

Serie

REFORMAS ECONÓMICAS

5

**REGULACIÓN E INVERSIONES
EN EL SECTOR ELÉCTRICO
ARGENTINO**

Carlos Adrián Romero



CEPAL – NACIONES UNIDAS
Comisión Económica para América Latina
y el Caribe



CEER - UADE
Centro de Estudios Económicos
de la Regulación

LC/L.1145
Septiembre de 1998

Este trabajo fue preparado por el señor Carlos Adrián Romero, consultor, para el Proyecto “Crecimiento, empleo y equidad: América Latina en los años noventa” (HOL/97/6034), en colaboración entre la Oficina de CEPAL Buenos Aires y el Centro de Estudios Económicos de la Regulación (CEER) del Instituto de Economía de la Universidad Argentina de la Empresa (UADE). Las opiniones expresadas en este trabajo, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de la exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

INDICE

RESUMEN	5
I. INTRODUCCIÓN	7
II. BREVE DESCRIPCIÓN DE LA EVOLUCIÓN HISTÓRICA	9
1. Evolución histórica de la propiedad de las empresas eléctricas	9
2. Situación previa a las privatizaciones (período 1980-1991)	10
3. El proceso de privatización	13
III. MARCO REGULATORIO	17
1. Legislación vigente	17
2. Organismos de regulación, coordinación y control	18
3. Agentes del sistema.....	19
IV. CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS Y TECNOLÓGICAS	21
1. Características específicas de la electricidad y su industria	21
2. Breve descripción de la estructura del mercado y su regulación	22
V. INVERSIONES EN GENERACIÓN	29
1. Aspectos regulatorios	29
1.1 <i>Principio de Acceso Abierto</i>	29
2. Inversiones realizadas y proyectadas	30
2.1 <i>Inversiones realizadas</i>	30
2.2 <i>Futuras incorporaciones</i>	37
VI. INVERSIONES EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN Y DISTRIBUCIÓN TRONCAL	39
1. Aspectos regulatorios	39
1.1 <i>Mecanismos de ampliación</i>	39
1.2 <i>Análisis del régimen de concurso público</i>	40
2. Inversiones realizadas y proyectadas	41
VII. INVERSIONES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	45
1. Aspectos regulatorios	45
1.1 <i>Obligación de suministro</i>	45
1.2 <i>Control de calidad de servicio</i>	46
2. Inversiones realizadas	47
VIII. CONCLUSIONES	53
Notas	56
BIBLIOGRAFÍA	59

RESUMEN

Este documento se centra en el estudio del impacto de la reforma al sector eléctrico argentino, sobre el proceso de inversión y crecimiento sectorial. Para ello se efectúa una evolución histórica del sector, analizando la situación previa y post-reforma del proceso de privatización. Se incorpora posteriormente el análisis del marco regulatorio y su impacto sobre la estructura de mercado. Ello, junto con las características específicas económicas y tecnológicas de la industria de la electricidad, contribuyen a la determinación de las inversiones realizadas y futuras.

Con respecto a las inversiones realizadas desde el inicio del nuevo período de gestión privada, al momento de las privatizaciones había gran capacidad de oferta de generación aunque con un alto grado de indisponibilidad. En otras palabras, la capacidad de reserva se encontraba en valores aceptables al tomar la capacidad técnica de las plantas pero no así cuando se la confrontaba con la capacidad real del sistema. Esto provocó que las inversiones necesarias para resolver el problema de oferta se concentraran en recomponer los niveles de disponibilidad horaria de las máquinas. Por otra parte, gran parte de las nuevas entradas de estaciones de potencia fueron explicadas por el ingreso de las centrales hidroeléctricas de Yacyretá y Piedra del Aguila (luego privatizada) que fueron emprendimientos del sector público.

Los resultados en cuanto a monto de inversión se resumen a una suma promedio de 500 millones de dólares anuales entre 1993 y 1997 en el sector, y se proyectan inversiones privadas equivalentes a 5000 millones. Cabe mencionar que la inversión pública también juega un importante rol en los emprendimientos eléctricos, básicamente concentrados en la construcción de Atucha II y el resto de las obras necesarias para completar Yacyretá. Estos proyectos insumirían alrededor de \$ 800 millones. Además, en los próximos años es de esperar mayores inversiones relacionadas con emprendimientos exportadores. Por ejemplo se construiría una línea de alta tensión para llevar energía de Yacyretá a Brasil, con una inversión privada de alrededor de US\$ 300 millones.

I. INTRODUCCIÓN

A principios de la presente década en la Argentina se realizó un profundo cambio en el sector eléctrico, dentro del marco general de la reforma del estado, cuando se decidió pasar a un sistema más descentralizado y con mayor participación privada. Esta decisión estuvo basada en parte en que el funcionamiento de las empresas públicas no alcanzaba a cubrir los requerimientos de la demanda de corto y largo plazo por problemas con el sistema de incentivos y de falta de financiamiento y en parte a la necesidad de recursos fiscales. En la primera sección se hace una breve descripción de la evolución histórica del sector.

La nueva organización fue pensada con el objetivo de conformar un mercado que ofreciera señales económicas para una eficiente satisfacción de las demandas de electricidad. Esta decisión de reorganizar la actividad fue formalizada con las privatizaciones y las concesiones llevadas a cabo a partir de 1992 y con la regulación establecida por la Ley 24.065. Desde ese momento a la actualidad en el mercado eléctrico se ha observado una creciente cantidad de agentes que actúan en el mercado, tanto del lado de la demanda como de la oferta, un mayor nivel de calidad del sistema del sistema y una mayor producción de energía de las plantas existentes derivadas de menores salidas de servicio no programadas. Además, los precios mayoristas han descendido abruptamente como resultado de la competencia en la etapa de producción de energía.

En este trabajo se abordará específicamente el tema de las inversiones, pero para estudiar el comportamiento de las mismas es necesario conocer el ambiente en el que se desenvuelve el sector eléctrico. En este sentido, un aspecto importante es que el funcionamiento de esta actividad está enmarcado por una compleja estructura regulatoria derivada, principalmente, de la complejidad tecnológica de la industria.

El mecanismo de decisión de inversiones es diferente en cada uno de los subsectores: en generación y transporte existe un mercado descentralizado con características diferentes en ambos casos, en distribución la decisión está en manos de las empresas, que tienen la obligación de suministro. Por ello se describirán, en los capítulos III y IV, los aspectos generales de la regulación vigente y las características tecnológicas del bien y del mercado para luego, con este marco de referencia, abordar los aspectos relativos a la evolución de las inversiones.

En los capítulos V, VI y VII se caracterizan las inversiones en cada una de las etapas de producción: generación, transporte y distribución. Además, se describen los aspectos regulatorios que las afectan específicamente.

En el capítulo VIII se resumen aquellos aspectos que resultaron relevantes al momento de caracterizar las inversiones. Asimismo, se estiman los montos invertidos en el sector durante el período analizado.

II. BREVE DESCRIPCIÓN DE LA EVOLUCIÓN HISTÓRICA

1. Evolución histórica de la propiedad de las empresas eléctricas

Hasta 1992 la producción de energía eléctrica estaba concentrada, principalmente, en tres empresas públicas: Segba SA, Hidronor SA y Agua y Energía Eléctrica SE, más la producción en manos del Ente bi-nacional de Salto Grande y la Comisión Nacional de Energía Atómica. Previamente, la producción y distribución de la electricidad estaba a cargo de empresas privadas de capitales externos y cooperativas.

En el caso de la Ciudad de Buenos Aires, la empresa eléctrica (CADE) fue propiedad de capitales alemanes desde 1901 hasta 1921¹, fecha en que la concesión fue transferida a inversionistas españoles, CHADE, que en 1936 vendieron el paquete accionario a una empresa francesa y se pasó a denominar CADE. Al mismo tiempo (desde 1912) operaba, en un sector minoritario de la región, la Cía. Italo-Argentina de Electricidad, CIAE, de capitales Suizos. En 1936, ambas empresas consiguieron una extensión del plazo de concesión de 40 años. En el Recuadro 1 se observa, en forma cronológica, la fecha de creación de estas empresas y entes.

Recuadro 1	
HITOS HISTÓRICOS DEL SECTOR ELÉCTRICO	
1901	Se forma CATE (Compañía Alemana de Electricidad)
1912	Se forma CIAE (Compañía Italo Argentina de Electricidad)
1921	Transferencia de concesión de CATE a CHADE (Cía. Hispano Argentina de Electricidad)
1926	Se forma la Cooperativa Punta Alta - B. Blanca (primera cooperativa del país)
1936	Transferencia de concesión de CHADE a CADE (Cía. Argentina de Electricidad)
1938	Firma de convenio entre Argentina y Uruguay para aprovechamiento de Salto Grande
1950	Se crea la Comisión Nacional de Energía Atómica
1957	Se constituye Agua y Energía Eléctrica
1958	Se constituye SEGBA S.A. (Estado Nacional, CADE y Cía. de Electricidad de la Prov. de Buenos Aires - CEP)
1960	Sanción de la Ley 15336 de Energía Eléctrica
1961	Se estatiza totalmente SEGBA S.A.
1967	Se crea HIDRONOR S.A.
1973	Firma del Tratado de Yacyretá
1979	El Estado compra CIAE y se fusiona con SEGBA S.A.
1979	Habilitación de las primeras unidades de Salto Grande
1980/83	Comienza el traspaso a las Provincias de los activos de A y EE
1989	Ley de Emergencia Económica (Ley 23697) y de Reforma del Estado (Ley 23696)
1992	Privatización de SEGBA S.A.
1993	Comienza el proceso de privatización del resto del sector eléctrico provincial y nacional

Fuente: Bastos y Abdala y ENRE.

Con la creación de Segba S.A. se produjo la nacionalización parcial de la actividad en la región de Buenos Aires a través de un acuerdo con las empresas CADE y CEP (que operaba en el Gran Buenos Aires). En un principio el estado no compró la totalidad de las acciones. El acuerdo establecía que el resto de las acciones deberían ser compradas en un plazo de 10 años, pero en 1961 la empresa era 100% del estado adelantando en 7 años la integración de las acciones que habían quedado en poder de los privados.

La empresa “Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado” (AyE) se formó para resolver los problemas de desabastecimiento en el interior del país. En los ochenta gran parte de la empresa fue separada verticalmente, a través del traspaso a los gobiernos provinciales de la actividad de distribución.

HIDRONOR S.A. fue la empresa encargada de llevar adelante los grandes proyectos hidroeléctricos de la región del Comahue. La creación de esta empresa estuvo justificada en la necesidad de obtener créditos externos que tenían como un requisito básico para ser otorgados la existencia de una empresa con autonomía de decisión. Este criterio no podía ser cumplido por AyE debido a que la autoridad política tenía gran injerencia en la formación de sus tarifas.

Al momento de la reforma, las empresas públicas habían operado el sector casi en su totalidad por un período de aproximadamente 30 años. Como el principal objetivo era el de abastecer la creciente demanda e inclusive proveer energía eléctrica a regiones no conectadas, este período estuvo marcado por grandes inversiones, en especial en generación.

2. Situación previa a las privatizaciones (período 1980-1991)

En ese contexto, veamos qué sucedió con la evolución de la oferta y demanda de energía eléctrica desde 1980 (Cuadro 1). La instalación de nuevas plantas permitió aumentar los márgenes de reserva del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de 32% en 1980 a 44% en 1991. Asimismo pudo hacer frente a una suba de la potencia máxima demandada del 29% en ese mismo período, con un incremento de la capacidad instalada de 55%.

La composición de la oferta también cambió significativamente. Por ejemplo, mientras que en 1980 la potencia instalada en plantas hidroeléctricas y térmicas era de 35.7% y 60.6% respectivamente, los emprendimientos hidroeléctricos hicieron que en 1991 esas proporciones resultaran de 41.1% y 52.8%.

Si bien el comportamiento de la oferta de capacidad parece satisfactorio en términos generales también hay que tomar en cuenta otros aspectos, como los índices de calidad de prestación del servicio y los costos de inversión incurridos.

Cuadro 1
POTENCIA INSTALADA Y NIVELES DE RESERVA EN EL
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Año	Potencia Nominal Instalada (MW)	Potencia Máxima demandada (MW)	Reserva nominal de potencia (%)	Generación Térmica indisponible (%)	Energía Bruta generada (GWh)
1980	10.084	6.817	32.4	21.8	35.667
1981	10.992	6.680	39.2	15.9	35.213
1982	11.524	6.811	40.9	17.5	36.174
1983	12.896	7.268	43.6	17.9	38.899
1984	13.322	7.571	43.2	18.7	40.827
1985	13.991	7.637	45.4	23.6	41.492
1986	14.295	8.216	42.5	30.0	44.900
1987	14.634	8.714	40.5	29.2	48.064
1988	14.922	8.501	43.0	34.4	47.249
1989	15.210	8.292	45.5	34.4	45.838
1990	15.210	8.550	43.8	n.d.	46.567
1991	15.597	8.815	43.5	n.d.	50.121
1992	15.439	n.d.	n.d.	51.9	52.300
1993	16.276	9.222	43.3	41.2	57.866
1994	17.650	9.568	45.8	38.7	61.143
1995	18.519	9.897	46.6	28.3	62.809
1996	19.253	10.032	47.9	27.5	64.935

Fuente: Bastos y Abdala (1993) y Secretaría de Energía.

Una medida de eficiencia es la indisponibilidad de las máquinas. Durante ese período, y en especial en los últimos años, fueron muy altos generándose por esta razón altos niveles de energía no suministrada. Al final del período considerado los niveles de indisponibilidad se acrecentaron notablemente: 58% entre 1980 y 1989 (último año, previo a las privatizaciones, con información disponible).

Por otra parte la demanda de energía también siguió un curso ascendente pero con incrementos en los niveles de pérdidas, obtenidos como la diferencia entre energía generada y facturada (Cuadro 2).

Con respecto al aumento de las pérdidas, de 17.4 en 1980 a 22 en 1991, corresponde señalar que, si bien parte del aumento es justificado por las denominadas “pérdidas técnicas” que surgen de las características propias de la transmisión y distribución de la electricidad, otra parte es explicado por un notable crecimiento de las “pérdidas no técnicas” relacionadas con el hurto de energía. Este fue uno de los principales problemas que tuvo que ser afrontado por los concesionarios de distribución.

Cuadro 2
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y PÉRDIDAS DE
TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

Año	Energía generada (GWh)	Energía facturada (GWh)	Energía Perdida (%)
1980	35.667	29.449	17.4
1981	35.213	29.117	17.3
1982	36.174	29.666	18.0
1983	38.899	31.545	18.9
1984	40.827	33.092	18.9
1985	41.492	32.839	20.9
1986	44.900	35.502	20.9
1987	48.064	38.396	20.1
1988	47.249	38.390	18.7
1989	45.838	36.159	22.1
1990	46.567	36.526	22.1
1991	50.121	38.552	22.0
1992	52.300	41.363	16.7
1993	57.866	44.536	17.4
1994	61.143	48.265	16.2
1995	62.809	51.452	14.0
1996	64.935	54.281	15.1

Fuente: Bastos y Abdala (1993) y Secretaría de Energía

En el Cuadro 3 se presenta una serie de costos de inversión en el sector eléctrico. Se observan altos montos de inversiones anuales con una abrupta caída en 1989 explicada por la hiperinflación y la decisión de reforma del sector.

La mayor parte de los gastos están explicados por los proyectos hidroeléctricos y nucleares que tienen altos costos de capital. Cabe mencionar que el "time to build" de estos proyectos se extendió en el tiempo. Por ejemplo el costo de Yacyretá, que comenzó a construirse en 1973, recién entró en operación en 1994.

Una primera pregunta que surge al analizar las inversiones realizadas está relacionada con la eficiencia de las inversiones en el sentido de saber si se eligieron tecnologías de costo mínimo y niveles óptimos de capacidad (aun teniendo en cuenta la presencia de indivisibilidades). Además, como las inversiones eran llevadas a cabo por empresas públicas, otra cuestión está relacionada con la capacidad de control en el cumplimiento de los contratos de construcción (especialmente con respecto a las fechas previstas de puesta en marcha) y los montos implicados que producirían mayores costos.

