

informe anual 1997



# ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

## PRESIDENTE

Ing. Juan Antonio Legisa <sup>(1)</sup>

## VICEPRESIDENTE

Lic. Alberto Enrique Devoto

## DIRECTORES

Cdra. Ester Fandiño <sup>(2)</sup>

Ing. Juan Carlos Derobertis

Ing. Daniel Muguerza <sup>(3)</sup>

(1) Desde el 08/10/97. Hasta el 25/02/97 presidió el Ing. Carlos Mattausch y desde esa fecha hasta la asunción del Ing. Juan Antonio Legisa, se desempeñó en forma interina el Lic. Alberto Enrique Devoto.

(2) Desde el 09/04/97. Hasta el 06/04/96 ejerció esta función el Dr. Marcos Rebasá

(3) Desde el 24/01/99. Hasta el 23/01/99 ejerció esta función el Ing. Ricardo Martínez Leone

**INFORME ANUAL 1997**





**■ Introducción****1** El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)**2** El Sistema de Transporte**3** Los Precios del Servicio Eléctrico**4** Calidad del Servicio en la Distribución de Energía Eléctrica**5** Seguimiento y Control de las Transferencias Accionarias**6** Asesoría Legal**7** Las Audiencias Públicas**8** Atención de Reclamos de los Usuarios**9** La Gestión Ambiental**10** Presupuesto y Gestión Administrativa**11** El ENRE y los Organismos de Control**■ Conclusiones**

## **Anexos**

**I** Cuadros y Evolución Tarifaria

**II** Asesoría Legal - Texto de los Fallos analizados

**III** Resoluciones ENRE - año 1997







## INTRODUCCION

Conforme a lo establecido por la Ley N°24.065 el Directorio del Ente Nacional Regulador de la Electricidad debe presentar anualmente al Poder Ejecutivo Nacional y al Congreso de la Nación, un informe sobre las actividades del año y sugerencias sobre las medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo especialmente la protección de los usuarios y el desarrollo de la industria eléctrica.

En cumplimiento de esta legislación, se eleva este Cuarto Informe que abarca el período comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 1997, referido al desenvolvimiento del mercado eléctrico argentino sujeto a la jurisdicción del ENRE, la producción y el transporte de energía eléctrica en todo el país, y el segmento de la distribución en las áreas concesionadas a EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A.

Debe señalarse que el atraso en la publicación de este Cuarto Informe se debió al esfuerzo presupuestario y de asignación de recursos realizado en 1997 para elaborar y difundir el trabajo titulado "El Informe Eléctrico-Cinco años de Regulación y Control: 1993-Abril-1998", dado a conocer en mayo de 1998.

Por otra parte, se desea aclarar que, a diferencia de los primeros informes (1993-94 y 1994-95) que tuvieron un fuerte perfil explicativo -en particular respecto del rol de la competitividad y eficiencia como los determinantes del desempeño del nuevo mercado eléctrico-, el contenido de este Informe Anual habrá de ser más sintético y se limitará a describir la gestión de cada área del ENRE.

Es sabido que, en el proceso de su reforma, el Estado Argentino ha transferido los servicios públicos al sector privado, pero ha conservado y redefinido las funciones regulatorias para dichos servicios públicos privatizados. Así también el Estado es responsable de asegurar a la sociedad una información confiable en todo lo que concierne al interés público.

En lo que respecta al mercado eléctrico, su transformación y privatización tuvo por objeto mejorar la calidad de vida de la población así como también contribuir a la mejora de la producción y la competitividad de la economía nacional. El ENRE fue creado, entre otros objetivos, para «proteger adecuadamente» los derechos de los usuarios. Por ello el interés del usuario constituye una perspectiva focal desde la cual el Directorio aborda la presentación de este informe.

De acuerdo con lo indicado en el artículo 1° de la Ley N°24.065, se hará referencia a los servicios públicos de transporte y distribución y a la generación, caracterizada como una actividad de interés general destinada a abastecerlos y afectada a los mismos. Alrededor del tema se plantean varias cuestiones, ligadas tanto a la adecuada regulación de la calidad y la tarifa del servicio eléctrico, como a la función que cumple específicamente el ENRE para proteger al usuario. En este sentido, los mensajes del Directorio del ENRE a la sociedad se han caracterizado por explicar la manera más eficaz de salvaguardar el interés público, es decir, vigilar el desempeño de cada uno de los sectores que conforman la industria eléctrica y, particularmente, aquellas situaciones en las que los usuarios no están en condiciones de advertir, en lo inmediato, los comportamientos de los prestadores del servicio que pueden resultar lesivos a sus intereses.

En un esfuerzo por simplificar los grandes objetivos perseguidos por las nuevas reglas de juego, diríamos que son: la introducción de la competencia directa en la producción, donde el despacho se basa en los costos y son los generadores más eficientes los que producen. Competencia en la producción para los grandes usuarios quienes pueden contratar libremente sus compras de energía. Competencia en las ampliaciones del sistema de transporte, que deben ser solventadas por los beneficiarios y adjudicadas por concurso, y simulación de competencia en los segmentos regulados, procurando precios (tarifas) comparables a los que se obtendrían si el mercado operara bajo un régimen de competencia.

Como hemos dicho, la producción de energía eléctrica opera en condiciones de competencia y, para que el mercado pueda desarrollarse plenamente, la Ley N°24.065 ha previsto la entrada de nuevos participantes sin condicionamientos en el caso de los operadores térmicos, mientras que la generación hidroeléctrica está sujeta a concesión por las razones arriba expresadas.

Las características técnicas de la industria eléctrica imponen, sin embargo, ciertas restricciones a la introducción absoluta de la competencia en todo el sistema. Por ejemplo, la necesidad de igualar oferta con demanda en forma instantánea y la imposibilidad de almacenar el fluido eléctrico llevan a que se deba operar con un despacho centralizado que determina: dónde, quién y cuánto se generará al mismo tiempo. Se ha creado para esto una entidad responsable del mercado mayorista: la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, Sociedad Anónima (CAMMESA) que es la responsable del Organismo Encargado del Despacho (OED).

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) abastece el 93% de la demanda del sistema eléctrico argentino, mientras que el sistema patagónico, no vinculado al primero, cubre el 6% de la demanda, y el 1% de los requerimientos de energía restante es abastecido por pequeños sistemas aislados, alejados de los grandes centros de consumo.

El MEM está asociado al SADI (Sistema Argentino de Interconexión) con casi 8.000 Kms. de líneas de 500 kV que cubren casi toda la extensión del país, a excepción de las provincias patagónicas.

La potencia instalada actual de generación es de 20.564 MW y su estructura por modalidad es la siguiente: 45% térmico; 50% hidráulico y 5% nuclear. A su vez, por

tipo de equipamiento la estructura es la siguiente: 45% térmico, 44% hidráulico y 11% nuclear, para un total generado en 1997 de 65.300 Gwh.

## **Evolución del Sector**

El proceso de privatizaciones llevado a cabo a partir de la reestructuración del sector eléctrico argentino iniciada en 1992, y el consecuente alejamiento del Estado de su rol empresario, continuó desarrollándose durante 1997 con la privatización de la Central Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú S.A., concesionada por el Estado Nacional a Pérez Companc S.A.

El avance de este proceso alcanzó a la provincia de Buenos Aires, que transfirió a manos privadas las unidades de negocio correspondientes a Eseba Generación y Eseba S.A., esta última a cargo de los servicios de transmisión y distribución de energía eléctrica en el territorio de la provincia.

Consecuencia de ello fue la privatización –llevada a cabo por el gobierno de la provincia de Buenos Aires- de la Central Térmica Luis Piedra Buena S.A a Sodigen S.A., cuyo principal accionista es la empresa CAMUZZI.

Asimismo, producto de la desintegración vertical de Eseba S.A., se concesionó la empresa de distribución troncal Transba S.A, mientras que en el segmento de distribución de energía eléctrica -dadas las particularidades de la demanda en la amplia superficie de la provincia-, este proceso contempló la creación de tres unidades de negocio, conformándose la Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A. (EDEN), Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A. (EDES) y Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A. (EDEA), que fueron transferidas en el mes de junio de 1997.

Por otra parte, el marco regulatorio sectorial a través de señales de mercado claras y precisas, facilitó la participación del sector productivo nacional en la estructura del segmento generador. De esta forma, con la incorporación de 3 nuevos autogeneradores<sup>1</sup> (Nidera-Junín, YPF-Pto. Hernández y Esso-Campana) ascienden a 11 los agentes reconocidos como tales en el mercado, con una capacidad instalada de 285 MW.

También ingresaron 2 agentes cogeneradores<sup>2</sup>, con una capacidad instalada que asciende a 310 MW. Uno de ellos está ubicado en la Refinería La Plata de YPF, con una potencia de 130 MW (ciclo combinado), consume gas natural y gas oil, y es 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..

Desde el lado de la demanda, se incorporó, en carácter de nuevo agente distribuidora, Celta Cooperativa Tres Arroyos (27/11/97)<sup>3</sup>, como así también un importante número de Grandes Usuarios (mayores y menores). Asimismo, la firma ENRON se incorporó como agente comercializador del mercado mayorista.

<sup>1</sup> Son aquellos consumidores de electricidad que generan energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y servicios.

<sup>2</sup> Estos agentes reutilizan la fuente de energía resultante de su proceso de producción (por ejemplo a través de una turbina de vapor) para la generación de energía eléctrica.

<sup>3</sup> El Decreto PEN N° 186/95, modificatorio del Decreto 1398/92, posibilitó a las cooperativas incorporarse al MEM en carácter de empresas distribuidoras.

Se detalla a continuación la composición del mercado eléctrico a diciembre de 1997:

<b>CANTIDAD DE AGENTES RECONOCIDOS EN EL MERCADO</b>			
TIPO DE AGENTE	Dic-97		TOTAL
	MEM	MEMSP	
Generador	41	4	45
Autogenerador	11	--	11
Cogenerador	2	--	2
Distribuidor	28	3	31
GUMA	331	19	350
GUME	794	4	798
Transportista AT/Distro	7	1	8
Transportista PAFTT	17	--	17
<b>TOTAL</b>	<b>1231</b>	<b>31</b>	<b>1262</b>
Prestadores PAFTT no agentes	22	--	22

Fuente: CAMMESA

Nota: Los Prestadores PAFTT no agentes son aquellas cooperativas que, sin ser Gran Usuario o Distribuidora del MEM, prestan sus instalaciones a algún agente reconocido del mercado.

## Oferta

Durante el año 1997, la oferta de generación aumentó el 8% como consecuencia - fundamentalmente- de la mayor energía generada en las centrales hidráulicas (en especial Yacyretá<sup>4</sup>, con un incremento del 59%). Asimismo, a diferencia del año 1996, el balance de divisas del sector presentó un saldo deficitario, producto de un doble efecto, el aumento de las importaciones y la caída de las exportaciones.

### BALANCE DE ENERGIA NETO ACUMULADO (GWh)

	1996	1997	Variación %
Térmica	31.067	29.067	-6.4%
Hidráulica	22.287	28.789	29.2%
Nuclear	6.921	7.445	7.6%
Importación	275	450	63.4%
Generación Neta Total	60.549	65.75	8.6%
Exportación	311	273	-12.3%
Bombeo Río Grande	130	303	132.3%
Oferta Generación SIN	60.107	65.174	8.4%

Fuente: CAMMESA - Informe Mensual Nota: No incluye Autogeneración ni Cogeneración.

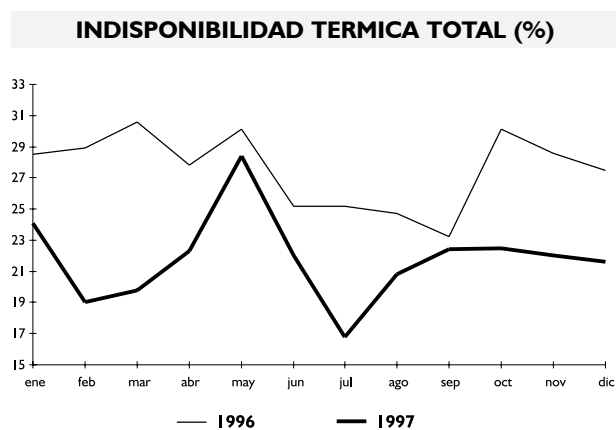
En cuanto a la potencia instalada, se observó un incremento respecto del año 1996 del 8%, alcanzándose los 19 Gw. Esta cifra representa un aumento del 44% con respecto a 1992.

### MEM - Potencia Instalada (MW)

	TIPO DE GENERACION			TOTAL	VARIACION AÑO ANT.	VARIACION AÑO 92
	TERMICA	NUCLEAR	HIDRAULICA			
1992	6,794	1,005	5,529	13,328		
1993	6,933	1,005	6,229	14,167	6.30%	6.30%
1994	7,615	1,005	7,549	16,169	14.13%	21.32%
1995	7,698	1,005	8,324	17,027	5.31%	27.76%
1996	7,874	1,005	8,868	17,747	4.23%	33.16%
1997	8,320	1,005	9,828	19,153	7.92%	43.71%

<sup>4</sup> En el mes de diciembre de 1997 ingresó al servicio comercial la unidad 18, con una potencia nominal de 155 MW a cota máxima (84 msnm).

Por otra parte, se registró una marcada disminución del índice de indisponibilidad del parque térmico instalado del 21% respecto del año 1996, en línea con la tendencia de mejoramiento iniciada a partir de la reestructuración del sector.



En cuanto a los insumos utilizados en el proceso de producción, se pudo observar a lo largo del año una mayor participación del gas natural en la generación de energía eléctrica, respecto del utilizado en el año 1996.

**COMBUSTIBLES - Estructura de Consumo de las Centrales Térmicas**

(en %)	1996	1997
Gas Oil	0.6	0.3
Gas Natural	87.4	91.0
Fuel Oil	8.0	4.8
Carbón	4.0	3.9

Asimismo, considerando el consumo específico bruto promedio de los grupos térmicos como un indicador de la eficiencia media del parque instalado<sup>5</sup>, se puede observar una mejora en los niveles de utilización de combustible por KWh generado<sup>6</sup>. Es decir, a igual consumo de combustible mayor energía generada.

**EFICIENCIA DEL PARQUE TERMICO (en kCal/kWh)**

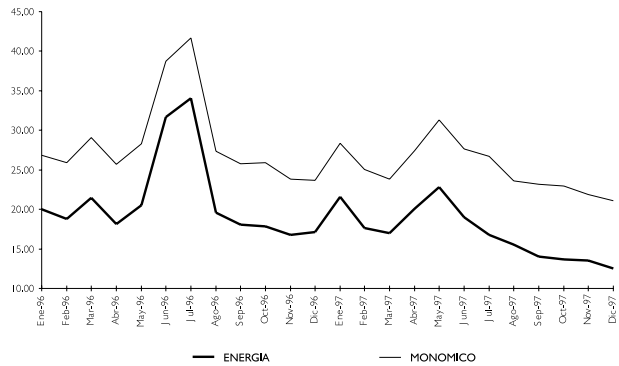
Mayo-96	Noviembre-96	Mayo-97	Noviembre-97
2458	2424	2340	2418

Por su parte, los precios en el mercado mayorista continuaron con la tendencia observada desde el inicio de la transformación del sector. En efecto, el precio monómico mensual disminuyó un 12% respecto del precio de 1996 (promedio contra promedio), pasando de 28,56 a 25,25 \$/Mwh. Más aún, si consideramos el año 1997, la disminución entre puntas alcanzó el 26%, ubicándose en 21,12 \$/Mwh en el mes de diciembre.

<sup>5</sup> Calculado como promedio del consumo específico bruto (medido en Kcal/Kwh) del parque instalado -según las programaciones estacionales de CAMMESA- ponderado por la potencia instalada disponible.

<sup>6</sup> El combustible total utilizado en 1997 fue un 7% inferior al del año 1996 (6.951 y 7.054 miles de toneladas equivalentes de petróleo, respectivamente). Considerando la energía generada en ambos años, se puede apreciar un leve aumento de la relación producto/insumo del orden del 1%.

### BALANCE DE ENERGIA NETO ACUMULADO (GWh)



Respecto de las ventas de energía eléctrica por parte de las generadoras, el crecimiento observado durante 1997 (respecto a 1996) fue del 11%<sup>7</sup>, alcanzando los 81.170 GWh<sup>8</sup>. Las realizadas en el mercado spot aumentaron un 21%, mientras que las ventas a término (a Distribuidoras y GUMAs) lo hicieron sólo un 1%.

Se detallan a continuación las ventas de energía eléctrica efectuadas por las empresas generadoras.

<sup>7</sup> Nótese que una generadora vendida a término que no salga despachada, debe cumplir con su contrato efectuando la correspondiente compra en el mercado spot, duplicándose la venta de energía eléctrica, es decir, 1 MWh vendido en el mercado spot es comprado por otra generadora para venderlo nuevamente en el mercado a término. Esto explica la diferencia entre los crecimientos de la oferta de generación y las ventas de energía (obviamente si esta última no se encuentra neta de la correspondiente compra).

<sup>8</sup> Este valor no incluye las ventas en el mercado de autogeneradores y cogeneradores, que ascendieron a 253 Gwh y 336 Gwh, respectivamente.

## GENERACION - VENTAS DE ENERGIA (en MWh)

GENERADOR	Acumulado 1996			Acumulado 1997		
	MERCADO SPOT	MERCADO A TERMINO	TOTAL	MERCADO SPOT	MERCADO A TERMINO	TOTAL
Ente Binacional Yacyreta	6,332,423		6,332,423	10,056,988		10,056,988
Central Costanera S.A.	295,261	7,945,968	8,241,229	541,615	8,268,265	8,809,880
Central Puerto S.A.	2,884,393	6,795,820	9,680,213	2,451,916	6,314,593	8,766,509
Nucleoeléctrica Argentina S.A.	7,045,080		7,045,080	7,830,040		7,830,040
Hidroeléctrica Piedra del Aguila S.A.	2,843,509	709,351	3,552,860	3,858,551	668,606	4,527,157
Comisión Técnica Mixta Salto Grande	4,153,882		4,153,882	4,205,107		4,205,107
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	1,793,474	1,900,218	3,693,692	1,227,177	2,753,154	3,980,331
Central Térmica San Nicolás S.A.	352,069	2,962,929	3,314,998	468,986	2,976,367	3,445,353
Empresa Social de Energía de Buenos Aires S.A.	1,448,823	4,425,057	5,873,880	2,393,278	593,648	2,986,926
CAPEX S.A.	1,845,521	1,189,688	3,035,209	1,275,822	1,415,246	2,691,068
Hidroeléctrica Alicura S.A.	1,488,660	79,983	1,568,643	1,938,489	496,254	2,434,743
Generadora Córdoba SA	158,512	1,607,986	1,766,498	109,993	1,751,960	1,861,953
Central Térmica Buenos Aires	284,256	519,021	803,277	551,830	1,259,858	1,811,688
Central Térmica Guemes S.A.	897,291	1,015,703	1,912,994	640,955	1,068,260	1,709,215
Centrales Térmicas Mendoza S.A.	146,676	927,232	1,073,908	217,952	1,432,526	1,650,478
Pluspetrol Energy S.A.	137,654	117,996	255,650	815,380	788,598	1,603,978
Central Térmica Sorrento S.A.	195,878	1,164,923	1,360,801	230,017	1,354,373	1,584,390
Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A.	851,061	167,580	1,018,641	1,323,089	105,228	1,428,317
Ave Fenix	260,704		260,704	1,033,851	67,011	1,100,862
Central Piedra Buena			0	441,509	437,550	879,059
Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.	646,328	140,098	786,426	637,179	151,374	788,553
Centrales Térmicas del NOA S.A.	123,281	455,541	578,822	77,929	638,600	716,529
Central Térmica Roca	171,857	638,884	810,741	133,838	564,291	698,129
Central térmica S. Miguel de Tucumán	722,810	46,952	769,762	448,775	149,097	597,872
Arcor	134,530	354,862	489,392	198,570	358,312	556,882
Empresa Prov. de Energía de Córdoba	733,251		733,251	540,664		540,664
Central Térmica Filo Morado S.A.	177,363	149,311	326,674	214,363	237,120	451,483
Central Térmica Alto Valle S.A.	165,608	256,072	421,680	172,079	268,253	440,332
Central Dique S.A.	838	369,485	370,323	353	410,669	411,022
Hidroeléctrica Diamante S.A.	385,686	97,796	483,482	317,342	93,087	410,429
Centrales Térmicas del NEA S.A.	1,529	507,394	508,923	572	332,235	332,807
AyEE - UTE	267,098		267,098	330,888		330,888
Hidroeléctrica Río Juramento	124,800		124,800	278,457		278,457
Hidrotérmica San Juan	95,279		95,279	185,365		185,365
Genelba S.A.	0		0	133,402	36,624	170,026
Ente Casa de Piedra	66,876		66,876	162,108		162,108
Hidroeléctrica Tucumán	62,455		62,455	161,261		161,261
Servicios Eléctricos Sanjuaninos	60,049		60,049	118,403		118,403
AyEE - ANDE	2,965		2,965	112,783		112,783
Hidroeléctrica Río Hondo S.A.	94,241		94,241	109,436		109,436
Centrales Térmicas del Litoral S.A.	5,878	168,715	174,593	1,773	87,593	89,366
Central Dock Sud S.A.	126,811		126,811	80,490		80,490
Central Pedro de Mendoza S.A.	4,200	93,143	97,343	1,152	54,837	55,989
AyEE - BRAS	5,110		5,110	5,576		5,576
Central Térmica Neuquén S.A.	179,405	47,526	226,931	0	0	0
Agua y Energía Eléctrica	208,132		208,132	0		0
<b>TOTAL</b>	<b>37,981,507</b>	<b>34,855,234</b>	<b>72,836,741</b>	<b>46,035,303</b>	<b>35,133,589</b>	<b>81,168,892</b>

## Demanda

La demanda bruta de energía eléctrica alcanzó los 62.700 Gwh en el año 1997, lo que implicó un aumento del 7,3% respecto de la observada en el año anterior. Asimismo, se profundizaron los cambios en la composición de la misma que se originaron -sobre todo a partir de 1995- con la aparición de los Grandes Usuarios (GU)<sup>9</sup> como nuevos actores del mercado mayorista. En efecto, el constante aumento de GU -ascienden a 1.125 a fines de 1997- redundó en una caída de la participación de las distribuidoras en la demanda de energía eléctrica del orden del 5%, en tanto los GU pasaron a demandar del 14% en 1996 al 19% en 1997.

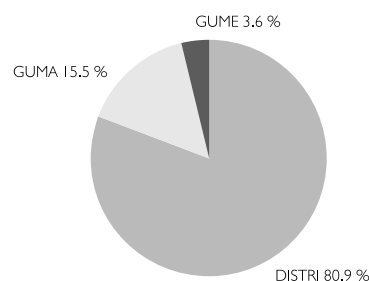
<sup>9</sup> Los Grandes Usuarios Mayores (GUMA) son aquellos agentes que contratan una demanda mayor a 1 MW y a 4300 MWh de energía anual, mientras que los Grandes Usuarios Menores (GUME) son aquellos que contratan entre 0,1 y 2 MW (Ver Resolución SE N° 334/94, Anexo I). Los requisitos necesarios para la incorporación al MEM así como los aspectos técnicos que diferencian cada categoría de GU se encuentran definidos en los Anexos 17 y 29 de los Procedimientos.



### EVOLUCION DE GRANDES USUARIOS EN EL MEM

	GUMAs	GUMEs
May-93	1	--
May-94	39	--
May-95	130	74
May-96	214	354
May-97	281	601
Dic-97	331	794

### 1997 - COMPOSICION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA



Estos cambios reflejan las diferencias entre las tasas de crecimiento de la demanda de los distintos agentes. Mientras que la demanda de los GUMEs aumentó un 54% y la de los GUMAs un 35%, las distribuidoras apenas superaron el 2%.

### DEMANDA BRUTA DE ENERGIA ELECTRICA POR TIPO DE AGENTE (cifras expresadas en MWh)

	DISTRIBUIDORES		GUMA		GUME TERMINO	GUPA TERMINO	TOTAL	VARIACION %
	ESTACIONAL	TERMINO	SPOT	TERMINO				
1995	23,088,725	25,834,339	591,114	4,585,226	280,499	54,379,903		
1996	21,488,231	28,643,384	1,033,189	6,262,293	1,019,214	58,446,310	7.48	
1997	24,111,800	27,170,931	1,652,101	8,203,579	1,566,732	62,705,143	7.29	

FUENTE: CAMMESA - DOCUMENTOS DE TRANSACCIONES ECONOMICAS.

Por el lado de las empresas distribuidoras, se observa un cambio en la modalidad de compra, reflejado en una disminución de las compras en el mercado a término del 5%. De esta forma la demanda contratada representó en 1997 el 53% del total efectuado por el sector<sup>10</sup>.

<sup>10</sup> El incentivo de realizar compras a término viene dado por la necesidad de asegurarse el suministro y por evitar la variabilidad propia de los precios en el mercado spot. En este sentido, un mercado sin restricciones en la oferta de generación y con precios estabilizados (estacionales) a los que compran las distribuidoras en el spot (y trasladan a tarifas) pueden ser señales que no estimulen este tipo de operatoria.

## COMPRAS DE ENERGIA ELECTRICA (cifras expresadas en MWh)

DISTRIBUIDORA	Acumulado 1996			Acumulado 1997		
	MERCADO SPOT	MERCADO A TERMINO	TOTAL	MERCADO SPOT	MERCADO A TERMINO	TOTAL
Adm. Provincial de Energía de La Pampa	338,032		338,032	397,922		397,922
Cooperativa Eléctrica de Caucete Ltda.	4,485		4,485	24,239		24,239
Celta - Cooperativa de Tres Arroyos Ltda.	0		0	9,386		9,386
Dirección Provincial de Energía de Corrientes	440,783	349,077	789,860	882,003	0	882,003
EDEA S.A.	0	0	0	756,349	651,166	1,407,515
Energía de Catamarca S.A.	81,548	156,236	237,784	115,512	147,997	263,509
Empresa Distribuidora de Energía de Entre Ríos	1,147,507	35,402	1,182,909	1,045,857	183,597	1,229,454
Empresa Distribuidora de Energía de Formosa S.A.	17,149	351,157	368,306	214,588	184,239	398,827
EDELAP S.A.	558,554	527,024	1,085,578	626,851	525,592	1,152,443
Empresa de Energía de La Rioja S.A.	3,797	354,925	358,722	5,188	357,760	362,948
EDEN S.A.	0	0	0	1,533,895	654,327	2,188,222
EDENOR S.A.	3,165,672	7,012,848	10,178,520	2,225,657	8,273,406	10,499,063
Empresa de Energía de Río Negro S.A.	23,258	638,885	662,143	38,757	564,291	603,048
Empresa Distribuidora de Santiago del Estero S.A.	377,215		377,215	405,664		405,664
Empresa Distribuidora San Luis S.A. (EDESAL)	488,211		488,211	476,384		476,384
Empresa Distribuidora de Energía de Salta S.A.	142,758	473,966	616,724	171,912	516,524	688,436
EDES S.A.	0	0	0	253,450	204,478	457,928
EDESUR S.A.	3,219,117	7,061,937	10,281,054	3,425,639	6,844,073	10,269,712
Empresa de Dist. de Electricidad Tucumán S.A.	372,686	787,380	1,160,066	422,258	812,860	1,235,118
Empresa Jujena de Energía S.A.	88,362	228,993	317,355	30,220	297,270	327,490
EMA - Agua y Energía Eléctrica S.E.(San Juan)	246,852		246,852	250,288		250,288
Energía de Mendoza S.E.	1,514,192	1,225,351	2,739,543	1,216,675	1,608,478	2,825,153
Empresa Eléctrica de Misiones S.A.	70,238		70,238	243,654		243,654
EPEC	1,326,722	2,756,622	4,083,344	1,228,346	3,182,736	4,411,082
Empresa Prov. de Energía del Neuquén	477,730	149,311	627,041	580,638	148,920	729,558
Empresa Prov. de Energía de Santa Fé	4,371,240	421,886	4,793,126	4,333,506	589,249	4,922,755
Energía de San Juan S.A.	639,443		639,443	651,049		651,049
Servicio Energía del Chaco	425,942	402,210	828,152	363,975	548,450	912,425
ESEBA	1,946,739	5,710,174	7,656,913	2,181,939	875,519	3,057,458
<b>TOTAL</b>	<b>21,488,231</b>	<b>28,643,384</b>	<b>50,131,615</b>	<b>24,111,800</b>	<b>27,170,932</b>	<b>51,282,732</b>

### Localización Geográfica de los Grandes Usuarios

Tal como mencionáramos anteriormente, la aparición de los Grandes Usuarios (GU) en el mercado mayorista tomó realmente importancia a partir del año 1995 y lógicamente, su localización respondió a los patrones de crecimiento regional observados en el país.

En especial, es en las áreas correspondientes a las empresas distribuidoras concesionadas de jurisdicción nacional, Edenor S.A. y Edesur S.A., donde se concentran la mayor cantidad de GU (62% y 71%, del total de GUMA y GUME respectivamente, para 1997)<sup>11</sup>.

También se destaca la cantidad de GUME ubicados en la provincia de San Luis (115), en su mayoría de origen industrial (106)<sup>12</sup>.

<sup>11</sup> Esto es razonable, teniendo en cuenta el tamaño del mercado de cada una de estas empresas, que superan los 4 millones de usuarios propios en conjunto. Adicionalmente, debe tenerse presente que el peso de los contratos de abastecimiento transferidos al momento de la privatización que tienen estas distribuidoras (al igual que Edelap) han provocado una distorsión de las tarifas a los usuarios finales respecto de los precios en el mercado mayorista.

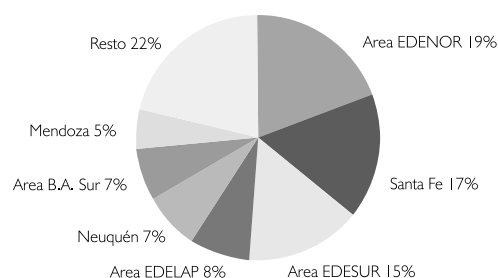
<sup>12</sup> Cabe señalar al respecto, el importante asentamiento de establecimientos industriales producto de los beneficios otorgados oportunamente por el régimen de promoción llevado a cabo por la provincia.

### GRANDES USUARIOS POR PROVINCIA - 1997 <sup>13</sup>

Provincia /Area	GUMA	GUME
Edelap	13	13
Edenor	108	333
Edesur	100	254
Bs.As. Atlántica	8	28
Bs.As. Norte	16	25
Bs.As. Sur	10	-
Catamarca	3	1
Chaco	1	4
Córdoba	8	6
Corrientes	3	2
Entre Ríos	3	1
Jujuy	1	-
La Rioja	5	7
Mendoza	5	6
Neuquén	5	-
Río Negro	6	1
Salta	-	5
San Juan	3	10
San Luis	6	115
Santa Fe	22	13
Sgo. del Estero	2	2
Tucumán	7	6
<b>Total</b>	<b>335</b>	<b>832</b>

Asimismo, si consideramos la composición regional de los consumos de energía eléctrica, podemos observar que las áreas correspondientes a Edenor, Edesur y Edelap junto a la provincia de Santa Fe, concentraron el 60% de la demanda total de GUMAs en el año 1997.

### COMPOSICION DE LA DEMANDA DE LOS GUMA por Provincia



Surge de lo expuesto (cantidad de agentes y demanda por provincia), la diferencia relativa en el tamaño de los GUMAs localizados en cada región. En tal sentido, considerar el consumo medio por GUMA como indicador de esta medida, si bien puede darnos una idea aproximada de la importancia de los usuarios allí radicados, debe tenerse en cuenta que la demanda de energía eléctrica está directamente relacionada con las

<sup>13</sup> Corresponde al total agentes que han participado en el mercado mayorista a lo largo del año 1997, es decir, incluye tanto las incorporaciones como las bajas ocurridas durante el año. Debido a esto, la cantidad total de GU difiere de la mencionada para el mes diciembre de 1997 (Guma 331 y Gume 794).

características sectoriales del GUMA y del grado de utilización de éste insumo en su proceso de producción.

En efecto, el 66% de la demanda de los GUMA radicados en la provincia de Santa Fe para el año 1997, correspondió a la planta de Acindar ubicada en Villa Constitución. En el caso de Neuquén, el 43% correspondió a la cooperativa eléctrica CALF y el 52% a la Planta Industrial de Agua Pesada, mientras que en Río Negro y Mendoza más del 90% de las compras de GUMA se debió a los sectores de extracción y refinación de petróleo.

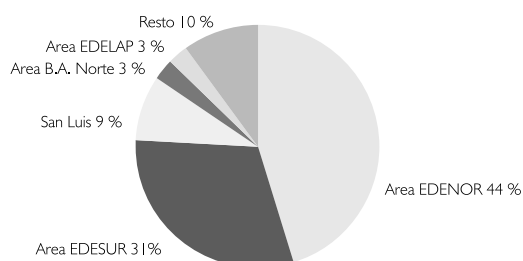
#### DEMANDA DE GUMA POR PROVINCIA - PARTICIPACION Y CONSUMO MEDIO

Provincia /Area	Participación en total de Compras GUMA (%)	Consumo Medio (Gwh / GUMA)
Edelap	7,9	55,2
Edenor	19,4	16,3
Edesur	15,1	13,8
Bs.As. Atlántica	2,4	27,8
Bs.As. Norte	3,0	17,2
Bs.As. Sur	7,0	64,0
Catamarca	2,8	83,8
Chaco	0,1	5,3
Córdoba	1,6	18,0
Corrientes	0,9	28,3
Entre Ríos (*)	2,5	75,4
Jujuy	0,7	64,2
La Rioja	0,8	13,8
Mendoza	5,2	94,5
Neuquén	7,4	135,0
Río Negro	3,4	51,0
Salta	-	-
San Juan	0,2	5,3
San Luis	0,8	11,5
Santa Fe	16,6	68,4
Sgo. Del Estero	0,2	9,3
Tucumán	2,1	27,6
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	<b>27,1</b>

(\*): El 66% de la demanda de la provincia para 1997 correspondió a Cooperativa Concordia.

Con relación a la participación regional en la demanda de los GUME, la situación observada para los GUMA se profundiza, registrándose para 1997, una concentración en las áreas concesionadas correspondientes a las distribuidoras de jurisdicción nacional, Edenor S.A. y Edesur S.A., del 75%. Le sigue en importancia la provincia de San Luis, con el 9% de las compras totales realizada por los GUME para el mismo año.

