

“DESAFÍOS Y REESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO
URUGUAYO. EL NUEVO MARCO REGULATORIO”¹

Carlos Migués Tafernaberry

AÑO 1998

¹ Las opiniones vertidas en los trabajos de investigación son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no necesariamente reflejan la opinión de CERES ni de sus órganos de dirección.

INTRODUCCIÓN

1 EVOLUCIÓN RECIENTE Y SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO EN URUGUAY.

1.1 Breve descripción del sistema eléctrico uruguayo.

1.1.1 La demanda de energía eléctrica.

El consumo final total de energía eléctrica en Uruguay alcanzó a 5.147 GWh en 1996, representando un 19,6% del consumo final total de energía del país. Según datos del Sistema de Información Económico Energética de OLADE (SIEE), esta participación alcanzó en 1996 a 12,4% en Argentina, 17,7% en Brasil, 13,4% en Chile y 10,1% en Paraguay, valores inferiores al registrado en Uruguay.

Por otra parte, dicha participación ha evolucionado en forma creciente en el Uruguay durante los últimos años, según se observa en el Cuadro 1.1. Este crecimiento alcanzó un 5,2% medio anual en el período 1992-96, superior a la media de crecimiento no sólo del consumo final total de energía (2,7%), sino también del PBI (3%).

La distribución sectorial del consumo final de energía eléctrica muestra la relevancia que tienen los sectores residencial y de servicios, que acumulan un 74% del total en 1996, participación también creciente.

Este crecimiento se explica no sólo por un aumento del número de servicios eléctricos en el período, sino fundamentalmente por un aumento del consumo medio por servicio. Tomando como ejemplo el sector residencial, ese consumo medio por servicio eléctrico pasó de 2.102kWh/año en 1992 a 2.446kWh/año en 1996, mostrando un crecimiento medio anual del 3,9%, frente a un 1,8% del número de servicios.

A los efectos de entender el fuerte aumento del consumo de energía eléctrica por servicio, deben tomarse en cuenta dos factores básicos:

- Hubo un incremento de la tasa de equipamiento de los hogares (el parque de electrodomésticos prácticamente se ha duplicado en el período 1990-95), derivado del descenso de los precios reales de los equipos importados y del aumento del ingreso real de los hogares durante el período 1992-96.
- Un incremento del nivel de actividad del sector servicios, acentuado por los impactos positivos derivados de la evolución de la demanda regional.

A su vez, el fuerte proceso de reestructuración que se dio al interior del sector industrial determinó una pérdida de participación del mismo como demandante de energía eléctrica.

Por su parte, se ha constatado un permanente crecimiento de la potencia máxima demandada, alcanzando casi los 1.300MW en 1997.

En lo que respecta a la distribución territorial de la demanda de energía eléctrica, la información disponible permite analizar el mercado dividido en Montevideo y cuatro zonas del Interior: Norte (Artigas, Salto, Paysandú, Río Negro, Rivera y Tacuarembó), Oeste (Río Negro, Soriano, Colonia, Durazno, Flores y San José), Este (Cerro Largo, Treinta y Tres, Lavalleja, Maldonado y Rocha) y Centro (Florida y Canelones). Estimaciones propias indican que mientras que Montevideo concentra un 55% del consumo de energía eléctrica, y las zonas del interior un 10, 10, 10 y 15% respectivamente.

1.1.2 La oferta de energía eléctrica.

1.1.2.1 *Generación.*

El sistema eléctrico uruguayo está constituido por dos sistemas: el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el sistema de generación autónoma, disperso en el país y de dimensión marginal (0,2% de la producción en 1996).

El Sistema Hidrotérmico de Generación (SHG) asociado al SIN dispone de una potencia instalada de 2.087MW, de los cuales 563MW corresponden a centrales térmicas.

El siguiente cuadro detalla la capacidad instalada actual del SHG.

Sistema Hidrotérmico de Generación. Capacidad Instalada.²

TIPO DE CENTRAL	POT. INSTALADA (MW)
• Hidráulicas propias (Terra, Baygorria, Constitución)	579
• Salto Grande	945
SUBTOTAL HIDRÁULICO	1.524
• Térmicas a vapor – fuel oil (3ª, 4ª, 5ª, 6ª)	313
• Turbinas de gas (diesel) (La Tablada, AA)	250
SUBTOTAL TÉRMICO	563
TOTAL	2.087

La única central hidroeléctrica con capacidad efectiva de embalse o de reserva de energía, es la Central Gabriel Terra, con un volumen de reserva equivalente a 4,5 meses de generación.

Como se observa en el cuadro anterior, la potencia instalada del SHG es muy superior a la demanda máxima del sistema (1.300MW), pero predominantemente hidráulica, y por tanto aleatoria. Ello determina que se requiera capacidad térmica de respaldo, cuya generación efectiva es variable, como se puede observar en el Cuadro 1.2. Es interesante considerar el año 1989 a los efectos de observar el nivel de participación de la generación térmica en un año seco que podría considerarse extremo (39%).

² Fuente: UTE en Cifras – 1996.

Más allá de la variabilidad anterior y en términos estadísticos, es posible establecer que la generación esperada de las centrales hidroeléctricas (Salto Grande y las centrales de la cuenca del Río Negro) equivale aproximadamente a la demanda actual de energía del sistema uruguayo.³

La constatación anterior evidencia una situación clave a los efectos de analizar las perspectivas futuras del sector eléctrico en Uruguay: el agotamiento de los recursos naturales propios en gran escala aplicables a la generación eléctrica⁴, y la necesidad en el mediano plazo de recurrir a energía importada (como gas natural para producir energía eléctrica o directamente como energía eléctrica) a los efectos de satisfacer su demanda interna.

1.1.2.2 Transmisión.

De acuerdo a lo que se observa en la Figura 1.1, el sistema de transmisión del SIN (500 y 150Kv) puede descomponerse en los siguientes subsistemas:

- Sistema Gabriel Terra – Baygorria – Palmar – Montevideo en 150kV.
- Línea Montevideo – San Carlos en 500KV, con una extensión a Rocha en 150kV y derivaciones en 60KV.
- Sistema Montevideo – Litoral Sur, en 150 y 110Kv, alcanzando las ciudades de Colonia y Mercedes, llegando hasta San Javier.
- Sistema Gabriel Terra – Litoral Norte, alcanzando las ciudades de Paysandú, Salto y Artigas, en 150kV.
- Líneas Gabriel Terra – Melo y Gabriel Terra – Rivera, en 150kV, con derivaciones en 60kV.
- Sistema Salto Grande – San Javier – Palmar – Montevideo en 500kV.
- Anillo colector de Montevideo en 150KV.

Una característica muy importante del SIN es su fuerte interconexión física con el sistema argentino a través de la central de Salto Grande y la línea San Javier – Colonia Elía, con una capacidad de 2.000MW, netamente superior a la demanda máxima del sistema uruguayo (1.300MW).

³ Se asumen como referencia estimaciones de UTE en base a su modelo de simulación estocástica del sistema hidrotérmico.

⁴ Al hablar del agotamiento de los recursos naturales en gran escala se hace referencia únicamente a la energía hidráulica. Las aplicaciones de la energía solar y eólica desarrolladas comercialmente son de pequeña escala, y presentan factibilidad económica únicamente para el abastecimiento de localidades aisladas en las que los costos de acceso con la red eléctrica son altos. No obstante, la factibilidad de generación eólica en gran escala ha sido motivo de investigación de la Universidad de la República en convenio con UTE, encontrándose la iniciativa en una etapa de desarrollo de experiencias piloto. En cualquier caso, el volumen de energía eléctrica factible de ser generado por esta vía, no evitaría la necesidad de inversiones en fuentes convencionales para la expansión del sistema.

Paralelamente, está en ejecución una conexión con el sistema sur de Brasil de 70MW de capacidad en el nodo Rivera – Livramento, y se prevé durante los próximos años una interconexión con el sistema brasileño en alta tensión, a través de una línea de 500kV entre San Carlos y Presidente Médici.

1.1.2.3 Distribución.

A nivel de la distribución de energía eléctrica, puede decirse que la red de 30, 15 y 6kV abarca la mayor parte del territorio del país, con un 94% de las viviendas electrificadas (98% a nivel urbano y 59% a nivel rural)⁵. Si se toman en cuenta datos publicados por la Comisión de Integración Eléctrica Regional, en 1995 Uruguay era el país de América del Sur con mayor nivel de cobertura, de acuerdo al siguiente cuadro:

América del Sur. Niveles de electrificación de los países.

PAÍS	VIVIENDAS (miles)	VIVIENDAS ELECTRIFICADAS (miles)	COBERTURA (%)
• Argentina	9.663	8.683	89,9
• Bolivia	1.914	842	44,0
• Brasil	39.945	36.398	91,1
• Chile	Nd	Nd	---
• Colombia	7.260	5.838	80,4
• Ecuador	2.479	1.974	79,6
• Paraguay	1.080	710	65,7
• Perú	4.968	2.530	50,9
• Uruguay	1.133	1.074	94,8
• Venezuela	3.785	3.389	89,5

Fuente: datos de CIER, publicados en Mercado Eléctrico (Año V, No. 23).

El sistema de distribución tiene una extensión muy superior en el interior del país que en Montevideo, con una mayor dispersión territorial de la demanda. En 1996 la configuración global de la red de distribución era la siguiente:

Extensión de la red de distribución. 1996.

REDES DE:	Montevideo	Interior	TOTAL (km)
60 y 30kV	15%	85%	3.130
15 y 6Kv	9%	91%	23.737
220V	35%	65%	24.877

⁵ Instituto Nacional de Estadística - Censo de Población y Vivienda (1996).

1.1.3 Comercialización de la energía eléctrica.

UTE es el único distribuidor y comercializador de energía eléctrica en el país. Sus redes de distribución alcanzan como se comentó los diecinueve departamentos del país.

Los cuadros 1.3 (a) y (b) muestran la evolución de las ventas, facturación y número de servicios activos de la empresa en el período 1992-96, de acuerdo a la categorías tarifarias establecidas:

- Categoría residencial.
- Categoría general: incluye empresas manufactureras y de servicios.
- Doble horario residencial. Destinada a clientes residenciales, con diferenciación del cargo por energía en función de dos períodos diarios de consumo⁶.
- Doble horario general. Destinada a empresas, con similares características que la anterior.
- Grandes consumidores. Destinada a clientes con consumos superiores a los 100.000kWh/mes y potencia contratada superior a los 200kw. El cargo por energía presenta una diferenciación estacional y por período de consumo en el día⁷.
- Medianos consumidores. Destinada a clientes con consumos superiores a 5.000kWh/mes y potencia contratada superior a 20kW. Tiene similares características que la anterior.
- Alumbrado público.
- Zafra. Destinada a consumidores con una marcada estacionalidad en su consumo anual de energía eléctrica, como por ejemplo los productores arroceros del este del país.

A las categorías anteriores se agrega también para el análisis las ventas y facturación por exportaciones, fundamentalmente para el mercado argentino.

Se puede observar a nivel de las tres variables planteadas (ventas, facturación y servicios atendidos) un permanente crecimiento a nivel de todas las categorías tarifarias hasta 1995, detenido en 1996 para las categorías general (empresas manufactureras y de servicios) y de alumbrado público. Resulta interesante percibir la evolución de los servicios atendidos en categorías destinadas a “inducir” un comportamiento eficiente de la demanda, como lo son las de grandes y medianos consumidores. En general se trata de clientes que “abandonan” las categorías simples (residencial y general), para incorporarse a categorías que en función de su modalidad específica de consumo les significa una disminución del precio medio del kWh.

El Cuadro 1.4 muestra la evolución que ha tenido en el período 1992-96 el precio medio de la energía eléctrica para cada categoría tarifaria (o segmento de mercado), expresado en dólares corrientes por kWh⁸. Más allá de la evolución permanentemente creciente del precio medio total (salvo en 1996), es notoria la evolución diferenciada entre las categorías residencial y general, y las de grandes y medianos consumidores. Mientras que en las primeras el incremento de precios entre los extremos del período ha sido superior al 50% en dólares corrientes, para los últimos el precio medio ha permanecido prácticamente constante, evidenciando la existencia de subsidios cruzados entre estas categorías del universo de clientes de UTE.

⁶ 17 a 23hs. y 23 a 17hs. El cargo por energía también muestra una diferenciación estacional.

⁷ Punta (18 a 22hs.), llano (7 a 18hs., 22 a 24hs.) y valle (0 a 7hs.).

⁸ Calculado como el cociente expost entre la facturación total en dólares y el consumo total en kWh para cada categoría.

Se observan por último niveles muy inferiores de precios medios de exportación, motivados fundamentalmente por el hecho de que las ventas a Argentina son a nivel del mercado mayorista, no incorporando costos y valor agregado de transmisión y distribución. Por otra parte, como se verá en el próximo numeral, las modalidades de transacción de energía definidas en el convenio de interconexión vigente actualmente (de 1983) y sus ajustes posteriores, son considerablemente rígidas y carecen de racionalidad económica, por lo que los precios a que se exporta la energía eléctrica a Argentina difieren de los precios spot de su mercado mayorista.

1.2 Marco regulatorio y organización institucional del Sector Eléctrico en Uruguay previo a la Ley 16.832.

A los efectos de “aislar” y analizar los cambios que generó en la organización del sector eléctrico la ley recientemente aprobada, se considerará en este numeral el marco regulatorio vigente previo a su aprobación, para luego en el Capítulo 3 analizar específicamente el contenido de la Ley de Marco Regulatorio.

Previo a la aprobación de la Ley 16.832, el marco regulatorio del sector eléctrico estaba definido básicamente por las siguientes disposiciones:

- Ley Nacional de Electricidad (No. 14694 del 1/9/77).
- Reglamento de la Ley Nacional de Electricidad (Decreto No. 339/979).
- Ley de Servicios Públicos (No. 16211 del 7/10/91).
- Acuerdo de Interconexión Energética con Argentina (12/2/74) y su Convenio de Ejecución (27/5/83).

1.2.1 La Ley Nacional de Electricidad.

La Ley Nacional de Electricidad constituyó en 1977, la derogación formal del monopolio de UTE para el suministro de energía eléctrica a terceros, monopolio legal que regía desde 1912 (año de creación de UTE).

En la práctica, el monopolio no desapareció debido al carácter extremadamente restrictivo de los controles técnicos previstos por la ley, para las instalaciones privadas de generación interconectadas a la red (podían funcionar únicamente operadas y mantenidas por UTE).

En la Ley se definen las actividades de la industria eléctrica consideradas de servicio público como aquellas destinadas total o parcialmente a abastecer a terceros en forma regular y permanente. Las actividades de servicio público estarán sometidas al control técnico y económico del Poder Ejecutivo

Al Poder Ejecutivo corresponde además todo lo relacionado con la formulación y contralor de políticas en materia de energía eléctrica. En especial, las interconexiones eléctricas internacionales, así como los respectivos contratos de compra y venta e intercambio de energía eléctrica, deben ser aprobados por el Poder Ejecutivo.

El cometido de UTE es desarrollar las actividades que constituyan servicio público de electricidad. No obstante, *mediante resolución del Poder Ejecutivo y previa opinión de UTE, se podrá otorgar la concesión de dicho servicio público a otras empresas, en las siguientes condiciones:*

- *Con exclusividad en una determinada área geográfica, para los concesionarios de distribución.*
- *Las centrales de generación y líneas de transmisión concedidas a otras empresas e integradas al sistema interconectado de UTE, deberán ser operadas y mantenidas por ésta última (se excluyen de esta disposición las operadas y administradas por organismos internacionales, como por ejemplo Salto Grande).*

Se establecen obligaciones para los suministradores (distribuidores) del servicio público, consistentes en:

- Abastecer las necesidades del mercado a su cargo, cubriendo exigencias técnicas (seguridad, calidad, etc.) al menor costo posible.
- Suministrar energía a todo el que la solicite dentro del área geográfica asignada (obviamente al menor costo posible).

