307	962.911	24.744.062	25,70
Jan-02	138.214	5.761.864	150.071	2.908.992	1.005.458	23.270.989	993.601	26.123.861	26,29
Dec-01	151.441	5.848.567	133.061	2.519.318	1.012.295	23.477.218	1.030.675	26.806.467	26,01
Nov-01	152.144	6.115.986	98.742	1.709.018	1.019.690	23.815.447	1.073.092	28.222.415	26,30
Oct-01	151.627	6.784.192	131.742	2.774.992	1.070.867	25.268.910	1.090.752	29.278.110	26,84
Sep-01	158.574	6.211.223	89.769	1.649.977	1.039.297	24.507.064	1.108.102	29.068.310	26,23
Aug-01	168.258	6.433.527	99.311	1.746.261	1.079.576	25.453.907	1.148.523	30.141.173	26,24
Jul-01	169.834	6.811.730	88.181	1.672.744	1.049.220	24.813.131	1.130.873	29.952.117	26,49
Jun-01	167.627	7.308.347	81.870	1.915.709	1.037.730	24.509.132	1.123.487	29.901.770	26,62
May-01	178.450	8.330.179	93.394	2.504.676	1.068.387	24.866.447	1.153.443	30.691.950	26,61
Apr-01	182.992	6.475.278	75.124	1.413.411	1.019.783	23.305.154	1.127.651	28.367.021	25,16
Mar-01	205.722	7.274.063	85.484	1.782.474	1.063.310	24.441.534	1.183.548	29.933.123	25,59
Feb-01	190.809	6.367.683	94.603	1.978.409	1.044.893	23.593.350	1.141.099	27.982.624	24,52
Jan-01	200.397	7.117.264	115.264	2.189.263	1.053.371	23.702.662	1.138.504	28.630.663	25,15

Estos precios incluyen los costos de energía, potencia despachada, mercado a término, energía adicional, potencia de reserva, servicios asociados, transporte, reactivos y generación forzada, componentes de alivios por cargas y componentes de crédito a GUMEs. No incluyen los costos de distribución, los impuestos nacionales, los provinciales, ni los impuestos municipales.

5.1.8.2 Precios para marzo de 2003

Para efectos comparativos con los demás países, para la presente actualización se han tomado las cifras puntuales de marzo del 2003, de la siguiente manera:

Para marzo del 2003, el precio medio de los GUMAs fue de \$31,76/Mwh, equivalente a 1,134 cUS\$/Kwh³¹. Este precio ya tiene incluidos los costos de generación, transmisión y otros costos asociados a servicios de generación.

A los precios anteriores se deben agregar los precios de distribución y los impuestos nacionales.

Los impuestos nacionales que paga la industria son dos: Una contribución al fondo subsidiario de \$3/Mwh, equivalentes a 0,107 cUS\$/Kwh, y el 0,6% de la ley 23,681. El impuesto del IVA del 27% no se incluye por ser un impuesto recuperable.

El precio de distribución se obtiene de la información de AGUEERA correspondiente al primer trimestre del año 2003³². El precio de distribución fue de 0,107 cUS\$/kwh para alta tensión (500 kV – 132 kV) y de 0,464 cUS\$/kwh para media tensión (132 kV – 380 V).

En resumen, los precios medios finales de los GUMAs para marzo del 2003 fueron:

Para Alta tensión (500 kV-132 kV):

Precio Monómico Medio + Precio de Distribución + Impuestos Nacionales sin IVA =
(1,134+0,107+0,114) = 1,36 cUS\$/Kwh.

Para Media Tensión (132 kV-380 V):

(1,134+0,464+0,117) = 1,72 cUS\$/Kwh.

Con el fin de conocer la estructura tarifaria aplicable a los Grandes Usuarios Mayores en una forma más desagregada, separando los costos de generación, los costos de transmisión, y los costos de servicios asociados, se ha desarrollado la siguiente metodología:

Precio de Generación

El precio medio de generación se obtiene de CAMMESA de los informes mensuales que incluyen el precio de la energía + precio por potencia despachada + Mercado a Término³³. Para marzo del 2003, el precio medio de generación fue de \$21,22 /Mwh o 0,758 cUS\$/Kwh.

Precio de Transmisión

El precio medio de transmisión se obtiene del Informe Anual del 2002 de CAMMESA³⁴. En la página 89 se encuentra para GUMAS >20MW, un valor de transporte de \$1,80/Mwh. Este valor puede ser usado para marzo del 2003, pues de acuerdo con información de AGUEERA es correcto por ser del orden del 6% del precio monómico medio. Entonces para marzo del 2003, el costo de transporte es de \$1,80 /Mwh, o sea 0.064 cUS\$/Kwh.

31 La Tasa de Cambio para marzo/2003 fue 2.8 \$/US.

32 Fuente: AGUEERA. Tarifas de Distribución Argentina. Precios Monómicos por Distribuidora. 1er. Trimestre 2003. Los precios detallados de distribución para Alta y Media Tensión fueron suministrados directamente en forma verbal por AGUEERA.

33 CAMMESA, www.cammesa.com - MEMNET-informes mensuales-marzo 2003-MEM-Síntesis-Precio de la Energía y Monómico.

34 CAMMESA, www.cammesa.com. Informe Anual 2002. Pág 89.

Otros

El costo para otros servicios, que incluye los costos de energía adicional, potencia de reserva, servicios asociados, reactivos, generación forzada, componentes de alivios por cargas y componentes de crédito a GUMES, se obtiene como diferencia entre el precio promedio monómico de los GUMAS y los costos de generación y transmisión calculados. Entonces para marzo del 2003, el costo del rubro "otros" resulta de \$8,74/Mwh, equivalente a 0,312 cUS\$/Kwh

La siguiente tabla muestra las principales componentes de la tarifa de energía eléctrica para los Grandes Usuarios del MEM a marzo del 2003

TABLA 5.5 COMPONENTES DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MARZO 2003

Nivel de tensión	Generación	Transmisión	Distribución	Otros	Impuestos	Total
Alta Tensión (500 kV – 132 kV)	0,76	0,06	0,11	0,31	0,11	1,35
Media Tensión (132 kV - 380 V)	0,76	0,06	0,46	0,31	0,12	1,71

Cifras en cUS\$/kWh
Fuente : AGUEERA, CAMMESA.

En impuestos no se incluye el impuesto del IVA del 27%, ni los impuestos municipales y regionales.

Los resultados anteriores son consistentes con la información presentada por AGUEERA en el informe: "Tarifas trimestrales de distribución por industria", por ejemplo, comparando las tarifas con las del sector siderúrgico, existe una pequeña diferencia que se debe a los impuestos municipales y regionales, que no se han incluido en la tabla anterior.

5.1.8.3 Precios para diciembre de 2003

Utilizando la misma metodología explicada en el numeral anterior, se han actualizado las tarifas de los GUMAs según información disponible en la página web de CAMMESA³⁵.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

- ◆ El precio monómico medio de los GUMAs fue de \$34,77/Mwh, equivalente a 1,185 cUS\$/Kwh³⁶.
- ◆ El precio de generación fue de \$23,97 /Mwh o 0,817 cUS\$/Kwh
- ◆ El precio de transporte de \$1,80/Mwh, o sea 0.061 cUS\$/Kwh.
- ◆ Por lo tanto para diciembre 2003, el costo del rubro "otros" resulta en \$9,0/Mwh, equivalente a 0,307 cUS/Kwh.
- ◆ El precio de distribución fue de 0,107 cUS\$/kwh para alta tensión (500 kV – 132 kV) y de 0,464 cUS\$/kwh para media tensión (132 kV – 380 V).

35 CAMMESA. www.cammesa.com

36 La Tasa de Cambio para diciembre 2003 fue 2.933 \$/US.

En resumen, los precios medios finales de los GUMAs para diciembre del 2003 fueron:

- ◆ Para Alta tensión (500 kV-132 kV):

$$\text{Precio Monómico Medio} + \text{Precio de Distribución} + \text{Impuestos Nacionales sin IVA} = \\ (1,185+0,107+0,114) = 1,40 \text{ cUS\$/Kwh.}$$

- ◆ Para Media Tensión (132 kV-380 V):

$$(1,185+0,464+0,117) = 1,76 \text{ cUS\$/Kwh.}$$

La siguiente tabla muestra las principales componentes de la tarifa de energía eléctrica para los Grandes Usuarios del MEM a diciembre del 2003.

TABLA 5.6 COMPONENTES DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN DICIEMBRE 2003

Nivel de tensión	Generación	Transmisión	Distribución	Otros	Impuestos	Total
Alta Tensión (500 kV - 132 kV)	0,81	0,06	0,11	0,31	0,11	1,40
Media Tensión (132 kV - 380 V)	0,81	0,06	0,46	0,31	0,12	1,76

Fuente : Cifras en cUS\$/kWh
AGUEERA, CAMMESA.



5.2 BOLIVIA

5.2.1 PRINCIPALES INDICADORES

Nombre oficial:	República de Bolivia
Superficie:	1.098.581 km ²
Población:	8.908.000 Habitantes
Capital:	La Paz
Moneda:	Boliviano

TABLA 5.7 INDICADORES ECONÓMICOS DE BOLIVIA

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población (<i>Miles de Habitantes</i>) ^a	8,143	8,329	8,516	8,708	8,908
PIB (<i>Millones de dólares constantes de 1995</i>) ^a	7,753	7,934	8,036	8,253	8,459
Variación (%)	0.30	2.33	1.29	2.70	2.50
PIB per Cápita (<i>US\$/hab</i>)	952	953	944	948	950
Inflación (%) ^b	3.1	3.40	0.90	2.40	3.90
Tasa de Cambio a Fin Año (<i>S/US\$</i>) ^b	6	6.4	6.8	7.5	7.7
Devaluación (%)	6.1	6.67	6.25	10.29	4.0
Capacidad Instalada (<i>MW</i>) ^c	1,234	1,325	1,307	1,273	ND
Generación de Energía Eléctrica (<i>GWh</i>) ^d	3,898	3,884	3,973	4,190	ND
Demanda de Energía Eléctrica (<i>GWh</i>) ^d	3,403	3,252	3,469	3,620	ND
Pérdidas (%)	12.9	16.52	12.68	13.81	ND
Consumo de Energía per cápita (<i>KWh/hab</i>)	418	390	407	416	ND

Fuentes:

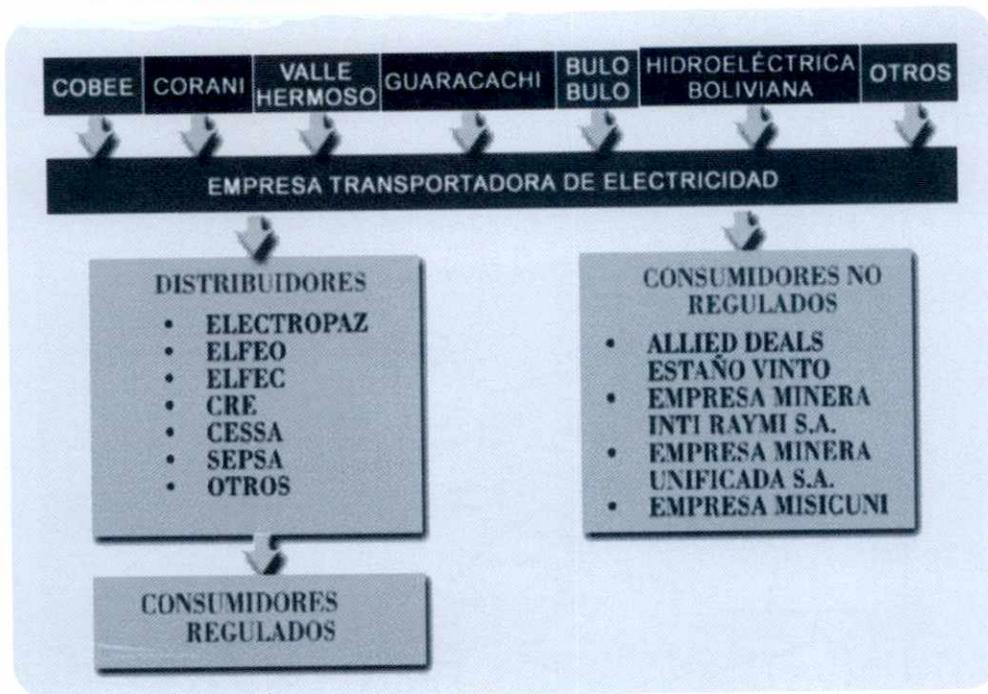
- a Asociación Latinoamericana de Integración - ALADI- Información años 1999-2002. Comisión económica para América Latina y el Caribe - CEPAL- año 2003, Informe preliminar 2003.
- b ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- c SUPERELE
- d Comisión de Integración Energética Regional - CIER

5.2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO BOLIVIANO³⁷

La industria eléctrica en Bolivia comprende las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de electricidad. La nueva estructura del sector determina la separación vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) a fin de posibilitar el funcionamiento de un mercado competitivo en el que la oferta está constituida por los generadores y la demanda por las empresas distribuidoras y los consumidores no regulados.

37 Fuente: www.superele.gov.bo

GRÁFICA 5.1 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO



5.2.2.1 Sistema de Generación

La capacidad instalada de generación del sistema eléctrico Boliviano a diciembre del 2002 era de 1,273 MW, de los cuales 456 MW, o sea el 36% correspondió a la capacidad de centrales hidroeléctricas, y 817 MW a centrales termoeléctricas. La energía generada en el año 2002 fue de 4,190 Gwh con un incremento del 5.5% con respecto a la energía generada en el año 2001.

La producción de electricidad está a cargo de las siguientes empresas: CORANI, GUARACHI, VALLE HERMOSO, COBEE, RIO ELÉCTRICO, HIDROELÉCTRICA BOLIVIANA, SYNERGIA y la compañía Eléctrica Bulu Bulu.

La tabla siguiente muestra la evolución en la potencia instalada y la energía generada en el sistema eléctrico Boliviano en el período 1970 - 2002.

TABLA 5.8 EVOLUCIÓN DE POTENCIA INSTALADA Y ENERGÍA GENERADA.

	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2001	2002
MW	128	267	392	470	525	852	1325	1227	1273
GWh	542	772	1253	1429	1901	3019	3884	3973	4190

5.2.2.2 Sistema de Transmisión

La empresa Transportadora de Electricidad TDE es un monopolio de propiedad privado que se encarga de llevar electricidad, mediante líneas de transmisión, desde las centrales eléctricas hasta los puntos de retiro en los cuales las empresas de distribución compran de acuerdo a las necesidades que tienen. La tabla siguiente muestra la longitud en kilómetros de las líneas de Alta Tensión del Sistema Boliviano.

TABLA 5.9 LONGITUD DE LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN

kV	69	115	230	TOTAL
km	1.436	1.418	541	3.395

GRÁFICA 5.2 DIAGRAMA DEL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN



El Sistema Troncal de Interconexión es la parte del Sistema Interconectado Nacional que comprende las líneas de alta tensión 230 kV, 115 kV y 69 kV delimitadas por las siguientes subestaciones eléctricas donde se realizan transacciones de compra y venta de electricidad correspondientes al Mercado Eléctrico Mayorista:

- ◆ Oruro - Subestaciones: Vinto 69 kV, Vinto 115 kV, Catavi 69 kV
- ◆ Chuquisaca - Subestaciones: Aranjuez 69 kV
- ◆ Potosí - Subestaciones: Potosí 69 kV, Punutuma 69 kV, Don Diego 69 kV
- ◆ La Paz - Subestación Kenko 115 kV
- ◆ Santa Cruz - Subestación Guaracachi 69 kV
- ◆ Cochabamba - Subestaciones: Arocagua 115 kV, Valle Hermoso 115 kV, Coboce 115 kV, Chimoré 230 kV.

5.2.2.3 Sistema de distribución

La distribución de electricidad en los centros de consumo está a cargo de las empresas ELECTROPAZ S.A., EMPRELPAZ y SEYSA en La Paz, CRE LTDA. en Santa Cruz, ELFEC S.A. en Cochabamba, ELFEO S.A. en Oruro, CESSA en Sucre y SEPSA en Potosí. A diciembre de 2002 el número de consumidores fue 965,817 y las ventas de electricidad llegaron a 2977.19 GWh.

5.2.3 MARCO REGULATORIO

El nuevo marco legal plantea que el ejercicio de las actividades de la industria eléctrica boliviana y su desarrollo deberán realizarse mediante la iniciativa privada, el Estado asume la responsabilidad de formular políticas y aprobar normas y la Superintendencia de Electricidad actúa como organismo regulador.

El marco legal de las actividades de la industria eléctrica en la República de Bolivia y específicamente del Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano comprende:

- ◆ La Ley de Electricidad N° 1604 de fecha 21 de diciembre de 1994, que define los principios, la organización institucional, la estructura operativa y modelo económico del sector eléctrico boliviano.
- ◆ Reglamentos que establecen, en forma ampliada y complementaria a la Ley de Electricidad, el tratamiento operativo y económico del Mercado Eléctrico.
- ◆ Normas Operativas que son elaboradas por el Comité Nacional de Despacho de Carga y aprobadas por la Superintendencia de Electricidad con el objetivo de fijar procedimientos detallados para la coordinación y administración del Mercado Eléctrico.

5.2.3.1 El Mercado Eléctrico Mayorista.

Es el mercado integrado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan sus operaciones de compra, venta y transporte de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Por mandato de la Ley de Electricidad, la administración del Mercado Eléctrico Mayorista es responsabilidad del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Tiene asignada las tareas de planificar la operación integrada del SIN con el propósito de satisfacer la demanda mediante una operación segura, confiable y de costo mínimo, realizar el despacho de carga en tiempo real y costo mínimo y determinar las transacciones.

5.2.3.2 El Organismo Regulador. SUPERELE

La Superintendencia de Electricidad es una persona jurídica de derecho público, con jurisdicción nacional, autonomía de gestión técnica, administrativa y económica. Fue creada mediante la Ley 1600 de 1994 (LEY SIRESE) como parte del Sistema de Regulación Sectorial, con el objetivo de regular, controlar y supervisar las actividades del sector eléctrico.

El superintendente es designado por el Presidente de la República, de las ternas propuestas por dos tercios de votos de los miembros presentes de la Cámara de Senadores. El superintendente tiene un periodo de funciones de cinco años, no pudiendo ser reelegido sino pasado un tiempo igual al que hubiese ejercido su mandato.

La Superintendencia de Electricidad inicio actividades en enero de 1996.

5.2.3.3 La Estructura Tarifaria para los Usuarios Finales.

Los principios y conceptos de determinación de precios de electricidad son los siguientes:

Precios de generador a distribuidor o precios de nodo

Los precios de nodo son aprobados semestralmente por la Superintendencia de Electricidad. Vencido el período de vigencia y mientras no sean aprobados los del período siguiente, éstos y sus respectivas formulas de indexación continúan vigentes.

Los precios de generador a distribuidor se calculan como precios máximos en cada nodo del Sistema Troncal de Interconexión. Los precios máximos de nodo están compuestos por: a) el precio de potencia de punta y b) el precio de energía.

El precio básico de potencia de punta, se determina, calculando la anualidad de la inversión y los costos fijos anuales de operación, mantenimiento y administración correspondientes a la unidad generadora más económica destinada a suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema. Este valor se incrementa en un porcentaje que resulta de considerar la no disponibilidad teórica del sistema. El cálculo de la anualidad se efectúa aplicando la tasa de actualización estipulada en la Ley de Electricidad.

El precio básico de energía se calcula como el promedio ponderado de los costos marginales de corto plazo de energía del sistema por los valores de demanda proyectados, actualizados con la tasa estipulada en la Ley de Electricidad.

La tasa de actualización es el 10% anual en términos reales. Esta tasa sólo puede ser modificada por el Ministerio, mediante resolución administrativa debidamente fundamentada. La nueva tasa no podrá diferir en más de dos (2) puntos porcentuales de la tasa vigente.

Precios máximos de transmisión

Se calculan considerando el costo total de transmisión, que comprende la anualidad de la inversión y los costos de operación mantenimiento y administración de un sistema económicamente adaptado de transmisión. Estos precios se fijan semestralmente por parte de la Superintendencia de Electricidad.

Precios máximos de distribución

Son fijados por las tarifas base y las fórmulas de indexación. Las tarifas base se calculan tomando en cuenta los costos de suministro, vale decir: compra de electricidad (energía, potencia y peaje), costos de operación: mantenimiento, administración, impuestos, depreciación y utilidad. Las tarifas base son indexadas mensualmente mediante el cálculo de fórmulas que reflejan tanto la variación de los costos de distribución como los incrementos en eficiencia y el traspaso directo de variaciones en los costos de compra de energía e impuestos. Estos precios máximos de distribución se aprueban cada cuatro años.

El cuadro siguiente muestra las tarifas promedio de electricidad a noviembre de 2003 por empresa del Sistema Interconectado Nacional y por sector de consumo.

TABLA 5.10 TARIFA PROMEDIO DE NOVIEMBRE DE 2003 A CONSUMIDORES FINALES

Categoría \ Empresa	ELECTROPAZ	CRE	ELFEO	CESSA	SEPSA	ELFEC
Residencial	5,55	6,12	6,78	6,12	6,46	6,54
General	8,68	8,97	9,22	8,97	9,78	9,01
Industrial	4,16	4,52	4,38	4,52	4,93	4,22
Minería	4,58	-	4,03	-	4,75	-
Alumbrado Público	3,67	7,49	7,93	7,49	9,38	6,58
Otros	6,24	-	3,81	-	-	3,28
Promedio	5,93	6,45	5,31	6,45	6,08	6,31

Cifras en cUS\$/ KWh

5.2.4 EL MERCADO DE LOS GRANDES CONSUMIDORES

Los grandes consumidores con capacidad instalada superior a 1 MW pueden constituirse como Consumidores No Regulados (CNR) y operar como agentes del MEM. Para constituirse como no regulado el consumidor debe obtener una autorización de la Superintendencia de Electricidad y cumplir con los requerimientos técnicos del CNDC.

Los consumidores no regulados pueden suscribir con generadores o distribuidores contratos de abastecimiento, pactados libremente en cuanto a precios y cantidades de energía y potencia de punta. Los consumidores no regulados no están obligados a suscribir contratos de suministro. Si un consumidor no regulado no cuenta con contratos de suministro para toda o parte de su demanda, puede comprar energía del mercado spot, previa suscripción de un contrato de adhesión con el CNDC en el que se establecen las garantías de pago y otras condiciones definidas por el CNDC.

Los dos mayores consumidores de energía eléctrica en Bolivia son: Inti Raymi, empresa minera localizada en Oruro, con una demanda máxima de 23.1 MW. El Complejo Metalúrgico Vinto S.A, en Oruro con una demanda máxima de 3.8 MW.

5.2.5 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN

Se puede actualizar en forma permanente la información de las tarifas finales pagadas por los Grandes Consumidores de Bolivia con los informes anuales del CNDC que se encuentran en la página web www.cnb.net/cndc/.

5.2.5.1 Metodología para los Precios de los Grandes Consumidores

Los precios medios de los Grandes Consumidores se obtienen directamente del CNDC³⁸. En la Tabla se muestran los precios monómicos medios del sistema boliviano para el año 2003.

Estos precios no incluyen los costos de distribución, ni los impuestos nacionales, provinciales, y municipales. Los impuestos nacionales que paga la industria son: Impuesto del IVA del 13% y un impuesto a las transacciones del 3%. El impuesto IVA es recuperable.

Para los dos mayores consumidores, se obtiene la información en forma directa de la tabla. El precio total para Inti Raymi en el año 2003 fue de 2,25 cUS\$/Kwh, mientras que para el CM Vinto fue de 1,88 cUS\$/Kwh.

El precio de generación corresponde a la suma de los precios de energía y potencia. Para Inti Raymi fue de 1,96 cUS\$/kwh y para CM Vinto fue de 1,66 cUS\$/Kwh.

El precio de transmisión para Inti Raymi fue de 0,29 cUS\$/Kwh y para CM Vinto fue de 0,22 cUS\$/Kwh.

TABLA 5.11 PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS (US\$/MWh)

	Energía	Potencia	Peaje	Monómico
CRE	9,62	16,67	3,95	30,24
ELECTROPAZ	10,31	15,05	3,70	29,06
Retiros PARA Electropaz	8,18	19,68	4,80	32,66
Retiros PARA Elfeo	7,53	16,51	3,88	27,93
Total - Cobee	8,10	19,30	4,69	32,09
Arocagua	8,11	17,05	3,94	29,10
V. Hermoso	8,13	21,94	5,06	35,13
Coboce	7,33	12,66	2,83	22,83
Chimare	7,87	20,85	5,12	33,83
Total - Elfeo	8,07	18,05	4,17	30,30
Vinto	8,84	19,11	4,53	32,47
Catavi	8,62	19,46	4,39	32,47
Total - Elfeo	8,73	19,28	4,46	32,47
INTI RAYMI	7,15	12,49	2,86	22,50
CM VINTO S.A.	7,30	9,29	2,22	18,81
Compras nodo Potosí	8,07	16,70	3,71	28,49
Total Río Eléctrico	8,07	16,70	3,71	28,49
Sacaca	8,21	23,20	5,41	36,82
Ocuri	8,33	11,08	2,52	21,94
Potosí	9,68	18,43	3,96	32,07
Dón Diego	9,31	19,46	4,04	32,82
Complejo Karachipampa	8,66	21,19	4,51	34,36
Total - Sepsa	9,60	18,55	3,96	32,12
Mariaca	8,77	6,22	1,30	16,29
Sucre	14,11	19,99	3,83	37,93
Total - Cessa	14,10	19,96	3,82	37,89
Coboce	10,72	7,79	2,14	20,65
TOTAL MEM	9,08	17,35	4,08	30,51

5.2.5.2 Precios para el 2003

Para el 2003 las tarifas promedio de los dos mayores consumidores fueron:

Empresa y Nivel de Tensión	Generación	Transmisión	Distribución	Otros	Impuestos	Total
Inti Raymi (110 kV)	1,96	0,29	0	0	0,07	2,32
CM Vinto (69 kV)	1,66	0,22	0	0	0,05	1,93

Fuente : Cifras en cUSD\$/KWh
 CNDC. Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional Año 2003.
 En impuestos no se incluye el impuesto del IVA del 13.



5.3 BRASIL

5.3.1 PRINCIPALES INDICADORES³⁹

Nombre oficial:	República Federativa del Brasil
Superficie:	8.511.965 km ²
Población:	177.400.000
Capital:	Brasilia D.F.
Moneda:	Real

39 Fuente Principal: ALADI (Asociación Latinoamericana de Integración) www.aladi.org

TABLA 5.12 INDICADORES ECONÓMICOS BRASIL.

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población (Miles de Habitantes) ^a	168,495	170,693	172,891	175,084	177,400
PIB (Millones de dólares constantes de 1995) ^a	710,596	738,715	749,506	763,750	764,500
Variación (%)	1.00	3.96	1.46	1.90	0.10
PIB per Cápita (US\$/hab)	4,217	4,328	4,335	4,362	4,309
Inflación (%) ^b	8.9	6.00	7.70	12.50	11.00
Tasa de Cambio a Fin Año (\$/US\$) ^b	1.79	1.96	2.32	3.53	2.89
Devaluación (%)		9.30	18.67	52.27	-18.23
Capacidad Instalada (MW) ^d	68,181	73,712	76,255	82,458	86,940
Generación de Energía Eléctrica (GWh) ^d	334,716	348,909	328,509	344,644	ND
Demanda de Energía Eléctrica (GWh) ^a	292,677	307,529	283,257	290,466	ND
Pérdidas (%) ^d	12.55	11.85	15.5	15.7	ND
Consumo de Energía per cápita (KWh/hab)	1,737	1,802	1,638	1,659	ND

Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración - ALADI- Información años 1999-2002. Comisión económica para América Latina y el Caribe - CEPAL- año 2003, Informe preliminar 2003.
- b ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- d Capacidad Instalada : Capítulo 9, Anexo A, Tabela 1 Balanço Energético Nacional 2003
- e Electrobas, Boletín Anual 2000/2001/2002

5.3.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL BRASIL

En 1993, el sector eléctrico de Brasil comenzó una nueva fase como resultado de la Ley 8.631 de 1993, en la cual se buscaba mayor seguridad a los agentes involucrados en las transacciones comerciales de energía eléctrica. Sin embargo, dos años después, cuando la definición constitucional de concesiones y permisos de los servicios públicos fue regulada, se establecieron las condiciones necesarias para la reorganización del sector, haciéndose posible la privatización de los servicios de electricidad.

En 1996, el gobierno brasileño desarrolló un nuevo modelo del sector eléctrico. En este modelo se introducía la competencia en los segmentos de generación, distribución y comercialización. A su vez, se creaba la Agencia Regulatoria del sector eléctrico ANEEL, la cual se encargó de establecer las bases regulatorias del nuevo mercado eléctrico.

El sector eléctrico de Brasil, como el de la mayoría de países, estaba concebido con un modelo de empresas integradas verticalmente en el desarrollo de las diferentes actividades del sector.

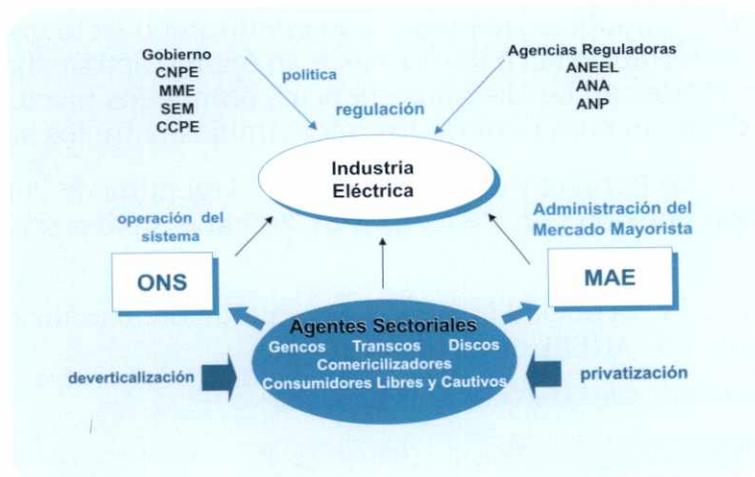
Con los cambios en el sector eléctrico brasileño, se evidenció un significativo progreso en el volumen de las inversiones, así como la presencia de compañías con diferentes estructuras organizacionales. La reestructuración rompió con los esquemas de empresas verticales de propiedad del estado y las dividió en empresas de acuerdo a sus actividades (generación, transmisión y distribución).

Los diferentes agentes del mercado, asociados a las actividades de generación, transmisión y distribución, participan en el mercado mayorista de energía eléctrica⁴⁰ (MAE) administrado

40 Las Funciones del MAE serán asumidas por el CCEE de acuerdo con la Ley 10.848 del 15 de marzo de 2004.

por ASMAE y bajo la regulación dictada por la ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica). El MAE se encuentra en un proceso iniciado en el año 2000, de transición gradual en el establecimiento de las reglas y procedimientos por medio de los cuales se regirá el mercado. La siguiente gráfica muestra la composición de agentes en el sector eléctrico actual de Brasil.

GRÁFICA 5.3 AGENTES PARTICIPANTES EN EL SECTOR ELÉCTRICO DE BRASIL



Operativamente el país ha sido dividido en las siguientes regiones:

- ◆ Sistema Norte: Estados de Rondonia, Acre, Amazonas, Roraima, Pará, Amapá y Tocantins.
- ◆ Sistema Nordeste: Maranhao, Bahía, Piaui, Ceará, Río Grande do Norte, Paraíba, Alagoas, Pernambuco y Sergipe.
- ◆ Sistema Centro-Oeste: Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Goias y Distrito Federal
- ◆ Sistema Sur: Paraná, Santa Catarina y Río Grande do Sul.
- ◆ Sudeste: Minas Gerais, Espirito Santo, Río de Janeiro y Sao Paulo

En la siguiente gráfica se presenta la ubicación física de cada uno de los subsistemas junto con las principales características.

GRÁFICA 5.4 DIVISIÓN SISTEMA ELÉCTRICO BRASILEÑO POR SUBSISTEMAS



5.3.2.1 Sistema de Generación

El sistema de generación brasileiro es el mayor de la región con una capacidad instalada de 87 GW a diciembre de 2003. El 78% de la capacidad instalada proviene de centrales hidroeléctricas, las plantas térmicas representan el 20% de la capacidad instalada y el 2% restante es el generado por las plantas nucleares.

A pesar que las centrales hidráulicas de Brasil se encuentran en siete grandes cuencas dispersas en todo el enorme territorio del país, no existe un óptimo aprovechamiento de la complementariedad de los aportes en las distintas cuencas, porque los niveles de interconexión entre las regiones no alcanzan para permitir los intercambios entre los sistemas.

Existen interconexiones con Paraguay de 6370 MW, con Argentina de 2000 MW, y con Uruguay de 70 MW. La interconexión con Venezuela de 200 MW sirve a una región aislada en el sistema Norte.

La tabla siguiente resume la capacidad instalada de generación actualizada a diciembre del 2003, según lo reportado por ANEEL en abril del 2004.⁴¹

TABLA 5.13 CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN BRASIL EN AÑO 2003

TIPO	CANTIDAD	CAPACIDAD EN MW
CGH: Central Generadora Hidroeléctrica	166	90
EOL: Eólica	10	27
PCH: Pequeña Central Hidroeléctrica	244	1,212
UHE: Usina Hidroeléctrica	140	66,389
UTE: Usina Termoeléctrica	766	17,216
UTN: Usina Termo Nuclear	2	2,007
TOTAL		86,941

5.3.2.2 Sistema de Transmisión

Actualmente el sistema interconectado eléctrico de Brasil vincula los cinco subsistemas operativos

- ◆ Sur y Sudeste, Centro-Oeste, junto a la central hidroeléctrica de Itaipú, la principal del sistema.
- ◆ Sudeste, Centro-Oeste y Norte.
- ◆ Norte y Nordeste.

La red básica de transmisión la constituyen líneas con voltajes iguales o mayores a 230 kV. En Brasil hasta el momento las grandes masas de electricidad son transmitidas desde 138 KV hasta 760 kV que fue una línea de transmisión que se construyó para uso exclusivo de Itaipú/Ivaipora que no hace parte del sistema de transmisión nacional y tiene por objeto facilitar el transporte de la energía comprada a Paraguay⁴².

41 ANEEL. www.aneel.gov.br Banco de Información de Generación.

42 Fuente: <http://www.oas.org/usde/publications/Unit/oea16s/ch16.htm#TopOfPage>

5.3.2.3 Sistema de Distribución

En la actualidad existen 47 empresas distribuidoras en Brasil, las cuales son responsables del 98% del suministro de energía eléctrica del mercado⁴³.

5.3.3 MARCO REGULATORIO

La regulación está diseñada para que la expansión tenga lugar mediante la demanda de contratos de los distribuidores y los grandes consumidores.

La expansión del sistema de transmisión resulta de un procedimiento planificado centralmente y de licitaciones para ejecutar las obras del plan.

El mecanismo central para asegurar el abastecimiento en el mercado mayorista, es la obligación que la regulación impone a los distribuidores de realizar contratos por el 85% de su demanda de energía, con una anticipación de dos años. El 10% restante debe ser contratado sin límite de plazo.

5.3.3.1 Agencia Nacional de Energía Eléctrica –ANEEL-

Es el organismo regulador del Brasil. Es una entidad vinculada al Ministerio de Minas y Energía, creada mediante ley 9.427 del 26 de diciembre de 1996. Sus principales funciones son regular y fiscalizar la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de energía eléctrica, atendiendo reclamaciones de agentes y de consumidores, guardando equilibrio entre las partes en beneficio de todos; mediar los conflictos de intereses entre los agentes del sector eléctrico y entre estos y los consumidores; conceder, permitir y autorizar instalaciones y servicios de energía; garantizar tarifas justas; velar por la calidad del servicio; exigir inversiones; estimular la competencia entre los operadores del mercado y asegurar la universalización de los servicios.

Tiene como misión proporcionar condiciones favorables para que el mercado de energía eléctrica del Brasil, se desarrolle con equilibrio entre los agentes y en beneficio de la sociedad.

5.3.3.2 El Mercado de Electricidad –MAE-

El MAE es el mercado mayorista de electricidad donde se compra y vende energía por medio de contratos bilaterales y negociaciones de corto plazo. Tiene como objetivos conducir el mercado eficientemente y promover su continuo desarrollo. Fue instituido en agosto de 1998 por el Acuerdo de Mercado, el cual regula las actividades comerciales del mercado mayorista.

Hacen parte del Acuerdo las Reglas del Mercado y los Procedimientos del Mercado. Las Reglas⁴⁴ regulan la formación de los precios en el MAE, el Mecanismo de Reasignación de Energía, la formación de submercados y precios diferenciados, la operación de centrales térmicas, las transacciones internacionales, las sanciones a los agentes del mercado y las normas sobre medición de la energía.

Los submercados en los que se dividió el MAE son:

- ◆ Zona Sudeste
- ◆ Zona Sur
- ◆ Zona Noreste
- ◆ Zona Norte
- ◆ Zona Centro Occidente

43 Fuente: Abradee-Asociación de empresas distribuidoras de Brasil.

44 ANEEL, Resolución 290/2001

Los procedimientos establecen las normas de funcionamiento para implementar el Acuerdo de Mercado. La implantación gradual del mercado "spot" se fijó a través de la Resolución 290 del 3 de Agosto de 2000 de la ANEEL⁴⁵.

El gobierno pronto publicará las regulaciones que transforman el MAE en la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica-CCEE.