Cuadro 3
NIVELES DE INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO (1970/89)

Año	Inversión total (Mill. US\$ de dic/91)	Potencia Nominal Instalada (MW)	Incremento de la Potencia Nominal Instalada (MW)
1970	940	4.859	n.d.
1971	888	5.233	424
1972	991	5.618	335
1973	1.162	6.505	887
1974	1.442	7.228	723
1975	1.712	7.281	53
1976	1.717	7.080	599
1977	3.077	8.106	225
1978	2.494	9.248	1.142
1979	1.727	9.570	323
1980	2.122	10.084	514
1981	2.094	10.992	908
1982	2.029	11.524	532
1983	2.021	12.896	1.372
1984	1.610	13.322	426
1985	1.438	13.991	669
1986	1.740	14.295	304
1987	2.628	14.634	339
1988	1.971	14.922	288
1989	753	15.210	288
Prom. 70-89	1.728		545

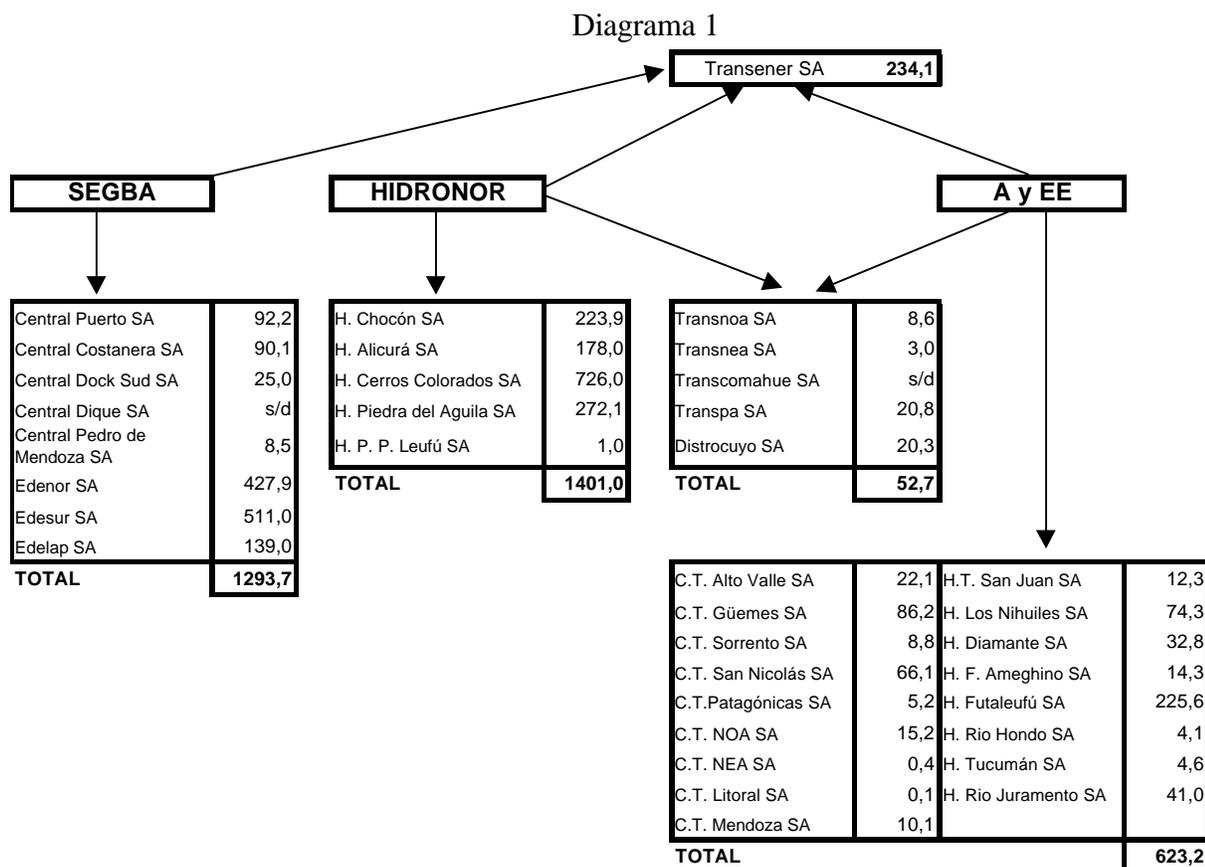
Fuente: Bastos y Abdala (1993). Nota: La inversión total, obtenida a partir de los datos suministrados por la SIGEP y por la Dirección de Análisis de Proyectos del Sector Público. Estos valores se han incrementado un 7% para contemplar las inversiones en empresas de distribución provincial no incluidas en dichas series.

Por otra parte también corresponde preguntarse hasta que punto las nuevas inversiones reemplazaron capital existente y en qué medida se realizaron inversiones en mantenimiento de equipos. No es el objetivo de este trabajo avanzar en ese tema pero parecería que, más allá del nivel de los costos incurridos, gran parte de los recursos se asignaron a nuevas inversiones y no se prestó atención al mantenimiento de la capacidad existente, lo que produjo un fuerte deterioro en la capacidad real de la oferta que se puede visualizar indirectamente a través de los elevados índices de indisponibilidad.

3. El proceso de privatización

En 1989, con la Ley de reforma del estado N° 23.696, comenzó la preparación de las privatizaciones en el sector eléctrico cuyo punto de partida fue la venta de Segba S.A. en 1992. Luego siguieron las privatizaciones de las plantas de AyE e HIDRONOR. Aun hoy el proceso de privatización continúa, principalmente a través de traspasos de empresas provinciales. En el ámbito nacional, la privatización en marcha actualmente corresponde a Nucleoeléctrica S.A., empresa que maneja las centrales nucleares.

Tabla 1.4: Unidades de negocio privatizadas de las empresas públicas nacionales.



Fuente: Informe sobre privatizaciones.

En general, las empresas nacionales fueron privatizadas al principio del período y las provincias comenzaron a dar en concesión la actividad de distribución y vender las plantas de generación de energía recién a partir de 1995².

Las modalidades llevadas a cabo para la privatización de las empresas del sector dependieron de las características de las unidades de negocio involucradas. En el segmento de generación, la de origen térmico fue realizada a través de la venta de los activos de la empresa, mientras que las centrales hidráulicas, se otorgaron por concesión (30 años), estando obligadas a pagar regalías a las provincias en las que se encuentran. Los segmentos de transporte y distribución³, también se concesionaron para un plazo de 95 años⁴. De esta forma, el estado luego de constituir una sociedad anónima de cada unidad de negocio incluido en este proceso, transfirió al sector privado el paquete de control accionario de las empresas privatizadas. (Acciones A) - en general el 51 %, como en el caso de las distribuidoras Edenor, Edesur y Edelap - reteniendo el 39% restante. (Acciones B) - para su venta en el mercado de capitales. El último 10 % sin las acciones C correspondientes al PPP. (Acciones C) - las que una vez integradas se transforman en acciones B.⁵

En el Diagrama 1 se presentan las unidades de negocio privatizadas de las empresas públicas nacionales. Los ingresos totales obtenidos fueron de aproximadamente \$ 3.600 millones, formados por la oferta en efectivo y en títulos públicos (o valor nominal). El estado Nacional todavía tiene participación en algunas de las empresas privatizadas. En el Cuadro 4 se presenta la participación accionaria del Estado en empresas del sector eléctrico al 31 de diciembre de 1997.

Cuadro 4
PARTICIPACIÓN ACCIONARIA DEL ESTADO NACIONAL
(al 31 de diciembre de 1997)

	Participación Porcentual del Estado Nacional
Edenor S.A.	19.50
Transener	25.00
Hidroeléctrica Alicurá	19.50
Central Térmica Dique	39.90
Central Térmica Guemes S.A.	30.00
Central Térmica Mendoza S.A.	15.48
Central Térmica Patagónica S.A.	13.00
Hidroeléctrica Piedra del Aguila S.A.	23.00
Hidroeléctrica Diamante S.A.	39.00
Transpa S.A.	6.00
Transnea S.A.	30.00

Por otra parte, la desregulación y las privatizaciones produjeron un fuerte aumento en el número de operadores del sector. En el Cuadro 5 se muestra el número de agentes por tipo de propiedad en la producción y la distribución de electricidad.

Cuadro 5
CANTIDAD DE AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA
(al 31/12 de cada año)

Sub-sector	Propiedad	1992	1993	1994	1995	1996
Generadores	Privada	7	17	23	28	33
	Nacional	4	3	2	2	2
	Binacional	1*	1*	2	2	2
	Provincial	3	4	3	3	3
	Totales	15	25	30	35	40
Transportistas	Privada	-	1	4	6	6
	Nacional	3	1	1	-	-
	Provincial	2	4	3	-	-
	Totales	5	6	8	6	6
Distribuidores	Privada	3	4	4	8	14
	Nacional	3	1	1	-	-
	Provincial	16	16	16	15	11
	Totales	22	21	21	23	25

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de la Secretaría de Energía. EB Yacypretá, aunque ya existía en 1992 y 1993 no es incluida hasta 1994, cuando comienza a funcionar su primer turbina.

La separación horizontal de las plantas de generación al momento de su venta más la entrada de nuevos agentes al mercado a causa de la desregulación hizo aumentar el número de productores privados de 7 en 1992 a 33 en 1996. En distribución se observa un aumento del número de agentes privados hacia el final del período, motivado por la ola de privatizaciones provinciales.

En la actualidad hay una clara preponderancia de empresas privadas tanto en generación como en transporte en alta tensión, mientras que en distribución todavía existe gran cantidad de empresas públicas, en su totalidad de propiedad de los estados provinciales.

III. MARCO REGULATORIO

1. Legislación vigente

Los lineamientos generales dentro de los cuales se desenvuelve el sector están contemplados en la Ley N° 24.065 y sus decretos y resoluciones reglamentarios. Sus objetivos básicos están fijados en el Art. 2° que se resume en el Recuadro 2.

Recuadro 2	
OBJETIVOS DE LA LEY DE ENERGÍA ELÉCTRICA	
<i>a)</i>	Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios.
<i>b)</i>	Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.
<i>c)</i>	Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad.
<i>d)</i>	Regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables.
<i>e)</i>	Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas
<i>f)</i>	Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

Uno de sus objetivos principales es que los beneficios derivados de la competencia en el subsector de generación alcance a los consumidores finales e intermedios a través de menores precios de la energía. Se hace mención, explícitamente, al aliento de inversiones que aseguren el suministro de largo plazo (inc.b) y que se realicen en producción, transporte y distribución (inc. f).

Debido a la complejidad del funcionamiento del sector la Ley 24.065 está apoyada en un extenso número de decretos y resoluciones que reglan los procedimientos⁶. En la Ilustración 2.1 se presentan sólo los más importantes: el decreto reglamentario 1398/92 y las resoluciones que regulan la operación y despacho que coordina Cammesa. Asimismo también se deben incluir los contratos de concesión de las distribuidoras y transportistas.

Los tres subsectores que integran la industria eléctrica asumen características especiales cuando se consideran los aspectos regulatorios que atañen a la inversión. En generación la decisión está enteramente en manos del sector privado, en transporte existe un complicado mecanismo para decidir ampliaciones de capacidad por parte de los agentes del sistema y en

distribución hay obligación de suministro y requerimientos mínimos de calidad. Estos aspectos se verán en detalle en las secciones que tratan específicamente a cada uno de los subsectores.

2. Organismos de regulación, coordinación y control

El organismo de aplicación de la Ley es la Secretaría de Energía, que tiene a su cargo el establecimiento de normas que regulen la operación del sistema a nivel nacional. Existen otras dos instituciones de gran importancia para el funcionamiento del sector: El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) cuya principal tarea es la de tratar los problemas que resultan de la aplicación de la regulación y Cammesa que es el organismo encargado del despacho (OED).

Cammesa es una empresa mixta (con participación de las asociaciones que representan a los agentes del sistema y del sector público⁷) encargada del despacho del sistema, es decir, es la que coordina las acciones de los agentes siguiendo los procedimientos estipulados por la Secretaría de Energía.

En términos generales, la Secretaría de Energía autoriza los ingresos a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista y dispone cambios en la regulación a través de Resoluciones, dentro del marco general establecido por la ley y su decreto reglamentario. También Cammesa maneja las transacciones económicas del mercado contabilizando los créditos y débitos que surgen de las operaciones y realizando las correspondientes liquidaciones a los agentes.

El ENRE fue creado por el Art. 54 de la Ley con el objeto de llevar a cabo todas las medidas tendientes a cumplimentar los objetivos mencionados en el Art. 2. Las funciones se pueden resumir en cuatro categorías:

1. Vigilancia y fomento de las prácticas competitivas
2. Control de calidad y poder de policía
3. Entradas y salidas de la industria
4. Cuestiones tarifarias. Estas funciones son descriptas en el Art. 56 que se detalla en el Recuadro 3.

El ente está comandado por un directorio de cinco miembros, elegidos a partir de una convocatoria pública, con un mandato de cinco años con renovación anual de sus miembros en forma escalonada. Dos de los cargos son propuestos por el Consejo Federal de la Energía. Los fondos para su funcionamiento provienen, principalmente, de la tasa de fiscalización y control con cargo a los generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios.

Recuadro 3 FUNCIONES Y FACULTADES DEL ENTE REGULADOR	
a)	Hacer cumplir la Ley, controlando la prestación de servicios y las obligaciones fijadas en los contratos de concesión.
b)	Dictar reglamentos en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, medición y facturación de los consumos, control y uso de los medidores, interrupción y reconexión de suministros, acceso a inmuebles de terceros y calidad de los servicios.
c)	Prevención de conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias.
d)	Establecer las bases para el cálculo de las tarifas.
e)	Asegurar el libre acceso a los servicios de transporte y distribución.
f)	Determinar las bases y condiciones de selección para el otorgamiento de concesiones de transporte y distribución.
g)	Llamará a participar en procedimientos de selección y efectuará las adjudicaciones correspondientes (Ad referéndum del Poder Ejecutivo).
h)	Propiciar ante el PE la cesión, prórroga, caducidad o reemplazo de concesiones.
i)	Autorizar las servidumbres de electroducto.
j)	Organizar y aplicar el régimen de Audiencias Públicas.
k)	Velar por la protección de la propiedad, medio ambiente y seguridad pública en la construcción y operación en generación, transporte y distribución.
l)	Promover acciones legales para asegurar el cumplimiento de la Ley.
m)	Reglamentar el procedimiento para la aplicación de sanciones.
n)	Requerir a los transportistas y distribuidores la información necesaria para verificar el cumplimiento de las normas
ñ)	Publicar la información de utilidad pública
o)	Aplicar Sanciones
p)	Asegurar la publicidad de las decisiones que adopte
q)	Someter anualmente al Congreso y al PE un informe de actividades y sugerencias
r)	Delegar en sus funcionarios las atribuciones que considere conveniente
s)	En general, realizar todo acto que mejore su funcionamiento...

3. Agentes del sistema

La cantidad de agentes que intervienen directamente en el Mercado Eléctrico Mayorista, tanto del lado de la oferta como de la demanda, ha aumentado sensiblemente desde la reestructuración del sector. Se entiende como agente reconocido del MEM a aquellos que, cumpliendo determinados requisitos que se detallan más adelante, se encuentran conectados al sistema y están facultados para comprar y vender en el mercado. Quedan excluidos los autoprodutores, es decir, los usuarios que se autoabastecen (total o parcialmente) a través de grupos generadores propios. En la Cuadro 6 se muestra esta evolución desde 1992 en adelante.

La actividad de producción está constituida por los generadores, los cogeneradores⁸ y los autogeneradores. Los primeros son los dedicados exclusivamente a la venta de energía eléctrica al MEM, los cogeneradores son los productores de otros bienes que venden energía eléctrica como un subproducto de su producción (este es el caso del ciclo combinado ubicado en la Refinería La Plata de YPF). Los autogeneradores son aquellas empresas que cuentan con plantas de

generación que son usadas principalmente para su autoabastecimiento y que comercian en el MEM los saldos (por ejemplo Siderar S.A. con la planta en San Nicolás).

Cuadro 6
EVOLUCIÓN DE LA CANTIDAD DE AGENTES DE MEM

Empresas	1992	1993	1994	1995	1996
Generadoras	15	25	30	35	40
Transportistas	5	6	8	8	6
Distribuidoras	22	21	21	23	25
Autogeneradoras	0	2	5	9	9
Grandes Usuarios Menores	0	0	0	207	458
Grandes Usuarios Mayores	0	0	69	189	246
Totales Agentes del MEM	42	54	133	469	784

Fuente: Secretaría de Energía.

El transporte y la distribución troncal se diferencian por la tensión de sus líneas de transmisión. El Transporte (en alta tensión) cuenta principalmente con líneas de 500 kV y conecta distintas regiones, en cambio la Distribución troncal tiene líneas de 132 kV a 400 kV y está acotada a una región determinada.

En la actividad de distribución, se puede hacer una taxonomía de las firmas de acuerdo con dos aspectos: la propiedad de las mismas y el control regulatorio. Por un lado, gran parte de ellas son propiedad de los estados provinciales, y por otro, la definición del esquema regulatorio de las distribuidoras provinciales lo realizan los estados provinciales bajo el control de sus propios entes. El ENRE sólo controla la actividad de las ubicadas en el Gran Buenos Aires y La Plata.

Con respecto a los Grandes Usuarios, existen dos tipos: los mayores (GUMA) y los menores (GUME). Los primeros son aquellos con demandas superiores a 1Mw, los segundos son los que tienen demandas entre 0,1Mw a 2 Mw. Actualmente se está pensando en un proceso de desregulación que le permitiría también a las pequeñas demandas elegir su proveedor. De esta manera se separaría totalmente la etapa de comercialización de la etapa de distribución.