En relación a la eventual existencia de más de una empresa generadora, el Poder Ejecutivo establecería los lineamientos y orientaciones tendientes a optimizar los intercambios de energía eléctrica. Se crea un Despacho Nacional de Cargas operado por UTE, con el fin de efectuar dichos intercambios.

Desde el punto de vista tarifario, se establece una relación más directa entre tarifas y costos del servicio. Las disposiciones más importantes de la ley en relación a este punto determinan que:

- Los ingresos por venta de energía deberán ser suficientes para mantener una buena calidad del servicio y ampliar las instalaciones atendiendo el crecimiento del mercado.
- Las tarifas a aplicar por los suministradores (distribuidores) serán dispuestas por el Poder Ejecutivo, previa opinión de UTE y las empresas concesionarias.
- Las escalas tarifarias serán unificadas para suscriptores con igual modalidad de consumo, con el fin de que su estructura refleje los costos que éstos determinan.
- Las ventas a terceros deben ser medidas y facturadas de acuerdo a la potencia y energía consumida
- El Poder Ejecutivo debe reembolsar al suscriptor las cantidades aportadas para ampliación del sistema eléctrico.
- Los suministradores del servicio público de electricidad deberán llevar su contabilidad según el plan de cuentas y las normas que establezca el Poder Ejecutivo.

1.2.2 Reglamento de la Ley Nacional de Electricidad.

A través del decreto No. 339/979 se reglamentó la Ley Nacional de Electricidad. En términos generales, los aspectos principales contenidos en dicho reglamento son:

- La definición de la actividades de autoproducción de energía eléctrica, especificando las características del control técnico que ejercerá el Poder Ejecutivo sobre ellas.
- El establecimiento de las funciones que el Poder Ejecutivo debe cumplir en relación al sector energético y en especial el eléctrico.

- *El planteo expreso de la prioridad de UTE para el suministro del servicio. La concesión del servicio público en un área geográfica ya servida por UTE, requerirá la expresa renuncia de ésta a continuar sus actividades. En caso de tratarse de un área no servida, UTE será preferida a los eventuales concesionarios privados.*
- La efectivización de la concesión a través de un llamamiento público.
- En los casos de interconexión, el precio de la energía intercambiada será determinado por acuerdo de las partes interesadas, y de no lograrse éste, será fijado por el Poder Ejecutivo.
- La asignación a UTE de la operación directa de los intercambios en los sistemas interconectados, a través del Despacho Nacional de Carga.
- La definición de las tarifas de suministro de energía eléctrica a terceros por parte del Poder Ejecutivo, previa opinión de UTE.
- El establecimiento en forma detallada del régimen de cálculo de la tarifa media para los servicios públicos suministrados por UTE. Dicho régimen establece que el monto total de las tarifas a percibir por UTE debe ser tal, que le permita obtener una rentabilidad entre el 6 y 10 % sobre los activos. Para calcular la rentabilidad se consideran todos los costos de explotación excepto costos financieros.

1.2.3 Ley de Servicios Públicos.

En relación al sector eléctrico, la Ley de Servicios Públicos (16.211 de 1991) planteó modificaciones de relevancia al marco regulatorio vigente:

- Se derogó la disposición de la Ley Nacional de Electricidad, en que se hacía referencia a la operación y mantenimiento por parte de UTE de las centrales de generación y líneas de transmisión concedidas a otras empresas e interconectadas al sistema.
- En su lugar se estableció que el Poder Ejecutivo, previo informe de la DNE y UTE, podrá autorizar la integración al sistema interconectado de centrales de generación y líneas de transmisión de propiedad de otros sujetos de derecho, o que fueren explotadas o administradas por éstos. Las condiciones de interconexión y de intercambio energético, serían convenidas en cada caso entre UTE y los organismos o empresas interesadas, y sometidos a la aprobación del Poder Ejecutivo.
- Se agregó a las competencias de UTE, definidas en su Ley Orgánica (No. 15031 del 4/7/80), la de prestar servicios de asesoramiento y asistencia técnica en las áreas de su especialidad, en el Uruguay y en el exterior.

Es importante señalar que esta ley significó un cambio sustancial en las condiciones (al menos teóricas) de participación de la actividad privada en la generación y transmisión. Se removió la condición de operación y mantenimiento por parte de UTE de las centrales y redes interconectadas, elemento que constituía una clara barrera a la entrada, aunque se mantuvo a UTE como primer agente negociador de las condiciones técnico-económicas de entrada (de quienes eventualmente podrían ser sus competidores).

1.2.4 La interconexión eléctrica con Argentina.

1.2.4.1 *Consideraciones generales.*

Desde 1979 está en operación una interconexión en 500 kV entre Argentina y Uruguay, con una capacidad de 2.000 MW. Fue establecida en el marco de la construcción de la central hidroeléctrica binacional de Salto Grande, sobre el río Uruguay.

El análisis de esa interconexión debe partir de constatar la magnitud relativa de los dos sistemas involucrados. El sistema uruguayo tuvo en 1996 una demanda de 6.470 GWh, con un pico máximo de 1.269 MW. El sistema argentino es aproximadamente diez veces mayor.

A su vez, el sistema uruguayo está sujeto a variaciones aleatorias de la disponibilidad de energía hidroeléctrica como consecuencia de variaciones no previsibles de los aportes en los ríos Uruguay y Negro. Estos dos hechos hacen que la interconexión sea un recurso especialmente interesante para el abastecimiento de Uruguay. La crisis energética de 1989 es un ejemplo elocuente.

En situaciones de hidrología normal el sistema uruguayo está aproximadamente equilibrado en la actualidad (ver numeral 1.1). Sin embargo se requiere de la existencia de un respaldo térmico para afrontar las hidrologías críticas.

El convenio de interconexión vigente hoy con Argentina constituyó un primer paso hacia la integración de los mercados, haciendo habituales las transacciones. Sin embargo, en la situación actual el convenio está claramente perimido, principalmente como resultado de los cambios en el marco regulatorio del sector eléctrico argentino.

1.2.4.2 *Normas vigentes hasta el presente.*

Dejando de lado intercambios previos menores entre los países (a través de líneas de 150 kV), las transacciones importantes se verificaron a través de la interconexión en 500 kV construida con la central de Salto Grande.

Las condiciones bajo las cuales se construyó dicha central, previeron que los costos de operación y el monto del servicio de la deuda, debían ser asumidos por los dos países en proporción a los respectivos derechos sobre la energía generada por la central. Para ello se estableció una tarifa para la energía tomada por cada sistema eléctrico.

Dicha tarifa estableció precios unitarios para la energía tales que, si la energía total producida por la central es igual a los valores históricos medios de energía generable anualmente, se cubrían aproximadamente los costos operativos y el servicio anual de la deuda.

En ese marco Uruguay comenzó a disponer de 1/12 de la energía generada hasta 1983, y aumentó dicha disponibilidad en 1/12 en los años 1983, 1986, 1989, 1992. Finalmente, a partir de 1995 tiene derecho al 50% de la energía generada por la central.

Los primeros intercambios adoptaron la forma de apartamentos operativos respecto de los derechos de las partes sobre la energía de Salto Grande, formalizándose posteriormente un Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética (1983). El convenio estipuló otras modalidades de intercambio, manteniéndose de hecho la modalidad de los apartamentos.

El convenio de interconexión de 1983 estableció modalidades explícitas de comercio de energía, pero de hecho se mantuvieron los apartamentos hasta muy recientemente.

1.2.4.3 Normas y transacciones en el marco del Convenio de Interconexión de 1983.

El Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética, establece un conjunto de objetivos de carácter general, y principalmente instituye varias modalidades de transacción de energía entre los dos sistemas.

La modalidad que toman las transacciones se determina de común acuerdo en el caso en que varias alternativas sean posibles. Ellas son las siguientes:

- Suministro de energía térmica de sustitución, (sustitución de energía térmica del comprador por energía térmica del vendedor). Se debe determinar un combustible de referencia (en la práctica el fuel oil) y el precio de la transacción sería el precio internacional de dicho combustible por la semisuma de los rendimientos por kWh de las dos máquinas térmicas involucradas.
- Suministro de potencia. En esta modalidad, una parte pone a disposición de la otra una cierta potencia por determinado lapso. La remuneración de este servicio incluye un cargo por costos fijos, más el costo del combustible empleado por el vendedor y en el caso de centrales térmicas, los costos de arranque y parada.
- Sustitución de energía térmica del comprador por energía hidráulica del vendedor. En la práctica esta modalidad se ha entendido en el sentido de que cuando el vendedor está en situación de vertimiento y el comprador se evita generar energía térmica, el precio de venta es la mitad del costo unitario de la energía térmica sustituida.
- Peaje por transporte de energía. La parte que presta el servicio pone su sistema de transmisión a disposición de la otra, para que ésta satisfaga las necesidades de su propio sistema. En la práctica no se han prestado servicios de ese tipo, ni se establecieron criterios generales de fijación de precios.
- Suministro de potencia garantida. Se trata de los casos en que una parte garantiza a la otra una determinada potencia por un lapso determinado. No se diferencia claramente esta modalidad de la llamada simplemente potencia. No obstante podría inferirse que esta modalidad parece reservada a convenios de largo plazo por potencia de base firme. No se ha aplicado esta modalidad.

1.2.4.4 *La aplicación del convenio de interconexión.*

El cuadro a continuación cuantifica la evolución de las transacciones de energía realizadas en el marco del convenio durante los últimos años:

Comercio de energía eléctrica con Argentina.

RUBRO \ AÑO	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Exportación	791	2268	1440	344	186	140
Importación	0	12	22	15	188	309
SALDO NETO	791	2256	1418	329	-2	-169

Las principales modalidades utilizadas para la exportación uruguaya hacia el sistema argentino, han sido la de suministro de potencia térmica y la de sustitución de origen hidráulico.

Como se observa, el flujo comercial entre Argentina y Uruguay ha cambiado de sentido desde 1995, transformándose Uruguay en un importador neto de energía eléctrica, situación que en función del análisis desarrollado en 1.1 tenderá mantenerse en el mediano plazo, habida cuenta de la evolución que muestra el mercado mayorista argentino.

1.2.4.5 *Las modificaciones de 1997.*

Las modalidades de intercambio de energía eléctrica con Argentina que consagraba el Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión (de 1983) sufrieron modificaciones recientemente.

En setiembre de 1997 se firmó un acuerdo por el cual cada país se obliga a vender energía a su socio, en caso de solicitarlo de éste último. Esta obligación modifica las condiciones previas, ya que de acuerdo a lo vigente previamente, cada país podía aceptar o no el intercambio propuesto por su socio. En la práctica y de acuerdo a la evolución prevista de los mercados, esta obligación será de abastecimiento argentino al mercado uruguayo.

Paralelamente, se establecen además las reglas para definir los precios de intercambio en diferentes eventualidades. La más relevante es aquella en la cual la compra potencial del país importador no provoca un aumento del precio interno del país vendedor superior al 10%. Es la situación que se verificaría ante una importación uruguaya, y en esa situación el precio de exportación sería la semisuma entre el precio spot del MEM y el precio declarado por Uruguay, superior obviamente al precio spot que pagaría el sistema uruguayo en caso de integrarse flexiblemente al MEM.

1.2.5 Posibilidades de participación del sector privado previo a la aprobación de la ley 16.832.

La Ley de Servicios Públicos (16.211) autorizó la integración al sistema interconectado de centrales de generación o líneas de transmisión de propiedad de otros sujetos de derecho (diferentes de UTE) o que fueran explotadas por éstos.

Por lo tanto, en el marco de dicha ley eran formalmente posibles inversiones del sector privado en ampliación de la capacidad instalada (tanto de generación como de transmisión) del sistema interconectado.

Si bien la ley habilitó claramente al desarrollo de estas actividades, no existió un marco reglamentario definido independientemente de los agentes participantes (UTE y empresas privadas), que regulara las condiciones técnico-económicas de intercambio y transporte de energía en la red nacional.

En ausencia de dicha reglamentación, la ley estableció que las condiciones de interconexión e intercambio energético serán convenidas en cada caso entre UTE y los organismos o empresas interesadas, siendo sometidas posteriormente a la aprobación del Poder Ejecutivo.

Por lo tanto, más allá de la posibilidad formal de participación de agentes privados en actividades de generación y transmisión, UTE conservó un fuerte poder de monopolio, al ser capaz de establecer barreras a la entrada de cualquier potencial competidor en generación, derivadas del necesario acuerdo de las condiciones técnico-económicas de interconexión.

En relación a las actividades de distribución eléctrica, la Ley Nacional de Electricidad admite la concesión de zonas geográficas con exclusividad a agentes privados. No obstante, UTE mantiene un fuerte control del acceso al mercado por parte de otras empresas.

La concesión de áreas ya servidas por UTE requiere según el decreto reglamentario, la expresa renuncia de ésta última a continuar el servicio. En áreas geográficas en las que no existe servicio de UTE, se mantiene la disposición de la Ley Nacional de Electricidad, por la que UTE tiene prioridad si asegura las mismas condiciones de suministro que el eventual concesionario.

De acuerdo a la Ley Nacional de Electricidad, las tarifas aplicables para la venta de energía eléctrica a terceros por los suministradores de servicio público de electricidad (UTE o concesionarios privados), serán dispuestas por el Poder Ejecutivo, previa opinión de UTE y las empresas concesionarias.

Si bien entonces al nivel del consumo final existe actualmente una regulación total por parte del Poder Ejecutivo de la fijación de tarifas, a otros niveles existían indeterminaciones acerca de su fijación (generación, transmisión y distribución):

- Fijación de precios de intercambio de energía a nivel de generación.
- Fijación de peajes por el servicio de transporte de energía eléctrica.
- Fijación de precios de venta de energía eléctrica a empresas de distribución.
- Determinación de márgenes de explotación aceptables para las empresas distribuidoras.

Hasta el momento de aprobación de la Ley 16.832, debido a que no se concretó la participación de agentes privados en el sector y a que la estructura del mismo es la de un monopolio integrado verticalmente, los problemas anteriores no se evidenciaron.

1.3 Desempeño reciente del sector eléctrico. Un diagnóstico primario.

1.3.1 Una visión retrospectiva.

Un análisis del desempeño reciente del sector eléctrico uruguayo requiere plantearse varias preguntas: ¿cómo se ha comportado la oferta de energía eléctrica? ¿ha logrado seguir la dinámica de la demanda?. A su vez, ¿esta demanda es abastecida en condiciones de precio y calidad aceptables desde el punto de vista de los consumidores?. La respuesta no puede ser simple, y requiere una reflexión acerca del modelo institucional y organizativo que ha adoptó el sector eléctrico uruguayo a lo largo del siglo.

La creación de UTE en 1912 significó para Uruguay adoptar una estructura empresarial para el sector innovadora en su época, que tenía objetivos muy definidos y que fue en buena medida un modelo seguido por otros países de la región⁹. La organización del sector en base a un monopolio estatal integrado verticalmente y con fuerte control de las reglas de juego imperantes en el sector, constituyó una estructura efectiva a los efectos de satisfacer el principal objetivo planteado con su creación: garantizar en todo el territorio el abastecimiento de energía eléctrica, tradicionalmente considerado estratégico para el desarrollo del país, y cuya oferta debía expandirse muchas veces con criterio social más que económico.

Coincidentemente con esa visión estratégica (y hasta geopolítica) del abastecimiento de energía, el sistema eléctrico uruguayo creció sobre la idea del desarrollo de recursos propios y la independencia en su abastecimiento. Las crisis del petróleo de 1973 y 1979 acentuaron aún más la vigencia de esta idea, en el marco de la cual hubo una marcada tendencia al desarrollo de la capacidad de generación hidráulica y a recurrir al comercio internacional solamente en situaciones extremas de desabastecimiento (en general derivadas de baja hidráulica).