La CCEE no sólo supervisará las subastas y actuará como agente de liquidación, como lo hace el MAE ahora, sino que además administrará los contratos y supervisará las subastas para nueva capacidad de generación. Todas las ventas de energía se deben realizar a través de subastas en la CCEE.

Se presentan a continuación algunas características del mercado brasileño.

Acceso a las Redes

El acceso directo de los consumidores al mercado está en un período de transición, estipulado en las Leyes Federales 9.074 de 1995 y 9.648 de 1998 que prevén una liberación del llamado mercado cautivo territorial de las distribuidoras. A partir de julio de 2000, los consumidores con carga igual o superior a 3 MW atendidos a niveles de tensión iguales o superiores a 69 kV, pueden acceder las redes y comprar energía a cualquier suministrador⁴⁶.

Regulación y Cargos del Sistema de Transmisión

Los agentes de transmisión son prestadores de servicio público cuyas redes están a tensiones iguales o superiores a los 230 kV, y tienen contratos de Concesión otorgados por la Unión Federal, representada por la ANEEL.

En la actualidad existen 20 empresas concesionarias de transmisión y la mayor parte de la Red Básica es operada por el ONS, mediante contratos de prestación de servicios y pertenece al sistema de Electrobras. Es importante mencionar que los agentes transportadores no hacen parte del MAE. De otra parte, cualquier agente que compre o venda energía y que tenga que hacer uso directo de la Red Básica tiene derecho para hacerlo con base en el criterio de Libre Acceso de la Red Básica.

Todas las empresas transportistas están en la obligación de celebrar contratos de uso del sistema de transmisión y contratos de conexión con aquellos agentes interesados en el libre acceso a los sistemas, en los cuales se especifican las condiciones generales de contratación del servicio, entre las cuales se mencionan: los montos de uso en horarios de punta y fuera de punta, la capacidad de demanda de la conexión, los mecanismos de medición, las características de calidad y las penalizaciones.

La ANEEL establece por resolución con base en los valores propuestos por los transportistas, la remuneración de las instalaciones de la Red Básica. La remuneración cubre los costos de operación y mantenimiento y la inversión. Estos valores son revisados anualmente.

La Resolución 281 del 1º de Octubre de 1999⁴⁷ establece las condiciones generales de contratación del acceso a los sistemas de transmisión y distribución a niveles de tensiones iguales

45 Agencia Nacional de Energía Eléctrica ANEEL, "Resolución 290/2000 por medio de la cual se homologan las reglas del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, MAE", Agosto de 2000.

46 CIER, "Perfil Institucional y Regulatorio del Sector Eléctrico Sudamericano", Agosto 2001.

47 Agencia Nacional de Energía Eléctrica, ANEEL, "Resolución 281 Establecimiento de las condiciones generales de acceso, comprendiendo el uso y la conexión, a los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica", Octubre 1, 1999.

o superiores a 69 kV, incluyendo los cargos de uso y de conexión a dichos sistemas, tal como se presentan en las siguientes subsecciones.

Además, la ANEEL establece en la Resolución 282 de 1999 que las tarifas del sistema de transmisión son compartidas entre generadores y comercializadores (50%-50%).

◆ Cargo por Uso

Los Artículos 13 al 17 de la Resolución 281 de la ANEEL establecen los procedimientos relacionados con los cargos de uso, los cuales deberán ser suficientes para la prestación de los servicios, incluyendo el costo de funcionamiento del ONS (Operador Nacional del Sistema Eléctrico) y una compensación del déficit o superávit del ejercicio anterior (año anterior). La metodología se basa en el cálculo de tarifas nodales, el cual tiene en cuenta las sensibilidades de los flujos por las líneas en función de la potencia inyectada o entregada en un nodo.

Las cantidades de uso se determinan como el máximo entre el valor contratado y el valor efectivamente usado.

◆ Cargo por Conexión

El Artículo 18 de la Resolución 281 de ANEEL establece que los cargos de conexión a los sistemas de transmisión y distribución son responsabilidad de los usuarios y, por lo tanto, serán objeto de la libre negociación entre las partes. Los cargos por conexión deben cubrir los costos incurridos en el proyecto de conexión, incluyendo construcción, equipamiento, medición, operación y mantenimiento del punto de conexión.

◆ Cargo por Penalización (Uso mayor de Carga Contratada)

En el caso que la cantidad usada exceda el 5% de la cantidad contratada, se cobrará una tarifa a título de penalidad cuyo valor es igual a 3 veces la tarifa de uso para el período establecido (punta o fuera de punta).

5.3.4 CONSUMO DE ENERGÍA

La siguiente tabla muestra el consumo anual de energía por sectores de consumo para el período 1999 al 2002⁴⁸. En éste último año, el sector industrial fue el principal consumidor con 44% de la energía demandada, seguido por el sector residencial con 25%, el comercial con 16% y otros con 15%.

TABLA 5.14 CONSUMO ANUAL POR SECTORES EN EL PERÍODO 1999 - 2002 (GWh)

	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Total
1999	81.291	124.381	43.588	11.802	292.677
2000	83.613	131.278	47.626	12.088	307.529
2001	73.662	122.539	44.434	11.925	283.257
2002	72.660	127.626	45.256	12.563	290.465

5.3.5 LA ESTRUCTURA TARIFARÍA PARA LOS GRANDES CONSUMIDORES

Según las leyes vigentes, después de julio del 2003, la ANEEL podría disminuir los límites anteriores; sin embargo actualmente (octubre/2003) estos límites permanecen iguales.

Los precios finales de energía eléctrica de los usuarios no regulados, dependen en su mayoría de los precios de contratos y en porcentaje muy bajo a los precios del mercado spot.

La tarifa final esta compuesta por los costos de: Generación, Transmisión, Distribución y comercialización; los costos de comercialización están incluidos dentro de la tarifa de uso de distribución.

5.3.5.1 Precios de generación:

Los precios de generación son negociados por los agentes involucrados en la negociación.

5.3.5.2 Costo de Transmisión

El costo del servicio de transmisión de energía eléctrica se compone de un cargo para cada agente y un cargo adicional para pagar el agente Operador Nacional del Sistema Eléctrico.

El cargo aprobado para cada empresa transportadora de energía eléctrica es definida por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) y la ONS que es una institución privada que se encarga de la operación del sistema eléctrico nacional; esta agencia determina cómo la energía producida llegará a los centros de consumo.

Los cargos totales del sistema de transmisión nacional deben ser divididos entre los usuarios de la red básica de transmisión, los cuales son: los Generadores, Usuarios Libres, las distribuidoras, y los agentes de importación y exportación de energía eléctrica.

La forma como estos costos son divididos es dada por las resoluciones de la ANEEL, la cual establece los cargos a pagar por los diferentes agentes usuarios de la red básica de transmisión.

5.3.5.3 Costos de Distribución

ANEEL establece las tarifas de uso del sistema de distribución de energía eléctrica a ser aplicados a los consumidores libres y generadores conectados a este sistema⁴⁹.

5.3.6 IMPUESTO SOBRE CIRCULACIÓN DE MERCANCÍAS Y PRESTACIÓN DE SERVICIOS (ICMS)

Es un impuesto estatal creado por la Constitución Federal de Brasil, promulgada el 5 de octubre de 1988, y lo administran y perciben los Estados, por lo cual estos son soberanos para fijar el monto y determinar casos de exenciones. Incide sobre todas las etapas de la comercialización, desde la fabricación o importación hasta el consumidor final. El vendedor, en cada caso actúa como agente de retención – las exenciones, incentivos fiscales y reducciones se establecen por convenios que suscriben todos los Estados de la República y el Distrito Federal, en los cuales se aplica el tratamiento.

Las alícuotas del ICMS son fijadas de acuerdo con el criterio de esencialidad de las mercancías. Actualmente, existen tres niveles de alícuotas: Con alícuotas de 7% al 12% están gravados, entre otros, diversos alimentos de alto consumo popular y algunos insumos de uso agropecuario o

49 Fuente: ANEEL – www.aneel.gov.br/tarifasdosistemadedistribucao

industrial mientras que alícuotas de 20%, 25% y hasta 30% recaen sobre bebidas alcohólicas, tabaco, cigarrillos, perfumes y cosméticos, pieles y alhajas, armas de fuego y municiones, embarcaciones de recreo, etc⁵⁰. Las alícuotas por el servicio de electricidad varían entre el 17% y el 25% y se aplican en forma diferente para cada Estado, siendo el 18% la que se le aplica a la mayoría de las facturas de electricidad de los grandes consumidores.

La recuperación del ICMS cobrado en las facturas, depende de cuánto pesa en el proceso productivo el consumo de energía de cada empresa. Por tanto, el valor recuperado varía en cada caso, pero de acuerdo con estimativos del consultor contratado para realizar encuestas a industrias electrointensivas del Brasil⁵¹, se puede estimar que en promedio se recupera un 90% del ICMS.

5.3.7 ENCUESTAS

Para la presente actualización, se contrató una firma consultora Brasileña⁵² para realizar encuestas en el sector industrial, y la información se complementó con consultas adicionales obtenidas a través de empresas afiliadas a la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI. Se obtuvo información de 33 empresas, 13 de las cuales están conectadas a nivel de tensión igual o mayor a 138 KV. Las encuestas cubren los sectores minero, cerámico, cervecero, metalúrgico, de metales, textil, azúcar y papel.

La siguiente tabla describe información básica de las empresas que respondieron a las encuestas.

TABLA 5.15 EMPRESAS ENCUESTADAS

No.	Empresa	Ciudad	Estado	Región	Voltaje KV
1	Cerâmica Chiarelli Unidade I	Mogi Guaçu	São Paulo	Sudeste	13,8
2	Cerâmica Chiarelli Unidade II	Mogi Guaçu	São Paulo	Sudeste	13,8
3	Colorobia Brasil	Itatiba	São Paulo	Sudeste	11,9
4	Cerâmica Buschinelli	Santa Gertrudes	São Paulo	Sudeste	13,8
5	IBAR Artigos Refratar	Poá	São Paulo	Sudeste	13,8
6	Cervejaria Malta	Assis	São Paulo	Sudeste	11,4
7	Cervejaria Kaiser	Ponta Grossa	Paraná	Sul	13,8
8	Norsa Refrigerantes	Maracanal	Ceará	Nordeste	13,8
9	Cervejaria Kril	Socorro	São Paulo	Sudeste	11,4
10	Cervejaria Cintra	Mogi Mirim	São Paulo	Sudeste	13,8
11	Metalúrgica Copperteel	Campinas	São Paulo	Sudeste	11,4
12	Metalúrgica Conventos	Criciúma	Santa Catarina	SUL	13,8
13	TGM Turbinas	Sertãozinho	São Paulo	Sudeste	13,8
14	Votorantim Metais				138
15	Mille Papéis	Curitiba	Paraná	Sul	13,8
16	Internacional Paper	Mogi Guaçu	São Paulo	Sudeste	138
17	VCP Celulosa	Luis Antonio	São Paulo	Sudeste	138
18	Tilibra	Bauru	São Paulo	Sudeste	13,2
19	Ripasa	Limeira	Limeira	Sudeste	138
20	Siderúrgica Tubarão	Vitória	Espírito Santo	Sudeste	138
21	Villares	Sumaré	São Paulo	Sudeste	138
22	Usina Costa Pinto	Piracicaba	São Paulo	Sudeste	11,4
23	Usina Santa Elisa	Sertãozinho	São Paulo	Sudeste	138
24	Usina Santa Izabel	Novo Horizonte	São Paulo	Sudeste	13,8
25	Usina Ester	Cosmópolis	São Paulo	Sudeste	11,9
26	Santana Têxtil	Horizonte	Ceará	Nordeste	13,8
27	Dohler	Joinville	Santa Catarina	Sudeste	138
28	Confio	Joinville	Santa Catarina	Sudeste	138
29	Cia. De Cimento Itambé	Balsa Nova	Paraná	Sul	138
30	Valesul	Santa Cruz	Río de Janeiro	Sudeste	138
31	Alumar	Sao Luis	Maranhao	Nordeste	230
32	Samarco Mineracao	Anchieta	Espírito Santo	Sudeste	138
33	Niquelandia de Codemin	Macedo	Tocantís	Norte	138

50 <http://www.embarg.org.br/ICMS.html>

51 CH Consultoria e Engenharia S/C Ltda. "Análisis de información de las encuestas de Brasil". Dic 2003.

52 Ibid.

En las encuestas se encontraron variaciones en las tarifas de electricidad suministrada a la industria, dependiendo del Estado en donde se encuentran localizadas las empresas y del nivel de voltaje de suministro.

El promedio encontrado para las empresas conectadas a niveles de tensión superior a 138 KV fue de 2.99 cUS/Kwh. El promedio de 6 empresas mineras de aluminio, níquel y metales fue de 1.80 cUS/Kwh.

Los anteriores valores se contrastaron con las estadísticas remitidas por el consultor obtenidas de ANEEL referenciadas al periodo Enero-Agosto de 2003⁵³ y que se muestran en las siguientes tablas:

TABLA 5.16 Y 5.17 TARIFAS MEDIAS POR CLASE DE CONSUMO

Tarifas Medias por Classe de Consumo - Aneel Regional e Brasil (R\$/MWh) Tarifas referentes ao ano 2003 - Janeiro a Agosto						
Classe de Consumo	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro - Oeste	Brasil
Residencial	201.59	187.44	253.42	227.8	216.61	233.4
Industrial	67.23	84.58	117.08	120.23	120.16	108,02
Comercial	185.18	187	213.49	196.97	202.47	204.78
Rural	144.43	117.33	143	117.79	130.46	128.18
Poder Público	199.16	197.2	212.55	204.81	207.84	206.63
Iluminação Pública	118.49	115.24	135.57	121.68	118.4	126.56
Serviço Público	126.58	108.85	120.13	128.17	116.39	119.08
Consumo Próprio	199.39	210.42	99.64	100.47	229.21	116.98
Tarifa Media Total	131.94	174.53	161.36	124.42	173.88	161.93

Tarifas Medias por Classe de Consumo Regional e Brasil (US\$/kWh) Tarifas referentes ao ano 2003 Janeiro a Agosto						
	Cambio 1 US\$/R\$					2.85
Classe de Consumo	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro - Oeste	Brasil
Residencial	0.071	0.066	0.089	0.080	0.076	0.082
Industrial	0.024	0.030	0.041	0.042	0.042	0.038
Comercial	0.065	0.066	0.075	0.069	0.071	0.072
Rural	0.051	0.041	0.050	0.041	0.046	0.045
Poder Público	0.070	0.069	0.075	0.072	0.073	0.073
Iluminação Pública	0.042	0.040	0.048	0,043	0,042	0,044
Serviço Público	0.044	0.038	0.042	0.045	0.041	0.042
Consumo Próprio	0.070	0.074	0.035	0.035	0.080	0.041
Tarifa Media Total	0.046	0.061	0.057	0.044	0.061	0.057

El promedio de las tarifas del sector industrial (para todos los niveles de tensión), en el período mostrado de Enero a Agosto del 2003, para todo el país fue de US\$0.038/Kwh. Esta cifra permite concluir que el valor encontrado promedio de las encuestas es razonable, puesto que para niveles de tensión alto, las tarifas medias deben estar por debajo del promedio país aquí señalado.

Un punto de referencia importante para las tarifas de alta tensión es el promedio del sector industrial para la región norte, por ser una región en donde se ubica un gran número de industriales grandes consumidores de energía. La tarifa media (US\$0.024/Kwh) para dicha región es la más baja. Sin embargo, este valor es superior al encontrado mediante las encuestas de las 6 empresas mineras (US\$0.018/kwh).

5.3.8 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN

Se puede actualizar en forma permanente la información de las tarifas finales pagadas por los Grandes Consumidores del Brasil, con la información disponible en la página web de ANEEL⁵⁴, y con la siguiente metodología.

5.3.8.1 Metodología para los Precios de los Grandes Consumidores.

De la información de ANEEL⁵⁵, se tiene para cada una de las regiones de Brasil y para cada sector de consumo las tarifas promedio de energía en Reales/kwh y en US\$/kwh.

5.3.8.2 Precios para Marzo del 2003

Para efectos comparativos del estudio a marzo del 2003, se utiliza la tarifa de referencia del sector industrial, región norte, en el período enero a agosto, que como se ha señalado antes es de cUS\$2.4/Kwh.

Componentes de la tarifa. Costos de Generación

Con el fin de conocer la estructura tarifaria aplicable a los Grandes Consumidores en una forma más desagregada, separando los costos de generación, los costos de transmisión, y los costos de distribución, se ha desarrollado la siguiente metodología:

Los precios de generación se obtienen de los contratos entre las empresas de generación y distribución o entre distribuidoras. Los valores que se muestran en la siguiente tabla son de las empresas que mayor número de usuarios industriales atendieron en el 2002, sin embargo la información aquí presentada corresponde a los contratos con vigencia a partir del 2003 y que en algunos casos se extienden hasta el 2004.

La información de los contratos tiene los precios para demanda y para energía, es decir son tarifas binómicas. Para efectos comparativos, se han convertido a tarifas monómicas equivalentes, usando una curva de carga típica (factor 0.83) para el sector industrial.

El promedio aritmético de los contratos resultó en una tarifa monómica equivalente de R\$50.86/kwh ó cUS\$1.47/kwh, usando la tasa de cambio de marzo del 2003 de 3.45 R/US.

Componentes de la tarifa. Costos de Transmisión

Se obtienen de la publicación de ANEEL en la página web, para los usuarios libres⁵⁶.

El cargo promedio nacional de transporte de energía eléctrica para usuarios libres o grandes consumidores es de 3,49 R\$/kW en horas de punta. Usando un factor de carga de 83%, para una industria típica, el costo de transporte resulta en: $3,49 / (0,83 * 730) = 0,00576$ R\$/Kwh, equivalente a cUS\$0,17/Kwh, con una tasa de cambio de 3,45 R/US.

54 ANEEL. www.aneel.gov.br Tarifas practicadas

55 ANEEL. www.aneel.gov.br Tarifas practicadas

56 ANEEL. www.aneel.gov.br. Tarifas do sistema de transmissao - Tarifas por unidade da federacao - consumidores livres.

TABLA 5.18 CONTRATOS DE ENERGÍA ENTRE LAS PRINCIPALES EMPRESAS DEL BRASIL.

REGION	VENDEDOR	COMPRADOR	NIVEL SUMINISTRO	DEMANDA R\$/MWh	ENERGIA R\$/MWh	TARIFA MONÓMICA cU\$/kWh
NORTE	ELETRONORTE	CELTINS		4,46	44,96	44,97
NORTE	ELETRONORTE	CELPA		4,16	41,79	41,8
NORTE	ELETRONORTE	CHESF		3,87	50	50,01
NORTE	ELETRONORTE	CEMAR		4,22	42,22	42,23
NORTE	ELETRONORTE	CERON		14,35	45,7	45,72
NORTE	ELETRONORTE	ELECTROACRE		16,54	41,3	41,33
NORDESTE	CEMIG	CPELBA/CEAL	< 69 kV	13,06	43,38	43,4
NORDESTE	COELBA	CEMIG		15,23	42,7	42,73
NORDESTE	CELPA	CELPE	69kV	10,01	33,7	33,72
NORDESTE	CELPE	CEAL	69kV	11,37	38,7	38,72
NORDESTE	CELPE	SAELPA	69kV	11,37	38,73	38,75
NORDESTE	CEMAR	CEPISA		5,08	51,04	51,05
NORDESTE	SAELPA	CELPE		10,72	34,05	34,07
NORDESTE	SAELPA	COSERN		10,72	34,05	34,07
NORDESTE	CEPISA	CEMAR		5,4	54,43	54,44
NORDESTE	CEPISA	COELBA		5,23	52,82	52,83
NORDESTE	CHESF	SULÉIPE	> = 230kV	5,42	54,82	54,83
CENTRO-OESTE	ENERSUL	CELG		14,28	39,99	40,01
CENTRO-OESTE	CEMAT	ENERSUL		13,16	36,88	36,9
CENTRO-OESTE	CEB	CELS		12,94	36,32	36,34
CENTRO-OESTE	CELG	COELBA/CEMIG/ENERSUL/CEMAT	> = 69kV	9,59	28,11	28,13
CENTRO-OESTE	CELÉ	CELTINS	> = 69kV	10,99	32,24	32,26
SUDESTE	CEMIG	BRAGANTINA		14,89	43,64	43,66
SUDESTE	CAIUA	ENERSUL		16,01	44,7	44,73
SUDESTE	CLFSC	ELEKTRO		17,26	48,19	48,22
SUDESTE	ESCEISA	ELFSM (SANTA MARIA)		15,84	46,34	46,37
SUDESTE	CESP	CPFL		4,9	63,34	63,35
SUDESTE	CESP	ENERSUL		11,89	34,82	34,84
SUDESTE	DUKE	CPFL		4,88	63,12	63,13
SUDESTE	FURNAS	CEMAT		5,48	71,18	71,19
SUDESTE	FURNAS	CPFL		4,85	62,79	62,8
SUDESTE	FURNAS	CEMIG		5,5	71,27	71,26
SUDESTE	NOVA 1 participações	CPFL - distribuição		13,3	37,41	37,43
SUDESTE	TIETÉ	CPFL		4,85	62,74	62,75
SUDESTE	CPFL	CEMIG		14	39,25	39,27
SUDESTE	CEMIG	COELBA		15,39	45,06	45,09
SUDESTE	ESCEISA	COELBA		17,68	49,47	49,5
SUDESTE	CEMIG	COELBA/CEAL	< 69kV	13,06	43,38	43,4
SUDESTE	CEMIG	CFLCL		14,99	43,89	43,91
SUDESTE	FURNAS	CFLCL		6,01	77,82	77,83
SUDESTE	CESP	DME		16,12	45,06	45,09
SUDESTE	CESP	ELETROPAULO		5,06	65,58	65,59
SUDESTE	EMAE	ELETROPAULO		4,44	57,38	57,39
SUDESTE	FURNAS	ELETROPAULO		6,35	82,13	82,14
SUDESTE	FURNAS	CELTINS		5,15	66,92	66,93
SUDESTE	DUKE	ELETROPAULO		5,04	65,21	65,22
SUDESTE	TIETÉ	ELETROPAULO		5,01	65,07	65,08
SUDESTE	FURNAS	ESCEISA		4,7	60,93	60,94
SUDESTE	FURNAS	CEB		4,85	62,74	62,75
SUDESTE	DUKE	ELETROPAULO		4,2	54,43	54,44
SUDESTE	CESP	ELEKTRO		4,21	54,44	54,45
SUDESTE	FURNAS	CELG		3,9	50,51	50,52
SUDESTE	DUKE	PIRATININGA		5,15	66,91	66,92
SUDESTE	CESP	PIRATININGA		5,15	66,91	66,92
SUDESTE	AES TIETE S/A	PIRATININGA		5,1-2	66,22	66,23
SUDESTE	EMAE	PIRATININGA		4,53	58,72	58,73
SUDESTE	FURNAS	PIRATININGA		6,1	79,25	79,26
SUR	CELESC	COOPERALIANÇA		4,59	67,11	67,12
SUR	TRATEBEL	CELESC		3,64	51,77	51,78
SUR	COPEL	CFLO		14,85	37,15	37,17
SUR	COPEL	CLFSC		14,85	37,15	37,17
SUR	CELESC	URUSSANGA		16,06	40,12	40,15
SUR	CELESC	JOA CESA		16,06	40,12	40,15
SUR	CEEE	RGE		3,52	47,59	47,6
SUR	CEEE	AES - SUL		3,52	47,59	47,6
SUR	COPEL - Geração	COPEL - Distribuição		4,05	57,58	57,59
SUR	COPEL - Geração	CELESC		3,19	45,4	45,41
PROMEDIO ARITMÉTICO TOTAL				8,84	50,84	50,86

Componentes de la tarifa. Otros costos de distribución

ANEEL establece las tarifas de uso del sistema de distribución de energía eléctrica a ser aplicados a los consumidores libres y generadores conectados a cada sistema de distribución⁵⁷. Las tarifas se distinguen para diversos niveles de tensión.

El cargo promedio nacional para niveles de tensión por encima de 69 KV es de 14,41 R\$/KW en horas de punta y 2,86 R\$/KW en horas fuera de punta.

Usando un factor de carga de 83%, para una industria típica, el costo de distribución resulta en: $(14,41 + 2,86 * 0,83) / (0,83 * 730) = 0,0277$ R\$/Kwh, equivalente a cUS\$0,80/Kwh, con una tasa de cambio de 3,45 R/US.

A los cargos anteriores se le suma el valor del ICMS no recuperable, que de acuerdo con los estimados del consultor brasilero son del orden del 10% del promedio de ICMS nacional del 18%.

La siguiente tabla muestra las principales componentes de la tarifa de energía eléctrica para los Grandes Consumidores del Brasil para Marzo del 2003.

TABLA 5.19 COMPONENTES DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MARZO 2003

Nivel de Tensión	Generación	Transmisión	Distribución	Otros	Impuestos	Total
Alta Tensión (69 kV - 138 kV)	1,47	0,17	0,80	0	0,04	2,48
Media Tensión (30 kV - 44 kV)	1,47	0,17	1,13	0	0,05	2,82
Baja Tensión (2.3 kV - 25 kV)	1,47	0,17	1,42	0	0,06	3,12

Fuente : ANEEL., Cifras en cUS\$ / Kwh

En impuestos se toma un valor promedio del 10% de un ICMS del 18%. No se incluye impuestos municipales y regionales. La tarifa resultante de cUS\$2,48/Kwh, es consistente con la tarifa de referencia escogida de cUS\$2,4/Kwh, correspondiente al promedio industrial de la región norte del Brasil, y también es consistente con la información obtenida de las encuestas recolectadas para la presente actualización del estudio, como ya se había mencionado previamente.

5.3.8.3 Precios para Octubre del 2003

Utilizando la misma metodología explicada en el numeral anterior, se han actualizado las tarifas según la última información disponible en la página web de ANEEL. Para la región norte la tarifa media del sector industrial es de R\$67.99/kwh,

Es decir las tarifas en términos de la moneda local (Reales) se han mantenido. En cuanto a los valores de los componentes de las tarifas, se mantienen las mismas cifras en Reales de acuerdo con la información disponible en la página web de ANEEL.

En términos de dólares, la tasa de cambio promedio del período enero a octubre del 2003 fue de 2,86 R/US⁵⁸, con una revaluación del 17%.

Por tanto las tarifas en dólares se han incrementado en esa proporción.

La siguiente tabla muestra las principales componentes de la tarifa de energía eléctrica para los Grandes Consumidores del Brasil para Octubre del 2003.

57 ANEEL. www.aneel.gov.br Tarifas do sistema de distribucao

58 Banco Central de Brasil. www.bcb.gov.br Economía y Finanzas/Indicadores de Coyuntura/Indicadores Económicos consolidados/taxa de cambio segmento livre/.

TABLA 5.20 COMPONENTES DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN OCTUBRE 2003

Nivel de Tensión	Generación	Transmisión	Distribución	Otros	Impuestos	Total
Alta Tensión (69 kV - 138 kV)	1,77	0,21	0,97	0	0,05	3,00
Media Tensión (30 kV - 44 kV)	1,77	0,21	1,36	0	0,06	3,40
Baja Tensión (2.3 kV - 25 kV)	1,77	0,21	1,71	0	0,07	3,76

Fuente : ANEEL., Cifras en cUS\$ / Kwh

En impuestos se toma un valor promedio del 10% de un ICMS del 18%. No se incluye impuestos municipales y regionales.



5.4 CHILE

5.4.1 PRINCIPALES INDICADORES

Nombre oficial:	República de Chile
Superficie:	756,626 km ²
Población:	15,784.000 Habitantes
Capital:	Santiago de Chile
Moneda:	Peso chileno

TABLA 5.21 INDICADORES ECONÓMICOS CHILE

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población (Miles de Habitantes) ^a	15,018	15,211	15,402	15,600	15,784
PIB (Millones de dólares constantes de 1995) ^a	84,370	88,115	90,622	92,525	95,486
Variación (%)	-5.00	4.44	2.85	2.10	3.20
PIB per Cápita (US\$/hab)	5,618	5,793	5,884	5,931	6,050
Inflación (%) ^b	2.3	4.50	2.60	2.80	1.10
Tasa de Cambio a Fin Año (\$/US\$) ^b	527.7	572.7	656.2	712.4	599.4
Devaluación (%)	11.4	8.53	14.58	8.56	-15.86
Capacidad Instalada (MW) ^c	9,887	10,371	11,373	11,145	ND
Generación de Energía Eléctrica (GWh) ^c	38,179	41,269	42,567	43,670	ND
Demanda de Energía Eléctrica (GWh) ^c	33,137	31,474	36,421	38,520	ND
Pérdidas (%) ^c	13.34	24.63	14.47	11.55	ND
Consumo de Energía per cápita (KWh/hab)	2,206	2,069	2,365	2,469	ND

Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración - ALADI - , Año 1999-2002 . CEPAL, año 2003.
- b ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- c Comisión de Integración Energética Regional - CIER

5.4.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO

El sector eléctrico chileno está constituido por cuatro sistemas distribuidos a lo largo de su geografía los cuales están aislados entre sí: El Sistema Interconectado Central -SIC-, que es predominantemente hidroeléctrico, atiende al 90% de la población y más del 75% de la demanda de energía eléctrica; el Sistema Interconectado del Norte Grande -SING-, predominantemente termoeléctrico para atender principalmente los centros mineros del norte del país; y los Sistemas Eléctricos de Aysén y Magallanes, al sur del país y con menos del 1% de la demanda⁵⁹.

El Sistema Interconectado Central (SIC), es el principal sistema eléctrico del país, entregando suministro eléctrico a más del 90% de la población del país; se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé y cuenta con un 64,33% de la capacidad instalada en el país. El SIC abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados (60% del total).

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta y abastece los consumos eléctricos ubicados en las regiones I y II, con un 34,83% de la capacidad instalada en el país. Aproximadamente, el 90% del consumo del SING está compuesto por grandes clientes, mineros e industriales. El resto del consumo, está concentrado en las empresas de distribución que abastecen los clientes sometidos a regulación de precios.

El Sistema de Aysén atiende el consumo de la Región XI y el Sistema de Magallanes abastece la Región XII, ambos con un 0,84% de la capacidad instalada del país.

Las actividades de generación, transmisión y distribución son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión.

59 Tomado de ISACOM 467 de Abril 9 del 2003.

5.4.2.1 Sistema de Generación

El sistema de generación se caracteriza por ser un mercado competitivo, con claras diseconomías de escala en los costos variables de operación y en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.

El Sistema SIC tiene una capacidad instalada de 6.733 MW a diciembre de 2002 y esta compuesto por 20 empresas de generación que junto a algunas empresas de transmisión, conforman el Centro de Despacho Económico de Carga del SIC (CDEC-SIC). El parque generador está constituido en un 60% por centrales hidráulicas de embalse y pasada, y en un 40% por centrales térmicas a carbón, fuel oil, diesel y de gas natural a ciclo combinado. Durante el año 2002 la demanda máxima alcanzó los 4.878 MW, con una generación bruta de energía de 31.971,3 GWh.

TABLA 5.22 CAPACIDAD INSTALADA DEL SISTEMA SIC

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA BRUTA INSTALADA (MW)	POTENCIA BRUTA INSTALADA (%)
Termoeléctrica	2.684,10	39,87%
Hidroeléctrica	4.048,80	60,13%
POTENCIA TOTAL INSTALADA	6.732,90	100,00%

En el Sistema SING operan un total de 6 empresas de generación que junto a una empresa de transmisión conforman el Centro de Despacho Económico de Carga del SING (CDEC-SING).

El SING cuenta con una capacidad instalada de 3.645,1 MW a diciembre de 2002. El parque generador es eminentemente termoeléctrico, constituido en un 99,63% por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de gas natural a ciclo combinado. Sólo existen dos unidades hidroeléctricas, que representan un 0,37% de la capacidad instalada. Durante el año 2002 la demanda máxima alcanzó los 1.420 MW, y la generación bruta de energía se ubicó en torno a los 10.399,6 GWh.

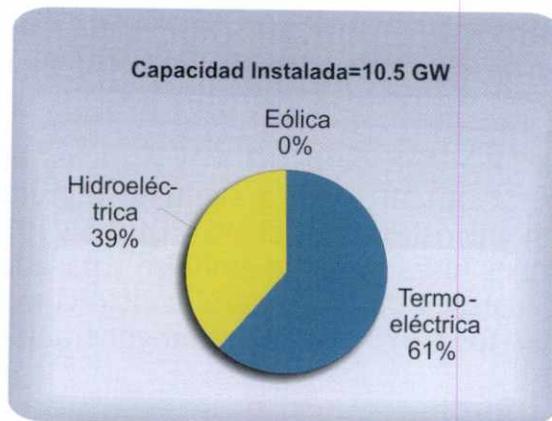
TABLA 5.23 CAPACIDAD INSTALADA DEL SISTEMA SING

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA BRUTA INSTALADA (MW)	POTENCIA BRUTA INSTALADA (%)
Termoeléctrica	3.631,68	99,63%
Hidroeléctrica	13,39	0,37%
POTENCIA TOTAL INSTALADA	3.645,07	100,00%

El Sistema de Aysén tiene una capacidad instalada a diciembre del 2002 de 23,41 MW y está constituido en un 63,86% por centrales termoeléctricas, 27,68% en plantas hidroeléctricas y 8,46% por centrales eólicas. Opera en él una sola empresa, EDELAYSEN S.A., que desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 20.000 clientes.

El Sistema de Magallanes está constituido por tres subsistemas eléctricos: Los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir, en la Región XII. La capacidad instalada de estos sistemas, a diciembre del año 2002, es 58,5 MW, 4,2 MW y 1,8 MW, respectivamente, siendo cada uno de ellos 100% térmicos. Opera en estos sistemas una sola empresa, EDELMAG S.A., que desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 46.000 clientes⁶⁰.

GRÁFICA 5.5 CAPACIDAD INSTALADA CHILE



La gráfica 5 muestra la capacidad instalada de los cuatro sistemas interconectados a diciembre del 2002⁶¹.

5.4.2.2 Sistema de Transmisión

El sistema de transmisión está constituido, principalmente, por las líneas eléctricas de propiedad de las empresas de generación, líneas eléctricas de los clientes y líneas eléctricas de las empresas cuyo propósito es la transmisión de energía eléctrica.

Se considera como parte del sistema de transmisión a toda línea o subestación con voltaje superior a 23 KV. Las líneas con voltajes inferiores se consideran como parte del sistema de distribución. La transmisión es de libre acceso a los generadores mediante el pago de peajes. El transmisor no es responsable de invertir en nuevas líneas o ampliaciones de la red.

Los sistemas de transmisión mas representativos son los de los sistemas SING y SIC, los cuales cubren el mayor porcentaje del territorio chileno. A continuación se muestran dos tablas que presentan las longitudes de las líneas de transmisión con voltajes superiores a los 66 kV, de los dos sistemas principales de Chile, el SIC y el SING. Estos valores son a diciembre del 2002.

TABLA 5.24 LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL SING, A DICIEMBRE DEL 2002.

TENSION (kV)	LONGITUD APROX. (km)	(%)
345	408	7,54%
220	3513	64,96%
110	1173	21,68%
66	315	5,82%
TOTAL	5408	100,00%

TABLA 5.25 LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL SIC, A DICIEMBRE DEL 2002.

TENSION (kV)	LONGITUD APROX. (km)	(%)
500	622,80	5,55%
220	5.289,40	47,11%
154	1.170,10	10,42%
110	1.473,10	13,12%
66	2.671,50	23,80%
TOTAL	11.226,90	100,00%

61 Ibid



5.4.2.3 Sistema de Distribución

En el SIC operan 31 empresas de distribución de energía, que en conjunto atienden un total cercano a los 3.850.000 clientes⁶². En el SING operan tres empresas de distribución de energía: EMELARI S.A. que abastece a la ciudad de Arica, ELIQSA S.A. que abastece a la ciudad de Iquique, y ELECDA S.A., que suministra la energía en la ciudad de Antofagasta, y a una parte del SIC, correspondiente a la zona de Taltal. En conjunto, estas tres empresas atienden a un total cercano a los 230.000 clientes.

Las empresas de distribución son monopolios naturales, que operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados.

5.4.3 MARCO REGULATORIO

El sector eléctrico chileno está regulado por el Decreto con Fuerza de Ley -DFL- N° 1 que contiene la "Ley General de Servicios Eléctricos" y rige desde 1982. Este decreto está reglamentado por el Decreto Supremo N° 327 de 1997. La legislación vigente establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de gene-

62 Comisión Nacional de Energía, CNE; www.cne.cl

ración, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo que se entreguen las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, a objeto de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos.

Uno de los criterios generales es la libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan condiciones de competencia. Así, para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2 MW, la ley establece regulación de precios. Para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada superior a 2 MW, la Ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadores.

5.4.3.1 El Organismo Regulador. CNE

El principal organismo del Estado que participa en la regulación del sector eléctrico es la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos del gobierno en todas aquellas materias relacionadas con el gobierno.

Otros organismos que participan en el sector eléctrico chileno son los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la Comisión Nacional de Medioambiente (CONAMA), la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), las municipalidades y los organismos de defensa de la competencia.

5.4.3.2 La Estructura Tarifaria para los Usuarios Finales.

En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kW de capacidad instalada de generación la Ley distingue dos niveles de precios sujetos a fijación:

1. Precios a nivel de generación-transporte, denominados "Precios de Nudo" y definidos para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta;
2. Precios a nivel de distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y de un valor agregado por concepto de costos de distribución.