#### COMPOSICION DE LA DEMANDA DE LOS GUME por Provincia

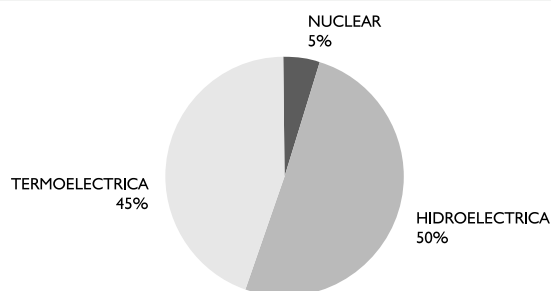


### DEMANDA DE GUME POR PROVINCIA - PARTICIPACION Y CONSUMO MEDIO

Provincia /Area	Participación en total de Compras GUME (%)	Consumo Medio (Gwh / GUME)
Edelap	2,6	3,1
Edenor	45,2	2,1
Edesur	30,6	1,9
Bs.As. Atlántica	1,8	1,0
Bs.As. Norte	2,9	1,8
Bs.As. Sur	-	-
Catamarca	0,1	1,6
Chaco	0,3	1,1
Córdoba	0,7	1,8
Corrientes	0,2	1,2
Entre Ríos	0,3	4,0
Jujuy	-	-
La Rioja	1,0	2,3
Mendoza	0,8	2,2
Neuquén	-	-
Río Negro	0,0	0,2
Salta	0,2	0,7
San Juan	1,2	1,9
San Luis	8,7	1,2
Santa Fe	2,4	3,0
Sgo. del Estero	0,2	1,7
Tucumán	0,8	2,1
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	<b>1,9</b>

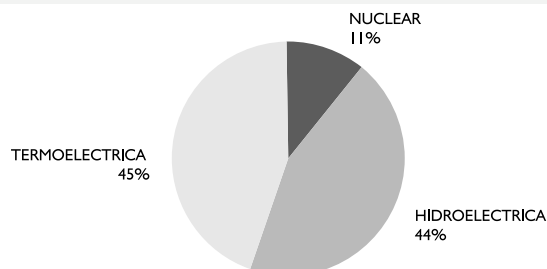
Como hemos visto, la localización de los GU se llevó a cabo principalmente en aquellas provincias que, por su desarrollo, ya contaban con una base cierta de usuarios con las características necesarias para contratar directamente su consumo en el mercado mayorista<sup>14</sup>. En este sentido, las nuevas reglas que surgieron a partir de la transformación del sector eléctrico oficiaron de catalizador, permitiendo la aparición creciente de esta nueva categoría de agentes.

### CAPACIDAD INSTALADA (MW)



TOTAL 20.564 MEM + MEMSP

### ENERGIA GENERADA (GWh)



TOTAL 65.300 GWh MEM

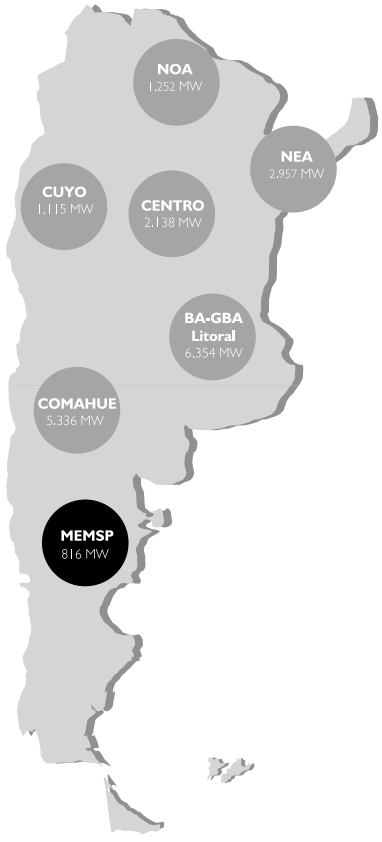
Fuente: Elaboración propia, en base a los datos del mercado.

<sup>14</sup> No se descarta, obviamente, que parte del aumento de GU responda a nuevos establecimientos que, beneficiados por la normativa, hayan decidido directamente comenzar sus actividades como GU

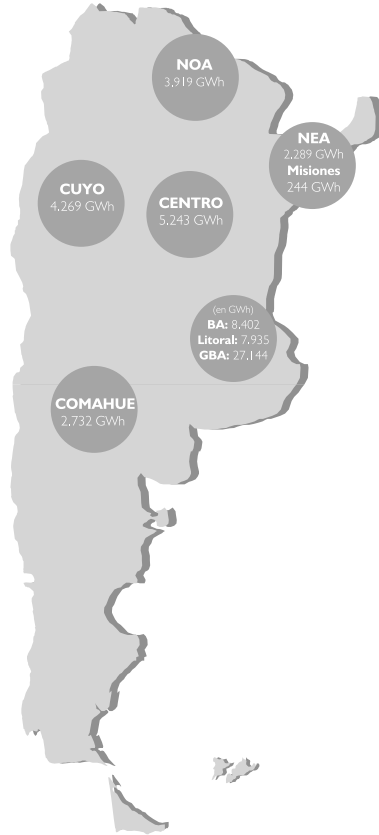
El segmento de la producción ha mantenido una fuerte expansión, respondiendo a las necesidades de un mercado cuyo consumo creció un 65% entre 1991 y 1997, y permitió la convergencia entre oferta y demanda, con el consiguiente efecto en los precios del mercado mayorista. Si consideramos el período analizado, se puede observar una caída del precio spot (monómico) del orden del 48% (promedio contra promedio), pasando del 48,76 \$/Mwh en 1992 a 25,25 \$/Mwh en 1997. Este valor se ubicó en el mes de diciembre del último año en 21,12 \$/Mwh.

En el tramo de la generación (competitivo) se han producido logros importantes. Las nuevas inversiones han garantizado mayores posibilidades de abastecer al sistema.. Mayor producción y mejor calidad, permiten mayor confiabilidad a distribuidores y usuarios.

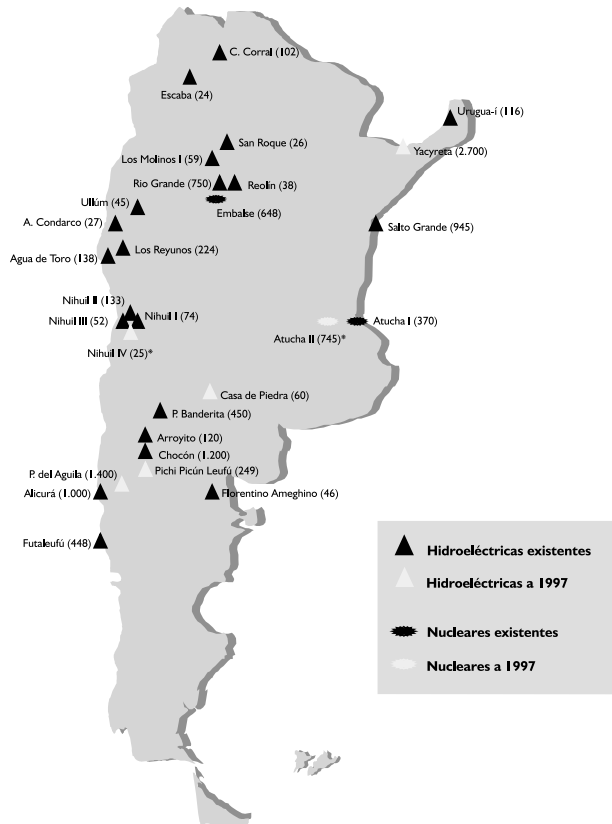
**POTENCIA INSTALADA POR REGION - 1997**



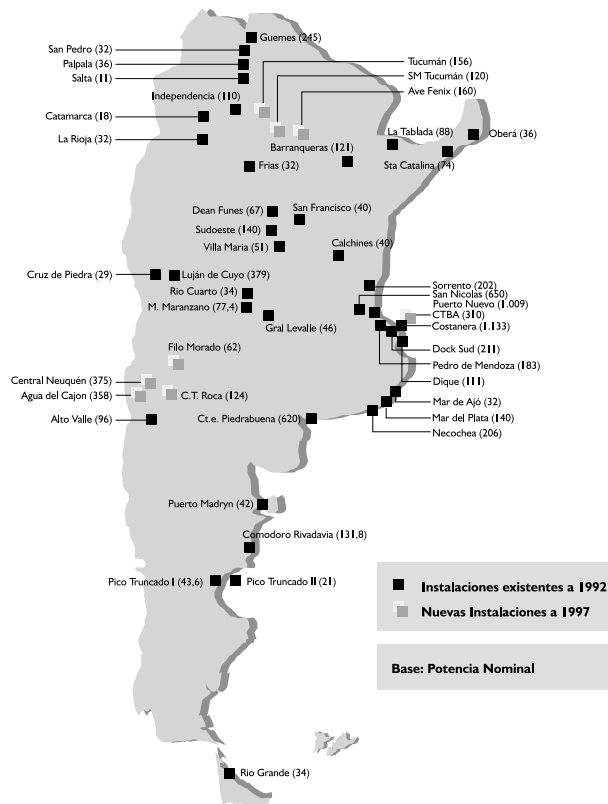
## DEMANDA NETA DE ENERGIA POR REGION - 1997



## CENTRALES HIDROELECTRICAS Y NUCLEARES



## CENTRALES TERMICAS





El vínculo entre la producción de energía eléctrica y la demanda requiere de la actividad de transporte. Se realiza a través del soporte físico que configura el sistema de transmisión y transformación, ya sea del Sistema de Transporte en Alta y Extra Alta Tensión que vincula a las Regiones Eléctricas, o de los diferentes Sistemas de Transporte por Distribución Troncal, que es el que se realiza dentro de las distintas regiones eléctricas.

Al tratarse de un servicio prestado a través de redes, razones de economía (subaditividad de costos) privilegian, como solución más eficiente, la que no implique duplicar inversiones, logrando menores costos mediante la configuración de lo que se denomina “monopolio natural”. Es por eso que el papel de la regulación es garantizar el libre acceso, la no discriminación y evitar que se verifique abuso de posición dominante en el mercado.

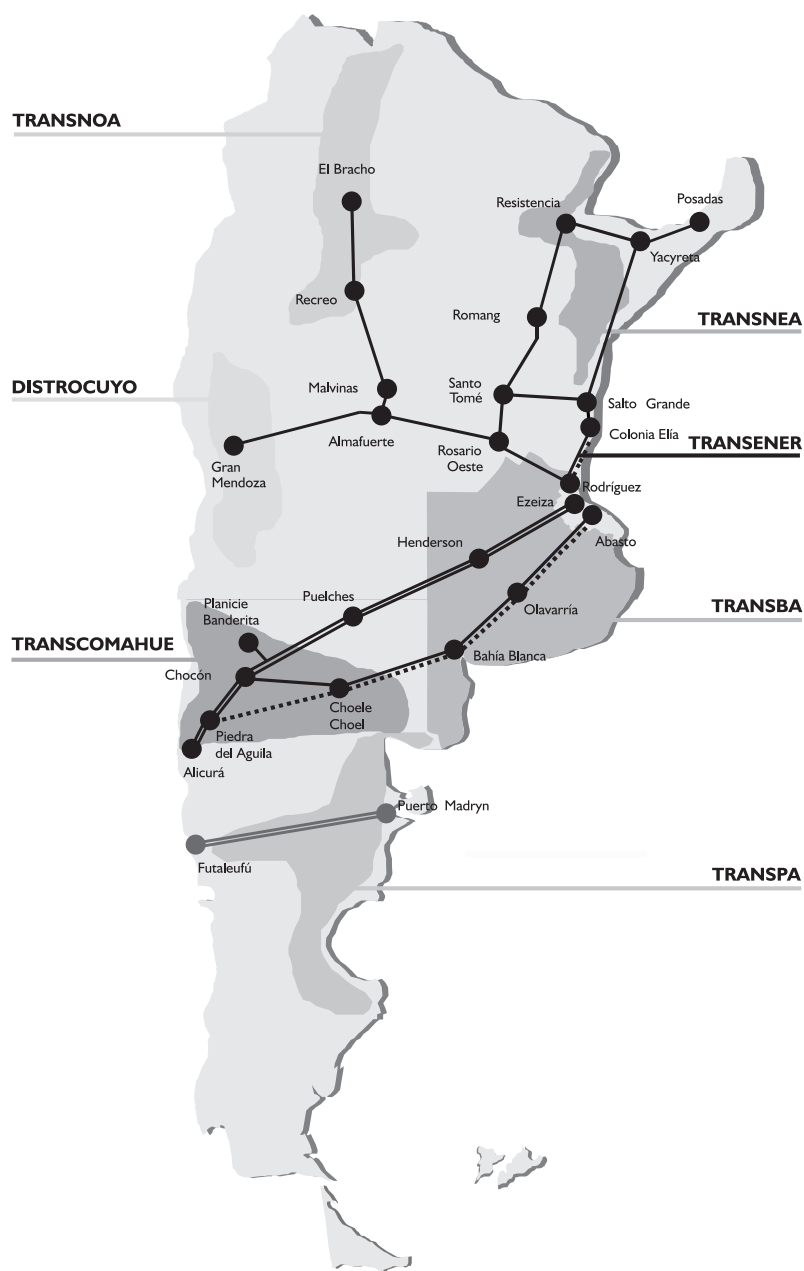
Los transportistas concesionarios perciben una remuneración que retribuye la operación y el mantenimiento de las instalaciones del sistema recibido. Por otra parte, tanto la decisión para encarar ampliaciones al sistema de transporte como su costo de construcción están a cargo de los usuarios que se benefician con su realización. En el caso de las ampliaciones, la remuneración (canon) que percibe el ejecutor (sea este un concesionario o un transportista independiente) también incluye la amortización del capital.

El sistema descrito aspira a garantizar que las obras a realizarse sean las que obedecen a requerimientos efectivos de un sistema funcionando en competencia. El mantenimiento de la aptitud de la capacidad de las instalaciones en las condiciones que garanticen los parámetros de calidad estipulados, es logrado mediante un sistema de sanciones que pondera la duración de la indisponibilidad y la magnitud de la demanda que por ese motivo deja de atenderse.

En el modelo adoptado es de capital importancia la calidad del servicio de transporte. Se ha diseñado un sistema de incentivos y penalizaciones. La relación entre las remuneraciones de la prestación, la disponibilidad de las instalaciones afectadas a la misma, y la calidad es la base del funcionamiento. Los ingresos del transportista se calculan a partir de una disponibilidad del 100% de sus equipos e instalaciones. Esto significa que la remuneración máxima está fijada a partir de una disponibilidad permanente de todos los vínculos. La penalización económica de las indisponibilidades, constituye una reducción de la remuneración, tendiente a inducir al concesionario a optimizar el mantenimiento de la red a su cargo.

Existe consenso de que hay mucho por hacer en cuanto a los procedimientos a adoptar y a las innovaciones regulatorias a introducir para mejorar la calidad en el Sistema Argentino de Interconexión, y a los mecanismos para encarar las ampliaciones y determinar quiénes y en qué proporción deberán afrontarlas económicamente.

**RED DE TRANSPORTE**



## **Sistema de transporte de energía eléctrica en Alta Tensión, por Distribución Troncal y PAFTT - Calidad de servicio**

La reglamentación vigente establece que la prestación del servicio de transporte de energía, responsabilidad asumida por los concesionarios transportistas y/o por los prestadores de la función técnica del transporte debe efectuarse con un nivel de calidad satisfactorio.

### **Empresas que prestan el servicio de Transporte de Energía Eléctrica**

#### **Sistema de transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión**

Instalaciones de tensiones iguales o mayores a 220 kV

Concesionaria	TRANSENER S.A.
<i>Transportistas Independientes</i>	YACYLEC S.A. L.I.T.S.A.

#### **Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal**

Instalaciones de tensiones iguales o superiores a 132 kV y menores a 400 kV.

Concesionaria	TRANSNOA S.A.
<i>Transportista independiente</i>	E.D.E.S.A.
Concesionaria	DISTROCUYO S.A.
Concesionaria	TRANSNEA S.A.
<i>Transportista independiente</i>	D.P.E.C.
Concesionaria	TRANSPA S.A.
<i>Transportistas independientes</i>	E.R.S.A. S.P.S.E.
Concesionaria	TRANSCOMAHUE
Concesionaria [En proceso de privatización]	TRANSBA S.A.

#### **Prestadoras de la Función técnica de Transporte**

Instalaciones superiores (<sup>3</sup> 132 kV.) o inferiores (< 132 kV.) de vinculación eléctrica pertenecientes a otros agentes del MEM no Transportistas (Generadores y/o Distribuidores) regulados por aplicación de la Res. ex-Sec. de Energía N° 159/94 y SE N° 406/96.

EDENOR S.A.  
EDESUR S.A.  
E.P.E.C.  
E.P.E.N.  
E.P.E. Santa Fe.

## Medición de la Calidad del Servicio

El nivel de la calidad del servicio se mide en base a la **disponibilidad** del equipamiento de transporte, conexión y transformación y capacidad asociada.

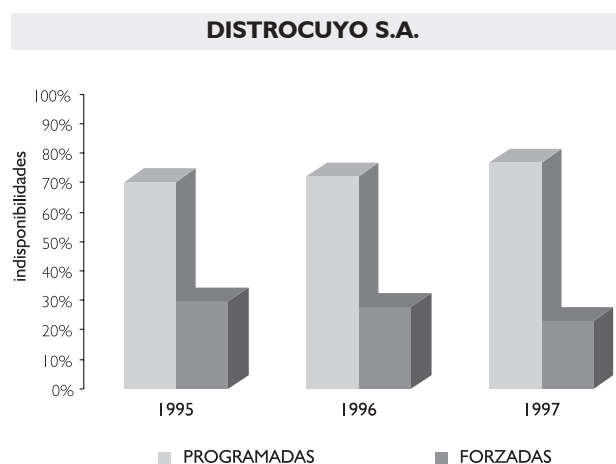
Queda en claro entonces que lo que se sanciona son las **indisponibilidades** del equipamiento en general.

En tal sentido un equipo se considera indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección y maniobra.

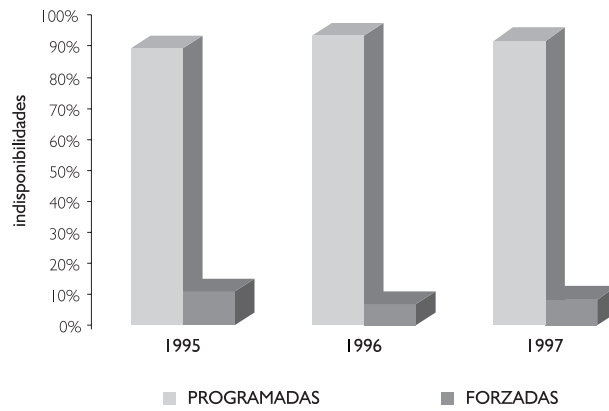
Es decir, un equipo se considera indisponible cuando este fuera de servicio ya sea porque se ha producido una falla en él o en sus equipos asociados, o por actuación de sus protecciones o como consecuencia de cualquier tipo de operación y maniobra.

A su vez todo equipamiento que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de mantenimientos programados, conforme los procedimientos establecidos a tal efecto será considerado en condición de **indisponibilidad programada**.

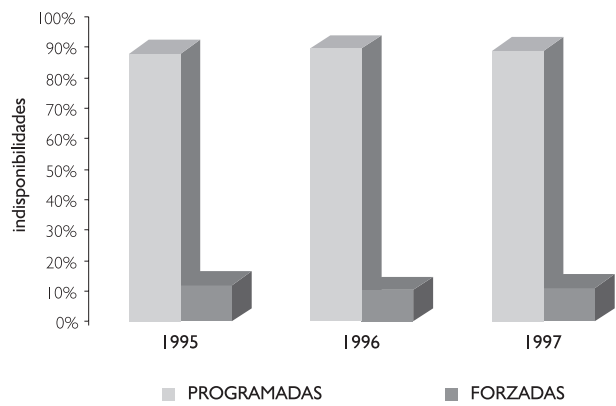
Por último, el equipamiento fuera de servicio sin que tal situación provenga de ordenes de operación impartidas por CAMMESA o por indisponibilidad programada será considerado en condiciones de **indisponibilidad forzada**.



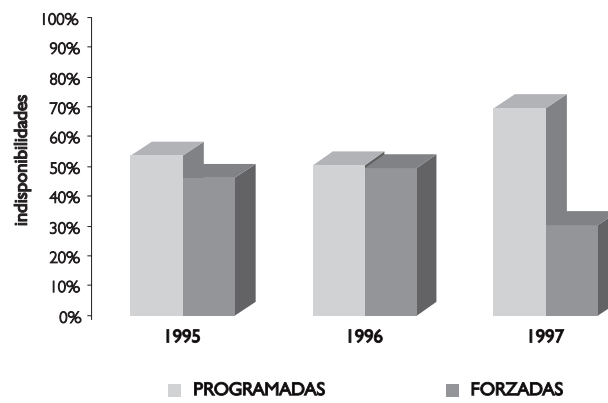
### EDENOR S.A.



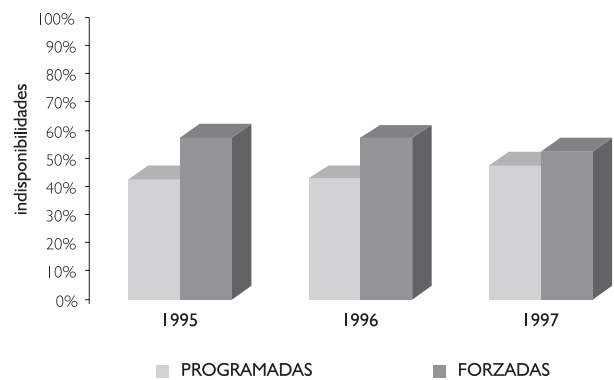
### EDESUR S.A.

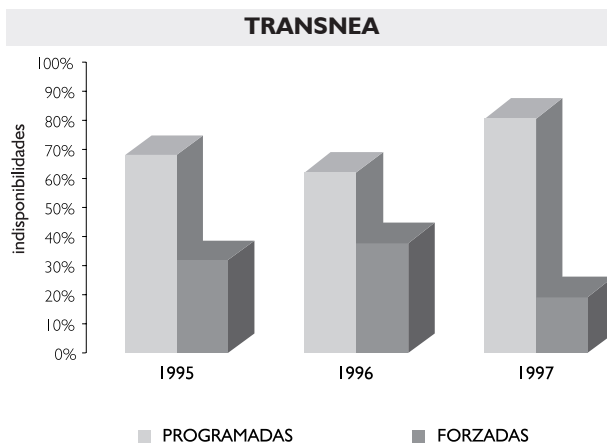
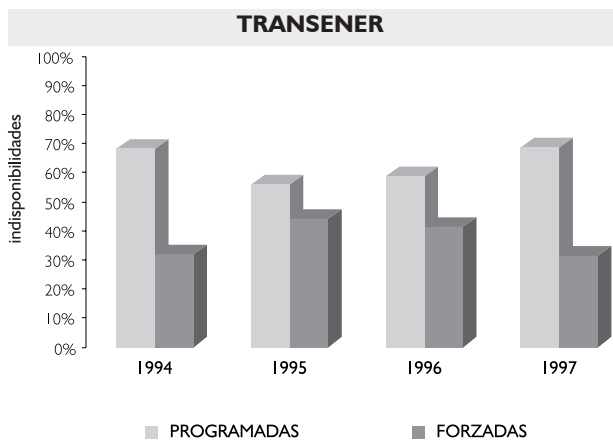
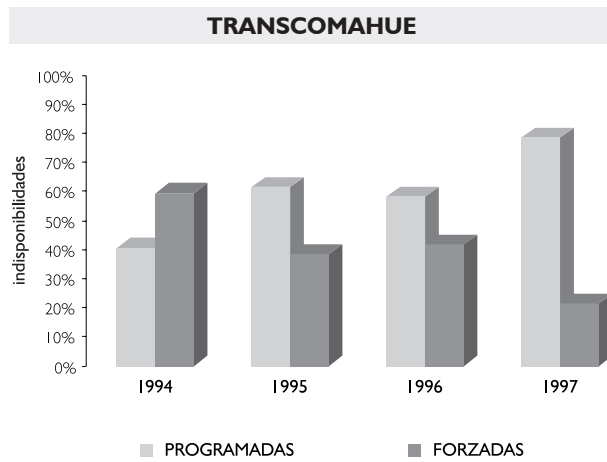
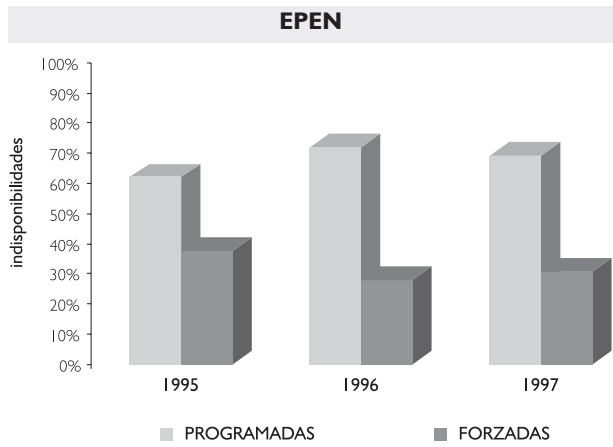


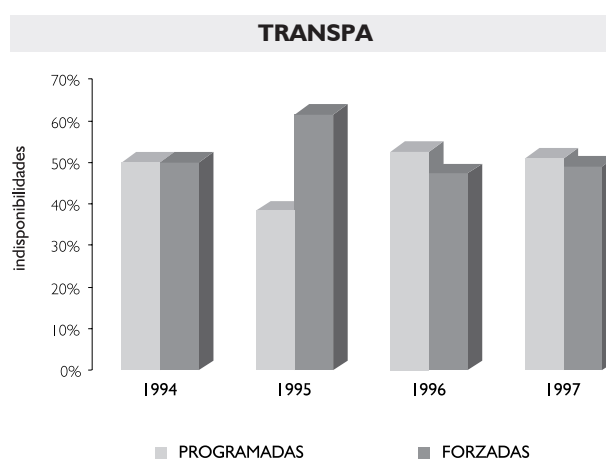
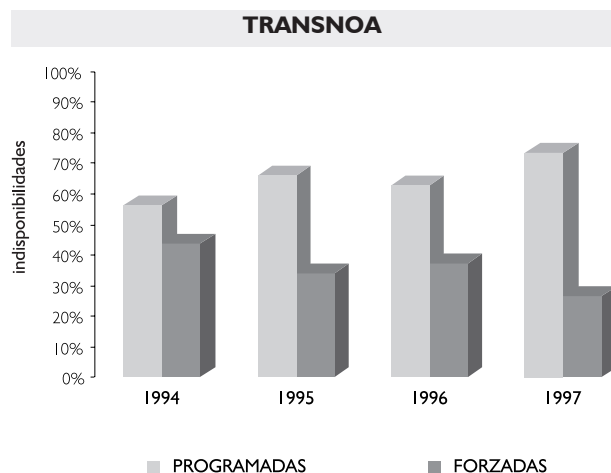
### EPE Santa Fe



### EPEC







### Evaluación de las sanciones

El valor de las sanciones a aplicar por **indisponibilidad forzada** será proporcional a los montos que se abonan en concepto de conexión y capacidad de transporte del equipo en consideración y se tendrán en cuenta para ello los siguientes aspectos:

- a) La duración de la indisponibilidad
- b) El número de las salidas de servicio forzadas
- c) Los sobrecostos que sus restricciones producen en el sistema eléctrico

A su vez la sanción a aplicar por indisponibilidad programada será igual al diez por ciento (10%) de la correspondiente de los supuestos de indisponibilidad forzada.

En general los contratos de concesión del transporte prevén distintas modalidades para la aplicación de sanciones, pudiendo identificarse los siguientes grupos:

**TRANSENER S.A., TRANSNOA S.A., TRANSCOMAHUE, DISTROCUYO S.A., TRANSPA S.A., TRANSBA S.A.**

- a) durante los seis primeros meses no se aplicarían sanciones
- b) Entre los SEIS (6) y DOCE(12) meses las penalidades se verían reducidas a 1/3 de su valor

- c) Entre los DOCE(12) y DIECIOCHO (18) meses las penalidades se verían reducidas a 2/3 de su valor.
- d) A partir de los DIECIOCHO (18) meses las penalidades se aplicarían sin reducciones.

**TRANSNEA S.A.**

- a) Durante los seis primeros meses no se aplicarían sanciones
- b) Entre los SEIS (6) y DOCE(12) meses las penalidades se verían reducidas a 1/6 de su valor
- c) Entre los DOCE(12) y DIECIOCHO (18) meses las penalidades se verían reducidas a 1/3 de su valor.
- d) Entre los DIECIOCHO (18) y VEINTICUATRO (24) meses las penalidades se verían reducidas a 1/2 de su valor.
- e) Entre los VEINTICUATRO (24) y TREINTA (30) meses las penalidades se verían reducidas a 2/3 de su valor.
- f) Entre los TREINTA (30) y TREINTA Y SEIS (36) meses las penalidades se verían reducidas a 5/6 de su valor.
- g) A partir de los TREINTA Y SEIS (36) meses las penalidades se aplicarían sin reducciones.

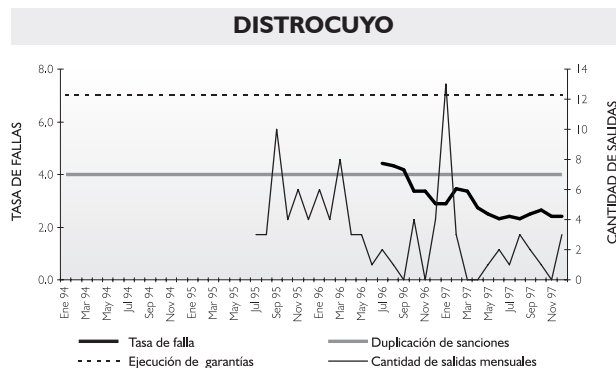
**Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) EDENOR, EDESUR, E.P.E. Santa Fe, E.P.E.C. y E.P.E.N.**

No se previeron períodos sancionatorios con reducciones diferenciadas según las responsabilidades del concesionario

**Tasa de Falla**

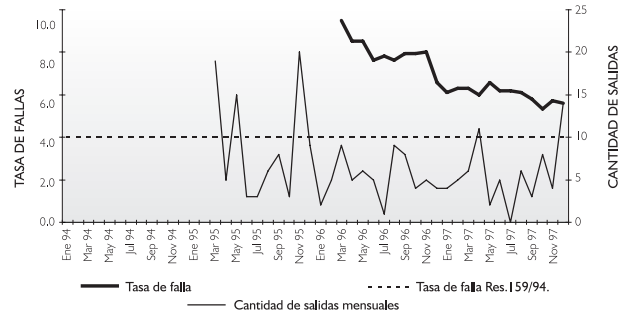
Este indicador proporciona una idea respecto a la calidad del gerenciamiento de cada una de las empresas según su eficiencia en la Operación y Mantenimiento de sus respectivos equipamientos.

La tasa de fallas se determina por la cantidad de salidas forzadas de líneas por CIEN (100) km. y por año. En los gráficos podrá apreciarse la evolución del indicador correspondiente a cada empresa.