La evaluación a posteriori acerca del alcance de los objetivos marcados debe ser positiva. Como se mostró en el numeral 1.1, en la actualidad i) no existen en el Uruguay "bolsones de desabastecimiento" de energía eléctrica ii) el país ha desarrollado al máximo su potencial hidráulico en gran escala, al nivel de satisfacer con su producción promedio la demanda actual del sistema eléctrico iii) la oferta se ha expandido armónicamente en función del crecimiento de la demanda (excepción hecha de las restricciones de consumo de electricidad - 1979 y 1989).

No obstante, a partir de fines de la década de los ochenta se han verificado cambios muy importantes a nivel interno y regional, que generan nuevas presiones sobre un modelo de desarrollo del sector eléctrico que paralelamente muestra señales de agotamiento.

1.3.2 Los cambios en el escenario interno.

Como ya fue observado en el numeral 1.1.1, ha habido un intenso crecimiento en el consumo final de energía eléctrica, que bajo el modelo de independencia energética impondría fuertes exigencias financieras vinculadas a la capacidad de producción. El mantenimiento de los ritmos actuales de crecimiento de la demanda impondrían un incremento medio del parque térmico de generación del orden de 130MW cada dos años, que evaluados a los costos actuales de inversión de turbinas de gas (equipamientos de menor costo por kW instalado) implican un monto bianual de aproximadamente US\$ 40:.

⁹ En el próximo capítulo se llevará a cabo un análisis más pormenorizado de los justificativos teóricos de esta estructura.

En segundo lugar, la reestructura productiva que enfrentó el país, en especial su sector industrial, impone no sólo exigencias al precio de los energéticos, sino también a las características de los mismos, en cuanto a limpieza para el uso y contaminación ambiental.

Por último, asociado al fenómeno anterior, la tendencia a considerar cada vez con mayor relevancia los derechos y el bienestar de los consumidores residenciales, en términos de precios de acceso a los energéticos y la calidad del servicio que se les brinda, incorpora una componente adicional al nuevo panorama. Obsérvese en relación a este tema la evolución notoriamente dispar que han mostrado el precio medio del kWh consumido por los clientes residenciales y el consumo por las grandes empresas manufactureras (grandes consumidores), evidenciando la existencia de subsidios de los primeros a los segundos, como fue mostrado en el numeral 1.1 (ver Cuadro 1.4).

1.3.3 El nuevo escenario regional.

También a nivel regional ha habido cambios estructurales muy importantes.

La evolución del sistema eléctrico argentino a partir de los primeros años de la década ha sido el principal elemento de cambio a tomar como un "dato" interesante para el desarrollo futuro del sistema uruguayo. El incremento de la participación del sector privado y la segmentación de la industria, creándose un mercado mayorista de energía eléctrica, ha determinado una marcada recuperación de su parque térmico, inducida por las oportunidades de rentabilidad y la intensidad de la competencia.

Por otra parte, la disponibilidad de recursos naturales (gas natural y energía hidráulica) ha generado un importante descenso de los precios de la energía eléctrica en el mercado mayorista, acentuado en el período reciente por el ingreso gradual de las máquinas de la Central Hidroeléctrica de Yaciretá (en el período agosto 1992 - diciembre 1997 pasó de 55 US\$/MWh a 22US\$/MWh) (Figura 1.2).

Paralelamente, el mercado eléctrico brasileño está mostrando señales de cambios regulatorios y estructurales importantes, como se mostrará en el capítulo próximo. La derogación de monopolios constitucionales tradicionales y la apertura a la iniciativa privada en el sector eléctrico, probablemente conducirán en el mediano plazo a un incremento de la inversión y de la capacidad instalada en generación y transmisión eléctrica.

1.3.4 Algunos signos de agotamiento del modelo tradicional.

Paralelamente a los cambios en el escenario interno y regional que se vislumbran para los próximos años, es posible plantear algunos indicadores de desempeño del sistema eléctrico, que si bien son parciales y limitados a la información disponible, evidencian algunas señales de "agotamiento" del modelo de desarrollo tradicional del sector eléctrico en Uruguay, y justifican la necesidad de una reestructura en la dirección planteada por la Ley 16.832 aprobada por el Parlamento en 1997.

1.3.4.1 *El consumo de energía eléctrica.*

En primer lugar, el Cuadro 1.5(b) permite observar que Uruguay se ha transformado en los últimos años (1994 en adelante) en el país de la región (sin tomar en cuenta a Paraguay) con menor consumo per cápita de energía eléctrica. Esta constatación es aún más ilustrativa si se toma en cuenta que en el caso de Argentina, la mayor parte de los usos calóricos residenciales a los que se destina la electricidad en Uruguay, se efectivizan con gas natural. A su vez, este consumo per cápita muestra un cierto enlentecimiento en su crecimiento en el caso de Uruguay (3,6% anual entre 1991 y 1996), que contrasta con la dinámica de Argentina (5,4% en el mismo período) y de Chile (7,5%), sistemas con una fuerte reestructuración en las últimas décadas.

Por su parte, no existen en Uruguay restricciones de oferta de energía eléctrica (salvo como se observa claramente en 1989) que restrinjan compulsivamente el consumo. Ello es consistente con los niveles que alcanza en Uruguay con respecto a los demás países el cociente entre producción de energía eléctrica y PBI.

1.3.4.2 Competitividad en precios.

El análisis comparativo de los precios de la energía eléctrica al consumo final muestra una pérdida de competitividad-precio de la industria eléctrica uruguaya en los últimos años. El Cuadro 1.6 muestra los precios medios¹⁰, con y sin impuestos, para tres categorías de consumo (residencial, comercial e industrial). Se percibe que en las tres categorías el sistema uruguayo muestra precios medios mayores a los de los demás países de la región. La Figura 1.3 muestra la evolución comparativa de los precios medios residenciales sin impuestos.

La observación anterior debe completarse con un análisis más desagregado de los precios, a nivel de empresas concretas suministradoras del servicio y categorías tipo de cliente predefinidas, de acuerdo al Cuadro 1.7. Se presentan precios finales para un conjunto de empresas distribuidoras de la región (Mercosur), en 1995 y 1997, y para cinco categorías de usuarios: una residencial, una comercial y tres industriales (con y sin impuestos).

El cuadro referido muestra que, a nivel residencial, comercial y de pequeñas empresas manufactureras, UTE tiene tarifas superiores a las de las demás distribuidoras, en especial cuando se consideran valores sin impuestos.

La situación anterior se revierte a nivel de grandes empresas industriales, categoría para la que las tarifas de UTE son las más bajas de la región, excepción hecha de ANDE (Paraguay).

¹⁰ Son precios medios expost, estimados como facturación total (en US\$) dividido ventas totales (en kWh).

En buena medida, esta percepción acerca de la competitividad relativa de UTE a nivel de los grandes usuarios es consistente con la evolución de precios medios internos por categoría tarifaria que se observó en el Cuadro 1.4. La dispar evolución entre precios residenciales y precios de grandes usuarios es reveladora de un fenómeno común: cuando un segmento de mercado se libera (o se somete a la disciplina de la competencia como en el caso de los grandes usuarios uruguayos), las disminuciones de precio se “trasladan” a los precios de las categorías “cautivas”, como es el caso de los consumidores residenciales o de pequeñas empresas¹¹.

Un diagnóstico preciso y ajustado acerca de las causas de esta baja competitividad en precios de la industria eléctrica uruguaya requiere un análisis en múltiples dimensiones (institucional, productiva, financiera, de gestión, etc.) que excede los límites de este trabajo. No obstante, a nivel de diagnóstico primario es posible percibir algunos elementos orientativos.

En primer lugar, el sistema eléctrico uruguayo muestra porcentajes de pérdidas de energía de 20% (con respecto a la producción), superiores a las de los sistemas vecinos (Argentina y Brasil), y Chile. En este último caso se observan niveles equiparables a lo que pueden considerarse estándares internacionales aceptables.

En segundo lugar, en relación a la productividad en la gestión del sistema, se pueden plantear algunos datos comparativos entre UTE y empresas eléctricas de la región que podrían considerarse como una referencia, en especial dados los fuertes procesos de reestructura y racionalización interna que han experimentado.

El primer comentario obligado tiene que ver con la evolución favorable que han mostrado algunos indicadores de productividad en el caso de UTE, en especial a partir de 1994. El cuadro a continuación muestra ratios de ventas y clientes por empleado, a nivel global de la empresa y a nivel de la distribución, los que muestran una evolución creciente en el período 1994-96.

UTE	1991	1992	1993	1994	1995	1996
kWh/funcionario (distribución)	821.705	1.134.019	1.011.574	842.274	889.713	1.001.511
kWh/funcionario (global)	462.136	647.200	568.763	468.424	507.632	569.465
Clientes/empleado (distribución)	169	171	176	178	185	205
Clientes/empleado (global)	95	98	99	99	106	117

Fuente: elaboración propia en base a Memorias Anuales (UTE).

El fenómeno anterior es obvia consecuencia del proceso de mejora de la gestión y reestructura interna que ha encarado la empresa.

¹¹ Este es un aspecto que deberá ser cuidadosamente analizado y controlado en el futuro, en el marco de una normativa de apertura a la competencia mayorista en el sector eléctrico uruguayo.

No obstante, este proceso debe seguir su avance, en la medida de que aún no se ha alcanzado niveles de productividad del recurso humano equiparables a los de otras empresas de la región, que un mercado integrado y con libre movimiento de factores de producción, serán competidoras (indirectas) de UTE en el mediano plazo. El cuadro siguiente muestra datos de 1995 que permiten inferir lo anterior:

Personal y ventas. UTE, CEMIG y EDENOR. 1995.

	Personal	Ventas (GWh)	Clientes	Ventas por funcionario (kWh)	Clientes por funcionario
UTE					
Distribución	5.794	5.155	1.073.793(*)	889.713	185
Global	10.155	5.155	1.093.141	507.632	107
CEMIG	16.452	35.905	3.590.500	2.182.409	218
Edenor	3.512	9.813	1.861.360	2.794.134	530

(*) Clientes en baja tensión.

Fuente: UTE – UTE en Cifras (1996); CEMIG – Mercado Eléctrico (No.22, 1996); Edenor – Mercado Eléctrico (No.20, 1996).

Es importante tomar en cuenta que para que las comparaciones sean consistentes, los ratios de UTE Distribución deben compararse con los de la empresa EDENOR (distribuidora de energía eléctrica), y los ratios de UTE Global deben compararse con los de CEMIG (empresa verticalizada de generación, transmisión y distribución, de similar estructura que UTE).

1.3.4.3 Competitividad en la calidad del servicio.

Por último, cabe tomar en cuenta que la competitividad de una empresa eléctrica debe ser analizada no sólo en términos del precio al que ofrece el suministro, sino también en términos de la calidad del propio servicio.

En términos generales, hay dos variables asociadas a la calidad del servicio eléctrico a nivel del consumidor:

- Nivel y estabilidad de la tensión de abastecimiento.
- Fallas o cortes intempestivos del servicio.

En esta área es donde se dispone de información más fragmentaria y menos adecuada para llevar a cabo análisis comparativos de la calidad del servicio.

Como una primer aproximación al tema es posible tomar en cuenta datos elaborados por la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER)¹², para 1994, acerca de indicadores de falla de empresas eléctricas: número promedio de fallas por cliente, y duración media de las fallas.

Interrupciones por cliente y duración media. 1994.

	UTE	EDENOR	CHILQUINTA (*)
Interrupciones/cliente	22,4	10,8	13,8
Duración media (hs.)	1,7	14,7	1,3

(*) Chile – Quinta Región.

No es posible de la información anterior extraer conclusiones, ni aún inferir elementos concretos, más allá del hecho de que en 1994 no parecían existir diferencias marcadas en la calidad del servicio (fallas) entre UTE y Edenor (aunque sí se nota mejor posicionada a Chilquinta). Tómese en cuenta que el indicador anterior es un indicador agregado a nivel nacional, que no toma en cuenta las heterogeneidades derivadas de la dispersión territorial de la demanda y los diferentes niveles de conservación de la red de distribución sobre todo el territorio.

No se dispone de datos adicionales acerca de la evolución de los indicadores de falla a nivel de UTE, aunque se presume que en el período 1995-97 han evolucionado favorablemente en función del proceso de mejora de gestión encarado por la empresa.

En el caso de Edenor, se percibió en ese período una evolución muy favorable de los indicadores, inducida por tres factores: la existencia de un marco regulatorio estricto acerca de las penalizaciones por calidad, una fiscalización cercana de los estándares de calidad por parte del ente regulador, y la existencia de “competencia indirecta” con los demás concesionarios regionales de distribución, en especial Edesur (la otra concesionaria de distribución en la Capital Federal).

¹² Datos Estadísticos – Empresas Eléctricas. CIER – 1996.

Entre 1994 y 1996 en Edenor, el número de interrupciones por cliente pasó de una media de 10,8 a 3,4 por año, y la duración media de las mismas pasó de 14,7 horas a 5,2 horas¹³.

Edenor. Evolución de indicadores de falla.

	1992	1993	1994	1995	1996
Interrupciones / cliente	13	13	10,8	3,4	3,1
Duración media (horas)	22	22	14,7	5,4	5,2

Fuente: Mercado Eléctrico (Nos. 14, 20, 24)

Es posible extraer a partir del análisis anterior una conclusión básica: en 1994 UTE tenía un posicionamiento en la calidad del servicio que puede considerarse equiparable al de empresas de la región, y que luego fue seguido por procesos de mejora en la totalidad de ellas (en UTE por lo que ha sido su estrategia autoasumida de mejora de la gestión, en las distribuidoras argentinas inducido por el nuevo marco regulatorio).

En síntesis, parece razonable formular una hipótesis para el desarrollo futuro del trabajo, y que en próximas etapas de investigación deberá ser confirmada o deshechada a partir de información adecuada: no existen en la actualidad diferencias apreciables en la calidad del servicio ofrecido por UTE y sus competidoras “indirectas” de la región.

1.3.5 Los desafíos futuros del sector eléctrico.

Es en este nuevo escenario interno y regional que deberá desarrollarse y expandirse el sector eléctrico uruguayo en los próximos años. Está pautado por un incremento en las presiones de la demanda (tanto en precio como en calidad de servicio), el agotamiento de los recursos naturales propios y un fuerte desarrollo reciente y previsto de la oferta regional.

En esta situación los desafíos futuros son importantes, más aún si se toma en cuenta que el sistema eléctrico uruguayo está mostrando en su desempeño algunas señales de “agotamiento” en lo que se refiere a su estructura organizativa e institucional.

Las mejoras de competitividad y la expansión futura del sector eléctrico deberán asignar un papel importante a los cambios en la organización y eficiencia de corto plazo del sistema, y a una inserción flexible en el comercio regional de energía, como forma de alcanzar una trayectoria de expansión de la oferta que pueda considerarse óptima.

¹³ Mercado Eléctrico (Nos. 20 y 24 – 1996 y 1997).

2 LA ORGANIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO. TENDENCIAS RECIENTES A NIVEL INTERNACIONAL.

El análisis de los cambios propuestos en el marco regulatorio del sector eléctrico uruguayo debe ser realizado desde una perspectiva global, que permita tener en cuenta tres factores:

- Las especificidades de la industria eléctrica, que determinan las características principales de las estructuras de mercado predominantes, y las estrategias que las empresas adoptan en su interior.
- La modalidad tradicional de organización que la industria eléctrica ha adoptado a lo largo del siglo, que constituye una referencia básica para analizar los cambios que se están registrando desde los años 80.
- Los nuevos modelos de organización que la industria eléctrica está adoptando en diversos mercados, dando cuenta de las modificaciones observadas en las condiciones básicas tecnológicas y de mercado.