Los generadores pueden comercializar su energía y potencia en alguno de los siguientes mercados:

- ◆ Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado;
- ◆ Mercado de las empresas distribuidoras, a Precio de Nudo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado; y
- ◆ El Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema –CDEC–, a costo marginal horario.

El precio que las empresas distribuidoras pueden cobrar a usuarios ubicados en su zona de distribución, por efectuar el servicio de distribución de electricidad, está dado por la siguiente expresión:

Precio a usuario final = Precio de Nudo + Valor Agregado de Distribución.

Precio de Nudo

Los precios de nudo se fijan semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial.

La política de costos reales y la ausencia de economías de escala en el segmento de generación, permiten fijar como precio el costo marginal de suministro, constituido por dos componentes:

- ◆ Precio básico de la energía: Promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico, operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio; y
- ◆ Precio básico de la potencia de punta: Costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.

Para cada una de las subestaciones del sistema eléctrico se calcula un factor de penalización de energía y otro de potencia que multiplicado por el respectivo precio básico de la energía y potencia de punta, determina el precio de la energía y potencia en la subestación respectiva;

Valor Agregado de Distribución -VAD-

El VAD es fijado cada cuatro años por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo Informe Técnico de la CNE y corresponde básicamente a un costo medio que incorpora todos los costos de inversión y funcionamiento de una empresa modelo o teórica operando en el país, eficiente en la política de inversiones y en su gestión, de modo que el VAD no reconoce necesariamente los costos efectivamente incurridos por las empresas distribuidoras.

5.4.4 EL MERCADO DE LOS GRANDES CONSUMIDORES

Los consumidores finales pueden ser clientes libres o clientes regulados. Los clientes regulados tienen derecho a comprar la electricidad a precios y calidades determinados por las autoridades pertinentes.

Los clientes libres son aquellos cuyo consumo en potencia es mayor a los 2 MW. Los clientes libres negocian los precios y las condiciones de suministro eléctrico directamente con las empresas generadoras o distribuidoras (no existen los agentes comercializadores).

A nivel nacional los clientes libres representaron el 55% del consumo total de energía de Chile del año 2001.

5.4.4.1 Precios Energía promedio para "Clientes Libres" del Sistema Norte SING

Los precios mostrados en la tabla siguiente pertenecen al sistema Norte, y corresponde al promedio de precios pagados por todos los clientes libres presentes en el sistema, en nivel de 220kV. La gran mayoría de estos clientes son minas de cobre.

El valor promedio es bastante superior al precio de mercado (Feb-03) que puede conseguir un cliente libre, pues dependiendo del volumen del contrato, puede estar en el rango de 3.3 a 3.8 centavosUS\$/kWh. La diferencia se debe a que en los últimos 3 años el precio bajó drásticamente por la generación con gas natural, pero todavía hay muchos contratos previos de largo plazo (10 o más años) que se encuentran vigentes ⁶³.

TABLA 5.26 PRECIOS ENERGÍA PROMEDIO PARA CLIENTES LIBRES DEL SING

Precios Monomio» Medios C. Libres		Comp. Energía (4)	Comp. Potencia (4)	Impuestos
Valor Publicado(2)	[cUS\$/kWh] (1)	[cUS\$/kWh]	[US\$/kWh-mes]	[%] (5)
Oct-94	7.28	5.67	9.61	16
Abr-95	7.02	5.26	10.51	16
Oct-95	6.48	4.69	10.71	16
Abr-96	5.79	4.45	7.99	16
Oct-96	5.70	4.41	7.72	16
Abr-97	5.91	4.51	8.38	16
Oct-97	5.53	4.04	8.94	16
Abr-98	5.19	3.43	10.54	18
Oct-98	5.00	2.79	13.22	18
Abr-99	4.53	2.38	12.92	18
Oct-99	4.22	1.95	13.55	18
Abr-00	4.64	2.24	14.39	18
Oct-00	4.30	2.42	11.23	18
Abr-01	4.48	2.59	11.32	18
Oct-01	4.39	2.59	10.79	18
Abr-02	4.89	2.99	11.40	18
Oct-02	4.67	2.61	12.32	18
Futuro Estimado (3)				
Abr-03	4.58	2.56	12.10	18
Oct-03	4.58	2.56	12.10	18
Abr-04	4.51	2.52	11.92	18
Oct-04	4.51	2.52	11.92	18
Abr-05	4.44	2.48	11.71	18
Oct-05	4.44	2.48	11.71	18
Abr-06	4.37	2.44	11.54	18
Oct-06	4.37	2.44	11.54	18
Abr-07	4.31	2.41	11.37	18
Oct-07	4.31	2.41	11.37	18
Abr-08	4.26	2.38	11.25	18
Oct-08	4.26	2.38	11.25	18
Abr-09	4.20	2.35	11.10	18
Oct-09	4.20	2.35	11.10	18
Abr-10	4.15	2.32	10.96	18
Oct-10	4.15	2.32	10.96	18
Abr-11	4.10	2.29	10.83	18
Oct-11	4.10	2.29	10.83	18

Notas:

- (1) Precio total monómico (incluye Energía y Potencia), No incluye impuestos.
- (2) Los valores hasta Oct-2002, corresponden a valores publicados en forma semestral por la CNE.
- (3) Estos valores futuros son la estimación de acuerdo a los contratos de clientes libres
- (4) y sus fechas de vigencia, más una estimación de precios de mercado, que los reemplazarán cuando terminen.
- (5) Los valores publicados son solamente monómicos, por lo que las componentes de Energía y Potencia se estimaron usando porcentajes típicos en contratos conocidos.
- (6) El único impuesto que se adiciona a la energía es el impuesto genera IVA (impuesto al Valor Agregado).

5.4.5 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN.

Dado que la ley establece que los precios regulados del servicio de energía eléctrica que se le cobran a los usuarios finales cuyo consumo de energía es inferior a los 2 MW, no pueden variar más del 10% de los precios medios efectivos de los usuarios libres, es posible obtener el valor medio de los usuarios libres del SIC y del SING cada vez que los precios de nudo para los consumidores regulados del SIC y el SING son fijados por la Comisión Nacional de Energía CNE. Esto ocurre en los meses de Abril y Octubre de cada año.

5.4.5.1 Precios para Septiembre del 2003

Para efectos comparativos con los demás países, para la presente actualización se han tomado las cifras de los reportes "Fijación de precios de nudo, Octubre 2003. Informe técnico definitivo", de la CNE⁶⁴.

Los precios medios libres del Sistema SIC obtenidos del informe mencionado son de \$25,03/Kwh, equivalentes a 3,71 cUS/kWh. Para el Sistema SING, los precios medios libres son de \$29,8/kWh, o 4,41 cUS/kWh. Estos precios no incluyen el impuesto del IVA del 19%.

Componentes de las Tarifas de Clientes Libres del SIC

De los mismos informes de fijación de precios de nudo se puede deducir el costo medio de generación para cada sistema y sus costos de transmisión y otros.

En el SIC, el precio básico de energía es de \$15,86/kwh en el nudo básico Quillota, equivalente a 2,35 cUS/Kwh, y el precio básico de potencia de punta en el nudo básico de potencia Polpaico 220 KV es \$3637,24/KW/mes, equivalente a US\$5,39/KW/mes⁶⁵. La tarifa monómica equivalente es 3,34 cUS/Kwh. Esta tarifa incluye el costo medio de generación y de transmisión para entrega a nivel de 220 KV.

La diferencia con el precio medio libre ya señalado de 3,71 cUS/Kwh, corresponde a los costos de subtransmisión y otros no especificados. Este valor resulta ser de 0,37 cUS/kwh para los clientes del SIC.

Componentes de las Tarifas de Clientes Libres del SING

Similarmente, siguiendo la misma metodología, se encontró que para el SING el costo medio de generación y transmisión es de 3,05 cUS/kwh y el costo de subtransmisión y otros es de 1,36 cUS/kwh, para un total de 4,41 cUS/Kwh.

En resumen de lo anterior se tiene la siguiente tabla

TABLA 27. COMPONENTES DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SEPTIEMBRE 2003

Sistema	Costo Generación y Transmisión	Subtransmisión y Otros	Total
SIC	3,34	0,37	3,71
SING	3,05	1,36	4,41

Cifras en cUS\$ / Kwh

64 Comisión Nacional de Energía. www.cne.cl. Estadísticas/Electricidad/Precios de Nudo/ documentos "Fijación de Precios de Nudo SIC Octubre 2003" y "Fijación Precios de Nudo SING Octubre 2003".

65 Ibid. Tasa de cambio de \$675.44/US a septiembre del 2003, publicada por el Banco Central de Chile, y citada en los documentos señalados en la referencia anterior.



5.5 COLOMBIA

5.5.1 PRINCIPALES INDICADORES

Nombre oficial:	República de Colombia
Superficie:	1.141.748 km ²
Población:	44.628.000 Habitantes
Capital:	Bogotá D.C.
Moneda:	Peso colombiano

TABLA 5.28 INDICADORES ECONÓMICOS COLOMBIA

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población (Miles de Habitantes) ^a	41,566	42,321	43,070	43,851	44,628
PIB (Millones de dólares constantes de 1995) ^a	94,435	96,552	97,909	99,573	102,959
Variación (%)	-3.80	2.24	1.41	1.70	3.40
PIB per Cápita (US\$/hab)	2,272	2,281	2,273	2,271	2,307
Inflación (%) ^b	9.2	8.80	7.60	7.00	6.50
Tasa de Cambio a Fin Año (\$/US\$) ^b	1,873.8	2,229.2	2,291.2	2,864.8	2,778.2
Devaluación (%)		18.97	2.78	25.03	-3.02
Capacidad Instalada (MW) ^d	11,592	12,581	13,168	13,469	13,269
Generación de Energía Eléctrica (GWh) ^d	44,143	43,952	43,633	45,851	47,083
Demanda de Energía Eléctrica (GWh) ^d	32,052	33,335	35,191	35,825	ND
Pérdidas (%)	27.39	24.16	19.35	21.87	ND
Consumo de Energía per cápita (KWh/hab)	771	787	817	817	ND

Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración - ALADI-, Año 1999-2002 . CEPAL, año 2003.
- b ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- c Comisión de Integración Energética Regional - CIER
- d UPME, Balance Energético.

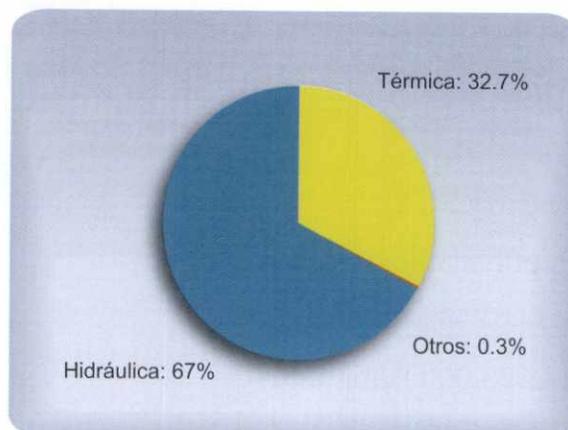
5.5.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE COLOMBIA

Luego de varias décadas de monopolio estatal, el sector de los servicios públicos sufrió una transformación a partir de la Constitución de 1991, que establece al Estado como encargado de asegurar y regular la prestación eficiente de los servicios públicos a todos los habitantes del territorio nacional.

Para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la Constitución, se expidieron la Ley 142 de 1994 de Servicios Públicos Domiciliarios y la Ley 143 de 1994 que establece límites a la integración vertical para las empresas de servicios públicos que prestan el servicio de energía eléctrica. Las actividades están definidas como: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. Además se creó el Mercado Mayorista de Electricidad y se reorganizó el esquema institucional del sector.

5.5.2.1 Sistema de Generación⁶⁶

A diciembre de 2004, el sistema de generación colombiano cuenta con capacidad instalada de 13.354 MW, de los cuales 8.935 MW son generados con energía hidráulica, 4.375 MW con energía térmica y 44 MW generados por cogeneradores, autoprodutores y generadores eólicos. La distribución es la siguiente:



⁶⁶ Fuente: www.mem.com.co- mercado eléctrico andino; año 2003.

La disponibilidad de generación hidráulica está condicionada por la ocurrencia de fenómenos del Niño.

El 60% de la capacidad disponible es propiedad privada y el 40% restante es propiedad del estado nacional y los municipios.

Las remuneraciones a la generación proceden de tres fuentes: por los ingresos en los contratos bilaterales de energía, que representan el 60% de la energía vendida en el 2003 (en años anteriores llegó al 85%), por las ventas en la bolsa de energía y por el cargo por capacidad.

5.5.2.2 Sistema de Transmisión

El sistema está constituido por redes de 550 kV y 220kV de libre acceso, cuenta con 11 empresas transportadoras, de las cuales Interconexión Eléctrica S.A. -ISA- es el mayor transportador de energía eléctrica en el país, y propietario del 80% de la red.

La planificación de la red tiene lugar en forma centralizada y las expansiones resultan de procesos competitivos que se adjudican a la empresa que requiera un menor canon para la construcción.

TABLA 5.29 LONGITUD LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Empresa	Subestaciones	KM Circuito
ISA	42	8,756
TRANSELCA	12	1,442
EEPPM	13	798
EEB	8	691
EPSA	5	273
ESSA	3	207
DISTASA	1	30
CORELCA	1	-
CHB	1	-
EBSA	1	-
CENS	1	-
TOTAL	88	12,197

5.5.2.3 Conexiones Internacionales

El Sistema Eléctrico Colombiano a partir del racionamiento de 1992 ha analizado la posibilidad de interconectarse con los países vecinos, con el fin de intercambiar energía para suplir deficiencias coyunturales en el suministro. Sin embargo los episodios de escasez que han vivido Venezuela y Ecuador en los últimos años, ha puesto de presente que es posible también exportar electricidad, especialmente cuando se tiene un excedente de capacidad instalada.

La actual infraestructura de interconexión tiene una capacidad de 250 MW con Venezuela y de 260 MW con Ecuador. En la siguiente gráfica se presentan dichas interconexiones:

GRÁFICA 5.6. CONEXIONES INTERNACIONALES ENTRE VENEZUELA – COLOMBIA – ECUADOR



El potencial de intercambio identificado por la CIER, es de 1000 MW con Venezuela y de 400MW con Ecuador.

Con respecto a Centroamérica existe un mercado potencial cuya factibilidad aumenta en la medida en que la interconexión propuesta en el SIEPAC⁶⁷ entre Guatemala y Panamá se lleve a cabo.

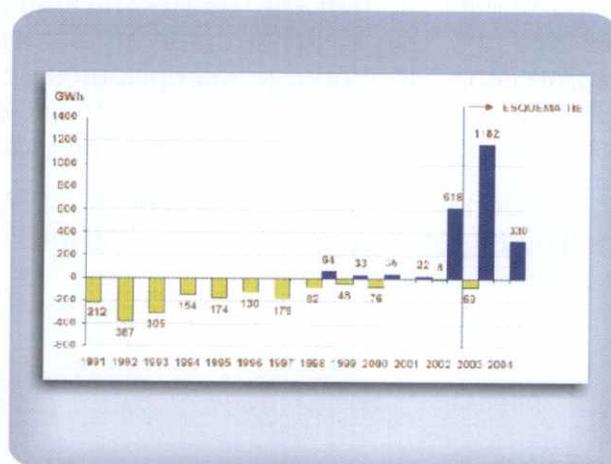
Por otro lado, en el último año se ha avanzado en lograr acuerdos con Ecuador, Venezuela y Perú en materia regulatoria para hacer posible el desarrollo de un mercado eléctrico andino.

Con Venezuela el intercambio de energía se realiza con base en contratos bilaterales, bajo un esquema de optimización de los recursos a nivel nacional y con planeación independiente en los enlaces.

Con Ecuador el intercambio de energía se realiza con base un despacho coordinado a través de los mercados de energía mayorista, buscando optimizar recursos a nivel regional y con planeación coordinada de enlaces.

Las transacciones de energía de Colombia con Venezuela y Ecuador se resumen en la siguiente gráfica, donde se puede apreciar un significativo aumento en las transacciones internacionales, debido a la interconexión con Ecuador en el año 2002.

GRÁFICA 5.7 INTERCAMBIOS DE ENERGÍA VENEZUELA-COLOMBIA-ECUADOR



67 Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central

El sistema de interconexión de Colombia con Ecuador y Venezuela, posibilita el desarrollo de un corredor energético hasta Perú, gracias a un proyecto de interconexión entre Ecuador y Perú.

Otro proyecto de interconexión de Colombia es con Panamá, lo que le permitiría integrarse con el mercado de Centroamérica, apoyándose en el desarrollo del proyecto SIEPAC. Esto permitiría la creación de un corredor energético desde México hasta Perú.

5.5.2.1 Sistema de Distribución Local (SDL).

El sistema de distribución de energía eléctrica está compuesto por redes, subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional ni a ningún sistema municipal o distrital.

Todas las empresas distribuidoras son comercializadoras. No obstante, no todas las empresas comercializadoras son distribuidoras.

5.5.3 MARCO REGULATORIO

En el año 1994 se sancionaron las leyes 142 y 143, cuyas principales disposiciones son:

- ◆ Promoción de la libre competencia y especialización en la prestación del servicio por división de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, de las cuales los generadores y distribuidores pueden actuar simultáneamente como comercializadores, separando la parte contable de cada actividad y sin realizar transferencia de recursos entre ellas.
- ◆ Promoción de la cobertura a las diferentes regiones del país y a los usuarios de menores recursos.
- ◆ Definición de usuarios regulados y no regulados.
- ◆ Definición de Autogeneradores.
- ◆ Definición de los Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, conservación del medio ambiente, contratos de concesión, ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.
- ◆ Establecimiento de las instituciones encargadas de ejercer la regulación y control:
 - ◆ Regulación: Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-.
 - ◆ Control y Vigilancia: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD- .
 - ◆ Planeación: Unidad de Planeación Minero Energética - UPME -
 - ◆ Operador del Sistema: Centro Nacional de Despacho -CND- ISA.
 - ◆ Administrador del Mercado: Mercado de Energía Mayorista - MEM -ISA.
- ◆ La regulación ha fijado algunos límites para impedir la concentración de la propiedad y para restringir la configuración de posiciones dominantes por parte de las empresas o grupos empresariales que pueden afectar los precios de la electricidad. Así, ningún distribuidor podrá servir más del 25% del total del mercado, ningún generador podrá tener más del 25% de la capacidad nominal de generación y su capacidad efectiva neta debe ser inferior a la franja de potencia del sistema, que es la diferencia entre la demanda máxima del año anterior y la disponibilidad promedio en el mismo período. Ninguna empresa dedicada a la generación o a la distribución podrá tener una participación accionaria mayor al 25% en una empresa dedicada a una actividad diferente a la suya, y, generadores, distribuidores o comercializadores no podrán tener más del 15% de las acciones de una empresa de transmisión.

5.5.3.1 Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG-

La Comisión de Regulación Energética, creada por el artículo 10 del Decreto 2119 de 1992, fue denominada como Comisión de Regulación de Energía y Gas en la ley 143 de 1994.

Tiene como fin desarrollar mediante resoluciones los principios establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994, regulando los monopolios cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, promoviendo la competencia de los diferentes agentes, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan un servicio de calidad.

La CREG esta integrada por: el Ministro de Minas y Energía, quien la preside; el Ministro de Hacienda y Crédito público; el Director del Departamento Nacional de Planeación; Cinco (5) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años y el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, con voz pero sin voto.

5.5.3.2 Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD-

Creada por el Artículo 370 de la Constitución Política, es un organismo de carácter técnico, que ejerce el control, la inspección y vigilancia de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios, entre los que se encuentra el servicio de energía eléctrica, en los términos previstos en la ley.

El Superintendente y sus delegados son de libre nombramiento y remoción del Presidente de la República.

5.5.3.3 Unidad de Planeación Minero – Energética -UPME-

La Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- Entidad adjunta del Ministerio de Minas y Energía está a cargo de la siguiente asignación impuesta a ese ministerio en la Ley 142 de 1994: “Elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público de energía eléctrica y de gas combustible, en el que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse y las privadas que deben estimularse”.

Además, la UPME debe elaborar cada año un plan de mínimo costo para la expansión de la infraestructura de generación, transmisión y distribución que sirva de guía a los interesados en ejecutar las inversiones. Los planes de la UPME son entonces indicativos de las obras necesarias.

En el caso de los refuerzos recomendados para el Sistema de Transmisión Nacional -STN, las obras son la base de las convocatorias públicas que abre la UPME para seleccionar los transmisores nacionales e internacionales que se encargarán de ellos.

Por otra parte, la UPME fomenta, diseña y establece los programas de ahorro y uso eficiente de la energía.

Elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión del sector eléctrico y los demás planes subsectoriales, en concordancia con el Proyecto del Plan Nacional de Desarrollo y la política macroeconómica del Gobierno Nacional;

5.5.3.4 Gerencia de Operación y Administración del Mercado

Conformada por el Mercado Mayorista de Energía –MEM- y Centro Nacional de Despacho –CND-, se encarga de coordinar la Operación del Sistema Interconectado Nacional, realizar la administración del Sistema de Intercambios Comerciales y la liquidación y administración

(facturación, cobro y distribución de los dineros) de cuentas de los cargos por uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional.

El Sistema de Intercambios Comerciales consiste en el registro de los agentes y las fronteras comerciales del mercado, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los contratos de energía en la Bolsa por generadores y comercializadores, así como el cumplimiento de todas las tareas necesarias para su adecuado funcionamiento.

5.5.4 ESTRUCTURA TARIFARÍA PARA LOS USUARIOS FINALES

La CREG expide, con vigencia de cinco años, fórmulas generales que permiten a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La fórmula tarifaria vigente para los usuarios regulados del servicio público de energía eléctrica establece valores máximos a cobrar, mediante el cálculo y actualización del costo unitario en el tiempo con índices de precios, incluyendo indicadores de eficiencia y productividad.

El costo unitario es específico para cada empresa según sean sus costos y para cada usuario en relación con el nivel de tensión al que esté conectado. Esta fórmula es un referente directo para la negociación de los contratos entre los usuarios no regulados y sus proveedores de energía.

Los niveles de tensión definidos en la regulación son los siguientes:

Nivel IV: Tensiones entre 57.5 kV y menores a 220 kV.

Nivel III: Tensiones entre 30 kV y menores a 57.5 kV

Nivel II: Tensiones entre 1 kV y 30 kV

Nivel I: Tensiones menores a 1 kV

El costo unitario monomio determinado por la Resolución CREG 031 de 1997, que se constituye en la fórmula tarifaria vigente al 2003, incluye los siguiente componentes: generación, transmisión, distribución, comercialización y otros.

$$\text{Costo}_{\text{Unitario}} = \frac{(G + T)}{(1 - P)} + D + C + O$$

5.5.4.1 Costo de Generación (G).

Los costos máximos de compra de energía en el mercado mayorista que el comercializador puede trasladar a sus clientes regulados en las tarifas, se calculan a partir de una ponderación entre las compras realizadas por la empresa durante un año para abastecer su mercado regulado y el promedio de las compras que realizan todas las empresas con el mismo fin, dando un peso mayor a las compras realizadas por la empresa en el último mes, buscando agilizar el traslado de las señales de precio del mercado a los usuarios.

5.5.4.2 Los Costos de Transmisión (T):

Resultan de la división del costo del STN entre la energía que pasa por ese sistema. El costo del STN es el cargo por uso de la red de transmisión de 500 kV y 220 kV, calculado con base en el costo de reposición de los activos y en los ingresos anuales aprobados a los transmisores por los proyectos que les sean asignados con base en las convocatorias abiertas por la UPME, bajo delegación del Ministerio de Minas y Energía.

Para los activos existentes se calcula su valor de reposición a nuevo con base en costos unitarios por unidades constructivas, según las clasificaciones y los montos aprobados por CREG.

Para las nuevas obras, adjudicadas mediante convocatoria pública internacional, se reconoce el ingreso anual esperado (IAE) que haya definido el proponente seleccionado en su oferta para cada uno de los primeros 25 años de operación de su proyecto. Las ofertas se hacen en dólares constantes de diciembre del año anterior a la convocatoria. El IAE se actualiza con el índice de Precios al Productor de los Estados Unidos. El IAE cubre todos los costos en que incurre el proponente seleccionado y no habrá pagos adicionales. A partir del año 26 se aplica la metodología antes descrita para activos existentes.

5.5.4.3 Los Costos de Distribución (D) ⁶⁸

Los costos de distribución que servirán de base para la definición de tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad, por parte de CREG, tendrán en cuenta empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables, de acuerdo con las características propias de la región, los costos de inversión de las redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital y los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM) por unidad de potencia máxima suministrada. Además, tendrán en cuenta niveles de pérdidas de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables.

El cálculo de los cargos por distribución se basa en una metodología de precios máximos eficientes por unidad de energía transportada en el sistema (price cap), dicha metodología reconoce los cargos de administración, operación, mantenimiento y expansión de las líneas y subestaciones utilizadas para la distribución.

5.5.4.5 Fracción reconocida para cubrir pérdidas (P) ⁶⁹

Es un valor que representa el porcentaje, expresado en forma de fracción, asociado con el efecto de las pérdidas de energía tanto técnicas como no técnicas, acumuladas hasta el nivel de tensión al cual se encuentra conectado el usuario.

5.5.4.6 Otros Costos (O)

Los Costos Adicionales del Mercado Mayorista corresponden a los aportes que deben hacer los agentes a la CREG y a la SSPD, los costos asignados a los comercializadores por restricciones y servicios complementarios, y la remuneración del Centro Nacional de Despacho, los Centros Regionales de Despacho y del Administrador del SIC. Adicional a lo anterior, existe también un Cargo por Unidad de Consumo.

Uno de los principales componentes de Otros Costos, son las restricciones, las cuales se liquidan por los siguientes conceptos:

- ◆ Restricciones Eléctricas y/o soporte de voltaje del STN.
- ◆ Cumplimiento del criterio de confiabilidad (VERPC).
- ◆ Condiciones Anormales de Orden Público (CAOP).
- ◆ Consideraciones de estabilidad del STN.
- ◆ Seguridad asociada a restricciones relacionadas con importaciones / exportaciones de electricidad (TIES).

68 Art.45 Ley 143 de 1994

69 CREG - www.creg.gov.co resolución 031-1997.

5.5.4.7 Costos de conexión⁷⁰

Aunque este costo no se encuentra en la fórmula tarifaria, las empresas podrán cobrar a sus usuarios, por una sola vez, en el momento de efectuar la conexión al servicio un cargo por conexión. Este cargo comprende la acometida y el medidor y podrá incluir, de autorizarlo la Comisión, una proporción de los costos que recuperen parte de la inversión nueva en las redes de distribución, de acuerdo con el artículo 90 de la Ley 142 de 1994.

Existen industrias que se conectan directamente del Sistema de Transmisión Nacional. A este tipo de usuarios se les factura un cargo por conexión mensual que representa el costo eficiente de operación, administración y mantenimiento de los activos. Es importante anotar que a estos usuarios no se les cobra el cargo por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local.

5.5.5 SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES

5.5.5.1 Esquema de Solidaridad

La población Colombiana se encuentra clasificada en estratos de acuerdo con su nivel de ingreso. Los usuarios de mayores ingresos (clasificados en estratos 5 y 6) y los usuarios pertenecientes al sector industrial y comercial, pagan una contribución del 20% sobre el Costo de Prestación del Servicio, con destino a cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de menores ingresos (clasificados en estratos 1, 2 y 3).

El porcentaje de los subsidios otorgados es máximo del 50% para el estrato 1, del 40% para el estrato 2 y del 15% para el estrato 3, y cubre hasta el consumo básico de subsistencia, definido actualmente en 200 kWh-Mes para todo el país.

La Unidad de Planeamiento Minero Energético –UPME. (Ley 632 de 2001) define el valor del consumo de subsistencia.

5.5.5.2 Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos – FSSRI-

El Gobierno Nacional mediante las Leyes 142/94, 143/94 y 286/96 creó el FSSRI como un fondo cuenta para implementar el esquema de solidaridad. El FSSRI se encarga de administrar y cruzar las contribuciones y los subsidios que las empresas de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física, facturan y otorgan a los usuarios finales conforme a los límites establecidos por CREG.

Desde su creación el FSSRI de energía eléctrica ha sido deficitario, a pesar de los giros del Presupuesto Nacional.

5.5.5.3 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas

A partir de Julio de 2003, de acuerdo con El artículo 105 de la Ley 788 de 2002 y la Resolución CREG 082 de 2003 se paga 1\$/kWh en el cargo por uso del Sistema de Transmisión Nacional destinado a este fondo, constituido para ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica en las zonas rurales.

70 Para conocer más sobre este tipo de cargos consultar la resolución 004-1994 en la página www.creg.gov.co, o conceptos.CREG-1996-C961867 la cual da una explicación sobre cargos por conexión para usuarios no regulados.

5.5.6 ENCUESTAS

Para la presente actualización, la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI realizó encuestas en los sectores de alimentos, bebidas, cemento, papel, textil, siderúrgico, minero, maderas, manufacturas, transporte, aguas, químicos, construcción y fabricación de alambres y cables para conocer los precios de la energía eléctrica.

En la siguiente tabla encontramos la información básica de las empresas que suministraron información y el nivel de voltaje al cual se encuentran conectados:

Las tarifas de energía dependen del nivel de voltaje de suministro y del consumo de la industria.

En marzo de 2003 la tarifa promedio encontrada para las industrias conectadas a Nivel IV fue de cUS\$4,31, para nivel de tensión III cUS\$4,94 y cUS\$5,69 para nivel de tensión II, estos valores fueron verificados con la publicación realizada por Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-.

TABLA 5.30 EMPRESAS QUE SUMINISTRARON INFORMACIÓN

No.	Empresa	Ciudad	Sector	Voltaje KV
1	Cementos Río Claro	Medellín	Cemento	115
2	Smufit Cartón de Colombia	Yumbo (Valle)	Papel	115
3	Cementos Paz del Río	Sogamoso (Boyacá)	Construcción	115
4	Cerro Matoso S.A.	Montelíbano (Córdoba)	Minería	110
5	Enka de Colombia	Girardota (Antioquia)	Textil	110
6	Grupo Siderúrgico Diaco	Bogotá	Siderurgia	110
7	Grupo Siderúrgico Diaco	Tunja (Boyacá)	Siderurgia	110
8	Metro de Medellín Ltda.	Bello (Antioquia)	Transporte	110
9	Aguas de Cartagena	Cartagena	Aguas	66
10	Coltejer	Rionegro (Antioquia)	Textil	44
11	Colombia Kimberly Colpapel	Barbosa (Antioquia)	Papel	44
12	Colombia Kimberly Colpapel	Guarne (Antioquia)	Papel	44
13	Postobón	Bello (Antioquia)	Bebidas	44
14	Ladrillera Santafé	Bogotá	Manufacturas	35
15	Compañía Nacional de Alimentos Ltda.	Villa Rica (Cundinamarca)	Alimentos	34,5
16	Ingenio María Luisa	Florida (Valle)	Azúcar	34,5
17	Monómeros	Barranquilla (Atlántico)	Químicos	34,5
18	Gaseosas Colombianas S.A.	Bogotá	Bebidas	34,5
19	Colombia Kimberly Colpapel	Tocancipá (Cundinamarca)	Manufacturas	34,5
20	Productora de Papel S.A.	Yumbo (Valle)	Papel	34,5
21	Emcocables	Cajicá (Cundinamarca)	Fab. Alambres y Cables	34,5
22	Cartones America S.A.	Cali (Valle)	Papel	34,5
23	Papeles del Cauca	Puerto Tejada (Cauca)	Papel	34,5
24	Plzano	Barranquilla (Atlántico)	Maderas	33,5
25	Harinera del Valle	Dagua (Valle)	Alimentos	13,2
26	Coltejer	Itagüil (Antioquia)	Textil	13,2
27	Postobón	Montería (Córdoba)	Bebidas	13,2
28	Fabrica de Bolsas de Papel UNIBOL S.A.	Barranquilla (Atlántico)	Papel	13,2
29	Harinera del Valle	Yumbo (Valle)	Alimentos	13,2
30	Harinera del Valle	Bogotá	Alimentos	11,6

5.5.7 MERCADO DE LOS GRANDES CONSUMIDORES

En general los grandes consumidores se constituyen en usuarios no regulados, que corresponden a aquellos cuya carga es mayor que 0.1 MW o su consumo es superior a 55 MWh/mes. Los grandes consumidores pertenecen al sector industrial y comercial.

Cualquier usuario en teoría puede elegir su proveedor de energía. Sin embargo, esta ventaja solo es ejercida en la práctica por los no regulados, incluidos los Grandes Usuarios Industriales, quienes pueden firmar contratos de compraventa con uno o varios comercializadores con condiciones y precios mutuamente acordados. Los contratos se inscriben en el SIC y hay transacciones en bolsa, por lo que los usuarios no regulados actúan como agentes del mercado a través de la empresa comercializadora que los representa.

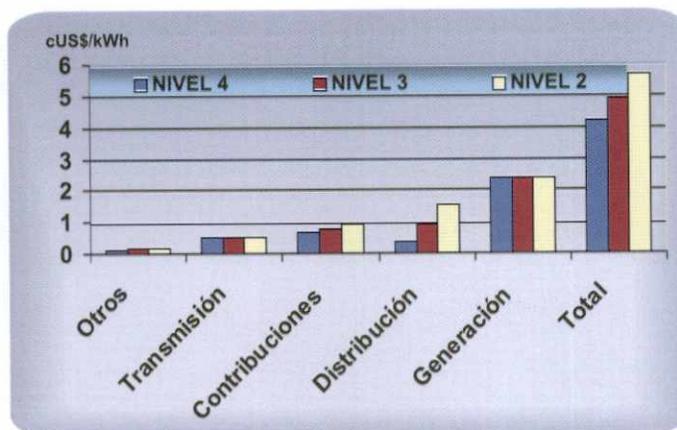
La tabla 5.31 representa los precios de energía eléctrica para los usuarios en el mercado mayorista en los niveles de tensión 4, 3 y 2, para el mes de marzo del 2003.

TABLA 5.31 PRECIOS ENERGÍA USUARIOS EN EL MERCADO MAYORISTA
NIVEL DE TENSIÓN (cUS\$/KWh)

	Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2
Generación	2.42	2.42	2.42
Transmisión	0.56	0.56	0.56
Distribución	0.4	0.95	1.57
Otros	0.15	0.19	0.19
Contribuciones	0.7	0.82	0.95
Total	4.23	4.94	5.69

Fuente: Cálculos efectuados por ANDI con información de ISA y CREG
Precios dolarizados a marzo de 2003

GRÁFICA 5.8 COMPOSICIÓN DE LA TARIFA PARA USUARIOS NO REGULADOS



Fuente: Cálculos efectuados por ANDI con información de ISA y CREG
Precios dolarizados a marzo de 2003

5-5.8 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN

Para determinar el precio promedio total por kWh de los grandes consumidores del país, se toma la información que suministra el Mercado Mayorista de Energía correspondiente al valor promedio de todos los contratos firmados por los Usuarios No Regulados (UNR) conectados a nivel de tensión IV, publicado el mes siguiente al mes de análisis

en el Boletín "Especial ISA.COM Resolución CREG 135/97". El precio del componente de generación se obtiene del precio promedio para el costo de la energía con destino al Mercado No Regulado obtenido del mencionado boletín.

El precio de transmisión es un cargo regulado y se toma de la liquidación del LAC para el STN que presenta el MEM para el mes correspondiente.

El precio de distribución para el nivel 4 del mes de diciembre es estampillado y se obtiene de la liquidación del LAC para el Sistema de Transmisión Regional STR, ponderando el valor con la demanda de cada una de las dos regiones en que esta dividido el país (zona Norte y zona Centro Sur). Esta información se encuentra en la página del MEM ⁷¹

El componente Otros, se calcula mediante la diferencia del precio total menos la contribución y los cargos de generación, transmisión y distribución.

Para los meses de marzo y diciembre de 2003, con tasas de cambio respecto al dólar de \$2959 y \$2778.2 respectivamente, se obtienen los siguientes resultados:

PRECIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (cUS\$/kWh)	Marzo de 2003		Diciembre de 2003	
	\$	cUS \$	\$	cUS \$
Generación	71.74	2.42	69.60	2.51
Transmisión	16.50	0.56	17.23	0.62
Distribución Nivel 4	11.85	0.40	16.10	0.58
Otros	2.38	0.08	4.28	0.15
Contribuciones	20.50	0.69	22.25	0.80
Total	122.97	4.15	129.45	4.66

71 www.mem.com.co, sección <Administración del Mercado><Liquidación LAC>.



5.6 ECUADOR

5.6.1 PRINCIPALES INDICADORES

Nombre oficial:	República de Ecuador
Superficie:	256.370 km ²
Población:	13,357,000 habitantes
Capital:	Quito
Moneda:	Dólar Americano

TABLA 5.32 INDICADORES ECONÓMICOS ECUADOR

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población (<i>Miles de Habitantes</i>) ^a	12,411	12,646	12,879	13,121	13,357
PIB (<i>Millones de dólares constantes de 1995</i>) ^a	17,732	18,131	19,218	19,948	20,347
Variación (%)	-5.70	2.25	6.00	3.80	2.00
PIB per Cápita (<i>US\$</i>)	1,429	1,434	1,492	1,520	1,523
Inflación (%) ^b	61	91.00	22.00	9.40	6.10
Tasa de Cambio a Fin Año (<i>S/US\$</i>)			1	1	1
Capacidad Instalada (<i>MW</i>) ^c	3,351	3,351	3,208	3,451	3,451
Generación de Energía Eléctrica (<i>GWh</i>) ^c	10,332	10,612	11,072	11,944	6238
Demanda de Energía Eléctrica (<i>GWh</i>) ^c	7,954	8,041	8,354	8,428	4398
Pérdidas (%) ^c	24.1	25.3	25.9	26.9	27.4
Consumo de Energía per cápita (<i>KWh</i>)	641	636	649	642	ND

Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración - ALADI - , Año 1999-2002 . CEPAL, año 2003.
- b ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- c CONELEC. Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriana. Junio de 2003. Los datos de Generación y Demanda del año 2003 corresponden únicamente al primer semestre.