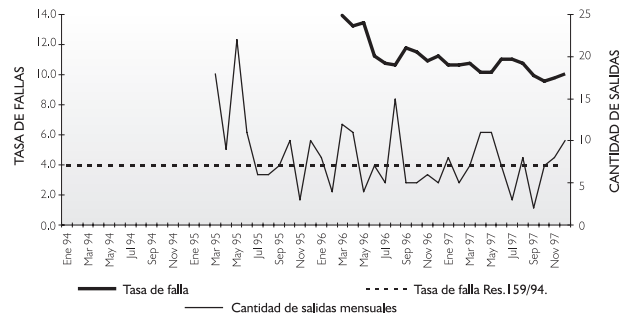




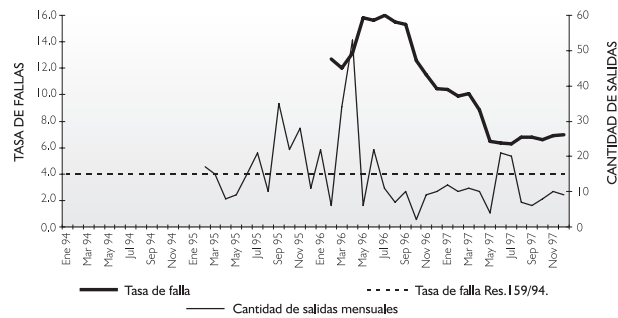
### EDENOR



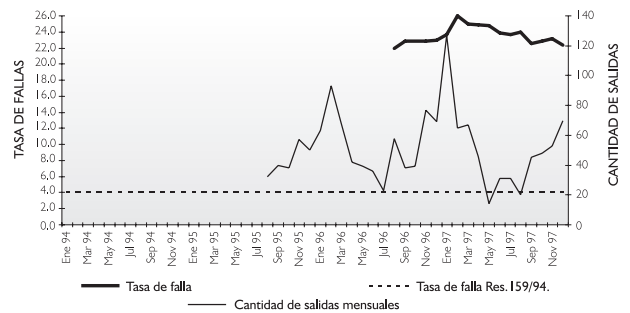
### EDESUR



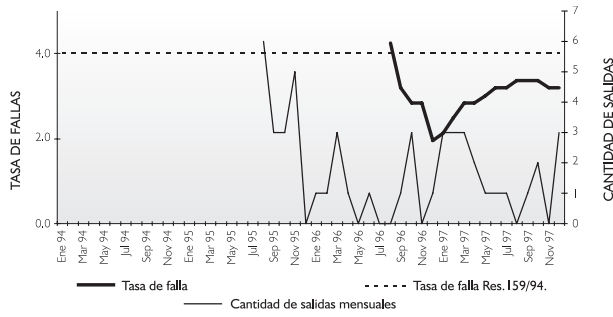
### EPE Santa Fe



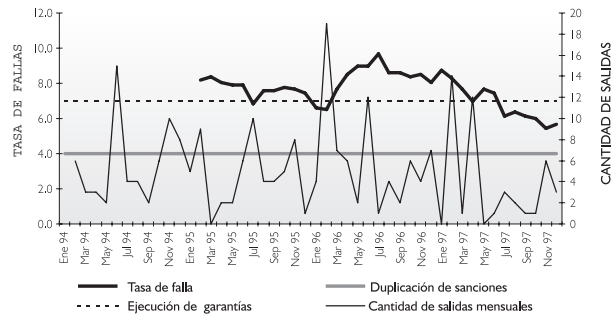
### EPEC



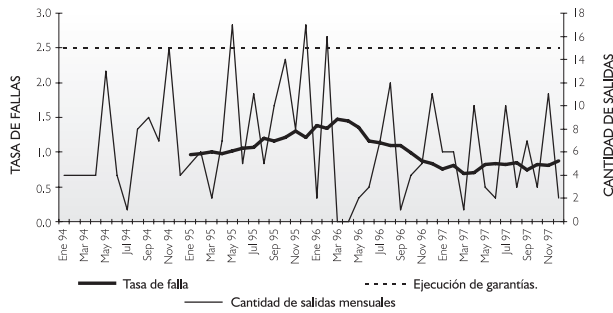
## EPEN



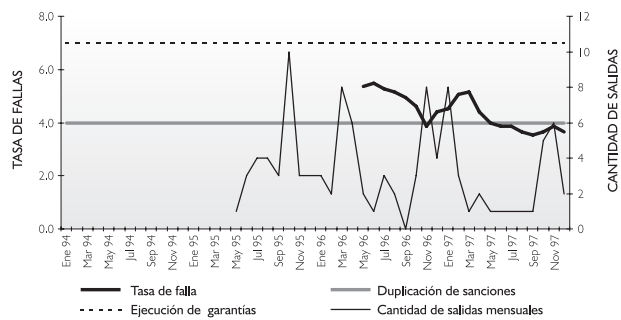
## TRANSCOMAHUE

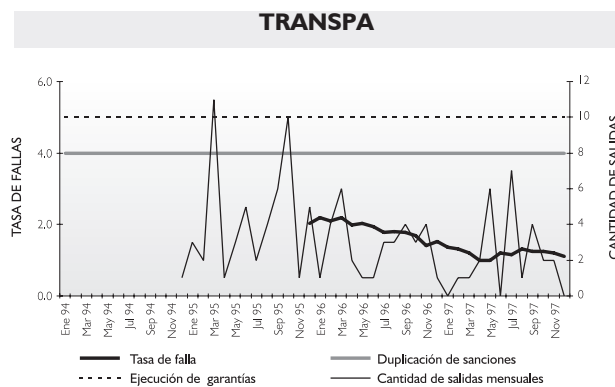
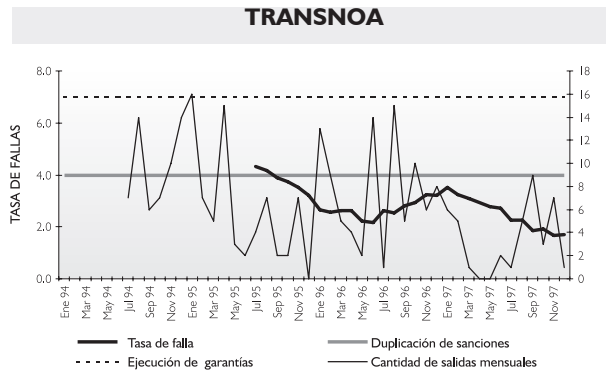


## TRANSENER



## TRANSNEA





### Transportista de Energía Eléctrica en Alta Tensión

En el caso de TRANSENER S.A. cuando en un período de DOCE (12) meses corridos las salidas de servicio por CIEN (100) km. y por año (considerando todas las líneas del Sistema incluidas las correspondientes a sus Transportistas Independientes) supera el valor de DOS CON CINCUENTA (2,5) Sal. x año/100 km., autoriza a LA CONCEDENTE (Estado Nacional) a ejecutar las garantías otorgadas por los Garantes.

### Transportistas de Energía Eléctrica por Distribución Troncal

En los casos de los Transportistas por Distribución Troncal (TRANSNOA S.A., TRANSNEA S.A., TRANSPA S.A., DISTROCUYO S.A., **TRANSBA S.A.** y TRANSCOMAHUE ) la evolución de este índice cuando se superan los valores de tasa de falla establecidos en sus respectivos Contratos de Concesión se activan dos consecuencias.

La primera similar a la mencionada respecto de la Transportista en Alta Tensión, relacionada con lo especificado en los respectivos Contratos de Concesión como incumplimiento que permite ejecutar las Garantías ofrecidas.

La segunda emite una señal económica de advertencia a las Transportistas Troncales para que se esfuercen en mejorar la calidad de la Operación y Mantenimiento. Esta señal consiste en duplicar las sanciones aplicadas.

Los valores a que se refieren los párrafos precedentes son los siguientes:

EMPRESA	Valor para Duplicar Sanciones Sal.x año/100 km.	Ejecución de las Garantías Sal.x año/100 km.
TRANSNOA S.A.	CUATRO (4)	SIETE(7)
TRANSNEA S.A.	CUATRO (4)	SIETE(7)
TRANSCOMAHUE	CUATRO (4)	SIETE(7)
DISTROCUYO S.A.	CUATRO (4)	SIETE(7)
TRANSPA S.A.	CUATRO (4)	CINCO(5)
TRANSBA S.A.	CUATRO (4)	SIETE(7)

## Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT)

En el caso de los Agentes del MEM no Transportistas (Generadores y/o Distribuidores) el índice de la tasa de falla solo se utiliza con la finalidad de emitir la señal económica para que mejoren la calidad de la Operación y Mantenimiento. En este caso cuando la cantidad de indisponibilidades forzadas de líneas supera el valor de CUATRO (4) Sal. x año/100 km., las sanciones aplicadas se duplican.

## Sanciones Determinadas - 1994 a 1996

A partir de enero de 1994, se comenzó a aplicar sanciones a las diferentes transportistas. Al respecto en los cuadros A, B y C que se adjuntan, se identifica desde cuando se ha comenzado a aplicar sanciones y hasta que periodo, a la confección de este informe, ha sido sancionada cada empresa.

El siguiente es un resumen de los cuadros mencionados precedentemente.

	AÑO	1994	1995	1996	1997	TOTAL ACUMULADO
TRANSENER S.A.		\$ 2,498,380.18	\$ 8,098,147.97	\$ 2,147,532.77	\$ 4,066,970.90	\$ 16,811,031.82
TRANSNOA S.A.		\$ 58,586.37	\$ 225,214.11	\$ 338,503.98	\$ 303,928.93	\$ 926,233.39
TRANSCOMAHUE		\$ 47,950.52	\$ 201,985.27	\$ 264,731.20	\$ 250,276.89	\$ 764,943.88
TRANSPA S.A.		\$ 637.92	\$ 135,289.96	\$ 201,441.85	\$ 331,774.84	\$ 669,144.57
TRANSNEA S.A.		--	\$ 33,249.48	\$ 324,706.34	\$ 193,242.12	\$ 551,197.94
DISTROCUYO S.A.		--	\$ 22,172.95	\$ 118,392.17	\$ 142,466.92	\$ 283,032.04
E.P.E. SANTA FE (PAFTT)		--	\$ 250,482.31	\$ 409,585.71	\$ 311,716.34	\$ 971,784.36
EDENOR S.A. (PAFTT)		--	\$ 485,579.58	\$ 516,834.79	\$ 596,753.16	\$ 1,599,167.53
EDESUR S.A. (PAFTT)		--	\$ 290,444.16	\$ 821,052.84	\$ 634,897.66	\$ 1,746,394.66
E.P.E.N. (PAFTT)		--	\$ 46,802.56	\$ 10,930.59	\$ 24,459.06	\$ 82,192.21
E.P.E.C. (PAFTT)		--	\$ 963,887.34	\$ 868,980.68	\$ 1,284,831.46	\$ 3,117,699.48
<b>TOTALES</b>		<b>\$ 2,605,554.99</b>	<b>\$ 10,753,255.69</b>	<b>\$ 6,022,692.92</b>	<b>\$ 8,141,318.28</b>	<b>\$ 27,522,821.88</b>

Corresponde efectuar una aproximación al proceso de formación de los precios de la electricidad, recordando que las actividades del transporte y la distribución están sujetas a controles tarifarios y de calidad y, en el caso de la distribución, que esta tiene la obligación de abastecer la totalidad de la demanda que le sea requerida. La regulación debe establecer metodologías apropiadas que aseguren tarifas justas y razonables. La responsabilidad de su cumplimiento está encomendada al ENRE.

El principio orientador de la normatividad eléctrica es el de la racionalidad económica y, dentro de ella, el procurar la eficiencia en la asignación de los recursos. Se introduce la competencia como factor de desarrollo en el segmento de generación, y se establece un mercado calificado de interés general y definido como actividad propia de la iniciativa privada, con múltiples operadores que compiten entre sí.

Dado que la demanda de electricidad representa la valoración de la utilidad que le adjudica la sociedad, el precio de mercado -emergente de la igualdad de la oferta y la demanda- constituye una señal válida, tanto de la escasez como de la utilidad del recurso. A través de este mecanismo para determinar los precios se propugna, implícitamente, el uso racional del recurso.

La necesidad de igualar oferta con demanda en forma instantánea, determina que se deba operar con un despacho centralizado, lo que ha requerido la creación de un administrador del mercado mayorista, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) que es la responsable del Organismo Encargado del Despacho (OED).

En tal sentido, se persigue alcanzar tanto una real transparencia en la formación de los precios y en las distintas etapas de la industria eléctrica, como la posibilidad de acceso directo de los usuarios al Mercado Eléctrico Mayorista. Por un lado se tiende a que las tarifas finales de las distribuidoras reflejen las señales de abundancia o escasez que surgen de los precios del MEM; por otra parte, se propicia establecer el vínculo directo entre el MEM y aquellos usuarios que, por la cuantía de su demanda, hacen que resulte económica y administrativamente racional encarar unitariamente las obligaciones de medición y comportamiento propios de dicho vínculo. Y finalmente se promueve la formación de un mercado a término mediante contratos libremente pactados entre la oferta y la demanda en las que se admiten usuarios con un piso bajo de demanda.

Se tiende a la mayor equidad posible entre los usuarios del servicio eléctrico, procurando que cada una de las categorías tarifarias afronte los costos propios de la prestación que recibe. En este sentido se proscriben los subsidios cruzados, así como la discriminación de precios en la fijación de las tarifas, excepto que el ENRE lo considere razonable. Y también se previenen eventuales distorsiones monopólicas o prácticas colusivas que impidan la competencia o impliquen abusos de una posición dominante en el mercado.

Todos los criterios mencionados están desarrollados en el Marco Regulatorio Eléctrico, pero su cumplimiento en un mercado imperfecto no es automático, requiriendo, por lo tanto, la acción regulatoria permanente y eficaz del ENRE, llamado a asegurar la prevalencia del interés público en la prestación de un servicio esencial.-

La transformación del sector eléctrico introdujo la competencia en el segmento de la producción de energía, y ello permitió que se alcanzara una fuerte disminución en los precios, con una oferta que satisface ampliamente la demanda, además de una calidad ajustada a las exigencias de los contratos de concesión. En este tramo es la competencia la que regula con eficacia el comportamiento del mercado, mientras que el ENRE debe garantizar su funcionamiento transparente, evitando conductas lesivas a los objetivos antes mencionados.

Los actores privados incorporados al mercado eléctrico aceptaron las reglas de juego introducidas, multiplicando las inversiones en generación térmica, las que satisfacen plenamente la demanda actual. El resultado de estas incorporaciones puede verse en las siguientes expresiones numéricas: hace apenas cuatro años el consumo específico medio para las máquinas del parque térmico era de 2.800 k/caloría por kW/hora generado, mientras que los grupos ya puestos servicio actualmente, tienen un consumo específico de 1.700 k/caloría por kW/hora, lo que significa que la competencia aumenta la productividad de la oferta eléctrica de una manera importante.

Esta evolución satisfactoria del MEM corrobora que una regulación eficaz, esto es, que proteja adecuadamente los derechos de los usuarios, debe comenzar por el segmento de la producción. Para ello debe monitorear el proceso de la formación de los precios. Cuidando igualmente el cumplimiento por todos los actores de las normas de competitividad, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones.

## **Evolución de las Tarifas de Distribución Eléctrica**

El presente capítulo ilustra sobre los aspectos más destacados de la actualización en materia de tarifas de distribución eléctrica como así también sobre la evolución de los valores de los cuadros tarifarios de Edenor S.A., Edesur S.A., y EdelapS.A.. Se integra asimismo con la evolución del costo tarifario medio que han soportado los usuarios de dichas empresas, detallado por categoría.

En la Capital Federal y en el área del Gran Buenos Aires que está bajo jurisdicción del ENRE<sup>1</sup>, el Poder Ejecutivo Nacional concedió en 1992 la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica mediante las pautas contenidas en los respectivos Contratos de Concesión. Las disposiciones tarifarias contenidas en los mismos son las siguientes:

Se establecieron tarifas máximas para cada periodo tarifario conformadas por dos términos: a) uno representativo de los costos de adquisición de energía y potencia en el MEM, y b) otro representativo del costo propio de distribución constituido por el costo marginal o económico de las redes puestas a disposición del usuario más los costos de operación y mantenimiento de las redes y más los gastos de comercialización.

Se fijaron periodos tarifarios (de 10 años el primero y 5 años los sucesivos) durante los cuales las tarifas se ajustan únicamente conforme a las variaciones que experimentan los costos de compra de energía y potencia en el MEM. En tanto que se mantienen constantes en términos reales los costos propios de distribución de cada concesionaria.

En aplicación del Régimen Tarifario mencionado, aún cuando han sido fijados los Cuadros Tarifarios hasta el año 2002, cabe actualizar el valor de las tarifas cada vez que se varían los precios de la potencia, la energía y el transporte en el MEM.

Los precios estacionales del MEM se modifican en forma trimestral con cada programación o reprogramación estacional en los meses de febrero, mayo, agosto, y noviembre. También inciden las variaciones de precios de los contratos transferidos, que abastecen un poco más de la mitad de la demanda, y se actualizan anualmente. Estos contratos fueron firmados por el Estado Nacional con Central Puerto S.A., Central Costanera S.A. y Central Térmica San Nicolás S.A. antes de la concesión de la distribución al sector privado. Tienen vigencia hasta el año 2000 y ajustan sus precios en función de las variaciones del precio del gas natural, del fuel oil, y de los precios mayoristas de Estados Unidos. Los costos propios de distribución se actualizan en forma semestral en línea con un índice combinado de precios de Estados Unidos.

La desintegración vertical del sistema eléctrico constituyó una de las estrategias centrales de la reconversión del sector adoptada por el Estado. Mediante el mecanismo adoptado las empresas distribuidoras carecen de control sobre el precio mayorista de la energía y la potencia. Por ello, el precio de compra de la energía en bloque en el mercado mayorista se traslada a los usuarios vía los valores del Cuadro Tarifario (llamada condición de "passthrough" en la literatura económica). Se persiguieron con ello dos objetivos: a) que los usuarios reciban las señales económicas de los precios provenientes del mercado mayorista; y b) que las distribuidoras no asuman costos extras por las variaciones en el precio mayorista. Por ello se permitió, además, que las concesionarias del servicio de distribución trasladen a las tarifas el precio de los contratos de abastecimiento firmados por el Estado antes de la privatización, mientras que los nuevos contratos que las distribuidoras firmen sólo se reconocerán al precio del mercado mayorista.

<sup>1</sup> Para una descripción del área bajo jurisdicción nacional, ver la Ley N° 14.772 del 27/10/58.

## Resultados Tarifarios

La evolución experimentada en los cinco años transcurridos desde la privatización del servicio público de distribución eléctrica muestra un desempeño satisfactorio por parte de las empresas distribuidoras. Estos logros pueden visualizarse en los indicadores de evolución tarifaria, en la atención de los aumentos de demanda de distribución que han debido enfrentar las prestadoras, como así también en el notorio mejoramiento de la calidad del servicio público en todos sus aspectos.

La demanda de energía en el área abastecida por las distribuidoras Edenor S.A., Edesur S.A., y Edelap S.A. ha experimentado un crecimiento constante desde el inicio de la operación de las distribuidoras. Desde 1993 a 1997 la energía facturada por las distribuidoras creció un 42,2%. Sólo en 1997 el crecimiento de la energía facturada alcanzó el 8,2%.

En cuanto a la evolución de las tarifas se observa que las mismas se han mantenido en niveles similares a los de fines de 1992. Ello determina una paridad explicada fundamentalmente por la constancia en términos reales de los costos propios de distribución, la constancia de los precios de compra en los contratos transferidos y la baja de los precios estacionales de compra en el mercado spot del MEM.

En los cinco años transcurridos y en términos nominales, la tarifa media de Edenor S.A. cayó un 1,3%, la de Edesur S.A. aumentó 1,3%, y la de Edelap S.A. disminuyó un 2,2%. Pero si en lugar de expresarlas en valores corrientes se mide su evolución en términos reales (esto es, corregidas por índices de precios) se observa una importante reducción en todas ellas. En el referido lustro, las tarifas medias de Edenor, Edesur y Edelap cayeron, respectivamente, un 15,82%, 13,59% y 14,30% en términos reales. (ver Anexo I)

Yendo a lo acontecido durante el año 1997, se observa una caída de la tarifa media residencial y un aumento de la tarifa media para la industria. En términos generales las tarifas se han mantenido en el mismo nivel (excepto Edesur S.A. cuya tarifa subió en mayor medida) experimentando una pequeña disminución durante los meses de invierno. En el siguiente cuadro se expone la evolución de la tarifa media residencial, industrial, y total durante el año 1997 para cada una de las distribuidoras.



EDENOR S.A.: Tarifa Media (\$/MWh)						
Categoría	Nov. '96	Febrero '97	Mayo '97	Agosto '97	Nov. '97	Var. % Nov'97 vs Nov'96
Residencial	80.58	80.76	79.25	79.84	78.33	-2.8%
Industrial	63.41	65.16	63.90	65.30	66.27	4.5%
Total	80.16	81.54	80.04	81.10	81.32	1.4%

EDESUR S.A.: Tarifa Media (\$/MWh)						
Categoría	Nov. '96	Febrero '97	Mayo '97	Agosto '97	Nov. '97	Var. % Nov'97 vs Nov'96
Residencial	82.93	83.55	82.31	82.46	80.64	-2.8%
Industrial	80.83	84.67	82.81	83.17	86.90	7.5%
Total	86.69	89.36	87.64	88.04	89.39	3.1%

EDELAP S.A.: Tarifa Media (\$/MWh)						
Categoría	Nov. '96	Febrero '97	Mayo '97	Agosto '97	Nov. '97	Var. % Nov'97 vs Nov'96
Residencial	84.13	84.12	83.49	81.77	80.74	-4.0%
Industrial	76.39	80.76	79.38	79.20	81.95	7.3%
Total	84.63	86.76	85.63	84.66	85.30	0.8%

La desigual evolución tarifaria registrada por las tres distribuidoras responde a estructuras de compras y ventas de energía y potencia diferentes para cada una de ellas. Por lo tanto, los valores tarifarios asignables a cada distribuidora son distintos.

En la evolución de las tarifas nominales se observa un incremento de los cargos fijos, producido por el ajuste semestral según variación de índices de precios de Estados Unidos practicados sobre los mismos. Correlativamente, los cargos variables cayeron, resultado de la reducción de los precios de compra de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista.

## Subsidios Tarifarios

### Jubilados y Pensionados

El régimen de descuento que aplicaban las distribuidoras en la facturación a jubilados y pensionados fue anulado por el Decreto N° 319/97 del Poder Ejecutivo Nacional que estableció el pago directo de los subsidios otorgados en las tarifas de los servicios de electricidad, gas, y agua y servicios sanitarios a favor de los jubilados y pensionados del Sistema Integrado de Jubilaciones y Pensiones que a la fecha de entrada en vigencia del citado decreto integrasen el padrón de beneficiarios del régimen de subsidios anterior.

Por su parte, la Secretaría de Seguridad Social por Resolución SSS N° 36/97 estableció como fecha de entrada en vigencia del nuevo régimen el 1° de mayo de 1997. Además determinó la suma de \$13,50 (Pesos trece con 50/100) como monto mensual del subsidio de pago directo y en \$24 (Pesos veinticuatro) para los beneficiarios residentes en la zona austral.

De esta manera queda reemplazado el régimen anterior en el cual las distribuidoras intervenían mediante la facturación con tarifas diferenciales a los beneficiarios de este subsidio para luego recuperar a través de la ANSES la diferencia entre la tarifa normal y la diferencial.

### **Industrias electrointensivas**

En diciembre de 1997 finalizó el régimen especial temporario para usuarios electrointensivos establecido en el Decreto N° 2443/92. Este régimen estuvo vigente durante cinco años desde el 1° de enero de 1993. En los primeros tres años se aplicó el valor completo de las asignaciones producto de la diferencia entre la tarifa normal y la tarifa especial y a partir del cuarto año las mismas se redujeron a razón de un 33% anual. De esta manera se aumentaron las tarifas que los entes distribuidores aplicaron a los usuarios electrointensivos alcanzados por este régimen.

En la actualidad sólo sigue en vigencia el convenio firmado entre Silarsa S.A. y Agua y Energía S.E., quien luego lo transfiriera a E.M.S.E., y fuera aprobado por el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos mediante Resolución N° 812/95.

En la siguiente tabla se exponen los montos abonados en concepto de asignaciones. Cabe destacar que la fuerte disminución de las mismas se debe a las características del régimen y a la caída de los precios en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

<b>Año</b>	<b>Asignación (en millones de \$)</b>
1993	40,6
1994	18,5
1995	20,4
1996	14,0
1997	3,4

### **Aplicación del régimen de reducción de aportes patronales a las concesionarias de distribución y transporte**

El ENRE dispuso la aplicación del Decreto N° 292/95 de reducción de aportes patronales a partir del mes de julio de 1996. Por el mismo, las empresas transportistas y distribuidoras bajo la jurisdicción del ENRE están trasladando a los usuarios, con carácter de bonificación, la reducción de las cargas sociales conforme el procedimiento establecido por el este organismo en las resoluciones que a tal fin ha dictado.

Durante el año 1997 los ahorros por reducción de aportes patronales transferidos a los usuarios alcanzaron los valores que a continuación se exponen:

<b>Empresa</b>	<b>Ahorro transferido (en \$)</b>
Edenor S.A.	5.552.157
Edesur S.A.	5.665.947
Edelap S.A.	787.796
Distrocuyo S.A.	294.519
Transener S.A.	1.583.588
Transnea S.A.	172.009
Transnoa S.A.	359.857
Transpa S.A.	213.673
<b>Total</b>	<b>14.629.546</b>



La reestructuración del Sector Eléctrico Argentino introdujo nuevos conceptos en lo que respecta a la Calidad del Servicio Suministrado, que si bien no resultaban técnicamente desconocidos con anterioridad, no eran de aplicación sistemática en las empresas distribuidoras estatales.

En general no existían límites admisibles para la prestación en lo que se refiere a la Calidad del Suministro y, de existir, no se desarrollaban metodologías precisas de control, ni se encontraban penalizados los apartamientos a los mismos, como tampoco se bonificaba a los usuarios por recibir una Calidad de Servicio inferior a la correspondiente a la tarifa abonada.

Como resultado de la mencionada reestructuración, los Contratos de Concesión del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica prevén la existencia de un régimen de penalizaciones en los casos en que las concesionarias superen los límites establecidos de Calidad del Servicio, basados en el Costo de la Energía No Suministrada, otorgando a las empresas una señal para que sus inversiones sean acordes a las previstas al momento de determinar las tarifas.

Por lo tanto, dado que son los usuarios afectados los destinatarios de las penalizaciones aplicadas a las empresas por superar los indicadores de la Calidad del Servicio, las mismas actúan como compensación, reflejando la valorización que la sociedad le ha dado a la energía eléctrica, y adecuando el costo (tarifa) que paga la sociedad a la calidad realmente suministrada por las distribuidoras.

La Calidad del Servicio suministrado por las empresas concesionadas por el Poder Ejecutivo Nacional es controlada por el ENRE, en los siguientes aspectos:

Calidad del Servicio Técnico (Frecuencia y duración de las interrupciones)

Calidad del Producto Técnico (Nivel de Tensión y Perturbaciones)

Calidad del Servicio Comercial (Tiempos de respuesta para conectar nuevos usuarios, emisión de facturación estimada, reclamos por errores de facturación, restablecimiento del suministro suspendido por falta de pago)

El Subanexo 4 de los respectivos Contratos de Concesión prevé diversas etapas consecutivas de control, las que se identifican a continuación para las empresas EDENOR S.A. y EDESUR S.A. Las correspondientes a EDELAP S.A. se desplazan en función a la fecha de toma de posesión que fue el 22/12/92.

**Etapa Preliminar**, de un año de duración a partir de la fecha de toma de posesión (1° de setiembre de 1992 - 31 de agosto de 1993), en la cual se efectuó la revisión e implementación de las metodologías de control. No se previeron ni aplicaron penalizaciones, constituyéndose en un período destinado a la realización de inversiones para adecuar las instalaciones a las exigencias de Calidad de Servicio previstas en la Etapa siguiente.

**Etapa I**, de tres años de duración (1° de setiembre de 1993 - 31 de agosto de 1996), en la cual se establecieron controles de la *Calidad del Servicio Técnico* en función a indicadores de frecuencias y tiempo total de las interrupciones y de la *Calidad del Producto Técnico* sólo en lo que se refiere a los apartamentos del Nivel de Tensión. En esta etapa se aplicaron sanciones en los casos en que se registraron apartamentos a los límites establecidos.

**Etapa 2**, se inició a partir del 1° de setiembre de 1996, efectuándose controles a nivel de usuario, tanto en lo que se refiere a la *Calidad del Servicio Técnico* como a la *Calidad del Producto Técnico*, contemplándose para esta última el control del Nivel de Tensión y de las Perturbaciones. Al igual que en la Etapa I, se aplican sanciones en todos los casos en que se registren apartamentos a los límites establecidos.

## Resultados definitivos de la Etapa I

Dado que al momento de publicarse el Informe Anual 1996 sólo se pudo disponer de cifras provisorias, a continuación se sintetizan los resultados definitivos de las sanciones aplicadas por el ENRE a las empresas distribuidoras bajo su jurisdicción por no haber cumplido con las metas de calidad de servicio correspondientes a la Etapa I:

### EDENOR S.A.

Calidad de Servicio Técnico	\$ 8.345.157
Calidad de Producto Técnico	\$ 1.864.850
Calidad de Servicio Comercial	\$ 3.063.848
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 13.273.855</b>

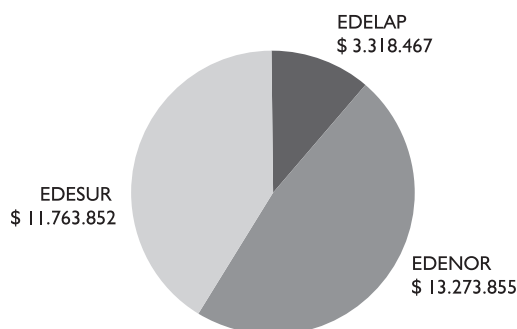
### EDESUR S.A.

Calidad de Servicio Técnico	\$ 6.656.360
Calidad de Producto Técnico	\$ 2.202.084
Calidad de Servicio Comercial	\$ 2.905.408
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 11.763.852</b>

## EDELAP S.A.

Calidad de Servicio Técnico	\$ 1.257.848
Calidad de Producto Técnico	\$ 343.392
Calidad de Servicio Comercial	\$ 1.717.227
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 3.318.467</b>

**TOTAL EMPRESAS \$ 28.356.174**



## Metodología y Objetivos de la Etapa 2

Al igual que en la ETAPA 1, pero con nuevos criterios y exigencias, se controló la Calidad del Servicio Técnico, la Calidad del Producto Técnico y la Calidad del Servicio Comercial.

El marco regulatorio argentino y específicamente el Subanexo 4 de los Contratos de Concesión de las Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica, incluyen indicadores de calidad originales e innovadores que, a partir de la denominada Etapa 2, obligan a que el control se realice a nivel de suministro, tanto de las interrupciones como de los niveles de tensión y perturbaciones. De manera que los apartamientos a los límites establecidos derivan en sanciones a las distribuidoras que son acreditadas a los usuarios afectados por la mala calidad del servicio, aplicando bonificaciones en las respectivas facturas.

Tales obligaciones implicaron un importante desafío, tanto para las concesionarias de distribución como para el propio organismo en su rol de controlador de la gestión de esas empresas. Prueba de ello es que el modelo implementado en nuestro país resulta de interés y es estudiado en profundidad en todos los foros internacionales donde se analizan los distintos modelos de regulación del mercado eléctrico.

Los eventuales inconvenientes en el arranque del proceso de control de la Etapa 2, a todas luces menores frente a los objetivos alcanzados y lógicos en el lanzamiento de todo nuevo proceso, permiten concluir que los objetivos serán plenamente cumplidos para esta Etapa, máxime cuando hablamos de un plazo de concesión de 95 años.

No obstante, el Directorio del ENRE, consciente de sus obligaciones, se abocó a la solución de los eventuales atrasos en los cuales se encuentra incurso el Organismo en el tratamiento sancionatorio.

Cabe señalar, finalmente, que el empeño puesto en la tarea encomendada, se enfrentó con frecuencia a situaciones que atentan contra el efectivo ejercicio de sus funciones de control, como resultaron ser las sucesivas restricciones presupuestarias acontecidas desde el año 1995.

## **Calidad de Servicio Técnico**

### **Procedimiento**

El procedimiento para el control de las interrupciones y los criterios de diseño e implementación de los sistemas de registro fueron establecidos por la Resolución ENRE N°527/96 que contiene la “Base Metodológica para el Control de la Calidad del Servicio Técnico”

La determinación de los indicadores se realiza al nivel de cada suministro, mediante la instrumentación por parte de las distribuidoras de bases de datos con información de las contingencias, relacionadas con la topología de las redes e información comercial de los usuarios.

En el cómputo de los indicadores, se consideran todas las interrupciones mayores a tres minutos, salvo las que sean aceptadas por el Organismo como originadas en causales de fuerza mayor.

Una vez transcurrido el semestre de control, el ENRE debe dictar la resolución pertinente, en la cual define sobre los casos de exclusión por causales de fuerza mayor presentados por las concesionarias e instruye a las mismas para que presenten los resultados de los cálculos efectuados.

En los casos en que se excedan los límites establecidos, las distribuidoras reconocen al usuario afectado un crédito proporcional a la energía no suministrada, determinado sobre la base de los criterios indicados en el Subanexo 4 del Contrato de Concesión.

El procedimiento de determinación de los indicadores de la Calidad del Servicio Técnico y las eventuales sanciones que pudieran derivar es controlado por el ENRE. A tal efecto, el Organismo cuenta con 300 registradores de eventos (interrupciones) que se encuentran instalados a nivel de suministros y permiten la verificación de las interrupciones en las redes de las 3 concesionarias bajo su jurisdicción.



## Indicadores. Límites admisibles

Los valores máximos admitidos para esta etapa son los siguientes:

FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES (Interrupción/semestre)	
USUARIOS en AT	3
USUARIOS en MT	4
USUARIOS en BT (grandes demandas)	6
USUARIOS en BT (pequeños y medianas demandas)	6

TIEMPO MAXIMO DE INTERRUPCION (horas/interrupción)	
USUARIOS en AT	2
USUARIOS en MT	3
USUARIOS en BT (grandes demandas)	6
USUARIOS en BT (pequeños y medianas demandas)	10

No se computan las interrupciones de duración menor o igual a 3 minutos.

## Determinación de sanciones

Si en el semestre controlado, algún usuario sufriera más cortes (mayores a 3 minutos) que los estipulados, y/o estuviera sin suministro más tiempo que el preestablecido, recibe de parte de la distribuidora un crédito en sus facturaciones, proporcional a la energía no recibida en el referido semestre.

La energía no suministrada (no recibida por el usuario), se calcula de la siguiente forma:

$$ENS \text{ (kWh)} = \sum_i (EA/525600 * K_i)$$

donde:

*SUM<sub>i</sub>* :sumatoria de los *i* minutos en que el usuario no tuvo servicio por encima de los límites establecidos.

*EA* : total de energía facturada al usuario en los últimos doce meses

*K<sub>i</sub>* : factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria cuyos valores se consignan en el contrato de concesión respectivo.

Finalmente la energía no suministrada así calculada, es valorizada según la categoría tarifaria de cada usuario de acuerdo a los siguientes valores unitarios:

Tarifas 1 - R, 1 - G y 1 - AP	:	1,40 U\$/kWh
Tarifas 2 y 3 - BT	:	2,27 U\$/kWh
Tarifas 3 - MT y 3 - AT	:	2,71 U\$/kWh

Por expediente ENRE N° 4202/97 se tramitó la correspondiente orden de cálculo de indicadores y bonificaciones por apartamentos en la calidad del servicio técnico del primer semestre de la Etapa 2, para EDENOR S.A. (Resolución ENRE N° 982/97 - sanción por incumplimientos verificados en la calidad de servicio de "EDENOR S.A." primer semestre de la Etapa 2-, dictada con fecha 29/10/97).

Por expediente ENRE N° 4214/97 se tramitó la correspondiente orden de cálculo de indicadores y bonificaciones por apartamentos en la calidad del servicio técnico del primer semestre de la Etapa 2, para EDESUR S.A. (Resolución ENRE N° 1034/97 - sanción por incumplimientos verificados en la calidad de servicio de "EDESUR S.A." primer semestre de la Etapa 2-, dictada con fecha 19/11/97).

Las Resoluciones citadas determinan asimismo que las bonificaciones correspondientes deberán ser acreditadas en la primera facturación que la Distribuidora emita a los usuarios afectados (transcurridos veinte días hábiles desde la notificación del acto).

Es necesario destacar que las sanciones dispuestas en las Resoluciones indicadas precedentemente sólo pueden ser determinadas en forma definitiva una vez finalizado el análisis de los casos de fuerza mayor presentados por las concesionarias (conforme lo indican la Resolución ENRE N° 527/96 y el punto 5.1. del Subanexo 4 del Contrato de Concesión).

Conforme a los procedimientos seguidos para la aplicación de estas sanciones, el Ente verifica que sean correctas, en un paso ulterior a las bonificaciones efectuadas.