IV. CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS Y TECNOLÓGICAS

1. Características específicas de la electricidad y su industria

La electricidad, y en consecuencia la industria encargada de su generación, transmisión y distribución (las tres etapas básicas para la producción de energía eléctrica), posee ciertas características que la distinguen de otros bienes y, por lo tanto, presenta particulares problemas a resolver para una conformación óptima del mercado. En el Recuadro 4 se resumen las principales características que afectan el funcionamiento del sector.

Recuadro 4 CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO	
<i>Etapa</i>	<i>Características</i>
<i>Generación</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Diversidad tecnológica: En la generación de energía existen diversas tecnologías disponibles (centrales nucleares, hídricas y térmicas) que aportan distintas combinaciones de costos fijos y variables, utilización de factores e insumos y flexibilidad en el arranque de los equipos. • Niveles mínimos de producción: existen umbrales mínimos de generación total que evitan la caída del sistema interconectado. • Imposibilidad de almacenamiento: No existen métodos, económicamente viables, que permitan el almacenamiento de energía generada para su venta posterior, con lo que la igualdad entre generación y demanda debe verificarse momento a momento.
<i>Transporte</i>	<ul style="list-style-type: none"> • No direccionalidad de la energía: Con la tecnología disponible no es posible enviar a la energía por las líneas que se desea, sino que esta fluye de los nodos generadores a los demandantes según la resistencia que las líneas le oponen. Esta característica de la electricidad ofrece dificultades para su tarificación y la valoración de los servicios de transporte. • Subaditividad de costos: Tanto para la transmisión como para la distribución suele encontrarse que es más barato brindar el servicio con una empresa que con dos o más, o bien proveer dos tipos de servicio con una sola empresa. Esto lleva a la presencia de monopolios y hace necesaria su regulación de forma de brindar al resto del mercado las señales de precios correctas y evitar la apropiación de rentas.
<i>Distribución</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Baja sustituibilidad de la demanda: Los altos costos de sustituir la electricidad por otras fuentes de energía hace que los costos sociales de la interrupción del servicio sean muy altos. • Demanda variable y aleatoria: En cuanto a la variabilidad, corresponde a la existencia de picos y valles en las cantidades demandadas en el curso del día, así como al hecho que presenta estacionalidad. A su vez la demanda no es enteramente predecible, pudiendo encontrarse shocks.

Los altos costos de la energía no suministrada, la aleatoriedad de la demanda y la imposibilidad de almacenar electricidad y especialmente, las externalidades de la red resultan en altos incentivos a la estructuración de mecanismos institucionales de coordinación de los agentes en la generación, transmisión, distribución y demanda; a la vez que obligan a la inversión en infraestructura que se utilizará solamente en los momentos de demandas extraordinariamente altas.

Debido a las características del bien, se observa internacionalmente que los estados ejercen una importante intervención en la organización del sector, en comparación al resto de la economía, aunque con organizaciones muy diversas en los distintos países, desde casos fuertemente centralizados por el estado a casos de amplia intervención privada.

2. Breve descripción de la estructura del mercado y su regulación

En la Argentina la industria fue desintegrada verticalmente en sus tres etapas: generación, transmisión y distribución, con estructuras claramente diferenciadas.

Los cambios tecnológicos han hecho que las indivisibilidades registradas tradicionalmente en la generación sean actualmente mucho menores y que se pueda hablar de umbrales mínimos de entrada más bajos, lo que posibilita la participación de un mayor número de agentes en esta etapa de la industria. Esto permitió estructurar esquemas de funcionamiento de la producción bajo condiciones de competencia al nivel de las plantas generadoras.

A su vez, la existencia de multiplicidad de generadores integrados al sistema, combinados con las restricciones de confiabilidad de la red y los altos costos de la energía no suministrada, llevaron a la creación de mecanismos institucionales de coordinación de la actividad de los agentes, estableciéndose un orden de mérito de entrada en la producción sobre la base de los precios de oferta de generación. Esta actividad de coordinación es realizada por una empresa privada que debe ceñirse totalmente a los procedimientos técnicos establecidos en la regulación.

Más precisamente, la tarea del coordinador consiste en indicar, a partir de la información suministrada por los propios agentes⁹ y los procedimientos establecidos por la autoridad pública, los niveles de producción de cada uno de ellos. Estas cantidades surgen como resultado de la minimización de costos del sistema sujeto a restricciones tecnológicas y de confiabilidad y partir de ellas se determinan los precios en cada nodo de la red.

La determinación del precio en el mercado mayorista se realiza en forma horaria a partir del costo (marginal¹⁰) de generar un MWh adicional para abastecer la demanda del sistema en ese instante. Como consecuencia de ello, el precio spot de la energía presenta, hora a hora, una significativa variación. El precio de la electricidad en cada nodo vinculado¹¹ al mercado es igual al precio de mercado menos el valor de las pérdidas marginales debidas al transporte de la energía.

El precio de mercado corresponde al valor de la energía en el centro de cargas -nodo

Ezeiza-, el que se calcula, en líneas generales, como el mayor costo marginal de generación entre los nodos vinculados ajustado por las pérdidas marginales. Para los nodos no vinculados al mercado se calculan precios llamados locales¹², iguales al mayor costo marginal de generación dentro del área desvinculada. De acuerdo con esta regla, los generadores de menores costos marginales obtienen una renta originada en que son remunerados al costo marginal de la última máquina despachada. Además, los generadores cobran por potencia puesta a disposición, una forma de remunerar la necesidad de reserva del sistema.

La actividad de transmisión de electricidad en alta tensión¹³ tiene la tarea de vincular eléctricamente a los generadores con las distribuidoras o los grandes usuarios y es considerada como un servicio público por la legislación. Esta vinculación es la que hace posible la existencia de un solo mercado. Por ejemplo, el sistema eléctrico de la Patagonia (MEM-SP) es un mercado no vinculado al sistema interconectado nacional (MEM), y por lo tanto, sus precios y cantidades están determinados íntegramente dentro de su propia red. La transmisión de alta tensión fue concedida a una sola empresa, con el objeto de aprovechar las economías de escala, mientras que en la distribución troncal se crearon monopolios regionales.

Para evitar la apropiación de excedentes por parte de estos monopolistas se les prohíbe comprar y vender electricidad, regulándose un sistema de pago que permite financiar el servicio de transporte a través de un ingreso máximo que es recalculado cada cinco años (en el Recuadro 5 se describe el sistema remuneratorio del transporte). A su vez, se establece el principio de acceso abierto a la red de transporte: la transportista no puede negar el acceso de un agente a la red si paga los cargos, no discriminatorios, establecidos.

La actividad de distribución de energía eléctrica está definida como el vínculo entre el sistema de transporte o de un generador de energía eléctrica con los usuarios finales, que se materializa a través de la comercialización y la subtransmisión de electricidad. La distribución de energía eléctrica ha sido concesionada como I) un servicio público; y II) un *monopolio legal*, otorgado por un contrato de concesión en relación al uso exclusivo de sus redes (no así en la comercialización, puesto que existe la posibilidad de que los usuarios con determinadas características de consumo, puedan contratar directamente su suministro con los generadores, medida que introduce competencia en ese segmento).

La división horizontal de la actividad creando Edenor, Edesur y Edelap a partir de la unidad de negocio de distribución de Segba posibilita la competencia por comparación. De esta manera tanto el usuario como el regulador pueden exigir condiciones similares por parte de uno u otro prestador, además de preparar el terreno para incorporar competencia en el caso que los avances tecnológicos redefinan la característica actual de exclusividad en el área de concesión.

Recuadro 5
ESQUEMA DE REMUNERACIONES DEL TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN

En la actualidad, la transportista de alta tensión obtiene ingresos a partir de distintas remuneraciones establecidas en la legislación.

1. Remuneración por Energía Eléctrica Transportada: Se establece como un monto fijo anual, por un período de cinco años, que debería corresponder al promedio del valor de las pérdidas de la energía transportada. Como éste es un monto fijo, la transportista no tiene incentivos a aumentar las pérdidas con el objetivo de aumentar su ingreso.

2. Remuneración por Capacidad de Transporte: Es un cargo mensual por línea que depende de la disponibilidad de la misma en el mes.

3. Remuneración por Conexión: Es la remuneración por los servicios de conexión a la red de alta tensión brindados a los usuarios.

Para el financiamiento de estas remuneraciones se recurre a:

1. Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada: surge de la suma de las diferencias en los valores de la energía transportada entre nodos y de las diferencias en lo que se paga en las compras y ventas de potencia. Por lo tanto, esta recaudación surge de la diferencia de precios nodales y no se corresponde con un pago explícito de los agentes del sistema, a la vez que mantiene una relación directa con las pérdidas del transporte, ya que estas últimas determinan la estructura espacial de precios.

2. Cargos Complementarios: Si la Remuneración por Energía Eléctrica Transportada más la Remuneración por Capacidad de Transporte supera la Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada, la diferencia es financiada por medio de Cargos Complementarios cobrados a los usuarios según una medición de la utilización que estos hacen de las líneas.

3. Cargos por Conexión: Los usuarios del servicio de alta tensión abonan estos cargos por la vinculación con el sistema por medio del equipamiento de conexión y transformación. Los cargos por conexión son función de la potencia máxima requerida y las horas de disponibilidad.

De esta manera, los cargos por conexión y complementarios sirven para brindarle a la transportista una recaudación por encima de la que obtendría si comprara y vendiera la energía a los precios nodales, que es lo que obtendría de recibir un valor igual a la Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada. La distribución de estos cargos según el uso de la red implica que existen en el mercado incentivos económicos de corto plazo distintos a los que surgen de la estructura de precios nodales, dado que, por ejemplo, un generador tendrá en cuenta no sólo el costo de generación sino el efecto que una unidad más de generación tendrá sobre los cargos a pagar. Esto podría distanciar el despacho, que surge de los costos declarados por los generadores, del óptimo del sistema y llevar el equilibrio a un punto de mayores precios.

La caracterización de la distribución de energía eléctrica como servicio público por el artículo 1 de la Ley 24.065 se utiliza para asegurar que:

“los distribuidores satisfagan toda la demanda de servicios de electricidad que les sea requerida” (art. 21), “estando obligados a permitir el acceso indiscriminado a terceros a la capacidad de transporte” (art. 22) y no pudiendo “otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones” (art. 23).

La remuneración de las distribuidoras se fija por nivel de tensión (kV) y usuario servido por un plazo de cinco años (al final del mismo es recalculada para los siguientes cinco años). Esta remuneración fija da incentivos económicos a las distribuidoras a aumentar la eficiencia y disminuir el nivel de pérdidas, dado que se apropian del total de la disminución de los costos de

distribución hasta el final de cada plazo tarifario. En el Recuadro 6 se describe más detalladamente la modalidad de regulación elegida.

A su vez las distribuidoras son responsables de satisfacer la demanda en su región, enfrentando penalidades económicas de no hacerlo. Esta responsabilidad es muy significativa porque establece indirectamente una obligación de invertir. Las distribuidoras deben decidir entre pagar penalidades o evitarlas afrontando el costo de capital de nuevo equipamiento.

Recuadro 6
MODALIDAD DE REGULACIÓN DE LAS DISTRIBUIDORAS

El modelo adoptado en el país es el de fijación de precios máximos o price cap de la forma $RPI-X+Y$, donde RPI en el caso argentino es un mix de precios mayoristas y minoristas de los Estados Unidos, X representa el factor de eficiencia trasladable a las tarifas e Y el costo de la energía y la potencia en el mercado mayorista más el costo de transporte hasta el nodo del distribuidor.

Además están sujetas a objetivos de calidad determinados y a revisiones periódicas de las tarifas. En el caso de las distribuidoras de jurisdicción nacional -Edenor, Edesur y Edelap-, el primer período tarifario es de 10 años, a partir del cual las revisiones se realizarán cada 5 años.

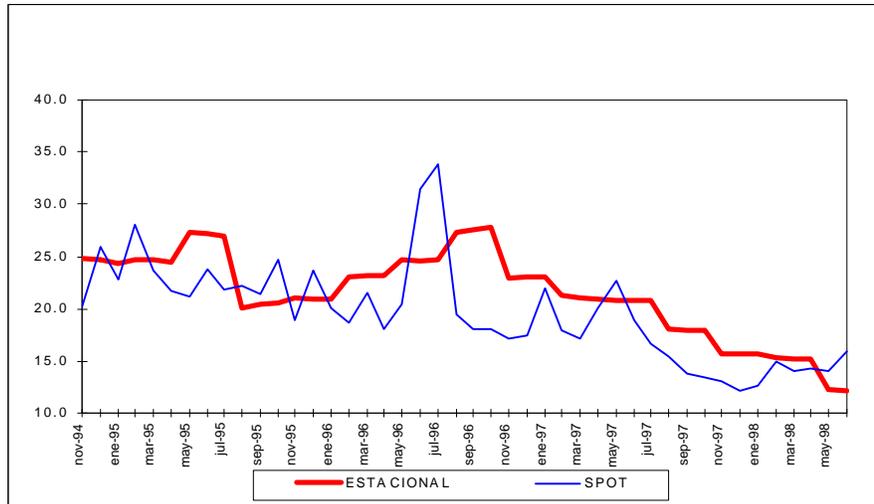
Al momento de la revisión, el regulador determina el factor X de eficiencia (durante el primer período es igual a cero), y consecuentemente la reducción en términos reales que tendrán las tarifas. En este sentido, una vez conocido X la empresa tiene grandes incentivos para mejorar su productividad a fin de lograr una rentabilidad mayor a la reconocida (implícitamente) en las tarifas a los usuarios finales.

Con relación al término Y de la ecuación, el objetivo es aislar el negocio de distribución propiamente de dicho del precio de compra en el mercado, transfiriendo este costo a los usuarios (pass-through)¹⁴. En otras palabras, la actividad de las empresas es el suministro de energía eléctrica, comprando en el mercado a cuenta y cargo de sus clientes. Para ello, es preciso diferenciar entre las diferentes modalidades de compra existentes, es decir, las realizadas en el mercado spot y las del mercado a término (contratos).

Por otra parte, es importante aclarar que dada la dificultad práctica de elaborar una tarifa al usuario final a partir de un precio de compra en el mercado mayorista que varía horariamente, el modelo implementado incorpora la creación de un sistema de precios estabilizado (o estacional) para salvar este inconveniente. Esto es, trimestralmente¹⁵ y a partir de las estimaciones realizadas por Cammesa, la Secretaría de Energía sanciona (ex-ante) el precio estacional de la energía que regirá para ese período. Este es el precio al que comprarán las empresas distribuidoras en el mercado spot y representa el precio spot medio esperado para dicho trimestre¹⁶.

Como puede observarse en el gráfico 1, si bien la tendencia indica que ambos precios convergen en el tiempo, las diferencias entre las estimaciones ex ante (precio estacional) y el precio real (spot), han significado que el Fondo de Estabilización acumule al mes de marzo de 1998 más de \$ 90 millones.

Gráfico 1
EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA (\$/MWh)



En cuanto a las compras en el mercado a término, cabe realizar una distinción entre dos tipos posibles de contratos: los transferidos al momento de la privatización de las empresas distribuidoras y los libremente pactados por éstas luego de la privatización. Respecto de estos últimos, únicamente se reconoce como precio transferible a la tarifa el precio estacional.

Con relación a los primeros, las privatizaciones de las distribuidoras de jurisdicción nacional incluyeron la transferencia de sendos contratos de abastecimiento de energía eléctrica, con una duración de 8 años cada uno: Edenor y Edesur con Central Puerto y Central Costanera y Edelap con Central térmica San Nicolás¹⁷. Estos contratos representan aproximadamente entre el 50% y el 60% de las compras totales de energía de las distribuidoras en el mercado y sus precios - que se ajustan anualmente- ascienden en la actualidad a 38 US\$/MWh aproximadamente. Son transferidos a las tarifas de los usuarios de acuerdo a la proporción en que participan en el total de compras de las distribuidoras. Lógicamente, una vez finalizados (año 2000), todos los contratos de abastecimiento que realicen las empresas serán “no transferidos” y por lo tanto, sólo se reconocerá como precio de compra en el mercado, el precio estacional de la energía y la potencia.

Como consecuencia de la caída de los precios en el mercado mayorista, las tarifas a los usuarios finales han tenido una significativa disminución. En efecto, si consideramos la evolución de la tarifa media total¹⁸ de las tres empresas distribuidoras (Cuadro 7) del área metropolitana desde el momento de la privatización, se observa una disminución en términos reales del orden del 15%. Es preciso aclarar que esta disminución hubiera sido más pronunciada de no existir los contratos transferidos que se mencionan en el párrafo anterior. Por otra parte, al momento de la privatización, las tarifas correspondientes a la categoría Residencial R1 estuvieron sujetas a un subsidio que fue decreciendo en el tiempo hasta desaparecer por completo en mayo de 1994. Sin considerar este subsidio, las tarifas medias disminuyeron en el período analizado un 17%, 19% y 20% para EDESUR, EDENOR y EDELAP respectivamente.