5.6.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sector eléctrico ecuatoriano actualmente tiene un sistema regulatorio que promueve la desintegración vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución; se rige por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico del 10 de Octubre de 1999 y sus reformas posteriores, promueven la inversión privada en las empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, permitiendo la participación de hasta el 51 % en el capital accionario que pertenece al Fondo de Solidaridad.

A junio de 2003 existían en el Ecuador 11 empresas eléctricas generadoras, 1 transmisora, 7 autoproductoras y 20 distribuidoras. Así mismo, se han calificado 44 Grandes Consumidores, de los cuales 27 registraron sus operaciones en el CENACE, a 3 se les ha revocado la calificación y 5 están recibiendo energía a través de distribuidoras.

5.6.2.1 Sistema de Generación

El sistema de generación ecuatoriano tiene una capacidad instalada de 3.451 MW (a diciembre 2002), el 51% de la capacidad instalada proviene de centrales hidroeléctricas, mientras que las plantas térmicas representan el 49% de la capacidad instalada.

La siguiente tabla muestra la evolución de la capacidad instalada de generación, diferenciadas por la tecnología utilizada ⁷².

TABLA 5.33 CAPACIDAD INSTALADA DE ECUADOR EN MW

Años	Hidráulica	Térmica Vapor	Térmica Gas	Térmica Gas Natural	Térmica MCI	Total
1999	1 707	475	821		348	3 351
2000	1 707	475	821		348	3 351
2001	1 715	475	671		347	3 208
2002	1 746	476	639	159	431	3 451

5.6.2.2 Sistema de transmisión

En la actualidad existe un solo agente transmisor en el MEM, el cual opera sus instalaciones en coordinación con el CENACE acatando las disposiciones que este le impone.

El sistema de transmisión se compone por líneas que van desde 138 kV hasta 230 kV, además existen líneas de subtransmisión a 69 kV.

Las pérdidas del Sistema Nacional Interconectado de transmisión a junio del 2003 fueron el 4.0%⁷³.

5.6.2.3 Sistema de Distribución

A junio del 2003 existían en Ecuador 20 distribuidoras, de las cuales 13 contaban con generación, pues aún no se escindían como manda la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, y 4 de las empresas distribuidoras operan sistemas no interconectados, por lo que no requieren escindir su generación.

Los niveles de distribución son los equivalentes a baja tensión que son los inferiores a 600 voltios.

Las pérdidas de distribución a junio del 2003 fueron del 23.4%.

5.6.3 MARCO REGULATORIO

El 10 de octubre de 1999 se creó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, que es la ley vigente, la cual promueve la desintegración vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución.

Mediante esta ley se establece que es deber del Estado el suministro de energía eléctrica; es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por tanto, es deber del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país, mediante el aprovechamiento óptimo de recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación.

El sector eléctrico nacional estará estructurado de la siguiente manera:

- a) El Consejo Nacional de Electricidad;
- b) El Centro Nacional de Control de la Energía;
- c) Las empresas eléctricas concesionarias de generación;
- d) La Empresa Eléctrica Concesionaria de Transmisión; y,
- e) Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

73 CONELEC, "Estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano, primer semestre del 2003."

5.6.3.1 El Consejo Nacional de Electricidad –CONELEC–

CONELEC no ejerce actividades empresariales en el sector eléctrico, se encarga de elaborar planes para el desarrollo de la energía eléctrica y ejercer entre otras las siguientes funciones:

- a) Regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política energética nacional;
- b) Elaborar el plan de electrificación, basado en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales. Para el efecto mantendrá actualizado el inventario de los recursos energéticos del país, con fines de producción eléctrica. Este plan tendrá el carácter de referencial;
- c) Preparar y proponer el Reglamento General y los reglamentos especiales que se requieran para la aplicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Los reglamentos son aprobados y expedidos por el Presidente de la República;
- d) Aprobar los pliegos tarifarios para los servicios regulados de transmisión y los consumidores finales de distribución.
- e) Dictar regulaciones a las cuales deberán ajustarse los generadores, transmisor, distribuidores, el CENACE y clientes del sector eléctrico. Tales regulaciones se darán en materia de seguridad, protección del medio ambiente, normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros, de riesgo de falla y de calidad de los servicios prestados; y las demás normas que determinen la Ley y los reglamentos. A estos efectos las sociedades y personas sujetas a su control, están obligadas a proporcionar al CONELEC, la información técnica y financiera que le sea requerida ⁷⁴.

5.6.3.2 El Centro Nacional de Control de Energía -CENACE-

CENACE es una Corporación Civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, cuyos miembros son todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores. Se encarga del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final.

CENACE esta dirigido por un Directorio formado por:

1. Un Delegado Permanente del Presidente de la República quien lo presidirá;
2. Dos Delegados de las empresas concesionarias de generación;
3. Dos Delegados de las empresas concesionarias de distribución;
4. Un Delegado de la empresa concesionaria de transmisión; y,
5. Un delegado por los grandes consumidores que tengan contratos a largo plazo.

La designación de los delegados ante el Directorio de la Corporación, se efectúa de conformidad con el Reglamento respectivo.

⁷⁴ Ley de Régimen del Sector Eléctrico, 10 de octubre de 1999; Para obtener mas información acerca de las funciones de CONELEC visitar esta pagina www.conelec.gov.ec

Función Global

El Centro Nacional de Control de Energía tiene a su cargo la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista, debiendo resguardar las condiciones de seguridad de operación del Sistema Nacional Interconectado responsabilizándose por el abastecimiento de energía al mercado, al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector y creando condiciones de mercado para la comercialización de energía eléctrica por parte de las empresas generadoras, sin ninguna discriminación entre ellas, facilitándoles el acceso al sistema de transmisión ⁷⁵.

5.6.3.3 Mercado eléctrico mayorista –MEM–

El mercado eléctrico mayorista –MEM– esta constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado.

Las transacciones que pueden celebrarse en este mercado son únicamente ventas en el mercado ocasional o contratos a plazo. El mercado eléctrico mayorista abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebran entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Igualmente se incluye las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

Contratos a Plazo en el Mercado Eléctrico Mayorista

En el mercado eléctrico mayorista, los contratos a plazo son los que libremente se acuerdan entre generadores y grandes consumidores y los que celebren los generadores y distribuidores, por un plazo mínimo de un año y a ser cumplidos a través del Centro Nacional de Control de Energía.

Dentro del plazo de 10 días posteriores a su celebración, los contratos a plazo deberán ser registrados en el CENACE y su vigencia se iniciará 20 días después de su registro.

El Centro Nacional de Control de Energía comunicará a todos quienes intervengan en el mercado el precio de venta para cada período horario, sobre la base del costo económico marginal instantáneo de corto plazo y el cargo de potencia que corresponderá a los costos fijos de la central de generación marginal, que resulte de la operación en tiempo real del sistema nacional interconectado. El precio así establecido será uniforme para todas las ventas realizadas durante el período de que se trate.

Mercado Ocasional

Los generadores podrán vender energía eléctrica en el mercado ocasional. Los generadores, distribuidores y grandes consumidores podrán, por su parte, comprar en el mercado ocasional. Las transacciones en dicho mercado se ajustarán a las siguientes reglas:

- a) Las ventas que realicen los generadores serán las que resulten de la generación de las unidades que despache el Centro Nacional de Control de Energía.
- b) Las compras que realicen los distribuidores y grandes consumidores en el mercado ocasional se valorizarán al precio que periódicamente fije el Centro Nacional de Control de Energía de acuerdo con el literal anterior y los procedimientos que para el efecto se determinen en el Reglamento.

⁷⁵ Ley de Régimen del Sector Eléctrico, 10 de octubre de 1999; Para obtener mas información acerca de las funciones de CONELEC visitar esta ley en la pagina www.conelec.gov.ec

5.6.3.4 La Estructura Tarifaria para los Usuarios Finales.

Las tarifas a los usuarios finales y a los grandes consumidores reflejan los costos correspondientes a los procesos de cada uno de los eslabones de la cadena, generación, transporte y distribución.

Precios Sujetos a Regulación

Los precios sujetos a regulación se denominan de aquí en adelante tarifas y corresponderán únicamente a los siguientes:

- a) Las transferencias de potencia y energía entre generadores, que resulten de la operación a mínimo costo del Sistema Nacional Interconectado, cuando ellas no estén contempladas en contratos a plazo. Las tarifas aplicadas a estas transferencias serán calculadas por el CENACE;
- b) Las transferencias de potencia y energía de generadores a distribuidores, las cuales serán calculadas por el CENACE y aprobadas por el CONELEC.
- c) Las tarifas de transmisión, que compensen el uso de las líneas de transmisión, subestaciones de transformación y demás elementos constitutivos del sistema de transmisión las cuales serán aprobadas por el CONELEC;
- d) El peaje por el uso, por parte de terceros, del sistema de distribución, el cual será igual al Valor Agregado de Distribución (VAD) aprobado por el CONELEC menos los costos asociados al cliente.
- e) Las tarifas por suministros a consumidores finales abastecidos por empresas de distribución que no tengan o no hayan ejercido la opción de pactar libremente sus suministros, las cuales serán aprobadas en forma de pliegos tarifarios por el CONELEC.

Precios Libres

Los distribuidores y grandes consumidores podrán contratar el abastecimiento de energía eléctrica para consumo propio, con un generador o distribuidor, sin sujetarse necesariamente a las tarifas que fije el CONELEC. El reglamento respectivo determinará a quien se considera gran consumidor, de acuerdo a los módulos de potencia y energía y demás parámetros que lo caracterizarán.

Principios Tarifarios

Los pliegos tarifarios aprobados por el CONELEC se ajustarán a los siguientes principios, según corresponda:

- a) Las tarifas aplicables a los consumidores finales cubrirán los precios referenciales de generación, los costos medios del sistema de transmisión y el valor agregado de distribución (VAD) de empresas eficientes. En consecuencia, las tarifas reflejarán los costos reales del servicio basados en parámetros internacionales de calidad y eficiencia y en ningún caso excederán las que rijan en el mercado internacional.
- b) Los pliegos tarifarios serán elaborados sobre la base de la aplicación de índices de gestión establecidos mediante regulación por el CONELEC, para empresas eficientes con costos reales. El ente regulador determinará la periodicidad de revisión y aprobación de los pliegos tarifarios, la que en ningún caso podrá ser menor a un año; y,

c) La estructura tarifaria para el consumidor final que no esté en posibilidad de suscribir contratos de largo plazo para el suministro de la energía o que estándolo no haya hecho uso de esa posibilidad, deberá reflejar los costos que los clientes originen según sus modalidades de consumo, y nivel de tensión eléctrica.

Además, en la elaboración de los pliegos tarifarios se deberá tomar en cuenta el derecho de los consumidores de más bajos recursos a acceder al servicio eléctrico dentro de condiciones económicas acordes con sus posibilidades.

Tarifas de Transmisión

Las tarifas que paguen los agentes del mercado eléctrico mayorista por el uso del sistema de transmisión, deberán, en su conjunto, cubrir los costos económicos correspondientes a la anualidad de los activos en operación e inversión del plan de expansión; operación y mantenimiento y pérdidas de transmisión, en los niveles aprobados por el CONELEC.

También establecerá los parámetros que el regulador aplicará para fijar la tarifa que le corresponda pagar a cada agente del mercado eléctrico mayorista.

Las tarifas de transmisión serán fijadas por el CONELEC, determinando sus valores iniciales y las fórmulas de reajuste a ser aplicadas cada año. Una vez fijadas, las tarifas se considerarán incorporadas en el contrato de concesión del transmisor.

Valor Agregado de Distribución

El valor agregado de distribución, corresponde al costo propio de la actividad de distribución de una empresa eficiente, sobre la base de procedimientos internacionalmente aceptados, que tenga características de operación similares a las de la concesionaria de distribución de la cual se trate.

Para calcular el valor agregado de distribución se tomará en cuenta las siguientes normas:

- a) Costos asociados al consumidor, independientemente de su demanda de potencia y energía;
- b) Pérdidas técnicas medias de potencia y energía;
- c) Costos de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución en la empresa de referencia por unidad de potencia suministrada; y,
- d) Costos de expansión, mejoramiento, operación y mantenimiento de sistemas de alumbrado público que utilicen energía eléctrica.

Los distribuidores calcularán los componentes del valor agregado de distribución para la empresa de referencia correspondiente cada año y someterán el estudio resultante a consideración del CONELEC, el cual lo analizará dentro de los términos que señale el reglamento respectivo.

5.6.4 SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES

Los consumidores de bajo consumo, serán subsidiados por los usuarios residenciales de mayor consumo en cada zona geográfica. Se considerarán como consumidores de bajo consumo en esta categoría, en cada zona geográfica de concesión en distribución, a aquellos que no superen el consumo mensual promedio del consumo residencial en su respectiva zona geográfica, pero que en ningún caso superen el consumo residencial promedio a nivel nacional. Estos valores de consumo serán determinados para cada caso, al inicio de cada año por el CONELEC, en base a las estadísticas del año inmediato anterior.

En Ecuador hay tres tipos de impuestos, que se liquidan aplicando un porcentaje sobre el valor de la factura de electricidad: Impuesto de orden nacional con destino al Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal -FERUM-, equivalente al 10%; impuesto para Alumbrado público, que varía entre el 4% y el 6% dependiendo del municipio e impuesto para Recolección de Basura, que varía entre el 10% y el 12% dependiendo del municipio.

5.6.5 EL MERCADO DE LOS GRANDES CONSUMIDORES.

Los usuarios se clasifican por sectores de consumo: en residenciales y generales, en los generales se incluyen los industriales y comerciales. También se diferencian por el nivel de tensión, que puede ser alta ($V > 40$ kV), media (600 V - 40 kV) y baja tensión que son los voltajes inferiores a 600 V.

Los usuarios pueden ser regulados y no regulados. Los usuarios no regulados corresponden a aquellos que registren valores iguales o mayores de demanda promedio mensual (KW), durante los 6 meses anteriores al de la solicitud para la calificación, y un consumo de energía mínimo anual (MWh) en los doce meses anteriores al de la solicitud, a aquellos valores que se indican en la siguiente tabla: ⁷⁶

TABLA 5.34 REQUISITOS MÍNIMOS PARA ACCEDER AL MERCADO LIBRE.

PERIODO DE PRESENTACIÓN DE LA SOLICITUD	DEMANDA PROMEDIO MENSUAL (KW)	CONSUMO ANUAL (MWh)
Hasta Diciembre 2002	1000	7000
Enero – Junio 2003	930	6500
Julio – Diciembre 2003	860	6000
Enero – Junio 2004	790	5500
Julio – Diciembre 2004	720	5000
Enero 2005 en adelante	650	4500

5.6.6 ENCUESTAS

Con la colaboración de EGRANCONEL, Asociación de Grandes Consumidores de Energía del Ecuador, se consiguieron 10 encuestas del sector industrial, 3 de las cuales son de empresas conectadas a niveles de tensión superior a 138 KV. Las encuestas recogidas cubren los sectores alimentos, de agua, plásticos, siderúrgico, textil y metalmecánico.

La siguiente tabla describe información básica de las empresas que respondieron a las encuestas.

TABLA 5.35 EMPRESAS ENCUESTADAS

No.	Empresa	Ciudad	Sector	Voltaje KV
1	Plásticos Ecuatorianos	Guayaquil	Plásticos	13,8
2	Plásticos Industriales	Guayaquil	Plásticos	13,8
3	Industria Textilana	Quito	Textil	46,0
4	Acería del Ecuador C.A.	Quito	Siderúrgico	46,0
5	Acerías Nacionales del Ecuador	Guayaquil	Siderúrgico	13,8
6	Novacero S.A.	Guayaquil	Metalmecánico	13,8
7	Industrial Molinera C.A	Guayaquil	Alimentos	69,0
8	La Fabril	Guayaquil	Alimentos	69,0
9	La Fabril Planta Manta	Manta	Alimentos	13,8
10	Interagua	Guayaquil	Aguas	69,0

En las encuestas se encontraron grandes variaciones en las tarifas de electricidad de la industria, dependiendo del nivel de voltaje de suministro y localización de las empresas.

El promedio encontrado de las empresas encuestadas para Marzo del 2003, fue de US\$0.0793/Kwh, con un mínimo de US\$0.0610/Kwh y un máximo de US\$0.1036/Kwh. El promedio de las empresas conectadas a niveles de tensión sobre 69 KV fue de US\$0.0641/Kwh, incluyendo 10% de impuestos. Sin los impuestos el valor medio encontrado fue de US\$0.0583/Kwh.

Los anteriores valores se contrastaron con las estadísticas obtenidas de CONELEC⁷⁷, para el primer semestre de 2003, que se muestran en la siguiente tabla. Para el mes de marzo del 2003, el precio medio para el gran consumidor en el mercado eléctrico mayorista fue de US\$0.061/Kwh, ligeramente superior al promedio de las encuestas de empresas por encima de 69 KV. Esta cifra permite concluir que el valor promedio encontrado de las encuestas es razonable, puesto que para niveles de tensión alto, las tarifas medias deben estar por debajo del promedio país aquí señalado.

La factura en el mercado ocasional al gran consumidor corresponde al manejo de Mercado, que incluye los costos por potencia, reservas, transmisión y otros. El precio medio total incluye los peajes cobrados al gran consumidor y no incluye los impuestos.

TABLA 5.36 PRECIOS PARA EL GRAN CONSUMIDOR EN EL MERCADO MAYORISTA DE ECUADOR

Mes	Energía Total Recibida (kWh)	Energía Comprada en el M.Ocasional (kWh)	Factura al Gran Consumidor en el M.Ocasional (US\$)	Precio medio en el M.Ocasional (US\$ c/kWh)	Energía Comprada por Contratos (kWh)	Factura al Gran Consumidor por Contratos (US\$)	Precio Medio de Contratos (US\$ C/kWh)	Precio Medio Total (US\$ C/kWh)
Ene	49830460,140	-	313906,03	0,63	49 830 703,20	2505820,410	5,43	6,06
Feb	47514354,299	-	335021,26	0,71	47511 347,39	2 436 923,05	5,55	6,26
Mar	51 925 800,47	-	235001,95	0,45	51 826 325,94	2 761 047,61	5,66	6,1
Abr	49 244 223,30	-	212621,41	0,43	49244221,640	2611 103,74	5,6	6,03
May	50 048 599,34	-	277213,63	0,55	50 048 598,97	2674484,180	5,67	6,22
Jun	48796061,799	-	261 608,67	0,54	48 497 843,07	2 588 590,29	5,66	6,17
Total	297 359 499,35	-	1 635 372,95	0,55	296 959 040,21	15577969,279	5,6	6,14

Fuente: M. Ocasional->CENACE, M. Contratos->Agentes.

No se tiene información sobre si alguno de los Grandes Consumidores compra energía en el Mercado Ocasional, se ha considerado el precio medio respectivo en función de la energía recibida.

El precio promedio total de las tarifas para el 1er semestre del 2003 fue de US\$0.0614/Kkwh, también ligeramente superior al valor medio obtenido de las encuestas.

5.6.7 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN.

Se puede actualizar en forma permanente la información de las tarifas finales pagadas por los Grandes Consumidores del Ecuador, con la información disponible en la página web de CONELEC⁷⁸, y con la siguiente metodología.

77 CONELEC. Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano Primer Semestre de 2003. www.conelec.gov.ec/estadísticas/e_see_1s_03/e_see_1s_03.pdf. Página DE-9

78 CONELEC. www.conelec.gov.ec. Estadística del sector eléctrico ecuatoriano

5.6.7.1 Metodología para los Precios de los Grandes Consumidores.

Los precios medios totales para los grandes consumidores se obtienen de las estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano⁷⁹. Son tarifas totales sin impuestos para todos los grandes consumidores conectados a varios niveles de tensión. Para Marzo del 2003 el precio medio fue de 6.1 cUS/Kwh y el valor más actualizado es 6.17 cUS/Kwh de Junio 2003

Precios de Generación:

Los precios de generación corresponden a los precios de energía, potencia y PPAs publicados por CONELEC.

Para la obtención del precio de generación se tomó la información publicada por CONELEC, "Estructura de precio de la energía para el distribuidor y gran usuario al 2002"⁸⁰, presentada en la tabla 5.38.

El precio de generación se actualizó tomando el precio medio total hallado en el numeral anterior, por medio de una regla de tres. Se obtiene un precio de generación para marzo del 2003 de 5.15 cUS/kWh y para junio del 2003 de 5.21 cUS/Kwh.

Precios de Transmisión:

El precio de transmisión se obtiene en forma similar a partir de la misma información de CONELEC "estructura del precio de la energía para el distribuidor y gran consumidor en el mercado ocasional." Este valor fue en promedio de 0.6466 cUS/Kwh para el año 2002 y para marzo del 2003 resulta en 0.57 cUS/Kwh, y para junio del 2003 en 0.575 cUS/Kwh. Precios de distribución y otros cargos:

En otros cargos están las restricciones y generación obligada. El valor de distribución y otros cargos se obtiene como diferencia entre el precio total y los precios de generación y transmisión. Para marzo 2003, el valor obtenido es 0.38 cUS/Kwh y para junio 2003 es 0.385 cUS/Kwh

Impuestos

Al precio total aplicamos los impuestos de nivel nacional no recuperables, que en el Ecuador son el 10% del Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal (FERUM).

5.6.7.1 Precios para Marzo del 2003 y Junio del 2003

La tabla siguiente resume la estructura de precios obtenida para los grandes consumidores del Ecuador para Marzo del 2003 y Junio del 2003.

TABLA 5.37 COMPONENTES DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA ECUADOR

Mes	Generación	Transmisión	Distribución y otros	Impuestos	Total
Mar-03	5,15	0,57	0,38	0,61	6,71
Jun-03	5,21	0,58	0,39	0,62	6,80

Cifras en cUS\$/kWh

79 CONELEC, Estadística del sector eléctrico ecuatoriano, para el primer semestre del 2003; cuadro DE-9.

80 CONELEC. [www.conelec.gov.ec /Estadísticas/Mercado Eléctrico Mayorista/Componentes del Precio](http://www.conelec.gov.ec/Estadísticas/Mercado%20Eléctrico%20Mayorista/Componentes%20del%20Precio)

TABLA 5.38 ESTRUCTURA DEL PRECIO DE LA ENERGÍA PARA EL DISTRIBUIDOR Y EL GRAN CONSUMIDOR.

ESTRUCTURA DEL PRECIO DE LA ENERGÍA PARA EL DISTRIBUIDOR Y GRAN CONSUMIDOR EN EL MERCADO OCA-SIONAL (US\$ ¢./kWh)							
Fecha	Energía	Restricciones	Generación Obligada	Potencia (1)	PPAs (Estado y G.Privados)	Transmisión	Total
Abr-99	1.4044	0.0065	0.1479	0.7569	0.1214	0.4188	2.8559
May-99	1.0093	0.0293	0.1631	0.7450	0.2107	0.6161	2.7733
Jun-99	0.5709	0.0108	0.1435	0.7209	0.2536	0.5314	2.2311
Jul-99	0.9564	0.0023	0.1386	0.6909	0.2705	0.5320	2.5907
Ago-99	1.5278	0.0056	0.1535	0.6393	0.2723	0.5896	3.1879
Sep-99	3.2630	0.0005	0.0491	0.7219	0.3159	0.5416	4.8920
Oct-99	2.0903	0.0021	0.0738	0.8690	0.3205	0.4338	3.7894
Nov-99	2.8810	0.0001	-	0.6444	0.9035	0.4233	4.8523
Dic-99	1.9111	0.0041	0.0217	0.7324	1.0063	0.4650	4.1406
Ene-00	1.7194	0.0006	0.0000	0.9631	0.9214	0.3816	3.9861
Feb-00	1.5536	0.0005	0.0033	0.9733	0.3761	0.4399	3.3467
Mar-00	0.4763	0.0025	0.0559	0.9964	0.1942	0.4231	2.1484
Abr-00	0.4549	0.0218	0.0335	0.9890	0.1824	0.4340	2.1157
May-00	0.5733	0.0044	0.0889	0.9916	0.1538	0.4185	2.2306
Jun-00	0.5287	0.0066	0.1118	1.0287	0.1602	0.4356	2.2715
Jul-00	1.0066	0.0031	0.3694	1.0243	0.1653	0.4390	3.0076
Ago-00	2.5783	0.0011	0.2802	1.9735	0.1290	0.4366	5.3987
Sep-00	3.7343	0.0071	0.1469	1.0876	0.1598	0.4633	5.5991
Oct-00	4.9639	0.0040	0.1273	1.3225	0.2527	0.5078	7.1783
Nov-00	10.0922	-	0.0001	1.2868	0.0789	0.6155	12.0736
Dic-00	8.2576	0.0000	0.0137	1.1112	0.1694	0.5734	10.1253
Ene-01	6.8824	0.0002	0.0091	1.1749	0.2141	0.5399	8.8206
Feb-01	7.1162	-	0.0269	1.1942	0.1767	0.5944	9.1084
Mar-01	7.2237	-	0.0021	1.1545	0.0705	0.5515	9.0023
Abr-01	3.5378	0.0237	0.2749	1.3107	0.1882	0.5607	5.8960
May-01	3.9545	0.0280	0.1682	1.2106	0.1044	0.5548	6.0205
Jun-01	2.9380	0.0109	0.4178	1.2937	0.0555	0.5737	5.2896
Jul-01	2.3914	0.0157	0.3428	1.4605	0.0695	0.5900	4.8699
Ago-01	2.9721	0.0056	0.3101	1.3535	0.0395	0.5830	5.2638
Sep-01	7.5394	0.0035	0.1208	1.1947	-0.1170	0.6741	9.4155
Oct-01	8.4812	0.0007	0.0011	1.2831	-0.1160	0.8176	10.4677
Nov-01	7.6427	0.0002	0.0024	1.3119	-0.0700	0.7410	9.6282
Dic-01	5.6796	0.0002	0.0007	1.4517	-0.0200	0.7537	7.8659
Ene-02	5.3291	0.0005	0.1176	1.2039	0.0195	0.5993	7.2699
Feb-02	5.0374	-	0.1587	1.4262	0.0261	0.6918	7.3402
Mar-02	5.0031	0.0001	0.4540	1.3366	0.0285	0.5703	7.3926
Abr-02	3.7803	0.0022	0.4640	1.4796	0.0709	0.5755	6.3725
May-02	2.3598	0.3250	0.5344	1.5675	0.0569	0.6151	5.4587
Jun-02	4.1724	0.0044	0.4436	1.4368	-0.0270	0.6495	6.6797
Jul-02	1.4694	0.0126	1.0026	1.6469	-	0.6309	4.7624
Ago-02	2.2799	0.0070	0.8126	1.9712	-	0.6527	5.7234
Sep-02	7.7161	0.0012	0.0008	1.4546	-	0.6961	9.8688
Oct-02	6.5381	0.0095	0.1401	1.6001	-	0.6752	8.9630
Nov-02	2.3713	0.0216	0.8279	2.3102	-	0.6971	6.2281
Dic-02	4.8019	0.0067	0.0308	1.6983	-	0.7053	7.2430
Prom. 99	1.7349	0.0068	0.0990	0.7245	0.4083	0.5057	3.4792
Prom. 00	2.9949	0.0043	0.1026	1.1457	0.2453	0.4640	4.9568
Prom. 01	5.5299	0.0074	0.1397	1.2828	0.0496	0.6279	7.6374
Prom. 02	4.2382	0.0326	0.4156	1.5943	0.0292	0.6466	6.9419



5.7 MÉXICO

5.7.1 PRINCIPALES INDICADORES

Nombre oficial:	Estados Unidos Mexicanos
Superficie:	1.964.375 km ²
Población:	103.343.000 Habitantes
Capital:	México D.F.
Moneda:	Peso mexicano

TABLA 5.39 INDICADORES ECONÓMICOS MÉXICO

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población (Miles de Habitantes) ^a	97,367	98,881	100,373	101,847	103,343
PIB (Millones de dólares constantes de 1995) ^a	445,616	475,904	474,036	477,828	483,562
Variación (%)		6.80	-0.39	0.80	1.20
PIB per Cápita (US\$/hab)	4,773	4,813	4,723	4,692	4,679
Inflación (%) ^b	12.3	9.00	4.40	5.70	4.00
Tasa de Cambio a Fin Año (\$/US\$) ^b	9.50	9.61	9.16	10.46	11.23
Devaluación (%)	-3.8	1.17	-4.61	14.18	7.38
Capacidad Instalada (MW) ^c	34,839	35,869	37,691	40,350	ND
Generación de Energía Eléctrica (GWh) ^c	179,070	191,200	194,920	198,880	ND
Demanda de Energía Eléctrica (GWh) ^d	146,582	163,653	164,957	171,037	ND
Pérdidas (%) ^d	18.00	14.00	15.00	14.00	14
Consumo de Energía per cápita (KWh/hab) ^e	1,570	1,655	1,643	1,679	ND

Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración - ALADI-, Año 1999-2002 . CEPAL, año 2003.
- b ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- c Comisión Federal de Electricidad
- d ANDI, Cálculos con base en Población, Consumo de energía per capita y Generación de energía eléctrica.
- e Banco Mundial, Estadísticas

5.7.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO

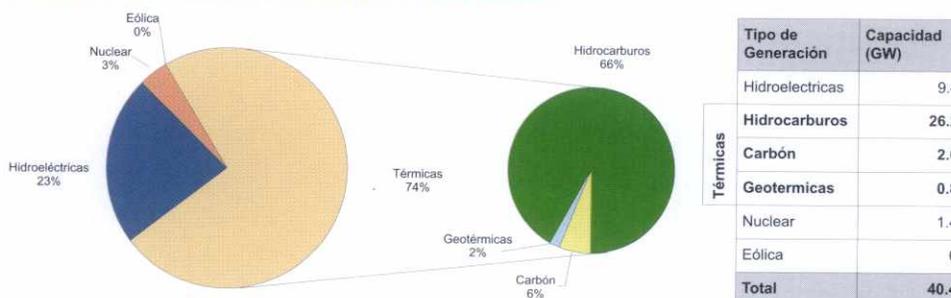
El mercado eléctrico se caracteriza por ser monopolio del gobierno quien a través de las Secretarías de Hacienda y Crédito Público, Energía, Minas e Industria Paraestatal y de Comercio y Fomento Industrial, se encargan tanto de la regulación y el control del sector, como de la fijación de las tarifas y la expedición de normas y reglamentos.

Los cambios que se han dado en los últimos años se han limitado a abrir el sector para la inversión privada en las áreas de generación, para proveer de energía a la Comisión Federal de Electricidad -CFE-, para autogeneración y para exportar.

5.7.2.1 Sistema de Generación

La CFE cuenta con una capacidad instalada para generar energía eléctrica de 40.4 GW⁸¹, de los cuales 9,4 GW son de plantas hidroeléctricas, 26,6 GW de plantas termoeléctricas y 1.4 GW de plantas nucleares. La siguiente gráfica presenta el detalle de la composición por tipo de generación.

GRÁFICA 5.9 CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA DE GENERACIÓN



81 Incluye productores externos de energía

5.7.2.2 Transmisión

La CFE cuenta con un sistema de transmisión y distribución para llevar la energía desde la fuente de generación hasta los usuarios finales; para ello cuenta con redes de alta, media y baja tensión, cuya longitud y desarrollo se puede apreciar en la siguiente tabla.

TABLA 5.40 LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (KM)

Nivel de Tensión (kV)	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003*
400	10,623	10,979	11,337	11,908	12,249	12,399	13,165	13,695	14,504	14,621
230	18,217	18,532	18,878	19,374	20,292	21,224	21,598	22,645	24,06	24,074
161	427	456	456	456	456	456	508	508	646	486
150	766	445	445	66	66	0	0	0	0	0
Total	30,033	30,412	31,116	31,804	33,063	34,079	35,271	36,848	39,21	39,182

(*) Cifras al 31 de Marzo del 2003.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad; CFE.

Cargos por Uso del Sistema de Transmisión de Energía eléctrica

La Metodología actual que debe seguir la Comisión Federal de Electricidad para calcular los cargos correspondientes a solicitudes de Servicios de Transmisión, es dada por la Resolución 146/2001.

Para el cargo por el Servicio de Transmisión Solicitado a tensiones mayores de 69 kV será igual a la suma de los siguientes costos:

1. Costo fijo por el uso de la Red;
2. Costo variable por el uso de la Red, y
3. Costo fijo por administración del Convenio.

El procedimiento para el cálculo de los componentes del cargo por el Servicio de Transmisión solicitado, toma en cuenta a los usuarios de la Red en forma separada y su impacto que sobre la Red provoque cada Servicio de Transmisión.

El cargo por el servicio de transmisión solicitado a niveles mayores a 69 kV será igual a la suma de los siguientes costos:

1. Costo por el uso de la Red, y
2. Costo fijo por la administración del Convenio⁸².

Nota: El cargo por Uso del Sistema Nacional de Transporte es calculado para las diferentes regiones, tensiones de envío y magnitudes de transmisión de potencia.

En el 65% de las regiones el cargo por transporte es de 0.212 cUS\$/kWh, en el resto de las regiones dispersas el cargo es mayor.

82 Para mayor información acerca de la metodología para la obtención de los cargos por uso del sistema de transmisión consultar la RESOLUCIÓN Núm. RES/146/2001.

5.7.2.3 Distribución

La red de distribución al 31 de marzo del año 2003, la constituyen las líneas de subtransmisión (42,950 km) y distribución (566,705 km). Los niveles de tensión respectivos son de 138, 115, 85 y 69 kilovolts (kV) para subtransmisión y 34.5, 23, 13.8, 6.6, 4.16 y 2.4 kV y baja tensión para distribución.

5.7.3 MARCO REGULATORIO

5.7.3.1 Situación actual

Las actividades de generación, transmisión y distribución están totalmente integradas verticalmente. El artículo 27 de la Constitución de México declara taxativamente que:

“Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se concederán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.”.

El artículo 28 de la constitución mexicana define las áreas estratégicas, entre las cuales se incluye la electricidad. En la parte pertinente expresa:

“No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos y generación de energía nuclear; electricidad,...”.

“El Estado contará con las empresas que requiera para el eficaz manejo de las áreas estratégicas a su cargo y en las actividades de carácter prioritario donde, de acuerdo con las leyes, participe por sí o con los sectores social y privado.”

Por lo tanto, para introducir cambios radicales en el sector eléctrico habría que modificar la Constitución para eliminar la exclusividad del estado en estas funciones.

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

Se expidió el 22 de diciembre de 1975 la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, la cual fue objeto de varias reformas en los siguientes años hasta 1993. El artículo primero expresa que corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, reafirmando lo que dice la Constitución en el artículo 27. El artículo 3º aprobado en diciembre de 1992 permite la participación del sector privado en las siguientes actividades de generación: La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción; La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad; La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción; La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios; y La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica. El artículo 7 afirma que la CFE estará a cargo de la prestación del servicio de energía eléctrica.

En el artículo 30 define que la venta de energía eléctrica se regirá por las tarifas que apruebe la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

En el artículo 31 se consigna que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con la partici-

pación de las Secretarías de: Energía, Minas e Industria Paraestatal y de Comercio y Fomento Industrial, y a propuesta de la CFE, fijará las tarifas, su ajuste o reestructuración, de manera que tienda a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público, y el racional consumo de energía. Así mismo, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público podrá fijar tarifas especiales en horas de demanda máxima, demanda mínima o una combinación de ambas.

En el artículo 32 se hace referencia a que la modificación, ajuste o reestructuración de las tarifas implicará la modificación automática de los contratos de suministro que se hubieren celebrado.

5.7.3.2 Cambios previstos

En los años de 1975 y 2001 se expidieron la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, que reflejan una apertura muy moderada del sector eléctrico

Reforma Eléctrica

Aspectos relevantes de la iniciativa de la reforma eléctrica presentada por el Ejecutivo Federal el 16 de agosto de 2002.

- ◆ Reforma a los artículos 27 y 28 de la Constitución
- ◆ El Estado es el único facultado para prestar el servicio público de energía eléctrica.
- ◆ Se permite que los particulares generen y vendan energía eléctrica al Estado o a los usuarios cuyo consumo rebase el mínimo establecido en la Ley.
- ◆ El Estado garantizará el acceso y uso no discriminatorio de las redes de transmisión y distribución.

Reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

Proporciona el marco jurídico para modernizar los esquemas de participación de los particulares en la industria eléctrica y preserva el compromiso del Estado de garantizar la prestación del servicio público de energía eléctrica. Entre sus principales disposiciones se encuentran: La Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro continúan prestando el servicio público de energía eléctrica a todo aquél usuario que lo solicite, sin importar su nivel de consumo. Los usuarios, con consumo de más de 2,500 MWh por año en actividades industriales, comerciales o de servicios, podrán optar por abastecerse de energía eléctrica a través del servicio público u obtener su registro ante la CRE para celebrar contratos con generadores privados o comprar en el despacho de generación. Se permite que los particulares obtengan permisos para prestar servicios a los usuarios que hayan obtenido su registro a través de contratos bilaterales. Se definen las facultades de la Secretaría de Energía entre las que destacan: planear el sistema eléctrico nacional, dictar las medidas necesarias para garantizar el abasto de energía para la prestación del servicio público, y fomentar el uso de fuentes renovables para la generación de energía eléctrica. El Ejecutivo Federal continuará promoviendo la electrificación de comunidades rurales y programas de apoyo a usuarios de bajos recursos. El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) será el encargado de controlar el uso imparcial de las redes que conforman el sistema eléctrico nacional y operar el despacho de generación. El despacho consiste en seleccionar las plantas disponibles de menor costo para satisfacer la demanda.