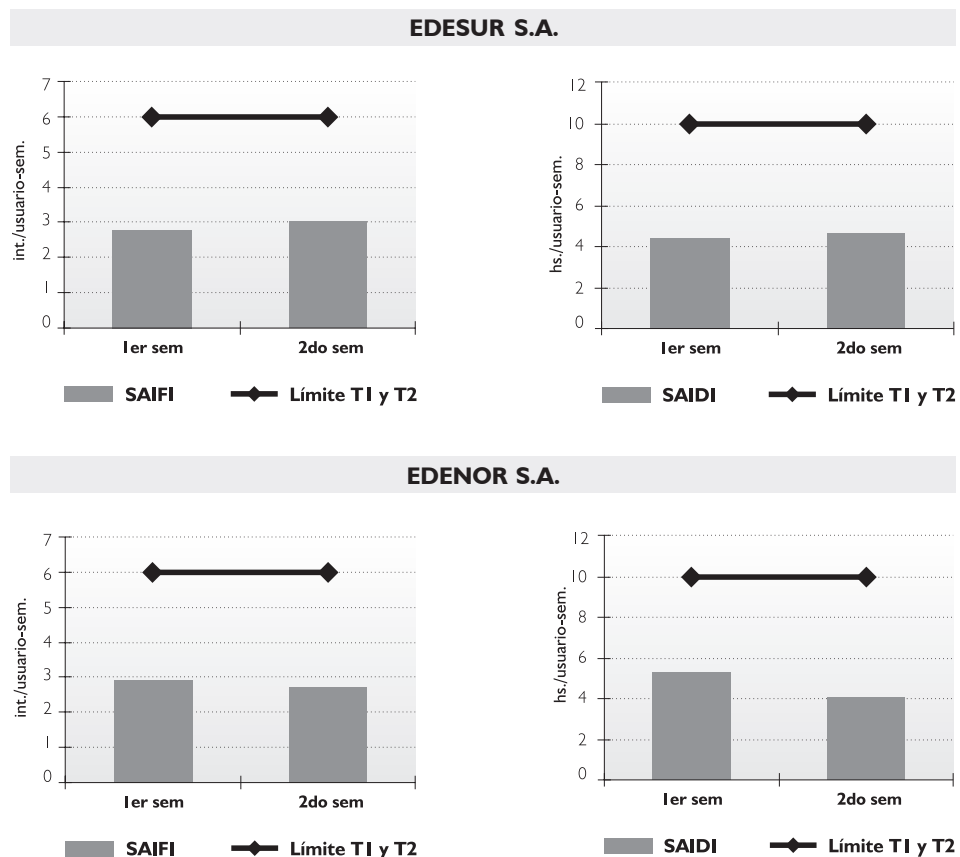
Dada la particularidad de que en la Etapa 2 el control de la calidad del servicio técnico se realiza a nivel de suministro por medio de indicadores por usuario (frecuencia de interrupciones y tiempo máximo por interrupción), con el fin de evaluar el desempeño global de las concesionarias se han determinado dos indicadores sobre la base de la información a que se encuentran obligadas a producir las concesionarias para el control del Organismo (Resolución ENRE N° 527/96).

Los mencionados indicadores, de uso a nivel internacional, son:

a) SAIFI= total de usuarios interrumpidos en "n" interrupciones/total de usuarios abastecidos [Interrupciones/usuario- semestre]

b) SAIDI= total de horas-usuario interrumpidos en "n" interrupciones/total de usuarios abastecidos [horas/usuario- semestre]

Los referidos indicadores, que se indican en los siguientes gráficos para el 1° y 2° semestre de la Etapa 2, se han elaborado sobre la base de la información mensual, considerando todas las interrupciones mayores a 3 minutos (sin excluir los casos para los que las concesionarias invocan causales de Fuerza Mayor y son aceptados por parte del ENRE), y para red interna (red propia de la distribuidora) más externa (generación y transporte). Los mismos serán corroborados con los que surgen del análisis de la información semestral.



Para el caso de usuarios en tarifa T1 y T2, los límites de los indicadores a nivel de suministro establecidos en el punto 3.2. del Subanexo 4 del Contrato de Concesión son:

Frecuencia de Interrupciones: 6 interrupciones/semestre

Tiempo máximo de interrupción: 10 horas por interrupción

Esta ubicación de los indicadores “promedio” no obsta a que, en los casos de usuarios para los que se detecta un servicio prestado con calidad inferior a la establecida, se impongan a las concesionarias las sanciones individuales previstas en el contrato.

### Calidad del Producto Técnico

#### Procedimiento

El procedimiento para el control fue establecido por la Resolución ENRE N°465/96, que contiene la “Base Metodológica para el Control del Producto Técnico”.

En la misma, en coincidencia con el Contrato de Concesión, se especificó que el control se efectúa mediante la verificación de los niveles de tensión y perturbaciones.

### ***Niveles de tensión***

Los niveles de tensión se determinan al nivel de suministro mediante campañas de medición, que permiten adquirir información sobre curvas de carga y nivel de la tensión.

Dichas campañas de medición son implementadas por las distribuidoras con los equipamientos y metodologías definidas en la resolución citada, que prevé la realización de 300 mediciones mensuales válidas para el caso de EDENOR S.A. y EDESUR S.A. respectivamente, y de 70 mediciones en EDELAP S.A., con una duración de la medición no inferior a 7 días corridos.

Las distribuidoras quedan sujetas a la aplicación de sanciones cuando se verifique el incumplimiento de los indicadores establecidos.

En los casos en que se observen incumplimientos y hasta tanto las distribuidoras demuestren de manera fehaciente, por medio de una nueva medición, que se han corregido las malas condiciones de calidad detectadas, las empresas continúan bonificando a los usuarios afectados, con un monto proporcional a la suma determinada en el período de medición.

Las sanciones resultantes se acreditan en forma de bonificación en la facturación de cada usuario afectado por la mala calidad de la tensión.

Los resultados del análisis de la información obtenida en cumplimiento de la Resolución ENRE N° 465/96, condujeron a la necesidad de revisar los criterios de aplicación de sanciones a partir de los casos medidos, mediante el desarrollo de un procedimiento para determinar los usuarios afectados, a partir de los efectivamente medidos, sobre la base de las mediciones realizadas de acuerdo a la metodología establecida en la Resolución ENRE N°465/96. De la complejidad de dicho análisis y la necesidad de obtener el procedimiento más adecuado resultó una postergación de las respectivas formulaciones de cargos para el primer semestre de la Etapa 2 y subsiguientes.

Dicho procedimiento que consiste en la determinación de los usuarios afectados "aguas abajo/arriba" de los puntos en los que se detectaron apartamientos en los niveles de tensión registrados (según corresponda a situaciones de subtensión o sobretensión respectivamente), fue desarrollado con la finalidad de asegurar por un lado el cumplimiento de lo establecido en el Subanexo 4 de los Contratos de Concesión en cuanto a lo señalado en el párrafo anterior, y por el otro, enviar las señales económicas adecuadas que garanticen el cumplimiento de lo previsto en el esquema regulatorio adoptado en nuestro país, en cuanto a que las sanciones orienten las inversiones de las distribuidoras para solucionar en este caso particular los inconvenientes que se detecten en la calidad del producto técnico suministrado.

En este punto se han ponderado los beneficios que significan para los usuarios la aplicación de un procedimiento que permita perfeccionar el control del producto técnico, caracterizado por su variabilidad y por ende de difícil control a nivel de la totalidad de los usuarios, frente a la eventual demora en la aplicación de la correspondiente sanción.

La evaluación aludida no puede considerarse agotada, y el tema es objeto de observación permanente por parte del ENRE. Siempre, como se señaló, apuntando a hacer posible la realización de mayor cantidad de mediciones y a derivar de ellas penalizaciones que –por su magnitud- se constituyan en las señales económicas suficientes para inducir en las concesionarias las decisiones de inversión y gerenciamiento necesarias para la correcta prestación del servicio.

### ***Nivel de perturbaciones***

Las perturbaciones que se controlan son las variaciones rápidas de tensión (flicker) y las armónicas.

Al respecto, se definen en la Resolución ENRE N°465/96 los niveles de referencia de ambas perturbaciones que deberán ser garantizados en ambos casos.

A los efectos de verificar los citados niveles de referencia, las distribuidoras EDENOR S.A. y EDESUR S.A. deben realizar cada una mensualmente 6 mediciones de flicker y 12 de armónicas respectivamente, mientras que EDELAP S.A. debe efectuar 3 mediciones de flicker y 6 de armónicas. Las características del equipamiento y del período de medición se definen en la referida resolución.

Merece señalarse que, debido a la originalidad del enfoque y a la implementación de campañas de control sistemático de tales fenómenos, nuestro país está realizando una experiencia pionera a nivel internacional. En tal sentido, el ENRE organizó seminarios de divulgación y capacitación, se contrató consultoría nacional (Universidad Nacional de La Plata) e internacional (Universidad Pontificia de Comillas de España) y se investigó acerca de la normativa internacional y equipamiento de medición al respecto, proceso que insumió cerca de un año de trabajo intenso durante 1996.

## **Niveles de tensión y de referencia admisibles**

### ***Niveles de tensión***

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, con respecto al valor nominal son las siguientes:

AT	+ 5 %
Alimentación aérea (MT o BT)	+ 8 %
Alimentación subterránea (MT o BT)	+ 5 %
Rural	+ 10 %

### Niveles de referencia para fluctuaciones de tensión (flicker)

Nivel de tensión en el punto de suministro	Nivel de Referencia de flicker
AT, MT y BT	Pst = 1,00

### Niveles de referencia para tensiones armónicas

En el siguiente cuadro se indican los niveles de referencia para la Distorsión Armónica Total. Asimismo, en la Resolución ENRE N° 465/96 se detallan los niveles de referencia para cada una de las armónicas individuales pares e impares, para cada nivel de tensión de suministro.

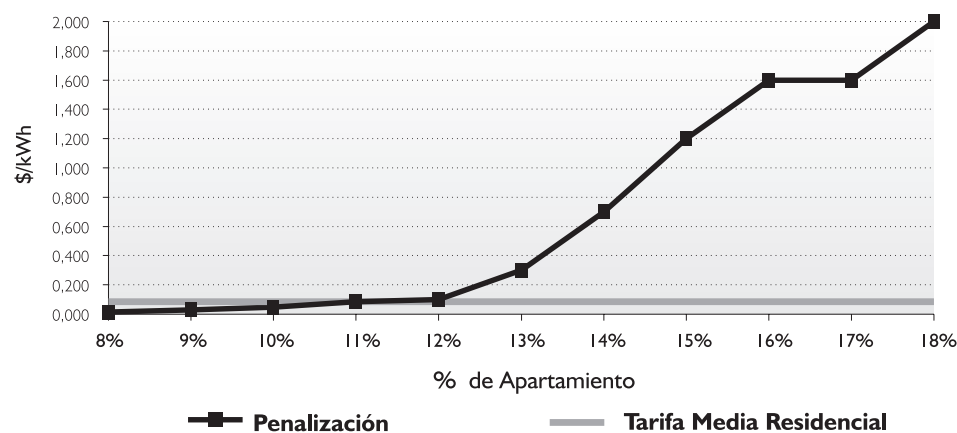
Nivel de tensión en el punto de suministro	Niveles de Referencia de Distorsión Armónica Total (en % respecto a la fundamental)
AT	3%
MT	8%
BT	8%

### Determinación de sanciones

#### Por apartamentos con respecto a los niveles de tensión

Para determinar las sanciones, se calcula la energía suministrada con niveles de tensión por fuera de los niveles permitidos y se la evalúa de acuerdo con los valores indicados en el Contrato de Concesión.

En el gráfico que sigue se indican los valores correspondientes a instalaciones aéreas, incluyendo a efectos de su comparación el valor de la tarifa media residencial. Se observa la existencia de incrementos del valor unitario de la penalización en forma directamente proporcional al apartamiento del nivel de tensión.



### *Por apartamentos con respecto a los niveles de referencia. Perturbaciones*

Si de la información registrada surgiera que los niveles de referencia de flicker o de armónicas han sido superados en un tiempo superior al 5 % del periodo de medición, queda evidenciado un incumplimiento de la distribuidora. Durante un primer periodo de dos años a partir del inicio de la Etapa 2, dicho incumplimiento no es objeto de penalizaciones si las distribuidoras demuestran que las alteraciones observadas son debidas a las cargas de los usuarios y que ha ejercido con responsabilidad sus posibilidades de actuar sobre los mismos. Transcurridos los dos años, tales incumplimientos derivarán en sanciones a las concesionarias.

Las penalizaciones se calculan con los procedimientos establecidos en la resolución de referencia, debiendo aplicar las distribuidoras bonificaciones a los usuarios afectados en las facturas posteriores al semestre en que se detectó la falta de calidad.

## **Calidad del Servicio Comercial**

### **Procedimiento**

El procedimiento para el control no difiere del establecido oportunamente por el ENRE a través del dictado de la Resolución ENRE N°25/93 para la Etapa I.

En la misma y en coincidencia con los Contratos de Concesión se especificó que el control se efectuara mediante la verificación de:

- Los tiempos de respuesta para conectar nuevos usuarios
- Emisión de facturaciones estimadas
- Reclamos por errores de facturación
- Restablecimiento del suministro suspendido por falta de pago

Las distribuidoras deben remitir al ENRE, con una periodicidad trimestral, información desagregada por tipo de sucursal de todos aquellos casos en que se hubiesen detectado incumplimientos, consignando datos de identificación del solicitante y/o usuario, motivo del incumplimiento y monto a abonar en concepto de multa.

A efectos de verificar la información remitida, el ENRE realiza auditorías a los registros auditables que disponen las distribuidoras en sus sistemas comerciales.

### **Indicadores. Límites admisibles**

Los indicadores, salvo el correspondiente a conexiones, no experimentan variación alguna con los correspondientes a la Etapa I.

## **Conexiones**

### Límites admisibles

Sin Modificación en la Red	
Hasta 50 kW	5 días hábiles
Mayor 50 kW	A convenir con el usuario
Recolocación de medidores	1 día hábil
Con Modificación en la Red	
Hasta 50 kW	15 días hábiles
Hasta 50 kW - subterránea	30 días hábiles
Mayor 50 kW	A convenir con el usuario

### **Facturación estimada**

No podrán emitirse más de 2 (dos) facturaciones sucesivas de ser bimestrales y 3 (tres) en los casos restantes, durante un año calendario, asimismo no podrán efectuarse más de 3 (tres) estimaciones en igual período de ser facturaciones bimestrales y 4 (cuatro) en los casos restantes.

El número de estimaciones en cada facturación no podrá superar el 8 (ocho) por ciento de las lecturas emitidas en cada categoría.

### **Reclamos por errores de facturación**

Resolución en la próxima factura emitida e informe a los 15 días al usuario sobre la solución al reclamo planteado.

### **Suspensión de suministro por falta de pago**

El servicio deberá ser establecido a las 24 horas de efectivizado el pago.

## **Otros controles**

Independientemente del control de los indicadores específicos citados en el punto anterior, el ENRE verifica el cumplimiento de las obligaciones de las distribuidoras establecidas en el Contrato de Concesión y en el Reglamento de Suministro de Energía Eléctrica, en especial las referidas a Prestación del Servicio, acceso a la información y seguridad pública.



Los Pliegos de Bases y Condiciones, los Contratos de Concesión y los Estatutos de las empresas que actúan en los segmentos de la Generación, Transporte y Distribución de energía eléctrica incluyen diversos artículos que, inicial y transitoriamente, prohíben y, en segunda instancia, restringen y regulan la realización de **transferencias accionarias** que alteren la composición inicial de la tenencia del paquete mayoritario de acciones de clase A de las unidades de negocio y de las sociedades de inversión.

Debido a lo que establecen en la materia los diversos artículos de los Pliegos de Bases y Condiciones, los Contratos de Concesión y los Estatutos, tanto los accionistas titulares del paquete mayoritario como las sociedades de inversión o los operadores de las empresas reguladas han tenido que acatar la prohibición inicial de alterar sus correspondientes participaciones accionarias y, con posterioridad, deberán –en algunos casos– requerir la previa aprobación del ENRE y, en otros, informar de las modificaciones o ventas realizadas dentro del paquete mayoritario. Asimismo, algunas tienen la obligación de informar al ENRE en forma inmediata y fehaciente de cualquier modificación de sus tenencias accionarias.

Podría decirse, en síntesis, que el ENRE ha venido controlando el cumplimiento de la prohibición inicial y también que ha venido autorizando o denegando autorizaciones a modificaciones accionarias según cada caso en particular.

### **Marco legal para la aprobación de las transferencias accionarias**

Además de que el artículo 56 inciso a) de la Ley N°24065 obliga al ENRE a hacer cumplir la ley, su reglamentación y disposiciones complementarias, controlando la prestación de los servicios y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los Contratos de Concesión, en lo que concierne a las transferencias accionarias las obligaciones de los Concesionarios pueden sintetizarse de la siguiente forma:

**Generación.** Prohibición para las unidades de negocios por 5 años de vender acciones clase A sin aprobación previa del ENRE.

**Transporte y Distribución.** Prohibición para las unidades de negocios por 5 años de vender acciones clase A. Con posterioridad sólo podrán hacerlo previa autorización del ENRE.

**Transporte y Distribución.** Los accionistas de Sociedad Inversora no podrán modificar su participación o vender acciones en una proporción y cantidad que exceda del 49% del total, durante los primeros 5 años. El Operador de Transporte deberá mantener una participación no menor del 15% si se trata de uno solo y no menor del 20% en conjunto si se trata de más de uno mientras que el de Distribución deberá mantener una participación no menor del 20% si se trata de uno solo y no menor del 25% en conjunto si se trata de más de uno. Posteriormente, sólo se requerirá informar al ENRE de las modificaciones o ventas. Los titulares del paquete mayoritario de unidades de negocios deberán informar al ENRE de la realización de todas las modificaciones sociales o de tenencias accionarias que signifiquen una modificación en el control de dichas unidades de negocios. Por su parte, los titulares de sociedades de inversión deberán informar al ENRE de la realización de todas las modificaciones sociales o de tenencias accionarias.

*El Cuadro siguiente resume el mencionado marco legal:*

#### MARCO LEGAL PARA LA APROBACION DE LAS TRANSFERENCIAS ACCIONARIAS

Tema	Pliego Bases y Condiciones	Contratos de Concesión	Estatutos
Generación. Prohibición para las unidades de negocios por 5 años de vender acciones clase A sin aprobación previa ENRE.	I.1.1		Anexo II, artículo 10
Transporte. Prohibición para las unidades de negocios por 5 años de vender acciones clase A sin aprobación previa ENRE. Con posterioridad sólo podrán hacerlo previa autorización del ENRE. Accionistas de Sociedad Inversora no podrán modificar participación o vender acciones en una proporción y cantidad que exceda del 49% del total, durante los primeros 5 años. Operador deberá mantener una participación no menor del 15% si se trata de uno solo y no menor del 20% en conjunto si se trata de más de uno. Posteriormente, sólo se requerirá informar al ENRE de las modificaciones o ventas. Sociedades titulares total o parcialmente del paquete mayoritario deberán informar al ENRE todas las modificaciones sociales o de tenencias accionarias que signifiquen una modificación en el control respecto del existente al momento de la transferencia. Tanto la transportista como sus accionistas mayoritarios o los de su sociedad controlante, no podrán tener participación mayoritaria en generación, distribución o gu.	Cap.XI, I.1.1, I.1.2.1, I.1.2.2 Transener  II.5, VI.2.2.3, XII Distros	Anexo II artículo 14 Transener  Anexo II artículos 14 y 15 Distros	Anexo III artículo 10 Transener
Distribución. Accionistas de clase A de unidades de negocios no podrán modificar participación ni vender durante los primeros 5 años. Con posterioridad sólo podrán hacerlo previa autorización del ENRE. Accionistas de Sociedad Inversora no podrán modificar participación o vender acciones en una proporción y cantidad que exceda del 49% del total, durante los primeros 5 años. Operador deberá mantener una participación no menor del 20% si se trata de uno solo y no menor del 25% en conjunto si se trata de más de uno. Posteriormente, las modificaciones de las participaciones o las ventas sólo podrán realizarse previa comunicación al ENRE. Sociedades titulares total o parcialmente del paquete mayoritario deberán informar al ENRE todos los cambios en el control respecto del momento de la transferencia.		Artículos 14 y 15	

Es necesario agregar que el tratamiento de las **transferencias accionarias** también está sujeto a lo dispuesto en materia de prevención de conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria. Los respectivos Contratos de Concesión incluyen lo establecido por el artículo N°31 de la Ley N°24065 que prohíbe a la transportista y sus accionistas mayoritarios o los de su sociedad controlante, tener participación mayoritaria en

empresas de generación, distribución o grandes usuarios. Asimismo, la realización de transferencias también está sujeta a lo establecido en el artículo N°32 de la referida Ley respecto de eventuales adquisiciones accionarias y fusiones entre transportistas o distribuidores.

Hacia mediados de 1997 la composición de los consorcios a cargo de las unidades de negocio de generación, transporte y distribución de electricidad era la siguiente:

## GENERACION

<b>UNIDAD DE NEGOCIO:</b>	<b>CENTRAL PUERTO S.A.</b>
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	CAPITAL FEDERAL
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Eléctrica y Comercialización en Bloque.
POTENCIA INSTALADA:	1.009 MW
CONSORCIO (*):	CENTRAL PUERTO
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	CHILGENER S. A. (Chile). CHILECTRA QUINTA REGIÓN (Chile)
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	1 de abril de 1992
<b>UNIDAD DE NEGOCIO:</b>	<b>CENTRAL COSTANERA S. A.</b>
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	CAPITAL FEDERAL
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Eléctrica y Comercialización en Bloque.
POTENCIA INSTALADA:	1.260 MW
CONCESIONARIO:	CENTRAL COSTANERA S.A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	Acciones Clase "A": Endesa Arg. S.A. Inter-Rio Holding Establishment Maipú Inversora Entergy S.A. Acciones Clase "B" Público E Instituciones Energía Hidráulica S.A. Endesa Argentina S.A. Acciones Clase "C". Empleados
INICIO DE ACTIVIDADES:	29 de mayo de 1992
<b>UNIDAD DE NEGOCIO:</b>	<b>CENTRAL TERMOELÉCTRICA BUENOS AIRES</b>
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	Ciudad de Buenos Aires.
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Producción de Energía Eléctrica y su Comercialización
POTENCIA INSTALADA:	
CONSORCIO:	CENTRAL COSTANERA S.A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	Central Costanera S.A. Endesa Argentina S.A. Entergy Power CBA Holding Ltd. Energía Hidráulica S.A. Maipú Inversora S.A. Accionistas particulares y empleados.
INICIO DE ACTIVIDADES:	1 de agosto de 1994
<b>UNIDAD DE NEGOCIO:</b>	<b>CENTRAL TÉRMICA ALTO VALLE S.A.</b>
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA. DE NEUQUÉN.
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Eléctrica y Comercialización en Bloque
POTENCIA INSTALADA:	95 MW
CONSORCIO:	ALTO VALLE HOLDING.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	Dominion Energy INC. CALF (Cooperativa de Agua y Luz del Neuquén). DOMINION ENERGY INC.
OPERADOR:	
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	25 de agosto de 1992
<b>UNIDAD DE NEGOCIO:</b>	<b>CENTRAL TÉRMICA GUEMES S. A.</b>
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:	PCIA. DE SALTA
ACTIVIDAD PRINCIPAL:	Generación de Energía Eléctrica
POTENCIA INSTALADA:	245 MW
CONSORCIO:	POWERCO S. A.
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:	Duke Guemes Inc 25% Argentine Investment 15% TCW American Development 15% Sociedad Cial. Del Plata 25% Iberdrola. S. A. 20%.
OPERADOR:	DUKE - IBERDROLA -
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:	30 de septiembre de 1992

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **CENTRAL PEDRO DE MENDOZA S. A.**  
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: CAPITAL FEDERAL  
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Eléctrica.  
POTENCIA INSTALADA: 94 MW  
CONSORCIO: CENTRAL PEDRO DE MENDOZA S.A.  
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: Acindar S.A. (Arg)  
Masssuh S.A. (Arg)  
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 1 de octubre de 1992

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **CENTRAL DOCK SUD S.A.**  
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: GRAN BUENOS AIRES  
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Eléctrica.  
POTENCIA INSTALADA: 211 MW  
CONCESIONARIO: CENTRAL DOCK SUD S. A.  
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: Polledo S. A. (Arg).  
British Gas.  
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 5 de octubre 1992

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **CENTRAL TÉRMICA SORRENTO S.A.**  
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: PCIA. DE SANTA FE  
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Eléctrica.  
POTENCIA INSTALADA: 226 MW  
CONSORCIO: SORRENTO S.A.  
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: Malvicino S.A.  
late S.A. Eleprint S. A.  
Argon S.A.  
Skoda Export (Operador)  
INICIO DE ACTIVIDADES: 6 de febrero de 1993

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **CENTRALES TÉRMICAS DEL NORESTE S. A.**  
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: PCIAS. DEL NEA  
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Eléctrica.  
POTENCIA INSTALADA: 250 MW  
CONSORCIO: CENTRALES TÉRMICAS DEL NEA S. A.  
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: IATE S.A.  
Skoda Sport (operador)  
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 20 de mayo de 1993

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **CENTRALES TÉRMICAS DEL NOROESTE S.A.**  
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: SAN MIGUEL DE TUCUMAN  
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Eléctrica  
POTENCIA INSTALADA: 305 MW  
CONSORCIO: CENTRALES TÉRMICAS DEL NOROESTE S.A.  
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: FATLYF  
G. Fazio  
Atahualpa S.R.L.  
Horizontes S.A.  
Caminos S. A.  
Public Service Company of Nueva México (operador).  
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 21 de mayo de 1993.

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **CENTRALES TÉRMICAS PATAGÓNICAS S.A.**  
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: PCIA . DE CHUBUT  
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Eléctrica.  
POTENCIA INSTALADA: 256 MW.  
CONSORCIO: TÉRMICAS PATAGÓNICAS S.A.  
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: FATLYF  
IATE  
ELEPRINT S.A.  
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 9 de diciembre de 1993.

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **CENTRAL TÉRMICA SAN NICOLÁS S.A.**  
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: PCIA DE BUENOS AIRES.  
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Eléctrica.  
POTENCIA INSTALADA: 650 MW  
CONSORCIO: INVERSORA SAN NICOLÁS S.A.  
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: AES San Nicolás Incorporated  
ORMAS SAICIC.  
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 18 de mayo de 1994

<p><b>UNIDAD DE NEGOCIO:</b>  <b>UBICACIÓN GEOGRÁFICA:</b>  <b>ACTIVIDAD PRINCIPAL:</b>  <b>POTENCIA INSTALADA:</b>  <b>CONSORCIO:</b>  <b>COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:</b></p> <p><b>INICIO DE LAS ACTIVIDADES:</b></p>	<p><b>HIDROELÉCTRICA LOS NIHUILES S. A.</b>  PCIA. DE MENDOZA  Generación de Energía Hidroeléctrica.  260 MW  INVERSORA LOS NIHUILES S. A.  Grupo Económico EDF Internacional S.A.  Nucleamiento Inversor S. A.  Banco de Galicia Bs. As.  Jakes Matas  1 de junio de 1994</p>
<p><b>UNIDAD DE NEGOCIO:</b>  <b>UBICACIÓN GEOGRÁFICA:</b>  <b>ACTIVIDAD PRINCIPAL:</b>  <b>POTENCIA INSTALADA:</b>  <b>COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:</b></p> <p><b>INICIO DE LAS ACTIVIDADES:</b></p>	<p><b>CENTRALES TÉRMICAS DEL LITORAL S.A.</b>  PCIA. DE SANTA FE  Generación de Energía Eléctrica.  84 MW  FATLYF  IATE  STEAG (operador).  14 de julio de 1994</p>
<p><b>UNIDAD DE NEGOCIO:</b>  <b>UBICACIÓN GEOGRÁFICA:</b>  <b>ACTIVIDAD PRINCIPAL:</b>  <b>POTENCIA INSTALADA:</b>  <b>CONSORCIO:</b>  <b>COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:</b>  Nucleamiento Inversor S. A.</p> <p><b>INICIO DE LAS ACTIVIDADES:</b></p>	<p><b>HIDROELÉCTRICA DIAMANTE S.A.</b>  PCIA. DE MENDOZA.  Generación de Energía Hidroeléctrica  388MW  INVERSORA DIAMANTE S.A.  Grupo Económico EDF Internacional operador)</p> <p>Banco de Galicia y Bs. As. S. A.  19 de octubre de 1994.</p>
<p><b>UNIDAD DE NEGOCIO:</b>  <b>UBICACIÓN GEOGRÁFICA:</b>  <b>ACTIVIDAD PRINCIPAL:</b>  <b>POTENCIA INSTALADA:</b>  <b>CONSORCIO:</b>  <b>COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:</b></p> <p><b>INICIO DE LAS ACTIVIDADES:</b></p>	<p><b>CENTRALES TÉRMICAS MENDOZA S.A.</b>  PCIA. DE MENDOZA  Generación de Energía Eléctrica.  422 MW.  CUYANA S. A. DE INVERSIONES  CMS OPERATING S. A. (Operador)  ORMAS SAICIC.  1 de noviembre de 1994</p>
<p><b>UNIDAD DE NEGOCIO:</b>  <b>UBICACIÓN GEOGRÁFICA:</b>  <b>ACTIVIDAD PRINCIPAL:</b>  <b>POTENCIA INSTALADA:</b>  <b>CONSORCIO:</b>  <b>COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:</b></p> <p><b>INICIO DE LAS ACTIVIDADES:</b></p>	<p><b>HIDROELÉCTRICA AMEGHINO S.A.</b>  PCIA. DE CHUBUT.  Generación de Energía Hidroeléctrica.  46.8 MW.  HIDROELÉCTRICA DEL SUR S. A.  Camuzzi Gazometri Spa.  Camuzzi Argentina S.A.  U.T.E.Uruguay  Cooperativa de Trelew  Cooperativa de Puerto Madryn  Soc.Coop. Pop. Ltda. C. Rivadavia  Coop. Prov. S.PC. y Vv. Rawson.  Coop. Prov. E.E.S.P. y V. Gayman  Coop. Prov. S.PV. y C. 16 de Octubre.  Coop. Prov. A. P y Ot. Rada Tilly  1 de noviembre de 1994.</p>
<p><b>UNIDAD DE NEGOCIO:</b>  <b>UBICACIÓN GEOGRÁFICA:</b>  <b>ACTIVIDAD PRINCIPAL:</b>  <b>POTENCIA INSTALADA:</b>  <b>CONSORCIO:</b>  <b>COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:</b></p> <p><b>INICIO DE LAS ACTIVIDADES:</b></p>	<p><b>HIDROELÉCTRICA RÍO HONDO S. A.</b>  RÍO HONDO. PCIA. SANTIAGO DEL ESTERO  Generación de Energía Hidroeléctrica.  17.2 MW  RÍO HONDO S. A.  APUAYE  NECON S.A.  José Chediak S.A.I.C.A.  Opiser NOA.  Consulser (operador).  29 de diciembre de 1994</p>
<p><b>UNIDAD DE NEGOCIO:</b>  <b>UBICACIÓN GEOGRÁFICA:</b>  <b>ACTIVIDAD PRINCIPAL:</b>  <b>POTENCIA INSTALADA:</b>  <b>CONSORCIO:</b>  <b>COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:</b></p> <p><b>INICIO DE LAS ACTIVIDADES:</b></p>	<p><b>HIDROELÉCTRICA FUALEUFÚ S.A.</b>  PCIA. DE CHUBUT.  Generación de Energía Hidroeléctrica.  448 MW.  ALUAR S.A.  ALUAR S.A. (operadores) Electrowatt Ingenieros  Consultores S. A.  15 de junio de 1995.</p>

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **HIDROELÉCTRICA RÍO JURAMENTO S.A.**  
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: SAN NICOLAS. PCIA. DE BUENOS AIRES  
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Hidroeléctrica.  
POTENCIA INSTALADA: 102 MW  
CONSORCIO: INVERSORA AES DIAMANTE S.A.  
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: (Operadores) Electrowatt Ingenieros

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **CENTRAL DIQUE**  
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: CAPITAL FEDERAL  
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Eléctrica  
POTENCIA INSTALADA: 29 MW  
CONSORCIO: Coinelec S.A.  
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: Inversora Catalinas S.A.  
Houston Argentina S.A.  
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 16 de junio de 1993

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **CENTRAL PIEDRABUENA**  
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: PCIA. DE BUENOS AIRES  
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Eléctrica  
POTENCIA INSTALADA: 620 MW  
CONSORCIO: SODIGEN S.A.  
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: CAMUZZI  
CEI Citicorp  
Pacific Enterprises  
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 20 de agosto de 1997

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **HIDROELECTRICA ALICURA**  
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: PCIA DE NEUQUEN  
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Hidroeléctrica.  
POTENCIA INSTALADA: 1000 MW  
CONSORCIO: SEI y Asoc. de Arg S.A.  
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: SEI Holdings INC  
Asociados de Electricidad S.A.  
B.I.S.A. de Inversiones (G.Bemberg)  
Resource Development Consultants  
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 11 de agosto de 1993

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **HIDROELECTRICA CERROS COLORADOS**  
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: PCIA DE NEUQUEN  
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Hidroeléctrica.  
POTENCIA INSTALADA: 450 MW  
CONSORCIO: Patagonia Holding S.A.  
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: Dominion Generating S.A.  
Louis Dreyfus Argener S.A.  
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 11 de agosto de 1993

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **HIDROELECTRICA EL CHOCON**  
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: PCIA DE RIO NEGRO  
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Hidroeléctrica.  
POTENCIA INSTALADA: 1410 MW  
CONSORCIO: Hidroinvest S.A.  
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: Hidroelectricidad S.A.  
CMS Generation S.A.  
Sawgrass Limited  
Energía Hidráulica S.A.  
Latin America Capital Partners Ltd. B  
C.I. Global Fund  
C.I. Emerging Markets Fund  
The South America Fund N.V.  
Darwin Holdings Inc.  
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 11 de agosto de 1993

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **HIDROELECTRICA PIEDRA DEL AGUILA**  
UBICACIÓN GEOGRÁFICA: PCIA DE NEUQUEN  
ACTIVIDAD PRINCIPAL: Generación de Energía Hidroeléctrica.  
POTENCIA INSTALADA: 1400 MW  
CONSORCIO: Hidroneuquén S.A.  
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO: Gener Argentina S.A.  
Duke Hidronor (Cayman) Limited  
Transalta Energy Argentina S.A.  
New Workd Investment Fund  
Emerging Markets Growth  
The Argentine Investment Co.  
Argentina Private Development Trust  
Inter Rio Holdings Establishment  
Adm. Nac. Usinas y Transm. Elect. UTE  
INICIO DE LAS ACTIVIDADES: 29 de diciembre de 1993

**UNIDAD DE NEGOCIO:**  
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:  
ACTIVIDAD PRINCIPAL:  
POTENCIA INSTALADA:  
CONSORCIO:  
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

**HIDROELECTRICA TUCUMAN**  
PCIA DE TUCUMAN  
Generación de Energía Hidroeléctrica.  
52 MW

APUAYE  
NECON S.A.  
José J. CHEDIACK S.A.I.C.A.  
3 de junio de 1993

**UNIDAD DE NEGOCIO:**  
UBICACIÓN GEOGRÁFICA:  
ACTIVIDAD PRINCIPAL:  
POTENCIA INSTALADA:  
CONSORCIO:  
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:  
INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

**HIDROTERMICA SAN JUAN**  
PCIA DE SAN JUAN  
Generación de Energía Térmica e Hidroeléctrica.  
72MW  
Inversora AES Americas S.A.  
AES Corporation  
18 de marzo de 1996

## TRANSPORTE

**UNIDAD DE NEGOCIO:**  
ACTIVIDAD DESARROLLADA:  
ALCANCE:  
CONSORCIO:  
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

**TRANSENER S.A. Compañía de Transporte de Energía de Alta Tensión.**

Prestación de Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.  
6.800 Km. de líneas de transmisión de 500 kV; 560 Km. de líneas de transmisión de 220 kV. 27 estaciones y diversos transformadores y equipos de interconexión.  
CITELEC S. A. Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica S. A.  
Eléctrica del Plata S.A.  
Entergy Corporation.  
Duke Power Company.  
National Grid FINANCE B.V.  
Sade Ing.  
Construcciones S.A. InterRio Holdings Establishment.  
The Argentine Investment Co.  
Argentine Private Development Trust.  
17 de julio de 1993

**UNIDAD DE NEGOCIO:**  
ACTIVIDAD DESARROLLADA:  
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

**YACYLEC**  
Transporte de Ener en A.T.  
Transportista Independiente  
(No es agente del MEM)  
Systranyac S.A  
Recchi Spa Costruzione Gral.  
Sideco Americana Sacif  
Corporación Financiera Internacional  
SA de Ingeniería  
Construcción S.A  
Dumez S.A.  
Endesa  
Dyckerhoff Y Widmann Akt  
Impreglio Spa.  
1 de septiembre de 1994

**UNIDAD DE NEGOCIO:**  
ACTIVIDAD DESARROLLADA:  
ALCANCE:  
COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

**TRANSNOA S. A. Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noroeste Argentino S. A.**  
Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.  
2.460 Km de línea de 132 Kv. y 33 EE.TT. con una potencia de transformación de 1000 MVA.  
FATLYF.  
Bco. Feigin  
IATE  
Tecsá, GEESA.  
26 de enero de 1994

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **TRANSPA S.A. Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Patagonia S. A.**  
**ACTIVIDAD DESARROLLADA:** Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.  
**ALCANCE:** 2.214 Km. de línea de 330; 132;33 y 13,2 Kv. 12 EE.TT con una potencia de transformación de 1.119 MVA.  
**CONSORCIO:** TRELPA S.A.  
**COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:** ALUAR S.A.I.C.; CG ARGENTINA S.A  
CAMUZZI GAZOMETRI, SPA  
SOC. COOP POPULAR COMODORO RIVADAVIA  
COOP ELÉCTRICA TRELEW.  
COOP. ELEC. PUERTO MADRYN  
COOP. ELECT. DE RAWSON  
RADA TILLY; GAIMAN  
COOP. 16 DE OCTUBRE.  
Electrowatt Ltda.(Operador)  
16 de junio 1994

**INICIO DE LAS ACTIVIDADES:**

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **TRANSNEA S.A. Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noreste Argentino.**  
**ACTIVIDAD DESARROLLADA:** Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.  
**ALCANCE:** 824 Km. de línea de 220 Kv. 132 Kv. y 33 Kv. EE.TT. con una potencia de transformación de 596 MVA.  
**COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:** FATLYF  
IATE  
ELEPRINT S.A.  
ARGON  
CEZ(Operador)  
10 de noviembre de 1994

**INICIO DE LAS ACTIVIDADES:**

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **DISTROCUYO S. A. Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de Cuyo S. A.**  
**ACTIVIDAD DESARROLLADA:** Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.  
**ALCANCE:** 1254 Km de línea de 220 kv/132kv EE.TT. con una potencia de transformación de 1025 MVA.  
**CONSORCIO:** ELECTRIGAL S. A.  
**COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:** Nucleamiento Inversor S. A.  
EDF International S. A.  
Banco de Galicia y Bs. As.  
Jaques Matas.  
12 de enero 1995.