2.1 *La industria eléctrica. Algunos conceptos básicos.*

La producción y comercialización de energía eléctrica consta desde el punto de vista tecnológico de tres etapas:

2.1.1 Generación.

Consiste en la producción de energía eléctrica. A gran escala, normalmente puede tener tres orígenes básicos:

- Combustibles fósiles no renovables como el fuel oil, diesel oil, gas natural o carbón, en centrales térmicas (ciclos de vapor, turbinas de gas, ciclos combinados).
- Recursos hidráulicos, a través de represas o centrales hidráulicas.
- Combustibles nucleares, a través de centrales en base a ciclos de vapor.

Existen dos magnitudes asociadas a la generación de energía eléctrica que son relevantes:

- La potencia que una instalación de generación puede ofrecer. Es una magnitud instantánea, que refleja la máxima cantidad de energía que una central puede generar durante una unidad pequeña de tiempo. Es común medirla en MW (megavatios) o kW (kilovatios).
- La energía producida a lo largo de un período de tiempo. Implica el funcionamiento continuo de la central durante un lapso determinado, en el cual la integral en el tiempo de la potencia generada determina el total de energía producida por la central. Es común medirla en MWh (megavatios.hora) o kWh (kilovatios.hora).

Durante mucho tiempo la actividad de generación de energía eléctrica observó fuertes economías de escala para su desarrollo. Esto es, los tamaños mínimos económicos necesarios para llevar a cabo la actividad en forma eficiente (del orden de los cientos o miles de MW) eran muy grandes con respecto al tamaño de los mercados eléctricos nacionales.

La situación anterior, sumada al hecho de que para generar energía se dispone muchas veces de recursos naturales no renovables, condujo a que los sistemas eléctricos nacionales estuvieran organizados a través de redes de transmisión interconectadas, a las cuales se vinculan las centrales de generación.

A nivel de sistemas aislados es posible el uso de fuentes renovables tales como la energía eólica o solar, pero su factibilidad técnica o económica para la generación a gran escala en sistemas interconectados aún está en etapa de investigación, y por lo tanto lejos de ser aplicada en el sistema interconectado uruguayo.

2.1.2 Transmisión de energía eléctrica.

La energía producida en las centrales de generación debe ser transportada a los centros de consumo de energía eléctrica, a través de líneas de transmisión de alto voltaje (o tensión). Normalmente las tensiones de transmisión se miden en kV (kilovoltios).

El voltaje o tensión de transmisión es una magnitud directamente asociada a las pérdidas que se verifican por el transporte de energía en una línea. Mayores voltajes o tensiones de transmisión permiten disminuir sensiblemente las pérdidas que se verifican.

En ese sentido, la energía que se genera a bajos voltajes en las centrales (decenas de kV) se transforma a voltajes más altos, siendo normal que los sistemas de transmisión utilicen voltajes del orden de 500 a 150kV. Dado que mayores niveles de tensión implican mayores requisitos de seguridad, estas tensiones son aplicables para transmisión en grandes distancias y áreas no pobladas.

2.1.3 Distribución de energía eléctrica.

El acceso de la energía eléctrica a los consumidores finales requiere que la energía transmitida por las líneas de alta tensión sea distribuida a través de redes locales.

Para ello, la energía eléctrica transmitida en alta tensión se debe transformar en una primera etapa a tensiones medias (ej. 60, 30, 15, 6kV) y posteriormente a baja tensión apta para el consumo final (ej. 220V).

Así como las redes de transmisión en general tienen carácter nacional, interconectando y vinculando sistemas de generación dispersos en grandes espacios territoriales, las redes de distribución tienen un carácter zonal o local, y conforman en un sistema interconectado “grandes nodos” de consumo de la energía producida por las centrales de generación.

Dado que tanto la transmisión como la distribución de energía eléctrica requieren de la existencia de una red física a través de la cual se presta el servicio, existen naturales economías de escala en su prestación, lo que habilita su caracterización como monopolio natural.

2.2 *La organización tradicional de la industria eléctrica.*

A lo largo de este siglo, las estrategias de las empresas y la estructuración de la industria eléctrica en todo el mundo ha sido pautado por los siguientes elementos básicos:

- La característica de Servicio Público de la actividad de suministro eléctrico. El carácter difundido y esencial que la energía eléctrica muestra como insumo productivo y como bien de consumo final, implicó poner énfasis en la garantía de suministro, atención al crecimiento de la demanda y la contención de las tarifas al consumo.
- La existencia de economías de escala (configurando un monopolio natural) en las tres etapas de la industria: generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica al consumidor final.

Ello dio lugar hasta los años 80 a una industria eléctrica caracterizada por los siguientes rasgos estructurales:

- Integración vertical de las tres etapas en una misma empresa, a los efectos de aprovechar las economías de escala en cada etapa y asegurar el acceso al mercado por parte de las empresas generadoras.
- Asignación de exclusividad territorial a las empresas actuantes por parte de los estados, enfrentando éstas como contrapartida la obligatoriedad de suministro a tarifas reguladas.
- Importante participación del Estado (en especial en A. Latina). El Estado actuó muchas veces como suministrador directo del servicio eléctrico a través de empresas estatales, o como garante del mismo, tomando riesgos o efectuando transferencias presupuestarias al sector.

La Figura 2.1 esquematiza la estructura predominante en la industria eléctrica hasta la década de los 80, tanto a nivel de los EEUU, como de Europa o América Latina. Este modelo predominante sin embargo, se ha visto enfrentado a importantes transformaciones en sus condiciones básicas, que han inducido transformaciones drásticas en su estructura durante las últimas dos décadas.

2.3 *Cambios en las condiciones básicas y nuevos modelos de organización de la industria eléctrica.*

En los últimos veinte años se han verificado cambios muy importantes en las condiciones básicas de la industria eléctrica, tanto a nivel tecnológico como económico.

A nivel tecnológico, el principal factor de cambio ha sido la reducción del tamaño mínimo económico de las centrales de generación, al desarrollarse e implementarse exitosamente tecnologías eficientes a pequeña escala. Obsérvese como ejemplo la generación mediante gas natural en turbinas de gas o ciclos combinados. En la actualidad, un ciclo combinado de 250MW tiene similar costo unitario de inversión que uno de 800MW.

En segundo lugar, el avance vertiginoso de la informática y de las telecomunicaciones en sus aplicaciones a la industria eléctrica (programación, control y medición), permiten factibilizar estructuras segmentadas que hace unas décadas hubieran mostrado costos de transacción extremadamente altos.

A nivel económico, la integración e interconexión física de mercados eléctricos nacionales (derivada de la tendencia a la integración y apertura económica a nivel global), con el objetivo de optimizar los recursos disponibles ampliando la dimensión de los mercados, ha sido un fenómeno observado en especial a nivel de la Unión Europea y América Latina. Esta ampliación de la dimensión de los mercados conduce obviamente a una neutralización adicional de las economías de escala que pudieran existir hasta el momento.

Por su parte, las dificultades financieras, institucionales y operativas para ejecutar inversiones en grandes centrales hidroeléctricas y en especial de acuerdo a los costos previstos¹⁴, han obstruido en muchos casos la utilización potencial de recursos hidráulicos a gran escala y con costos operativos muy bajos.

Estos cambios en las condiciones básicas de la industria han llevado a la convicción generalizada en medios académicos y cada vez más en los “policy makers”, de que la etapa de generación ya no constituye un “monopolio natural” como había sido tradicionalmente considerado, y cabe la posibilidad de percibir los beneficios de un régimen abierto y competitivo en la producción de energía eléctrica.

En ese marco conceptual, a lo largo de las últimas dos décadas se han ido verificando gradualmente cambios estructurales en la industria eléctrica, tendientes en su conjunto a facilitar la competencia en la etapa de la generación, levantando las barreras a la entrada a un segmento del mercado tradicionalmente restringido a la presencia de grandes operadores con un importante poder de mercado.

Esa reestructura ha seguido las siguientes pautas:

- Segmentación de la industria en las tres etapas (generación, transmisión y distribución), a los efectos de crear un mercado mayorista a nivel de la producción de energía eléctrica, y a la vez limitar el poder de monopolio que pueden ejercer generadores que a la vez sean transmisores o diistribuidores.¹⁵

¹⁴ Como ejemplo, tómesese en cuenta que al presente, la central hidroeléctrica de Yaciretá ha acumulado una inversión tres veces más grande que la prevista inicialmente.

¹⁵ En muchos casos, los derechos de propiedad previamente adquiridos por empresas generadoras sobre las líneas de transmisión impiden la segmentación del mercado en términos de la propiedad de los activos. No obstante en empresas ya verticalizadas, se recurre a la obligación de tratamiento no discriminatorio de los transmisores hacia los generadores, a la explicitación de precios de transferencia y el manejo de contabilidades y planes de cuentas “separados” para cada etapa.

- Introducción de la competencia a nivel de la generación, permitiendo a los distribuidores y grandes consumidores de energía eléctrica la libre contratación de su abastecimiento con el generador que se adecue de mejor forma a sus requerimientos de precio y modalidad de suministro de la energía. Se da lugar de esa forma a mercados mayoristas de energía eléctrica.
- Habilitación de las instalaciones de transmisión y distribución al pasaje de energía de terceros, previo pago de un “peaje”, condición normalmente denominada como libre acceso de terceros a la red.
- A los efectos de garantizar a los inversores y agentes del mercado condiciones de competencia claras y equitativas, y a los consumidores un control y un seguimiento de las condiciones de continuidad y calidad del servicio, se produce una nítida separación de papeles del Estado, en su carácter de “Estado Empresario” y “Estado Regulador”. Las “reglas de juego” de la competencia y el control del funcionamiento del mercado dejan de ser definidas y efectivizadas por uno de los agentes del mercado (la empresa pública), para ser establecidas por un “tercero”: el Estado establecido como autoridad regulatoria.

La Figura 2.2 representa esquemáticamente la dirección en que han avanzado y continúan avanzando los cambios en la industria eléctrica a nivel internacional, esquematizando un modelo de estructura que puede definirse como de Competencia Mayorista.

A nivel internacional es posible presentar sintéticamente antecedentes diversos de reestructura del sector eléctrico, que permiten enmarcar desde una perspectiva más amplia los cambios que se están planteando en el caso uruguayo.

2.3.1 Chile.¹⁶

El proceso de reestructuración del sector eléctrico en Chile comenzó en 1982, constituyendo la primer referencia aplicada a nivel internacional. En ese año se concretaron las dos disposiciones que pautaron su evolución:

- Por un lado, el Estado procedió a la reestructuración de las dos principales empresas eléctricas, Endesa y Chilectra, ambas verticalizadas, en base a un esquema de holdings. Se recurrió a la formación de filiales a nivel de generación (en base a grupos de centrales) y a nivel de la distribución (en base a distribuidoras regionales).
- Por otro lado, se promulgó la Ley Eléctrica (Decreto con Fuerza de Ley No.1 – DFL1), que generó importantes transformaciones a nivel legal e institucional.

A nivel legal, a partir del DFL1:

¹⁶ Esta síntesis toma como referencia principal los trabajos de Gonzalo Giménez Seminario (“Gerencia Estratégica de la Empresa Eléctrica. El Caso Chileno”, publicado en la Revista de CIER – Año V/No.17 – setiembre 1996) y de Marcelo Silva Iribarne (“Privatización de Empresas Eléctricas: La Experiencia Chilena”, publicado en Energía 2000 – Fundación PAX – febrero 1995).

- Se reguló la producción, el transporte, las concesiones de distribución y la fijación de tarifas eléctricas.
- Se dio reconocimiento oficial a la competencia en la generación, y al monopolio en la transmisión y la distribución. Las normas para la coordinación de la operación en generación y transmisión se promulgaron en 1985.

A nivel institucional, el DFL1 definió las atribuciones de los organismos involucrados en la regulación y control del sector eléctrico:

- Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.
- Comisión Nacional de Energía.
- Superintendencia de servicios eléctricos y combustibles.
- Centro de Despacho Económico de Carga.

La industria eléctrica chilena atravesó posteriormente (1981-87) por un proceso de privatización de sus activos, tanto a nivel de la generación (ENDESA y Chilgener, filial de Chilectra) como de la distribución (filiales de distribución de ENDESA y Chilectra), que derivó en una mayoritaria participación privada en los tres segmentos del negocio: 85% en generación, 90% en transmisión y 98% en distribución.

El período 1987-91 fue un período de racionalización de la estructura empresarial, ya bajo la órbita del sector privado, basada en mejoras operativas para ganancia de eficiencia, reestructuración organizacional (racionalización administrativa, terciarización de actividades y filialización) y fortalecimiento interno (capacitación de personal, desarrollo del know how básico del negocio e implementación de incentivos).

En síntesis, la reestructura de la industria eléctrica chilena se basó en un conjunto de criterios generales comunes con los procesos observados en otros países:

- Apertura de los segmentos de generación y transmisión, creando condiciones de competencia en el primero para la venta a grandes consumidores (más de 2MW de carga instalada) o distribuidoras.
- Funcionamiento regulado en la distribución, en base a zonas de concesión, y normas explícitas y objetivas.
- El sistema de precios y en especial de peajes en transmisión y distribución no limita la rentabilidad que pueden obtener operadores eficientes, pero tampoco garantiza rentabilidades a operadores ineficientes, evitando traspasar ineficiencias a los usuarios finales.

Es importante resaltar la acción de la Comisión Nacional de Energía en la coordinación de las iniciativas de inversión. Este organismo realiza periódicamente un plan de obras indicativo o de referencia, que sintetiza las iniciativas y los estudios de factibilidad que los inversores presentan, y que es la base para la determinación del sistema de precios. Dichos precios y sus estabilidad en el tiempo son los que inducen la concreción de las inversiones necesarias para abastecer la demanda del mercado.

El sistema de precios muestra tres categorías:

- Precios libres. Los precios y condiciones de suministro (técnicas y comerciales) para los grandes clientes (carga superior a los 2MW) se negocian libremente entre éstos y los generadores.
- Precios para clientes con cargas inferiores a los 2MW, basados en el costo marginal de satisfacer la demanda de potencia (kW) y energía (kWh) en cada uno de los nodos de entrega a las redes de distribución, más un Valor Agregado de Distribución (estimado en condiciones de eficiencia).
- Precios de transferencia de energía entre generadores, que corresponden a los costos marginales de corto plazo del sistema de generación.

El sistema chileno ha mostrado en los últimos años una marcada intensificación competitiva, que ha conducido a una estabilización de los precios de los precios medios finales de la energía eléctrica en dólares corrientes, a niveles más bajos que los países del Mercosur, con la excepción de Paraguay (ver Figura 1.3) (situación que se prevé sustentable en el tiempo en función de la futura importación de gas de Argentina).

Por otra parte es posible observar un nivel de pérdidas agregadas del sistema eléctrico que pueden considerarse compatibles con exigencias internacionales en la industria (del orden de 10% - ver el Cuadro 1.5).

No obstante, es posible que en los próximos años el sistema chileno ingrese en una etapa de “sintonía fina”, en lo que refiere a los incentivos para las inversiones en transmisión y el cumplimiento de las exigencias en la calidad del servicio.

2.3.2 Gran Bretaña.¹⁷

La estructura actual del sector eléctrico en Inglaterra y Gales, es el resultado de un proceso de reestructura iniciado en el año 1990. Las principales transformaciones experimentadas fueron las siguientes:

- El antiguo Central Electricity Generating Board (CEGB), responsable de la generación y transmisión en alta tensión, fue dividido en cuatro empresas:
 - National Power y Power Gen, generadoras a partir de combustibles fósiles (carbón y fuel oil).
 - Nuclear Electric, generadora de energía nuclear.
 - National Grid Company (NGC), responsable y propietaria de la red de transmisión de alta tensión.
- Los antiguos Area Electricity Boards (doce en total), responsables de la distribución, se convirtieron en las Regional Electricity Companies (RECs).
- Existen además en Inglaterra y Gales, generadores independientes que comercializan su energía en el sistema y autoprodutores.