Reformas a Ley de la Comisión Reguladora de Energía

Se otorgan facultades a la CRE para expedir los términos, condiciones y tarifas aplicables a la prestación de los siguientes servicios: Suministro que tenga por objeto la prestación del servicio público de energía eléctrica. La conducción de electricidad a través de las redes. Los servicios prestados por el CENACE .

Ley Orgánica de la Comisión Federal de Electricidad

Esta Ley establece el régimen jurídico bajo el cual opera la CFE. Entre sus principales disposiciones se encuentran: La CFE tiene como objeto prestar el servicio público de energía eléctrica, tal como lo ha venido haciendo. La CFE puede celebrar contratos con los usuarios registrados. Se amplía el objeto del Organismo a fin de permitirle realizar actividades adicionales para incrementar sus ingresos y desarrollar servicios de valor agregado para sus clientes. Las disposiciones y lineamientos en materia presupuestaria y de evaluación que emitan la SHCP y SECODAM, deben considerar la autonomía de gestión de la CFE. La CFE es administrada por un Consejo de Administración y por un Director General. El Consejo de Administración estará integrado por los Secretarios de Energía, Hacienda, Medio Ambiente y Economía; cuatro representantes designados por el Presidente y tres representantes del Sindicato. Se respetan plenamente los derechos adquiridos de los trabajadores. Se respetan los compromisos contraídos con terceros.

Ley Orgánica del Centro Nacional de Control de Energía

Esta Ley crea el Centro Nacional de Control de Energía –CENACE- como organismo descentralizado de la Administración Pública Federal y define el marco jurídico que regirá el desarrollo de sus funciones: Esta Ley entrará en vigor el 1° de junio de 2006 o cuando el 12.5% de la generación de energía eléctrica nacional sea adquirida por los usuarios registrados, lo que ocurra primero. En tanto sucede lo anterior, la CFE llevará a cabo las actividades a que se refiere esta Ley. Se detallan las funciones del CENACE en relación con el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional y la operación del despacho de generación. El CENACE será administrado por una Junta de Gobierno, integrada por el Secretario de Energía y cuatro representantes designados por el Presidente a propuesta de los generadores públicos y privados, PROFECO y los usuarios con registro. La creación del CENACE no afectará, en forma alguna, los derechos de los trabajadores adscritos a dicho organismo .

5.7.4 ESTRUCTURA DE LA TARIFA

El 24 de mayo de 2001 se expidió el Reglamento de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica. En el Capítulo VI De las Disposiciones Tarifarias se fijan los criterios para la determinación de las tarifas. Que se encuentran en los siguientes artículos.

Artículo 47. - La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a propuesta del suministrador, con la participación de la Secretaría y de la de Comercio y Fomento Industrial, fijará las tarifas para venta de energía eléctrica, su ajuste, modificación o reestructuración, con las modalidades que dicten el interés público y los requerimientos del servicio público. El ajuste corresponderá a los casos en que se varíe alguno de los elementos de la tarifa o la forma en que estos intervienen. La reestructuración corresponderá a los casos en que sea necesaria la adición o supresión de alguna o varias tarifas.

Artículo 48. - La fijación de las tarifas tenderá a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público, propiciando a la vez el consumo racional de energía, para lo cual: Reflejarán el costo económico de los rubros de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica suministrada, incluyendo en tal concepto tanto la que genera el propio

suministrador como la que obtenga éste de los productores externos, y considerará los requerimientos de ampliación de infraestructura eléctrica, y se ajustarán de acuerdo con la evolución de los costos económicos a través del tiempo, tomando en cuenta, separadamente, los rubros de generación, transmisión y distribución, así como las diferencias o variaciones relevantes por factores regionales o estacionales, los cambios en productividad o eficiencia y los derivados de condiciones de operación del sistema durante los períodos de demanda base, intermedia o pico. Adicionalmente, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público podrá tomar en consideración las tarifas internacionales para un servicio de calidad similar. Los elementos a que refiere este artículo podrán estar explícitos o implícitos en las tarifas.

Artículo 49. - Las tarifas deberán especificar los siguientes conceptos: Tipos de suministro a los cuales son aplicables, Tensión de suministro, alta, media o baja Horario de aplicación de la tarifa, cuando no sea de 24 horas; Cargos por demanda o por consumo, así como el cargo mínimo mensual; Cargos por demanda contratada inicial; Cuenta del depósito de garantía; Lugares en donde regirá la tarifa. De no precisarse los lugares se entenderá que rige en todo el ámbito nacional; Fecha del inicio de su vigencia, y Otras disposiciones relativas a la aplicación de la tarifa. Las tarifas y sus disposiciones complementarias, en su caso, se publicarán en el Diario Oficial de la Federación y cuando menos en dos periódicos diarios de circulación nacional, requisitos sin los cuales no podrán aplicarse. El suministrador imprimirá folletos con las tarifas aprobadas y entregará un ejemplar a quien lo solicite para que pueda conocer la tarifa que corresponda al suministro respectivo, así como sus características y cuotas. Asimismo, el suministrador proporcionará información y asesoramiento a los interesados sobre las características de los suministros que soliciten y las tarifas aplicables a los mismos.

Artículo 51. - A la propuesta del suministrador para fijación, ajuste o reestructuración de las tarifas deberá anexarse, cuando menos la siguiente información: Estudio justificativo de la propuesta, en que se consignará: Alcance y consecuencia de la propuesta en el estado financiero del suministrador, en la aplicación de las tarifas o en cualquier otro aspecto; Estados Financieros de resultados complementarios que fundamenten la propuesta; Estudios de costos económicos de la energía eléctrica en los que se fundamente la propuesta; Descripción de los elementos que integran la propuesta, y Estimación de resultados considerando el ajuste, modificación o reestructuración. La propuesta deberá ser aprobada por la Junta de Gobierno del suministrador previamente a su presentación ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, lo que podrá solicitar al suministrador información adicional para que el estudio de la propuesta. Si no se proporciona la información adicional dentro del plazo que se señale, dicha dependencia resolverá lo procedente conforme a los datos disponibles.

Artículo 52. - Cuando el suministrador, con la aprobación de la Secretaría, modifique la tensión como consecuencia del desarrollo de sus sistemas y esto origine la aplicación de una tarifa diferente a la fijada por el contrato, se aplicará la nueva tarifa a partir de la fecha en que el suministro se proporcione a la nueva tensión. Artículo 53. - Cuando un suministro reúna las características de aplicación de dos o más tarifas, el usuario podrá contratar los servicios en la tarifa de uso general que mejor convenga a sus intereses. Si el usuario contratara un suministro de una tarifa de uso específico, no podrá destinar la energía eléctrica a otro uso, en cuyo caso las instalaciones deberán separarse para contratar individualmente los respectivos suministros. El usuario quedará obligado a llevar a cabo la separación y convendrá con el suministrador el tiempo necesario para efectuarla. Una vez realizada, se contratarán los servicios para aplicar la tarifa correspondiente a cada uno de ellos. En caso que el usuario no celebre el convenio o no efectúe la separación en el plazo estipulado, el suministrador suspenderá dicho servicio, ajustándose a lo previsto en el artículo 35.

Opción de demanda contratada para servicios en tarifas horarias

El suministrador está autorizado para celebrar convenios especiales con usuarios de la siguiente forma:

Los usuarios con tarifas H-S, H-SL, H-T y H-TL que lo soliciten, podrá facturarles con base en la demanda contratada, de acuerdo con las siguientes modalidades:

Fijación de demandas contratadas

El usuario fijará sus demandas contratadas en período de punta (DCP), intermedio (DCI) y de base (DCB). Los usuarios de Baja California fijarán además su demanda contratada de semipunta (DCS). Las demandas contratadas no podrán modificarse antes de un año y deben cumplir con la siguiente relación:

$$DCP \leq DCI \leq DCB$$

$$DCP \leq DCS \leq DCI \text{ para Baja California}$$

Demanda Facturable en Exceso (DFE)

La demanda facturable en exceso para todas las regiones, excepto Baja California, Baja California Sur y Noroeste, se define como:

$$DFE = \max (DF - DCF, 0)$$

En Baja California, para las tarifas H-S, H-SL, H-T y H-TL en los meses de la temporada que tiene períodos de punta y semipunta se aplica la siguiente ecuación:

$$DFE = (0.75 - FRI) \times \max (DP - DCP, 0) + 0.25 \times \max (DC - DCS, 0) \\ + FRI \times \max (DI - DCI, 0)$$

Y durante los meses que no tiene períodos de punta y semipunta, se aplica la siguiente ecuación:

$$DFE = FRI \times \max (D - DCI, 0) + FRB \times \max (DB - DCB, 0)$$

En Baja California Sur y Noroeste, para las tarifas H-S, H-SL, H-T y H-TL en los meses de la temporada que tiene período de punta se aplica la siguiente ecuación:

$$DFE = (1 - FRI) \times \max (DP - DCP, 0) + FRI \times \max (DI - DCI, 0)$$

Y durante los meses que no tiene período de punta, se aplica la siguiente ecuación:

$$DFE = (FRI \times \max (DI - DCI, 0) + FRB \times \max (DB - DCB, 0))$$

Cargo Demanda Facturable en Exceso

Cuando la DFE supere la vigésima parte de la DCF, se aplicará un cargo adicional equivalente a 4.545 veces el cargo por kW de demanda facturable de la tarifa correspondiente y aplicado solo a la DFE.

Otros Cargos en la Tarifa

En la factura de la electricidad a usuarios industriales, la CFE incluye todos los cargos adicionales a los de energía consumida y potencia demandada. Estos son cargos son:

- ◆ Cargo por factor de potencia, explicado anteriormente
- ◆ Cargo por derecho de alumbrado
- ◆ Impuesto del Valor Agregado IVA.

Factor de Potencia

El usuario debe procurar mantener un factor de potencia (FP) aproximado a 1.0 como le sea posible. Sin embargo, en el caso que el factor de potencia durante cualquier período de facturación (mensual) tenga un promedio inferior a 0.9 en atraso, el suministrador tendrá derecho a cobrar un recargo no mayor al 120% y de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Porcentaje de recargo} = \frac{3}{5} \left(\frac{90}{FP} - 1 \right) \times 100$$

Donde FP se expresa en porcentaje. En caso que el FP sea superior al 90%, el suministrador otorgará una bonificación no mayor al 2.5% y de acuerdo con la expresión siguiente:

$$\text{Porcentaje de bonificación} = \frac{1}{4} \left(1 - \frac{90}{FP} \right) \times 100$$

5.7.4.1 Tarifas para Grandes Usuarios

Las tarifas se define por cuatro niveles de tensión de suministro:

- ◆ Baja Tensión, que es el servicio que se suministra a tensiones menores a 1 kV.
- ◆ Media Tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayores a 1.0 kV, pero menores o iguales a 35 kV.
- ◆ Alta Tensión a nivel de subtransmisión es el servicio que se suministra en niveles de tensión entre 35 kV y menos de 220 kV.
- ◆ Alta Tensión a nivel de transmisión es el servicio que se suministra a niveles de tensión iguales o mayores a 220 kV.

Para la subtransmisión y transmisión se tienen dos tipos de tarifas en cada caso:

- ◆ Las Tarifas H-S y H-T para servicio general, que se aplicarán a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá una vigencia de un año.
- ◆ Las Tarifas H-SL y H-TL para servicio general de larga utilización

Además, las tarifas se estructuran por regiones, para incluir los efectos de las temporadas del año y su consiguiente influencia en la determinación de los horarios de demanda de punta, semipunta, intermedio y base. Las regiones son las siguientes:

- | | |
|-----------------------|--------------|
| ◆ Baja California | ◆ Nordeste |
| ◆ Baja California Sur | ◆ Central |
| ◆ Noroeste | ◆ Sur |
| ◆ Norte | ◆ Peninsular |

El mínimo mensual corresponde al importe que resulta de aplicar el cargo por kW de demanda facturable al 10% de la demanda contratada.

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90%.

Las tarifas se ajustan mensualmente por el IPP y los costos de los combustibles, de acuerdo a fórmulas establecidas por nivel de tensión.

5.7.5 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN.

Se puede actualizar en forma permanente la información de las tarifas finales pagadas por los Grandes Usuarios con los informes mensuales de la Comisión Federal de Electricidad que se encuentran en su página web (www.cfe.gov.mx).

Tarifa H-T							
Cargos	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.
Baja California							
Dem. F. (S/kW)	8.251176	8.064	8.30889	9.1834	9.81268	9.540438	9.17973
Ener. R (S/kWh)	0.160499	0.1569	0.16163	0.1786	0.19088	0.185576	0.17856
Ener. S.R (S/kWh)	0.070564	0.069	0.07106	0.0785	0.08393	0.081598	0.07851
Ener. I.(S/kWh)	0.038514	0.0376	0.03879	0.0429	0.04581	0.044539	0.04286
Ener. B.(\$/kWh)	0.032822	0.0321	0.03305	0.0365	0.03903	0.037954	0.03652
Baja California Sur							
Dem. F. (S/kW)	7.34619	7.1792	7.3978	8.1758	8.73561	8.492864	8.17208
Ener. R (S/kWh)	0.129182	0.1263	0.13009	0.1438	0.15363	0.149363	0.14371
Ener. I.(S/kWh)	0.053452	0.0522	0.05383	0.0595	0.06358	0.061817	0.05948
Ener. B.(\$/kWh)	0.039878	0.039	0.04016	0.0444	0.04743	0.046118	0.04437
Central							
Dem. F. (S/kW)	4.345249	4.2468	4.3758	4.8365	5.1678	5.024738	4.83461
Ener. R (\$/kWh)	0.159661	0.156	0.16078	0.1777	0.18987	0.184605	0.17762
Ener. I.(S/kWh)	0.040649	0.0397	0.04093	0.0452	0.04835	0.047012	0.04524
Ener. B.(\$/kWh)	0.037629	0.0368	0.03789	0.0419	0.04475	0.043511	0.04186
Noreste							
Dem. F. (S/kW)	4.345249	4.2468	4.3758	4.8365	5.1678	5.024738	4.83461
Ener. R (S/kWh)	0.155974	0.1524	0.15707	0.1736	0.18548	0.180333	0.17351
Ener. I.(S/kWh)	0.037451	0.0366	0.03772	0.0417	0.04454	0.043302	0.04166
Ener. B.(\$/kWh)	0.033735	0.033	0.03398	0.0376	0.04013	0.03901	0.03753
Noroeste							
Dem. F. (S/kW)	9.09031	8.8839	9.15399	10.117	10.8107	10.51094	10.1138
Ener. R (S/kWh)	0.147695	0.1443	0.14874	0.1644	0.17565	0.170771	0.16431
Ener. I.(S/kWh)	0.039313	0.0384	0.03959	0.0438	0.04675	0.045452	0.04373
Ener. B.(S/kWh)	0.035588	0.0348	0.03584	0.0396	0.04233	0.041161	0.03961
Norte							
Dem. F. (S/kW)	4.345249	4.2468	4.3758	4.8365	5.1678	5.024738	4.83461
Ener. R (S/kWh)	0.15604	0.1525	0.15713	0.1737	0.18557	0.180419	0.17359
Ener. I.(S/kWh)	0.037347	0.0365	0.03761	0.0416	0.04442	0.043187	0.04156
Ener. B.(\$/kWh)	0.033462	0.0327	0.0337	0.0372	0.0398	0.038696	0.03724
Peninsular							
Dem. F. (S/kW)	4.345249	4.2468	4.3758	4.8365	5.1678	5.024738	4.83461
Ener. R (S/kWh)	0.161072	0.1574	0.1622	0.1793	0.19156	0.186242	0.1792
Ener. I.(S/kWh)	0.04016	0.0393	0.04045	0.0447	0.04777	0.046441	0.04468
Ener. B.(S/kWh)	0.034741	0.0339	0.03499	0.0387	0.04132	0.040171	0.03865
Sur							
Dem. F. (S/kW)	4.345249	4.2468	4.3758	4.8365	5.1678	5.024738	4.83461
Ener. R (S/kWh)	0.15588	0.1523	0.15698	0.1735	0.18539	0.180238	0.17342
Ener. I.(S/kWh)	0.037902	0.037	0.03817	0.0422	0.04507	0.043825	0.04217
Ener. B.(\$/kWh)	0.035071	0.0343	0.03533	0.039	0.04172	0.040561	0.03902

5.7.5.1 Procedimiento de fijación de la tarifa para Grandes Usuarios

Para obtener los precios de México se toma la información de los cargos mensuales publicados por la comisión federal de electricidad -CFE- y se convierten a una tarifa monomía usando la curva de carga típica de un industrial conectado al sistema de transmisión. Este precio medio calculado no incluye los cargos por factor de potencia, cargo por derecho de alumbrado ni el IVA.

El modelo de consumo de una curva de carga típica es:

Demanda facturable = 9,696 kw
Energía P. = 69.696 kwh
Energía I. = 3.361.920 kwh
Energía B. = 2.459.040 kwh

Ejemplo de cálculo de los cargos

Para el nivel de tensión H-T, la región centro y el mes de marzo del 2003 se tiene (según el cuadro anterior) los siguientes cargos:

Cargo de energía de punta = 0.1607 USD\$/kwh
Cargo de energía de base = 0.0378 USD\$/kwh
Cargo de energía de intermedia = 0.0409 USD\$/kwh
Cargo de demanda facturable = 4.3758 USD\$/kw

Cargo de energía = 244016.69 \$USD

((energía de punta * cargo de energía de punta) + (energía intermedia * cargo de energía intermedia) + (energía base * cargo energía base))

Cargo por demanda = 9696kw * 4.41USD\$/kw = 42759.36 \$USD

Consumo de energía = 5890656 kwh

Precio medio : 4.87 cUSD\$/kwh

Precio que en promedio se paga por el suministro de energía resulta de dividir la sumatoria de los cargos entre el total de consumo de energía.

Con la metodología anterior se obtienen los precios medios para cada región:

TABLA 5.41 PRECIOS MEDIOS POR REGIÓN

	Cargo por kilowatt - hora de energía USS					Precio Medio Kilowatio cUSS
	Cargo por kilowatt de demanda facturable USS	Punta	Intermedia	Base	Facturación USS	
* Baja California	8.38	0.16	0.04	0.03	306,039	5.20
Baja California Sur	7.46	0.13	0.05	0.04	363,539	6.17
Central	4.41	0.16	0.04	0.04	286,797	4.87
Noreste	4.41	0.16	0.04	0.03	265,926	4.51
Noroeste	9.23	0.15	0.04	0.04	323,007	5.48
Norte	4.41	0.16	0.04	0.03	264,875	4.50
Peninsular	4.41	0.16	0.04	0.04	278,045	4.72
Sur	4.41	0.16	0.04	0.04	270,782	4.60
Promedio	5.89	0.16	0.04	0.04	294,876.24	5.01

No incluye el IVA de 15%, ni incluye cargo por factor de potencia.

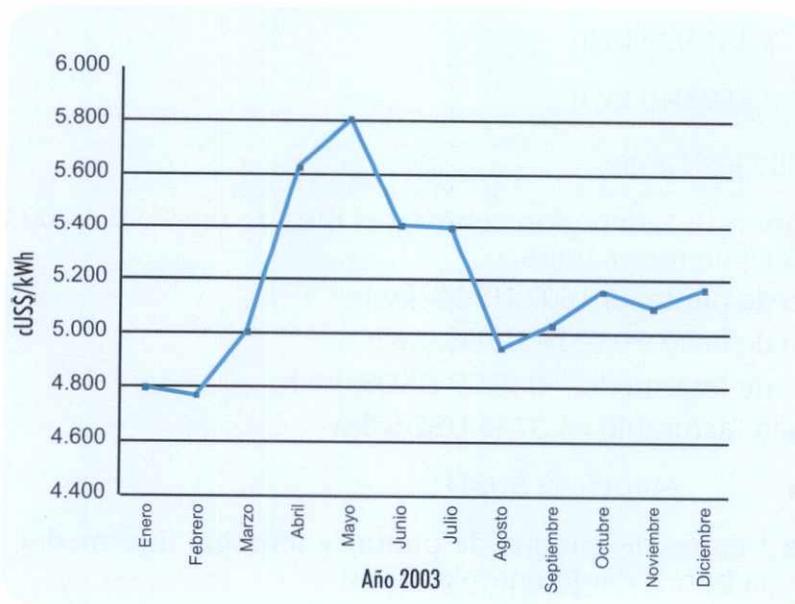
Precios dolarizados a cada mes (centavos de dólar americano); fuente: banco central de México.

Esta metodología se replica para cada mes, obteniéndose para el año 2003 los siguientes valores:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Tasa de Cambio	10.920	11.050	10.820	10.320	10.350	11.085
Precio Medio Kilowatio cUS\$	4.799	4.770	5.006	5.625	5.806	5.405

	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Tasa de Cambio	10.630	11.085	11.060	11.070	11.435	11.244
Precio Medio Kilowatio cUS\$	5.397	4.947	5.031	5.157	5.096	5.165

GRÁFICA 5.10 PRECIO MEDIO MENSUAL POR KILOWATIO.



Para calcular el costo de generación + transmisión y el de distribución + otros, se tiene en cuenta el resultado del estudio anterior, en donde la generación + transmisión representa el 81.49% y distribución + otros representa 18.29%.

El precio medio para el mes de diciembre 2003 fue de 5.17 cUS\$/kwh, y su composición:

Generación + transmisión = 4.22 cUS\$/kwh

Transmisión = 0.21 cUS\$/kWh; Luego generación = 4.01 cUS\$/kWh

Distribución y otros = 0.95 cUS\$/kwh

TABLA 5.42 COMPONENTES DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA MÉXICO

	Generación	Transmisión	Distribución y otros	Impuestos	Total
Dic/03	4.01	0.21	0.95	0	5,17

Cifras en cUS\$/kWh



5.8 PARAGUAY

5.8.1 PRINCIPALES INDICADORES

Nombre oficial:	República de Paraguay
Superficie:	406.752 km ²
Población:	5.924.000 Habitantes
Capital:	Asunción
Moneda:	Guaraní

TABLA 5.43 INDICADORES ECONÓMICOS PARAGUAY

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población (<i>Miles de Habitantes</i>) ^a	5,359	5,496	5,636	5,779	5,924
PIB (<i>Millones de dólares constantes de 1995</i>) ^a	8,588	8,533	8,737	8,519	8,732
Variación (%)	-0.10	-0.64	2.39	-2.50	2.50
PIB per Cápita (<i>US\$</i>)	1,603	1,553	1,550	1,474	1,474
Inflación (%) ^b	5.4	8.60	8.40	14.60	9.90
Tasa de Cambio a Fin Año (<i>\$/US\$</i>) ^c	3.155	3.555	4.79	7.15	ND
Devaluación (%)		12.68	34.74	49.27	ND
Capacidad Instalada (<i>MW</i>) ^d	8,049	8,166	8,016	8,166	8,290
Generación de Energía Eléctrica (<i>GWh</i>) ^d	51,769	53,210	45,908	48,806	ND
Demanda de Energía Eléctrica (<i>GWh</i>) ^d	4,328	4,446	4,524	4,407	ND
Pérdidas (%) ^d	ND	ND	24.17	30.03	ND
Consumo de Energía per cápita (<i>KWh</i>)	807.6	809.0	802.7	762.6	ND

Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración - ALADI-, Año 1999-2002 . CEPAL, año 2003.
- b ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- c Banco Central de Paraguay
- d CIER

5.8.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sistema eléctrico de Paraguay se caracteriza por la existencia de una única empresa eléctrica integrada verticalmente, la Administración Nacional de Electricidad - ANDE-, ente autárquico, propiedad del Estado Paraguayo, que desde 1964 tiene la misión de prestar el servicio público de electricidad en todo el territorio nacional.

5.8.2.1 Sistema de Generación

La oferta de generación en el país está garantizada por la energía hidroeléctrica procedente de los proyectos binacionales ejecutados con Brasil (Itaipú: 12,600 MW) y con Argentina (Yacyretá: 3,200 MW). En cada uno de ellos el 50% de la capacidad instalada corresponde a Paraguay, según los tratados internacionales respectivos. La Central Hidroeléctrica de Itaipú es la responsable de la generación del 93% de la energía consumida en Paraguay.

La demanda nacional máxima actual es de aproximadamente 1200MW y el consumo anual de energía está próximo a los 4500 GWh, que se encuentran muy por debajo de la capacidad hidroeléctrica binacional disponible para el país.

5.8.2.2 Sistema de Transmisión

El Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SIN), está constituido por líneas de 220 kV y se encuentra dividido en subsistemas vinculados entre sí.

5.8.3 MARCO REGULATORIO

Situación Actual

No existe mercado mayorista de energía eléctrica.

La planificación del Sistema Interconectado Nacional para garantizar el abastecimiento eléctrico, se realiza por la Administración Nacional de electricidad -ANDE-, a corto, medio y

largo plazo. Con base al estudio de mercado, en un horizonte de 10 años, se justifican nuevos proyectos de transmisión que tengan como finalidad la integración energética regional o eventualmente refuerzos puntuales .

Comercio Internacional

La legislación vigente, autoriza a ANDE a comprar y vender, dentro y fuera del territorio nacional, energía eléctrica, a otras empresas o sistemas eléctricos de servicio público o privado, e intercambiar energía con ellos.

Para suplir la falta de marco regulatorio, todos los intercambios realizados a la fecha, se han regulado por contrato bilateral.

Para los intercambios internacionales, se utiliza de referencia el mercado mayorista del importador.

No se cuenta con regulación sobre derechos de congestión.

5.8.4 ESTRUCTURA DE LA TARIFA

ANDE elabora un pliego de tarifas que es enviado al Poder Ejecutivo para su aprobación por Decreto, el cual es publicado y entra en vigencia en todo el territorio nacional.

El Decreto 2.109 de 1994 establece condiciones especiales para la instalación de grandes consumidores conectados en los niveles de 66KV y 220 KV.

Todos los clientes son regulados, clasificados en categorías según el grupo de consumo al cual pertenecen, es decir, si es doméstico, comercial, industrial, general, alta y muy alta tensión, reparticiones gubernamentales y alumbrado público.

Para el traslado a las tarifas de los costos de los contratos de compra realizados por los distribuidores, la legislación vigente establece que las tarifas serán fijadas con base al presupuesto de modo que produzcan un Ingreso Neto Anual no inferior al ocho por ciento (8%) ni superior al diez por ciento (10%) de la inversión inmovilizada vigente durante el ejercicio.

Actualmente, los precios de la energía son inferiores al precio regulado de acuerdo con la normatividad mencionada anteriormente. El Pliego Tarifario vigente fue expedido el 7 de marzo de 2002 por Decreto número 16600 del Poder Ejecutivo de la Nación.

5.8.5 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN.

Se puede actualizar en forma permanente la información de las tarifas finales pagadas por los Grandes consumidores a partir de las tarifas publicadas en el Pliego Tarifario de la Administración Nacional de Electricidad, las cuales se encuentran en su página web⁸³.

5.8.5.1 Procedimiento de fijación de la tarifa para Grandes Usuarios

Para obtener los precios se toma las tarifas binómicas de Alta y Muy Alta tensión, códigos 610 y 620 respectivamente. Utilizando un factor de carga de 83% y una tasa de cambio de 6177 Gs/US\$ obtenemos los siguientes resultados.

83 www.ande.gov.py

	Alta Tensión (Código 610)	Muy Alta Tensión (Código 620)
Precio de Potencia (US\$/KW)	7.1557	5.0238
Precio de Energía (US\$/KWh)	0.0092	0.0078
Factor de Carga	0.8300	0.8300
Valor Promedio cUS\$ / kwh	2.1057	1.6048

Donde el valor de Muy Alta Tensión corresponde al precio de la generación más el precio de la transmisión.

$$\text{Generación} + \text{Transmisión} = 1.6 \text{ cUS\$/Kwh.}$$

Por lo tanto, el precio de la distribución más otros corresponde a:

$$\text{Distribución} + \text{Otros} = 2.1057 - 1.6948 = 0.501 \text{ cUS\$ / KWh.}$$

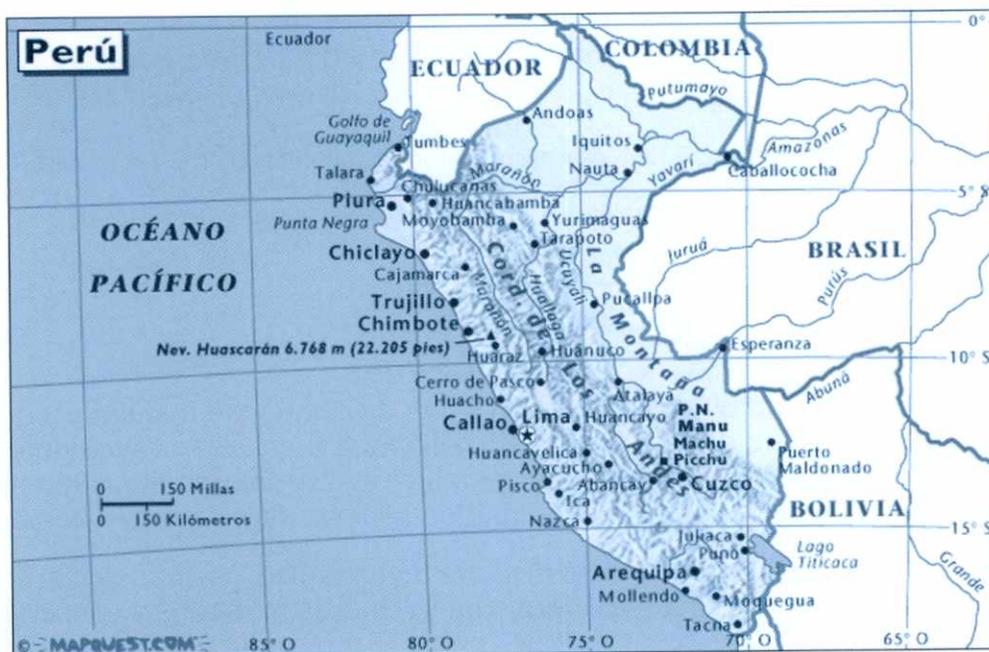
Los usuarios de alta tensión tienen la posibilidad de seleccionar tarifas diferenciadas en el horario punta respecto al horario fuera de punta (Tarifa Diferenciada Alta Tensión Código 630). Para la estructura de consumo modelo para la industria se obtienen resultados muy similares:

Concepto	Unidades Consumidas	US\$	US\$/Unidad
Demanda de Potencia (KW)	9,696	38.551	37,379.12
Energía Punta (KWh)	69,696	0.0191	1,328.03
Energía Intermedia (KWh)	3,361,920	0.0191	64,059.90
Energía baja (KWh)	2,459,040	0.0086	21,198.62
Cargo por Energía			86,586.54
Total Facturado Energía y Potencia US\$			123,965.67
Costo Fijo US\$			-
Total Unidades de energía consumidas		5,890,656	
Valor en cUS\$ por KWh		2.104	

TABLA 5.44 COMPONENTES DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PARAGUAY

	Generación Transmisión	Distribución y otros	Impuestos	Total
Dic/03	1.6	0.5	0	2.10

Cifras en cUS\$/kWh .



5.9 PERÚ

5.9.1 PRINCIPALES INDICADORES

Nombre oficial :	República del Perú
Superficie :	1,285,216 km ²
Población :	27,203,000 Habitantes
Capital :	Lima
Moneda :	Nuevo Sol

TABLA 5.45 INDICADORES ECONÓMICOS PERÚ.

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población (<i>Miles de Habitantes</i>) ^a	25,525	25,939	26,347	26,784	27,203
PIB (<i>Millones de dólares constantes de 1995</i>) ^a	58,952	60,744	60,843	63,824	66,377
Variación (%)	0.90	3.04	0.16	4.90	4.00
PIB per Cápita (US\$)	2,310	2,342	2,309	2,383	2,440
Inflación (%) ^b	3.7	3.70	-0.10	1.50	2.50
Tasa de Cambio a Fin Año (\$/US\$) ^b	3.5	3.5	3.4	3.5	3.5
Devaluación (%)	14.8	0.00	-2.86	2.94	0.00
Capacidad Instalada (MW) ^c	5,742	6,070	5,907	5,935	6,100
Generación de Energía Eléctrica (GWh) ^c	19,050	19,923	20,786	21,982	ND
Demanda de Energía Eléctrica (GWh) ^c	14,591	15,546	16,629	17,650	ND
Pérdidas (%)	23.72	22.3	20.28	20	ND
Consumo de Energía per cápita (KWh)	755	776	789	817	ND

Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración - ALADI-, Año 1999-2002. CEPAL-, Año 2003 Informe preliminar.
- b Centro de Estudios Económicos ANDI, con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- c Comisión de Integración Energética Regional - CIER, www.cier.org.uy

5.9.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO

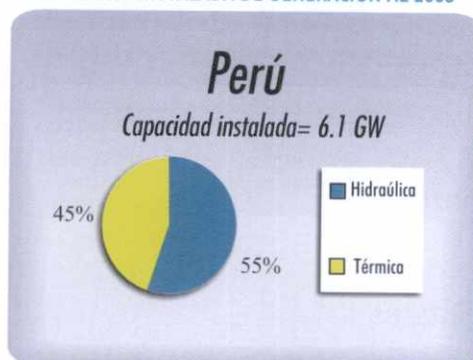
5.9.2.1 Sistema de Generación

El mercado eléctrico Peruano es atendido por 6.1 GW de capacidad instalada, con un 55% de abastecimiento que proviene de la energía hidroeléctrica y un 45% proveniente de energía Térmica. Existen alrededor de 20 empresas de generación. El gobierno tiene una participación empresarial de mas o menos 50% en la actividad de generación.

Gran parte de las centrales hidroeléctricas dispone de embalses (naturales y artificiales) con sistemas de regulación para almacenar energía en los meses húmedos y conservarla en previsión de los meses secos. Esta capacidad de regulación permite almacenar volúmenes de agua para periodos anuales. El sistema eléctrico peruano mantiene una reserva de generación superior al 50% y el abastecimiento está garantizado frente a cualquier fenómeno natural o falla del sistema.

La siguiente gráfica muestra la composición de la capacidad instalada del Perú en 2003⁸⁴.

GRÁFICA 5.11 CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN AL 2003



5.9.2.2 Sistema de Transmisión

El sistema eléctrico del Perú está constituido por el Sistema Interconectado Nacional (SINAC) a partir de octubre del 2000, que comprende las regiones de Tumbes, Piura, Chiclayo, Trujillo, Lima, Ica, Arequipa, Cuzco, Puno, Mosquera y Tacna.

El sistema principal de troncal de transmisión entre Tumbes y Tacna está a 220 KV y los sistemas de derivación están conectados a 138 KV y 60 KV. Los sistemas rurales están conectados principalmente en 33 KV y 22.9 KV. Las principales empresas de transmisión han sido recientemente concesionadas al sector privado⁸⁵.

La longitud de las líneas instaladas del SINAC se muestran a continuación

TABLA 5.46 LONGITUD PARA LAS LÍNEAS A 220, 138, 66 Y 50 KV.

Tensión kV	Longitud km
220	1509,16
138	647,55
66	89,05
50	26,41
Total	2272,17

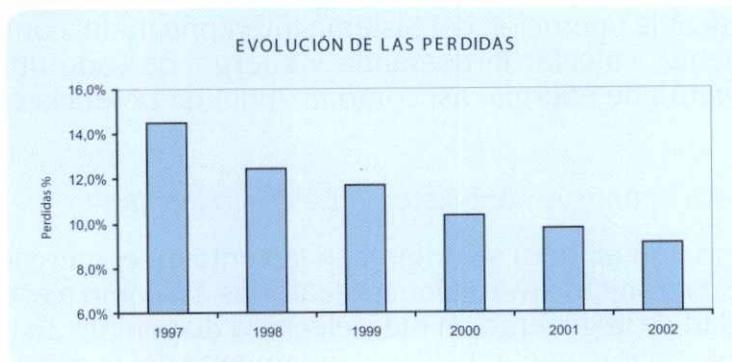
5.9.2.3 Sistema de Distribución.

Existían a fines del año 2000, 21 empresas de distribución. Las principales empresas privadas son Edelnor, Luz del Sur y Electro Sur Medio. Del sector público son Hidrandina, Sociedad Eléctrica del Sur Oeste, Electrocentro, Electronorte y Electronoreste. La ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece que las concesiones de distribución son a plazo indeterminado.

Pérdidas en Distribución

En el 2002, las pérdidas de energía en los sistemas de distribución del país (interconectados y aislados) fueron del orden de 9,1%, cifra superior en 0,4% al porcentaje de perdidas alcanzado en el primer trimestre del 2003; donde un 2.1% corresponde a perdidas reconocidas y un 7.1% corresponde a perdidas estándar, las perdidas reales fueron 8.7% para el mismo trimestre del 2003⁸⁶.

GRÁFICA 5.12 EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN EN PERÚ



85 CIER, "señales regulatorias para la inversión y el abastecimiento eficiente de la energía eléctrica", octubre 2002.

86 Anuario Estadístico 2002, OSINERG

5.9.3 MARCO REGULATORIO

El sector energético peruano tiene un sistema regulatorio que promueve la desintegración vertical de las actividades de generación transmisión y distribución. Las tarifas son fijadas por el OSINERG (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía) siguiendo estrictamente los mandatos de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento⁸⁷.