**INICIO DE LAS ACTIVIDADES:**

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **TRANSBA S.A.**  
**ACTIVIDAD DESARROLLADA:** Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.  
**UBICACIÓN GEOGRÁFICA:** PCIA DE BUENOS AIRES  
**CONSORCIO:** Transener S.A.  
**COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:** Citelec S.A.  
Maipú Inversora S.A.  
National Grid Finance B.V.  
Inter Rio Holdings Establishment  
The Argentine Investment Co. (TAICO)  
22 de julio de 1997

**INICIO DE LAS ACTIVIDADES:**

## DISTRIBUCION

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **EDESUR S.A. Empresa Distribuidora Sur S.A.**  
**ACTIVIDAD PRINCIPAL:** Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.  
**CONSORCIO:** DISTRILEC INVERSORA.  
**COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:** Compañía Naviera Pérez Companc S. A.(Argentina)  
Distribuidora Chilectra (Chile)  
Metropolitana Chilectra S.A.(Chile)  
ENERSIS S.A.(Chile).  
ENDESA. (Chile)  
PSI Energy INC.(EE.UU)  
2.049.781  
1 de septiembre de 1992.  
**CANTIDAD DE USUARIOS:** Zona Sur de Capital Federal y diez partidos de la Pcia. de Bs. As:  
**INICIO DE LAS ACTIVIDADES:** Alte. Brown  
Avellaneda  
Berazategui  
Cañuelas  
E. Echeverría  
Fcio. Varela  
Lanus  
Lomas de Zamora  
Quilmes  
San Vicente.



**UNIDAD DE NEGOCIO:** **EDENOR S.A. Empresa Distribuidora Norte S.A.**  
**ACTIVIDAD PRINCIPAL:** Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.  
**CONSORCIO:** EASA Electricidad de Argentina S. A.  
**COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:** EDF. Electricité de France (Francia)  
 ENHER S.A. Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana S.A. (España)  
 ASTRA S. A. Cía. Argentina de Petróleo S. A. (Argentina)  
 SAUR. Societe D'amenagement urbain et rural. (Francia)  
 ENDESA S.A. Empresa Nacional de Electricidad S.A.(España).  
 J.P. Morgan International Corporation.  
**CANTIDAD DE USUARIOS:** 2.152.000.-  
**INICIO DE LAS ACTIVIDADES:** 1 de septiembre de 1992.  
**ZONA GEOGRÁFICA QUE ABARCA:** Zona Norte de Capital Federal y partidos de la Pcia de Bs As:  
 Escobar  
 San Fernando  
 San Isidro  
 San Martín  
 3 de Febrero  
 Pilar  
 Moreno  
 Gral. Las Heras  
 Gral. Sarmiento  
 Gral. Rodríguez  
 Morón  
 Pilar  
 Marcos Paz  
 La Matanza.

**UNIDAD DE NEGOCIO:** **EDELAP. Empresa Distribuidora de La Plata S.A.**  
**ACTIVIDAD PRINCIPAL:** Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.  
**CONSORCIO:** COINELEC S.A. Compañía de Inversiones en Electricidad SA  
**COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:** Houston Power Co. (EE.UU).  
 Inversora Catalina S.A. Grupo TECHINT (Argentina).  
**CANTIDAD DE USUARIOS:** 267.361.  
**INICIO DE LAS ACTIVIDADES:** 21 de diciembre de 1992.  
**ZONA GEOGRÁFICA QUE ABARCA:** La Plata, Ensenada, Beriso, Magdalena, Brandsen

**PROVINCIA DE SAN LUIS**  
**SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**  
**UNIDAD DE NEGOCIO:** **EDESAL S.A. Empresa de Distribución Eléctrica de San Luis S. A.**  
**PRIVATIZADA POR:** Ley N° 4966/92.  
**ENTE REGULADOR:** CRPEE -Comisión Reguladora Provincial de la Energía Eléctrica-  
**COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:** EXXEL GROUP (EE.UU).  
 UNIÓN FENOSA DE INVERSIONES S. A. (España).  
**ENERGÍA FACTURADA:** 550GWh  
**CANTIDAD DE USUARIOS:** 78.000.  
**PRECIO PAGADO:** \$18.500.000  
**INICIO DE LAS ACTIVIDADES:** 3 de marzo de 1993.

**PROVINCIA DE SANTIAGO DEL ESTERO**  
**SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA:** AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA S. E.  
**UNIDAD DE NEGOCIO:** **EDESE S.A. Empresa de Distribución de Electricidad de Santiago del Estero.**  
**PRIVATIZADA POR:** Ley Provincial N° 6117/94. Ley Marco Regulatorio N° 6094/94  
**ENTE REGULADOR:** ENRESE. Ente Regulador de Santiago del Estero.  
**CONSORCIO:** Cia. Eléctrica de Santiago del Estero.  
**COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:** Industrias Eléctricas Houston S. A.  
**ENERGÍA FACTURADA:** 279 GWh.  
**CANTIDAD DE USUARIOS:** 105.000.-  
**PRECIO PAGADO:** \$ 15.600.000.-  
**INICIO DE LAS ACTIVIDADES:** 4 de enero de 1995

**PROVINCIA DE FORMOSA**  
**UNIDAD DE NEGOCIO:** **EDEFOR S.A. Empresa de Distribución de Electricidad de Formosa S.A**  
**PRIVATIZADA POR:** Ley Provincial N° 1121/94 Decreto PEN N° 1808/94 aprueba los convenios de  
 fechas 26/02/93 y 28/12/93, dispone la constitución de la sociedad y faculta a la S.E. a aprobar los Estatutos.  
**ENTE REGULADOR:** EREP Ente Regulador Eléctrico Provincial  
**COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:** IATE S.A. - ARGÓN S.A. - TECSA.  
**ENERGÍA FACTURADA:** 272GWh  
**CANTIDAD DE USUARIOS:** 64.200.  
**PRECIO PAGADO:** \$8.400.000.-  
**INICIO DE LAS ACTIVIDADES:** 1 de febrero 1995

**PROVINCIA DE LA RIOJA  
UNIDAD DE NEGOCIO:**

PRIVATIZADA POR:

ENTE REGULADOR

CONCESIONARIO:

COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

ENERGÍA FACTURADA:

CANTIDAD DE USUARIOS:

PRECIO PAGADO:

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

\* Estas cifras corresponden a los cálculos efectuados por la empresa desde el 1/6 al 31/12/95.

\*\* Usuarios residenciales y grandes usuarios.

**EDELAR S. A. Empresa Distribuidora de Electricidad de LA RIOJA S.A.**

Ley Provincial N° 6036/95 y Decreto Pcial. N° 20/95

(MARCO REGULATORIO).

Ente Único de Control de Privatizaciones Decreto Pcial. N° 145/95.

COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE LA RIOJA S.A.

Soc. International Electric Holding Co. (EE.UU)

Unión Fenosa Inversiones S.A. (España).

156,8 GWh. \*

56.825\*\*

u\$s 13.742.200.-

1 de junio 1995

**PROVINCIA DE TUCUMÁN**

SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA:

**UNIDAD DE NEGOCIO:**

PRIVATIZADA POR:

ENTE REGULADOR

CONCESIONARIO:

COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

ENERGÍA FACTURADA:

CANTIDAD DE USUARIOS:

PRECIO PAGADO:

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

**EDET S. A. Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S. A.**

Ley N° 6.608 y N° 6626 que modifica el Art. 16 de la Ley N° 6.608.

Dirección de Energía De Tucumán.

NORELEC S. A.

José Cartellone S. A. (Argentina).

Compañía General de Electricidad S. A. (Chile)

Compañía General de Fuerza Eléctrica. (Chile)

838 GWh.

225.000.

\$ 47.777.000.-

4 de agosto de 1995.

**PROVINCIA DE CATAMARCA**

**UNIDAD DE NEGOCIO:**

PRIVATIZADA POR:

MARCO REGULATORIO:

ENTE REGULADOR

COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

ENERGÍA FACTURADA:

CANTIDAD DE USUARIOS:

PRECIO PAGADO:

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

**EDECAT Empresa de Distribución de Electricidad de Catamarca**

Ley Pcial. N° 4.835/95

Dec. Pcial. N° 1.245/95 Ley N° 4.836/95 (modifica la Ley N°4.835/95).

EN-RE Ente Regulador de Servicios Públicos y otras Concesiones

IATE S.A. y SIEMENS

217,5 GWh.

65.812.

\$ 12.100.000.-

5 de enero de 1996.

**PROVINCIA DE ENTRE RÍOS**

SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA:

**UNIDAD DE NEGOCIO:**

PRIVATIZADA POR:

MARCO REGULATORIO:

ENTE REGULADOR

COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

ENERGÍA FACTURADA:

CANTIDAD DE USUARIOS:

PRECIO PAGADO:

INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

Empresa Provincial de Energía de Entre Ríos.

**EDEER S.A. Empresa Distribuidora de Electricidad de Entre Ríos**

Ley Pcial. N° 8291 de adhesión a la Ley Nacional N° 23.696

Ley Pcial N° 8.916 Dec.N° 1.300 reglamentario de la Ley Pcial N° 8.916

EPRE. (Ente Provincial Regulador de Energía)

CMS Electric & Gas Co.(EE.UU) 40%

ASTRA. Cía Arg. de Petróleo S.A. 21%

Bco. de Galicia Y Bs. As.(Arg)12%

Victorio A.Gualtieri S.A. 11%

Williams International Investment Vent.Ltd.(Cayman)7,5%

The Latin American Energy & Electricity Fund.

LR(Cayman) 6%

Cooperativa Eléctrica de Barilocho (Arg) 2,5 %

2.000 GWh.

300.000.-

U\$S 164.024.222.-

6 de mayo de 1996.

**PROVINCIA DE SAN JUAN**

**UNIDAD DE NEGOCIO:**

CONSORCIO:

COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

OPERADOR:

ENERGÍA FACTURADA:

CANTIDAD DE USUARIOS:

PRECIO PAGADO (u \$s):

TOMA DE POSECIÓN:

ENTE REGULADOR:

**Energía de San Juan S.A.**

Agua Negra S. A. Sociedad de Inversión.

EMEC S. A., (66%),

Hidroandes S.A. (34%) formada por:

Chilgener S.A.

Energy Trade and Finance Corporation)

SAN JUAN S.R.L.

478 GWh

126.689.-

63.300.000.-

22/01/97

EPRE. (Ente Pcial. Regulador de la Electricidad)

**PROVINCIA DE JUJUY**  
**UNIDAD DE NEGOCIO:**  
 CONSORCIO:  
 COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

ENERGÍA FACTURADA:  
 CANTIDAD DE USUARIOS:  
 PRECIO PAGADO:  
 INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

**EJE S.A.**  
 CEISA (Cía. Eléctrica de Inversiones S.A.)  
 EDET (Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.)  
 José Cartellone Construcciones Civiles S.A.  
 Compañía General de Electricidad S.A.

260.5 GWh  
 114.683  
 \$ 46.090.000  
 1 de diciembre de 1996

**PROVINCIA DE RIO NEGRO**  
**UNIDAD DE NEGOCIO:**  
 CONSORCIO:  
 COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

ENERGÍA FACTURADA:  
 CANTIDAD DE USUARIOS:  
 INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

**EDERSA**  
 SODIELEC S.A.  
 SAESA - Sociedad Austral de Electricidad S.A.  
 Camuzzi Argentina S.A.  
 CEI Citicorp Holdings S.A.  
 Compañía Argentina de Cemento Portland S.A.

672.8 GWh  
 116.549  
 31 de agosto de 1996

**PROVINCIA DE SALTA**  
**UNIDAD DE NEGOCIO:**  
 CONSORCIO:  
 COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

ENERGÍA FACTURADA:  
 CANTIDAD DE USUARIOS:  
 INICIO DE LAS ACTIVIDADES:

**EDESA S.A.**  
 CESA S.A.  
 International Electric Holdings Co.  
 Unión Fenosa Desarrollo

518.1 GWh  
 163.300  
 12 de agosto de 1996

**PROVINCIA DE BUENOS AIRES:**

**ESEBA**  
 El 15 de noviembre de 1995 se presenta ante la Legislatura un proyecto para su privatización.  
 Se prevé privatizar el 90% del paquete accionario y reservar un 10% para el Programa de Propiedad Participada (PPP).

**UNIDAD DE NEGOCIO:**  
 CONSORCIO:  
 COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

DEMANDA(Gw/hora):  
 CANTIDAD DE USUARIOS:  
 VENTAS (millones de \$):  
 Área (en miles de Km2):  
 PRECIO PAGADO:  
 INICIO DE ACTIVIDADES:

**EDEN S.A. (Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A.)**  
 AESEBA  
 AES Development of Argentina.  
 AESEBA(CEA Américas Operating Argentina)

3.572.-  
 270.000.-  
 232.-  
 109,1.-  
 \*  
 1 de junio de 1997

**UNIDAD DE NEGOCIO:**  
 COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

DEMANDA(Gw/hora):  
 CANTIDAD DE USUARIOS:  
 VENTAS (millones de \$):  
 ÁREA (en miles de Km2):  
 PRECIO PAGADO:  
 INICIO DE ACTIVIDADES:

**EDES S.A. (Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A.)**  
 AES Development of Argentina  
 AESEBA(CEA Américas Operating Argentina)

1.182.-  
 128.000.-  
 75.-  
 76,2.-  
 \*  
 1 de junio de 1997

\* (El consorcio se adjudicó las empresas EDEN S.A. y EDES S.A.). El total pagado fue de \$ 565.129.430.-

**UNIDAD DE NEGOCIO:**  
 CONSORCIO:  
 COMPOSICIÓN DEL CONSORCIO:

DEMANDA(Gw/hora):  
 CANTIDAD DE USUARIOS:  
 VENTAS (millones de \$):  
 ÁREA (en miles de Km2):  
 PRECIO PAGADO:  
 INICIO DE ACTIVIDADES:

**EDEA S.A. (Empresa Distribuidora de Energía del Atlántico S.A.)**  
 Inversora Eléctrica Buenos Aires  
 CAMUZZI  
 Citycorp  
 United Utilities  
 Loma Negra.

1.182.-  
 128.000.-  
 75.-  
 76,2.-  
 \$404.001.000.-  
 1 de junio de 1997



El 1° de agosto de 1997 entró en vigencia el cambio de la estructura interna del ENRE, resuelta por Acta de Directorio N°345 del 22 de julio de 1997.

Hasta esa fecha existía un Área Legal cuyas funciones habían sido definidas por la Resolución ENRE N° 166/94, que desaparece en la nueva estructura.

Se creó, conforme al cambio comentado, la Asesoría Jurídica, cuyas funciones se circunscriben sucintamente a prestar asesoramiento directo al Directorio del ENRE en los aspectos jurídicos que le sean requeridos y en encargarse de la atención judicial de aquellas resoluciones o cuestiones que se radiquen en los Tribunales.

Hasta su desaparición la ex - Área Legal durante el año 1997 emitió 631 dictámenes con 359 proyectos de resolución referidos a 807 recursos de reconsideración presentados tanto por usuarios como por las distribuidoras contra resoluciones del Sector Atención de Usuarios.

Con relación a recursos de reconsideración respecto de resoluciones dictadas por la actividad que desarrollaba la ex - Área de Control de Contratos de Concesión de Servicios Públicos se emitieron 70 proyectos de resolución.

Por su parte, la actual Asesoría Jurídica emitió en el resto del año 147 dictámenes más.

Durante el año en la faz judicial se atendió el trámite de 35 procesos judiciales iniciados contra el ENRE, de los que terminaron 10 con los siguientes resultados: con sentencia favorable al ENRE 8; con sentencia favorable al ENRE en un 75% (se sometieron a decisión judicial diferencias en 8 temas de los cuales se reconoció derecho a la posición del ENRE en 6 de los mismos y al actor en 2); desistidos por el actor 1.

Además el Área y luego la Asesoría se encargó de la contestación de los oficios remitidos por el Poder Judicial, de la instrucción de los sumarios internos, de la asistencia profesional a las Áreas de servicios (Planeamiento Administrativo y Control de Gestión y de Sistemas), como así también a las sustanciales, cuando era requerido para el tratamiento de distintos temas en reuniones realizadas al efecto.

Los miembros de la Asesoría también han concurrido a diferentes organismos administrativos en representación del ENRE o como apoyo profesional (por ejemplo:

Oficina Nacional de Ética Pública, Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, Secretaría de Energía, A.D.E.R.E., Oficina Nacional de Presupuesto, etc.).

## **Análisis de casos**

Entre los muchos casos tramitados durante el año, merecen ser destacados y analizados los siguientes:

### **Caso I:**

#### **La jurisdicción administrativa previa del ENRE para resolver controversias**

El artículo 72 de la Ley N° 24.065 establece que “Toda controversia que se suscite entre generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios, con motivo del suministro o del servicio público de transporte o distribución de electricidad, **deberá ser sometida en forma previa y obligatoria a la jurisdicción del ente**. Es **facultativo** para los usuarios **así como para todo tipo de interesados**, ya sean personas físicas o jurídicas por iguales motivos que los enunciados en este artículo, el someterse a la jurisdicción previa y obligatoria del ente”.

Lo expuesto quiere decir que las empresas enumeradas en el primer párrafo cuando tengan, entre sí, un conflicto jurídico relacionado con los servicios públicos de transporte o distribución de electricidad, en lugar de concurrir directamente a la Justicia para dirimir la controversia, deben plantearla con carácter previo y obligatorio ante el ENRE, el que actúa, de tal manera, como autoridad jurisdiccional de primera instancia en el sector. Sin perjuicio, obviamente, de acuerdo al régimen constitucional argentino, de que el fallo del Ente pueda después ser apelado ante el Poder Judicial (Cámara Nacional en lo Contencioso Administrativo Federal, según el artículo 76 de la propia Ley N°24.065).

En cambio, los usuarios y los terceros no están obligados a esa jurisdicción administrativa previa, salvo que voluntariamente la demanden o acepten. Si esto último ocurriera el trámite administrativo ya no puede ser desistido y debe continuar hasta su conclusión.

Es así, por ejemplo, lo que ocurrió entre la Distribuidora EDESUR S.A. y la Municipalidad de Quilmes (provincia de Buenos Aires).

A raíz de que la Municipalidad exigía a EDESUR S.A. la instalación subterránea de equipamientos eléctricos que la Distribuidora había planificado como aéreos, EDESUR S.A. sometió el conflicto a consideración del Ente el cual tramitó en Expediente N° 2163. Resguardando las normas del debido proceso, que impera el aseguramiento de la igualdad entre las partes y del derecho a ser oídas, el ENRE citó a la Municipalidad de Quilmes (tercero) la cual aceptó la jurisdicción administrativa del ENRE y presentó las razones en las que fundamentaba su posición. Se produjo así lo que, en términos jurídicos, se denomina la “traba de la litis” administrativa.

Sin embargo, hallándose en trámite dicho expediente administrativo, EDESUR S.A. planteó las mismas cuestiones ante el Juzgado Federal en lo Civil y Comercial de La Plata N° 2, Secretaría N° 4, originando los autos “EDESUR S.A. c/MUNICIPALIDAD DE QUILMES s/Acción meramente declarativa” en los que pretendía que la Justicia Federal declarara la falta de atribuciones de la Municipalidad de Quilmes para fijar condiciones técnicas a un servicio público concesionado por el Estado Nacional.

El Juzgado entendió que correspondía escuchar el parecer del ENRE y, a tal efecto, lo citó como tercero interesado en los términos del artículo 94 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación.

Frente a dicha citación el Directorio del ENRE consideró procedente dictar la Resolución N° 568/96 en la que se requirió al Juez Federal interviniente que se abstuviera de seguir haciéndolo y remitiera las actuaciones al organismo, ya que ambas partes estaban tramitando en sede administrativa del Ente, con pacífico acuerdo de ambas, una causa idéntica que, por su mayor antigüedad, obstaba el trámite judicial simultáneo y paralelo (lo que jurídicamente se entiende por “listispendencia”).

Previo a expedirse, el Señor Juez solicitó la opinión del Señor Fiscal Federal el que, entre otras cosas, dictaminó:

*“Ambas entidades han comparecido ante el ENRE y aceptado la resolución por parte del mismo de la cuestión que se debate ante Vuestra Señoría.*

*Ahora bien, de las constancias de autos surge que la naturaleza de la controversia reviste un carácter eminentemente técnico de competencia del ENRE, ello teniendo presente lo que surge del art.56 de la ley 24.065, en especial en los incisos a, b, i, k. Ello así toda vez que se trata de una cuestión estrictamente relacionada con la seguridad pública derivada de la presencia de líneas e instalaciones eléctricas aéreas en media tensión en un área sujeta a concesión de distribución otorgada por el Poder Ejecutivo Nacional. Y estos aspectos de seguridad pública, a tenor de la normativa legal aplicable, son de competencia exclusiva del Ente Nacional Regulador de la Electricidad y no del municipio, que no tiene potestades propias en materia de regulación de aspectos relacionados con la seguridad pública en instalaciones de distribución de electricidad bajo jurisdicción nacional sin entrar en una abierta colisión con leyes y potestades nacionales, lo que no se puede hacer a través de esta vía.”*

De inmediato, acorde con la opinión del Fiscal, el Juez Federal actuante se inhibió de seguir interviniendo y ordenó el pase de las actuaciones judiciales al ENRE.

La importancia de este fallo deriva de que por primera vez el Ente hubo de reivindicar ante la Justicia la jurisdicción administrativa previa para resolver controversias que le asigna la Ley 24.065 y de que, también, la Justicia Federal hizo expreso reconocimiento de dicha atribución legal. Rescata, asimismo, que la especificidad técnica de este tipo de controversias amerita esta primera instancia a cargo de un organismo cuyas resoluciones son precedidas de análisis interdisciplinarios -técnicos, económicos y jurídicos- que no siempre son fáciles de obtener en sede judicial.

## **Caso 2:**

### **Los límites del recurso directo previsto en el artículo 76 de la Ley N° 24.065**

Como es sabido, siempre las resoluciones que dictan los organismos administrativos de la Nación son recurribles ante la Justicia. Es lo común que dicha vía recursiva deba intentarse ante los Jueces Federales de Primera Instancia.

Sin embargo, a diferencia de ello, por imperio del artículo 76 de la Ley N° 24.065 las Resoluciones del ENRE deben ser recurridas, en sede judicial, directamente ante la Cámara Nacional en lo Contencioso Administrativo Federal.

Pero ello no implica que el recurrente, disconforme con una Resolución del ENRE que no le dio la razón pueda incluir en el contenido de este recurso directo todas las reclamaciones que la resolución es susceptible de provocarle.

¿Es, en tales casos, el recurso directo previsto por el artículo 76 de la Ley 24.075 el que habilita el reclamo de los daños y perjuicios de los que el administrado se considera acreedor?.

La Sala III de la Cámara Nacional en lo Contencioso Administrativo Federal en dos casos distintos (Causas N° 6527/97 y 9587/96) tuvo oportunidad de pronunciarse sobre el tema, determinando que la vía del recurso directo ante la Cámara está habilitada por la Ley 24.065 a los solos efectos de la revisión judicial de las Resoluciones del ENRE a los fines de solicitar su revocación; pero no para obtener el resarcimiento de los daños y perjuicios que la resolución recurrida, si resultare revocada por la Cámara, eventualmente pudo ocasionar al recurrente.

*“En el marco del presente recurso directo -ha dicho el Tribunal- que primordialmente atiende al pronunciamiento de un juicio de legitimidad, esto es, a la confrontación de los actos impugnados con el ordenamiento jurídico, la pretensión resarcitoria que la recurrente introduce en el escrito de inicio resulta inadmisibles”.*

En el Anexo II se reproducen los textos completos de los Fallos Judiciales analizados.





Este tema constituye una profunda innovación en el sistema legal administrativo argentino y está íntimamente relacionado con la legítima pretensión participativa de los usuarios, por conocer, en el momento oportuno, los asuntos que conciernen al interés público.

Las audiencias públicas, por un lado, establecen una metodología de esclarecimiento de ciertas cuestiones a través de la participación pública de los interesados o afectados y, por otra parte, intentan una administración del interés común que siempre se presentó alejada y extraña a los intereses cotidianos de los ciudadanos, como es, por ejemplo, el servicio público de electricidad. Se procura que los usuarios visualicen el sistema como propio y creado con vistas a la satisfacción de sus legítimos intereses, para generar confianza en este nuevo instrumento de concientización comunitaria.

El legislador ha previsto diversas circunstancias de aplicación de las Audiencias Públicas como, por ejemplo:

- La modificación de las tarifas a solicitud de transportistas y distribuidores
- La irrazonabilidad de las tarifas, cuando los usuarios la aleguen
- Las ampliaciones de los sistemas de transporte y distribución
- La fusión de empresas transportistas y distribuidoras
- Las conductas contrarias a la libre competencia o el abuso de una posición dominante

El requisito de Audiencia Pública sirve tanto al interés general para que no se produzcan actos ilegítimos, como al interés de los particulares que, de esta manera, pueden hacer conocer sus argumentos y pruebas ante la toma de una decisión determinada. Asimismo, permite a las autoridades públicas disminuir el riesgo de posibles errores de hecho o de derecho en sus decisiones, con el consiguiente beneficio de la eficacia de sus acciones y el consenso que ellas pueden obtener de la comunidad. Sin duda, resulta mucho más difícil tener que revocar una decisión errónea a través de recursos o acciones administrativas o judiciales, que impedir que ella se produzca, mediante la oportuna introducción de medios conducentes de prueba y los consiguientes argumentos de hecho y de derecho.

El principio legal de la Audiencia Pública es de raigambre constitucional y debe por ello, ser aplicado con el cuidado y atención que una cláusula constitucional de tal envergadura merece, sobre todo porque su violación o insuficiente o inadecuado

cumplimiento, podría eventualmente constituir caso federal suficiente para concurrir por ante la Corte Suprema de Justicia y obtener la nulidad del acto, dictado en transgresión a un procedimiento constitucional y expresamente requerido por la Ley.

En resumen, la Audiencia Pública es un mecanismo idóneo de formación de consenso en la opinión pública, respecto de la juridicidad y conveniencia de obrar del estado, así como una garantía objetiva de transparencia de los procedimientos estatales respecto de los concesionarios.

De conformidad con las disposiciones de la Ley 24.065, y de acuerdo con el procedimiento fijado en el Reglamento de Audiencias Públicas aprobado mediante Resolución ENRE N° 39/94, se han celebrado, en el lapso que va desde el 1° de enero al 31 de diciembre de 1997, 20 Audiencias Públicas, tal como lo demuestra el cuadro al final del capítulo

<b>Fecha</b>	<b>Resolución ENRE N°</b>	<b>Objeto de la Audiencia</b>
18 /03/97	119/97	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte, bajo la modalidad "Contrato entre Partes" (Anexo 16 Res. ex-SEE 61/92, SE 137/92 y modificatorias), para la Línea 132 kV "E.T. Jujuy Sur - E.T.Las Maderas" y la modificación de la Línea 132 kV "E.T. Jujuy Sur - E.T. Palpalá", que pasará a ser "E.T. Jujuy Este - E.T. Palpalá".
12/03/97		Considerar el pedido de autorización solicitado por las empresas "EDENOR S.A." y "EDESUR S.A." para adquirir las acciones de las siguientes empresas: Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A. (EDEN S.A.), Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A. (EDEA S.A.) y Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A. (EDES S.A.), creadas como consecuencia del proceso privatizador de la Empresa Social de Energía de Buenos Aires S.A. (ESEBA S.A.), iniciado por la Pcia de Buenos Aires.
13/03/97	126/97	Recibir comentarios de parte de los agentes para evaluar la conveniencia y necesidad pública de la ampliación menor a la capacidad de transporte presentada por la transportista DISTROCUYO S.A.
19/03/97	118/97	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte, bajo la modalidad de "Contrato entre Partes" (Anexo 16 Res. ex-SEE 61/92, SE 137/92 y modificatorias), para ampliar la capacidad de transformación de la E.T. Tucumán Oeste; la conexión de una nueva línea de Alta Tensión de 132 kV a las E.T. Alderetes y Avellaneda; y la conexión entre las E. T. Escaba y Huacra a la futura E.T. La Cocha.
8/04/97	243/97	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte conforme lo dispuesto por el Reglamento de Acceso a la Capacidad de Existente y Ampliación del Sistema de Transporte, consistente en la remodelación de la Subestación N° 023 "Azopardo" de 220/132 kV, sita en calle Azopardo, entre Venezuela y México, de la Ciudad de Buenos Aires; consistente en la instalación de dos transformadores de 300 MVA y su equipamiento asociado, su alimentación en cable subterráneo de alta tensión de 220 kV desde la E.T. Costanera, con traza por Av. España, Lafone Quevedo, Dellepiane, Av. Ing. Huergo, Humberto

l y Azopardo, y salida con cable subterráneo de alta tensión 132 kV, con traza por Azopardo, Av. Belgrano hasta el cruce de las avenidas España y Belgrano, de la Ciudad de Buenos Aires.