Cuadro 7
VARIACIÓN DE LAS TARIFAS FINALES (\$/MWh)

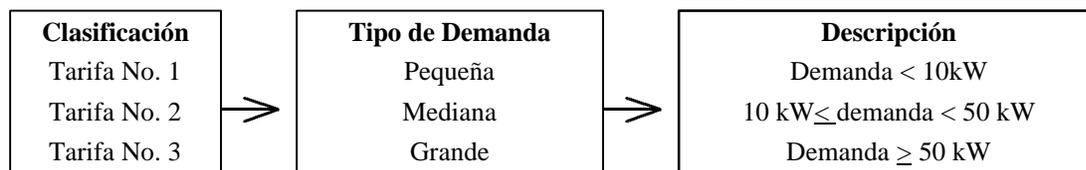
Empresa	Inicial	Feb-98	Variación
Edenor S.A.	97.2	81.6	-16%
Edesur S.A.	104.1	89.8	-14%
Edelap S.A.	100.1	84.3	-16%

Fuente: ENRE. El cuadro inicial corresponde al mes de agosto de 1992 para Edenor y Edesur y Diciembre de 1992 para Edelap. Estos valores se ajustaron a febrero de 1998 por el IPC.

En el Recuadro 7 se describe la estructura tarifaria a usuarios finales de las distribuidoras de Buenos Aires.

Recuadro 7
ESTRUCTURA TARIFARIA DE EDENOR, EDESUR Y EDELAP

La tarifa a usuarios finales está compuesta por dos términos. Un término es el costo de compra de la energía y la potencia en el mercado mayorista, que es directamente trasladado a los usuarios (pass-through). El otro, representa la remuneración a la empresa por la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica (costo propio o valor agregado de distribución -VAD) que contempla los costos de las inversiones necesarias para la expansión y reposición de las redes, de operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones dedicados al servicio y de atención al usuario¹⁹, asegurando una tasa de rentabilidad razonable a las empresas que operen con eficiencia (artículos 40 y 41 de la Ley 24.065). Es el VAD, la parte de la tarifa que se ajusta a través del término RPI-X²⁰.



Este costo propio de distribución, dependerá de la modalidad de consumo y de la tensión en que se efectúe el suministro. Asimismo, la Ley establece claramente la prohibición de subsidios cruzados entre categorías de usuarios así como la discriminación de precios por parte de la distribuidora (artículos 42 y 44).

Por el contrario, la ley prioriza el uso de mecanismos directos como los subsidios explícitos, cuya contrapartida es la asignación de fondos específicos provenientes de partidas del presupuesto nacional para subsidiar a determinados grupos como los jubilados, las entidades de bien público sin fines de lucro y/o sectores electrointensivos. Para ello la ley prevé por el art. 42 inc. a) (Dto. 1398/92) el reconocimiento de reducciones en las tarifas²¹.

Como resultado de los estudios realizados respecto a las características de la demanda de energía eléctrica de la ex Segba, quedó definida la estructura del cuadro tarifario para las empresas distribuidoras Edenor, Edesur y Edelap, a partir de la modalidad de consumo y el nivel de tensión en que se efectúa el suministro.

Para las pequeñas demandas se estableció un cargo fijo mensual y un cargo variable. Las medianas demandas pagan un cargo mensual por capacidad de suministro contratada y un cargo variable, ambos por tramo horario único. Las grandes demandas tienen un cargo por capacidad de suministro contratada discriminado en horas de punta y fuera de punta y un cargo por energía que discrimina las horas de punta, resto y valle²².

V. INVERSIONES EN GENERACIÓN

1. Aspectos regulatorios

1.1 Principio de Acceso Abierto

La generación de energía eléctrica esta caracterizada como una actividad de interés general según lo estipula la Ley 24.065 en su artículo 1°, y es regulada únicamente en aquellos aspectos que afectan ese interés, por ejemplo aquéllos vinculados a cuestiones ambientales. Esto es así, debido a que la generación, luego de la reforma implementada en el sector eléctrico, es una actividad competitiva.

En este sentido se orienta el artículo 5° del Decreto 1.398/92, que establece explícitamente la posibilidad de ingresar en el segmento de generación térmica sin contar con autorización previa. Por el contrario, la de origen hidroeléctrico, está sujeta a un régimen de concesión en la explotación, de acuerdo a los términos de la Ley 15.336/60 que establece las prioridades del uso del agua en las explotaciones hidroeléctricas²³.

Para acceder al mercado sólo se deben cumplir determinados requerimientos de tipo técnico que están especificados en la normativa (Recuadro 8) que no resultan restrictivos. Por lo tanto la única característica de la regulación que resulta de interés analizar es el tipo de acceso definido para la red de transporte eléctrico.

Puede haber distintos tipos, por ejemplo abierto (“open access”) y transporte comunitario (“common carriage”), entre otros. Bajo acceso abierto cualquier generador tiene derecho a entrar en la red pagando los costos correspondientes. El transporte comunitario corresponde a una organización en acceso abierto a la que se agrega la obligación para el transportista de expandir la red de modo de satisfacer siempre la demanda.

El principio de acceso abierto es el sistema utilizado en la Argentina y fue una condición establecida para favorecer las condiciones de competencia en el ámbito de la generación, pero tiene consecuencias importantes sobre el método regulatorio empleado para el transporte. De hecho, pone las condiciones de regulación bajo una situación de segundo mejor debido a que no es posible determinar lo que podría llamarse el tamaño óptimo del club implícito: la regulación establece que el club está integrado por todos los agentes que deseen entrar. Transforma un bien de club en un bien público local, de modo que insistir sobre la necesidad de cumplir estrictamente

las condiciones de eficiencia pura puede ser equivocado y se requiere un examen más cuidadoso de las nuevas condiciones de "optimalidad".

Al fijar el número de miembros del club como todos los que lo deseen se establece una condición adicional que impide trabajar con las condiciones de eficiencia pura. En este caso, la necesidad regulatoria en una etapa de la industria -asegurar competencia en generación- tiene efectos de "derrame" sobre otra.

En ese contexto, aparecen como cruciales, tanto la determinación del precio de acceso y uso de un agente de la red, como el problema de qué cargo corresponde a quienes ya están y qué debe pagar cada agente por expansiones de la red.

Recuadro 8
REQUERIMIENTOS DE ACCESO

Básicamente, deben cumplir los siguientes requisitos:

- El generador, ser titular de un establecimiento dedicado a la generación de energía eléctrica que coloque su producción total o parcial en algún punto de conexión de la red.
- El cogenerador y el autogenerador, deben tener una potencia instalada mínima de 1 MW. El autogenerador, además debe tener una capacidad propia de generación que cubra como mínimo el 50% del total de su demanda anual de energía.

Adicionalmente, la empresa que desee ingresar como nuevo agente del mercado mayorista eléctrico²⁴, deberá efectuar el pedido ante la Secretaría de Energía para obtener la habilitación correspondiente con una antelación no menor a 90 días corridos a la fecha prevista de ingreso. Asimismo, deberá solicitar a Cammesa el pedido de verificación del cumplimiento de los requisitos técnicos para la administración de sus transacciones y el despacho de energía y potencia en el MEM, así como a la empresa transportista el acceso a la utilización de sus redes.

2. Inversiones realizadas y proyectadas

2.1 Inversiones realizadas

La generación de energía eléctrica puede dividirse en dos grupos. Por un lado, aquélla que se encuentra vinculada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) del que forma parte del mercado mayorista (MEM) y el sistema patagónico (MEMSP)²⁵. Estos vuelcan su oferta al mercado y resultan despachados de acuerdo a un orden que incorpora sucesivamente las máquinas "más costosas".

El otro grupo, es el denominado de generación aislada y como su nombre lo indica, abastece regiones que no se encuentran vinculadas al mercado. Este tipo de generación, en aquellos casos en que el estado provincial era el propietario, fue transferido al sector privado -en las provincias donde se llevó a cabo el proceso de privatización- junto con las empresas distribuidoras.

Respecto de la generación vinculada al SIN, se pueden definir en el país claramente siete regiones donde se concentra la producción de energía eléctrica. En el Cuadro 8 se expone la localización de la capacidad de producción por tipo de tecnología. Las celdas sombreadas en la

segunda parte del cuadro muestran aquellas combinaciones región-tecnología que aumentaron su capacidad.

Como se puede observar algo más del 60% de la capacidad instalada se concentra en dos regiones, que tienen características bien diferentes: Comahue y Gran Buenos Aires-Litoral. La zona del Comahue, con generación fundamentalmente de origen hidráulico, es una región netamente exportadora de energía eléctrica. Por el contrario, el área de la provincia de Buenos Aires y litoral, que concentra el 70% de la demanda de energía eléctrica del país (el Gran Buenos Aires supera el 40%), es una región importadora.

Cuadro 8
POTENCIA INSTALADA
POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y REGIÓN (MW)

I. Diciembre de 1993									
Región	Turbo Vapor	Turbo Gas	Ciclo Comb.	Combustión Interna	Total Térmico	Nuclear	Hidro	Total	Estructura
Cuyo	245	119	89	15	468		783	1.251	7.7 %
Comahue	30	281		60	371		3.501	3.872	23.8%
NOA	325	193		107	625		178	803	4.9 %
Centro	249	392		50	691	648	948	2.287	14.1 %
GBA-LI-BAS	4.146	668		188	5.002	370	1.103	6.475	39.8 %
NEA	45	311	70	160	586		121	707	4.3 %
PATAGONIA		302		83	385		495	880	5.4 %
TOTAL	5.040	2.266	159	663	8.128	1.018	7.129	16.275	100.0%
	31.0 %	13.9 %	1.0 %	4.1 %	49.9 %	6.3 %	43.8 %	100.0%	
II. Diciembre de 1996									
Región	Turbo Vapor	Turbo Gas	Ciclo Comb.	Combustión Interna	Total Térmico	Nuclear	Hidro	Total	Estructura
Cuyo	245	119	89	25	478		785	1.263	6.6 %
Comahue	30	1.038		43	1.111		4.274	5.385	28.0%
NOA	325	615		83	1.023		178	1.201	6.2 %
Centro	249	393	60	35	737	648	952	2.337	12.1 %
GBA-LI-BAS	4.124	868		92	5.082	370	946	6.398	33.2 %
NEA	45	313	71	131	560		1.129	1.689	8.8 %
PATAGONIA		399		84	483		497	980	5.1 %
TOTAL	5.018	3.743	220	493	9.474	1.018	8.761	19.253	100.0%
	26.1 %	19.4 %	1.1 %	2.6 %	49.2 %	5.3 %	45.5 %	100.0%	

Fuente: Cammesa y Secretaría de Energía. No se incluye autogeneración ni cogeneración. En Hidro, se consideran 19 unidades de Yacyretá con 90 MW de potencia c/u por encontrarse la central operando a cota reducida. GBA-LI-BAS: Gran Buenos Aires, Litoral y Provincia de Buenos Aires.

Las regiones que incorporaron mayor capacidad de oferta fueron NEA y Comahue; y en menor medida NOA y Buenos Aires-Litoral. En el caso del NEA se trató de capacidad hidráulica proveniente de la puesta en marcha de las turbinas de Yacyretá.

En el NOA y en Comahue ha aumentado la capacidad térmica como resultado de la integración vertical de la industria del Petróleo y Gas con la producción de energía eléctrica. Un

ejemplo de es el caso de la empresa Capex S.A. que a través de un contrato llave en mano con Westinghouse International, construyó una central en al área de Aguas del Cajón. Actualmente la operación y mantenimiento también es llevada a cabo por Westinghouse²⁶.

En la zona de Buenos Aires y Litoral se deben resaltar también la localización de nueva capacidad térmica que puede ser explicada por dos razones. Una corresponde a las restricciones de transporte de las líneas de alta tensión que no hacen posible utilizar la totalidad de la capacidad de generación de las zonas con menores costos. La otra razón es la existencia de contratos de compra de gas a bajo precio como resultado de la subutilización de los gasoductos en determinadas épocas del año.

En el Cuadro 9 se presenta la composición del parque generador instalado desde el punto de vista del origen del capital, en 1994 y 1996. El proceso de reestructuración llevado a cabo permitió que el sector privado participe activamente en este segmento, concentrando aproximadamente el 65% de la capacidad instalada del país a fines de 1996. El estado nacional generador por su parte, tiene a su cargo las centrales nucleares y los emprendimientos hidroeléctricos binacionales. Las que pertenecen a las provincias se encuentran en Córdoba (EPEC y GECOR), Buenos Aires (ESEBA) y San Juan (SES), y representan el 6% de la potencia instalada.

Cuadro 9
POTENCIA INSTALADA
POR TIPO DE PROPIEDAD Y TECNOLOGÍA EN EL MEM (MW)

I. Septiembre de 1994					
Tipo de propiedad	Tecnología			Total	
	Térmica	Nuclear	Hidro		
Privatizadas	5.357		4.618	9.995	58.5 %
Privadas (Nuevas)	510			510	3.0 %
Provinciales	2.725		344	3.069	18.0 %
Nacionales/Bi-nacionales	31	1.018	2.435	3.484	20.4 %
MEM	8.623	1.018	7.397	17.038	100.0 %
II. Diciembre de 1996					
Tipo de propiedad	Tecnología			Total	
	Térmica	Nuclear	Hidro		
Privatizadas	5.407		5.685	10.732	55.7 %
Privadas (Nuevas)	1.755			1.755	9.1 %
Provinciales	2.312		373	2.685	13.9 %
Nacionales/Bi-nacionales		1.018	2.703	3.721	19.3 %
MEM	9.474	1.018	8.761	19.253	100.0 %

Fuente: Cammesa y ENRE.

Se desprende del cuadro que la entrada de nuevos productores es la que explica la mayor parte del incremento de capacidad de generación. Las plantas térmicas de nuevas empresas

incrementaron la capacidad del MEM en 1800 MW. También resultó significativo el retiro de oferta provincial.

En el Cuadro 10 se detalla la composición de la capacidad que se ha incorporado al sistema (alrededor de 2.300 MW adicionales), como consecuencia de la construcción de 10 nuevas centrales de generación en el MEM y 1 en el MEMSP (C.T. Patagonia propiedad de Energía del Sur S.A.).

Cuadro 10
POTENCIA TÉRMICA INSTALADA INCORPORADA 1993-1997 (MW)

Área	Central	Turbogas	Ciclo Combinado
Centro	Arcor - Modesto Maranzana		64
Comahue	C.Puerto - Loma de la Lata	375	
Comahue	Turbine Power - C.T.G.Roca	124	
Comahue	Capex - Agua del cajón	358	
Comahue	Filo Morado	63	
GBA-LI-BAS	C.T. Buenos Aires		322
GBA-LI-BAS	Genelba	437	
NOA	Ave Fénix	160	
NOA	Pluspetrol (ex C.Tucumán)	288	
NOA	S.M. Tucumán	110	
	Totales	1.915	386

Fuente: Secretaría de Energía.

Estas nuevas incorporaciones, junto con la entrada en servicio de las unidades de Yacyretá y las mejoras realizadas al parque existente, posibilitaron la recuperación del sector de generación. En efecto, considerando el año 1992 como punto de partida de la reforma sectorial, se produjo un incremento de la capacidad instalada superior al 30% hasta fines de 1997. Más aún, si consideramos que Yacyretá se encuentra operando a cota reducida (76 metros sobre el nivel del mar), existe una capacidad adicional de 1.300 MW previstos para ingresar en su totalidad al sistema en el año 2002, una vez que la represa se encuentre funcionando a cota máxima (83 msnm)²⁷.

Con relación a los autogeneradores, existen en la actualidad 11 reconocidos en el mercado con una potencia instalada de 285 MW.

En cuanto a los 2 cogeneradores del MEM, su capacidad asciende a 310 MW. Uno de ellos está ubicado en Refinería La Plata de YPF, con una potencia de 130 MW (ciclo combinado), consume gas natural y gas oil, propiedad de CMS Ensenada –YPF S.A. El otro, un grupo turbogas de 180 MW, se encuentra en la planta de Siderar en Ramallo y es propiedad de HIE-Argener S.A.