El proceso de regulación se realiza en un marco de transparencia que incluye la realización de audiencias públicas en las que todos los interesados (consumidores, empresas, asociaciones de usuarios, Defensoría del Pueblo, entre otros) tienen oportunidad de intervenir.

5.9.3.1 El Organismo Regulador. OSINERG

La entidad del Estado que hace la regulación del sector eléctrico es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG). Se creó mediante la ley 26734 como organismo público con autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera. Tiene el encargo de cumplir con las regulación de las tarifas y su fiscalización.

En su función reguladora, el OSINERG fija los precios en barra del sistema de generación, los peajes de los sistemas principal y secundario de transmisión, los valores agregados de distribución de media y baja tensión, los costos de las conexiones y los cargos de reposición y mantenimiento de la conexión.

La ley 27332 estableció la integración de la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) con OSINERG, constituyéndose la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART), órgano ejecutivo del OSINERG responsable de proponer al Consejo Directivo las tarifas en el sector energético.

La actuación del OSINERG, se evidencia por ejemplo en las regulaciones de las tarifas de generación eléctrica. Así se tiene que durante los últimos seis años, las diferencias con las propuestas de los generadores han significado una reducción de más de 6.000 millones de soles en beneficio de los consumidores. Así, en la última regulación, los generadores solicitaron un incremento del 17% y el OSINERG determinó una reducción del 4%, lo que denota la independencia del organismo regulador.

5.9.3.2 El Comité de Operación Económica del Sistema –COES–

Conformado por los propietarios de las centrales de generación y los sistemas de transmisión. Está encargado de planificar la operación del Sistema Interconectado, controlar la operación, coordinar el mantenimiento, calcular la demanda y energía de cada unidad generadora y garantizar la compra o venta de energía, así como la venta de potencia contratada a precio regulado.

5.9.3.3 Regulación para Expansión del Sistema Eléctrico Peruano.

La expansión de la generación en Perú se origina en la venta en el mercado de contratos. El precio spot de la energía está sujeto a variaciones aleatorias así como a estacionalidad, como resultado de la variabilidad de la generación hidroeléctrica disponible. Existe una remuneración a la capacidad de generación mediante el funcionamiento del mercado de transferencias de potencia firme entre generadores⁸⁸.

87 Dirección General de Electricidad – DGE, DECRETO LEY No 25844, DECRETO SUPREMO No 099-93-EM, Edición actualizada al 22 de noviembre de 2002.

88 CIER, “Señales regulatorias para la inversión y el abastecimiento eficiente de energía eléctrica”, octubre 2002.

La expansión de la transmisión resulta de un procedimiento planificado centralmente, con licitaciones para la adjudicación de obras.

El mecanismo central para asegurar el abastecimiento en el mercado eléctrico peruano está basado en la obligación que tienen los concesionarios de distribución de tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los próximos 24 meses como mínimo.

5.9.4 LA ESTRUCTURA TARIFARIA PARA LOS USUARIOS FINALES.

5.9.4.1 Fijación de Tarifas en Barra para Usuarios Regulados

En julio de cada año a más tardar, se inicia el proceso de fijación de las tarifas en barra para el periodo siguiente de noviembre a abril, con la presentación del estudio técnico económico de la propuesta de tarifas del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES-SINAC). Similarmente en enero se inicia el proceso para la fijación de tarifas en barra para el periodo mayo – octubre. Las tarifas en barra son las tarifas aplicadas al punto del sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica.

Los principales componentes de las tarifas eléctricas tienen diferentes periodos de regulación.

Las tarifas en barra o tarifas de generación se regulan cada seis meses y los nuevos valores entran en vigor el primer día de mayo de cada año y el primer día de noviembre, conjuntamente se hace también la regulación de las tarifas para Sistema Principal de Trasmisión (SPT) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). El tercer componente importante de la tarifa eléctrica aplicable al usuario final es el Valor Agregado de Distribución (VAD) o tarifa de distribución eléctrica, cuya regulación se efectúa cada cuatro años. La próxima fijación del VAD se realizará el año 2005.

La Barra de referencia para la aplicación del precio básico de la energía es la ciudad de Lima (Barras de San Juan, Santa Rosa y Cavarría a 220 kV). Lima representa alrededor del 50% de la demanda del SEIN y es un punto al cual convergen los sistemas secundarios de los principales centros de generación.

Para el precio básico de la potencia se considera como referencia la ciudad de Lima en 220 KV. Por ser ésta la ubicación más conveniente para instalar capacidad adicional de potencia de punta en el SEIN, de acuerdo con el último análisis realizado por el OSINERG y por el COES-SINAC.

Las tarifas teóricas de potencia y energía para cada Subestación Base del sistema se obtienen expandiendo los precios básicos con los respectivos factores de pérdidas.

Los precios teóricos se comparan luego con el precio promedio ponderado del mercado libre (valores del ultimo semestre presentados por las empresas). Si no difieren en mas del 10% de los precios libres vigentes, los precios teóricos de la energía son aceptados como Tarifas en Barra definitivas para el periodo siguiente⁸⁹.

89 EL PERUANO, www.elperuano.com.pe -normas legales -resolución 1458-2002-OS/CD.

Todas las especificaciones sobre el tema se muestran en la Resolución 1458-2002-OS/CD. Los peajes del sistema de transmisión Resolución OSINERG No 0940-2002-OS/CD. Los peajes del sistema secundario de transmisión Resolución OSINERG No 1417-2002-OS/CD y sus modificatorias.

5.9.4.2 Precios de distribución

La remuneración que recibe el distribuidor es el Valor Agregado de Distribución (VAD) aplicable al usuario final. Los usuarios que pagan el VAD son los que están conectados a media y baja tensión.

El VAD incluye los componentes costos de comercialización, pérdidas estándares de distribución, costos estándares de inversión y mantenimiento y operación, representa el costo total en que se incurre 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.

Son Usuarios en media tensión, los conectados a una tensión superior a 1 KV y menor a 30 KV. Aquellos usuarios conectados a una tensión inferior o igual a 1 KV son considerados usuarios en Baja Tensión.

Los usuarios de media tensión podrán elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias existentes, teniendo en cuenta el sistema de medición que exige la respectiva opción tarifaria. La opción tarifaria elegida por el usuario deberá ser aceptada obligatoriamente por la empresa de distribución eléctrica.

La información detallada acerca del VAL, Cargos Fijos, parámetros de Cálculo Tarifario y las fórmulas de actualización; se puede obtener de la página web de OSINERG (www.osinerg.org.pe, o www.cte.org.pe), de la resolución OSINERG No 2120-2001-OS/CD.

5.9.4.3 Otros Costos

Cargo Proyecto Camisea

Es el proyecto energético considerado por muchos como el más importante en la historia energética del Perú.

Dicha consideración es basada en la dimensión del yacimiento de sus reservas, que podría cambiar la condición actual de país importador de energía y a la eficiencia económica directa del Gas Natural que podría elevar la competitividad en la industria peruana.

El yacimiento Camisea, de acuerdo a los reportes oficiales posee reservas probadas no desarrolladas de gas natural de 8.1 trillones de pies cúbicos, esta cantidad es equivalente a 1500 millones de barriles de petróleo (BOE).

En el año 1999, se promulgó la Ley 27133, Ley de promoción del Gas Natural y se aprobó su reglamento con D.S. No 040-99-EM, a fin de establecer el marco regulatorio que permita el desarrollo de la industria del Gas Natural. Para la recaudación de la inversión del proyecto de RED PRINCIPAL DE CAMISEA, se cobrará a los usuarios de energía eléctrica un cargo de:

- ◆ US\$ 1.00 /KW-mes para el periodo comprendido entre noviembre 2002 a abril del 2003⁹⁰.
- ◆ US\$ 1.50 /KW-mes para el periodo mayo 2003 a octubre 2003.
- ◆ US\$ 2.00 /KW-mes para el periodo noviembre 2003 a abril 2004.
- ◆ US\$ 2.50 /KW-mes para el periodo mayo 2004 a noviembre 2004.

90 El cargo por el proyecto de Camisea ya está incluido en los precios medios de energía en MAT, AT y MT.

Cargo por Energía Reactiva :

El Cargo por Energía Reactiva CER es el cargo que se paga mensualmente por la energía reactiva. El valor fijado de este cargo en la resolución OSINERG 2120-2001-OS/CD es de 0.0428 Soles/KVARh⁹¹

5.9.4 IMPUESTOS Y CONTRIBUCIONES

Las facturas de energía de los consumidores se aplica un IVA del 19% desde el mes de Julio del 2003. Hasta esa fecha el IVA aplicado era del 18.

Este IVA es recuperable para el sector productivo con sus propias ventas y por ello no se incluye como un costo específico del insumo energético.

5.9.5 EL MERCADO DE LOS GRANDES CONSUMIDORES.

El mercado eléctrico peruano tiene usuarios regulados y no regulados.

Los usuarios no regulados o clientes libres son aquellos que tienen una demanda mayor o igual a 1,000 KW o exceden el 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución, y tienen la libertad de negociar tarifas de generación y condiciones para la compra de energía y potencia a nivel barra. El precio de la generación (capacidad y energía), la demanda máxima y las condiciones de venta son de libre acuerdo sin interferencia del estado. Existen muchos contratos cuyos plazos varían entre uno y quince años. No negocian los peajes por el uso de los sistemas de transmisión y de distribución, que se encuentran regulados por OSINERG.

A diciembre del 2003, existen 251 clientes libres, de los cuales 45 se encuentran conectados a la red de Muy Alta Tensión (MAT), 40 a las redes de Alta Tensión (AT) y 166 a la red de Media Tensión (MT). La actividad que concentra el mayor número de clientes libres es la minería con 47, seguidas de las actividades textil, pesquera y alimentos.

El Mercado No Regulado o Libre es el 47% del total de ventas a usuarios finales⁹².

5.9.5.1 Procedimiento de Fijación de Tarifas para Usuarios No Regulados

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía, independientemente si estas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley. Para los suministros que se efectúen en condiciones de competencia, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

En la tarifa final de los usuarios libres o no regulados, el único cargo que esta libre de regulación es el cargo de generación, los demás cargos como: transmisión, distribución, cargo por proyecto Camisea y cargo por energía reactiva son establecidos por resolución dando cumplimiento al mandato de la Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamento.

5.9.6 ENCUESTAS

Con la colaboración de ACIDE, Asociación de Consumidores Intensivos de Energía del Perú, se consiguieron 10 encuestas del sector industrial, de las cuales una es de una empresa conectada a niveles de tensión superior a 138 KV. Las encuestas recogidas cubren los sectores de minería principalmente, bebidas y cerámica.

91 El Cargo de Energía Reactiva ya está incluido en los precios medios de energía en MAT, AT y MT.

92 EL INFORMATIVO – OSINERG JULIO/2003

La siguiente tabla describe información básica de las empresas que respondieron a las encuestas.

TABLA 5.48 EMPRESAS ENCUESTADAS EN PERÚ

No.	Empresa	Sector	Voltaje KV
1	Minsur	Minería	138,0
2	Atacocha	Minería	50,0
3	Yaulicayu S.A.	Minería	50,0
4	Sociedad Minera El Brocal	Minería	50,0
5	BHP Tintaya S.A.	Minería	10,0
6	CastroVirreyña Cía Minera	Minería	22,0
7	Cerámica Lima	Cerámica	10,0
8	Cerámica San Lorenzo	Cerámica	10,0
9	Unión de Cervecerías	Bebidas	10,0
10	Cervecerías San Juan	Bebidas	10,0

El promedio encontrado para Marzo del 2003 de las empresas encuestadas, fue de 4.26 cUS\$/Kwh, para empresas conectadas a niveles de voltaje iguales o superiores a 50 KV. El promedio de las empresas conectadas a niveles de tensión por debajo de 50 KV fue de 5.99 cUS\$/Kwh. Estos valores incluyen los costos de generación, transmisión, distribución, cargos por el proyecto Camisea, y energía reactiva. No incluyen los impuestos del IVA por ser recuperables. De las mismas encuestas se encontró que el costo medio de generación y transmisión de la energía puesta en barras de alta tensión fue de 3.23 cUS\$/kwh.

Los anteriores valores se contrastaron con los precios medios del mercado libre obtenidos del Informe OSINERG-GART/DGT No. 045-2003 que contiene el "Proceso de Regulación Tarifas en Barra mayo 2003 a octubre 2003"⁹³. Dichos precios medios del mercado libre, corresponden al promedio de los precios reportados por las empresas con clientes libres para los 6 meses anteriores, o sea entre nov 2002 y abril 2003.

El precio medio libre para el gran consumidor en el mercado eléctrico mayorista fue de 11.77 cent Soles/Kwh, equivalente a 3.39 cUS\$/Kwh⁹⁴. Estos precios incluyen los componentes de generación y transmisión, y son comparables con el resultado de las encuestas.

5.9.7 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN

La información de las tarifas promedio de los clientes libres, definidos como los grandes consumidores de energía que tienen una demanda de potencia superior a 1000 KW o exceden el 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución, se puede obtener cada seis meses de los informes que prepara el OSINERG para el proceso de aprobación de las tarifas en barra. Esto es posible por la necesidad legal de verificar que el precio medio de las tarifas en barra aplicables para definir las tarifas de los clientes regulados, no puede variar más del 10% de los precios medios efectivos de los clientes libres.

El comportamiento de precios en el mercado libre tiene una particular importancia debido a que, en la medida que este mercado sea competitivo y actúe en condiciones de competencia, se logrará tener un adecuado precio de referencia para el segmento de clientes regulados. Por ello, a partir de Agosto del 2003, el OSINERG publica un informe mensual sobre el mercado libre

93 OSINERG. "Informe OSINERG-GART/DGT No. 045-2003". Cuadro 5.2. Comparación de Precios Libre vs. Teórico. Pág. 52.

94 La Tasa de Cambio para marzo/2003 fue 3.475 Soles/US

de electricidad, que incluye información sobre el consumo y el precio medio de cada uno de los contratos vigentes en el mercado libre. Esta información ya permite actualizar el precio medio de los clientes libres mes a mes. La información más actualizada que se dispone a la fecha es la correspondiente al mes de diciembre del 2003⁹⁵.

5.9.7.1 Precios para Marzo del 2003

Como se indicó anteriormente, las tarifas del mes de Marzo del 2003 para los clientes libres se obtienen de los precios medios reportados por las empresas con clientes libres para el período noviembre 2002 a abril 2003, usadas para comparar las tarifas en barra propuestas para el período mayo a octubre del 2003⁹⁶. El precio medio libre para el gran consumidor en el mercado eléctrico mayorista fue de 11.77 cent Soles/Kwh, equivalente a 3.39 cUS\$/Kwh. Estos precios incluyen los componentes de generación y transmisión principal.

El precio medio de transmisión principal se obtiene de la tabla de los precios teóricos, variable PCSPT (cargo de peaje unitario por conexión al sistema principal de transmisión), que se muestra en la siguiente hoja. El valor correspondiente para el período noviembre 2002 a abril 2003, fue de 1,97 US\$/KW-mes, equivalente a 0,35 cUS\$/Kwh⁹⁷, y el precio medio de generación resultante es de $(3.39-0.35)$ cUS\$/Kwh = 3.04 cUS\$/Kwh.

Los restantes componentes de la tarifa como son peajes en sistemas secundarios de transmisión, los cargos de Camisea y los cargos por energía reactiva se obtienen como diferencia con la tarifa final reportada en el Informe Estadístico del año 2002 de OSINERG. De dicho informe se tiene que el precio medio total para usuarios conectados a Muy Alta Tensión -MAT- (por encima de 100 KV) es 4.26 cUS\$/Kwh en promedio (valor coincidentalmente igual a los 4.26 cUS/Kwh obtenidos de las encuestas para usuarios por encima de los 50 KV).

Por lo anterior, los restantes componentes de la tarifa como son los precios de transmisión secundaria, cargos por Camisea y energía Reactiva se asume son iguales a la diferencia entre el valor total y el valor medio de los precios libres, o sea 0.87 cUS\$/Kwh para los usuarios conectados a MAT.

5.9.7.1 Precios para diciembre del 2003

Los precios libres negociados por los grandes consumidores para diciembre del 2003 (generación y transmisión principal), se obtienen del informe del Mercado Libre de Electricidad de diciembre del 2003, discriminados por niveles de tensión a Muy Alta tensión (MAT), Alta Tensión (AT) y Media Tensión (MT)⁹⁸. Para usuarios conectados a MAT (>100 KV), se obtiene un promedio de 11.46 cent Sol/kwh, equivalente a 3.31 cUS\$/Kwh, usando la tasa de cambio para diciembre del 2003 de 3.463 Soles/Dólar.

95 OSINERG. "Reporte Estadístico del Mercado Libre de Electricidad. Diciembre 2003. [www.cte.org.pe/Publicaciones/Información del Mercado Libre de Electricidad](http://www.cte.org.pe/Publicaciones/Información%20del%20Mercado%20Libre%20de%20Electricidad). Año 3, No. 6, Dic 2003.

96 OSINERG. "Informe OSINERG-GART/DGT No. 045-2003". Cuadro 5.2. Comparación de Precios Libre vs. Teórico. Pág. 52.

97 OSINERG. Tarifas Teóricas en Barra en moneda extranjera. Período nov 2002-abr 2003. Resolución OSINERG 1493-2002-OS/CD. El valor equivalente de la tarifa en energía se obtiene cuando el factor de carga de 77.1% indicado en la misma tabla de tarifas teóricas.

98 OSINERG. "Reporte Estadístico del Mercado Libre de Electricidad. Diciembre 2003. [www.cte.org.pe/Publicaciones/Información del Mercado Libre de Electricidad](http://www.cte.org.pe/Publicaciones/Información%20del%20Mercado%20Libre%20de%20Electricidad). Año 3, No. 6, Dic 2003.

El precio medio de transmisión principal se obtiene de la tabla de los precios teóricos, variable PCSPT (cargo de peaje unitario por conexión al sistema principal de transmisión); para el período noviembre 2003 a abril 2004, fue de 3,81 US\$/KW-mes, equivalente a 0,67 cUS\$/Kwh⁹⁹, y el precio medio de generación resultante es de (3.31-0.67) cUS\$/Kwh = 2.64 cUS\$/Kwh.

Los cargos por Camisea para diciembre 2003 son de US\$2/KW-mes, el doble de lo que costaban en marzo del 2003. O sea que aumentaron en 0.18 cUS\$/Kwh y el total de otros cargos para diciembre se aumentan en forma proporcional respecto a los valores de marzo del 2003, y por tanto se estiman en (0.87+0.18) cUS\$/Kwh.

La siguiente tabla resume los valores de los componentes de la tarifa de energía para los grandes consumidores del Perú conectados a nivel de Muy Alta Tensión, para los meses de marzo y diciembre del 2003.

TABLA 5.49 TARIFAS EN BARRA. PERÍODO NOV 2002 - ABRIL 2003
(Cifras en Dólares)

Barro	PPM \$/kw- mes	PEMP ¢\$/kWh	PEMF ¢\$/kWh	\$/kw-mes	PPB \$/kw- mes	CPSEE ¢\$/kWh
Talara	5.07	3.56	2.44	1.97	7.04	0.00
Piura Oeste	5.15	3.61	2.48	1.97	7.12	0.00
Chilayo Oeste	5.10	3.56	2.45	1.97	7.07	0.00
Guadalupe 220	5.11	3.57	2.45	1.97	7.08	0.00
Guadalupe 60	5.10	3.57	2.46	1.97	7.07	0.00
Trujillo Norte	5.14	3.57	2.45	1.97	7.11	0.00
Chimbóte I	5.06	3.54	2.43	1.97	7.03	0.00
Poromongo	5.17	3.58	2.40	1.97	7.14	0.00
Huacho	5.21	3.60	2.40	1.97	7.18	0.00
Zapallal	5.31	3.61	2.39	1.97	7.28	0.00
Ventanilla	5.33	3.62	2.40	1.97	7.30	0.00
Chovarria	5.34	3.62	2.40	1.97	7.31	0.00
Santa Rosa	5.35	3.63	2.40	1.97	7.32	0.00
San Juan	5.35	3.62	2.41	1.97	7.32	0.00
Independencia	5.20	3.56	2.37	1.97	7.17	0.00
ka	5.27	3.58	2.39	1.97	7.24	0.00
Marrana	5.45	3.63	2.42	1.97	7.42	0.00
Mantara	4.84	3.44	2.30	1.97	6.81	0.00
Huayucachi	4.97	3.49	2.32	1.97	6.94	0.00
Pachachaca	5.06	3.52	2.35	1.97	7.03	0.00
Huancavelia	4.93	3.48	2.32	1.97	6.90	0.00
Callahuanca ELP	5.16	3.55	2.37	1.97	7.13	0.00
Cajamarquilla	5.29	3.60	2.39	1.97	7.26	0.00
Huallanca 138	4.65	3.38	2.34	1.97	6.62	0.00
Viscarra	5.14	3.57	2.39	1.97	7.11	0.00
Tingo Mario 220	4.95	3.52	2.37	1.97	6.92	0.00
Aguaytia 220	4.85	3.49	2.35	1.97	6.82	0.00
Pucallpa 60	5.20	3.55	2.38	1.97	7.17	0.00
Tingo Mario 138	4.97	3.51	2.36	1.97	6.94	0.00
Huánuco 138	5.06	3.54	2.36	1.97	7.03	0.00

99 OSINERG. Estudio Tarifas Teóricas en Barra en moneda extranjera. Período nov 2003-abr 2004. Informe OSINERG GART/DGT 050A-2003. El valor equivalente de la tarifa en energía se obtiene cuando el factor de carga de 77.4% indicado en la misma tabla de tarifas teóricas.

Barro	PPM \$/kW- mes	PEMP ¢\$/kWh	PEMF ¢\$/kWh	\$/kW-mes	PPB \$/kW- mes	CPSEE ¢\$/kWh
Paragsha II 138	5.09	3.54	2.36	1.97	7.06	0.00
Oroya Nueva 220	5.06	3.52	2.36	1.97	7.03	0.00
Oroya Nueva 50	5.06	3.52	2.35	1.97	7.03	0.00
Carhuamayol38	4.88	3.50	2.33	1.97	6.85	0.00
Caripa 138	5.05	3.53	2.34	1.97	7.02	0.00
Machupicchu	3.79	3.00	2.04	1.97	5.76	0.00
Cachimayo	4.05	3.10	2.11	1.97	6.02	0.00
Dolorespata	4.09	3.11	2.12	1.97	6.06	0.00
Ouencoro	4.09	3.11	2.12	1.97	6.06	0.00
Combapata	4.29	3.21	2.19	1.97	6.26	0.00
Tintnya	4.51	3.33	2.27	1.97	6.48	0.00
Ayaviri	4.37	3.25	2.23	1.97	6.34	0.00
Azángara	4.29	3.21	2.20	1.97	6.26	0.00
Juliaca	4.67	3.34	2.27	1.97	6.64	0.00
Puna 138	4.76	3.40	2.31	1.97	6.73	0.00
Puno 220	4.76	3.41	2.31	1.97	6.73	0.00
Callalli	4.63	3.37	2.29	1.97	6.60	0.00
Santuario	4.70	3.41	2.32	1.97	6.67	0.00
Sacabaya 138	4.79	3.43	2.33	1.97	6.76	0.00
Socabaya 220	4.80	3.43	2.32	1.97	6.77	0.00
Cerro Verde	4.81	3.44	2.33	1.97	6.78	0.00
Repartición	4.81	3.44	2.34	1.97	6.78	0.00
Moliendo	4.81	3.45	2.34	1.97	6.78	0.00
Manlalvo 220	4.81	3.44	2.33	1.97	6.78	0.00
Montalval 38	4.83	3.44	2.33	1.97	6.80	0.00
Ilo 138	5.14	3.46	2.34	1.97	7.11	0.00
Botif laca 138	4.90	3.46	2.34	1.97	6.87	0.00
Toquepala	4.91	3.47	2.36	1.97	6.88	0.00
Aricola 138	4.85	3.46	2.35	1.97	6.82	0.00
Aricota 66	4.84	3.45	2.34	1.97	6.81	0.00
Tacna 220	4.85	3.45	2.33	1.97	6.82	0.00
Tacna 66	4.88	3.45	2.33	1.97	6.85	0.00

Fuente: Resolución OSINERG1493-2002-OS/CD

Tasa de Cambio usada: 3,644 Soles/US correspondiente al 30 de septiembre del 2002

Precio Libre del semestre anterior Mayo 2002 a Octubre 2002:11,993 centSoles/Kwh (3.29 cUSS/Kwh)

TABLA 5.50 COMPONENTES DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN MARZO Y DICIEMBRE 2003

Nivel de Voltaje y Período	Generación	Transmisión	Subtransmisión, Camisea y Reactiva	Impuestos	Total
MAT (Marzo del 2003)	3,04	0,35	0,87	0	4,26
MAT (Diciembre del 2003)	2,64	0,67	1,05	0	4,36

Cifras en cUS\$.



5.10 URUGUAY

5.10.1 PRINCIPALES INDICADORES

Nombre oficial:	República del Uruguay
Superficie:	176215 Km ²
Población:	3,411,000 Habitantes
Capital:	Montevideo
Moneda:	Peso Uruguayo

TABLA 5.51 INDICADORES ECONÓMICOS URUGUAY

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población (<i>Miles de Habitantes</i>) ^a	3,313	3,337	3,361	3,387	3,411
PIB (<i>Millones de dólares constantes de 1995</i>) ^a	19,826	19,443	18,780	16,771	17,190
Variación (%)	-3.40	-1.93	-3.41	-10.70	2.50 ^e
PIB per Cápita (<i>US\$/hab</i>)	5,984	5,826	5,588	4,952	4,966
Inflación (%) ^b	4.2	5.10	3.60	25.90	10.20
Tasa de Cambio a Fin Año (<i>S/US\$</i>) ^b	11.60	12.50	14.80	27.20	29.30
Devaluación (%)	7.4	7.76	18.40	83.78	7.72
Capacidad Instalada (<i>MW</i>) ^c	1164	2,115	2,105	2,105	2,052
Generación de Energía Eléctrica (<i>GWh</i>) ^c	7,145	7,365	9,119	9,043	ND
Demanda de Energía Eléctrica (<i>GWh</i>) ^c	6,112	6,379	6,281	6,153	ND
Pérdidas (%) ^d	14.98	13.74	16.58	12.8	19
Consumo de Energía per cápita (<i>KWh/hab</i>)	1,845	1,912	1,869	1,817	ND

Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración - ALADI- , Año 1999-2002 . CEPAL, año 2003.
- b ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- c CIER.
- d ANDI, Cálculos con base en información CIER.
- e AGCI, Asociación de Grandes Consumidores Industriales.

5.10.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

La Ley Nacional de Electricidad (Ley 14.694 del 1° de septiembre de 1977) y la Llamada Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico (Ley 16.832 del 17 de junio de 1997), son las principales leyes que rigen el sector eléctrico de Uruguay.

En la Ley de Marco Regulatorio se separaron las distintas etapas del negocio eléctrico, se eliminó el carácter de servicio público de la generación y se la declaró actividad libre, manteniéndose el carácter de servicio público de la transmisión y distribución.

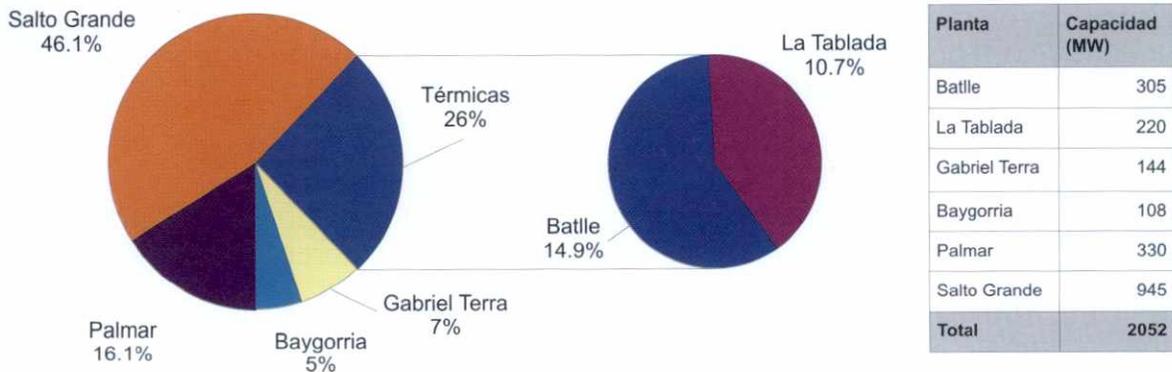
Asimismo se establece que el Poder Ejecutivo es responsable de fijar las normas, políticas y condiciones del funcionamiento del sistema, y la regulación del mismo está a cargo de la Unidad Reguladora de Energía Eléctrica -UREE-, posteriormente suprimida y sustituida por la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua -URSEA¹⁰⁰-. Mediante dicha ley se crea el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, que es administrado por la Administración del Mercado Eléctrico - ADME- y el acceso a las redes de transmisión y distribución será libre. Esta ley fue reglamentada por los decretos 276/002, 277/002, 278/002 y 360/002.

La empresa estatal Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas -UTE¹⁰¹ - verticalmente integrada, fue creada por ley de octubre de 1912. Tuvo carácter monopólico en la generación hasta la aparición de Salto Grande. Actualmente tiene el monopolio de transmisión, mientras que en distribución ya han aparecido otros "subdistribuidores".

100 www.ursea.gub.uy

101 www.ute.com.uy

El organismo binacional (uruguayo-argentino) Comisión Técnico Mixta de Salto Grande -CTM-, dependiente de las cancillerías de ambos países, administra la central hidroeléctrica de igual nombre. Todos los activos correspondientes a dicha obra, así como la energía que produce, pertenecen en partes iguales a Uruguay y Argentina.



5.10.2.1 Sistema de Generación

Del total de 2,052 MW de potencia instalada, el 74% se genera en plantas hidroeléctricas y el 46% por plantas térmicas.

5.10.2.2 Transmisión

La red de transmisión en el país incluía a fines de diciembre de 2002: 770 km de líneas aéreas de 500 kV, 3.493 km de líneas aéreas y cables subterráneos de 150 kV y 96 km de líneas aéreas de 60 kV.

5.10.2.3 Distribución

La red de distribución operada por UTE, quien es también la propietaria de las instalaciones, es una extensa red de líneas aéreas, cables subterráneos y subestaciones que cubre la mayor parte del territorio nacional. A fines del año 2002 estaba compuesta por 3.593 km de líneas aéreas y cables subterráneos en 30 y 60 kV, 276 estaciones transformadoras MT/MT, 34.338 km de líneas aéreas y cables subterráneos en 6 y 15 kV, 33.351 subestaciones de transformación MT/BT y 21.848 km de líneas aéreas y cables subterráneos en BT.

5.10.2.4 Interconexiones

Interconexiones con Argentina

El sistema eléctrico uruguayo se encuentra interconectado en corriente alterna con el argentino mediante dos vínculos de gran potencia (del orden de los 1000 MW cada uno), que atraviesan el río Uruguay; estos vínculos forman parte del denominado "cuadrilátero de Salto Grande", sistema de transmisión de 500 kV asociado a la central hidráulica de igual nombre y operado por la misma CTM.

La interconexión situada al norte está localizada en la central de Salto Grande y une las dos subestaciones de 500 kV de dicha central, una en Uruguay y la otra en Argentina. La interconexión situada al sur une la subestación de San Javier en Uruguay con la de Colonia Elía en Argentina, ambas también de 500 kV.

Interconexión con Brasil

Dado que los sistemas eléctricos de Uruguay y Brasil tienen frecuencias diferentes (Uruguay 50 Hz y Brasil 60 Hz) no es posible vincular ambos sistemas en corriente alterna, sino que se hace necesaria la utilización de equipos de conversión de frecuencia, de altos costos de inversión. En el año 2000 entró en servicio una interconexión de 70 MW de potencia en la zona de Rivera/Livramento que vincula el sistema de transmisión uruguayo (150 kV) con el del estado brasileño de Río Grande do Sul (220 kV).

5.10.3 MARCO REGULATORIO

La regulación está diseñada para que la expansión tenga lugar por la demanda de contratos de los distribuidores y los grandes consumidores.

Dada la importancia de la importación, se prevén mecanismos para asegurar un nivel mínimo de abastecimiento local.

5.10.3.1 Situación actual

La propiedad de las empresas del sector es estatal en su totalidad. En el inicio de la transición hacia el nuevo marco regulatorio del sector, se prevé la existencia de contratos iniciales entre los generadores estatales UTE y Salto Grande y el distribuidor monopólico actual, la propia UTE.

La condición para ser considerado cliente libre es poseer una potencia conectada superior a 250 kW.

La Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua –URSEA–

URSEA depende directamente del Poder Ejecutivo y tiene las siguientes funciones, entre otras:

- ◆ Controlar el cumplimiento de la Ley de Marco Regulatorio y su reglamentación
- ◆ Dictar reglamentos en materia de seguridad y calidad
- ◆ Dictar normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de consumos, así como de control
- ◆ Asesorar al Poder Ejecutivo en materia de otorgamiento de concesiones, permisos, autorizaciones y seguimiento de convenios, así como en la fijación de tarifas.

Descripción del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica - MMEE

De acuerdo con el decreto 360/002, serán Agentes del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica –MMEE– los generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores.

Los comercializadores actuarán en el mercado en calidad de participantes.

La Administración del Mercado Eléctrico –ADME–

La Administración del Mercado Eléctrico –ADME–, que entró en funciones este año, fue creada por la Ley de Marco Regulatorio con el cometido de administrar el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

5.10.4 ESTRUCTURA DE LA TARIFA

En el nuevo marco regulatorio cuya implementación está teniendo lugar en el país, la tarifa final para los consumidores regulados está formada por la suma de los costos de compra del distribuidor en el mercado mayorista (precio de los contratos del distribuidor resultantes de licitaciones o bien el precio spot estabilizado, más costos de reserva nacional, reserva anual y otros servicios prestados por los generadores), más la cuota parte de costos de transporte pagada por los distribuidores, más la remuneración regulada por la función de distribución.

Se prevé que las revisiones tarifarias tengan lugar cada cuatro años, y dentro de ese período se aplican mecanismos de indexación. No están previstas audiencias públicas en las revisiones.

Los precios pagados por los consumidores libres no regulados en el mercado mayorista resultan de contratos pactados libremente con los generadores y de compras en el mercado spot.

Si bien la reglamentación del marco regulatorio está completada, a diciembre de 2003 aún no se han hecho públicas e implementado todas las remuneraciones en forma efectiva.

5.10.4.1 Generación

Los distribuidores (en la actualidad el único es la empresa estatal UTE) deben comprar a los generadores, mediante contratos de suministro, en los que se vende una curva de carga prefijada a un precio predeterminado, al menos el 80% de la energía firme destinada a los clientes regulados, para un horizonte de los siguientes 5 años y al menos el 50% de la energía firme destinada a clientes libres potenciales que optan por comprar al distribuidor para un horizonte de un año.

Para ser trasladables a las tarifas los contratos firmados por el distribuidor deben resultar de un proceso competitivo aprobado por el regulador. Los contratos deben tener una duración de cinco a diez años y licitarse con anticipación de tres años al comienzo del suministro.

La energía que el distribuidor compre fuera de los mercados es adquirida a un precio spot estabilizado, trasladable a los consumidores finales.

Otros costos en el mercado mayorista de los distribuidores, trasladables a las tarifas son los pagos por reserva nacional y reserva anual, remuneraciones a los generadores por su aporte de energía firme al sistema y los pagos de otros servicios como reservas de corto plazo, regulación de frecuencia, etc.

5.10.4.2 Trasmisión

Para el caso de las inversiones existentes, que en la actualidad son de propiedad de UTE, la remuneración que recibe el transportista consiste en la suma de:

- ♦ La anualidad de las inversiones evaluadas a valor nuevo de reposición (VNR) considerando una vida útil de 30 años y tomando una tasa de retorno que resulta de la aplicación del método WACC.
- ♦ El costo adaptado de operación y mantenimiento (CAOyM), basado en un análisis de benchmarking internacional, expresado como un porcentaje del VNR. Está previsto incorporar un factor que reduzca el CAOyM atendiendo al incremento de la eficiencia.

La remuneración del transportista y sus fórmulas de reajuste, son determinadas cada 4 años por el Poder Ejecutivo, con asesoramiento de URSEA y opinión de la empresa.

UTE está obligada a realizar las expansiones en la red de tensión 150 kV y menor (transmisión zonal), recibiendo por ello como remuneración la suma de la anualidad de la inversión realizada a la tasa regulada, más un CAOYM.

Las redes de interconexión y de extra alta tensión (500 kV) que se construyan en el futuro, serán resultado de procedimientos competitivos y quién se adjudique la construcción percibirá el canon pedido en su oferta.

Los ingresos del transportista consisten en:

- ◆ Los cargos por conexión, que pagan los costos del transportista por las instalaciones usadas directamente para la conexión de generación o carga al sistema interconectado
- ◆ El ingreso variable implícito en los precios spot de nodo, que en el mercado uruguayo resulta pequeño.
- ◆ Un peaje sensible a la localización, que se aplica a la generación, la importación, el paso de energía entre países fronteras, y las demandas ubicadas en la Trasmisión Central (red de 500 kV) incluyendo la exportación.
- ◆ Un peaje por potencia, estampillado, aplicado al resto de las demandas de distribuidores y grandes consumidores, calculado de modo de cerrar con los tres ingresos anteriores el monto requerido por el transportista.