9/04/97	244/97	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte conforme lo dispuesto por el Reglamento de Acceso a la Capacidad de Existente y Ampliación del Sistema de Transporte, consistente en la remodelación y ampliación de la Subestación existente N° 058 ubicada en las calles "Italia y Defensa, de la localidad de El Talar, Prov. de Bs. As.", que comprende el Edificio de Comando y el montaje electromecánico de un nuevo sistema de barras con sus instalaciones auxiliares asociadas.
15/04/97	260/97	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte solicitada por EDECAT S.A., para la construcción de la línea de Alta Tensión 132 kV, simple terna, "Villa Quinteros - E.T. Andalgalá" y de la Estación Transformadora 132/13,2 kV Andalgalá. La ampliación se solicita bajo la modalidad de "Acuerdo entre Partes", establecida en el Título II del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, aprobado por Resoluciones ex-SEE 61/92, SE 137/92 modificatorias y complementarias.
14/05/97	371/97	Resolver sobre solicitud efectuada por "TRANSENER S.A." para adquirir las acciones de la empresa "TRANSBA S.A.", a través del proceso licitatorio iniciado por la Provincia de Buenos Aires.
18/06/97	512/97	Considerar el pedido de autorización solicitado por la empresa "TRANSPA S.A." para adquirir las acciones de la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A. (TRANSBA S.A.), surgida como consecuencia del proceso privatizador de la Empresa Social de Energía de Buenos Aires S.A. (ESEBA S.A.), iniciado por la Provincia de Buenos Aires.
29/05/97	445/97	Recibir comentarios de los agentes para evaluar la conveniencia y necesidad de la ampliación menor a la capacidad de transporte, presentada por Transnoa S.A., y encuadrada en los términos de la Resolución ENRE 191/97. La ampliación mencionada consistirá en el reemplazo de equipamiento en estaciones transformadoras superados en su capacidad de diseño como consecuencia del aumento del nivel de potencia de cortocircuito experimentado en el área.
18/06/97	544/97	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte conforme lo dispuesto por el Reglamento de Acceso a la Capacidad de Existente y Ampliación del Sistema de Transporte, consistente en la construcción de la Subestación N° 154 "Maschwitz", sita en la colectora Este del acceso Norte, ramal a Escobar, de la Localidad de Ing. Maschwitz, Partido de Escobar, Provincia de Buenos Aires.
30/06/97	552/97	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte solicitada por la ADMINISTRACIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA DE LA PAMPA, mediante la incorporación de la Estación Transformadora 500/132/133 kV. "Macachín", en las proximidades de la localidad de Macachín Pcia. de La Pampa, seccionando la línea de 500 kV Puelches - Henderson 2, propiedad de Transener S.A. La ampliación se solicita bajo la modalidad de "Acuerdo entre Partes", establecida en el Título II del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, aprobado por Resoluciones ex-SEE 61/92, SE 137/92 modificatorias y complementarias.

20/08/97	643/97	Analizar la autorización solicitada por la empresa Fiplasto S.A. para conectarse a la estación transformadora 220/132 kV "Ramallo", propiedad de Transener S.A.; y el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte consistente en la construcción de la línea de 132 kV que unirá las estaciones transformadoras "Ramallo" y "Fiplasto".
23/09/97	743/97	Considerar la solicitud de las Empresas "TERMOANDES S.A." e "INTERANDES S.A." a los efectos de solicitar una Concesión de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional en los términos y condiciones previstos para el Procedimiento de Acuerdo entre Partes, Título II, del Anexo I de la Resolución S.E. y P. N° 21/97. Dicha solicitud es efectuada para la construcción, puesta en servicio y operación de una línea en la Localidad de Güemes (Pcia. de Salta) y Paso Pico, ubicado en la frontera con la Rep. de Chile. A tal efecto, se considerará el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública.
7/10/97	775/97	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte conforme lo dispuesto por el Reglamento de Acceso a la Capacidad de Existente y Ampliación del Sistema de Transporte, consistente en la construcción de la nueva Subestación "Muñiz" de 132/13,2 kV - 2 x 40 MVA, ubicada entre las calles Pichincha, España, y Juan Argentino Roca, de la localidad de San Miguel Oeste, Pcia de Buenos Aires, el tendido de una Línea de Alta Tensión de 1x132 kV y la desafectación de una parte de la actualmente existente (Línea N° 633), y obras complementarias.
10/10/97	776/97	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte conforme lo dispuesto por el Reglamento de Acceso a la Capacidad de Existente y Ampliación del Sistema de Transporte, consistente en la construcción y montaje de una nueva playa de maniobra de 220 kV en la Subestación "Matheu", ubicada en la ruta Provincial N° 25, localidad de Matheu, Partido de Pilar, Provincia de Buenos Aires, y la instalación en dicho lugar de un transformador adicional de 220/132 kV, 300 MVA y obras complementarias
14/10/97	835/97	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte conforme lo dispuesto por el Reglamento de Acceso a la Capacidad de Existente y Ampliación del Sistema de Transporte, consistente en la construcción de la Subestación N° 113 "Once", sita en las calles Bartolomé Mitre y José Evaristo Uriburu de la Ciudad de Buenos Aires.
11/3/98	230/98	Analizar el Acceso a la Capacidad de Transporte solicitado por la empresa "COOPERATIVA DE LUZY FUERZA DE PUNTA ALTA Ltda" para conectarse a la Estación Transformadora "PUNTA ALTA", propiedad de «TRANSBA S.A.» ;y el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte consistente en la construcción de la línea de alta tensión 132 kV que conecta la E.T. "PUNTA ALTA" y la futura E.T. "PUNTA ALTA (Coop)" 132/33/13,2 kV, 2x15/10/10 MVA.
17/12/97	992/97	Analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por CAPEX S.A.. para la amplización a la capacidad del transporte incorporando una unidad turbovapor de 270 MW a conectarse en la E.T. Cerrito de la Costa, mediante la construcción de una conexión en T con esquema de doble interruptor, entre las EETT CHOCON Y PUELCHES, propiedad de TRANSENER S.A.
3/12/97	999/97	Resolver sobre el otorgamiento del certificado de conveniencia y necesidad pública solicitado por la empresa EDENOR S.A. para la realización de un conjunto de obras que comprenden la construcción y montaje de nueva subestación N° 261 Pontevedra de 132/33/13.2 kv, 2 x 20 MVA (133/13.2 Kv), la construcción de una nueva línea que unirá las Subestaciones de Rafael Castillo en construcción y la S.E. Pontevedra.

El tema que nos ocupa es de suma importancia teniendo en cuenta que el control y la correcta atención y resolución de los reclamos de los usuarios por parte del Ente Nacional Regulador de la Electricidad constituye el cumplimiento del objetivo fijado en el artículo 2º inciso a) de la ley 24.065 cual es el de «proteger adecuadamente los derechos de los usuarios», como así también responder a la obligación que como Autoridad de Aplicación le impone el artículo 42 de la Constitución Nacional.

La relación de los usuarios y el Ente Regulador se encuentra enmarcada en el Derecho Público, puesto que se rige por la Constitución Nacional, la Ley 24.065, el Contrato de Concesión, el Reglamento de Suministro y supletoriamente por la Ley 24.240 de Defensa del Consumidor. Asimismo, en forma expresa, el art. 71 de la ley 24.065 dispone que en sus relaciones con los particulares el Enre se regirá por los procedimientos establecidos en la Ley de Procedimientos Administrativos.

De acuerdo a lo expuesto precedentemente, habiendo adquirido los derechos de los usuarios jerarquía constitucional a partir de la reforma de 1994, y estando la protección de los mismos reglamentados por el Marco Regulatorio Eléctrico, resulta una obligación ineludible para el Estado asegurar el cumplimiento de los contratos de concesión y el Reglamento de Suministro para hacer efectivo el cumplimiento de los mismos.

Como consecuencia de ello, en virtud del Reglamento de Suministro y de acuerdo a las normas vigentes, podemos sintetizar los principales derechos de los usuarios de la manera siguiente:

Disponer de una adecuada información sobre los derechos y obligaciones de las partes.

Disponer del suministro solicitado en un plazo razonable.

Recibir el servicio de acuerdo a estándares de calidad determinados tanto en lo técnico como en lo comercial.

Abonar un precio justo por el servicio prestado

Recibir una correcta atención y ágil solución a sus reclamaciones

Recibir facturas claras que faciliten su comprensión.

La atención de los usuarios por parte del Ente Regulador constituye una de las instancias que la ley les otorga para hacer valer sus derechos, como así también para el Enre significa una de las formas de ejercer el control sobre el accionar de las distribuidoras en la prestación del servicio.

Dicha atención comprende las siguientes funciones.

Información orientadora.

Difusión de los derechos y obligaciones de los usuarios.

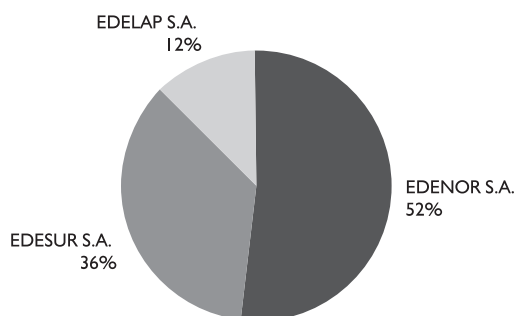
Recepción de reclamos.

Tramitación y Resolución.

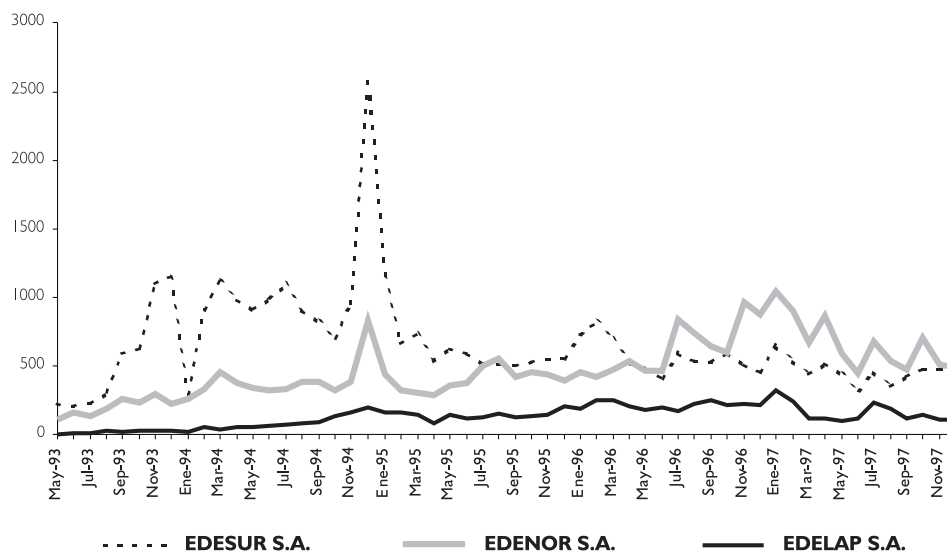
Notificación sobre su resultado

#### RECLAMOS RECIBIDOS - 1997

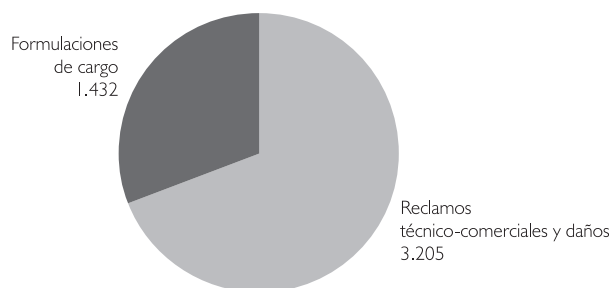
	EDENOR S.A.	EDESUR S.A.	EDELAP S.A.
Técnico - Comerciales	3015	3350	7339
Producto Técnico	1651	614	2761
Falta de Suministro	1649	322	2179
Calidad de Servicio	384	228	697
Daños	387	426	855
Seguridad en la Vía Pública	841	588	1527
<b>TOTAL</b>	<b>7927</b>	<b>5528</b>	<b>1903</b>



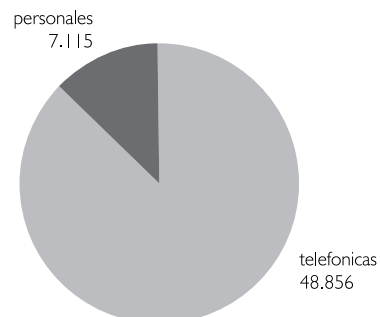
### RECLAMOS RECIBIDOS (desde 01/05/93 al 31/12/97)



### RESOLUCIONES EMITIDAS - 1997



### ATENCION TELEFONICA Y PERSONAL - 1997







Durante 1997 la incorporación de agentes al Mercado Eléctrico Mayorista (M.E.M.) no fue significativa ya que en todo el periodo se agregaron a los existentes en Diciembre de 1996 los indicados en el cuadro siguiente resultando los totales que también se indican en el mismo.

<b>AGENTES DEL MEM. Sujetos al Control Ambiental</b>		
	<b>Incorporados en el período</b>	<b>totales al 30/12/97</b>
GENERADORES TÉRMICOS	1 ( uno )	28 (veintiocho )
GENERADORES HIDROELÉCTRICOS	---	13 ( trece )
GENERADORES HIDROTÉRMICOS	---	1 ( uno )
AUTOGENERADORES	1 ( uno ) -1(menos uno que se retiró)	9 ( nueve )
COGENERADORES	2 ( dos )	2 ( dos )
TRANSPORTISTAS (PRINCIPAL Y TRONCALES O DISTROS)	1 ( uno )	9 ( nueve )
TRANSPORTISTAS INDEPENDIENTES	3 ( tres )	5 ( cinco )
DISTRIBUIDORES	---	3 ( tres )

Los generadores conforman un parque al 31 de diciembre con las siguientes características :

**POTENCIA INSTALADA al mes de diciembre 1997 (MW)**

TURBO VAPOR	4752
TURBINAS A GAS	3143
NUCLEARES	1005
HIDROELÉCTRICAS	8748
CICLO COMBINADO	550
<b>TOTALES</b>	<b>18.198 MW</b>

**GENERACION al mes de diciembre 1997**

TÉRMICA	29.067 (GWh)
HIDRÁULICA	28.788
NUCLEAR	7.444
IMPORTACIÓN	449
<b>TOTAL</b>	<b>65.748 (GWh)</b>

En este período se inició la aplicación de la Normativa para la Evaluación del Impacto Ambiental Atmosférico ( EIAA ), que provoca la instalación de nuevas centrales de generación térmica o la ampliación de las existentes. El instructivo preparado durante 1996, fue aprobado por el Directorio del ENRE mediante la Resolución N° 13/97, que se comenta en el punto siguiente.

La vigilancia de las emisiones gaseosas en las centrales térmicas, continuó efectuándose con la colaboración del Grupo de Monitoreo Ambiental de la Comisión Nacional de Energía Atómica, con la cual el ENRE renovó el convenio que lo vinculaba. A partir de esta actividad, se ajustaron los coeficientes de emisión para los tres parámetros con estándares establecidos en la Resolución S.E N° 182/95, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y M.P., los que se indican más adelante.

La actividad de monitoreo de campos electromagnéticos en líneas de transporte y distribución de energía eléctrica, que ocupó gran parte del año 1996, durante 1997 se concentró en la medición de algunas situaciones particulares que confirmaron los rangos obtenidos en el periodo anterior. El esfuerzo de monitoreo de estos parámetros estuvo dado por las mediciones efectuadas por los propios transportistas y distribuidores como parte de las actividades incorporadas a cada Plan de Gestión Ambiental.

Se iniciaron dos trabajos tendientes a la adopción de procedimientos ambientales en dos temas que se consideran significativos: los cuidados ambientales durante la etapa de construcción de líneas de alta tensión y la metodología de extracción de muestras y procesamiento de los datos en la medición de emisiones a la atmósfera por parte de las centrales térmicas.

## **Normativa de Aplicación**

Las novedades producidas y que se incorporaron al cuerpo normativo preexistente, fueron las siguientes:

### **Resolución ENRE N°13/97, que aprueba la Guía Práctica para la Evaluación de Impacto Ambiental Atmosférico (EIAA)**

Esta Guía constituye un pormenorizado detalle de los pasos a seguir en la preparación de las evaluaciones de impacto de las ampliaciones de centrales existentes y de los conceptos más importantes para la interpretación de las variables intervinientes en la dispersión de los contaminantes en la atmósfera.

El documento propone el análisis de los casos en dos etapas. La primera es de sondeo y puede ser suficiente para cierto tipo de equipamiento de generación y la segunda, de detalle, la que debe cumplimentada por las empresas generadoras que deciden encarar ampliaciones más importantes o radicadas en sitios ya comprometidos ambientalmente, por las emisiones de otras fuentes preexistentes.

El documento, cuyo contenido está específicamente ajustado a la situación del parque de generación eléctrico argentino, ha cumplido una función demostrativa, ya que la Secretaría de Política Ambiental de la Provincia de Buenos Aires, implantó en la Resolución N° 242/97, un esquema similar al de la Resolución ENRE N° 13/97.

Durante el año 1997, las ampliaciones encaradas por Central Puerto S.A., Central Dock Sud S.A., Centrales Térmicas Mendoza S.A. y Central Costanera S.A., así como el emprendimiento de Genelba S.A. en el Partido de Marcos Paz, Provincia de Buenos Aires, entre otras, aplicaron esta nueva metodología.

### **Resolución ENRE N°953/97**

Mediante esta Resolución publicada en el Boletín Oficial del 20 de octubre de 1997, se reemplazó la Resolución ENRE N° 236/96 y se procedió a categorizar las evaluaciones ambientales que deben efectuar los transportistas y distribuidores de energía eléctrica, en función de la tensión nominal de trabajo de las líneas que quieren construir y la envergadura de dicha ampliación. De esta manera, se subsanaron algunas indeterminaciones respecto a los procedimientos a seguir por los agentes del MEM a partir de su decisión de efectuar modificaciones o ampliaciones a los sistemas de transporte y distribución de los cuales son concesionarios.

### **Valores de campo eléctrico y magnético**

Se colaboró con la Secretaría de Energía durante el año 1997, suministrando información del estado de situación del sistema eléctrico nacional respecto a los valores de campo eléctrico y magnético. La propuesta de la Secretaría fue analizada en el seno del Comité sobre Campos Electromagnéticos y la Salud, donde el ENRE forma parte.

Se abordó, además de la problemática de los campos electromagnéticos, la relativa al impacto visual de las líneas de alta y media tensión y se adoptó una metodología en la consideración de este aspecto. Se acordaron, por otra parte, límites para los valores de radio interferencia, ruido audible y nivel sonoro en líneas de transporte y distribución de energía.

### **Actividades de Control desarrolladas**

La verificación del cumplimiento de las obligaciones ambientales por parte de los agentes del MEM fue efectuada a través de:

#### **Planes de Gestión Ambiental**

La revisión de las propuestas de Plan de Gestión Ambiental (PGA) efectuadas por las empresas y el seguimiento de las actividades comprometidas, a través de los informes

trimestrales de avance, ha mostrado ser un mecanismo idóneo como parte de las tareas de control. La cantidad de PGA aprobados durante el periodo ha sido de 27 (veintisiete).

El contenido de estos PGA, responde esencialmente a la Resolución ENRE N° 32/94. Atento a que en gran medida las tareas de remediación de situaciones detectadas durante el proceso de privatización se habían concluido en períodos anteriores, a partir de 1997, los programas principales de los PGA fueron los de monitoreo ambiental, capacitación de personal y preparación de planes de contingencia.

El manejo de las cuestiones ambientales se ha consolidado en las empresas del sector eléctrico. A partir de las resoluciones y el seguimiento del ENRE se han creado áreas específicas con responsabilidad sobre estos temas y se han dado pasos concretos en la implantación de Sistemas de Gestión Ambiental en cada una de ellas. Varios agentes han iniciado las tareas inherentes a la solicitud de su certificación en Normas ISO 14.000, lo que constituye un elocuente indicador de este proceso de cambio.

### **Auditorías ambientales**

La realización de auditorías ambientales, que constituye un complemento importante en la supervisión de las obligaciones ambientales no ha podido desarrollarse como hubiera sido conveniente, por falta de recursos presupuestarios. En especial se retrasó la iniciación del programa de auditorías en las instalaciones de transportistas y distribuidores. En cuanto a las centrales de generación térmica, se auditaron tres unidades de generación de Generadora Córdoba S.A., mediante la contratación de consultoría privada.

Los resultados de estas auditorías, indicaron un interesante compromiso empresarial con los aspectos ambientales, teniendo en cuenta que se trataba de una empresa que se había hecho cargo de esas unidades pocos meses antes de la fecha de la auditoría.

### **Medición de emisiones gaseosas de las centrales térmicas**

Tal como se ha mencionado en la introducción de este capítulo, se continuaron las campañas de monitoreo de emisiones a la atmósfera por parte de las centrales de generación térmica y se iniciaron los primeros pasos para orientar las futuras acciones del personal del Grupo Monitoreo Ambiental de la Comisión Nacional de Energía Atómica, hacia las auditorías de los registros de los propios operadores.

Durante 1997 se efectuaron 13 campañas cubriendo 15 centrales. Se constataron 2 vulneraciones a los límites de emisión establecidos por la Resolución SE N° 182/95, en cuyo caso se dio traslado de los antecedentes al departamento encargado de llevar adelante el sumario correspondiente.

A pesar que la cantidad de campañas realizadas en el período fue menor que en años anteriores, el paulatino ingreso al MEM de unidades menos nocivas para el medio

ambiente que utilizan gas natural como combustible y que poseen un mayor rendimiento energético, disminuyó sensiblemente la posibilidad de producción de situaciones de deterioro de la calidad del aire circundante a las centrales.

Sin perjuicio de ello, los operadores continuaron efectuando los autocontroles que establece la Resolución SE N° 182/95 y han remitido los resultados de ellos formando parte de los informes trimestrales de avance de los Planes de Gestión Ambiental.

Uno de los logros mas interesantes para la toma de decisiones y el análisis de la prospectiva de las emisiones, es la de poder contar con factores propios de emisión, para los tres parámetros regulados por la Resolución SE N° 182/95 (NOx, SO2 y MP). En el cuadro siguiente se presentan los valores para estos coeficientes, al 30 de diciembre de 1997, conjuntamente con las cifras totales de emisiones en el periodo y los consumos de combustible. La metodología utilizada para la asignación del consumo de Gas Natural entre equipos Turbo Vapor y Turbo Gas se obtuvieron de los registros de CAMMESA.

#### Emisión de Contaminantes a la Atmósfera desde las Centrales de Generación Térmica

Consumos de combustibles:			
AÑO	1995	1996	1997
Gas Natural	6,640,445	8,050,347	7,621,966
Fuel oil	479,734	614,826	342,004
Gas oil	20,37	43,47	17,376
Carbón	707,589	553,005	503,459

Expresados en toneladas y miles de m3.

Fuente : CAMMESA (informe anual 1997)

El consumo de Combustible durante 1997 en términos de tep es elocuente en cuanto a la participación del gas natural.

	tn/año	tep	%
Gas-oil	17,376	18939	0,24
Fuel oil	342,004	359104	5,61
Gas natural	7,621,966	7088428	91,12
Carbón	503,459	312144	4,01

La utilización de Gas natural fue : en TG 3.234.693 Dm3  
en TV 4.387.273 Dm3

#### EMISIONES TOTALES A LA ATMOSFERA (tn/año)

AÑO	1997
SO2	8.445
NOx	32.58
MP	1.134

Estos valores fueron calculados con los coeficientes de emisión del año 1997, los que constituyen un ajuste de los empleados hasta el año 1996.

<b>EMISIONES POR UNIDAD DE ENERGIA GENERADA (kg/Mwh generado)</b>			
AÑO	1995	1996	1997
NOx	1,09	1,15	1,12
SO2	0,41	0,35	0,29
MP	0,05	0,04	0,04

**COEFICIENTES DE EMISION DEL PARQUE TERMICO DE GENERACION - 1997  
(kg de contaminante por Dm3 o Tn de combustible quemado)**

COMBUSTIBLE	FUEL-OIL	GAS NATURAL	CARBÓN
TV			
NOx	6,09	3,16	5,22
SO2	7,26	0,31	9,00
MP	0,59	0,13	0,63
TG			
NOx		4,33	
SO2		0,022	
MP		0,014	

## Estudios Especiales

### Pliego Tipo: Condiciones Ambientales para la Construcción de Líneas de Alta Tensión

La construcción de líneas de transporte de energía en alta y extra alta tensión, produce una intervención en el medio ambiente de significación y sin duda es durante la etapa de construcción donde se producen los impactos negativos de mayor intensidad.

Los procedimientos de contratación para la construcción de esas obras, ha variado sustancialmente durante estos últimos años, en especial en cuanto al grado de preparación de la documentación técnica para llevar adelante los proyectos. Cada vez más recae en el contratista principal, la responsabilidad de la ejecución del proyecto ejecutivo de la línea y por ende de las tareas de campo para elaborarlo.

En la etapa de preparación del proyecto ejecutivo para esas líneas, están involucradas muchas decisiones que pueden optimizar ambientalmente el proyecto básico y sin duda durante la etapa constructiva, la observancia de cuidados en el manejo de los recursos ambientales que son intervenidos, tienen una notable incidencia sobre los impactos identificados.

Este hecho llevó al ENRE a encarar la elaboración de un Pliego Tipo de Condiciones Ambientales, a tener en cuenta durante las etapas de elaboración del proyecto ejecutivo y de la construcción de líneas de alta y extra alta tensión. Para tal objetivo se contrató una consultoría privada que elaboró un documento preliminar que fue girado en consulta a los transportistas y distribuidores integrantes del MEM.

Se encuentra a consideración del Directorio el proyecto de Resolución que propicia la inclusión de este documento, como parte de los pliegos de licitación de construcción de nuevas líneas, con los matices que correspondan a cada caso.

### **Metodología de las mediciones de emisiones a la atmósfera.**

La extracción de muestras de conductos y chimeneas a los efectos de evaluar las condiciones de las emisiones, constituye una tarea que debe ser estandarizada, tanto a los efectos de la representatividad de los datos que se obtengan, como de las eventuales responsabilidades que pudieran surgir del incumplimiento de los estándares ambientales vigentes.

Por ello se ha considerado conveniente, mientras se promulguen normas específicas por parte de los organismos de normalización, la adopción de un conjunto de procedimientos de reconocida validez a nivel internacional, a los que se le han efectuado ajustes que las adecuan a las condiciones propias del parque de generación instalado, sin invalidar su reproducibilidad y representatividad.

Esta elaboración ha contado con la colaboración de los generadores térmicos, agrupados en la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA) y de los consultores ambientales enrolados en la Cámara Empresaria de Medio Ambiente. El proceso de elaboración de esta normativa, se encuentra en proceso avanzado y se elevará a consideración del Directorio durante 1998.

### **Comité Técnico de Campos Electromagnéticos (CEM) y la Salud**

A los efectos de proceder al análisis de los aspectos sanitarios relacionados con los campos electromagnéticos producidos por los sistemas de transporte y distribución de energía eléctrica, a partir del mes de diciembre de 1997, se ha reunido en sede del ENRE un comité técnico integrado por representantes del Ministerio de Salud y Acción Social, de la Secretaría de Energía, de la Secretaría de Ciencia y Tecnología y del propio ENRE.

Durante las reuniones mantenidas en el año 1997, se analizó la propuesta de estándares de campos eléctricos y magnéticos propuestos por la Secretaría de Energía.

El Comité ha propuesto el desarrollo de un plan de actividades a iniciarse a partir del año 1998, en el que se han incluido entre otras, la operación de una base de datos actualizada sobre la incidencia de los CEM de baja frecuencia ( 50 Haz ) en la salud



humana, la continuación del programa de mediciones de CEM en el sistema eléctrico y el diseño y ejecución de actividades de investigación relacionadas con este tema. A estos fines se contará con la colaboración del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET).

El Marco Regulatorio diseña el nuevo mercado eléctrico y establece las reglas de su desenvolvimiento y, para que éste resulte conforme a la voluntad del legislador, en su artículo 54 concreta la creación del ENRE, preanunciada en el artículo 2º, apenas establecidos los objetivos de la política nacional eléctrica.

El ENRE es un organismo autárquico dentro de la administración del Estado, en el ámbito de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y Servicios Públicos. Se trata de una instancia especializada, a la cual deben someterse, de modo obligatorio, todas las controversias que se susciten entre los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista. En el caso de los usuarios finales no agentes del MEM, la instancia del ENRE es facultativa.

El ENRE tiene plena capacidad jurídica para actuar en los ámbitos del derecho público y privado, debiendo darse su propia estructura orgánica.

La autarquía expresa la idea de un organismo con facultades para administrarse de acuerdo a las normas de su creación. Las relaciones entre éste ente autárquico y el Poder Ejecutivo es a través de la Secretaría de Energía, jurisdicción que constituye la instancia de alzada en el cumplimiento de los pasos del Procedimiento Administrativo.

Queda claro que autarquía no implica independencia y que los fines del ENRE son funciones del Estado, y su accionar está sujeto al control administrativo de legitimidad, de oportunidad o ambos a la vez, que, indistintamente, ejercen sobre el ENRE la Auditoría General de la Nación que reporta al Congreso y la Sindicatura General de la Nación dependiente del Poder Ejecutivo.

El ENRE es dirigido y administrado por un Directorio integrado por cinco miembros, que permanecerán cinco años en sus cargos, de los cuales uno será su presidente, otro su vicepresidente y los restantes vocales. Todos deberán ser seleccionados entre personas con destacados antecedentes técnico-profesionales y designados por el Presidente de la República, previa comunicación al Congreso Nacional cuyo conocimiento habilitará al Poder Ejecutivo para producir el acto administrativo correspondiente. La Ley ha otorgado al Directorio las atribuciones propias de un organismo autárquico: puede contratar, fijar las remuneraciones y condiciones de empleo del personal del ente, formular el presupuesto general de gastos y cálculo de recursos que, a través del Poder Ejecutivo, elevará al Congreso para su aprobación

legislativa mediante la Ley General de Presupuesto del ejercicio correspondiente, y realizará todos los demás actos que sean necesarios para el cumplimiento de las funciones del organismo y los objetivos del Marco Regulatorio.

El Directorio del ENRE debe elaborar anualmente su presupuesto con criterio de razonabilidad. De alguna manera una cuota importante de razonabilidad está resguardada porque el proyecto de ese presupuesto debe ser previamente publicado para que los actores del mercado (que son los que, de acuerdo a la participación que han tenido en el ejercicio anterior en el agregado económico global del sistema eléctrico bajo jurisdicción del ENRE, se tienen que hacer cargo del aporte para el presupuesto del organismo), formulen sus objeciones fundadamente, si es que las tuvieran. De modo que quienes han de pagar la tasa de fiscalización y control fijada por el ENRE para sufragar los gastos que demanda su funcionamiento, han tenido oportunidad de conocer y opinar sobre el presupuesto del organismo, previamente al momento en que el Directorio lo girara al Congreso a través del Ejecutivo.

### Presupuesto del Ejercicio 1997

El Presupuesto de la Administración Nacional para el ejercicio 1997, sancionado por la Ley N° 24.764, fijó un presupuesto total para el organismo de \$ 18.000.000.

El siguiente cuadro muestra la Cuenta Ahorro -Inversión - Financiamiento (en pesos)

<b>I INGRESOS CORRIENTES</b>	<b>18.000.000</b>
Ingresos no tributarios	18.000.000
Tasa de Fiscalización y control	18.000.000
<b>II GASTOS CORRIENTES</b>	<b>12.965.220</b>
Gastos de consumo	12.129.377
Gastos Figurativos	835.843
<b>III Resultado Económico – AHORRO (I) – (II)</b>	<b>5.034.780</b>
<b>IV GASTOS DE CAPITAL</b>	<b>1.162.780</b>
Inversión Real Directa	1.162.780
<b>V RESULTADO FINANCIERO (III) – (IV)</b>	<b>3.872.000</b>
<b>VI APLICACIONES FINANCIERAS</b>	<b>3.872.000</b>
Inversión Financiera	3.872.000

Del cuadro se desprende que los gastos operativos del organismo expresados como gastos de consumo y de capital ascendieron a la suma de \$ 13.292.157; en tanto que los figurativos fueron de \$ 835.843. Estos gastos incluyen contribuciones figurativas del Ente Nacional Regulador de la Electricidad a la Secretaria General de la Presidencia de la Nación por \$ 585.000, al Tesoro Nacional por \$ 250.843 y excedentes financieros.

La transferencia al Tesoro Nacional se encuentra prevista en el segundo párrafo del artículo 1° de la Ley de Presupuesto, que determina que el Jefe de Gabinete de Ministros procederá a rebajar de los créditos aprobados un cierto importe, correspondiente a gastos y contribuciones figurativas, lo cual en el caso del ENRE tuvo el impacto que se detalle en el siguiente cuadro.

<b>CREDITOS POR INCISO</b>			
	<b>Créditos aprobados</b>	<b>DA N° 12/97</b>	<b>Reducción</b>
<b>I. Gastos corrientes y de capital</b>	<b>13.528.000</b>	<b>13.292.157</b>	<b>235.843</b>
Gastos en personal	5.826.000	5.826.000	0
Bienes de Consumo	340.000	331.501	8.499
Servicios no personales	6.125.000	5.971.876	153.124
Bienes de Uso	1.237.000	1.162.780	74.220
<b>II. Gastos Figurativos</b>	<b>600.000</b>	<b>835.843</b>	<b>-235.843</b>
Secret. Gral. Presidencia	600.000	585.000	15.000
Contribuc. al Tesoro Nacional	0	250.843	-250.843
<b>Total (I+II)</b>	<b>14.128.000</b>	<b>14.128.000</b>	<b>0</b>

Los gastos operativos, vinculados al cumplimiento del programa de regulación y contralor del mercado eléctrico, se vieron disminuidos respecto del año 1996, en \$ 2.028.853, o sea que evidenciaron una reducción del 13.2 %.

La Decisión Administrativa N° 419 del 25 de julio de 1997 modificó por compensación el presupuesto del ENRE en la suma de \$ 1.064.826. Dicha compensación disminuyó las Aplicaciones Financieras e incrementó en la misma suma los Bienes de Uso.

La medida contempló las compras y la renovación de equipos informáticos necesarios para que el organismo ejerza las funciones de contralor sobre las empresas prestadoras del servicio eléctrico y la programación de estudios e investigaciones.

El porcentaje de ejecución presupuestaria alcanzó un valor cercano al 97 %.

El Presupuesto Nacional aprobó una planta de Personal Permanente de 80 personas, compuesta por cinco (5) Directores y setenta y cinco (75) cargos previstos en el escalafón provisorio del ENRE.