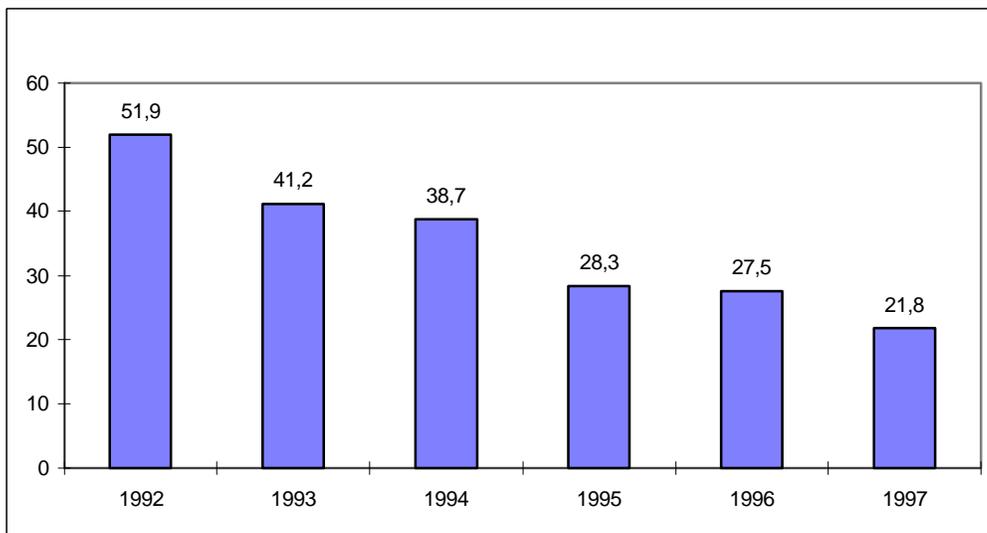
Cuadro 11
EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA DE AUTOGENERACIÓN (MW)

Agente	Equipos	1993	1994	1995	1996	1997
A. Hornos Zapla	2 TV de 20 MW	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0
Celulosa Jujuy (*)	1 TV de 4.65 MW		4.7	4.7		
Eso – Pta. Campana	4 TV: 1 de 2.4 MW, 1 de 3.5 MW y 2 de 6 MW					17.9
Cladd – Pta. San Martín	5 Motores Guascor de 0.44 MW			2.2	2.2	2.2
Ledesma	2 TV de 16 MW y 1 TV de 20.2 MW			52.2	52.2	52.2
Liquid Carbonic - Florencio Varela	1 TV de 1.4 MW			1.4	1.4	1.4
Liquid Carbonic - Bella Vista	1 TV de 1.2 MW			1.2	1.2	1.2
Molinos Semino - Santa Fe	2 TH de 0.83 MW		1.7	1.7	1.7	1.7
Refinor (*)	3 TG de 2.29 MW		6.9	6.9	6.9	
Shell – Pta. Dock Sud	2 * 3.056 MW y 2 * 8 MW			22.1	22.1	22.1
Siderar - Pta. San Nicolás	4 TV de 26.5 MW	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0
YPF – Puesto Hernández	2 TG de 20 MW					40.0
Nidera – Junín	1 TV de 7.02 MW					7.0
Totales		146.0	159.2	238.3	233.6	284.7

Fuente: Cammesa. Celulosa Jujuy dejó de ser agente del MEM en mayo de 1995 y Refinor en noviembre de 1997.

Con respecto a los resultados alcanzados, como hemos visto, la reforma implementada en el sector eléctrico posibilitó la participación del capital privado para su desarrollo. En especial en el segmento de generación térmica, donde el ingreso al mercado depende estrictamente de decisiones propias. Ello redundó en un significativo aumento de este tipo de agentes en el mercado mayorista. Además, la corriente de inversiones realizada en el sector tuvo como consecuencia inmediata una marcada reducción en los índices de indisponibilidad del parque térmico, del orden del 58% entre 1992 y 1997 (Gráfico 2).

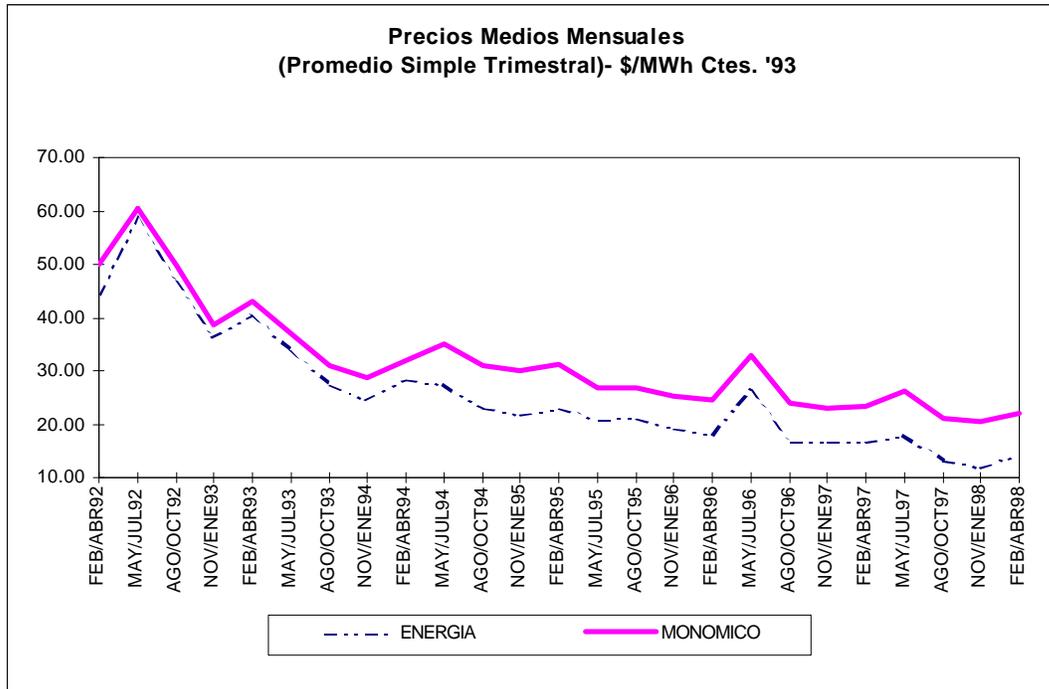
Gráfico 2
EVOLUCIÓN DE LA INDISPONIBILIDAD TÉRMICA TOTAL



Fuente: ENRE.

Este hecho, junto con la incorporación de nuevos equipos de mayor eficiencia redundó en una significativa disminución (53%) del precio monómico (energía más potencia) en el mercado mayorista (spot) en el mismo período considerado (ver Gráfico 3).

Gráfico 3
EVOLUCIÓN DEL PRECIO MONÓMICO



Fuente: ENRE.

A partir del año 1993, producto del aumento de la capacidad de transporte de los gasoductos troncales, se observó una mayor disponibilidad de gas para las centrales térmicas, reemplazando de esta manera (en especial durante los meses de invierno) el uso de combustible alternativo (Fuel Oil y Gas Oil). Este hecho junto con la mayor disponibilidad térmica, tanto por mejoras introducidas en las unidades de negocio privatizadas como por la incorporación de nuevo equipamiento térmico –Grupos TG- más eficientes, algunos de ellos localizados en boca de pozo (por ejemplo Filo Morado, Agua del Cajón, Neuquén), explican la importante disminución del precio mayorista durante los primeros años. También en este sentido, colaboró la mayor hidraulicidad observada a partir de ese año en las cuencas del Comahue, río Uruguay y Paraná.

Respecto de la suba del precio ocurrida en el invierno de 1996 tuvo su origen en dos hechos: una importante restricción de gas (como consecuencia de un invierno con muy bajas temperaturas) y un menor aporte hídrico de la Cuenca del Comahue.

También la inversión pública juega un importante papel al analizar la evolución de las inversiones en generación. Por un lado se hizo cargo de los megaproyectos de generación hidráulica (Yacretá, Piedra del Aguila y Pichi Picún Leufú)²⁸ y nuclear (Atucha II) y por otro lado financió parte de pequeñas inversiones en zonas aisladas del mercado.

Estas últimas están basadas principalmente en la generación de energía eléctrica a partir de la utilización de recursos renovables, en particular la generación eólica, la solar y los pequeños aprovechamientos hidráulicos. Su utilización está basada en cubrir la demanda de zonas con altos costos de conexión al mercado.

En cuanto a generación alternativa como la eólica, depende obviamente de la posibilidad que brinde la región de contar con vientos suficientes como para que la instalación de este tipo de equipamiento resulte redituable. El costo de instalación es de 700/1000 US\$/Kw (dependiendo de la cantidad de molinos que se instalen). En el Cuadro 12 se listan las instalaciones existentes.

Cuadro 12
INSTALACIONES DE GENERACIÓN EÓLICA EN EL MEM Y EL MEM-SP

Área	Provincia	Puesta en Marcha	Número de máquinas	Potencia ((kW)
Comodoro Rivadavia	Chubut	Ene-94	2	500
Cutral Co	Neuquén	Oct-94	1	400
Punta Alta	Buenos Aires	Feb-95	1	400
Pico Truncado	Santa Cruz	May-95	3	300
Tandil	Buenos Aires	May-95	2	800
Pico Truncado	Santa Cruz	ene-96	7	700
Radatilly	Chubut	mar-96	1	400
Comodoro Rivadavia	Chubut	sep-97	8	6000
M. Buratovich	Buenos Aires	oct-97	2	1200
Darragueira	Buenos Aires	oct-97	1	750

Fuente: Secretaría de Energía.

Este tipo de generación es utilizado por las Cooperativas vinculadas al sistema, como complemento de sus compras en el mercado. Los precios de la energía resultante son aproximadamente 45/50 \$/MWh, casi el doble de los existentes en el mercado.

La de origen solar, también se utiliza para abastecer las regiones aisladas. Estos equipos son utilizados para el suministro de demandas puntuales, como por ejemplo escuelas rurales, dispensarios médicos, viviendas, etc. La utilización de este tipo de tecnología es utilizada en las provincias de Jujuy y Salta, y es impulsado por la Secretaría de Energía en su Programa de abastecimiento de la población rural dispersa.

Los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (Cuadro 13), han sido utilizados en el país tanto para abastecer de suministro a regiones aisladas, como para el desarrollo de zonas a través de la capacidad de riego. Actualmente existen 56 MW instalados aproximadamente en 63 centrales, de los cuales 15 MW (30 centrales) se encuentran fuera de servicio.

Cuadro 13
PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDRAÚLICOS

Provincia	Potencia (MW)	Número de centrales	Número de turbinas
Catamarca	1.9	7	11
Chubut	0.5	3	3
Córdoba	10.9	3	7
Jujuy	0.8	6	6
Mendoza	13.6	6	6
Misiones	1.5	16	16
Neuquén	1.4	7	9
Río Negro	3.8	3	5
Santiago del Estero	2.0	1	2
Salta	0.9	2	4
San Juan	16.7	7	7
San Luis	2.0	1	2
Tucumán	0.3	1	2
Total	56.4	63	80

Fuente: Secretaría de Energía.

2.2 Futuras incorporaciones

Con respecto a las futuras incorporaciones, la tendencia observada hasta el momento en este segmento, continuará en los próximos años (ver Cuadro 14). En efecto, los proyectos presentados y aprobados por la Secretaría de Energía contemplan el ingreso de 2 nuevos agentes generadores con una potencia instalada del orden de los 1500 MW. Asimismo, las ampliaciones de centrales ya existentes ascienden a 3.085 MW. Por otro lado, los proyectos ya en construcción (Pichi Picún Leufú y Atucha II), incorporarán al sistema 1.000 MW adicionales.

Cuadro 14
FUTURAS INCORPORACIONES DE PLANTAS DE GENERACIÓN

Central	Provincia	Tipo de central	Potencia (MW)	Fecha de ingreso
Genelba	Buenos Aires	TV	220	Med. 1998
Pluspetrol	Tucumán	TV	150	Med. 1998
Mendoza	Mendoza	CC	285	Med. 1998
Puerto	Ciudad de Bs. As.	CC	800	1999
Costanera	Ciudad de Bs. As.	CC	850	1999
Ceban	Buenos Aires	CC	720	2000
Paraná (San Nicolás)	Buenos Aires	CC	845	2000
Dock Sud	Gran Buenos Aires	CC	780	2000/2001
P.P. Leufú	Neuquén	Hidro	261	2000
Atucha II	Buenos Aires	Nuclear	745	2004
Total			5.656	

Fuente: Secretaría de Energía.

En definitiva, se puede esperar en los próximos 5 años un aumento de la capacidad instalada superior al 25% (5.600 MW, aproximadamente). A los que hay que agregar los 1.300 MW de Yacyretá por el incremento de Cota.

Se detalla a continuación las características de estas incorporaciones. Respecto del grupo TV de Genelba (220 MW) programado en un principio para fin de 1997, han tenido problemas de sincronización para completar el Ciclo Combinado, motivo por el cual aún no ha entrado en servicio, esperándose su ingreso para junio 98, aproximadamente.

Todos los equipos son de origen importado, por ejemplo:

- Siemens: Genelba / CT Buenos Aires
- General Electric: Puerto (nuevo a instalar) / Loma de la Lata / Ave Fénix
- Mitsubishi: Costanera (nueva a instalar)
- Westinghouse: Agua del Cajón

Recuadro 9
CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPAMIENTOS

Turbo Vapor (TV): rendimiento aproximado 2.200 Kcal/Kwh. Las últimas TV se instalaron a fines de la década del 70 -C.P. Buena y Costanera (TV7). Pero sí se instalaron como parte de las de Ciclo Combinado.

Turbo Gas (TG): rendimiento aproximado 2550/2200 Kcal/Kwh. El tiempo de instalación aproximado es de 9 meses y costo aproximado es de 300 US\$/Kw.

Ciclo Combinado (CC): rendimiento aproximado 1500/1600 Kcal/Kwh. El tiempo de instalación aproximado es de 18 meses con un costo aproximado de 500/700 US\$/Kw. La ventaja de este tipo de equipamiento es que mientras se termina la instalación de la TV para completar el ciclo, la empresa puede generar con las TG. Además, es preciso contar con disponibilidad de agua suficiente (400 a 600 m³/hora), para los procesos de refrigeración.

La modalidad de compra es llave en mano. En un principio se contrataba la construcción con una empresa que también instalaba el equipo generador y, una vez entregada la planta, la operación y mantenimiento quedaba a cargo del propietario. Últimamente se forma una UTE por 15 años (el período de amortización del equipo) con la empresa que fabrica las máquinas, la cual debe operar y mantener la central.

VI. INVERSIONES EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN Y DISTRIBUCIÓN TRONCAL

1. Aspectos regulatorios

1.1 Mecanismos de ampliación

De acuerdo con la legislación vigente, la empresa transportista no está obligada a invertir para satisfacer la demanda en forma continua²⁹. Esto quiere decir que la transportista sólo debe mantener en condiciones de operación los niveles de capacidad que le han sido delegados en el Contrato de Concesión, por lo que la remuneración que percibe constituye una remuneración por capacidad existente.

La legislación estipula que las inversiones en la red de transporte deben ser decididas y financiadas por el sector privado y establece distintos mecanismos de ampliación distinguiendo según el monto de la inversión y la forma en que se toma la decisión de inversión.

Recuadro 10 MECANISMOS DE AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	
<i>Tipo de Ampliación</i>	<i>Características generales</i>
<i>Ampliaciones Menores</i>	Se consideran Ampliaciones Menores aquellas que no superan los dos millones de pesos. Estas inversiones son llevadas a cabo por la concesionaria del servicio de transporte, con cargo a los usuarios directos de la ampliación. Para las ampliaciones de mayor valor, la legislación contempla dos regímenes: Contrato entre Partes y Concurso Público.
<i>Contrato entre Partes</i>	Según el Régimen de Contrato entre Partes, uno o más agentes en el mercado pueden contratar a la transportista concesionaria o un transportista independiente para la construcción, operación y mantenimiento de una nueva línea ³⁰ . La solicitud es elevada a la transportista y ésta informa al ENRE, el cual se encarga de estudiar la adecuación de la ampliación propuesta con las normas establecidas para el transporte. De no encontrarse oposición fundamentada a la inversión, el ENRE emite el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública y se procede a realizar la ampliación. En este caso el pago de la inversión corresponde a los agentes que suscribieron el contrato COM y no es distribuido entre el resto de los participantes.
<i>Concurso Público</i>	En el Régimen de Concurso Público el costo de la inversión corresponde a los agentes del mercado que, según el método de “áreas de influencia”, son considerados usuarios - en la regulación se los denomina beneficiarios- de la ampliación. La determinación acerca de la realización, o no, de la inversión surge de la votación de estos beneficiarios ³¹ .

En el Recuadro 10 se observa que el conjunto de decisión es diferente en cada caso. La transportista decide cuando se trata de ampliaciones menores, los generadores y/o los

distribuidores individualmente en el contrato entre partes y los agentes pertenecientes al “área de influencia” en el sistema de concurso público.

El funcionamiento de la red como insumo público o común -de acceso abierto³²- (aunque costoso) implica que pueden aparecer problemas de revelación de preferencias y de oportunismo al momento de invertir. Un agente puede no revelar su verdadero precio de reserva para la ampliación de la capacidad de transporte si espera que esa capacidad esté disponible como consecuencia de los planes de inversión del resto de los agentes relevantes.

En el mecanismo de Concurso Público es donde aparecen claramente los problemas de revelación de preferencias y oportunismo mencionados y por lo tanto conviene analizarlo con mayor detenimiento.

1.2 Análisis del régimen de concurso público

Para autorizar una expansión de capacidad de transporte por concurso público el marco regulatorio exige cumplir con una serie de etapas:

- i) Presentación del proyecto por parte de beneficiarios que representen al menos un 30% de los votos;
- ii) Identificación de los beneficiarios y su participación en la votación de la ampliación (Cammesa);
- iii) Evaluación social del proyecto por parte del ENRE;
- iv) Certificado de conveniencia pública extendido por el ENRE;
- v) Votación de los beneficiarios; con opción de veto por cualquier grupo de beneficiarios que alcance un mínimo de 30% de los votos y
- vi) Provisión de la licencia técnica y licitación pública del proyecto.