Como resultado, los principales pagos de los distribuidores (cuyas cargas se conectan a las redes zonales de 150 kV) por el uso del transporte, serán los cargos por conexión y el peaje estampillado por potencia. Todos los cargos regulados que pague el distribuidor por el uso de la red, serán trasladables a la tarifa.

5.10.4.3 Distribución y comercialización

Los precios máximos por el servicio de distribución prestado por los distribuidores (Valor Agregado de Distribución Estándar -VADE-) son calculados por la URSEA y fijados mediante decreto del Poder Ejecutivo. El VADE es revisado de manera completa cada cuatro (4) años.

Para los efectos de calcular el VADE, se establece un determinado número de áreas de distribución típicas, para las cuales se calculan las componentes de dicho valor.

El VADE incluye una remuneración a los activos calculada como la anualidad de la inversión de una red óptima valorada a valor de nuevo de reposición (VNR) y una remuneración por los costos de administración, operación, mantenimiento y comercialización, que se estiman para una empresa modelo eficiente, para cada una de las zonas típicas definidas.

Se prevé la aplicación de una reducción paulatina en las remuneraciones reconocidas al distribuidor a lo largo de período entre revisiones del VADE, por concepto de economías de escala. La existencia de ingresos adicionales por actividades no reguladas que empleen los activos de distribución reduce las remuneraciones reguladas.

5.10.4.4 Tarifas para Grandes Usuarios

La condición para poder optar por ser cliente libre es poseer una potencia conectada superior a 250 kW.

Los clientes libres tienen la opción de continuar como clientes regulados del distribuidor.

Para pasar a cliente libre un consumidor regulado debe haberse mantenido en esa condición al menos por un año o pagar los cargos por potencia de la tarifa por dicho plazo. Para volver

a comprar energía al distribuidor como cliente regulado, el cliente libre debe dar un preaviso de seis meses, y llevar al menos doce meses como cliente libre.

Los clientes libres tienen la obligación de comprar mediante contratos de suministro al menos el 50% de la energía firme que demandan, y en cualquier forma de contrato al menos el 70%. La energía que no compran mediante contratos de suministro pueden adquirirla en el mercado spot.

Los cargos por el uso del transporte que pagan los clientes libres se calculan de manera análoga a los cargos cobrados por el servicio de distribución.

5.10.5 IMPUESTOS Y SUBSIDIOS EN LAS TARIFAS

Los impuestos que gravan la venta de energía a los consumidores finales son el IVA, con una tasa del 23% y el COFIS 3%.

Si bien los subsidios explícitos son compatibles con la normativa vigente, no está prevista la aplicación de un régimen de subsidio explícito a los consumidores en el marco regulatorio, ni las autoridades públicas han aportado fondos presupuestales con ese destino hasta el presente.

No obstante, en el régimen de tarifas vigente, que aún no ha sido revisado por el Regulador, existe un primer escalón en la tarifa residencial, de 100 kWh, a un precio menor, lo que podría interpretarse como una forma de subsidio a los consumidores que consumen menos energía y que por lo tanto, presumiblemente está asociado a menores ingresos en gran parte de los casos.

Por otro lado, las obras de electrificación rural son realizadas por UTE, en general a costos superiores a los ingresos tarifarios que percibe por ellas.

5.10.6 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN.

5.10.6.1 Procedimiento de fijación de la tarifa para Grandes Usuarios

Para obtener los precios de Uruguay se toma la información de los Pliegos Tarifarios publicados por la UTE y un modelo de consumo que refleje la información de un industrial típico conectado al sistema de transmisión.

Del Pliego Tarifario se seleccionan las tarifas G.C.5 – Grandes Consumidores, las cuales se aplican para los servicios que presenten consumo medio igual o mayor a 90.000 kWh/mes y potencia contratada igual o mayor que 110 kW, según reglamentación y con carácter “opcional”.

PRECIO DE ENERGIA (\$ por kWh)			
Valle	Llano	Punta	Potencia Máxima Medida (\$ por kW)
0,342	0,674	1,528	10,65

El consumo modelo utilizado es:

Demanda facturable = 9,696 kw

Energía Punta. = 69.696 kwh

Energía Llano = 3.361.920 kwh

Energía Valle. = 2.459.040 kwh

Con una tasa de cambio de 29.3 obtenemos un precio promedio de 1.98 cUS\$. En la siguiente tabla se muestra el detalle del cálculo.

Concepto	Unidades consumidas	USD \$	US\$/Unidad
Demanda de Potencia (KW)	9,696	0.3635	3,524.31
Energía Punta (KWh)	69,696	0.0522	3,634.66
Energía Intermedia (KWh)	3,361,920	0.0230	77,335.63
Energía baja (KWh)	2,459,040	0.0117	28,702.79
Cargo por Energía			109,673.08

Total Facturado Energía y Potencia	US\$13,197.39
Costo Fijo	US\$179.52
Total Unidades de energía consumidas	5,890,656
Tarifa (G.C.5) en cUS\$ por KWh	1.92
Impuestos del CONFIS 3%	0.06
Precio Total en cUS\$ para cliente G.C.5	1.98
Tarifa Mínima Ultra Alta Tensión 85% (de tarifa G.C.51.63)	

De las tarifas Extra Alta Tensión se obtiene el precio de los componentes de generación y transmisión. El precio de la distribución y otros se obtiene de la diferencia entre las tarifas GC-5 y Extra Alta Tensión.

Se incluye en impuestos el 3% del CONFIS.

Precios de Energía Eléctrica (Dic /03)	Generación más Transmisión	Distribución más otros	Impuestos	Total
\$ URUGUAYOS	56.26	47.82	1.69	57.94
US \$	1.63	0.29	0.06	1.98



5.11 VENEZUELA

5.11.1 PRINCIPALES INDICADORES

Nombre oficial:	República Bolivariana de Venezuela
Superficie:	916.445 km ²
Población:	25.562.000 Habitantes
Capital:	Caracas
Moneda:	Bolívar

TABLA 5.52 INDICADORES ECONÓMICOS

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población (Miles de Habitantes) ^a	23,707	24,170	24,632	25,093	25,562
PIB (Millones de dólares constantes de 1995)	71,993	74,701	77,880	69,961	63,314
Variación (%) ^b	-5.50	3.76	3.50	-9.00	-9.50
PIB per Cápita (US\$/hab)	3,037	3,091	3,139	2,804	2,491
Inflación (%) ^c	20	13.40	12.30	31.20	27,1
Tasa de Cambio a Fin Año (\$/US\$) ^c	648.30	699.80	763.00	1,401.30	1,600.00
Devaluación (%)	7.4	7.94	9.03	83.66	14.18
Capacidad Instalada (MW) ^d	21,186	21,233	20,538	20,597	19,282
Generación de Energía Eléctrica (GWh) ^d	85,774	89,488	88,402	95,712	ND
Demanda de Energía Eléctrica (GWh) ^d	59,053	61,161	64,357	65,892	ND
Pérdidas (%) ^e	31.43	31.92	27.55	31.57	ND
Consumo de Energía per cápita (KWh/hab)	2,491	2,530	2,613	2,626	ND

Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración - ALADI-, Año 1999-2002 . CEPAL-, Informe preliminar 2003.
- b Comisión Económica para América Latina y el Caribe - CEPAL-, Informe preliminar 2003.
- c ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- d CIER.
- e ANDI, Cálculos con base en información CIER.

5.11.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sector eléctrico venezolano se encuentra legislado por la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico -LOSE- de 2001, que modifica la Ley de Servicio Eléctrico del año 1999.

El 85% del sistema eléctrico nacional está interconectado a través de líneas de transmisión de alta y muy alta tensión (230, 400, y 765 Kv), que se extienden hacia el centro, oriente y occidente del País, para servir al 90% de la población. El otro 10% está servido por Sistemas y Plantas aisladas.

En la actualidad existen 13 empresas de servicio eléctrico, de las cuales 8 son de capital privado y 5 de capital público. La principal empresa de energía eléctrica es CADAPE.

5.11.2.1 Sistema de Generación

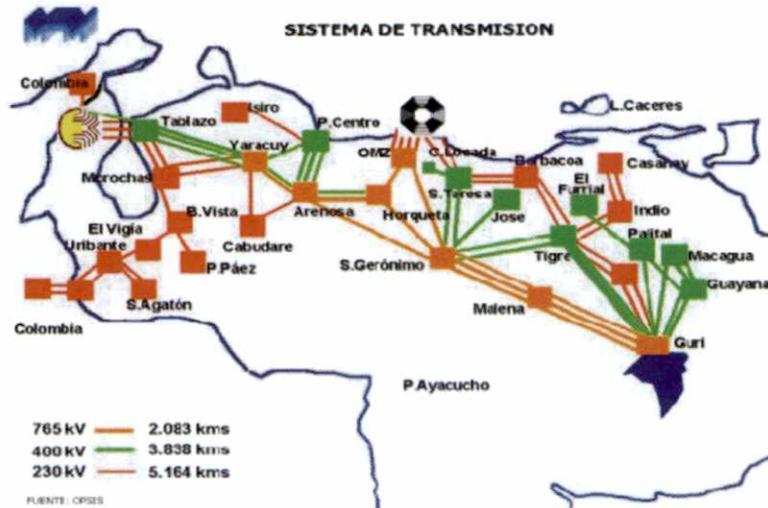
El sistema de generación venezolano tiene una capacidad instalada de 19.282 MW para el año 2003. En promedio el 63% de la energía generada procede de centrales hidroeléctricas ubicadas generalmente en la cuenca del Río Caroní en la Guayana y el 37% de la energía restante se genera en plantas térmicas, ubicadas en su mayoría a las cercanías de los yacimientos de petróleo; estas plantas térmicas utilizan como combustible principal el gas y como combustible de respaldo el diesel.

Las plantas ubicadas en zonas alejadas de los centros de explotación de petróleo y de la red de transmisión de gas se alimentan con diesel.¹⁰²

102 Fuente: www.mem.com.co - mercado eléctrico andino; año 2003.

5.11.2.2 Sistema de Transmisión

El ejercicio de la actividad de transmisión está sujeto a concesión y se debe realizar de conformidad con la Ley y demás normas que regulan la materia.



Las principales plantas eléctricas, tanto hidroeléctricas como térmicas, están interconectadas mediante un sistema de líneas de transmisión y subestaciones que operan a 765 kV, 400 kV y 230 kV. En la siguiente tabla se presenta la longitud en cada nivel de tensión.

TABLA 5.53 LONGITUD DE LAS LÍNEAS DEL SISTEMA VENEZOLANO DE INTERCONEXIÓN.

SISTEMA DE TRANSPORTE	765 kV	400 kV	230 kV	TOTAL km
Alta Tensión	2,083	3.838	5,164	11,085

Actualmente existen tres interconexiones con Colombia a 230 kV y 115 kV y una interconexión con Brasil a 230 kV.

De las subestaciones se desprenden líneas a 138, 115, 69 y 34,5 kV que corresponden a nivel de subtransmisión y alimentan a más de 3.500 centros poblados donde habita el 95% de la población del país.

5.11.2.3 Sistema de Distribución

El ejercicio de la actividad de distribución de energía eléctrica está sujeto a concesión dentro de un área exclusiva y se debe realizar de conformidad con la Ley y demás normas que regulen la materia.

Los niveles de distribución son los voltajes inferiores a 13.8 kV.

5.11.3 MARCO REGULATORIO

El sector eléctrico venezolano es regulado por el Ministerio de Energía y Minas, quien se apoya para esa función específica en la Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico -FUNDELEC-.

El establecimiento de tarifas se hace mediante resoluciones conjuntas de los Ministerios de Energía y Minas y de la Producción y el Comercio. La coordinación de la operación del sistema interconectado nacional está a cargo de la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados -OPSIS-.

La Ley del Servicio Eléctrico, promulgada en 1999, prevé que las empresas separen sus actividades de generación, transmisión y distribución en unidades jurídicamente distintas.

Las actividades de generación y comercialización requerirán de autorizaciones administrativas.

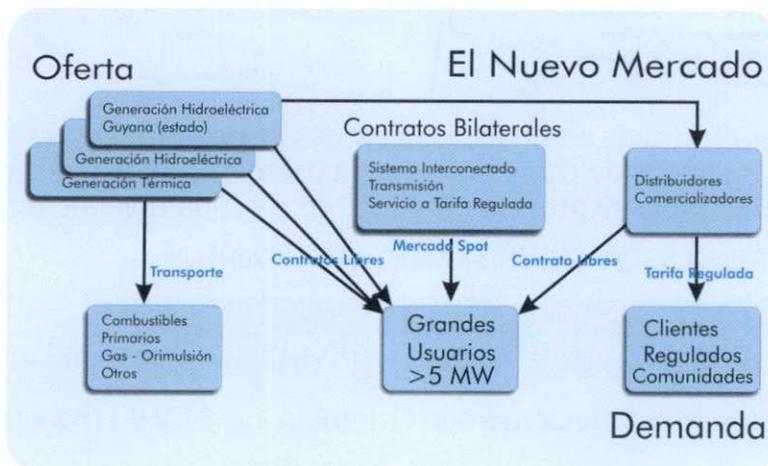
Para las actividades de distribución y transmisión se deberá tener una concesión.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE– será el órgano regulador, tendrá a su cargo el desarrollo normativo del sector, con base en los lineamientos de la Ley del Servicio Eléctrico, así como la fiscalización de la actuación de los agentes del mercado, la imposición de sanciones y la coordinación de audiencias públicas, de acuerdo con el Reglamento.

El Centro Nacional de Gestión se ocupará de la planificación del Sistema y su operación, así como de las actividades administrativas ligadas al Mercado Mayorista de Electricidad.

La siguiente gráfica muestra el esquema del futuro mercado eléctrico en Venezuela.

GRÁFICA 5.13 ESTRUCTURA PROPUESTA DEL MERCADO ELÉCTRICO VENEZOLANO



5.11.4 ESTRUCTURA TARIFARIA PARA LOS USUARIOS FINALES

Mientras la CNEE no establezca una nueva metodología para la elaboración de tarifas y se fijen en función de ella las nuevas tarifas del servicio eléctrico, se seguirán aplicando las tarifas establecidas en la Resolución Conjunta de los Ministerios De la Producción y el Comercio N° 089 y Energía y Minas N° 055 de fecha 01 de Abril de 2002, publicada en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 37.415 de fecha 3 de Abril de 2002, mediante la cual se fijan las tarifas máximas que aplicaran las Empresas Eléctricas que en ella se mencionan, a los consumos de energía eléctrica, con las excepciones de las ventas a grandes usuarios realizadas por Electrificadora del Caroní –EDELCA– o a algunas rebajas que para usuarios importantes realizan las compañías distribuidoras.

Las tarifas establecidas en esa Resolución fueron determinadas con base en los costos en que incurren las empresas para la prestación del servicio, una rentabilidad regulada y la aplicación de parámetros de eficiencia.

La mencionada resolución establece tarifas para cada una de las empresas que actualmente prestan el servicio de suministro eléctrico, entre las cuales se incluyen empresas que integran actividades de generación, transmisión y distribución, por lo que las tarifas toman en cuenta los costos tanto de la realización integrada de esas actividades, como los de adquisición de electricidad para satisfacer la demanda de sus respectivos mercados.

Para cada empresa se determina una tarifa promedio en función de sus costos eficientes y de su previsión de ventas, considerando una tasa de rentabilidad para cada una de las actividades de producción, transmisión, distribución y comercialización. El diseño tarifario se realiza de acuerdo con estudios de caracterización de la carga de cada empresa y de factores de asignación de los costos para cada tipo de servicio.

La Resolución Tarifaria establece adicionalmente fórmulas de ajuste semestrales de los valores de las tarifas por diferencias entre las previsiones de inflación y tasa cambiaria (bolívars por dólar) hechas para la determinación de las tarifas y los valores reales de esos parámetros, así como cargos mensuales por variaciones de los precios y volúmenes de combustibles utilizados para la generación y de los precios de la energía eléctrica comprada.

Las tarifas oficiales establecen un cargo por demanda y otro por consumo, con la excepción de los pequeños usuarios a los cuales sólo se les factura energía (consumo).

En casos especiales, los usuarios que desean un determinado nivel de tensión no justificado por su consumo, realizan acuerdos especiales con los distribuidores para sufragar los costos de la acometida. En general los suscriptores con una demanda superior a los 1000 kVA son servidos en alta tensión, a partir de 13.8 kV, y hasta 115 kV, de acuerdo con su consumo. El cargo por demanda se establece en kVA, por lo que es del interés del usuario mejorar su factor de potencia.

5.11.5 IMPUESTOS

En la facturación del servicio eléctrico se incluyen tasas municipales y el IVA (16%); en el primer caso como componente de la tarifa, y en el segundo como concepto diferente al pago del servicio.

5.11.6 EL MERCADO DE LOS GRANDES CONSUMIDORES

5.11.6.1 Zona Guayana

La Electrificadora del Caroní –EDELCA-, desde el inicio de sus operaciones en los años sesenta, ha celebrado contratos de suministro eléctrico con los clientes industriales ubicados en esta zona, en los que los precios de la electricidad dependen de las características específicas de cada uno. Así, por ejemplo, se suscribieron contratos en los que el precio de la electricidad fluctuaba en función del precio internacional del producto, como es el caso de algunos clientes productores de aluminio.

Los precios establecidos en los contratos de suministro de EDELCA para grandes consumidores pueden llegar a ser menores que las tarifas de las demás empresas distribuidoras, debido a varios factores: la generación es hidráulica, el suministro se realiza en nivel de alta tensión y el mercado está conformado por industriales concentrados en esta zona.

5.11.7 SISTEMA DE INFORMACIÓN

Se presentan dos tarifas debido a las diferencias existentes en las tarifas aplicadas en la Guayana (donde se concentran los grandes consumidores) con el resto del país.

Tarifa	Unidad	Detalles de Aplicación
4.582,65	Bs/kVA	Cargo por demanda
35,15	Bs/kVA	Cargo por energía

5.11.7.1 Venezuela (sin incluir Guayana)

El precio final facturado a los grandes consumidores de energía eléctrica se calcula teniendo en cuenta la Resolución 089 de 2002 del Ministerio de Energía y Minas, la cual aprueba las tarifas aplicables a los grandes usuarios.

Se tomaron las empresas CADAPE y ENELVEN-ENELCO porque suministran la mayor parte de la energía a los grandes consumidores. En CADAPE se tomó la tarifa para servicio general 5 y en ENELVEN-ENELCO, servicio general 4, Usuarios conectados a voltajes superiores a 115 kV.

Para CADAPE se tienen los siguientes valores ¹⁰³:

Entonces el precio monómico aplicable a los grandes usuarios por la empresa CADAPE es de 2.66 cUS\$/kWh para diciembre de 2003, con una tasa de cambio de 1600 Bs \$ /US \$.

De otro lado, el precio monómico aplicable a los grandes usuarios por la empresa ENELVEN-ENELCO es 2.04 cUS\$/kWh para marzo del 2003.

Entonces el precio final facturado se toma como el promedio ponderado con la demanda atendida por cada empresa, calculado de la siguiente forma:

$$\text{precio promedio} = \frac{(2.04 * 1553 + 2.66 * 3544)}{1553 + 3544} = (2.47 \text{ cUS\$ / kWh})$$

Transmisión y Distribución:

El precio de transmisión se toma de la Resolución vigente a marzo del 2003, la cual aprueba las tarifas por uso de la red de transporte prestado a ENELBAR que es de 0.17 cUS\$/kWh y a ENELVEN y ENELCO que es de 0.24 cUS\$/kWh.

El cargo final de transporte se toma como el promedio ponderado con respecto a la demanda atendida por las empresas anteriores, de la siguiente forma:

$$\text{cargo de transporte} = \frac{(0.17 * 534 + 0.24 * 1843)}{534 + 1843} = 0.22 \text{ cUS\$ / kWh}$$

Por lo tanto, el precio de generación se toma como la diferencia entre el total y el monto de la transmisión, distribución.

5.11.7.2 Venezuela (Guayana)

El precio final facturado a los grandes consumidores de energía eléctrica se calcula a partir de la información presentada por Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica –CAVEINEL ¹⁰⁴- para EDELCA, empresa que atiende la mayor parte de la Industria ubicada en esta zona.

Las precios corresponden a los grandes consumidores conectados al Sistema de Alta Tensión. Por lo tanto, incluyen los costos de generación y transmisión.

103 Resolución 089 de 2002, Ministerio de Energía y Minas de Venezuela.

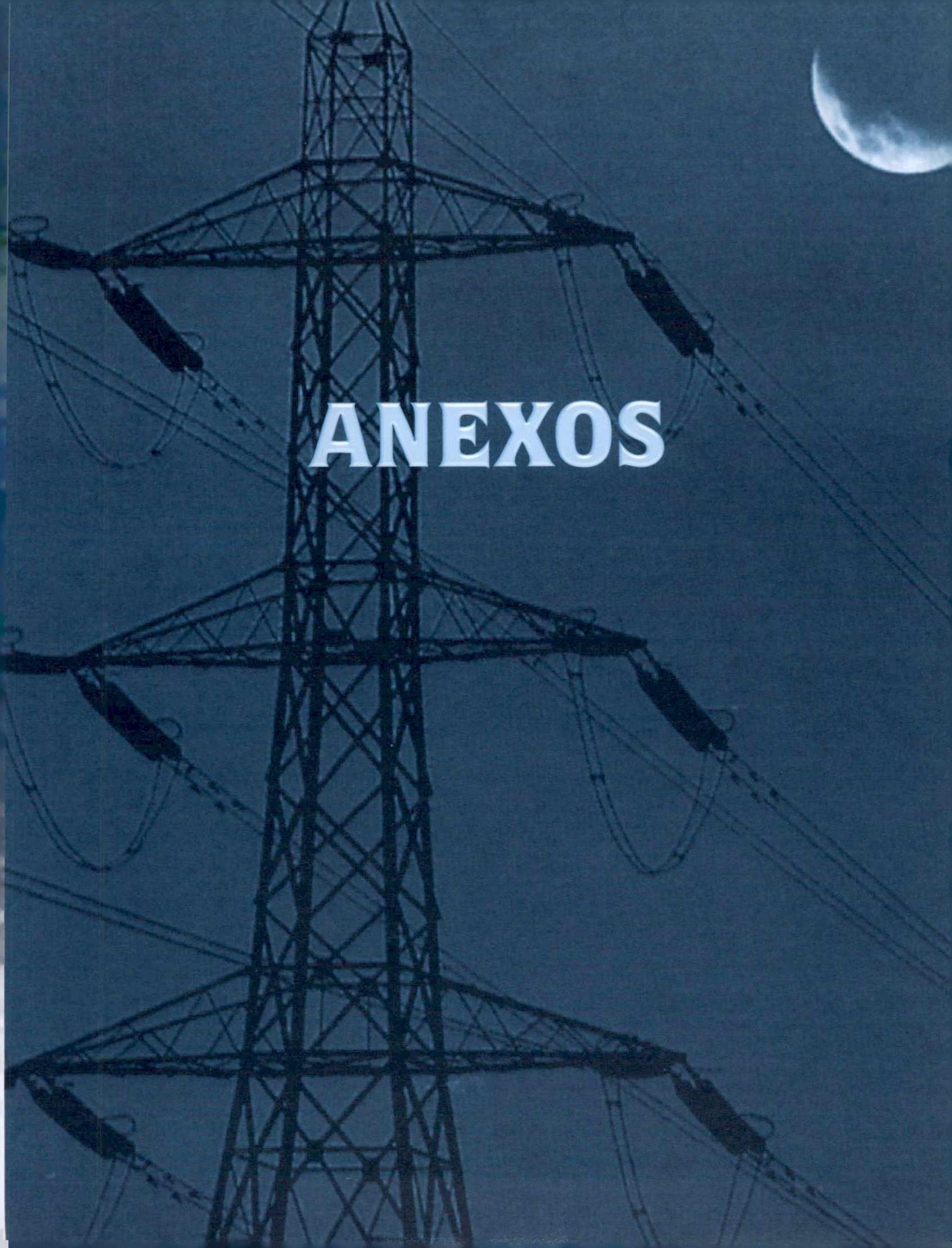
104 <http://www.caveinel.org.ve>

Para calcular el precio, se toma el valor de la facturación y los Consumos efectuados por la industria y se obtiene un valor promedio de 19.81 Bs\$/KWh (=426781 Bs\$ /21540 KWh), que es equivalente con una tasa de cambio de 1600 Bs\$/US\$ a 1.23 US\$/KWh.

La siguiente tabla muestra los precios de energía eléctrica para la industria en Venezuela a diciembre de 2003.

Región	Generación	Transmisión	Distribución	Otros Impuestos	Total
Venezuela (sin Guayana)	2.25	0.22	0	0	2.47
Venezuela (Guayana)	1.23	0	0	0	1.23

Cifras en cUS\$/KWh



ANEXOS

VI. ANEXOS



6.1 SUDÁFRICA

6.1.1 PRINCIPALES INDICADORES

Nombre oficial:	República de Sudáfrica
Superficie:	1 227 200 km ²
Población:	Habitantes
Capital:	Tiene 3 capitales. Capital Administrativa en Pretoria, prov. Gauteng
Moneda:	Rand, Símbolo ZAR.

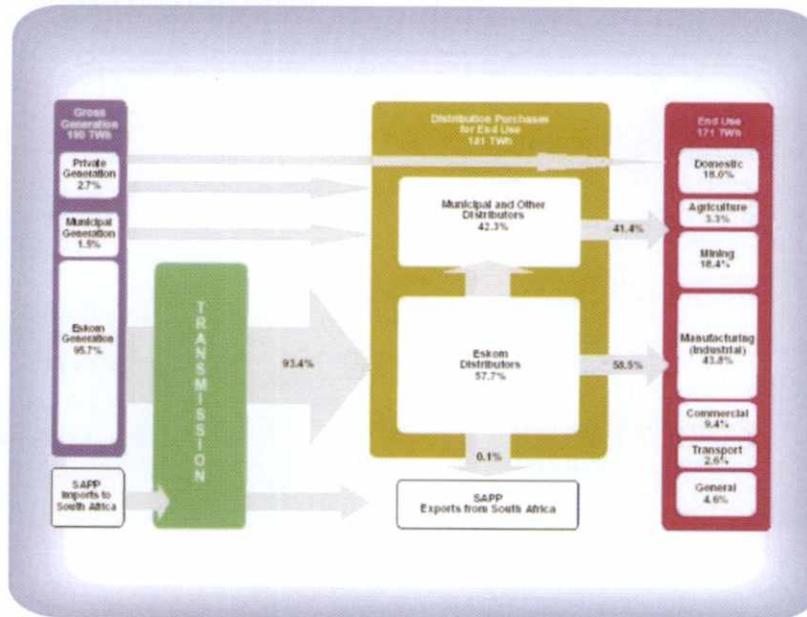
TABLA 6.1 INDICADORES ECONÓMICOS

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002
Población (Miles de Habitantes) ^a	42,923	44,000	44,812	45,345
PIB (Millones de dólares constantes de 1995) ^a	131,057	127,965	114,173	104,242
Variación (%) ^b	-5.50	-2.36	-10.78	-8.70
PIB per Cápita (US\$/hab)	3,053	2,908	2,548	2,299
Capacidad Instalada (MW) ^b	43,142	43,142		
Generación de Energía Eléctrica (GWh) ^b	190,144	198,206		
Demanda de Energía Eléctrica (GWh) ^b	171,805	176,649		
Pérdidas (%) ^b	12.70	13.17		
Consumo de Energía per cápita (KWh/hab)	4,003	4,015		

Fuente:

- a Banco Mundial
b National Electric Regulator

GRÁFICA 6.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE SUDÁFRICA



Fuente: National Electric Regulator

6.1.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Sudáfrica se caracteriza porque su sistema eléctrico está dominado por un agente, el cual produce el 95.7% de la energía, es el único transmisor y distribuye el 57.7% de la energía. La actividad de comercialización es realizada por el distribuidor.

6.1.2.1 Sistema de Generación

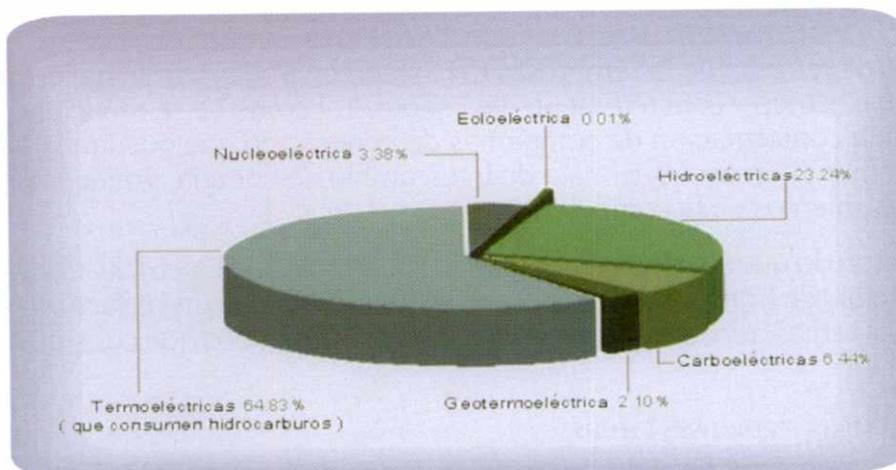
La capacidad instalada asciende a 43 GW.

La energía es producida principalmente en plantas térmicas. El componente hidroeléctrico es del 1.8%, por lo cual el clima no influye sobre el precio de la energía.

El costo promedio de la generación esta en 8 c /kWh, el cual es bajo para los estándares internacionales y constituye una de las barreras de entrada para nuevos competidores y para otras formas de generación.

A pesar de lo anterior y al exceso de capacidad, Sudáfrica importa energía en términos favorables.

GRÁFICA 6.2 CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA DE GENERACIÓN DE SUDÁFRICA



6.1.2.2 Transmisión

La transmisión es realizada únicamente por la empresa Eskon.

TABLA 6.2 LONGITUD LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Líneas	Km Totales
765 kV	870
533kV DC	1,035
400kV	15,187
275kV	7,409
220kV	1,239
132kV	703
Total	26,443

Fuente: National Electric Regulator

El porcentaje de pérdidas en transmisión es del 4.12%.

6.1.3 MARCO REGULATORIO

6.1.3.1 Situación actual

La autoridad regulatoria de la industria del sector eléctrico (ESI) en Sudáfrica es la National Electricity Regulator -NER-, establecida el 1º de Abril de 1995 como sucesor del "Electricity Control Board", de acuerdo con el "Electricity Act" N° 41 de 1987 (Ley Eléctrica).

Los fondos del NER provienen de aportes impuestos a los generadores de la electricidad, lo cual se pasa a través de todos los agentes del mercado hasta el usuario final. En consecuencia, los consumidores pagan por la protección que ellos reciben de parte del NER.

El NER se encarga de expedir las licencias a los generadores, transmisores y distribuidores de electricidad; así como de aprobar las tarifas a las cuales la electricidad es vendida. Además, el NER se encarga

de fijar los estándares mínimos de calidad del servicio y del suministro. Finalmente, se encarga de resolver las disputas entre los clientes y los agentes suministradores de energía.

El NER opera bajo el mandato dado por el Ministerio de Minerales y Energía para ser “el guardián y forjador del marco regulatorio para monitorear y asegurar que los intereses y necesidades de los usuarios actuales y futuros de electricidad, son respectivamente salvaguardados y cumplidos, teniendo que vigilar por la eficiencia, efectividad y sostenibilidad en el largo plazo de la industria eléctrica”.

6.1.3.2 Cambios previstos

Dentro de las políticas de reforma de las empresas del Estado en Sudáfrica, se ha incluido la reestructuración del sector eléctrico y concretamente de Eskom. Tal como ya se mencionó, al nivel de generación, se espera la conformación de compañías de generación que puedan venderse y que estarán participando en un mercado mayorista de intercambio de energía, donde la participación se enmarca en los lineamientos de la competencia.

El NER definió y estructuró lo que se denomina WEPS (“The Wholesale Electricity Pricing System”), de acuerdo con el principio de transparencia en el que se manifiesta que en las facturas del servicio se debe incluir todas las tarifas, recaudos, subsidios y subsidios cruzados que constituyen el precio de la electricidad.

Así, el WEPS consiste de las siguientes tarifas:

- ◆ Una tarifa de energía en función del tiempo de uso que incluye a los dos períodos de suministro eléctrico, y a tres horarios diarios de suministro (pico, estándar y fuera de pico). Las tarifas deben dar las señales adecuadas para un manejo eficiente de la energía desde el lado de la demanda.
- ◆ Una tarifa de la red de transmisión consistente de cuatro componentes: un cargo por capacidad de red, un cargo por pérdidas de energía, un cargo de conexión y un cargo para servicios suplementarios.
- ◆ Una tarifa de servicio al usuario

Como lo estipula el documento de la Política Energética las tarifas de electricidad deben ser reflejo de los costos incurridos para el suministro incluyendo un margen razonable de utilidad. Además, se considera como principio básico que las tarifas deben ser alcanzables por los usuarios.

Sin embargo, en la actualidad se considera que tarifas que reflejen totalmente los costos pueden ser inalcanzables por algunos usuarios; por lo tanto, al nivel de distribución se ha planteado un compromiso entre estos dos aspectos de tal forma que el propósito del costo reflejado en las tarifas de distribución sea alcanzado en un período de 5 a 10 años a partir de la implementación de los REDs.

En el WEPS solo podrán comprar energía los siguientes agentes:

- ◆ Los distribuidores regionales de electricidad (REDs)
- ◆ Los comercializadores
- ◆ Consumidores de energía cuyo consumo anual supere los 100 GWh en un punto simple y que además, hayan tenido esta cantidad de consumo por 3 años.

Regulación Tarifaria

Las políticas gubernamentales de Sudáfrica en cuanto a la racionalización del gobierno local y la creación del NER han tenido un impacto mayor en el desarrollo de la reestructuración y regulación de las tarifas de electricidad. La Constitución de Sudáfrica obliga al gobierno local a tener las mismas tarifas para todos los usuarios del mismo tipo, dentro de la misma

jurisdicción. Además, el NER tiene la obligación legal de aprobar las tarifas de electricidad y contratos especiales para todos los proveedores de electricidad en Sudáfrica.

Bajo los aspectos anteriores, el NER estableció un Grupo de Trabajo del Sistema de Tarifas bajo su liderazgo y con la participación de ESKOM y de la AMEU ("Association of Municipal Electricity Undertakings"), el cual produjo las bases del sistema de tarifas que rige en Sudáfrica

Tal como lo señala el NER, los más importantes atributos del sistema de tarifas que el Grupo de Trabajo estableció son:

Las tarifas deberían realzar la eficiencia económica en la ubicación de los recursos del país.

Dentro de los límites, los usuarios deberían poder escoger con libertad su tarifa de un rango de tarifas aplicables. Las tarifas deberán basarse y definirse en el costo de suministro al usuario y no en el uso que de la electricidad le da el usuario. Esto significa que, por ejemplo, un usuario industrial y un usuario comercial deben tener acceso a las mismas tarifas si el costo de suministro es el mismo para ambos.

Todos los distribuidores aplicaran la metodología de costo de suministro definida en el ámbito nacional para asegurar la igualdad e imparcialidad entre los usuarios atendidos por diferentes distribuidoras. Se debe evitar tener amplios diferenciales tarifarios entre suministradores vecinos y diferentes.

Se debe realizar esfuerzos para establecer y publicar el nivel promedio de los subsidios cruzados entre las diferentes categorías de usuarios.

Las tarifas deben tener en cuenta un número de factores, como la necesidad de reflejar el costo de diferentes niveles de calidad, la necesidad que sea fácil y económica de administrar, la necesidad de facilitar el uso de tecnologías apropiadas y la necesidad de asegurar estabilidad, simplicidad y entendimiento del sistema tarifario.

6.1.4 ESTRUCTURA DE LA TARIFA

Estructura de Costos

Los costos incurridos por los diferentes tipos de usuarios dependen de los siguientes aspectos:

- ◆ La cantidad de energía (kWh) usada por energía
- ◆ La demanda máxima (kW) del usuario
- ◆ El patrón horario de consumo
- ◆ El factor de carga de consumo por parte del usuario
- ◆ El grado de coincidencia de las curvas de carga del usuario con los otros usuarios (diversidad)
- ◆ La ubicación del usuario
- ◆ El nivel de voltaje de suministro
- ◆ El factor de potencia
- ◆ La calidad requerida por el usuario en cuanto a suministro y servicio

TABLA 6.3 ESTRUCTURAS TARIFARIAS EN SUDÁFRICA DEFINIDAS POR LA NER

Cargos de la Tarifa

Nombre de la Tarifa	Fijo [Rands /usuario/mes]	Energía [cents/kWh]	Patrón de uso de la Energía [cents/kWh]	Capacidad [Rands/ kVA]
Tarifa de Una Parte: tarifa de la energía consumida		✓		
Tarifa de Dos Partes	✓	✓		
Tarifa de Dos Partes con Patrón Horario de Consumo	✓		✓	
Tarifa de Tres Partes	✓	✓		✓
Tarifa de Tres Partes con Patrón Horario de Consumo	✓		✓	✓

Relación Estructuras de Costos y Tarifas

Las tarifas aplicables para grandes industriales corresponden a las estructuras de tarifas de tres partes. Para cada una de las componentes de las tarifas se tiene una asociación con las estructuras de costos.

Así, la NER definió la relación de costos de la siguiente manera para la Tarifa de Tres Partes:

- ◆ El cargo de capacidad recupera el costo de capital de los elementos. Parte de este costo debe reubicarse en las diferentes partes de la tarifa.
- ◆ El cargo por energía recupera la totalidad de los costos variables y la porción de los cargos por capacidad que debe reubicarse.
- ◆ El cargo fijo mensual asociado con los cargos generados por usuario.