### **Tasa de Fiscalización y Control**

El importe facturado en concepto de Tasa de Fiscalización y Control, en los términos previstos por los artículos 20, 66 y 67 de la Ley N° 24.065, ascendió a \$ 18.000.000, siendo abonada por los generadores, transportistas y distribuidores del Mercado Eléctrico Mayorista.

Al igual que en ejercicios anteriores, el índice de cobranza fue muy elevado, habiéndose aplicado en los casos de retraso en las cancelaciones lo previsto en el artículo 69 de la ley citada, y el cálculo de intereses fijado por Resolución ENRE N° 7/94.

El ENRE es auditado en sus procedimientos :

Internamente por la Unidad de Auditoría Interna (UAI) y la Sindicatura General de la Nación (SIGEN), organismo que depende del Poder Ejecutivo Nacional

Externamente por la Auditoría General de la Nación (AGN), organismo que depende del Poder Legislativo de la Nación a través de la Comisión Parlamentaria Mixta Revisora de Cuentas

### **Unidad de Auditoría Interna del ENRE**

#### **Dependencia**

La Unidad de Auditoría depende, jerárquicamente del Directorio y debe actuar coordinada técnicamente por la Sindicatura General de la Nación (SIGEN)

#### **Funciones**

La Unidad de auditoría es un servicio a toda la organización y consiste en un examen posterior de las actividades financieras y administrativas del ENRE, realizadas por los auditores que conforman la Unidad, utilizando el enfoque del modelo de control integral e integrado, el cual abarca fundamentalmente los aspectos presupuestarios, económicos, financieros, patrimoniales, normativos y de gestión de manera de asegurar la continua optimización de los niveles de eficiencia, eficacia y economía en la gestión. A los efectos de cumplir con las condiciones de imparcialidad y objetividad las funciones y actividades desarrolladas por la Unidad de Auditoría se mantienen desvinculadas de las operaciones sujetas a su examen.

Otra de sus funciones es la de asesorar al Directorio en la determinación de normas y procedimientos inherentes al sistema de control interno y evaluar el cumplimiento posterior de dicha normativa.

#### **Requisitos de los agentes que conforman la UAI**

Los requisitos de calidad técnica de los agentes que conforman la Unidad de Auditoría son aprobados y supervisados por la Sindicatura General de la Nación (SIGEN) en concordancia con lo establecido por la Ley 24.065.

## Supervisión

La Planificación Anual y Plurianual de la Unidad de Auditoría es evaluada y aprobada por el Organismo de Control Interno dependiente del Poder Ejecutivo Nacional, o sea la antes mencionada SIGEN.

La Unidad de Auditoría Interna realizó proyectos relacionados con los temas que a continuación se detallan:

### Auditorías efectuadas por la Unidad de Auditoría Interna- Período 1997

<b>Tema</b>	<b>Objeto</b>
Cierre de Ejercicio	Dar cumplimiento al punto A "Procedimientos de Auditoría relacionados con las actividades del día de cierre de ejercicio" del Anexo a la Resolución N° 152/95 SGN relativa a los procedimientos de cierre de ejercicio, en lo que hace al período terminado el 31 de diciembre de 1996.
Cuenta de Inversión	Cumplimentar lo requerido en el acápite I.b) de la Circular N° 7/96-SGN, al respecto de: a) la concordancia entre la ejecución presupuestaria procesada y remitida por la Contaduría General de la Nación para su validación por parte del S.A.F. (artículo 6° de la Resolución 136/96- SH.), con la información contenida en los registros del S.A.F. del Organismo. b) El cumplimiento de lo requerido en el artículo 6°, primera parte, de la Resolución 136/96- SH, en relación a los plazos de presentación a la Contaduría General de la Nación de la conformidad del Organismo a la información precedentemente indicada.
Cierre de Ejercicio	Dar cumplimiento al punto B "Procedimientos de Auditoría posteriores correspondientes a las actividades de cierre de ejercicio" del Anexo a la Resolución N° 152/95 SGN relativa a los procedimientos de cierre de ejercicio, en lo que hace al período terminado el 31 de diciembre de 1996.
Cuenta de Inversión	Cumplimentar lo requerido en la Circular N° 7/96-SGN al respecto de la documentación indicada en los Capítulos I y II del artículo 8° de la Resolución N° 136/96 de la Secretaría de Hacienda, a ser presentada por el ENRE a la Contaduría General de la Nación antes del 31 de enero de 1997.
Cuenta de Inversión	Cumplimentar lo requerido en la Circular N° 7/96- SGN al respecto de la documentación referida al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 1996 indicada en el artículo 8° de la Resolución N° 136/96 de la Secretaría de Hacienda- Balance General, Estado de Recursos y Gastos Corrientes; Estado de Origen y Aplicación de Fondos; y Estado de Evolución del Patrimonio Neto, a ser presentada por el ENRE a la Contaduría General de la Nación hasta el 28 de febrero de 1997.
Movimiento de Fondos	Verificar la cancelación a su primer vencimiento de los pagos correspondientes a los servicios básicos. (Circular N° 6/95-SGN)

Movimiento de Fondos	Realización de arquezos sorpresivos en los fondos fijos existentes en el Organismo.
Cumplimiento de Normativa	Dar cumplimiento a las disposiciones previstas en el Decreto N° 290/95 y sus modificatorios.
Compras y Contrataciones	Revisión de los procedimientos utilizados en los procesos de selección y formalización de contrataciones por locación de servicios.
Compras y Contrataciones	Examinar el cumplimiento de las disposiciones contenidas en la Resolución N° 157/95-SGN en relación con las contrataciones de bienes y servicios informáticos y comunicaciones asociadas.
Personal	Dar satisfacción a lo requerido en la Circular N° 1/97 SGN e Instructivo de Trabajo mediante la verificación del cumplimiento de las normas en materia de racionalización del personal en el marco de la Ley N° 24.629, sus decretos reglamentarios y resoluciones complementarias, en especial en lo relativo a cargos suprimidos a partir de la nueva estructura organizativa aprobada y agentes incorporados al Fondo de Reversión Laboral.
Personal	Evaluar la gestión de Recursos Humanos a partir de la información proporcionada por los Sistemas Informáticos.
Sistemas	Evaluar la gestión interna en relación con la optimización de los sistemas computarizados utilizados en el ENRE.
Sistemas	Realizar una Auditoría Sistemática de la efectividad y confiabilidad de los aspectos de procesamiento y de control, seguridad y auditabilidad del sistema informático comercial de EDENOR S.A., así como de la calidad, representatividad y utilidad de la información que éste proporciona a los clientes y al ENRE.
Circuitos Administrativos	Verificar el cumplimiento del régimen de adelantos de sueldos para el personal de planta permanente.
Cumplimiento de la Normativa	Verificar el cumplimiento de lo establecido en el Art. 2° del Decreto 494/95
Ejecución Presupuestaria	Analizar la ejecución financiera trimestral y anual del presupuesto del Ente Nacional Regulador de la Electricidad para el año 1997.
Control de prestaciones	Evaluar las actividades desarrolladas por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad, en lo referente a una de las funciones asignadas por la Ley N° 24.065, cual es la de velar por la protección de la seguridad pública, en la construcción y operación de los sistemas de distribución de electricidad.
Control de prestaciones	Analizar la gestión desarrollada por el Departamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, en lo referente a la organización y seguimiento de las campañas de medición definidas por la reglamentación vigente.



Control de prestaciones            Evaluar la gestión del sector en relación a los sistemas de control implementados para atender los aspectos relacionados con la contaminación ambiental en instalaciones de generación, transmisión y distribución.

*Se han agrupado en un solo ítem las auditorías repetitivas.*

## **Sindicatura General de la Nación (SIGEN)**

La Sindicatura General de la Nación (SIGEN), órgano rector del sistema de control interno que depende del Presidente de la Nación, se encuentra facultado según lo dispuesto en el art. 104 de la Ley 24.156 para:

Dictar y aplicar normas de control interno, las que deberán ser coordinadas con la Auditoría General de la Nación;

Emitir y supervisar la aplicación, por parte de las unidades correspondientes, de las normas de auditoría interna;

Realizar o coordinar la realización por parte de estudios profesionales de auditores independientes, de auditorías financieras, de legalidad y de gestión, investigaciones especiales, pericias de carácter financiero o de otro tipo, así como orientar la evaluación de programas, proyectos y operaciones;

Vigilar el cumplimiento de las normas contables, emanadas de la Contaduría General de la Nación;

Supervisar el adecuado funcionamiento del sistema de control interno, facilitando el desarrollo de las actividades de la Auditoría General de la Nación;

Establecer requisitos de calidad técnica para el personal de las unidades de auditoría interna;

Aprobar los planes anuales de trabajo de las unidades de auditoría interna, orientar y supervisar su ejecución y resultado;

Comprobar la puesta en práctica, por los organismos controlados, de las observaciones y recomendaciones efectuadas por las unidades de auditoría interna y acordadas con los respectivos responsables;

Atender los pedidos de asesoría que le formulen el Poder Ejecutivo Nacional y las autoridades de sus jurisdicciones y entidades en materia de control y auditoría;

Formular directamente a los órganos comprendidos en el ámbito de su competencia, recomendaciones tendientes a asegurar el adecuado cumplimiento normativo, la correcta aplicación de las reglas de auditoría interna y de los criterios de economía, eficiencia y eficacia;

Poner en conocimiento del Presidente de la Nación los actos que hubiesen acarreado o estime puedan acarrear significativos perjuicios para el patrimonio público;

En virtud de lo descripto precedentemente la Sindicatura General de la Nación realizó las siguientes tareas durante 1997:

### **Auditorías realizadas por SIGEN en el período 1997**

<b>Tema</b>	<b>Objeto</b>
Control de Prestaciones	Normas de Calidad del Servicio Público- Segunda etapa
Planeamiento Anual y Plurianual de la UAI	Análisis y aprobación del Planeamiento y Plan Ciclo elaborado por la UAI para el ejercicio 1998
Supervisión de Informes de la UAI	Evaluación de la ejecución del cumplimiento del Planeamiento Anual para 1996
Supervisión de Informes de la UAI	Evaluación de la ejecución del cumplimiento del Planeamiento para 1997 – Primer Semestre

### **Auditoría General de la Nación (AGN)**

La Auditoría General de la Nación (AGN) depende del Congreso de la Nación y está dotada de personería jurídica propia e independencia funcional y financiera.

En el art. 118 de la Ley N° 24.156 se encuentran previstas, entre otras, las siguientes funciones para la AGN:

Fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias en relación con la utilización de los recursos del Estado, una vez dictados los actos correspondientes;

Realizar auditorías financieras, de legalidad, de gestión, exámenes especiales de las jurisdicciones y de las entidades bajo su control, así como las evaluaciones de programas, proyectos y operaciones;

Examinar y emitir dictámenes sobre los estados contables financieros de los organismos de la administración nacional, preparados al cierre de cada ejercicio;

Realizar exámenes especiales de actos y contratos de significación económica, por sí o por indicación de las Cámaras del Congreso o de la Comisión Parlamentaria Mixta Revisora de Cuentas;

Verificar que los órganos de la Administración mantengan el registro patrimonial de sus funcionarios públicos.

En virtud de lo descripto precedentemente la Auditoría General de la Nación efectuó las siguientes tareas durante 1997:

<b>Tema</b>	<b>Objeto</b>
Control de Prestaciones	Accionar del Ente en la Atención y Resolución de los Reclamos de los Usuarios del Servicio Eléctrico. Informe Preliminar o Actuación AGN N°622/96 del 21/7/97 Informe Final o Resolución AGN N°58/98 del 21/05/98.
Control de Prestaciones	Verificación de los controles efectuados por el Ente con relación a las Obras ejecutadas en la Vía Pública por parte de las Empresas prestadoras del servicio. Informe Preliminar o Actuación AGN N°476/97 del 31/07/98. Informe Final o Resolución AGN N°114/98 del 23/04/98.
Control de Prestaciones	Verificación de los procedimientos aplicados para la determinación de ajustes de tarifas para las Distribuidoras de Energía Eléctrica. Informe Preliminar o Actuación AGN N°537/97 del 21/10/98
Control de Prestaciones	Cumplimiento de las normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones, correspondientes al primer semestre de la Etapa 2, para las empresas EDENOR y EDESUR S.A. Informe Preliminar o Actuación AGN N° 910/97 del 21/10/98. Informe Final o Resolución AGN N° 9/99. El ENRE no ha recibido aún el Informe Final o Resolución de la AGN.
Ambiente de Control	Evaluación integral de la estructura de control interno representado por el ambiente de control del ENRE en cuanto a la existencia, efectividad en la continuidad de la operación. Informe Preliminar o Actuación AGN N°923/97 del 23/07/98. Informe Final o Resolución AGN N°159/98 del 23/10/98.





## CONCLUSIONES

1997 ha sido otro año muy satisfactorio para el sector eléctrico. Por un lado, porque se mantuvo ininterrumpido el flujo de inversiones hacia el segmento de la producción. Por el otro, porque el transporte ha comenzado a definir positivamente los mecanismos destinados a asegurar las ampliaciones que el sistema requiere, toda vez que la insuficiencia de la capacidad de transporte fue desde un comienzo el eslabón más débil de la cadena.

En cuanto a la distribución, en las áreas de concesión correspondientes a EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP SA, la calidad de servicio continuó mejorando respecto del inicio de la privatización. En cuanto a las tarifas, se observó una caída de la tarifa media residencial y un aumento de la tarifa media para la industria aunque en términos reales siguieron su curso a la baja.

Son coincidentes las opiniones acerca de los éxitos alcanzados por la transformación y privatización del mercado eléctrico argentino, sustentados, en primer término, en el correcto diseño de su marco regulatorio y la cobertura legislativa otorgada al mismo, como también debido a la constitución del ente regulador y la designación de los miembros que han integrado su Directorio.

En diversas reuniones internacionales se ha reiterado el asombro producido por la acelerada reversión del cuasi colapso que padecía el sector eléctrico en 1989. En la situación actual, el sector se caracteriza por una oferta abundante y un transporte y distribución de electricidad que satisfacen adecuadamente la demanda creciente de los usuarios.

No podemos dejar de mencionar, antes de finalizar, una circunstancia que los concesionarios de la distribución plantean en cuanto oportunidad consideran oportuno hacerlo: que los parámetros de calidad a los que deben responder son más severos que los exigidos a los transportistas puesto que soportan sanciones por fallas de calidad de las que no se sienten responsables. Esta visión no es necesariamente compartida por el ENRE por cuanto uno de los pilares del éxito de la transformación ha sido el mantenimiento de las reglas de juego iniciales. Sin embargo, se observa una cierta morosidad en encarar obras de ampliación del sistema de transmisión que atenuarían o harían desaparecer aquella imagen, especialmente en los sistemas de distribución troncal, debida tal vez a la debilidad de las señales económicas adecuadas. Por ello es necesario contemplar la revisión de las normas establecidas para la ampliación del

transporte, para favorecer y agilizar las iniciativas que tengan ese objetivo. Es necesario destacar, con respecto a lo anterior, que es necesario introducir nuevos criterios, particularmente la posibilidad de que la Secretaría de Energía puedan tener mayor fuerza en sus iniciativas para estimular la confiabilidad y seguridad en la operación del sistema.

La institución regulatoria está haciendo sus primeras experiencias en Argentina, pero los observadores internacionales tanto como los analistas locales han reconocido que el ENRE, que tuvo origen en una Ley del Congreso y cuyos Directorios han sido designados invariablemente a través de los procedimientos establecidos por la Ley 24.065, ha ajustado su gestión a los criterios de eficacia más universalmente aceptados en materia de regulación de servicios públicos.

Estas son las principales conclusiones que el Directorio quiere ofrecer al finalizar el presente informe: el sector eléctrico tiene un comportamiento correcto y satisfactorio y el organismo regulador cumple el rol que la ley le ha asignado, y que el interés público aconseja, con la satisfacción de los actores del sistema y de los usuarios.











**EDENOR S.A. - CUADRO TARIFARIO**

		<b>INICIAL</b>	<b>Resolución</b>	<b>Resolución</b>	<b>Resolución</b>	<b>Resolución</b>	<b>Resolución</b>
		<b>Septiembre '92</b>	<b>ENRE 113/97</b>	<b>ENRE 448/97</b>	<b>ENRE 716/97</b>	<b>ENRE 993/97</b>	<b>ENRE 114/98</b>
			<b>Febrero '97</b>	<b>Mayo '97</b>	<b>Agosto '97</b>	<b>Noviembre '97</b>	<b>Febrero '98</b>
T1-RI CF	\$\$-bim	2.54	4.04	4.07	4.14	4.64	4.40
T1-RI CV	\$/KWh	0.061	0.083	0.082	0.083	0.081	0.082
T1-R2 CF	\$\$-bim	13.04	14.61	14.78	14.99	16.59	15.84
T1-R2 CV	\$/KWh	0.056	0.048	0.046	0.046	0.041	0.044
T1-G1 CF	\$\$-bim	6.35	7.14	7.20	7.36	8.54	7.97
T1-G1 CV	\$/KWh	0.108	0.106	0.104	0.105	0.105	0.106
T1-G2 CF	\$\$-bim	47.14	52.94	53.35	54.35	61.07	58.03
T1-G2 CV	\$/KWh	0.083	0.078	0.076	0.076	0.072	0.075
T1-G3 CF	\$\$-bim	127.91	143.87	144.92	147.16	162.51	155.91
T1-G3 CV	\$/KWh	0.063	0.055	0.052	0.053	0.046	0.050
T1-AP	\$/KWh	0.074	0.068	0.067	0.069	0.071	0.070
T2 CP	\$/KW-mes	6.69	7.50	7.56	7.71	8.87	8.31
T2 CE	\$/KWh	0.067	0.062	0.060	0.061	0.060	0.061
T3-BT CPP	\$/KW-mes	7.09	7.93	8.00	8.15	9.31	8.75
T3-BT CPF	\$/KW-mes	4.81	5.21	5.25	5.25	5.25	5.25
T3-BT CEP	\$/KWh	0.048	0.040	0.042	0.041	0.037	0.037
T3-BT CER	\$/KWh	0.048	0.040	0.037	0.039	0.038	0.039
T3-BT CEV	\$/KWh	0.047	0.038	0.036	0.038	0.037	0.038
T3-MT CPP	\$/KW-mes	4.02	4.60	4.64	4.79	5.88	5.35
T3-MT CPF	\$/KW-mes	2.66	2.88	2.90	2.90	2.91	2.91
T3-MT CEP	\$/KWh	0.046	0.038	0.040	0.039	0.035	0.035
T3-MT CER	\$/KWh	0.046	0.038	0.036	0.037	0.036	0.037
T3-MT CEV	\$/KWh	0.044	0.036	0.034	0.036	0.035	0.036
T3-AT CPP	\$/KW-mes	2.07	2.47	2.50	2.63	3.67	3.17
T3-AT CPF	\$/KW-mes	0.40	0.43	0.44	0.44	0.44	0.44
T3-AT CEP	\$/KWh	0.043	0.037	0.038	0.037	0.034	0.034
T3-AT CER	\$/KWh	0.043	0.037	0.034	0.035	0.035	0.036
T3-AT CEV	\$/KWh	0.042	0.035	0.032	0.035	0.033	0.035
<b>TARIFAS SERVICIO PEAJE</b>							
T3-BT CPP	\$/MW-mes		6.016	6.064	6.083	6.230	6.161
T3-BT CPF	\$/MW-mes		5.211	5.252	5.252	5.255	5.255
T3-BT CEP	\$/MWh		4.56	4.73	4.60	4.18	4.18
T3-BT CER	\$/MWh		4.58	4.25	4.40	4.34	4.46
T3-BT CEV	\$/MWh		4.32	4.04	4.33	4.16	4.31
T3-MT CPP	\$/MW-mes		2.686	2.708	2.718	2.800	2.761
T3-MT CPF	\$/MW-mes		2.882	2.904	2.904	2.906	2.906
T3-MT CEP	\$/MWh		2.56	2.66	2.59	2.35	2.35
T3-MT CER	\$/MWh		2.58	2.39	2.47	2.44	2.51
T3-MT CEV	\$/MWh		2.43	2.28	2.43	2.34	2.43
T3-AT CPP	\$/MW-mes		556	560	564	595	580
T3-AT CPF	\$/MW-mes		433	437	437	437	437
T3-AT CEP	\$/MWh		1.00	1.04	1.01	0.91	0.91
T3-AT CER	\$/MWh		1.00	0.93	0.96	0.95	0.98
T3-AT CEV	\$/MWh		0.95	0.88	0.95	0.91	0.94
<b>SERVICIO DE REHABILITACIÓN</b>							
T1-R	\$		5.00	5.00	5.00	5.05	5.05
T1-G Y T1-AP	\$		30.10	30.35	30.35	30.35	30.35
T2 Y T3	\$		79.75	80.35	80.35	80.40	80.40
<b>CONEXIONES DOMICILIARIAS COMUNES</b>							
Aéreas Monofásicas	\$		60.65	61.15	61.15	61.20	61.20
Subterráneas	\$		188.50	190.00	190.00	190.10	190.10
Aéreas Trifásicas	\$		144.85	115.75	115.75	115.80	115.80
Subterráneas Trifásicas	\$		288.20	290.45	290.45	290.60	290.60
<b>ESPECIALES</b>							
Aéreas Monofásicas	\$		159.25	160.50	160.50	160.60	160.60
Subterráneas	\$		512.45	516.45	516.45	516.75	516.75
Aéreas Trifásicas	\$		280.60	282.80	282.80	282.95	282.95
Subterráneas Trifásicas	\$		529.80	533.90	533.90	534.25	534.25

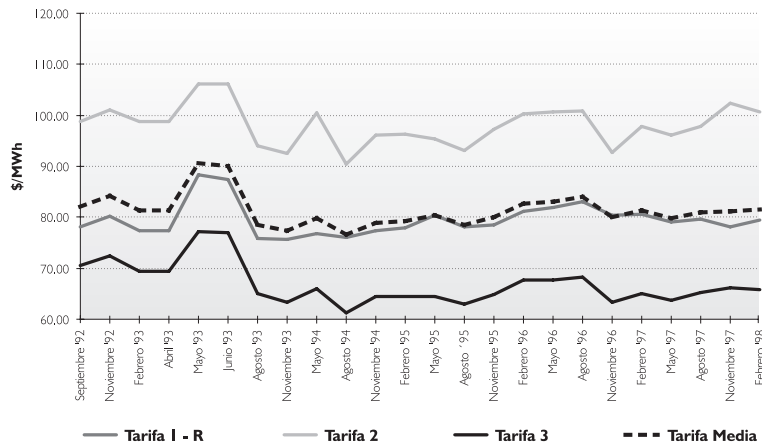
**EDESUR S.A. - CUADRO TARIFARIO**

		<b>INICIAL</b> Septiembre '92	<b>Resolución</b> <b>ENRE 113/97</b> Febrero '97	<b>Resolución</b> <b>ENRE 448/97</b> Mayo '97	<b>Resolución</b> <b>ENRE 716/97</b> Agosto '97	<b>Resolución</b> <b>ENRE 993/97</b> Noviembre '97	<b>Resolución</b> <b>ENRE 114/98</b> Febrero '98
T1-RI CF	\$/bim	2.54	4.14	4.09	4.12	4.66	4.39
T1-RI CV	\$/KWh	0.061	0.084	0.083	0.083	0.081	0.083
T1-R2 CF	\$/bim	13.04	14.96	14.84	14.92	16.66	15.81
T1-R2 CV	\$/KWh	0.056	0.048	0.047	0.047	0.041	0.045
T1-G1 CF	\$/bim	6.35	7.37	7.25	7.32	8.60	7.96
T1-G1 CV	\$/KWh	0.108	0.107	0.105	0.105	0.104	0.106
T1-G2 CF	\$/bim	47.14	54.39	53.65	54.08	61.32	57.96
T1-G2 CV	\$/KWh	0.083	0.077	0.076	0.076	0.072	0.075
T1-G3 CF	\$/bim	127.91	146.99	145.35	146.23	162.44	155.22
T1-G3 CV	\$/KWh	0.063	0.054	0.053	0.053	0.046	0.050
T1-AP	\$/KWh	0.074	0.071	0.069	0.070	0.073	0.072
T2 CP	\$/KW-mes	6.69	7.73	7.61	7.67	8.93	8.30
T2 CE	\$/KWh	0.067	0.062	0.060	0.061	0.060	0.062
T3-BT CPP	\$/KW-mes	7.09	8.16	8.05	8.11	9.36	8.74
T3-BT CPF	\$/KW-mes	4.81	5.21	5.25	5.25	5.25	5.25
T3-BT CEP	\$/KWh	0.048	0.041	0.042	0.041	0.038	0.038
T3-BT CER	\$/KWh	0.048	0.040	0.038	0.038	0.038	0.039
T3-BT CEV	\$/KWh	0.047	0.041	0.038	0.040	0.039	0.041
T3-MT CPP	\$/KW-mes	4.02	4.82	4.69	4.75	5.93	5.34
T3-MT CPF	\$/KW-mes	2.66	2.88	2.90	2.90	2.91	2.91
T3-MT CEP	\$/KWh	0.046	0.039	0.040	0.039	0.036	0.036
T3-MT CER	\$/KWh	0.046	0.038	0.036	0.036	0.036	0.038
T3-MT CEV	\$/KWh	0.044	0.039	0.036	0.038	0.037	0.039
T3-AT CPP	\$/KW-mes	2.07	2.68	2.54	2.60	3.72	3.16
T3-AT CPF	\$/KW-mes	0.40	0.43	0.44	0.44	0.44	0.44
T3-AT CEP	\$/KWh	0.043	0.037	0.038	0.037	0.034	0.034
T3-AT CER	\$/KWh	0.043	0.037	0.034	0.035	0.034	0.036
T3-AT CEV	\$/KWh	0.042	0.037	0.035	0.036	0.036	0.038
<b>TARIFAS SERVICIO PEAJE</b>							
T3-BT CPP	\$/MW-mes		6,045	6,069	6,077	6,237	6,159
T3-BT CPF	\$/MW-mes		5,211	5,252	5,252	5,255	5,255
T3-BT CEP	\$/MWh		4,60	4,74	4,61	4,28	4,29
T3-BT CER	\$/MWh		4,59	4,29	4,35	4,26	4,48
T3-BT CEV	\$/MWh		4,62	4,31	4,53	4,44	4,71
T3-MT CPP	\$/MW-mes		2,702	2,711	2,715	2,803	2,760
T3-MT CPF	\$/MW-mes		2,882	2,904	2,904	2,906	2,906
T3-MT CEP	\$/MWh		2,59	2,67	2,59	2,40	2,41
T3-MT CER	\$/MWh		2,58	2,41	2,45	2,40	2,52
T3-MT CEV	\$/MWh		2,60	2,42	2,55	2,50	2,65
T3-AT CPP	\$/MW-mes		562	562	563	596	580
T3-AT CPF	\$/MW-mes		433	437	437	437	437
T3-AT CEP	\$/MWh		1,01	1,04	1,01	0,94	0,94
T3-AT CER	\$/MWh		1,00	0,94	0,95	0,93	0,98
T3-AT CEV	\$/MWh		1,01	0,94	0,99	0,97	1,03
<b>SERVICIO DE REHABILITACIÓN</b>							
T1-R	\$		5.00	5.00	5.00	5.05	5.05
T1-G Y T1-AP	\$		30.10	30.35	30.35	30.35	30.35
T2 Y T3	\$		79.75	80.35	80.35	80.40	80.40
<b>CONEXIONES DOMICILIARIAS COMUNES</b>							
Aéreas Monofásicas	\$		60.65	61.15	61.15	61.20	61.20
Subterráneas	\$		188.50	190.00	190.00	190.10	190.10
Aéreas Trifásicas	\$		114.85	115.75	115.75	115.80	115.80
Subterráneas Trifásicas	\$		288.20	290.45	290.45	290.60	290.60
<b>ESPECIALES</b>							
Aéreas Monofásicas	\$		159.25	160.50	160.50	160.60	160.60
Subterráneas	\$		512.45	516.45	516.45	516.75	516.75
Aéreas Trifásicas	\$		280.60	282.80	282.80	282.95	282.95
Subterráneas Trifásicas	\$		529.80	533.90	533.90	534.25	534.25

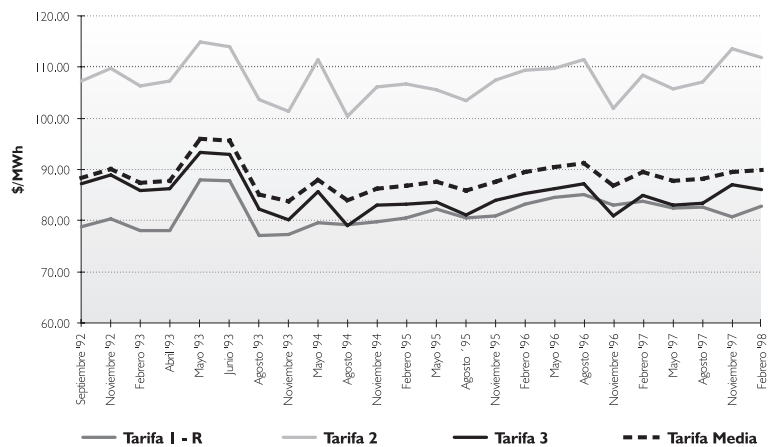
**EDELAP S.A. - CUADRO TARIFARIO**

		<b>INICIAL</b>	<b>Resolución</b>	<b>Resolución</b>	<b>Resolución</b>	<b>Resolución</b>	<b>Resolución</b>
		<b>Diciembre '92</b>	<b>ENRE 117/97</b>	<b>ENRE 449/97</b>	<b>ENRE 715/97</b>	<b>ENRE 994/97</b>	<b>ENRE 115/98</b>
			<b>Febrero '97</b>	<b>Mayo '97</b>	<b>Agosto '97</b>	<b>Noviembre '97</b>	<b>Febrero '98</b>
T1-RI CF	\$/bim	2.54	3.99	3.94	4.04	4.53	4.26
T1-RI CV	\$/KWh	0.061	0.082	0.081	0.080	0.078	0.078
T1-R2 CF	\$/bim	13.04	14.47	14.29	14.66	16.29	15.43
T1-R2 CV	\$/KWh	0.056	0.047	0.047	0.044	0.039	0.041
T1-G1 CF	\$/bim	6.35	7.03	6.88	7.11	8.29	7.65
T1-G1 CV	\$/KWh	0.108	0.105	0.103	0.102	0.101	0.102
T1-G2 CF	\$/bim	47.14	52.25	51.28	52.84	59.64	56.19
T1-G2 CV	\$/KWh	0.083	0.077	0.076	0.074	0.069	0.072
T1-G3 CF	\$/bim	127.91	142.65	140.18	143.94	159.49	152.29
T1-G3 CV	\$/KWh	0.063	0.054	0.053	0.051	0.044	0.047
T1-AP	\$/KWh	0.074	0.064	0.064	0.064	0.066	0.063
T2 CP	\$/KW-mes	6.69	7.39	7.24	7.47	8.63	8.00
T2 CE	\$/KWh	0.067	0.060	0.058	0.057	0.056	0.056
T3-BT CPP	\$/KW-mes	7.09	7.82	7.68	7.91	9.06	8.44
T3-BT CPF	\$/KW-mes	4.81	5.21	5.25	5.25	5.25	5.25
T3-BT CEP	\$/KWh	0.048	0.039	0.041	0.039	0.035	0.034
T3-BT CER	\$/KWh	0.048	0.039	0.037	0.036	0.035	0.036
T3-BT CEV	\$/KWh	0.047	0.034	0.033	0.033	0.033	0.031
T3-MT CPP	\$/KW-mes	4.02	4.50	4.34	4.56	5.65	5.05
T3-MT CPF	\$/KW-mes	2.66	2.88	2.90	2.90	2.91	2.91
T3-MT CEP	\$/KWh	0.046	0.037	0.039	0.037	0.033	0.032
T3-MT CER	\$/KWh	0.046	0.037	0.035	0.034	0.033	0.034
T3-MT CEV	\$/KWh	0.044	0.032	0.031	0.031	0.031	0.030
T3-AT CPP	\$/KW-mes	2.07	2.37	2.21	2.42	3.45	2.89
T3-AT CPF	\$/KW-mes	0.40	0.43	0.44	0.44	0.44	0.44
T3-AT CEP	\$/KWh	0.043	0.036	0.037	0.035	0.032	0.031
T3-AT CER	\$/KWh	0.043	0.036	0.034	0.032	0.032	0.033
T3-AT CEV	\$/KWh	0.042	0.031	0.030	0.030	0.030	0.029
<b>TARIFAS SERVICIO PEAJE</b>							
T3-BT CPP	\$/KW-mes		6.003	6.024	6.052	6.200	6.121
T3-BT CPF	\$/KW-mes		5.211	5.252	5.252	5.255	5.255
T3-BT CEP	\$/KWh		4.47	4.67	4.40	3.93	3.85
T3-BT CER	\$/KWh		4.46	4.18	4.03	3.92	4.05
T3-BT CEV	\$/KWh		3.85	3.71	3.72	3.70	3.56
T3-MT CPP	\$/KW-mes		2.679	2.686	2.702	2.783	2.739
T3-MT CPF	\$/KW-mes		2.882	2.904	2.904	2.906	2.906
T3-MT CEP	\$/KWh		2.51	2.62	2.47	2.21	2.17
T3-MT CER	\$/KWh		2.51	2.35	2.27	2.21	2.28
T3-MT CEV	\$/KWh		2.17	2.08	2.09	2.08	2.00
T3-AT CPP	\$/KW-mes		553	552	558	588	572
T3-AT CPF	\$/KW-mes		433	437	437	437	437
T3-AT CEP	\$/KWh		0.98	1.02	0.96	0.86	0.84
T3-AT CER	\$/KWh		0.98	0.91	0.88	0.86	0.89
T3-AT CEV	\$/KWh		0.84	0.81	0.81	0.81	0.78
<b>SERVICIO DE REHABILITACIÓN</b>							
T1-R	\$		5.00	5.00	5.00	5.05	5.05
T1-G Y T1-AP	\$		30.10	30.35	30.35	30.35	30.35
T2 Y T3	\$		79.75	80.35	80.35	80.40	80.40
<b>CONEXIONES DOMICILIARIAS COMUNES</b>							
Aéreas Monofásicas	\$		60.65	61.15	61.15	61.20	61.20
Subterráneas	\$		188.50	190.00	190.00	190.10	190.10
Aéreas Trifásicas	\$		114.85	115.75	115.75	115.80	115.80
Subterráneas Trifásicas	\$		288.20	290.45	290.45	290.60	290.60
<b>ESPECIALES</b>							
Aéreas Monofásicas	\$		159.25	160.50	160.50	160.60	160.60
Subterráneas	\$		512.45	516.45	516.45	516.75	516.75
Aéreas Trifásicas	\$		280.60	282.80	282.80	282.95	282.95
Subterráneas Trifásicas	\$		529.80	533.90	533.90	534.25	534.25