¹⁷ Esta sección toma como referencia los trabajos de José María Arraiza Cañedo (“Modelos Internacionales de Regulación de los Sectores Eléctricos”, publicado en la Revista de CIER – Año V/No.15 – marzo 1996) y de Richard Tomiak (“Riesgos de la comercialización de la energía- El caso de Inglaterra”, publicado en la Revista de CIER – Año VI/No.20 – junio 1997).

La actividad reguladora y de control, está a cargo del Secretario de Estado de la Energía y del Director General de Electricidad. Ambos cuentan con el apoyo técnico de un organismo no ministerial, Office of Electricity Regulation (OFFER).

2.3.2.1 *Las empresas generadoras.*

Existen tres tipos de empresas generadoras:

- Nuclear Power, PowerGen y Nuclear Electric.
- Generadores independientes.
- Autoproductores (grandes consumidores).

A su vez, el destino de la energía generada por una empresa que obtuvo su correspondiente licencia, puede ser:

- El consumo propio.
- La venta al "pool" de energía eléctrica.
- La venta a un suministrador (RECs).
- La venta directa a grandes abonados.

Con el fin de evitar la creación de monopolios integrados verticalmente, existen límites para la participación de empresas distribuidoras en el negocio de la generación:

- La empresa generadora debe conformar una filial separada de la distribuidora.
- La potencia propiedad de la distribuidora no puede pasar del 15% de las necesidades de potencia del mercado.

En la etapa de generación no hay control de precios, estando sujeta por completo a la competencia. La misma se concreta a través de un pool que fija cada media hora un precio marginal del sistema. Los precios que declaran los generadores al pool son precios comerciales, que pueden estar vinculados o no al costo de producción, modalidad que en presencia de pocos competidores ha conducido en ciertos períodos a inestabilidad de precios y fenómenos de colusión anticompetitiva.

2.3.2.2 *La Red Nacional y el "pool" de electricidad.*

La National Grid Company (NGC) es propiedad de las 12 compañías regionales de distribución, con una participación mínima de (5.4%).

La NGC es propietaria de la red de alta tensión y responsable de su gestión. Por otra parte, administra el denominado "pool" de electricidad. El "pool" es básicamente un conjunto de acuerdos contractuales, que determinan las transacciones físicas de electricidad que deben llevarse a cabo y sus respectivos precios.

Por tanto, es misión de la (NGC) el control centralizado y el despacho de todas las centrales con una potencia neta superior a 100 MW, y la gestión y liquidación de las operaciones del pool.

Para financiar sus actividades, la (NGC) implementó un doble sistema de tarifas: tarifas de acceso al sistema, para entrega y retiro de energía, y tarifas de utilización del sistema. Dado que el segmento de transmisión es un monopolio, sus tarifas están controladas.

2.3.2.3 *Empresas suministradoras.*

Las (RECs) realizan dos tipos de negocio:

- El negocio de distribución o gestión de la red de media y baja tensión.
- El negocio de suministro, consistente en la compra de electricidad al pool y su venta a clientes.

En relación al primero, constituye la principal fuente de beneficios para las empresas y es el que está sometido a menores incertidumbres. Las licencias de las RECs limitan los precios que pueden imponer para el uso de sus redes de distribución, tomando en cuenta especificidades de cada empresa.

El mercado de suministro puede descomponerse en dos segmentos:

- Un segmento cautivo, aislado de la competencia externa, formado por clientes que sólo pueden ser suministrados por la compañía de su región (clientes con una demanda máxima menor a 100 kW).
- Un segmento libre, formado por clientes que pueden ser abastecidos por la compañía regional u otro "suministrador de segundo nivel".

Está previsto que a partir del presente año (1998), desaparezca el segmento cautivo a nivel de la distribución o suministro, pasando de un segmento de libre competencia que aglutinaba 50.000 clientes de demanda superior a 100Kw, a uno de 22 millones de clientes.

Esta situación, sumada a la inestabilidad de precios mayoristas y fenómenos de colusión que se han percibido en el pool, genera altos riesgos para las empresas distribuidoras. Se ha desarrollado en consecuencia una variada gama de modalidades contractuales tendientes a disminuir el riesgo comercial a que se enfrentan los REC's (Contratos por Diferencia, Power Purchase Agreements y Electricity Forward Agreements).

Puede decirse que en buena medida, el modelo inglés es un caso extremo en cuanto a segmentación de la industria y apertura a la competencia en la generación, pudiendo esquematizarse la misma a través de la Figura 2.3.

2.3.3 Argentina.¹⁸

2.3.3.1 *Marco general.*

La transformación del sector eléctrico argentino a lo largo de la presente década ha sido pautada por la Ley 24.065, aprobada por el Congreso argentino en enero de 1992.

El objetivo de la ley fue el de dar lugar a un régimen competitivo a nivel de la generación de energía eléctrica, para lo cual se segmentó la industria en las tres etapas: generación, transmisión y distribución. Además se definieron los siguientes agentes: generadores, distribuidores, transportistas y grandes usuarios (carga superior a los 100kW).

La Secretaría de Energía fue la ejecutora de lo establecido en la Ley 24.065. A nivel de la generación se creó un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), librado a condiciones de competencia. A nivel del transporte y la distribución, dada su condición de monopolio natural, se establecieron contratos de concesión (por zonas en el caso de la distribución), y se fijaron además normas de acceso no discriminatorias a la red de transmisión por parte de los generadores.

El Estado participa en el mercado como regulador y fiscalizador, a través de dos organismos: la Secretaría de Energía y el Ente Nacional Regulador Eléctrico (ENRE).

El organismo encargado del despacho y de la administración del MEM es la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista Sociedad Anónima (CAMMESA), de cuya propiedad y dirección participan todos los agentes activos del MEM: generadores, distribuidores, grandes usuarios, transportistas y el Estado.

A nivel del MEM existen tres segmentos de mercado:

- Mercado a Término, mediante contratos pactados libremente por los generadores con distribuidores o grandes consumidores.
- Mercado Spot, al precio horario de “cierre” del mercado mayorista, definido a través del despacho económico e independiente de los precios del mercado a término.
- Mercado Estacional Estabilizado, sólo para distribuidores, al precio spot medio previsto para cada período de seis meses.

Existen a su vez remuneraciones complementarias a los generadores que son despachados (por la potencia puesta a disposición del sistema), y contratos de reserva fría a través de los que ciertos generadores ponen su potencia a disposición de otros generadores, distribuidores o grandes usuarios, como respaldo.

Tanto los peajes de transmisión, como los valores agregados de distribución y las tarifas finales para usuarios con cargas inferiores a 10kW, son regulados.

¹⁸ Esta síntesis toma como referencia principal los trabajos de Alfredo Mirkin (“Evolución, de la transformación del sector eléctrico en Argentina”, publicado en la Revista de CIER – Año VI/No.20 – junio 1997), de Beatriz Arisu y Luis María Caruso (“Descripción del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino”, publicado en Energía 2000 – Fundación PAX – febrero 1995) y de Graciela Díaz de Hasson (“Los resultados de la reforma eléctrica argentina”, publicado en Energía 2000 – Fundación PAX – febrero 1995).

2.3.3.2 *La evolución del sistema eléctrico argentino.*

Transcurrido un lapso prudente de implementación del marco regulatorio argentino, es posible llevar a cabo algunos comentarios acerca del desempeño observado de la industria, tanto a nivel mayorista como minorista.

A nivel del mercado mayorista, debe concluirse que el objetivo de inducir competencia a nivel de la generación ha sido alcanzado. Basta para ello tomar en cuenta la evolución del número de agentes del sector (no sólo en la generación) que se describe en el cuadro siguiente:

Agentes del mercado eléctrico argentino.

	Agosto 1992	Octubre 1996
Generadores	13	43
Autogeneradores	0	9
Transportistas	5	7
Distribuidores	21	28
Grandes usuarios	0	724
TOTAL DE AGENTES	39	811
TOTAL DE CONTRATOS	0	757

Fuente: Mirkin (1997) – Op.cit.

El proceso de apertura a la inversión privada y la habilitación de la competencia a nivel mayorista tuvo importantes resultados en cuanto a algunas variables relevantes:

- Una disminución marcada de los niveles de indisponibilidad térmica del parque de generación.
- Adicionalmente, el sector eléctrico argentino ha pasado de estar en una situación de sub-oferta de generación en 1989/90, a una situación de sobre-oferta, que lo posiciona muy competitivamente para la exportación a la región.
- Se ha percibido una evolución francamente descendente de los precios spot en el MEM (ver Figura 1.2), producto de la intensificación de la competencia.

Las etapas de transmisión y distribución también mostraron mejoras en sus indicadores de desempeño, en especial en lo referente a pérdidas e índices de falla. En el numeral 1.3.4 se hace referencia a la disminución de pérdidas agregadas del sistema (pasaron de 20 a 17% en el período 1992-96), y a las mejoras en la calidad del servicio mostradas por empresas distribuidoras¹⁹.

Con respecto a la mejora en la calidad del servicio de distribución, cabe señalar el efecto que posiblemente ha tenido en el caso argentino el proceso de competencia “indirecta” entre distribuidoras. Esta competencia indirecta está basada en el contraste que es posible llevar a cabo entre el desempeño de distintas concesionarias de distribución, cuando su actuación es observada, controlada y penalizada en base a indicadores claros y objetivos de calidad del servicio por parte del Ente Regulador.

¹⁹ Obsérvese a estos efectos el ejemplo de EDENOR, que entre 1992 y 1996 pasó de 13 a 3 interrupciones anuales por cliente y de 22 horas de duración media a 5 horas de duración media).

2.3.3.3 *Algunas consideraciones adicionales.*

Existe una percepción generalizada por parte de los actores del mercado eléctrico argentino de que el desempeño técnico y económico del sistema ha mejorado a partir de 1993.

No obstante, la apertura del sistema y el hecho de que su desarrollo de largo plazo está basado en las iniciativas privadas, determina la necesidad de “afinamientos” permanentes en el sistema de incentivos para generadores y trasmisores.

En el caso de los generadores, porque la incentivación de la competencia ha volcado las nuevas inversiones a la tecnología de turbinas de gas, de bajo costo de inversión pero también baja eficiencia técnica en el uso del gas natural. En ese sentido, el sistema argentino parece ser débil en los incentivos (o “referentes” como en el caso chileno) que orienten las iniciativas de inversión privada hacia modalidades más eficientes en el uso del recurso natural.

A nivel de los transportistas, se señala que la remuneración que perciben sólo cubre el mantenimiento de las redes y equipos existentes, y que las señales no son adecuadas ni para la reposición de equipos a final de la vida útil ni para realizar ampliaciones menores²⁰.

Por su parte, a nivel de los distribuidores y en función de la evolución descendente que ha tenido el precio spot, los incentivos para recurrir al mercado a término son débiles, optando por volcarse al mercado spot estacionalizado.

Paralelamente, la alta participación de la generación hidroeléctrica induce oscilaciones en la generación termoeléctrica, lo que se traduce en variabilidad de los precios spot. Los generadores sostienen que este mecanismo de formación de precios incrementa la incertidumbre, y se propone la incorporación al precio de señales de largo plazo adicionales. Por su parte, los Grandes Usuarios sostienen que el pago por potencia puesta a disposición ya constituye una señal de mediano plazo, y que las fluctuaciones de los precios spot son una consecuencia natural del modelo vigente.

Como se observa, los problemas de incentivos y coordinación entre los agentes, así como los costos de transacción derivados, no son pocos, y se renuevan en el tiempo, factor que ha determinado la necesidad de una normativa flexible y cambiante, situación que a su vez ha sido criticada por los agentes.

Ahora bien, los problemas anteriores están en la esencia de un sistema abierto y competitivo de generación, que implica mayores costos de transacción globales. Frente a esta situación, parecería que el mercado eléctrico argentino enfrenta una etapa de búsqueda de “equilibrio organizativo” en su futuro, sin cuestionar los fundamentos del sistema adoptado.

²⁰ Los transportistas están inhabilitados para tomar la iniciativa de ampliación de la red, salvo inversiones menores.

2.3.4 Brasil²¹.

A través de la Ley 8987/95 (estableció procedimientos de privatización de activos de las empresas eléctricas) y de la Ley 9074/95 (estableció los parámetros y normas que regulan la competencia a nivel de la generación), el sistema eléctrico brasileño ingresó en un intenso proceso de reestructura, orientado definitivamente a instaurar “reglas de juego” compatibles con las que rigen en el mercado argentino.

Los elementos principales que caracterizan esta reestructura son los siguientes:

- Se definen dos grupos de generadores: concesionarios existentes y nuevos productores independientes, los que intensificarán la competencia entre sí en un proceso gradual hasta el año 2003.
- Los intercambios se verificarán en un Mercado Mayorista de Electricidad, que despachará las plantas en función de sus costos de operación y mantenimiento.
- Los distribuidores o generadores con ventas anuales superiores a los 100 GWh estarán obligados a comprar o vender en el mercado mayorista.

En los primeros años de liberalización será predominante el mercado a término. Los distribuidores deberán abastecerse con contratos por 15 años, con un mínimo de demanda cubierta decreciente (100% en los primeros seis años, 90% en el año siete, y 10% menos por año luego). Los déficits o excesos de abastecimiento se transan en el mercado mayorista.

Los flujos de energía serán gestionados por un operador independiente del sistema de transmisión, que tendrá la responsabilidad del despacho centralizado de carga y de garantizar el libre acceso de terceras partes a la red.

Dada la alta dependencia hidráulica del sistema, su seguridad de abastecimiento y su equilibrio se verá respaldada en un Mecanismo de Reasignación de Energía (ERM) entre los generadores hidráulicos. Por este mecanismo los generadores con exceso de energía (agua) se la adjudican a generadores con déficit, en retorno a un pago.

En buena medida, los arreglos contractuales en el período de transición están volcados a privilegiar y racionalizar la generación hidráulica potencial del sistema brasileño, lo que ha generado dudas sobre la posibilidad de disponer de una efectiva competencia por parte de generadores independientes.

No obstante, resulta claro que el sistema brasileño avanza “a alta velocidad” a un modelo competitivo a nivel de generación, adecuado a las pautas de organización que se prevé regirán en el mercado regional en el mediano plazo, y que habilitará un comercio flexible de electricidad al menos con Argentina.

²¹ Ver como referencia “IPPs to sink into de Brazilian Pool” (Power in Latin America, January 1998).

2.3.5 La Unión Europea²².

Luego de un largo proceso discusión que comenzó en 1990, la Unión Europea aprobó en diciembre de 1996 la Directiva de Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, a incorporarse en los ordenamientos nacionales en 1999.

Esta Directiva está basada en las siguientes pautas:

- Competencia en generación, a través de un acceso a las redes de transmisión nacionales que puede adoptar dos modalidades: Acceso Negociado o Sistema de Comprador Unico. Ambos sistemas operarán de acuerdo a criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios. Los estados miembros velarán por que las empresas eléctricas funcionen con arreglo a la directiva.
- Las inversiones en generación podrán llevarse a cabo a través de sistemas abiertos de autorización, o por licitaciones que deberán realizarse siguiendo criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.
- Los estados miembros deberán designar gestores de sus redes de transmisión y distribución, encargados de la explotación, mantenimiento y desarrollo de la red en un área determinada, así como las conexiones con otras redes.
- Las empresas verticalmente integradas llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas para la generación, transmisión y distribución, y de forma consolidada para actividades no eléctricas, evitando subsidios cruzados y distorsión de la competencia.
- Apertura progresiva del mercado comunitario al comercio entre los países.

La modalidad de avance a un sistema competitivo en generación que ha adoptado la Unión Europea muestra un carácter pragmático, necesario a los efectos de compatibilizar sistemas eléctricos que aún mantienen estructuras monopólicas y verticalizadas (Francia, Alemania) con sistemas con un fortísimo grado de segmentación y apertura a la competencia mayorista y minorista (Gran Bretaña).