De realizarse la inversión, la concesionaria del proyecto cobra un canon anual durante los quince años que dura el denominado período de amortización. Los recursos necesarios para el pago del canon son proveídos por agentes del mercado según un criterio de asignación basado en una estimación del uso de la ampliación.

Para comprender el funcionamiento del Régimen de Concurso Público resulta importante la definición de beneficiarios que, de acuerdo con el Anexo 18 del Reglamento del Sistema Eléctrico se denomina a:

“... todo Usuario del Sistema de Transporte que reciba una parte de los beneficios que la ampliación produce en su Área de Influencia, midiéndose dicho beneficio en función del uso de la ampliación. Todo Usuario vinculado a un nodo del Sistema de Transporte en cuya Área de Influencia quede comprendido algún elemento de la ampliación será considerado un Beneficiario”³³.

Son considerados usuarios los Generadores, los Grandes Usuarios y las Distribuidoras. Se desprende, además que el método de área de influencia es crucial para la determinación de los

beneficiarios –el grupo de votantes-, y que el número de votos de éstos debe calcularse en función del uso de la ampliación, es decir, de las cantidades transportadas y no del beneficio económico.

Más precisamente, pertenecen al área de influencia de una línea todos los usuarios que en caso de aumentar su generación (en caso de ser generador) o su demanda (en caso de ser un distribuidor o un gran usuario) produjeran un aumento en el flujo de la línea en cuestión. En otras palabras, si la inversión se realizara en la línea i , serían beneficiarios todos los generadores pertenecientes a los nodos k en los que la generación de un MW adicional resultara en un aumento en el flujo de la línea i y todos los distribuidores y grandes usuarios para los cuales un aumento de demanda en una unidad llevara a un aumento del flujo en esa línea³⁴.

Los pasos establecidos para computar los votos luego de la determinación de los beneficiarios de la ampliación son: cálculo del factor de participación de cada uno de ellos³⁵, asignación del canon (costo de la ampliación más remuneración por operación y mantenimiento) anual a cada beneficiario y participación de cada beneficiario en la votación³⁶.

Además de considerar sólo el uso eléctrico de la red, este método genera un problema adicional, derivado de la elección del centro de cargas del sistema como “swing bus” o “barra slack” (Nodo Ezeiza); no permite que la demanda revele sus preferencias en el proceso de decisión. En especial, la demanda cercana a ese nodo que es, justamente, la correspondiente a la zona de consumo más importante del sistema eléctrico.

La importancia de este cálculo esta dado por que tanto para solicitar como para rechazar ampliaciones por concurso público los agentes deben acreditar una participación igual o mayor al 30% de los votos.

Resumiendo, la regulación actual establece que una inversión en la red de transporte debe ser pagada por los agentes que pertenezcan al área de influencia de la inversión y de forma proporcional a su uso, y de la misma manera se establecen los derechos de voto. Pero se podría pensar que, dadas las diferencias entre la utilización física de una ampliación y los beneficios económicos que genera, los agentes estarían dispuestos a financiar el proyecto en partes distintas a las que surgen de su uso y, por lo tanto, que se podría crear un mecanismo alternativo basado en los beneficios económicos de la ampliación. Por otra parte, el método de áreas de influencia no permite que la demanda participe del proceso de decisión, eliminando agentes que se benefician con la caída en los costos de la electricidad debidos a la ampliación.

2. Inversiones realizadas y proyectadas

El sistema para tomar las decisiones de expansión de la red de transporte no ha mostrado eficacia a la hora de llevar a cabo inversiones socialmente deseables. La red de transmisión es actualmente un cuello de botella que no permite que los beneficios obtenidos por la competencia del mercado de generación alcancen totalmente a los consumidores finales. Esto es así debido a que energía barata proveniente de áreas lejanas no resulta despachada por restricciones de capacidad de

transporte. Un ejemplo de esta situación se observa en el caso del corredor Comahue-Buenos Aires que se comenta más adelante.

Como parte de las obras de Yacyretá se construyó una línea de alta tensión que es operada por un transportista independiente (Yacylec S.A.) que fue habilitada en setiembre de 1994. Una segunda parte de las obras comprendió la interconexión de Salto Grande con las líneas del sistema a cargo de Transener. en la actualidad se completaron las dos primeras etapas (Cuadro 15) con un costo de 302 millones de dólares. Según una estimación oficial el costo de la tercera y última etapa ascendería a \$225 millones³⁷.

Cuadro 15
INVERSIÓN EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE YACYRETÁ

Transportista Independiente:	YACYLEC S.A.	LITSA S.A.
Obra:	1er. TRAMO YACYRETA	2do. TRAMO YACYRETA
Ubicación geográfica	Rincón Santa María-Resistencia (Noreste Argentino)	Rincón Santa María-Salto Grande (Noreste Argentino) Rincón Santa María-San Isidro (Noreste Argentino)
Monto de la Obra:	US\$ 170 Millones	US\$ 132 Millones
Fecha de solicitud:	No hubo. El Estado llamó a Concurso	No hubo. El Estado llamó a Concurso
Fecha de Adjudicación:	Diciembre de 1992	Noviembre de 1994
Fecha Firma de Contrato:	Diciembre de 1992	Noviembre de 1994
Modalidad:	Contrato COM entre partes. El Comitente fue la Secretaría de Energía	Contrato COM entre partes. El Comitente fue la Secretaría de Energía

Las obras ejecutadas, en curso y proyectadas por la empresa transportista en alta tensión se presentan en el Cuadro 16.

Proyecto de estación transformadora (ET) Piedra del Aguila. Se completo la construcción (Setiembre de 1994) de una estación transformadora comprometida en el Contrato de Concesión. Su costo fue de \$17.1 millones.

Proyecto de ET de Puelches y Henderson. Se reemplazaron (Agosto de 1995) los capacitores de las ET por otros de más alto rendimiento que permitieron aumentar la capacidad de las líneas que unen el Comahue con Buenos Aires. Su costo fue de \$25.2 millones.

Proyecto Cuarta Línea. Este proyecto es emblemático al momento de explicar los problemas de la regulación con respecto a las inversiones. Actualmente el Comahue y Buenos Aires están unidos por tres líneas que tienen una capacidad total de 2600 Mw de potencia promedio anual. La necesidad de estas líneas se vio reflejada en la primer audiencia pública motivada por la presentación de un proyecto por parte de agentes considerados beneficiarios que fue vetado por otros beneficiarios, aprobándose finalmente el reemplazo de los capacitores serie.³⁸ Al mismo tiempo en los períodos en que la restricción de transporte se hace operativa el área queda con precios locales (por debajo del precio de mercado) y el coordinador del despacho comienza a girar fondos a una cuenta de apartamiento por restricciones de transporte (SALEX)

que luego puede ser usada para pagar el canon de las inversiones en el corredor que genera la recaudación.

Cuadro 16
OBRAS EJECUTADAS, EN CURSO Y PROYECTADAS

I. Obras Ejecutadas	
Estación Transformadora	Obra
<i>Ezeiza</i>	Tres campos de 500 kV para la conexión Central Térmica GENELBA.
<i>Henderson</i>	Instalación de nuevo banco de Capacitores Serie.
<i>Puelches</i>	Instalación de nuevo banco de Capacitores Serie.
<i>El Bracho</i>	Campo de 132 kV para la salida de línea a E.T. Río Hondo.
<i>El Bracho</i>	Dos Campos en 132kV para la conexión de la Central Térmica Tucumán.
<i>El Bracho</i>	Campo de 132 kV para la salida en línea a Minera Bajo de la Alumbraera.
<i>Malvinas Argentinas</i>	Instalación de un transformador 500/132/33 kV 300/300/100 MVA.
<i>Rincón Santa María</i>	Electroducto Rincón María-Salto Grande
II. Obras en Curso	
Estación Transformadora	Obra
<i>Ramallo</i>	Campo de 220 kV para la conexión de Central Térmica Argener.
<i>Malvinas Argentinas</i>	Campo en 132 kV para la salida de E.T. Rodríguez del Busto
<i>Luján</i>	Estación transformadora 500/132/33 kV para salida a E.T. San Luis.
<i>Paso de la Patria</i>	Estación transformadora 500/132/33 kV, playa 500 kV transformador 150-150/50 MVA, playa de 132 kV con tres salidas de líneas, dos líneas a E.T. Santa Catalina una E.T. Paso de la Patria (distribuidora).
<i>Ramallo</i>	Playa 132 kV con tres salidas en línea a EE.TT. San Nicolás y Pergamino.
III. Obras Proyectos	
Estación Transformadora	Obra
<i>General Rodríguez</i>	Campo de 500 kV para la conexión de la Central Térmica CEBAN.
<i>Macachín</i>	Estación Transformadora 500/132 kV, transformador 150/150/50 MVA y dos campos en 132 kV para salida de línea a C.T. Santa Rosa de la Pampa.
<i>Rosario Oeste</i>	Campos en 132 kV para la salida de línea a EE.TT. Sorrentos y San Lorenzo.
<i>Ramallo</i>	Playa 500 kV para la conexión de C.T. ES Paraná.
<i>Rincón Santa María</i>	Tres campos de 132 kV para la conexión de otras tantas líneas a las EE.TT. Ituzaingó, Ita Ibaté y Gobernador Virasoro, provincia de Corrientes.
<i>Colonia Elía</i>	Electroducto Yacyretá II (Colonia Elía - General Rodríguez).
<i>Cerrito de la Costa</i>	Campo en 500 kV para la conexión de C.T. Agua del Cajón.
<i>Ramallo</i>	Campo en 132 kV para la salida de línea a E.T. Fiplasto.
<i>El Vado</i>	Eliminación de la actual restricción sobre la LEAT Salto Grande-Santo Tomé.

Fuente: Balance General de Transener S.A.

En 1996, se llamó a una segunda audiencia pública que resulta exitosa y la inversión es llevada a cabo. Se licitan las obras y la operación de la nueva línea. El costo aproximado es de \$250 millones y el consorcio en el que participaba Transener S.A. como operador resultó

ganador. A ese momento el fondo acumulado en la cuenta SALEX era de aproximadamente \$ 80 millones.

Para ilustrar la falta de representatividad de la demanda en la toma de decisiones de inversión en este subsector, en la Cuadro 17 se presenta el número de votos obtenidos por los beneficiarios que decidieron la construcción de la cuarta línea.

Cuadro 17
PARTICIPACIÓN DE LOS BENEFICIARIOS DEL ÁREA
DE INFLUENCIA DE LA 4ta. LÍNEA

Empresa	Votos (%)
Hidroeléctrica Alicurá S.A.	13.94
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	16.31
Hidroeléctrica Piedra del Aguila S.A.	27.42
Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A.	4.86
Ente Ejecutivo Presa Casa de Piedra	0.96
Pichi Picún Leufú	4.29
Edenor	0.11
Edesur	1.49
Erse	0.02
Eseba Distribución	3.98
Edelap	0.58
Central Puerto S.A.	7.22
C. T. Alto Valle S.A.	1.43
Capex S.A.	8.81
Eseba Generación S.A.	5.51
C. T. Filo Morado	0.92
Turbine Power C. S.A.	2.15

Fuente: ENRE.

La demanda no se encuentra representada directamente y la representación indirecta a través de las distribuidoras (que pueden hacer pass-through de estos costos) es minoritaria, aproximadamente 6.2%.

VII. INVERSIONES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

1. Aspectos regulatorios

1.1 Obligación de suministro

La obligatoriedad del servicio público de distribución, viene dada por el hecho de permitir el libre acceso a las redes (y por lo tanto al consumo) a todos los usuarios que así lo deseen a las tarifas vigentes.

Esta obligación queda expresamente manifiesta en la Ley 24.065 de energía eléctrica, que define a esta actividad como un servicio público asegurando que “los distribuidores satisfagan toda la demanda de servicios de electricidad que les sea requerida” (art. 21), “estando obligados a permitir el acceso indiscriminado a terceros a la capacidad de transporte” (art. 22) y no pudiendo “otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones” (art. 23).

Asimismo, y con relación a las empresas distribuidoras de jurisdicción nacional, los respectivos contratos de concesión detallan específicamente (artículo 25) que las empresas deberán satisfacer toda demanda de suministro del servicio público en su área de concesión, atendiendo todo nuevo requerimiento, ya sea que se trate de un aumento de la capacidad de suministro o de nueva solicitud de servicio. También corresponde a las distribuidoras efectuar todas las inversiones necesarias con el propósito de cumplir con las obligaciones asumidas en la prestación del servicio público a cargo de ellas.

En tal sentido, las tarifas a los usuarios finales incluyen en su estructura un término que representa la remuneración a la empresa por la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica (costo propio o valor agregado de distribución-VAD) que contempla los costos de las inversiones necesarias para la expansión y reposición de las redes, de operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones dedicados al servicio y de atención comercial al usuario, de acuerdo al costo incremental promedio correspondiente al crecimiento de demanda estimado para el período tarifario.

No obstante, existen determinadas excepciones respecto a la obligación de suministro por parte de las distribuidoras, de acuerdo a la ubicación de los usuarios respecto de la red de distribución. En este sentido, el mecanismo adoptado en el caso de las distribuidoras de jurisdicción nacional³⁹ para abastecer a los usuarios de las áreas no electrificadas ha sido el de que éstos financien la inversión necesaria para acceder al suministro, a cuenta de un crédito en energía a su favor equivalente a dicho monto que irá acreditándose a medida que consuma. Esto siempre y cuando la nueva solicitud de conexión se encuentre en una zona donde no existan instalaciones

de distribución, o bien se requiera la ampliación de un suministro existente, para el que deban realizarse modificaciones substanciales sobre las redes preexistentes y que signifiquen inversiones relevantes. En estos casos la empresa distribuidora podrá solicitar al usuario una “contribución especial reembolsable”, siempre que cuente con la autorización del ENRE (Subanexo 1 Capítulo 5, inc. 4 del Contrato de Concesión)⁴⁰.

Por el contrario, es el estado quien asegura el carácter universal de la prestación, posibilitando el consumo a aquellos sectores de menores recursos a través del pago de tarifas diferenciales. A tal efecto, el marco regulatorio establece específicamente el uso de mecanismos directos, como los subsidios explícitos, cuya contrapartida es la asignación de fondos específicos provenientes de partidas del presupuesto nacional para subsidiar a determinados grupos de consumidores como los jubilados, las entidades de bien público sin fines de lucro y/o sectores electrointensivos. Por otro lado, fija un impuesto a las compras de energía eléctrica, que conformará un fondo destinado a subsidiar las tarifas a usuarios finales provinciales, así como a la promoción de nuevas tecnologías para atender localidades dispersas.

1.2 Control de calidad de servicio

El sistema regulatorio aplicado a las empresas distribuidoras, está compuesto básicamente por dos elementos. Por un lado, la fijación de tarifas máximas y por otro el establecimiento de ciertos parámetros de calidad que deben ser cumplidos por las empresas. Este último aspecto está incluido expresamente en los contratos de concesión de las distribuidoras (Subanexo 4), donde se establecen las normas de calidad en que tiene que ser otorgado el servicio público y las sanciones correspondientes en caso de incumplimiento de las exigencias allí establecidas.

De esta forma, se independiza al regulador de realizar un control directo sobre las inversiones que debe realizar la empresa concesionaria, la cual deberá ajustar las necesidades de inversión en sus instalaciones de acuerdo a las exigencias de calidad requeridas. En tal sentido, las penalizaciones ante incumplimientos se transforman en un esquema de incentivos a los cuales la empresa responderá efectuando las expansiones necesarias hasta el punto de equilibrio donde el costo marginal de la inversión (y mantenimiento) se iguale al costo marginal de las penalidades.

A fin de establecer los estándares de calidad, se consideraron tanto los aspectos técnicos como comerciales, de acuerdo al siguiente detalle:

- Calidad del producto técnico: se refiere a los niveles de tensión y las oscilaciones.
- Calidad del servicio técnico: involucra la frecuencia y duración de las interrupciones.
- Calidad del servicio comercial: se refiere a los tiempos involucrados en responder a pedidos de conexión, errores de facturación y demoras en la atención a reclamos de usuarios.

Por su parte las distribuidoras, están obligadas a devolver el monto de las sanciones a los usuarios afectados, aplicando bonificaciones en las facturas inmediatamente posteriores al período en que se detectó la falla.

A los efectos de la implementación, el sistema de control de calidad y el régimen de penalizaciones se aplicó de acuerdo a un cronograma preestablecido. De esta forma, se definió

una etapa preliminar –los primeros 12 meses a partir de la toma de posesión- donde se completarían las metodologías de control de calidad que se utilizarían a partir de los siguientes 36 meses.

Durante la Etapa 1 (desde el mes 13 al mes 48), las mediciones de calidad se realizaron al nivel de las instalaciones de transformación de media tensión. En consecuencia, el control de la calidad técnica se efectuó mediante índices globales que determinaban que los usuarios afectados por la mala calidad eran todos aquellos abastecidos por la instalación en la que se detectaba la falla, siendo el monto total de la sanción repartido entre todos estos usuarios de acuerdo a la participación respectiva en el consumo de energía.