En la Tarifa de Tres Partes considerando el Patrón Horario de Consumo, se diferencia de la anterior en la repartición del cargo por capacidad según el horario de consumo.

La reubicación de los cargos por capacidad depende del factor de carga. Según el NER, los costos de capital representarían por lo menos el 70% de los costos de suministro a diferentes usuarios. Si todos estos costos se asociarán al cargo por capacidad, el cargo sería excesivamente alto y podría conducir a decisiones de inversión sub-optimales por parte del usuario. Por lo tanto, parte del cargo debe desplazarse (reubicarse) al cargo por energía y la cantidad de ese desplazamiento dependerá del factor de carga del usuario. Así, para bajos factores de carga mayor será la porción de cargo desplazada al cargo por energía.

6.1.4.1 Tarifas para Grandes Usuarios

Eskom es el principal distribuidor de electricidad y que atiende a los grandes usuarios industriales. Razón por la cual, se presentarán las tarifas de Eskom aplicables a usuarios industriales.

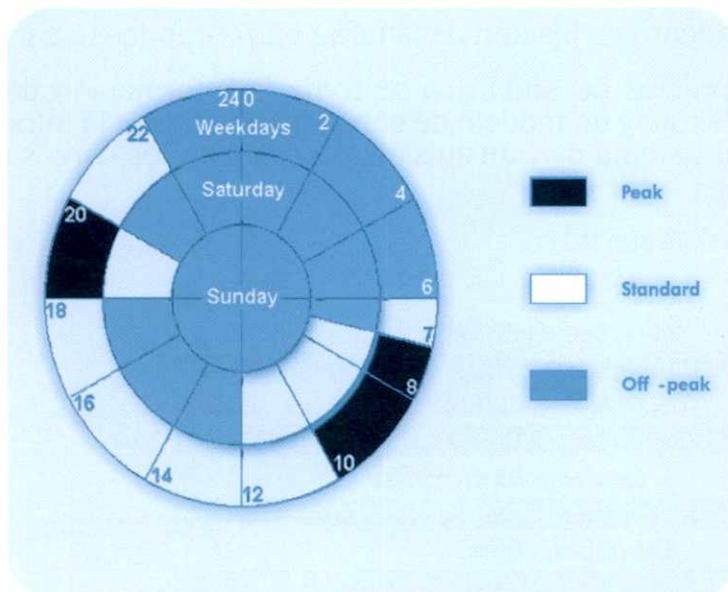
Tarifas de Eskom Vigentes (2003)

La estructura de tarifas de Eskom sigue los lineamientos y guías dados por el NER³, incluyendo tarifas de una parte, dos partes y tres partes y considerando el efecto del patrón horario de consumo en las últimas dos. Las diferentes tarifas con que cuenta Eskom son:

- ◆ “NightSave” para usuarios con demandas mínimas de 25 kW/kVA, que pueden mover toda o parte de su carga al horario fuera de pico comprendido entre las 22:00 y las 06:00 en días de semana o desplazarla hacia los Sábados, Domingos o Festivos.
- ◆ “MegaFlex” para usuarios con demandas superiores a 1 MVA, que pueden desplazar sus cargas a períodos de tiempo definidos y que no se alimentan por redes rurales.
- ◆ “MiniFlex” para usuarios con demandas entre 100 kVA y 5 MVA, que pueden desplazar sus cargas a períodos de tiempo definidos y que no se alimentan por redes rurales.
- ◆ “RuraFlex” para usuarios con alimentación por redes rurales a niveles de tensión entre 400 V y 22 kV.
- ◆ “HomeLight” para áreas urbanas o de alta densidad con suministro monofásico.
- ◆ “HomePower” aplicable a usuarios residenciales en áreas urbanas o con alta densidad de población con uso medio o alto de electricidad.
- ◆ “BussinessRate” aplicable para usuarios de pequeños negocios ubicados en áreas urbanas o de alta densidad.
- ◆ “LandRate” aplicables para usuarios en áreas rurales de baja densidad de población.

Para los propósitos del estudio, las tarifas aplicables a los grandes usuarios industriales corresponden a “MegaFlex” y “MiniFlex”.

La siguiente gráfica representa la definición de los horarios de pico, estándar y fuera de pico aplicables tanto en el periodo de alta demanda como en el de baja demanda.



Las tarifas aplicables a grandes usuarios son la “MegaFlex” y la “MiniFlex”, las cuales tienen las siguientes componentes:

- ◆ Cargo de Conexión (US\$)
- ◆ Arriendo Mensual (cUS\$/kW)
- ◆ Cargo de Servicio (US\$)
- ◆ Cargo por Administración (US\$)

- ◆ Cargo por Energía Reactiva (US\$/Kvarh)
- ◆ Cargo por Demanda (US\$/kW)***
- ◆ Cargo Energía Activa (cUS\$/kWh) por horario y mes:
 - Pico (Junio - Agosto)
 - Estándar (Junio - Agosto)
 - Fuera de Pico (Junio - Agosto)
 - Pico (Septiembre - Mayo)
 - Estándar (Septiembre - Mayo)
 - Fuera de Pico (Septiembre - Mayo)
- ◆ Sobrecargo por Voltaje
- ◆ Sobrecargo por Transmisión, cobrado en función a las Distancias desde Johannesburgo
 - <= 300 km
 - >300 km y <= 600 km
 - >600 km y <= 900 km
 - >900 km

6.1.5 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN.

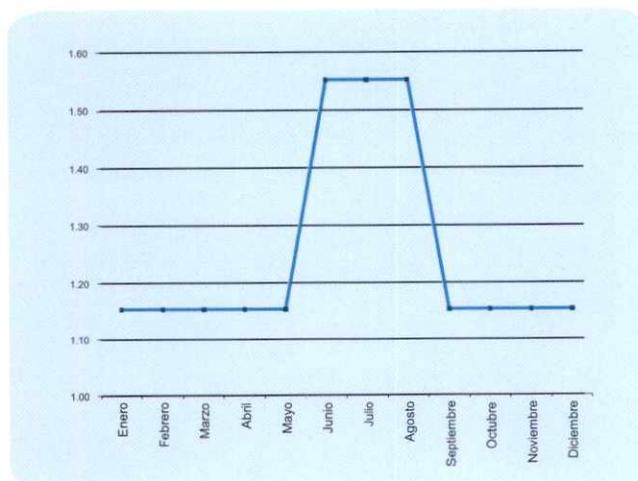
Se puede actualizar en forma permanente la información de las tarifas finales pagadas por los Grandes Usuarios con los informes mensuales de la empresa que presta el servicio de energía eléctrica a la mayor cantidad de Grandes Usuarios. Página Web: www.eskom.co.za.

6.1.5.1 Procedimiento de fijación de la tarifa para Grandes Usuarios

Para obtener los precios de Sudáfrica se toma la información de los cargos mensuales publicados por la Eskom y un modelo de consumo que refleje la información de un industrial típico conectado al sistema de transmisión. Se calculan los cargos asociados a la curva de carga para cada mes.

TABLA 6.4 CARGOS MENSUALES

	Megaflex
Arriendo Mensual (cUS\$/kW)	0.25
Cargo de Servicio (US\$)	206.06
Cargo por Administración (US\$)	155.77
Cargo por Demanda (US\$/kW)	1.43
<i>Cargo Energía Activa (cUS\$/kWh)</i>	
Pico (Junio - Agosto)	6.14
Estándar (Junio - Agosto)	1.77
Fuera de Pico (Junio - Agosto)	1.05
Pico (Septiembre - Mayo)	1.88
Estándar (Septiembre - Mayo)	1.25
Fuera de Pico (Septiembre - Mayo)	0.94
<i>Sobrecargo por Voltaje</i>	
<i>Sobrecargo por Transmisión (Distancias desde Johannesburgo)</i>	
< 300 km	0%
> 300 km y < 600 km	1%
> 600 km y < 900 km	2%
> 900 km	3%



El consumo modelo utilizado es:

Demanda facturable =	9,696 kw
Energía P. =	69.696 kwh
Energía I. =	3.361.920 kwh
Energía B. =	2.459.040 kwh

Una vez se tienen los cargos de demanda facturable, de acuerdo con el procedimiento de calculo descrito en el anexo 1, se obtienen los siguientes costos promedios mensuales en los cuales se incluyen un 1.5% de sobrecargo por concepto de transmisión.:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Tarifas en cUSD\$/KWh	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.55

	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Tarifas en cUSD\$/KWh	1.55	1.55	1.15	1.15	1.15	1.15

Precio medio del mes de diciembre / 2003 es de 1.15 cUSD\$/kwh. De acuerdo con el estudio anterior, generación + transmisión representa el 92% es decir 1.06 cUSD\$/KWh y Distribución más otros representa el 8%, es decir 0.09 cUSD\$/KWh.

	Generación más Transmisión	Distribución más Otros	Impuestos	Total
Sudáfrica dic/03	1.06	0.09	0	1.15

Cifras en cUSD\$/KWh

ANEXO II.

6.2 CÁLCULO DE LAS TARIFAS MONOMIAS

Teniendo en cuenta que en la mayoría de los países el precio facturado a los grandes consumidores de energía se compone del precio de la potencia máxima utilizada y del precio de la energía consumida en los diferentes rangos horarios, la siguiente es la metodología empleada para convertir dichos precios a una tarifa monomía de comparación.

6.2.1 Caso 1: Cobro de potencia y energía a un precio igual para las 24 horas.

Esta metodología se utiliza cuando no existen precios horarios para el cobro de la energía. La fórmula para efectuar el cálculo es la siguiente:

$$\text{Precio_Promedio} = \frac{(\text{Precio_Potencia} + \text{Precio_Energía} * 730 * \text{Factor_de_Carga})}{\text{Factor_de_Carga} * 730} * 100$$

Donde 730 corresponde al número de horas del mes.

Como ejemplo se toma los cargos correspondientes a las tarifas de Chile – Norte Grande.

	Chile Norte Grande
Precio Potencia (US\$/KW - mes)	6.6330
Precio Energía (US\$/KWh)	0.0201
Factor de Carga	0.8700
Precio Promedio (cUS\$/KWh)	3.0544

Para el caso de Chile, el precio hallado corresponde al valor de venta en nodo, es decir, incluye solamente cargo por energía y transmisión.

6.2.2 Caso 2: Cobro de potencia con tarifas horarias

Esta metodología se utiliza cuando se tienen precios horarios que reflejan las diferentes demandas. Generalmente se distinguen horarios de máxima demanda (denominada energía de punta en otros países), de media demanda (energía intermedia) y de baja demanda (energía de base).

Como ejemplo se toman los siguientes cargos que corresponden a los precios de México para el mes de marzo del 2003.

Cargo de energía de punta =	0.1607 US\$/KWh
Cargo de energía de base =	0.0378 US\$/KWh
Cargo de energía de intermedia =	0.0409 US\$/KWh
Cargo de potencia =	4.3758 US\$/KW

Para efectuar el cálculo, se utiliza un modelo de consumo típico:

Potencia = 9,696 KW

Energía Punta = 696,960 KWh

Energía Intermedia = 3,361,920 KWh

Energía Baja = 2,459,040 KWh

Con los anteriores datos, se calcula el cargo por energía y el cargo por demanda de potencia.

Cargo de energía

Cargo por energía = ((energía de punta * cargo de energía de punta) + (energía intermedia * cargo de energía intermedia) + (energía base * cargo energía base))= 241,654 US\$

Cargo por demanda

Cargo por demanda = Demanda de potencia máxima * Valor demanda por potencia = 9696kw * 4.3758USD\$/kw= 42,427 US\$

Precio medio

El precio que en promedio se paga por el suministro de energía; resulta de dividir la sumatoria de los cargos entre el total de consumo de energía.

ANEXO III

6.3 MODIFICACIONES REGULATORIAS E INFORMACIÓN DE CENTRO AMÉRICA Y ESTADOS UNIDOS

6.3.1. MODIFICACIONES REGULATORIAS

A continuación se presentan las principales modificaciones regulatorias sucedidas en los países del estudio durante el año 2004 y el primer semestre del año 2005.

6.3.1.1 ARGENTINA

Mediante la Resolución SE 1423 y 426/2004 se introdujeron las siguientes modificaciones a partir del primero de febrero de 2005 en el Mercado a Término (MAT).

- Los contratos deberán tener una duración de 2 o más períodos semestrales (mínimo 1 año). Anteriormente los contratos de abastecimiento podían ser pautados con una duración de 1 mes, en tanto que los de disponibilidad de potencia podían acordarse semanalmente.
- Los contratos deben iniciarse coincidentemente con las Programaciones. Es decir, debe iniciarse el 1° de mayo (inicio de la Programación de Invierno) o el 1° de noviembre (inicio de la Programación de Verano).
- Una vez vencido el contrato, para permanecer en el Mercado el usuario deberá presentar un contrato nuevo en CAMMESA con una antelación de 2 meses. Es decir, los contratos que se deseen ingresar el 1° de noviembre próximo deben presentarse el 1° de septiembre.
- Los contratos vigentes con finalización diferente de la mencionada (antes del 1° de mayo o noviembre) deberán prorrogarse manteniendo las condiciones técnicas acordadas, pudiendo modificarse sólo las condiciones económicas.
- Ratifica la negación a aceptar contratos de disponibilidad de potencia.

Lo anterior afecta a los Grandes Usuarios Mayores – GUMAS por cuanto estos usuarios deben tener contratado en el MAT por lo menos el 50% de su demanda de energía y a los Menores – GUMES y Particulares – GUPAS quienes contratan el 100% de su demanda.

MODIFICACIÓN DEL FONDO NACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (FNEE): Por Ley 25.957 se estableció que a partir de febrero de 2005 la contribución al FNEE será variable. El monto de la contribución se afectará por un coeficiente de adecuación trimestral (CAT) que reflejará la evolución del precio monómico de la energía. El gobierno mantiene la posibilidad de ajustar esa contribución en $\pm 20\%$.

Con esta mecánica, el valor del FNEE se elevó ¹⁰⁵ de los 3.0384 \$/MWh a 3.9347 \$/MWh promedio en el año 2005. Este valor se incrementará en función del costo creciente de la energía.

Valor del FNEE en US\$/MWh

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1,023	1,023	1,023	1,023	1,2719	1,2719	1,2719	1,436	1,436	1,436	1,8413	1,8413

Tasa de cambio de 2.971 Banco Central para noviembre de 2005

6.3.1.2 BRASIL

Mediante las leyes 10847 y 10848 de marzo de 2004, se reorganizó el mercado eléctrico del Brasil con las siguientes modificaciones ¹⁰⁶:

El Mercado Mayorista de Electricidad – MAE se transformó en la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica – CCEE, responsable de todas las actividades de administración del mercado inclusive las financieras, contables y operacionales, bajo la Regulación de ANEEL. La CCEE Promueve las subastas de energía, mantiene el registro de los contratos de comercialización, calcula el precio spot, estima las desviaciones en los límites de contratación, aplica las respectivas multas y calcula y fiscaliza las garantías financieras.

Se creó el Comité de Monitoramiento del Sector Eléctrico para evaluar permanentemente la continuidad y seguridad del suministro energético en todo el país.

Se creó la Empresa de Pesquisa Energética – EPE, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, para realizar estudios e investigaciones para proyectar la evolución de la matriz energética e identificar los potenciales de recursos energéticos, determinar los planes de expansión de generación eléctrica y de la industria de gas, definir los aprovechamientos que deberían entrar en una expansión hidroeléctrica óptima y obtener la licencia ambiental de los mismos.

Se separó la actividad de comercialización en dos clases, una para el sector de comercialización regulado, que aplica a los contratos que realizan los distribuidores concesionarios de servicio público, y otra para abarcar los contratos en los que generadores, comercializadores o importadores de energía venden a los consumidores libres.

Los distribuidores concesionarios deben cubrir la totalidad de su demanda por medio de licitaciones reguladas realizadas por ANEEL o CCEE. Para esos fines los distribuidores deben presentar sus estimaciones de demanda con cinco años de anticipación. En las licitaciones participa la energía de centrales ya construidas y la energía de nuevas centrales por construir. En el primer caso, la entrega de la energía contratada se inicia al año siguiente de la licitación, con plazo de suministro entre 3 y 15 años. En el segundo caso, el plazo de entrega de la energía comienza entre el tercer y el quinto año a partir de la licitación, y su duración puede ser entre 15 y 35 años.

105 Previsiones e información suministrada por AGUEERA

106 CIER, Remuneración del generador y diseño de los mercados mayoristas de Sudamérica y España, Septiembre 2005.

Los consumidores libres son los que demandan más de 3 MW y deben informar sus previsiones de carga con cinco años de anticipación. Las condiciones de los contratos pueden pactarse libremente y deben notificarse a la CCEE, indicando las cantidades de energía y potencia, precios, plazos y garantías financieras. Los vendedores a los consumidores libres deben comprobar que poseen garantía física suficiente para la venta de energía. Existen penalizaciones por incumplimiento de este requisito.

Los consumidores libres son agentes que deben participar en forma obligatoria en la CCEE, y se pueden cambiar al mercado regulado con un aviso previo de cinco años.

6.3.1.3 CHILE

En marzo de 2004 se publicó en el Diario Oficial la Ley 19.940 denominada "Ley Corta".

Esta Ley transforma la transmisión en un servicio público, crea el panel de expertos para las desavenencias, disminuye a 1 MW el límite para ser considerado cliente libre, reduce la banda para la diferencia de precios de nodo para Usuarios Regulados y UNR de $\pm 10\%$ a $\pm 5\%$ y se reconocen servicios complementarios.

Adicionalmente, limita la integración vertical de la transmisión en la propiedad del sistema troncal con los negocios de generación y de distribución, restringiendo a 8% la participación accionaria individual de cualquier empresa eléctrica o usuario no sometidos a fijación de precios y a 40% como máximo para el conjunto de empresas eléctricas y de consumidores no regulados.

La nueva normativa clasifica los sistemas de transmisión (líneas y subestaciones) en 3 tipos: los Troncales (T), que son aquellos imprescindibles para posibilitar el abastecimiento integral del sistema eléctrico completo; los de Subtransmisión (S), que son los que permiten abastecer los consumos en zonas de concesión de empresas distribuidoras; los adicionales (A) son el resto, es decir los destinados principalmente a inyectar producción de las centrales generadoras o bien que se refiere al último tramo que permite retirar electricidad para consumo de los clientes no-regulados

Los sistemas T y S son de acceso abierto y se identifican y se tarifican por tramos por decreto Ministerio de Economía. Los sistemas T tienen un área de influencia común (AIC) que se determina como aquella parte que simultáneamente concentra el 75% de las inyecciones, 75% de los retiros para clientes y cuya densidad de uso es máxima.

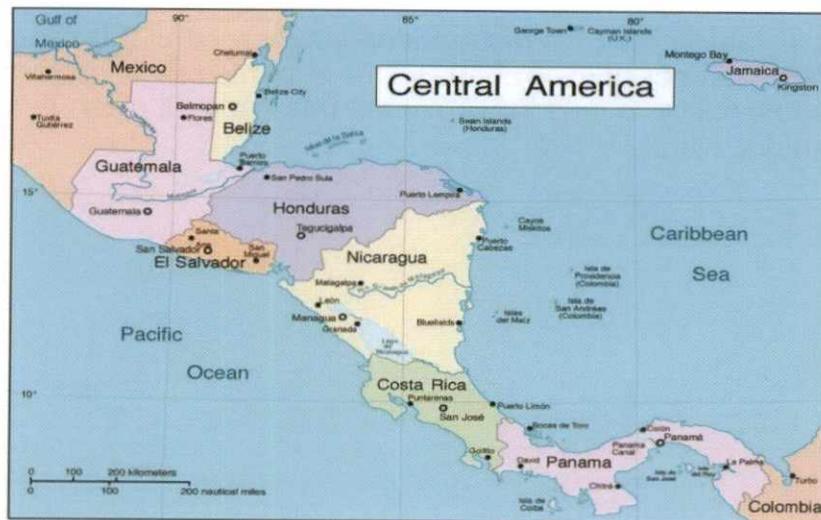
Toda empresa eléctrica que inyecta o retira electricidad debe pagar costos de T+S+A de transmisión, salvo los generadores menores a 20 MW que se subsidian totalmente hasta una capacidad de 9 MW y parcialmente en proporción a sus excesos sobre 9 MW, estando exentos en tanto el conjunto eximido no supere el 5% de la capacidad en el sistema eléctrico. El subsidio debe aportarse por los demás generadores a prorrata de sus inyecciones.

Los costos tarificados son los de inversión, operación, mantenimiento y administración determinados por el resultado de licitaciones de mercado cada 4 años. Derivan de estudios de transmisión con horizonte a 10 años en cuyo proceso intervienen los "participantes" (generadores, transmisores, distribuidores y Usuarios No Regulados). También hay cabida a intervenir quienes postulen e integren un registro de "usuarios distintos a los participantes y de instituciones interesadas".

En mayo de 2005, se aprobó la llamada "Ley Corta II"¹⁰⁷ que modifica el régimen de contratación en el mercado mayorista de los distribuidores en sus compras con destino a sus clientes regulados. Establece que los distribuidores deben en el futuro realizar licitaciones públicas abiertas para obtener nuevos contratos de suministro, suficientes para abastecer a sus clientes regulados, por al menos los próximos tres años. El plazo de esos contratos no puede exceder los quince años.

107 Fuente: CIER, Remuneración del generador y diseño de los mercados mayoristas de Sudamérica y España, Septiembre de 2005.

6.3.2. CENTRO AMÉRICA



Indicadores	2004
Área (Km ²)	500,814
Población (miles de habitantes) ^a	38,721
Capacidad (GW) ^b	8,350
Generación de Energía Eléctrica (GWh-año)	31,370

Fuente: Presentación de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos de Costa Rica (ARASEP) durante la segunda edición del curso de regulación energética de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de Energía (noviembre de 2004)

En todos los países de Centro América se ha introducido competencia en el sector eléctrico. En Guatemala y El Salvador se permite la integración vertical de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica. En Honduras, Nicaragua y Panamá la integración no está permitida ¹⁰⁸.

La siguiente tabla presenta la evolución de los esquemas utilizados por los países de Centro América para la prestación del servicio de energía eléctrica. El Modelo 1 indica que el servicio es prestado por el Estado, el Modelo 2 indica la introducción de un esquema de PPA (Power Purchasing Agreement) para garantizar el establecimiento de plantas de generación, mediante un comprador único de la energía, el Modelo 3 indica la introducción de competencia en el mercado mayorista y el modelo 4 se utiliza para denominar un mercado eléctrico con competencia por el cliente final de la energía.

Modelo >>	Modelo 1	Modelo 2 PPA Comprador único	Modelo 3 Competencia mayorista	Modelo 4 Competencia al detalle
Guatemala	Hasta 1991	EEGSA-ENRON 100 MW	1996 Ley	
El Salvador	Hasta 1994	CEL-Nejapa Power 80 MW		1996 Ley
Honduras	Hasta 1993	ENEE-ELCOSA 54 MW	1999 Propuesta de Ley	
Nicaragua	Hasta 1996	ENEL-Anfells 36 MW	1998 Ley	
Costa Rica	Hasta 1990	1990 Ley 7200		
Panamá	Hasta 1996	IRHE-Petroterminales 50 MW	1997 Ley	

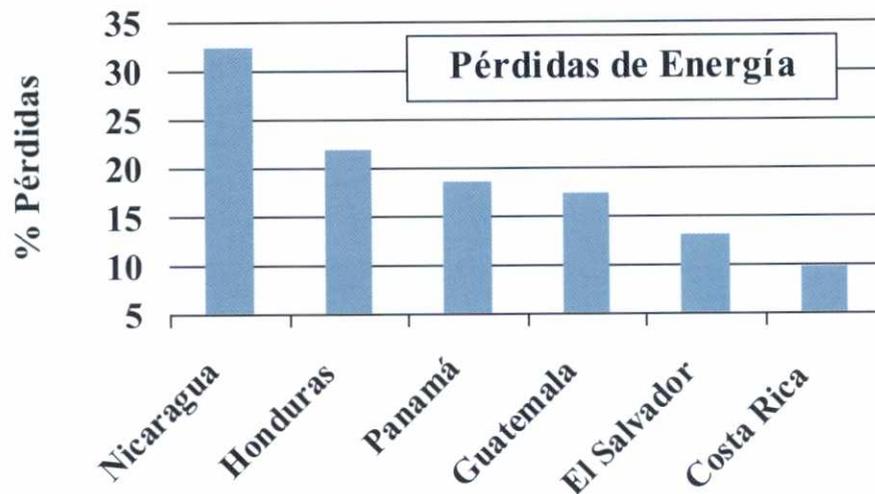
¹⁰⁸ Fuente: Presentación de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos de Costa Rica (ARASEP) durante la segunda edición del curso de regulación energética de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de Energía (noviembre de 2004)

En Centro América predomina la generación térmica y sólo el 45% de la generación se realiza mediante plantas hidroeléctricas.

La siguiente tabla presenta la capacidad instalada en MW por fuente de energía. El país más dependiente de las condiciones hidrológicas es Costa Rica.

MW	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Acumulado
Hidroeléctrica	584	442	467	110	1,296	833	3,732
Geotérmica	33	161	-	78	163	-	434
Térmica	1,225	594	585	498	412	801	4,114
Eólica	-	-	-	-	69	-	69
Total >>	1,843	1,197	1,052	686	1,939	1,634	8,350

Las mayores pérdidas de energía se registran en Nicaragua con 32.5% mientras Costa Rica con 9.7% es el país con menores pérdidas. En la siguiente grafica se presentan las pérdidas de energía por País.



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Centro América se encuentra en proceso de integración regional mediante un proyecto, el cual consiste en la creación y puesta en marcha de un mercado eléctrico centroamericano mayorista y del desarrollo de un sistema de transmisión regional. Este mercado se crearía sin menoscabo de los esfuerzos de reestructuración que cada país está llevando a cabo a nivel nacional, y permitirá a cualquier agente calificado vender o comprar electricidad, independiente de su ubicación geográfica.

Se espera crear el marco regulatorio regional definitivo durante el año 2005, para la entrada en funcionamiento de la línea SIEPAC hacia el año 2008. En la siguiente gráfica se presenta el detalle en Kms. de la línea de interconexión centroamericana SIEPAC.



La regulación de los diferentes países de Centro América a excepción de Costa Rica contempla la existencia de clientes libres a partir de determinada demanda. Para el caso de El Salvador todos los clientes son libres, Nicaragua a partir de 2 kW, Guatemala 100 kW, Honduras 250 kW y Panamá 500 kW.

6.3.3 ESTADOS UNIDOS

1.1 PRINCIPALES INDICADORES

Indicadores	2004
Población (miles de habitantes) a	293,655
Capacidad (GW) b	979,585
Generación de Energía Eléctrica (GWh-año)	3,883,185
Demanda de Energía Eléctrica (GWh-año)	3,488,192
Pérdidas (%)	10,17
Consumo de Energía per cápita (KWh/hab)	11,878

a: U.S. Census Bureau. b: Al año 2002
FALTA FUENTE DE INFORMACION ENERGETICA

6.3.3.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE EEUU.

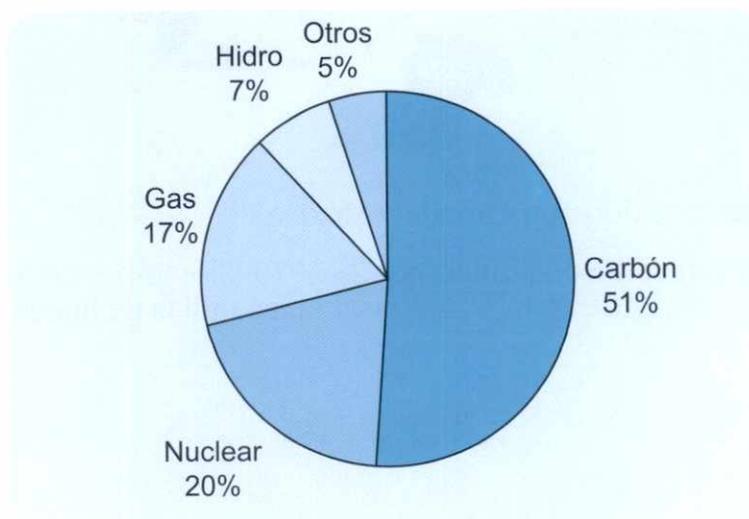
Con la Expedición del Energy Policy Act of 1992, el Congreso de los Estados Unidos promovió la competencia en el mercado eléctrico. La Federal Energy Regulatory Commission - FERC, ordenó el libre acceso a las líneas de transmisión por parte de los generadores de electricidad.

Casi la mitad de los estados han reestructurado su industria eléctrica. Estados que históricamente han tenido precios por encima del promedio nacional, tales como California, Pennsylvania, New York, y la mayoría de New England, se han abierto hacia mercados eléctricos en competencia, permitiendo que el usuario final escoja el proveedor de su servicio. Otros Estados han iniciado la implementación de la competencia mediante un número limitado de clientes libres.

Como resultado de la presión de la competencia, se ha realizado la fusión de un número importante de empresas del sector eléctrico. El sistema eléctrico de EEUU lo constituyen más de 3,100 agentes, de los cuales casi el 60% son del sector Público.

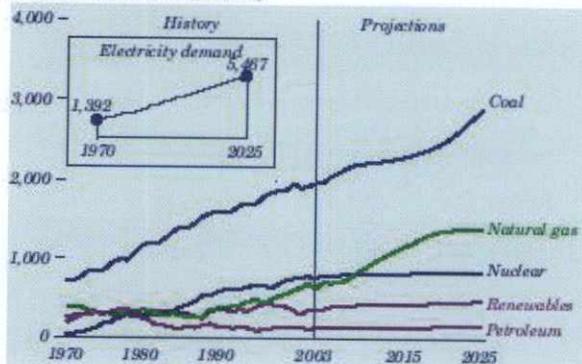
La generación es principalmente térmica con un alto porcentaje (20%) de energía nuclear. En la siguiente gráfica se observa la composición de la generación en el año 2004.

GRÁFICA 1.COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN



De acuerdo con las proyecciones realizadas por la Energy Information Administration, la composición no variará significativamente en las proyecciones estimadas hasta el año 2025, como se muestra en la siguiente gráfica.

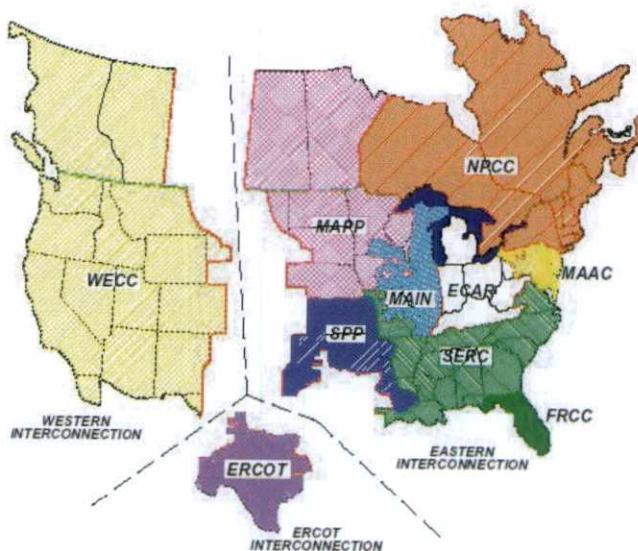
**Figure 5. Electricity generation by fuel, 1970-2025
(billion kilowatt hours)**



Fuente: Energy Information Administration - Annual Energy Outlook 2005

La Transmisión se encuentra dividida en 4 sistemas que desde el punto de vista práctico pueden ser considerados sistemas independientes por cuanto los intercambios entre los mismos son mínimos: the Western Interconnection, Eastern Interconnection, Electric Reliability of Council of Texas (ERCOT), and the Province of Quebec. En la siguiente gráfica se presenta la estructura del sistema de transmisión (no se incluye Quebec).

GRÁFICA 2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN (FUENTE: NERC)



Existen puntos de interconexión con Canadá y México.

El sistema de transmisión está constituido por 253,970 kilómetros de líneas de alta tensión (mayores a 230 kV). En la siguiente tabla se observa las millas de líneas por tensión.

Voltaje (KV)	Miles of Transmisión Line
AC	
230	76,762
345	49,250
500	26,038
765	2,453
Total AC	154,503
DC	
250 – 300	930
400	852
450	192
500	1,333
Total DC	3,307
Total AC + DC	157,810

Fuente NER.

Entre las instituciones que regulan el sector se encuentran:

Institution	Function	Classification
DOE Department of Energy	To advance the national, economic and energy security of the United States; to promote scientific and technological innovation in support of that mission; and to ensure the environmental cleanup of the national nuclear weapons complex	Federal
FERC Federal Energy Regulatory Commission	To regulate the interstate transmission of natural gas, oil, and electricity. To regulate and oversee energy industries in the economic and environmental interest of the American public.	Federal
NERC North America Electric Reliability Council	To ensure that the bulk electric system in North America is reliable, adequate and secure	Private
EIA Energy Information Administration	To provide policy independent data, forecasts, and analyses to promote sound policy making, efficient markets, and public understanding regarding energy and its interaction with the economy and the environment	Federal
EPA Environmental Protection Agency	To protect human health and to safeguard the natural environment – air, water and land – upon which life depends. To provide federal research, monitoring, standard setting and enforcement activities to ensure environmental protection	Federal
ISO Independent System Operators	To develop a regional transmission tariff and an institution to support the emergence of regional power markets	Private
RTO Regional Transmission Organizations	Provides wholesale electric transmission service under one tariff for a large geographic area.	Private
IPP Independent Power Producers	To own facilities to generate electric power for sale to utilities and end users. An IPP generates power that is purchased by an electric utility at wholesale prices, and the be resold to enduse customers	Private
PUC/PSC Public Utility/Service Commissions	To regulate public utilities such as electrical service in its state.	Public
NARUC National Association of Regulatory Utilities Commissioners	To serve the public interest by improving the quality and effectiveness of public utility regulation	Public
OETD Office of Electric Transmission & Distribution	To help ensure a robust and reliable U.S. transmission grid for the 21st century	Federal
FTC Federal Trade Commission	To ensure that the nation's markets are vigorous, efficient and free of restrictions that harm consumers	Federal
NAESB North American Energy Standards Board	Serves as an industry forum for the development and promotion of standards which will lead to a seamless marketplace for wholesale and retail natural gas and electricity	Federal

PRECIOS ELECTRICIDAD PARA SECTOR INDUSTRIAL EN ESTADOS UNIDOS

Los precios medios de energía eléctrica para los usuarios industriales se pueden obtener directamente de la información mensual publicada por el Energy Information Administration, para cada uno de los Estados. En la tabla de la hoja siguiente, se muestran las tarifas medias en centavos de dólar corrientes por kwh, para todo el año 2003 y promedio de diciembre 2004. Estos precios se pueden comparar con los precios medios para el sector industrial obtenidos del sistema estadístico de información de OLADE.

Para el mes de diciembre de 2004, el precio promedio para los usuarios industriales fue de 5.11 cUS\$/kwh.

Para el año 2003, el precio medio para el sector industrial fue de 5.15 cUS\$/Kwh, y se compara favorablemente con el precio medio para el sector industrial en varios países de Suramérica, entre ellos Colombia.

	Nov-04	2003
New England	7.8	8.35
Connecticut	8.16	7.93
Maine	3.56	6.24
Massachusetts	8.49	9.12
New Hampshire	10.04	9.36
Rhode Island	8.58	9
Vermont	7.93	8.03
Middle Atlantic	6.35	6.62
New Jersey	8.67	7.42
New York	6.23	7.09
Pennsylvania	5.86	6.14
East North Central	4.65	4.66
Illinois	4.73	4.97
Indiana	4.14	3.93
Michigan	4.91	4.96
Ohio	4.74	4.79

	Nov-04	2003
Wisconsin	4.91	4.72
West North Central	4.49	4.37
Iowa	4.39	4.18
Kansas	4.59	4.63
Minnesota	4.7	4.38
Missouri	4.39	4.56
Nebraska	4.25	4.18
North Dakota	4.2	4.04
South Dakota	4.6	4.52
South Atlantic	4.59	4.48
Delaware	4.99	5.19
District of Columbia	5.1	5.66
Florida	5.86	5.4
Georgia	4.45	4.03
Maryland	4.51	4.93
North Carolina	4.89	4.81

	Nov-04	2003
South Carolina	4.14	4.01
Virginia	4.3	4.24
West Virginia	3.83	3.77
East South Central	4.04	3.87
Alabama	4.21	3.98
Kentucky	3.3	3.22
Mississippi	4.8	4.49
Tennessee	4.48	4.29
West South Central	5.4	5.16
Arkansas	4.19	4.07
Louisiana	5.82	5.59
Oklahoma	4.72	4.66
Texas	5.57	5.28
Mountain	5.08	5.04
Arizona	5.5	5.41
Colorado	5.32	5.12

	Nov-04	2003
Idaho	3.83	4.2
Montana	4.14	4.02
Nevada	7.25	7.39
New Mexico	5.1	4.96
Utah	4.07	3.78
Wyoming	3.9	3.73
Pacific Contiguous	6.67	7.96
California	8.53	9.9
Oregon	4.25	4.66
Washington	3.85	4.83
Pacific Noncontiguous	12.23	11.2
Alaska	8.1	7.77
Hawaii	13.36	12.19
U.S. Total	5.11	5.15

Fuente: <http://www.eia.doe.gov>

000253