²² Ver como referencia el trabajo de Pedro Rivero Torre y Jesús Aranceta Sagarminaga “El Mercado Unico de la Electricidad en la Unión Europea” (publicado en Estrategias de Desarrollo Energético en Mercados Integrados, Montevideo, Noviembre de 1997).

3 LA PROPUESTA DE REFORMA EN EL CASO URUGUAYO.

En setiembre de 1997 fue aprobada por el Parlamento la Ley 16.832 de Marco Regulatorio Eléctrico, luego de un prolongado tratamiento del proyecto presentado por el Poder Ejecutivo en julio de 1995.

Este nuevo marco regulatorio tiene como objetivo general dar lugar en el sistema eléctrico uruguayo a un mercado competitivo en la etapa de generación de energía eléctrica, manteniendo incambiadas las condiciones de monopolio natural en las etapas de transmisión y distribución.

Es claramente un objetivo consistente con la evolución que se percibe durante las últimas dos décadas en la industria eléctrica, tanto a nivel internacional como regional, de acuerdo al análisis desarrollado en el capítulo anterior.

Por otra parte, es un marco normativo equiparable al que rige actualmente en la región (Argentina y Brasil) y que habilita al sistema uruguayo a un comercio flexible con la región, en base al concepto de libertad de contratación entre generadores y distribuidores o grandes usuarios de distintos países.

3.1 La Ley 16.832.

Las principales modificaciones al marco regulatorio que incorpora la ley 16.832 aprobada tienen que ver con cinco aspectos básicos:

- El carácter de servicio público y la apertura del negocio de generación de energía eléctrica.
- La creación de un mercado mayorista de energía eléctrica.
- La flexibilización del comercio con la región.
- La habilitación a UTE para llevar a cabo asociaciones con empresas públicas o privadas dentro del país.
- La separación de los papeles regulador y empresarial del Estado.

3.1.1 Servicio Público y generación de energía eléctrica.

El Artículo 1 de la Ley 16.832 declara excepcionada del carácter de servicio público la etapa de generación, carácter que regía desde el año 1977 a partir de la Ley Nacional de Electricidad.

A partir de ello, el negocio de generación de energía eléctrica es libre, pudiendo ingresar al mismo cualquier operador (a través de nuevas instalaciones), previa aprobación del Poder Ejecutivo (basada en normativas de seguridad y ambientales).

A su vez, cualquier generador instalado en el país puede interconectarse al SIN, en la medida que respete las reglas de intercambio definidas por la autoridad regulatoria.

3.1.2 El mercado mayorista de energía eléctrica.

El nuevo marco determina la creación de un mercado mayorista a nivel de generación de energía eléctrica, en el que participan generadores, distribuidores²³ y grandes consumidores. A dichos efectos se concretan dos reformas esenciales:

- Se habilita la libre contratación de generadores por parte de distribuidores y grandes consumidores (Artículo 11).
- Se establece el libre acceso de terceros a las redes de transmisión y distribución, en la medida que éstas dispongan de capacidad, y previo pago de un peaje (Artículo 12).

La administración del mercado mayorista estará a cargo de una persona pública no estatal creada por la ley a dichos efectos, la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), en cuya dirección participan todos los agentes del mercado (Poder Ejecutivo, UTE, Delegación Uruguay en Salto Grande, generadores privados) (Artículo 4). Su actividad se financiará a través de una tasa que se aplicará a todas las transacciones que se ejecuten a través del SIN (Sistema Interconectado Nacional).

La ADME operará el Despacho Nacional de Cargas²⁴, función que deja de ser ejecutada por UTE, de acuerdo a normas que establecerá el Poder Ejecutivo.

3.1.3 El comercio de energía eléctrica con la región.

El Artículo 13 de la Ley habilita a que, a condición de reciprocidad, el Poder Ejecutivo establezca la reglamentación aplicable a contratos internacionales entre agentes de los mercados involucrados, incluyendo el derecho a la utilización de las instalaciones de transmisión y distribución.

En la práctica, ello permitiría la aprobación de contratos entre generadores y distribuidores del MEM argentino y del mercado uruguayo, en una u otra dirección, permitiendo que los agentes uruguayos involucrados participen con los derechos y obligaciones de los agentes del MEM.

3.1.4 Asociación de UTE dentro del país.

El Artículo 22 le permite a UTE asociarse con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras, para generar, transformar, transmitir, distribuir, exportar, importar y comercializar la energía eléctrica dentro del país.

²³ En los hechos, y dado que no se modifican las condiciones en la distribución, el único distribuidor en el mercado sería UTE.

²⁴ Unidad encargada del despacho técnico de los generadores conectados al SIN.

Esta posibilidad expedita, hasta el momento estaba restringida a actividades en el exterior del país. Para actividades dentro de Uruguay UTE debía remitirse al Artículo 188 de la Constitución, que exige para este tipo de asociaciones aprobación parlamentaria, proceso inaplicable en función de la dinámica competitiva y de toma de decisiones empresariales observada hoy en día.

3.1.5 El papel regulador del Estado.

Más allá del espíritu general de la ley, que asigna a UTE objetivos netamente empresariales y distingue la figura del Poder Ejecutivo como autoridad regulatoria, el Artículo 2 crea la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE), que depende directamente del Poder Ejecutivo.

La UREE constituiría el “centro” de la actividad regulatoria del Estado, función que cumpliría como “tercera parte”, frente a los agentes públicos y privados del mercado. Sus funciones serían:

- Controlar el cumplimiento de la ley y su reglamentación.
- Dictar los reglamentos en materia de seguridad y calidad del servicio eléctrico.
- Dictar las normas de explotación comercial de los servicios.
- Asesorar al Poder Ejecutivo (la autoridad regulatoria) en materia de otorgamiento de concesiones y autorizaciones, seguimiento de contratos y fijación de tarifas.

3.2 *Los impactos del marco regulatorio aprobado.*

El marco regulatorio tendrá impactos de relevancia sobre la estructura del sector eléctrico uruguayo, que constituirán la primer etapa de un proceso de reestructura y adecuación al nuevo escenario que enfrenta.

3.2.1 Levantamiento de barreras a la inversión.

Desde el año 1977, en que se habilitó formalmente la inversión privada en generación, la ley 16.832 es el primer intento realista de apertura en este segmento, “levantando” condicionantes que aún con las modificaciones a la Ley Nacional de Electricidad efectuadas en la Ley de Empresas Públicas, no habían sido resueltas (ver el análisis del numeral 1.2.5).

Si bien desde el punto de vista económico Uruguay no es un país que presente ventajas comparativas tradicionales (abundancia relativa de recursos naturales) para nuevas inversiones en generación eléctrica, el comercio de energéticos primarios como el gas natural y la utilización de tecnologías eficientes de generación (por ejemplo ciclos combinados) pueden permitir un desarrollo competitivo de la actividad en territorio uruguayo en el mediano plazo.

Es en ese marco que se prevé hacer factible la Central Térmica del Litoral. En relación a dicha central cabe aclarar que si bien formalmente no se necesitaría de un llamado público por parte de UTE ya que la instalación para generar está liberada, el contrato de largo plazo ofrecido por UTE al calificado en la convocatoria permite garantizar el financiamiento de la inversión, que en caso contrario sería un “costo hundido” de mucho riesgo para el eventual inversor (debería procurar un contrato similar en el mercado argentino).

3.2.2 Flexibilización del comercio con la región.

La ley 16.832 define “reglas de juego” del mercado compatibles con las ya adoptadas por Argentina y con las que se están implantando en Brasil, habilitando al sistema uruguayo a insertarse comercialmente de forma flexible en el mercado argentino.

En otras palabras, puede decirse que la ley 16.832 es condición necesaria para que Uruguay pueda integrarse de manera flexible y en condiciones económicas convenientes, al comercio regional de electricidad.

Ello tiene impactos positivos de corto plazo, aportando eficiencia al sistema. En la gestión cotidiana del sistema (corto plazo), la ADME podría comprar y vender energía eléctrica al MEM al precio spot, precio inferior al que se está pagando ahora por las importaciones y superior al que se recibe por las exportaciones (ver comentarios del numeral 1.2.4), ya que quedaría inoperante el antiguo convenio de interconexión uruguayo-argentino.

En el largo plazo, la importación de energía eléctrica de una región abundante en recursos hidráulicos y gasíferos (alto potencial de oferta competitiva), permitirá disponer en el futuro de generación a menor costo que la generación térmica a la que habría que recurrir en caso de mantener el aislamiento del sistema uruguayo, recorriendo una trayectoria de expansión de la oferta que pueda considerarse óptima. En ese sentido debe tomarse en cuenta no sólo la evolución favorable que ha mostrado el precio spot en el mercado argentino (ver Figura 1.2), sino las posibilidades de acceder a energía hidráulica brasileña en el mediano plazo (a través de una conexión de extra alta tensión), y a los excedentes paraguayos de oferta a través de la línea Yaciretá-Salto Grande.

Por último, deben considerarse los impactos potenciales a nivel de los consumidores. Para los grandes usuarios, si bien en la actualidad la oferta de generadores argentinos no es competitiva con los precios de UTE (al considerar la suma del precio mayorista y los costos de transmisión), en el largo plazo la mera existencia de oferentes alternativos en Argentina o Brasil constituye una garantía frente a posibles alteraciones de los precios internos.

A nivel de los consumidores cautivos (residenciales y pequeñas empresas) se pueden dar dos efectos contrapuestos que deben ser “monitoreados” cuidadosamente por la autoridad regulatoria. Por un lado, la ampliación de la oferta de generación puede significar para UTE -Distribución un abastecimiento más competitivo en precios y eventualmente calidad, beneficios que pueden trasladarse a los clientes. Por otra parte, al someterse a la competencia el segmento de los Grandes Usuarios, los sobrecostos que ya no sería posible cargar en este segmento podrían ser “trasladados” al segmento cautivo, con el obvio impacto negativo sobre las tarifas.

3.2.3 Impactos sobre UTE.

UTE se va a ver enfrentada a un entorno competitivo en el segmento de los grandes usuarios. Debe tomarse en cuenta sin embargo, que la definición de grandes usuarios que establezca la reglamentación, deberá ser compatible con la reglamentación del MEM argentino, por lo que la carga mínima deberá ser sensiblemente superior a la que define hoy en día la categoría tarifaria de UTE. Se estima que la carga mínima será de 1MW, por lo que los usuarios incluidos en esa categoría acumulan aproximadamente el 10% de la energía vendida y el 5% de la facturación de UTE.

A su vez, dependiendo de la autonomía que adopte UTE-Distribución en sus compras en el mercado mayorista, es posible que UTE-Generación tenga al menos la “amenaza” de competencia importada para sus ventas a distribución.

En síntesis, es posible que el nuevo marco conduzca a una disminución de los márgenes empresariales en generación. No obstante, será la reglamentación de la ley la que establezca las condiciones para que esta disminución esperada de márgenes se refleje en un descenso de los precios finales. En función del texto de la ley, los peajes de transmisión y distribución podrían ser definidos con una filosofía de “price-cap” o “precios estándar”²⁵, o con una filosofía “cost plus”²⁶, caso este último en el que los sobrecostos de generación podrían ser trasladados a la distribución.

Con respecto a la transmisión y distribución, las condiciones de ingreso permanecen incambiadas. La ley 16.832 no modifica ninguna de las normativas existentes, por lo que en función del análisis desarrollado en 1.2.5, se considera que UTE no enfrenta amenazas de competencia en estos segmentos.

Por último, la posibilidad de asociación en nuevas inversiones con empresas de primera línea a nivel mundial para actuar en el mercado interno, le permitirá beneficiarse con los naturales procesos de difusión de tecnología, tanto a nivel de la operación de los sistemas como de la gestión de la empresa.

3.3 Transmisión y distribución de energía eléctrica. Etapas incambiadas de la industria.

Como ya se comentó en el numeral anterior, la Ley 16.832 no modifica ninguna de las normas regulatorias vinculadas a la transmisión y distribución.

Según las conclusiones de 1.2.5, los caminos para efectuar concesiones en distribución existen, aún con un cierto “control” de la situación por parte de UTE. Las eventuales acciones en esta dirección son una decisión de política, que en cualquier caso deberá ser procesada e implementada en coordinación entre el Poder Ejecutivo y UTE.

²⁵ El regulador establece un peaje estimado en base a un “modelo” de empresa eficiente, y el operador “compite” contra ese estándar.

²⁶ Se le reconocen sus costos al operador, y se le garantiza una rentabilidad razonable.

La experiencia internacional muestra que existen beneficios potenciales importantes derivados de la implementación de concesiones “testigo”, que induzcan procesos de “competencia indirecta”, en los que tanto UTE como gran empresa estatal y los eventuales operadores privados podrían verse beneficiados, y en última instancia los consumidores. Estas acciones podrían generar además los estímulos necesarios a nivel empresarial para consolidar definitivamente y hacer sustentable el proceso de mejora en la gestión y calidad de servicio que ha procesado UTE en la presente década.

No obstante, aún sin concretarse concesiones en distribución es esperable que se perciban efectos positivos sobre la empresa derivados del nuevo marco. La existencia de un regulador externo que controla estándares de calidad en distribución y que represente una amenaza de penalizaciones, acelerará el proceso de reestructura y racionalización empresarial (ver el análisis del caso chileno, en especial luego de 1990) y de mejora de la calidad del servicio (ver el caso de Argentina, por ejemplo Edenor).

Finalmente, y aún sin concesiones en distribución, los recursos que liberaría UTE en inversiones de generación podrían ser destinados a financiar inversiones a nivel de distribución, que permitan disminuir las pérdidas y aumentar la eficiencia de la red (por ejemplo el cambio en la tensión de abastecimiento).

4 CONCLUSIONES E IMPLEMENTACIÓN DEL NUEVO MARCO.

A lo largo del primer capítulo del trabajo se ha presentado la evolución reciente del sector eléctrico uruguayo. Se trata de un sector que en base a una estructura vertical tradicional ha sido ciertamente efectivo para cubrir dos objetivos: el aprovechamiento de los recursos naturales existentes en el país, y la electrificación casi total del territorio. No existen en la actualidad recursos a gran escala sin explotar, ni “bolsones” de desabastecimiento de energía eléctrica.

Sin embargo, se han identificado factores que justifican un proceso de reestructura institucional y organizativa del sector.

En primer lugar, las condiciones básicas de la industria (tecnológicas y comerciales) cambiaron en los últimos veinte años, lo que ha inducido a nivel internacional y regional, a instaurar regímenes competitivos a nivel de la generación.

La abundante experiencia internacional presentada establece un conjunto amplio de antecedentes, que permiten avanzar con conocimiento previo de dificultades y modalidades de resolución.

En segundo lugar, el crecimiento de la demanda interna, la no disponibilidad de fuentes primarias propias de generación, y la abundancia de recursos gasíferos e hidráulicos en la región, amplían los beneficios potenciales de dar al sistema eléctrico uruguayo reglas de juego compatibles con las vigentes en Argentina y Brasil, que posibiliten un comercio fluido con los sistemas vecinos.

Los beneficios potenciales de la reestructuración del sector en Uruguay se amplían también al detectar ciertos “signos de agotamiento” en el modelo de desarrollo monopólico y verticalizado vigente hasta el momento, en especial en los precios al consumo final.

La Ley 16.832 aprobada por el Parlamento en 1997 significa un avance importante de reestructura del sector en la dirección de los cambios que se observan a nivel internacional y regional. Se entiende además que esta orientación de los cambios presenta beneficios potenciales importantes en el caso específico del sistema uruguayo: disminución de requerimientos de inversión en generación (y liberación de esos recursos), efectos positivos sobre los precios derivados del comercio internacional y la competencia en generación, e incentivos para la mejora de la calidad del servicio.