Cuadro 18
NIVELES DE PENALIDADES APLICADAS CORRESPONDIENTES A LA ETAPA 1
(hasta agosto de 1996) - (en \$ corrientes)

Tipo de calidad	Edenor	Edesur	Edelap
Calidad Servicio Técnico	8.345.157	6.656.360	1.159.192
Calidad Producto Técnico	1.864.850	2.202.084	325.514
Calidad Servicio Comercial	2.250.600	1.938.500	953.200
Total	12.460.607	10.796.944	2.437.906

Fuente: ENRE.

A partir de septiembre de 1996 para las empresas Edenor S.A. y Edesur S.A., y de diciembre del mismo año para Edelap S.A., se inició la Etapa 2⁴¹ que establece un control más exigente que la anterior.

La característica principal de esta nueva etapa de control está dada por el hecho de que las verificaciones de las interrupciones, niveles de tensión y perturbaciones son ahora realizadas a nivel del usuario final. Es decir que actualmente, se puede identificar en forma individual cuáles usuarios han sido afectados por una falla determinada y, de esta manera, se le reconocerá al usuario afectado un crédito proporcional a la energía no suministrada⁴².

2. Inversiones realizadas

Como se habrá observado, en el esquema regulatorio aplicado no se menciona en ningún momento en forma explícita la obligatoriedad de llevar a cabo un plan de inversiones por parte de las empresas concesionarias⁴³. En efecto, si bien en el VAD está incluido el costo de las inversiones de expansión de las redes necesaria para abastecer el crecimiento de la demanda, es a través de la obligación de cumplir con los parámetros de calidad establecidos en el Contrato de Concesión con la obligación de servicio lo que determina, implícitamente, la efectiva realización de la inversión.

Se detallan a continuación inversiones realizadas por Edenor y Edesur en el segmento de distribución⁴⁴.

Cuadro 19

EVOLUCIÓN DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN. ZONA METROPOLITANA

Tipo de instalación	Empresa	Stock a 1992	1993	1994	1995	1996	Total a 1996	Var. % '96/'92
Red subterránea de MT (km)	Edenor	3.688	34	48	60	36	3.866	4.83%
	Edesur	4.245	95	97	41	31	4.509	6.22%
Red subterránea de BT (km)	Edenor	3.537	40	16		21	3.671	3.79%
	Edesur	6.624	349	257	120	43	7.393	11.61%
Red aérea de MT (km)	Edenor	2.573	237	282			3.527	37.08%
	Edesur	1.508	119	632	192	63	2.514	66.71%
Red aérea de BT (km)	Edenor	19.234	293	434			20.995	9.16%
	Edesur	11.221	418	3.160	953	246	15.998	42.57%

Fuente: Edenor S.A. y Edesur S.A.

En el Cuadro 20 se presentan los montos invertidos por las dos distribuidoras del área metropolitana, clasificadas por tipo de inversión.

Cuadro 20
EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN EN DISTRIBUCIÓN. ZONA METROPOLITANA
(en millones de pesos de 1996)

Empresa		1992/1993		1994		1995		1996		Total	
		Bruta	Neta	Bruta	Neta	Bruta	Neta	Bruta	Neta	Bruta	Neta
sub-	Edenor	4.9	-39.2	41.6	23.6	32.6	13.5	17.1	-2.4	97.5	16.3
	Edesur	9.6	-35.2	29.8	-4.8	26.5	-9.1	22.4	-13.7	88.4	-61.8
Red BT	Edenor	6.6	-28.6	54.6	38.8	49.9	32.5	57.5	38.2	171.7	100.4
	Edesur	15.3	-12.0	37.1	14.6	38.1	14.6	19.8	-4.9	110.2	12.6
Cámaras	Edenor	3.9	-5.9	23.5	18.4	10.3	4.7	9.1	3.4	47.3	24.6
	Edesur	8.2	2.7	24.8	19.7	15.0	9.4	8.5	2.8	56.4	34.4
Conexiones	Edenor	5.6	-9.7	7.1	-0.5	0.0	-7.7	0.0	-7.5	12.2	-21.3
	Edesur	3.3	-0.9	29.4	24.8	12.8	6.7	6.8	0.6	52.2	31.2
Medidores	Edenor	3.8	2.3	31.1	28.7	0.0	-2.7	14.8	12.0	50.4	41.0
	Edesur	4.2	0.7	40.5	36.3	28.8	23.1	14.7	8.6	88.2	68.5
Otros	Edenor	7.2	7.2	18.0	13.5	17.5	9.2	30.1	18.3	73.6	46.6
	Edesur	9.6	2.7	16.4	9.8	8.0	-1.4	25.3	12.6	59.6	23.4
Obras en	Edenor	51.4	93.8	-39.3	-39.3	27.9	27.9	-2.6	-2.6	31.6	32.4
	Edesur	25.8	26.3	3.9	3.9	-20.2	-20.2	-8.7	-9.0	0.6	0.6
Totales	Edenor	83.4	19.9	136.6	83.1	138.2	77.5	126.0	59.4	484.3	239.9
	Edesur	75.9	-15.7	181.9	104.3	108.9	23.1	88.8	-2.9	455.6	108.9

En el cuadro la inversión neta se refiere a la inversión bruta menos la depreciación contable. Tamando en cuenta la suma de la inversión de ambas distribuidoras, se observa que casi el 50 % de la inversión neta responde a líneas de baja tensión y cámaras eléctricas y le sigue en importancia la renovación de medidores (32 % de la inversión neta del período).

En el resto del país tiene un papel preponderante en la financiación de las inversiones de distribución y generación aislada⁴⁵, el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE).

El FNEE creado por la ley 15.336/60 y modificado por el artículo 70 de la ley 24.065 tiene por finalidad la asignación de subsidios para el desarrollo eléctrico regional. Se constituye con un recargo de 2,4 \$/MWh sobre las tarifas que paguen los compradores del mercado mayorista, es decir las empresas distribuidoras y los grandes usuarios, como asimismo por los reembolsos más sus intereses de los préstamos que se hagan con los recursos del Fondo.

Estos fondos, administrados por el Consejo Federal de la Energía, tienen por destino:

- Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a usuarios finales (FCT): 60%. El Consejo asignará las partidas anualmente, distribuyendo entre las provincias que hayan adherido a los principios tarifarios contenidos en la ley;
- Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI): 40 %.

El FEDEI (Res. CE N°132/92), puede ser utilizado por las provincias para realizar obras de electrificación: construcción o ampliación de centrales térmicas o hidráulicas de generación, provisión de plantas de generación eléctrica fijas o transportables, sistemas de subtransmisión y distribución eléctrica, rehabilitación de sistemas de distribución urbana y rural y para la adquisición de sistemas de generación de energía eléctrica con tecnologías no convencionales. En el Recuadro 11 se describen los criterios para la asignación de estos fondos.

En cuanto al FCT, tiene por objetivo subsidiar las tarifas de los usuarios finales, como la población rural dispersa y los “regantes” (usuarios rurales que utilizan la energía eléctrica fundamentalmente con fines de riego).

Recuadro 11
CRITERIO DE DISTRIBUCIÓN DE LOS FONDOS FEDEI

El Consejo distribuye el FEDEI en función de los siguientes criterios:

- 1. Costo de abastecimiento (15%):** Valora las condiciones desfavorables de una región producidas por sus factores de nodo y la necesidad de abastecimiento con generación aislada que sufra el distribuidor, netas de los subsidios destinados a reducir tales costos. El indicador utilizado para su estimación es el de los costos de generación y compra en el MEM.
- 2. Dispersión del mercado eléctrico (30%):** Refleja el suministro a zonas de baja densidad de usuarios y se mide a través del cociente entre el número de usuarios y la extensión en km de redes de media tensión.
- 3. Zonas territoriales marginales (30%):** Contempla zonas de menor desarrollo relativo, ubicadas en zonas fronterizas, en particular con referencia a los países del Mercosur, abastecidas por generación aislada y con desventajas en las condiciones de competencia regional. Se trata de zonas con baja densidad de población, baja relación consumo por número de usuarios y alta incidencia del transporte de combustibles líquidos.
- 4. Partes iguales (25%):** Distribuye por partes iguales para cada una de las provincias a efectos de moderar la dispersión de los montos máximo y mínimo que resulten de la aplicación del resto de los criterios de distribución que se adopten.

Se detallan a continuación la evolución de las asignaciones a las provincias del FCT y FEDEI.

Cuadro 21

FONDO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
(en millones de pesos corrientes)

	1993	1994	1995	1996	1997	Total
Fondo subsidiario para compensaciones regionales de tarifas a usuarios finales	70.4	78.9	83.1	82.4	90.0	404.8
Fondos de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI)	93.6	88.9	90.3	100.0	107.6	480.4
Total	164.0	167.8	173.4	182.4	197.6	885.2

Fuente: Secretaría de Energía.

Asimismo, se adjunta como anexo los proyectos aprobados y en desarrollo con fondos del FEDEI.

Uno de los usos más frecuentes de estos fondos corresponden a la atención de la Población Rural Dispersa. Existen en el país alrededor de 2.5 millones de personas y 6000 servicios públicos (como escuelas o dispensarios) sin suministro de energía eléctrica que, por estar ubicados en áreas alejadas de la red de distribución, no resulta rentable el tendido de las líneas para abastecerlos e inclusive la imposibilidad técnica de hacerlo.

La respuesta brindada a estos usuarios “alejados” ha sido de dos tipos. Por un lado, la adoptada en las concesiones de las distribuidoras de jurisdicción nacional, donde se prevé un mecanismo de contribución especial reembolsable (en energía) a cargo de los usuarios de las áreas rurales no electrificadas.

Por otro lado, la dispuesta en las privatizaciones de las distribuidoras de las provincias de Jujuy y Salta, donde consideró dos áreas de concesión diferenciadas, según sus características:

- *Mercado Concentrado*, entendiéndose por tal a aquel conectado con el sistema nacional o provincial de distribución y a los sistemas aislados de generación con redes locales.
- *Mercado Disperso*, que abarca el resto del territorio provincial (sin suministro eléctrico).

De esta forma, quedan conformadas dos empresas diferentes, que prestarán el servicio en áreas con características propias, debiéndose adecuar, obviamente, a las normas de calidad, ambientales y tarifarias que correspondan a cada región⁴⁶. Asimismo, debido a que este mercado tiene características específicas que hacen que no sea óptima la extensión de las redes de distribución para proveer de energía eléctrica a los usuarios dispersos, se busca abastecer a la población de estas áreas a través de sistemas alternativos (fotovoltaico, eólicos, pequeñas turbinas hidráulicas o sistemas diesel).

En esta línea se orienta el Programa de Abastecimiento Eléctrico de la Población Dispersa de Argentina (PAEPRA), de la Subsecretaría de Energía Eléctrica a través del cual está colaborando con las provincias en la puesta en marcha de mecanismos similares garantizar el suministro en las áreas rurales.

Recuadro 12
EL PROGRAMA PAEPRA

El objetivo del programa es suministrar un servicio eléctrico mínimo a 314.000 usuarios rurales (alrededor de 1.4 millones de personas) y a 6000 servicios públicos que los atienden. El programa propone la concesión de las áreas de baja densidad de población a prestadoras privadas por períodos similares a las concesiones eléctricas normales, con contratos alineados con las posibilidades técnicas y económicas que impone la tecnología disponible.

Dado que en la mayoría de los casos los costos estarían por encima de las posibilidades económicas de los usuarios, el programa está basado en el otorgamiento de un subsidio que permita al concesionario una recaudación acorde con los costos reales del suministro.

Otro aspecto saliente es que en la mayor parte de los casos el suministro se realizará por medio de energía no renovable: eólica, solar y micro turbinas hidráulicas principalmente. Durante la ejecución del programa, que tiene una duración de cinco años, se prevé invertir 314 millones de Pesos.

En cuanto a la forma de financiación de este programa, estará a cargo de la provincia (a través del FEDEI y FCT), la Nación (con financiación del Banco Mundial) y el usuario, que deberá pagar la conexión al servicio y la tarifa correspondiente.

VIII. CONCLUSIONES

El sistema eléctrico fue uno de los pilares de la reforma del estado y reestructurado totalmente a partir de 1992 con el comienzo de las concesiones y privatizaciones de las empresas públicas nacionales. En el período previo las empresas tenían grandes dificultades para hacer frente a la creciente demanda, especialmente por el grado de indisponibilidad de sus equipamientos derivado, principalmente, de la falta inversión en mantenimiento y los problemas en el manejo financiero (que se profundizó con las hiperinflaciones de 1989 y 1990).

Se observa sin embargo, un alto promedio de inversiones en el período previo a las privatizaciones (aproximadamente 1.700 millones de dólares de 1993 de promedio anual), que se explica básicamente por las grandes obras hidroeléctricas de Chocón-Cerros Colorados, Piedra del Aguila y Yacyterá y por los emprendimientos nucleares. Hay que tener en cuenta que gran parte del incremento de potencia instalada proveniente de esas inversiones se hizo efectiva en el período posterior a las privatizaciones

En cuanto a su funcionamiento, este mercado tiene tres etapas de producción: generación, transporte y distribución; llevadas a cabo horizontal y verticalmente por distintos agentes y que además requiere de un coordinador (Cammesa). En generación, se utilizan diversas tecnologías de producción simultáneamente: térmica, hidráulica y nuclear. El acceso al mercado es abierto (pero con cargos de conexión no discriminatorios) Esto afecta la regulación de la etapa de transmisión.

La organización en red de esta industria genera complicaciones adicionales relacionadas con externalidades de red y afecta la forma en que se calculan los precios, que deben calcularse en cada punto de conexión (nodos) de las líneas. En distribución, el esquema de regulación instrumentado en el proceso de privatización del sector se sintetiza en el Recuadro 13.

Recuadro 13
ESQUEMA GENERAL DE LAS CONCESIONES DE DISTRIBUCIÓN

Concesión de Mercado con Obligación de Suministro

Tarifas Reguladas: Precio mayorista (estacional) + Valor Agregado de Distribución

Penalidades con devolución al usuario en base al costo de falla

Períodos Cortos de Gestión, renovables bajo licitación competitiva

Fuente: Bastos y Abdala (1993).

Con respecto a las inversiones realizadas desde el inicio del nuevo período de gestión privada, al momento de las privatizaciones había gran capacidad de oferta de generación aunque con un alto grado de indisponibilidad. En otras palabras, la capacidad de reserva se encontraba en valores aceptables al tomar la capacidad técnica de las plantas pero no así cuando se la confrontaba con la capacidad real del sistema. Esto provocó que las inversiones necesarias para resolver el problema de oferta se concentraran en recomponer los niveles de disponibilidad horaria de las máquinas.

Por otra parte, gran parte de las nuevas entradas de estaciones de potencia fueron explicadas por el ingreso de las centrales hidroeléctricas de Yacyretá y Piedra del Aguila (luego privatizada) que fueron emprendimientos del sector público.

Cuadro 22
EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA POR TIPO DE CENTRAL (MW)

Año	Tipo de central						
	Térmica				Nuclear	Hidro	Total
	TV	CC	TG	CI			
1992	5040	159	2128	663	1018	6430	15439
1993	5040	159	2265	663	1018	7130	16276
1994	5040	159	2784	663	1018	7985	17650
1995	5040	229	3376	634	1018	8221	18519
1996	5018	220	3743	493	1018	8761	19253
1997 (*)	4738	780	3894	559	1018	8165	19154

Fuente: Secretaría de Energía. La información correspondiente a 1997 considera únicamente 18 unidades de Yacyretá con una potencia de 90 MW cada una. TV: Turbo vapor, CC: Ciclo combinado, TG: Turbo Gas, CI: Combustión interna . * 1997 Datos provisorios.

En cuanto al transporte, ocurrió algo parecido con las líneas de Yacyretá y las inversiones comprometidas en las estaciones transformadoras de Piedra del Aguila. En esta actividad no se están produciendo las grandes inversiones necesarias para cerrar el sistema interconectado, esto es construir líneas perimetrales que disminuyan los efectos de las salidas de las líneas en el actual sistema radial (en especial las salidas paralelas en el corredor Comahue-Buenos Aires).

Asimismo, se observa que el principio de acceso abierto da lugar a la posibilidad de conductas oportunistas o estratégicas: dado que ayudar al financiamiento de una ampliación no da derechos de propiedad sobre ésta, los agentes podrían votar en su contra ante la posibilidad de que sea usufructuada por posibles futuros competidores. A su vez, la regla de determinación de votantes y la regla de votación para aprobar un proyecto no garantizan que el mismo sea la mejor alternativa económica, pudiendo desaprovecharse oportunidades de inversión por el poder de veto de minorías y por la falta de representatividad de la demanda en la toma de decisión.

En distribución, la situación es más difícil de catalogar por la gran dispersión de las empresas y por lo reciente de las privatizaciones en las provincias. En cuanto a las ubicadas en el área del Gran Buenos Aires se observa una notable disminución en las conexiones clandestinas.