4.1 *Requisitos para la implementación.*

La aprobación de la Ley constituye el primer evento en un proceso de reestructura del sector eléctrico. En primera instancia su éxito depende de dos elementos básicos:

- El afinamiento y adecuación de la reglamentación que establezca el Poder Ejecutivo para el funcionamiento del mercado.
- La implementación institucional y operativa de los cambios propuestos. La experiencia argentina muestra que el desarrollo de un nuevo modelo de funcionamiento del mercado requiere constancia, coherencia y flexibilidad por parte de la autoridad regulatoria para conducir un proceso de largo plazo.

En relación a la reglamentación de la ley, se deberán procurar normas de funcionamiento del mercado que aseguren algunos aspectos básicos:

- La no transferencia de sobrecostos a los segmentos cautivos de clientes.
- Una cierta estabilidad de los precios en el mercado mayorista, evitando “internalizar” inestabilidades de corto plazo del sistema argentino.
- Estímulos adecuados para la inversión en transmisión, más aún ante las perspectivas de interconexión regional.
- Sistemas de peajes en transmisión y distribución que incentiven la eficiencia empresarial, y a la vez mecanismos de control que garanticen los niveles de inversión y calidad de servicio requeridos.

Desde el punto de vista de la implementación institucional del proceso de reestructura, se deberán asegurar dos elementos importantes:

- El desarrollo a nivel del Poder Ejecutivo de una efectiva capacidad regulatoria, que permita establecer normas y fiscalizar el sector con conocimiento e información adecuadas, disminuyendo las posibilidades de influencia y manejo de la información por parte de los operadores.
- Habilitar un funcionamiento competitivo de UTE, a través de:
 - El levantamiento de restricciones y sobrecostos que enfrenta UTE en su carácter de empresa pública: aportes superiores a la seguridad social, impuesto a la compra de moneda extranjera y procedimientos rígidos de adquisición.

- El levantamiento de las exigencias de ejecutar inversiones de finalidad social, como la electrificación rural. Ello no quiere decir que esas inversiones no se ejecuten, pero en caso de efectuarse deben darse a través de subsidios explícitos y transparentes del Gobierno Central, que no distorsionen el desempeño empresarial de UTE.
- En última instancia y en el mediano plazo, UTE deberá tener un status de empresa comercial, que no sólo elimine definitivamente las rigideces y sobrecostos de gestión anotados antes, sino que garantice los incentivos necesarios para sustentar un proceso continuo de innovación y avance en la eficiencia operativa y la calidad del servicio.

Como todo proceso de cambio ante nuevos desafíos, la implementación efectiva de los cambios en el sector eléctrico uruguayo es una empresa de largo plazo, que requiere convencimiento y acuerdo de los actores (en este caso públicos en su casi totalidad) acerca de la necesidad de transitar este camino de reestructura. Principalmente porque la implementación de nuevos modelos de organización en sectores de la dimensión económica del sector eléctrico, implicará problemas y situaciones no deseadas (económica y socialmente) con mucha frecuencia, pero que más que impedimentos para seguir adelante, deben constituir dificultades a superar en base a la flexibilidad de la normativa y la capacidad de interacción de los agentes involucrados.

CUADRO 1.1. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.

AÑO	1992	1993	1994	1995	1996	Crecim.
						medio anual
CFTE (1) (Ktep)	2.133	2.210	2.256	2.264	2.369	2,7%
PBI (miles de \$ de 1983)	235.322	242.371	257.745	252.681	265.023	3,0%
CFTEE (2) (Ktep)	366	396	408	430	448	5,2%
<i>Residencial</i>	44,8%	46,8%	46,6%	46,3%	46,1%	
<i>Servicios</i>	18,6%	19,0%	20,2%	26,7%	28,0%	
<i>Industrial</i>	36,0%	33,6%	32,6%	26,2%	24,7%	
<i>Agro, Pesca</i>	0,5%	0,6%	0,6%	0,8%	1,3%	
Facturación energía eléctrica (GWh)	4.181	4.513	4.655	4.978	5.185	5,5%
Facturación en. eléctrica residencial (GWh)	1.907	2.162	2.206	2.311	2.387	5,8%
Servicios Eléctricos Residenciales	907.429	925.403	940.246	961.781	976.013	1,8%
kWh/año/Serv. Residencial	2.102	2.336	2.346	2.403	2.446	3,9%
Potencia Máxima Demandada (MW)	1.141	1.108	1.167	1.204	1.269	2,7%

(1) Consumo Final Total de Energía.

(2) Consumo Final Total de Energía Eléctrica.

Fuente: elaboración propia en base a datos de UTE y SIEE.

CUADRO 1.2. SISTEMA INTERCONECTADO - OFERTA DE ENERGÍA.

ORIGEN	1989	1992	1993	1994	1995	1996
Hidráulica UTE	9,4%	35,4%	34,0%	44,3%	40,4%	23,9%
Salto Grande	50,6%	53,3%	57,2%	54,1%	50,6%	58,9%
Térmica	39,3%	11,2%	8,5%	1,3%	6,0%	12,5%
Importación	0,7%	0,2%	0,3%	0,2%	3,0%	4,7%
TOTAL (GWh)	4.479	7.878	7.030	6.132	6.316	6.623

Fuente: elaboración propia en base a información de UTE (Memorias Anuales).

CUADRO 1.3(a). VENTAS, FACTURACIÓN Y CLIENTES DE UTE. 1992-96.**UTE - ENERGÍA VENDIDA****En GWh**

Categoría	1991	1992	1993	1994	1995	1996
General	1.703	1.480	1.361	1.288	1.278	1.115
Residencial	1.811	1.907	2.162	2.206	2.311	2.387
Grandes Consumidores	463	677	811	928	1.018	1.134
Medianos Consumidores	----	----	44	69	167	310
Doble Horario General	----	----	1	5	14	26
Doble Horario Residencial	----	----	----	2	6	10
Alumbrado Público	100	103	114	122	133	132
Zafral	----	----	----	13	30	33
Exportación	799	2.560	1.450	344	198	157
TOTAL	4.876	6.727	5.943	4.977	5.155	5.304

UTE - FACTURACIÓN ANUAL (Sin Impuestos)**Valores en miles de US\$**

Categoría	1991	1992	1993	1994	1995	1996
General	127.267	117.158	119.323	150.820	174.820	164.420
Residencial	139.560	149.101	190.992	247.867	285.588	296.859
Grandes Consumidores	23.706	29.795	37.859	44.812	48.737	53.870
Medianos Consumidores	----	----	3.452	5.395	14.703	26.323
Doble Horario General	----	----	82	439	1.581	2.959
Doble Horario Residencial	----	----	----	232	638	1.144
Alumbrado Público	7.738	8.401	10.195	13.653	17.942	17.221
Zafral	----	----	----	884	2.216	2.243
Exportación	26.439	80.966	38.946	8.064	4.919	4.252
TOTAL	324.710	385.421	400.849	472.166	551.144	569.291

UTE - CANTIDAD DE SERVICIOS ACTIVOS

Categoría	1991	1992	1993	1994	1995	1996
General	106.949	106.970	109.594	111.864	112.012	111.598
Residencial	894.872	907.429	925.403	940.246	961.781	976.013
Grandes Consumidores	104	133	179	207	225	258
Medianos Consumidores	----	----	164	307	779	1.641
Doble Horario General	----	----	87	374	734	1.247
Doble Horario Residencial	----	----	57	198	429	754
Alumbrado Público	223	370	439	787	1.115	1.533
Zafral	----	----	----	52	89	97
TOTAL	1.002.148	1.014.902	1.035.923	1.054.035	1.077.164	1.093.141

Fuente: UTE EN CIFRAS - 1996, 1994.

CUADRO 1.3(b). VENTAS, FACTURACIÓN Y CLIENTES DE UTE. 1992-96.**UTE - ENERGÍA VENDIDA****Estructura por categoría tarifaria**

Categoría	1992	1993	1994	1995	1996
General	22,0%	22,9%	25,9%	24,8%	21,0%
Residencial	28,3%	36,4%	44,3%	44,8%	45,0%
Grandes Consumidores	10,1%	13,6%	18,6%	19,7%	21,4%
Medianos Consumidores	----	0,7%	1,4%	3,2%	5,8%
Doble Horario General	----	0,0%	0,1%	0,3%	0,5%
Doble Horario Residencial	----	----	0,0%	0,1%	0,2%
Alumbrado Público	1,5%	1,9%	2,5%	2,6%	2,5%
Zafral	----	----	0,3%	0,6%	0,6%
Exportación	38,1%	24,4%	6,9%	3,8%	3,0%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%

UTE - FACTURACIÓN ANUAL (Sin Impuestos)**Distribución por categoría tarifaria.**

Categoría	1992	1993	1994	1995	1996
General	30,4%	29,8%	31,9%	31,7%	28,9%
Residencial	38,7%	47,6%	52,5%	51,8%	52,1%
Grandes Consumidores	7,7%	9,4%	9,5%	8,8%	9,5%
Medianos Consumidores	----	0,9%	1,1%	2,7%	4,6%
Doble Horario General	----	0,0%	0,1%	0,3%	0,5%
Doble Horario Residencial	----	----	0,0%	0,1%	0,2%
Alumbrado Público	2,2%	2,5%	2,9%	3,3%	3,0%
Zafral	----	----	0,2%	0,4%	0,4%
Exportación	21,0%	9,7%	1,7%	0,9%	0,7%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%

UTE - CANTIDAD DE SERVICIOS ACTIVOS**Estructura**

Categoría	1992	1993	1994	1995	1996
General	10,5%	10,6%	10,6%	10,4%	10,2%
Residencial	89,4%	89,3%	89,2%	89,3%	89,3%
Grandes Consumidores	0,01%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%
Medianos Consumidores	----	0,02%	0,03%	0,07%	0,15%
Doble Horario General	----	0,01%	0,0%	0,1%	0,1%
Doble Horario Residencial	----	----	0,0%	0,0%	0,1%
Alumbrado Público	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%
Zafral	----	----	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: elaboración propia en base a UTE EN CIFRAS - 1996, 1994.

CUADRO 1.4. UTE - PRECIO MEDIO POR CATEGORÍA TARIFARIA.
En centavos de US\$ por kWh

Categoría	1991	1992	1993	1994	1995	1996
General	7,5	7,9	8,8	11,7	13,7	14,7
Residencial	7,7	7,8	8,8	11,2	12,4	12,4
Grandes Consumidores	5,1	4,4	4,7	4,8	4,8	4,8
Medianos Consumidores	----	----	7,8	7,8	8,8	8,5
Doble Horario General	----	----	8,2	8,8	11,3	11,4
Doble Horario Residencial	----	----	----	11,6	10,6	11,4
Alumbrado Público	7,7	8,2	8,9	11,2	13,5	13,0
Zafra	----	----	----	6,8	7,4	6,8
Exportación	3,3	3,2	2,7	2,3	2,5	2,7
TOTAL	6,7	5,7	6,7	9,5	10,7	10,7

Fuente: elaboración propia en base a UTE EN CIFRAS - 1996, 1994.

**CUADRO 1.5 (a). ARGENTINA, BRASIL, CHILE, URUGUAY.
INFORMACIÓN BÁSICA.**

Argentina.

Año	Población (10 ³ Habs.)	PIB (10 ⁶ US\$80)	Cons. Final Electr. (GWh)	Producción (GWh)	Exportación (GWh)	Importación (GWh)	Pérdidas (GWh)
1988	31.269	113.065	43.482	50.693	12	2.082	7.327
1989	31.710	106.053	39.958	49.751	12	1.302	8.629
1990	32.527	105.958	40.355	49.228	58	2.652	9.292
1991	32.974	115.392	42.273	52.879	12	1.884	10.152
1992	33.421	125.373	45.041	55.275	23	3.431	11.397
1993	33.869	132.962	48.448	61.090	24	2.279	12.478
1994	34.318	142.789	52.321	64.869	23	1.779	11.560
1995	34.768	138.560	55.391	67.183	221	2.338	11.862
1996	35.220	143.409	58.717	69.753	302	3.663	12.211

Brasil.

Año	Población (10 ³ Habs.)	PIB (10 ⁶ US\$80)	Cons. Final Electr. (GWh)	Producción (GWh)	Exportación (GWh)	Importación (GWh)	Pérdidas (GWh)
1988	139.819	288.548	197.351	214.952	8	17.951	28.992
1989	142.307	297.558	205.708	221.738	1.509	23.615	31.463
1990	144.724	283.760	210.820	222.820	7	26.545	31.701
1991	147.074	286.966	217.596	234.366	8	27.088	36.074
1992	149.358	284.441	222.602	241.731	8	24.022	35.273
1993	151.572	296.120	233.229	251.973	11	27.561	38.356
1994	153.726	312.999	242.039	260.041	0	31.767	42.015
1995	155.822	326.270	256.506	275.601	0	35.352	46.148
1996	157.830	335.765	268.078	289.814	8	36.566	49.500

Chile.

Año	Población (10 ³ Habs.)	PIB (10 ⁶ US\$80)	Cons. Final Electr. (GWh)	Producción (GWh)	Exportación (GWh)	Importación (GWh)	Pérdidas (GWh)
1988	12.667	30.063	13.793	16.914	0	0	2.405
1989	12.883	32.974	14.891	17.810	0	0	2.024
1990	13.100	34.076	15.432	18.372	0	0	1.944
1991	13.320	36.395	16.896	19.961	0	0	2.229
1992	13.545	40.260	19.251	22.362	0	0	2.371
1993	13.771	42.650	22.479	26.137	0	0	2.372
1994	13.994	44.388	21.589	25.280	0	0	2.771
1995	14.210	47.939	24.128	28.030	0	0	2.927
1996	14.419	51.054	26.305	31.278	0	0	3.730

Uruguay.

Año	Población (10 ³ Habs.)	PIB (10 ⁶ US\$80)	Cons. Final Electr. (GWh)	Producción (GWh)	Exportación (GWh)	Importación (GWh)	Pérdidas (GWh)
1988	3.060	6.825	3.767	6.998	2.091	0	1.034
1989	3.077	6.913	3.638	5.749	1.181	28	843
1990	3.094	6.974	3.805	7.444	2.589	51	1.036
1991	3.112	7.198	4.189	7.018	1.792	0	1.015
1992	3.131	7.765	4.235	8.899	3.397	12	1.205
1993	3.149	7.961	4.574	7.978	2.256	15	1.114
1994	3.168	8.366	4.711	7.618	1.676	15	1.199
1995	3.186	8.240	5.012	6.320	233	188	1.173
1996	3.204	8.652	5.147	6.671	437	309	1.329

Fuente: Sistema de Información Económica-Energética (SIEE) - OLADE

**CUADRO 1.5 (b). ARGENTINA, BRASIL, CHILE, URUGUAY.
INDICADORES ENERGÉTICOS.**

Argentina.

Año	Cons. E.E. / Cáp. (kWh/hab.)	Prod. E.E./PBI (MWh/10 ⁶ US\$)	Eficiencia Sist. Eléctrico (Pérdidas/Producción)	Apertura Sist. Eléctrico (Exp.+Imp.)/Prod.
1988	1.391	448,4	14,5%	0,041
1989	1.260	469,1	17,3%	0,026
1990	1.241	464,6	18,9%	0,055
1991	1.282	458,3	19,2%	0,036
1992	1.348	440,9	20,6%	0,062
1993	1.430	459,5	20,4%	0,038
1994	1.525	454,3	17,8%	0,028
1995	1.593	484,9	17,7%	0,038
1996	1.667	486,4	17,5%	0,057

Brasil.

Año	Cons. E.E. / Cáp. (kWh/hab.)	Prod. E.E./PBI (MWh/10 ⁶ US\$)	Eficiencia Sist. Eléctrico (Pérdidas/Producción)	Apertura Sist. Eléctrico (Exp.+Imp.)/Prod.
1988	1.411	744,9	13,5%	0,084
1989	1.446	745,2	14,2%	0,113
1990	1.457	785,2	14,2%	0,119
1991	1.480	816,7	15,4%	0,116
1992	1.490	849,8	14,6%	0,099
1993	1.539	850,9	15,2%	0,109
1994	1.574	830,8	16,2%	0,122
1995	1.646	844,7	16,7%	0,128
1996	1.699	863,1	17,1%	0,126

Chile.