Por otra parte el sector público sigue manteniendo ciertos programas de desarrollo eléctrico en zonas de menor densidad de población, como por ejemplo el Programa de Abastecimiento eléctrico de la Población Dispersa de Argentina (PAEPRA).

En cuanto a los montos involucrados, tomando en cuenta las empresas para las cuales se tiene información de sus balances⁴⁷.

Cuadro 23
INVERSIONES DE EMPRESAS PRIVATIZADAS
(millones de US\$ de 1996)

Sector	Empresa	1992/93		1994		1995		1996		Total		
		Bruta	Neta	Bruta	Neta	Bruta	Neta	Bruta	Neta	Bruta	Neta	
Distribución	Edesur	75.9	-15.7	181.9	104.3	108.9	23.1	88.8	-2.9	455.6	108.9	
	Edenor	83.4	19.9	136.6	83.1	138.2	77.5	126.0	59.4	484.3	239.9	
	Edelap	5.4	3.2	12.4	9.7	9.2	-1.0	18.7	3.8	45.7	15.7	
	Edet					15.9	7.5	36.7	27.0	62.0	36.4	
	Edese					13.7	12.7	4.3	3.0	18.0	15.7	
	Edesal			15.1	10.7	10.0	5.0	7.3	1.0	32.4	16.7	
	Transener			18.6	9.6	6.1	-3.5	13.0	3.4	37.8	9.5	
Generación	C.Puerto	s/d	s/d	s/d	s/d	16.1	-8.1	25.2	-3.0	41.4	-11.1	
	C.Costanera	s/d	s/d	s/d	s/d	18.3	-19.7	9.6	-33.4	27.8	-53.1	
	H.P.Aguila			79.4	73.6	8.2	-2.6	5.0	-6.3	92.6	64.8	
	H.Alicurá	s/d	s/d	1.8	1.6	1.4	1.0	0.7	0.2	4.0	2.9	
	C.Güemes					-0.1	-4.7	-0.4	-5.3	-0.5	-10.0	
	C.Buenos Aires					78.5	77.9	17.1	15.3	95.6	93.2	
	Totales			198.6	10.9	451.4	291.0	424.6	165.2	352.0	62.2	1396.6

Fuente: Balances Generales de las empresas citadas. Edet al 31-11 de 1993,1994 y 1995 (Ejercicios 1,2 y 3). Hay un ejercicio irregular 31-11 al 31-12 de 1995 (ej. N° 4). Los datos de 1996 son al 31-12-96.

Para estas empresas, entre 1993 y 1996 se produjeron inversiones brutas privadas por un total de 1400 millones de Pesos, de los cuales la mayor parte es explicada por los \$1000 millones que gastaron las distribuidoras de Buenos Aires. Las empresas de generación aportaron inversiones por \$260 millones. De acuerdo con las cifras de inversión de las empresas privatizadas en el sector eléctrico del Ministerio de Economía que se exponen en el Cuadro 24 la diferencia con la estimación propia es de aproximadamente \$ 70 millones.

La inversión en el sector eléctrico con respecto a la inversión del total de empresas privatizadas de los sectores de infraestructura es de 7%, para el período 1991/1997.

Cabe notar la gran diferencia respecto a los montos invertidos en el período 1970/1989. A los 1.700 millones de dólares para el período 1993/1997 se le agrega la inversión en desarrollo eléctrico en el interior (Fondo FEDEI), por 480 millones de dólares y la inversión pública en Yacyretá durante el último período (US\$ 370 millones sólo de las líneas de alta tensión) y en otros emprendimientos menores. Esto produce un promedio anual de aproximadamente US\$ 500

millones, que podría resultar en un promedio de US\$ 700/800 millones estimando la inversión faltante entre 1.000/1.500 millones para todo el período.

Cuadro 24
INVERSIÓN DE EMPRESAS PRIVATIZADAS Y CONCESIONADAS
(en millones de pesos)

Sector	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	TOTAL
Combustibles	821.6	825.0	1215.2	1760.3	2787.4	1883.2	1853.7	11146.4
Sector Eléctrico	61.7	70.3	374.0	380.8	328.6	308.5	313.0	1836.9
Comunicaciones	344.7	1232.1	1927.3	2082.2	2088.5	2088.8	1704.2	11467.8
Transa. Ferroviario	0.0	9.8	34.8	51.5	77.9	240.4	416.3	830.7
Agua Pot. Y Saneam.	10.5	13.3	101.5	143.0	249.0	210.0	298.3	1025.6
TOTAL	1238.5	2150.5	3652.8	4417.8	5531.4	4730.9	4585.5	26307.4

Fuente: Presupuesto Nacional.

Con respecto a la inversión proyectada, se esperan inversiones privadas para el período 1998/2005 de algo más de \$ 5.000 millones. Parte de estas inversiones corresponden a los proyectos mencionados en la sección 4 que implicarían un nivel de erogaciones de capital de aproximadamente \$ 3.000 millones. Cabe mencionar que la inversión pública también juega un importante rol en los emprendimientos eléctricos, básicamente concentrados en la construcción de Atucha II y el resto de las obras necesarias para completar Yacyretá. Estos proyectos insumirían alrededor de \$ 800 millones. Además, en los próximos años es de esperar mayores inversiones relacionadas con emprendimientos exportadores. Por ejemplo se construiría una línea de alta tensión para llevar energía de Yacyretá a Brasil, con una inversión privada de alrededor de US\$ 300 millones.

Notas

BIBLIOGRAFÍA

- Bastos Carlos y Abdala Manuel (1993), “Transformación del sector eléctrico argentino”, Buenos Aires, diciembre.
- Cammesa (1994 a 1998), Anuario, varios números.
- Chisari Omar, Dal Bó Pedro y Romero Carlos (1998), “Ampliaciones de la red de transmisión de alta tensión en la Argentina. Mecanismos de decisión e incentivos económicos”, Desarrollo Económico, N° 38, Buenos Aires, otoño.
- Chisari Omar, Celani Marcelo y Romero Carlos (1997), “Los aspectos económicos del sistema de transporte de energía eléctrica en la Argentina. Regulación eficiente e incentivos de largo plazo”, Cuadernos UADE, N° 94, Buenos Aires, junio.
- Díaz de Hasson Graciela (1994), “Análisis de las privatizaciones eléctricas”, Desarrollo y Energía, N° 35. IDEE/FB.
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (1995 a 1997), Informe Anual,. varios números.
- Honorable Cámara de Diputados de la Nación (1993 a 1997), Proyectos de Ley de Presupuesto, Buenos Aires.
- Ministerio de Economía (1994 a 1996), Informe sobre Privatizaciones, Buenos Aires.
- REVISTA MERCADOS ELÉCTRICOS, varios números entre 1994 - 1997.
- Rodríguez Pardina Martín y Helou Félix (1995), “Reestructuración y marco regulatorio en el sector eléctrico argentino”,. Buenos Aires, marzo, mimeo.
- Secretaría de Energía (1997), “Prospectiva del sector eléctrico 1997”, Buenos Aires.
- Secretaría de Energía (1997), “Anuario del Sector Eléctrico”, varios números entre 1995 - 1997.
- Varias empresas eléctricas (1997), Memoria y Balances, varios números entre 1992 - 1997.

Serie Reformas Económicas ¹

No.	Título
1	La gestión privada y la inversión en el sector eléctrico chileno (LC/L.1070), septiembre de 1997.
2	Chile: las reformas estructurales y la inversión privada en áreas de infraestructura (LC/L.1083), noviembre de 1997.
3	Chile: las inversiones en el sector minero 1980-2000 (LC/L.1131. Rev.1), julio de 1998.
4	Las reformas del sector de telecomunicaciones en Chile y el comportamiento de la inversión (LC/L.1137), agosto de 1998.
5	Regulación e inversiones en el sector eléctrico argentino (LC/L.1145), septiembre 1998.

¹ El lector interesado en números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la División de Desarrollo Económico, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago de Chile.

Notas

¹ Se les había otorgado una concesión de 50 años a partir de 1907

² En el Cuadro Anexo 1 del Apéndice II se presenta un listado de las privatizaciones eléctricas.

³ En el caso de estas empresas, los pliegos de licitación incluían ciertos requisitos respecto de los futuros operadores de las unidades de negocio, como la de acreditar experiencia en la operación de otros sistemas. Dadas las características del sector hasta ese momento en el país –obviamente esta experiencia era en el exterior- también se exigieron plazos de permanencia en la sociedad a los operadores.

⁴ Este plazo está dividido en períodos de gestión –para las distribuidoras el primero es de 15 años y los sucesivos de 10 años-. El ENRE, seis meses antes de la finalización del período de gestión deberá llamar a un Concurso Público Internacional, para la licitación del paquete central. La concesionaria entregará en sobre cerrado la valuación de la unidad de negocio. Si el resto de las ofertas es menor o igual a este monto, continúa en el negocio. Por el contrario, si alguna fuera superior, será el valor de compra de la empresa que deberá pagarse al (ex) concesionario.

⁵ En realidad la forma en que se llevó a cabo la venta de las distintas unidades de negocio no fue uniforme. Por ejemplo, en el caso de la empresa Distribuidora Troncal Distrocuyo, las acciones A y B fueron licitadas conjuntamente.

⁶ Un listado exhaustivo de la normativa es presentado el Apéndice I.

⁷ La sociedad está integrada en partes iguales por el Estado Nacional, y las cámaras empresariales de generadores (AGEERA), distribuidoras (ADEERA), transportistas (ATEERA) y grandes usuarios (AGUEERA).

⁸ Que no están incluídos en la Cuadro 6, porque ingresaron a partir de 1987.

⁹ La información básica corresponde a costos de producción de las plantas de generación, restricciones de capacidad de generación y transporte y niveles de demanda.

¹⁰ Que surge de la declaración de los propios oferentes.

¹¹ Se dice que dos nodos están vinculados entre sí, cuando el flujo de energía por la línea que los conecta es menor a su límite de capacidad, es decir el multiplicador de Lagrange de la restricción de capacidad de la línea es cero. Cuando la restricción es operativa se dice que las áreas están desvinculadas.

¹² Los llamados precios locales reflejan el costo de congestión resultante de superar el límite de capacidad de la línea de transmisión que conecta dos nodos.

¹³ Como se mencionó en la sección anterior, la regulación separa al transporte de energía eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal.

¹⁴ Al no contar las distribuidoras con recursos para acotar el riesgo de las posibles variaciones de precios, éstas son trasladadas al usuario a fin de no incidir en el resultado del negocio del distribuidor. En definitiva, las empresas distribuidoras son en cierta medida tomadoras de precio, ya que éstos dependen directamente del despacho económico de las generadoras, previsto en cada período estacional.

¹⁵ En concordancia con los períodos estacionales del “año eléctrico”, es decir: Invierno: trimestres mayo/julio y agosto/octubre; Verano: trimestres noviembre/enero y febrero/abril.

¹⁶ Las diferencias entre las compras al precio estacional sancionado (que realizan los distribuidores) y las ventas al precio spot (que hacen los generadores) en el mercado horario, se acumulan en un Fondo de Estabilización cuyo saldo se incorpora en el cálculo del precio estacional del siguiente trimestre.

¹⁷ Obviamente este hecho significó un mayor valor de venta de las centrales térmicas mencionadas.

¹⁸ La tarifa media está calculada a partir de las estructuras de ventas de las empresas distribuidoras para el año 1996.

¹⁹ En relación al VAD, Bastos y Abdala (1993), lo definen como: el valor agregado de distribución ha sido calculado en base a los costos propios de distribución, definido como el costo incremental promedio de las redes, ajustado a un plan de expansión de inversiones de costo mínimo, basado en supuestos de crecimiento de la demanda.

²⁰ En definitiva, las tarifas se ajustan por dos motivos. Cada 6 meses (mayo y noviembre), el VAD por el mix de precios (consumidor y mayorista) de los Estados Unidos. Trimestralmente (mayo, agosto, noviembre y febrero), de acuerdo a la variación de los precios estacionales del mercado mayorista.

²¹ Hasta 1997, los jubilados que percibieran el haber mínimo (y que no excedieran cierto límite de consumo) contaban con una reducción de la tarifa equivalente al 50%. A partir de ese año, se modificó el sistema. En vez de dicha reducción, se les otorga una suma fija junto con el cobro de la jubilación para el pago de los servicios públicos.

²² Pico: 18 a 22:59 hs, Valle: 23 a 4:59 hs y Resto: 5 a 17:59 hs.

²³ Las normas reglamentarias son establecidas en cada caso de acuerdo a las necesidades de la autoridad local: Navegación, protección contra inundaciones, salubridad pública, conservación de especies ictícolas, protección del paisaje y desarrollo del turismo. Establece además las siguientes prioridades para el uso del agua: primero bebida y uso doméstico de las poblaciones ribereñas, en segundo lugar el riego y luego la producción de energía.

²⁴ Los requisitos necesarios y pasos a seguir, se encuentran enumerados en el Anexo 17 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (Los Procedimientos).

²⁵ La región patagónica no se encuentra vinculada al resto del país, sino que forma un mercado aparte, con despacho de máquinas y precios propios.

²⁶ Según la memoria 1997 de Capex S.A.: "La estrategia de la compañía ha sido la de buscar una integración vertical, capitalizando todo el valor agregado desde la extracción del gas hasta su transformación y comercialización como energía eléctrica. Sintéticamente, las ventajas competitivas de Capex son:

- La central cuenta con una tecnología de última generación, por lo cual alcanza un elevado nivel de eficiencia.

-
- Capex cuenta con suficientes reservas de gas propias, las que son utilizadas exclusivamente para abastecer a la Central.
 - El costo del gas es el costo de producción del mismo".
- ²⁷ La potencia instalada de cada turbina se incrementa de 90 MW a 155 MW.
- ²⁸ Con las características de las privatizadas.
- ²⁹ La demanda en un nodo cualquiera siempre puede ser satisfecha, aunque sea a un alto costo, con una inversión suficiente en generación en dicho nodo.
- ³⁰ Denominado en la regulación como: Contrato COM.
- ³¹ De aquí en más se utilizará la palabra “beneficiarios” en el sentido de la regulación y no para indicar a los agentes que ven modificadas sus condiciones económicas por la realización de una ampliación, salvo que se especifique lo contrario.
- ³² Aunque pagando los costos correspondientes.
- ³³ Página 2 del Anexo 18 de “los procedimientos”. El subrayado es propio.
- ³⁴ Por lo tanto, el método establecido reduce el conjunto de votantes a un subconjunto de los usuarios que tienen acceso abierto a la red: los del área de influencia.
- ³⁵ Una vez determinada la participación del nodo k en el área de influencia de la línea i, es necesario calcular la participación de los beneficiarios que están localizados en ese nodo.
- ³⁶ En un modelo de flujos de cargas tipo DC (el modelo de despacho) la derivada parcial del flujo de la línea i con respecto a la generación o la demanda en el nodo que es centro de cargas es cero. Por lo tanto dicho nodo no pertenece al área de influencia de la línea.
- ³⁷ Según la estimación de “Argentina en Crecimiento 1995-1999” que incluye lo ejecutado hasta Diciembre de 1993.
- ³⁸ Normas 105 y 247.
- ³⁹ Mecanismos similares han sido utilizados en las privatizaciones eléctricas de distintas provincias privatizadas.
- ⁴⁰ La Resolución ENRE 133/97 reglamenta la aplicación de la contribución especial reembolsable y establece mecanismos uniformes para la autorización de dichas solicitudes. Los principales aspectos vinculados a esta resolución del ENRE se relacionan con la delimitación de las zonas donde no existen instalaciones de distribución, la fecha tope para la percepción de las contribuciones, el monto máximo, la metodología del reembolso y la limitación de su percepción a un período determinado.
- ⁴¹ Actualmente no se cuenta con información correspondiente a las sanciones aplicadas a la Etapa 2.
- ⁴² La energía no suministrada es valorizada según la categoría tarifaria de cada usuario de acuerdo a los siguientes precios unitarios: Tarifas 1-R, 1-G y 1-AP: US\$/kWh 1,40; Tarifas 2/3-BT: US\$/kWh 2,27 y Tarifas 3-MT y 3-AT: US\$/kWh 2,71.
- ⁴³ A diferencia de las empresas de jurisdicción nacional, las privatizaciones llevadas a cabo en Salta y Tucumán incluyeron dentro de sus cláusulas inversiones obligatorias.
- ⁴⁴ Ubiere sido interesante una comparación con Segba durante los '80, pero no hay información disponible para realizarla.
- ⁴⁵ La generación en zonas aisladas sustituye inversiones de distribución cuando estas no son factibles por razones técnicas y/o económicas.
- ⁴⁶ El hecho de que existan cuadros tarifarios diferentes para cada área de concesión, imposibilitaría la existencia de subsidios cruzados entre sectores con diferentes niveles de consumo, que pertenezcan a áreas correspondientes al mercado concentrado.
- ⁴⁷ Las distribuidoras representan aproximadamente la mitad de la demanda servida en distribución, Transener SA es la única empresa de transporte en alta tensión y las empresas de generación aproximadamente el 30% de la capacidad instalada y el 55 % de la energía vendida.