Año	Cons. E.E. / Cáp. (kWh/hab.)	Prod. E.E./PBI (MWh/10 ⁶ US\$)	Eficiencia Sist. Eléctrico (Pérdidas/Producción)	Apertura Sist. Eléctrico (Exp.+Imp.)/Prod.
1988	1.089	562,6	14,2%	0,000
1989	1.156	540,1	11,4%	0,000
1990	1.178	539,1	10,6%	0,000
1991	1.268	548,5	11,2%	0,000
1992	1.421	555,4	10,6%	0,000
1993	1.632	612,8	9,1%	0,000
1994	1.543	569,5	11,0%	0,000
1995	1.698	584,7	10,4%	0,000
1996	1.824	612,6	11,9%	0,000

Uruguay.

Año	Cons. E.E. / Cáp. (kWh/hab.)	Prod. E.E./PBI (MWh/10 ⁶ US\$)	Eficiencia Sist. Eléctrico (Pérdidas/Producción)	Apertura Sist. Eléctrico (Exp.+Imp.)/Prod.
1988	1.231	1.025,3	14,8%	0,299
1989	1.182	831,6	14,7%	0,210
1990	1.230	1.067,4	13,9%	0,355
1991	1.346	975,0	14,5%	0,255
1992	1.353	1.146,1	13,5%	0,383
1993	1.453	1.002,1	14,0%	0,285
1994	1.487	910,6	15,7%	0,222
1995	1.573	767,0	18,6%	0,067
1996	1.606	771,0	19,9%	0,112

CUADRO 1.6. PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.**ARGENTINA - PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.**

AÑO	RESIDENCIAL		COMERCIAL		INDUSTRIAL	
	s/imp	c/imp	s/imp	c/imp	s/imp	c/imp
1988	7,49	7,52	10,51	10,54	4,17	4,20
1989	4,43	4,43	9,15	9,15	4,18	4,18
1990	4,36	7,27	9,46	14,05	4,52	6,76
1991	0,00	9,33	0,00	10,53	0,00	6,19
1992	7,02	9,03	10,28	15,13	7,53	11,17
1993	8,66	12,41	10,54	14,12	6,46	9,27
1994	10,13	12,96	10,09	13,52	5,87	7,87
1995	10,70	13,70	10,24	13,73	5,88	7,88
1996	11,17	14,29	10,69	14,32	6,14	8,23
1997	10,87	13,91	10,37	13,89	5,90	7,90

BRASIL - PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

AÑO	RESIDENCIAL		COMERCIAL		INDUSTRIAL	
	s/imp	c/imp	s/imp	c/imp	s/imp	c/imp
1988	0,00	5,07	0,00	9,03	0,00	4,39
1989	0,00	5,96	0,00	10,19	0,00	5,03
1990	5,98	7,81	8,06	9,99	3,89	5,12
1991	4,93	6,99	5,93	7,76	2,90	4,04
1992	5,87	7,16	6,76	8,25	3,44	4,19
1993	0,46	6,17	0,51	7,56	0,26	3,87
1994	0,00	8,89	0,00	10,48	0,00	5,48
1995	5,45	9,99	6,04	11,28	3,01	5,57
1996	10,71	13,07	9,24	11,27	4,42	5,38
1997	10,56	12,90	9,03	11,00	4,23	5,17

CHILE - PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

AÑO	RESIDENCIAL		COMERCIAL		INDUSTRIAL	
	s/imp	c/imp	s/imp	c/imp	s/imp	c/imp
1988	7,21	8,71	6,42	7,67	4,41	5,20
1989	8,28	9,72	7,65	8,99	4,84	5,66
1990	9,21	10,94	8,59	10,15	5,51	6,42
1991	9,19	10,79	8,26	9,96	5,16	6,09
1992	9,34	11,02	8,38	9,89	5,10	6,01
1993	9,22	10,87	7,76	9,16	5,34	6,29
1994	10,23	12,27	8,62	10,18	5,97	7,05
1995	11,58	13,66	9,75	11,50	6,73	7,93
1996	11,31	13,34	9,47	11,16	6,38	7,52
1997	10,34	12,20	9,11	10,76	6,00	7,08

URUGUAY - PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

AÑO	RESIDENCIAL		COMERCIAL		INDUSTRIAL	
	s/imp	c/imp	s/imp	c/imp	s/imp	c/imp
1988	6,66	7,32	9,74	10,72	4,92	5,41
1989	6,77	7,45	9,19	10,11	5,24	5,76
1990	6,96	7,65	8,54	9,40	5,82	6,40
1991	7,00	7,70	7,97	8,77	6,11	6,72
1992	7,71	8,48	8,66	9,52	5,80	6,38
1993	8,88	9,77	9,38	10,31	6,32	6,94
1994	11,29	12,42	11,95	12,94	6,99	7,69
1995	12,32	14,75	13,23	15,87	7,29	8,76
1996	12,36	15,20	13,43	16,53	6,82	8,39
1997	12,70	15,62	13,16	16,19	6,33	7,78

Fuente: Sistema de Información Económica-Energética (SIEE) - OLADE

CUADRO 1.7(a)
PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA
MERCADO MINORISTA
 Valores en US\$/MWh

Julio 1995

Empresa	Localización	Residencial		Comercial		Industrial 1		Industrial 2		Industrial 3	
		Con Impuestos	Sin Impuestos	Con Impuestos	Sin Impuestos	Con Impuestos	Sin Impuestos	Con Impuestos	Sin Impuestos	Con Impuestos	Sin Impuestos
Edenor	Buenos Aires	108,3	84,2	144,5	134,3	61,6	57,3	58,7	54,5	58,7	54,5
Edelap	La Plata	114,8	82,7	178,2	133,2	72,5	57,2	68,9	54,4	68,9	54,4
CPFL	San Pablo	76	68	125	102	78	64	76	62	53	43
Cemig	Minas Gerais	85	71	126	104	79	65	76	63	67	56
Light	Rio de Janeiro	83	69	125	102	78	64	76	62	53	43
ANDE	Paraguay	58	52,7	57,8	57,8	33,5	33,5	36,4	36,4	36,4	36,4
UTE	Uruguay	142,6	116	137,3	137,3	76	76	43,2	43,2	36,4	36,4

Julio 1997

Empresa	Localización	Residencial		Comercial		Industrial 1		Industrial 2		Industrial 3	
		Con Impuestos	Sin Impuestos	Con Impuestos	Sin Impuestos	Con Impuestos	Sin Impuestos	Con Impuestos	Sin Impuestos	Con Impuestos	Sin Impuestos
Edenor	Buenos Aires	108,2	84,5	97,6	91,2	64,8	60,5	61,7	57,7	61,7	57,7
Edelap	La Plata	114,9	83,2	119,9	90,1	73,3	58,1	69,7	55,3	69,7	55,3
CPFL	San Pablo	96,7	86,7	147,4	120,9	92,2	75,6	89,8	73,6	62,4	51,2
Cemig	Minas Gerais	142,4	116,7	132,9	109	83,2	68,2	80,9	66,4	56,2	46,1
Light	Rio de Janeiro	151,2	124	136,3	111,8	85,2	69,9	83	68,1	57,7	47,3
ANDE	Paraguay	70,3	63,9	68	68	36,8	36,8	42,1	42,1	42,1	42,1
UTE	Uruguay	152	123,6	144,9	144,9	74,8	74,8	46,5	46,5	44,7	44,7

Residencial: 3kW - 200kWh
 Comercial: 20kW - 2.000kWh

Industrial 1: 100kW - 25.000kWh - F.C. 0,35
 Industrial 2: 350kW - 100.000kWh - F.C. 0,4
 Industrial 3: 1.750kW - 500.000kWh - F.C. 0,4

Fuente: SubGrupo No.9 - MERCOSUR. Informe Trimestral.

FIGURA 1.2. PRECIO SPOT - MERCADO MAYORISTA ARGENTINO.

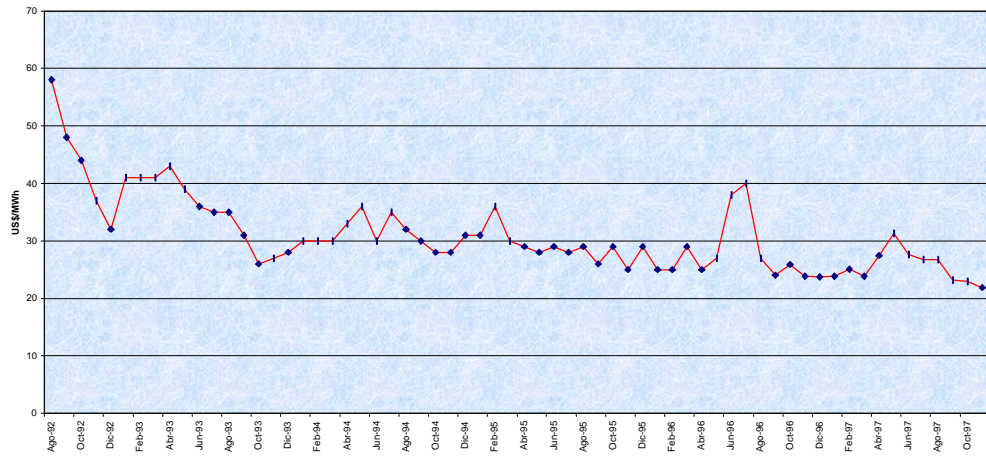


FIGURA 1.3. PRECIO MEDIO RESIDENCIAL - SIN IMPUESTOS.

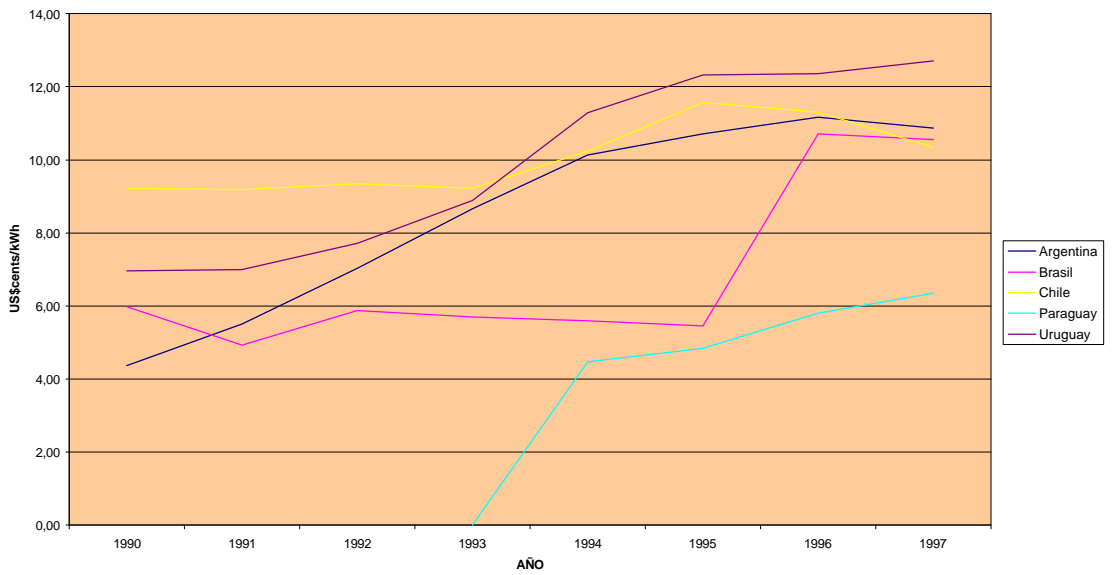


FIGURA 2.1. ESTRUCTURA VERTICALIZADA TRADICIONAL DE LA INDUSTRIA.

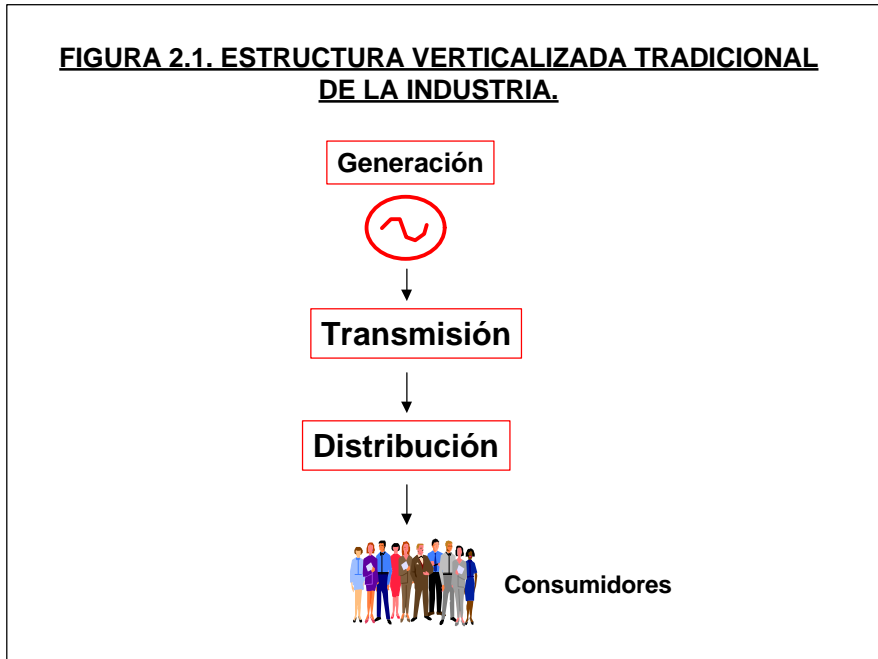


FIGURA 2.2. COMPETENCIA MAYORISTA.

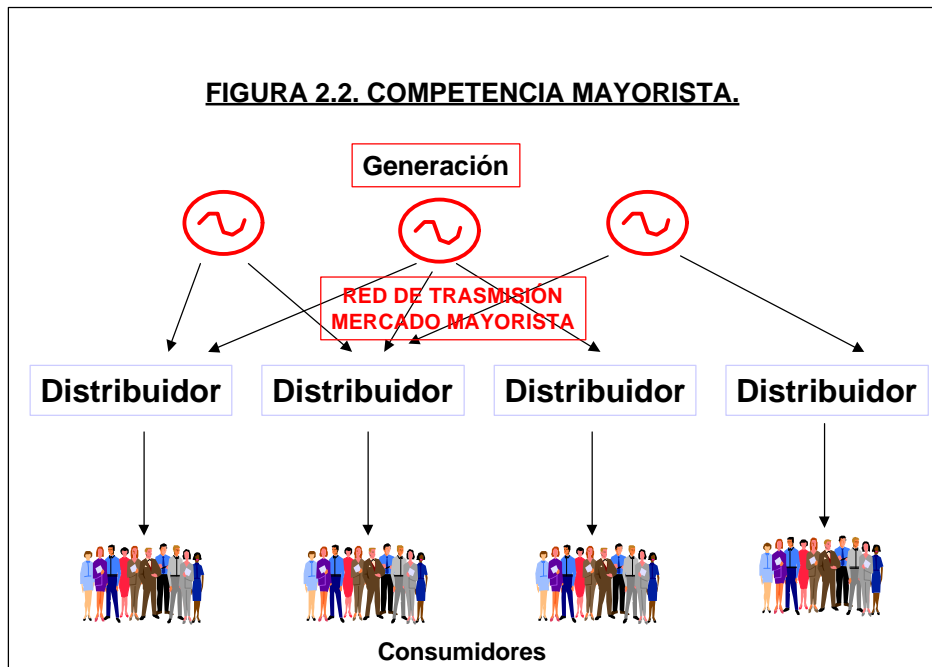


FIGURA 2.3. COMPETENCIA MAYORISTA Y MINORISTA.