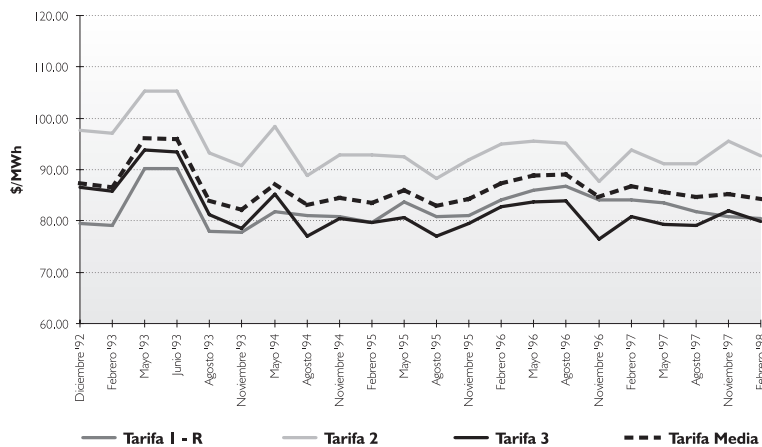
### EDENOR S.A. - Evolución de la Tarifa Media desde la Privatización



### EDESUR S.A. - Evolución de la Tarifa Media desde la Privatización



### EDELAP S.A. - Evolución de la Tarifa Media desde la Privatización



**EDENOR S.A. - Tarifas Monómicas según Estructura Año 1996**

	<b>INICIAL Septiembre '92</b>	<b>Resolución ENRE 113/97 Febrero '97</b>	<b>Resolución ENRE 448/97 Mayo '97</b>	<b>Resolución ENRE 716/97 Agosto '97</b>	<b>Resolución ENRE 993/97 Noviembre '97</b>	<b>Resolución ENRE 114/98 Febrero '98</b>
Tarifa I - R	85.25	80.76	79.25	79.84	78.33	79.56
Tarifa I - R1	110.28	108.76	107.96	109.40	110.59	110.06
Tarifa I - R2	78.60	73.32	71.61	71.98	69.75	71.45
Tarifa I - G	112.10	110.59	108.62	109.71	110.41	111.09
Tarifa I - G1	124.10	124.10	122.25	123.66	126.65	126.20
Tarifa I - G2	103.74	101.30	99.48	99.92	98.87	100.54
Tarifa I - G3	81.11	75.37	72.52	73.84	69.01	72.07
Tarifa I - AP	74.00	68.00	67.00	69.00	71.00	70.00
Tarifa 2	99.12	98.01	96.30	98.02	102.59	100.90
Tarifa 3	70.68	65.16	63.90	65.30	66.27	65.82
Tarifa 3 - BT	80.37	75.50	74.01	75.73	76.83	76.31
Tarifa 3 - MT	61.98	55.88	54.83	55.94	56.79	56.41
Tarifa 3 - AT	S.U.	S.U.	S.U.	S.U.	S.U.	S.U.
<b>Total</b>	<b>85.66</b>	<b>81.54</b>	<b>80.04</b>	<b>81.10</b>	<b>81.32</b>	<b>81.62</b>
Variac. c/anterior		1.72%	-1.84%	1.32%	0.27%	0.38%
Variación con Sept.'92		-4.81%	-6.56%	-5.33%	-5.07%	-4.71%

**EDESUR S.A. - Tarifas Monómicas según Estructura Año 1996**

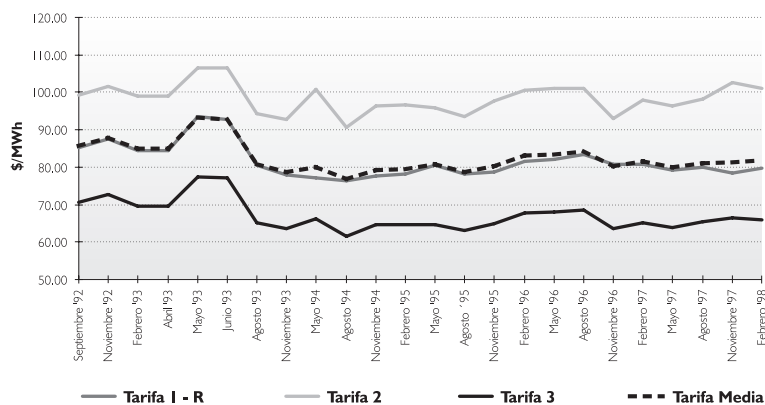
	<b>INICIAL Septiembre '92</b>	<b>Resolución ENRE 113/97 Febrero '97</b>	<b>Resolución ENRE 448/97 Mayo '97</b>	<b>Resolución ENRE 716/97 Agosto '97</b>	<b>Resolución ENRE 993/97 Noviembre '97</b>	<b>Resolución ENRE 114/98 Febrero '98</b>
Tarifa I - R	86.96	83.55	82.31	82.46	80.64	82.58
Tarifa I - R1	109.44	109.44	108.13	108.32	109.64	109.98
Tarifa I - R2	79.27	74.70	73.48	73.62	70.73	73.21
Tarifa I - G	109.80	108.58	106.77	106.93	106.93	108.16
Tarifa I - G1	123.45	124.94	122.64	122.81	124.93	125.37
Tarifa I - G2	102.76	99.79	98.48	98.66	97.70	99.29
Tarifa I - G3	80.29	73.87	72.65	72.76	67.96	70.98
Tarifa I - AP	74.00	71.00	69.00	70.00	73.00	72.00
Tarifa 2	106.99	108.21	105.49	106.85	113.38	111.62
Tarifa 3	86.99	84.67	82.81	83.17	86.90	85.91
Tarifa 3 - BT	101.07	99.92	98.09	98.44	102.78	101.25
Tarifa 3 - MT	67.77	63.85	61.95	62.32	65.21	64.95
Tarifa 3 - AT	S.U.	S.U.	S.U.	S.U.	S.U.	S.U.
<b>Total</b>	<b>91.59</b>	<b>89.36</b>	<b>87.64</b>	<b>88.04</b>	<b>89.39</b>	<b>89.75</b>
Variac. c/anterior		3.07%	-1.92%	0.46%	1.53%	0.41%
Variación con Sept.'92		-2.44%	-4.31%	-3.87%	-2.40%	-2.01%



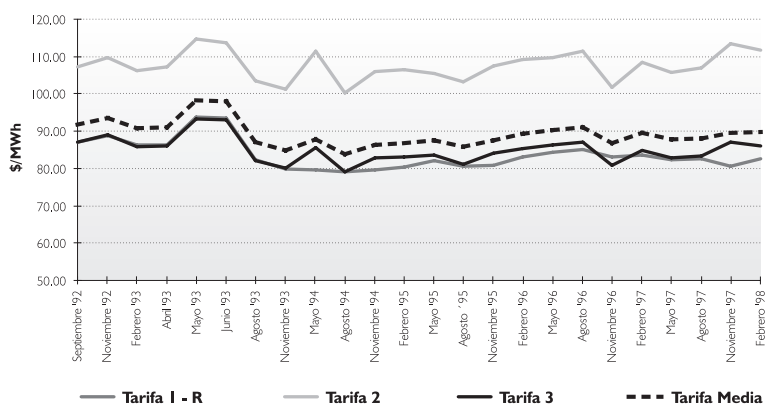
### EDELAP S.A. - Tarifas Monómicas según Estructura Año 1996

	INICIAL Diciembre '92	Resolución ENRE 117/97 Febrero '97	Resolución ENRE 449/97 Mayo '97	Resolución ENRE 715/97 Agosto '97	Resolución ENRE 994/97 Noviembre '97	Resolución ENRE 115/98 Febrero '98
Tarifa 1 - R	89.40	84.12	83.49	81.77	80.74	80.50
Tarifa 1 - RI	109.79	106.90	105.59	105.21	106.27	104.59
Tarifa 1 - R2	80.73	74.44	74.10	71.80	69.89	70.26
Tarifa 1 - G	113.65	111.02	109.03	108.25	108.41	108.61
Tarifa 1 - G1	126.98	126.01	123.56	123.25	125.78	124.87
Tarifa 1 - G2	102.92	99.07	97.66	96.32	94.20	95.74
Tarifa 1 - G3	82.40	75.63	74.26	72.83	68.19	70.10
Tarifa 1 - AP	74.00	64.00	64.00	64.00	66.00	63.00
Tarifa 2	97.60	93.81	91.12	91.17	95.48	92.60
Tarifa 3	86.62	80.76	79.38	79.20	81.95	79.80
Tarifa 3 - BT	98.97	94.01	92.67	92.52	95.40	93.13
Tarifa 3 - MT	72.68	65.83	64.38	64.19	66.79	64.76
Tarifa 3 - AT	0.00	0.00	1.00	2.00	3.00	4.00
<b>Total</b>	<b>91.99</b>	<b>86.76</b>	<b>85.63</b>	<b>84.66</b>	<b>85.30</b>	<b>84.28</b>
Variac. c/ant.		251.32%	-130.00%	-113.88%	75.58%	-119.80%
Variac. c/Sept.'92		-567.96%	-690.58%	-796.60%	-727.04%	-838.13%

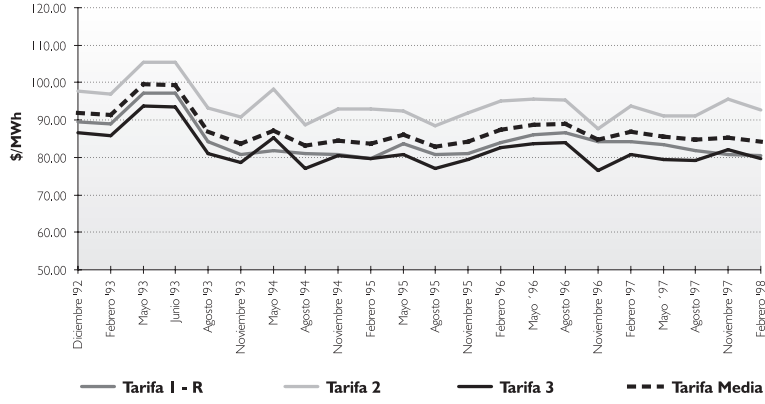
### EDENOR S.A. - Proyección que no refleja el subsidio transitorio aplicado en la Tarifa Residencial I (finalizado en Mayo de 1994)



### EDESUR S.A. - Proyección que no refleja el subsidio transitorio aplicado en la Tarifa Residencial I (finalizado en Mayo de 1994)



EDELAP S.A. - Proyección que no refleja el subsidio transitorio aplicado en la Tarifa Residencial I (finalizado en Mayo de 1994)










**CASO 1**

E.14.650(J.F.2S.4)"Edesur c/Municipalidad de Quilmes y otros/sumarísimo"

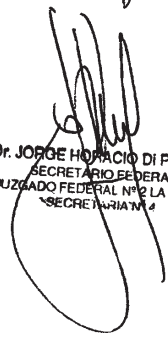
//Plata, MAYO <sup>23</sup> de 1997.-  
Y VISTOS: estos autos N° 14.650 rotulados:"EDESUR S.A. c/Municipalidad de Quilmes y otros/acción meramente declarativa"(sumarísimo), para resolver la presentación de fs. 240/242, y- - - - -

- - - - - CONSIDERANDO: I) que la presentación del Presidente del Ente Regulador de la Electricidad, que motiva la presente, requiere la inhibitoria del suscripto a tenor del art. 10 del C.P.C.C.N. y conforme lo dispuesto por el art. 56 inc. a), 72 y concordantes de la ley 24065 y art. 13 de la ley ritual, oído la Procuradora Fiscal Federal en dictamen que luce a fs. 354/355, es del caso, brevitatis causae, estar a los fundamentos allí vertidos, en consecuencia, RESUELVO: por no ser la causa de la competencia del Juzgado, as lo declaro, accediendo a la inhibitoria planteada. NOTIFIQUESE personalmente o por cédula a las partes, REGISTRESE y una vez firme remítase el expediente al E.N.R.E. requirente, sirviendo el presente de atenta notade envío y suficiente emplazamiento, a las partes para que comparezcan ante él a usar de su derecho en el plazo de 15 días.-



RICARDO OMAR FERRER  
Juez Federal

En 23 de mayo de 1997 registre fs. en N°-79/97  
CONSTE



Dr. JORGE HORACIO DI PIERRO  
SECRETARIO FEDERAL  
JUZGADO FEDERAL N° 2 LA PLATA  
SECRETARIA N° 2

ES COPIA

Ministerio Público de la Nación

FRANCISCO JOSE JAUREGUI  
FISCAL FEDERAL

Expte. Nº14.690. "Edesur S.A. c/Munic. de Quilmes-Secr. Obras y Serv. Pub. de la Nación- ENRE s/Acción Meramente declarativa".-

Señor Juez:

En tiempo y forma vengo a contestar la vista ordenada a fs.393, sobre la competencia y en relación al pedido de inhibitoria que se formula a fs.240/242 por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad.-

En autos se pretende por parte de Edesur S.A., que se declare su derecho a realizar en territorio del municipio de Quilmes las obras necesarias para la prestación del servicio público a su cargo, consistentes en el tendido de líneas aéreas de media tensión e instalaciones de // plataformas y que por ende, el municipio demandado, se abg tenga de exigir que dichas redes se ejecuten en forma subterránea. Ello, en los términos del art.322 del C.P.C.C.N.-

Así a fs.240/242 luce la presentación efectuada con fecha 24 de septiembre de 1996 por el Presidente del / Ente Nacional Regulador de la Electricidad por el que solita cita la inhibición de V.S. para la decisión de la cuestión por el citado organismo. Ello en cuanto de acuerdo a la normativa legal -ley 24.065 y decreto Nº1.398/92 - reglamentario - dicho ente tiene asignada una función jurisdiccional en la resolución de controversias que puedan originarse // con motivo del suministro del servicio público de transporte o distribución de electricidad. Debiendo someterse en / forma previa y obligatoria a la jurisdicción del ente cuando se trate de una controversia suscitada entre generadores, transportistas, distribuidores o grandes usuarios. Siendo facultativo para los usuarios, así como para todo tipo de terceros interesados, ya sean personas físicas o jurídicas.-

También se pone de manifiesto que ante el ENRE tramita el expediente Nº2163/96 por el cual la empresa EDESUR S.A., concesionaria del servicio Público de Distribu-

///

USO OFICIAL

///

ción de Electricidad en el área comprendida por parte de la Ciudad de Buenos Aires y varios Partidos de la Provincia de Buenos Aires entre los que se encuentra el de Quilmes en el que se plantean idénticas situaciones a los presentados en este juicio. En ese mismo orden de cosas también se presenta ante el ENRE la Municipalidad de Quilmes solicitando se expida dicho organismo sobre la "Ordenanza de Zonificación para la instalación de redes de distribución de energía eléctrica, sus accesorios, transformadores, seccionadores, / fusibles y comandos" proyectada para tal Partido.-

Por lo que, ambas entidades han comparecido ante el ENRE y aceptado la resolución por parte del mismo de la cuestión que se debate ante V.S.-

Ahora bien, de las constancias de autos surge que la naturaleza de la controversia reviste un carácter eminentemente técnico de competencia del ENRE, ello teniendo presente lo que surge del art.56 de la ley 24.065 en especial en los incisos a, b, i, k. Ello así toda vez que se trata / de una cuestión estrictamente relacionada con la seguridad pública derivada de la presencia de líneas e instalaciones eléctricas aéreas en media tensión en un área sujeta a concesión de distribución otorgada por el Poder Ejecutivo Nacional. Y estos aspectos de seguridad pública, a tenor de / la normativa legal aplicable es de competencia exclusiva del Ente Nacional Regulador de la Electricidad, y no del municipio que no tiene potestades propias en materia de regulación de aspectos relacionados con la seguridad pública en instalaciones de distribución de electricidad bajo jurisdicción nacional sin entrar en una abierta colisión con leyes y Potestades Nacionales lo que no se puede hacer a través de esta vía.-

Por lo expuesto, estimo que corresponde hacer lugar al requerimiento de inhibición que se formula y remitir lo actuado al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD a

///



ES COPIA

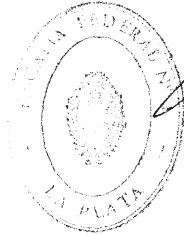
*Ministerio Público de la Nación*

Expte. N°14.650. "Edesur S.A. c/Munic. de Quilmes-Secr. Obras y Serv. Pub. de la Nación- ENRE s/Acción Meramente declarativa".-

///

sus efectos.-

Fiscalía, 15 de mayo de 1997.-



FRANCISCO JOSÉ JAUREGUI  
FISCAL FEDERAL

USO OFICIAL

*Poder Judicial de la Nación*

CAUSA N°9.587/96:"COOPERATIVA DE OBRA SERV.PUB.Y SERV.S.LTDA. DE  
TRES A.Y OTRO C/ENTE NACIONAL REGULADOR DE ELECTRICIDAD  
(RES.63/96).

///BOS AIRES, 17 DE ABRIL DE 1997.

USO OFICIAL

Y VISTOS; CONSIDERANDO:

I.-La recurrente plantea, por un lado, el recurso directo previsto en el art.76 de la ley 24.065 pretendiendo la declaración de nulidad de la resolución ENRE 63/96 y por otro, demanda a Molinos Río de la Plata SA y al Estado Nacional por daños y perjuicios.

II.-A fs.110/127 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad planteó con relación a la demanda de daños y perjuicios:1) la excepción de defecto legal a fin de que se aclare si aquélla ha sido interpuesta en su contra o sólo contra

el Estado Nacional;2)la excepción de falta de legitimación pasiva por ausencia de perjuicio y 3)la excepción de incompetencia por confundir dos acciones presentándolas de modo conjunto (conf.art.76, ley 24.065 y 17 de la ley 4055).

A fs.130/148, el Estado Nacional opuso la improcedencia formal del recurso,por la falta de agotamiento de la vía administrativa(conf.art.76, ley cit.y, por ende, de la habilitación de la instancia judicial.

Finalmente,Molinos Río de la Plata SA se opuso a la acumulación de ambas pretensiones y opuso también la excepción de incompetencia.

III.-El art.76 de la ley 24065 es la vía procesal apta para impugnar las resoluciones del Ente Nacional Regulador de la Electricidad o de la autoridad de aplicación que haya intervenido -en su caso- en el recurso de alzada, cuyo carácter es optativo (conf.art. decr.1759/72,modif.por el n°

*Poder Judicial de la Nación*

reglamentario de LNPA). En consecuencia, corresponde desestimar la excepción opuesta por el Estado Nacional relativa a la habilitación de instancia.

IV. En el marco del presente recurso directo -que primordialmente atiende al pronunciamiento de un juicio de legitimidad, esto es, a la confrontación de los actos impugnados con el ordenamiento jurídico-, la pretensión resarcitoria que la recurrente introduce en el escrito de inicio (confr. punto 9); 3°), resulta inadmisibile.

En consecuencia, corresponde admitir las excepciones de incompetencia opuestas por el Ente y por Molinos SA .

IV.-Concordantemente con lo resuelto, la excepción de defecto legal articulada por el Ente ha perdido virtualidad, al igual que la de falta de legitimación pasiva por ausencia de perjuicio.

USO OFICIAL

V.-Finalmente, corresponde distribuir las costas del incidente en el orden causado en virtud de las particularidades y lo novedoso de la cuestión (conf.art.68.2a. parte y 69 del C.P.Civil);(conf.en igual sentido, Sala V, in re "Empresa Distribuidora Sur SA (EDESUR S.A.) C/Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), del 23/9/96)

El Dr. Guillermo Andrés Muñoz no suscribe la presente por hallarse en uso de licencia (art. 109 del RJN).

Regístrese y notifíquese .

**ROBERTO MARIO MORDEGLIA**  
JUEZ DE CÁMARA

**JÓRGE ESTEBAN ARGENTO**  
JUEZ de CÁMARA





## Resoluciones ENRE - Año 1997

0001/1997	Sanción a Transener S.A.
0007/1997	Sanción a Transpa S.A.
0008/1997	Sanción a Transpa S.A.
0012/1997	Ente Nacional Regulador de la Electricidad. Apruébase el Reglamento de Compras y Contrataciones.
0013/1997	Medio Ambiente. Generación térmica - guía práctica para la preparación de las evaluaciones de impacto ambiental atmosférico
0016/1997	Transnea S.A. Autorízase a la Transportista a acceder al beneficio establecido en los Artículos 1 y 2 del Decreto 292/95 a partir de sus contribuciones patronales correspondientes al mes de Enero de 1997.
0017/1997	Hidroeléctrica Diamante S.A. Exímese a la Concesionaria de la obligación de mantener una guardia técnica permanente en la Central Hidroeléctrica El Tigre a condición de que los dispositivos de telecomando de la central instalados por Hidisa se encuentren en condiciones normales de ser operados y que la Concesionaria remita a la Comisión Transitoria o al Orsep - Cuyo, según oportunamente corresponda, los resultados de los controles periódicos que realice para verificar la operabilidad del sistema de telecontrol.
0018/1997	Hidroeléctrica El Chocón S.A. Dánse por aprobados a la Concesionaria los trabajos obligatorios, el N°2 Sistema de prevención de accidentes por la operación de las Centrales El Chocón y Arroyito y el N°6 Reparación del vertedero de Arroyito a que hace referencia el Anexo VIII del Contrato de Concesión y libéranse u\$s 287,000 del total de u\$s 637,000 constituidos como garantía de la ejecución de los Trabajos Obligatorios a satisfacción del Concedente.
0019/1997	Central Costanera S.A. Autorízase a acceder a la capacidad de transporte para incorporar un ciclo combinado compuesto por tres turbogeneradores con una potencia neta total de 820 MW, a conectarse en barras de 132 kV y 220 kV de E.T. N°45 Costanera, propiedad de Edesur S.A.
0020/1997	Edelap S.A. Apruébanse en forma condicionada los criterios de diseño y la implementación de las bases de datos de contingencias y de esquema de alimentación a cada usuario desarrolladas por la Distribuidora.
0023/1997	Sanción a Eseba S.A.
0021/1997	Sanción a Distrocuyo S.A.
0031/1997	Sanción a Edelap S.A.
0035/1997	Sanción a Edenor S.A.
0036/1997	Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue.
0037/1997	Sanción a Edesur S.A.
0042/1997	Sanción a Transnoa S.A.
0057/1997	Sanción a Distrocuyo S.A.
0058/1997	Sanción a Edelap S.A.
0059/1997	Sanción a Edenor S.A.
0060/1997	Sanción a Edesur S.A.
0063/1997	Sanción a Epec.
0064/1997	Sanción a Epec.

---



0065/1997	Sanción a Edenor S.A.
0067/1997	Sanción a Edenor S.A.
0074/1997	Sanción a Distrocuyo S.A.
0082/1997	Capex S.A. - Central Térmica Alto Valle S.A. - Hidroeléctrica El Chocón S.A. - Turbine Power Co. S.A. - UTE Filo Morado. Apruébase la solicitud presentada por las empresas para la ampliación a la capacidad de transporte de energía eléctrica del corredor Comahue-Buenos Aires, mediante la compra de un transformador 500/132 kV, 150 MVA, para la E.T. Chocón 500 kV, propiedad de Transener S.A.
0085/1997	Sanción a Edesur S.A.
0097/1997	Ente Ejecutivo Presa de Embalse Casa de Piedra. Autorízase a acceder a la capacidad de transporte para incorporar la Central Hidroeléctrica Casa de Piedra, de 60 MW de potencia nominal, a conectarse mediante una línea de 132 kV a la E. T. Los Divisaderos, vinculándose al sistema de la Transportista por Distribución Troncal de Comahue (Transcomahue).
0098/1997	Epec. Autorízase a acceder a la capacidad de transporte para conectar una salida de línea en el campo N° 13 de la playa de 132 kV de la E.T. 500/132 kV Malvinas Argentinas, propiedad de Transener S.A.
0099/1997	Edenor S.A. - Edesur S.A. - Edelap S.A. Apruébase la reglamentación Base Metodológica para el Control de la Emisión de Perturbaciones - Producto Técnico - Etapa 2.
0110/1997	Edenor S.A. - Edesur S.A. - Edelap S.A. Apruébase la reglamentación para el control de medición de la energía a los usuarios.
0111/1997	Transcomahue. Apruébase la ampliación menor a la capacidad de transporte presentada por la Transportista, consistente en reemplazo de equipamiento en las E.T. de 132 kV El Chocón, Arroyito, Alto Valle, Cipoletti, Medanito, Planicie Banderita, Centenario, ubicadas en las Provincias de Neuquen y Río Negro.
0112/1997	Edelap S.A. - Edesur S.A. - Edenor S.A. Modifícase la periodicidad mensual con que las empresas Distribuidoras deben remitir al ENRE la información establecida en la Base Metodológica para el Control de la Calidad del Servicio Comercial aprobadas mediante 25/93, la que a partir del 01/01/97 deberá ser trimestral.
0113/1997	Edenor S.A. - Edesur S.A. Apruébanse los valores de los Cuadros Tarifarios a aplicar por las distribuidoras correspondientes a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1° de febrero de 1997.
0117/1997	Edelap S.A. Apruébanse los valores del Cuadro Tarifario con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1° de Febrero de 1997.
0116/1997	Sanción a Transnoa S.A.
0102/1997	Audiencia Pública. Convocatoria para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad para la ampliación de la capacidad de transformación de la E.T. Tucumán Oeste, la ampliación a la capacidad de transporte con la conexión de una nueva línea de 132 kV a las E.T. Alderetes y Avellaneda y la ampliación a la capacidad de transporte con la conexión entre las E.T. Escaba y Huacra a la futura E.T. La Cocha, que se realizará el día 19 de Febrero de 1997.
0118/1997	Audiencia Pública. Convócase nuevamente para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transformación de la E.T. Tucumán Oeste, la ampliación a la capacidad de transporte con la conexión de una nueva línea de 132 kV a las E.T. Alderetes y Avellaneda, y la ampliación a la capacidad de transporte con la conexión de las E.T. Escaba y Huacra a la futura E.T. La Cocha, que se realizará el día 4 de marzo de 1997.
0109/1997	Dirección de Energía de Jujuy. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública, solicitado por la Dirección para la Ampliación a la Capacidad de Transporte constituida por la E.T. Jujuy Este, y su línea de Alta Tensión de 132 kV, simple terna, hasta E.T. Jujuy Sur. Y Convócase a Audiencia Pública para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte consistente en la Línea de Alta Tensión 132 kV, simple terna, E.T. Jujuy Sur - E.T. Las Maderas, y la modificación de la Línea de Alta Tensión 132 kV, simple terna, E.T. Jujuy Sur - E.T. Palpalá, que pasará a ser E.T. Jujuy Este a E.T. Palpalá, que tendrá lugar el día 11 de marzo de 1997.

- 0119/1997 Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte consistente en la Línea de Alta Tensión 132 kV, simple tema, E.T. Jujuy Sur - E.T. Las Maderas, y la modificación de la Línea de Alta Tensión 132 kV, simple tema, E.T. Jujuy Sur - E.T. Palpalá, que pasará a ser E.T. Jujuy Este a E.T. Palpalá, que tendrá lugar el día 18 de marzo de 1997.
- 0120/1997 Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el pedido de autorización solicitado por Edenor S.A. para adquirir las acciones de las empresas de distribución de Eseba S.A., a través del proceso licitatorio iniciado por la provincia de Buenos Aires, la que se celebrará el día 12 de Marzo de 1997.
- 0121/1997 Central Térmica Tucumán S.A. Autorízase en forma condicionada a acceder a la capacidad de transporte una potencia adicional de 87 MW a la potencia autorizada por 178/95, para incorporar un segundo grupo turbogas de 156 MW, a conectarse en barras de 132 kV de la estación transformadora 500/132 kV El Bracho, propiedad de Transener S.A., totalizando de esta manera un total de 312 MW de potencia de acceso autorizada.
- 0122/1997 Sanción a Edesur S.A.
- 0123/1997 Sanción a Edenor S.A.
- 0124/1997 Villa Mercedes S.A. Autorízase en forma condicionada a acceder a la capacidad de transporte en la E.T. 132 kV Villa Mercedes, propiedad de Edesal S.A., por la incorporación de la Central Térmica Villa Mercedes de 80 MW.
- 0125/1997 Aes Paraná S.A. Autorízase en forma condicionada a acceder a la capacidad de transporte para incorporar un ciclo combinado de 751 MW, a conectarse en una nueva estación de 500 kV, Ramallo 500, a construirse mediante el seccionamiento de la LAT 500 kV entre la E.T. Gral. Rodríguez y la E.T. Rosario Oeste, propiedad de Transener S.A. y otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública, solicitado por Aes Paraná S.A. para la Ampliación a la Capacidad de Transporte constituida por la estación de 500 kV Ramallo 500, a construirse mediante el seccionamiento de la LAT 500 kV entre la E.T. Gral. Rodríguez y la E.T. Rosario Oeste.
- 0126/1997 Audiencia Pública. Convócase para recibir comentarios a fin de evaluar la conveniencia y necesidad de la ampliación menor a la capacidad de transporte presentada por Distrocuyo S.A., que se realizará el día 13 de marzo de 1997.
- 0129/1997 Hidroeléctrica Piedra del Aguila S.A. Dáse por aprobado a la Concesionaria de la hidroeléctrica el trabajo obligatorio N° 7 Ataguías del descargador de fondo a que hace referencia el Subanexo VIII del Anexo IX del Contrato de Concesión.
- 0130/1997 Sanción a Edenor S.A.
- 0131/1997 Sanción a Edesur S.A.
- 0132/1997 Sanción a Edelap S.A.
- 0133/1997 Edelap S.A. - Edenor S.A. - Edesur S.A. Apruébase Reglamento para la Aplicación de la Contribución Especial Reembolsable.
- 0141/1997 Sanción a Epe S.F.
- 0142/1997 Sanción a Epe S.F.
- 0153/1997 Sanción a Epec.
- 0157/1997 Edesal S.A. Determinase que los Grandes Usuarios ubicados en el área de concesión de la distribuidora, en su condición de agentes del MEM, deberán abonar el cargo por exceso en la capacidad de suministro que la misma les cobra como penalización en su facturación de la FTT, de acuerdo a lo establecido en el Inciso 4, Capítulo 3 del Anexo I del régimen tarifario de su contrato de concesión.
- 0147/1997 Sanción a Epen.
- 0173/1997 Sanción a Edelap S.A.
- 0158/1997 Sanción a Epe S.F.
- 0159/1997 Sanción a Epe S.F.
-

0160/1997	Sanción a Epe S.F.
0161/1997	Sanción a Epen.
0165/1997	Sanción a Edelap S.A.
0167/1997	Sanción a Edelap S.A.
0166/1997	Sanción a Transnoa S.A.
0171/1997	Sanción a Epe S.F.
0168/1997	Yácylec S.A. Ajustase el Canon Mensual a abonar a la transportista independiente en la suma de U\$S 2.599.344,42, para el período 01/03/97 al 31/08/97.
0172/1997	Sanción a Edenor S.A.
0174/1997	Sanción a Edelap S.A.
0176/1997	Sanción a Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A.
0222/1997	Libertad S.A. Otórgase el Acceso solicitado por la empresa a la capacidad de transporte existente en las E.T. Lavanda, propiedad de Transnoa S.A. en la Ciudad de Santiago del Estero, y Resistencia Norte Nueva, propiedad de Transnea S.A. en la Ciudad de Resistencia.
0224/1997	Sanción a Edesur S.A.
0225/1997	Sanción a Edesur S.A.
0226/1997	Sanción a Edenor S.A.
0227/1997	Cuarta Línea. Determinase que la operación y mantenimiento de las ET. Piedra del Aguila, Abasto, Choele Choele, Ovalarría y Bahía Blanca, respecto de la ampliación solicitada a través del Expediente ENRE 2167/96, en caso de que la misma se implemente según los lineamientos del proyecto de referencia, deberán ser realizadas exclusivamente por Transener S.A., a los precios que el ENRE regule en consecuencia.
0228/1997	Energía Río Negro S.A. - Empresa de Energía Río Negro S.A. Autorízase a la empresa Energía Río Negro Sociedad Anónima (E.R.S.A.) a ceder la licencia Técnica de Transporte Independiente otorgada por Transpa S.A., a la nueva concesionaria, la Empresa de Río Negro Sociedad Anónima (EdERSA).
0229/1997	Edelap S.A. - Edenor S.A. - Edesur S.A. Determinase que las distribuidoras deberán depositar los cheques en las cuentas que se indican y procederán a efectuar las acreditaciones de capital e intereses a sus usuarios en un todo de acuerdo al mecanismo establecido en los artículos 3,4,5,6 y 7 de la 554/96 y lo que resulta de la 748/96.
0230/1997	Sanción a Edesur S.A.
0233/1997	Sanción a Edelap S.A.
0234/1997	Sanción a Edelap S.A.
0235/1997	Sanción a Edenor S.A.
0237/1997	Sanción a Edesur S.A.
0238/1997	Sanción a Edesur S.A.
0239/1997	Sanción a Edenor S.A.
0240/1997	Sanción a Edesur S.A.
0241/1997	Hidroeléctrica Ameghino S.A. Otórgase a la hidroeléctrica nuevas fechas de finalización de los trabajos obligatorios.

---

- 0243/1997 Audiencia Pública. Convócase para la remodelación de la S.E. N° 023 Azopardo de 220/132 kV, sita en la calle Azopardo entre Venezuela y México de la Ciudad de Buenos Aires, con la instalación de dos transformadores de 300 MVA y su equipamiento asociado, su alimentación en cable subterráneo de alta tensión de 220 kV desde la Estación Transformadora Costanera, con traza por Av. España, Lafone Quevedo, Dellepiane, Av. Ing. Huergo, Humberto I y Azopardo; y salida con tendido de cable subterráneo de alta tensión de 132 kV con traza por calle Azopardo, Av. Belgrano hasta el cruce de Av. España y Av. Belgrano de la Ciudad de Buenos Aires, solicitado por Edesur S.A., la que tendrá lugar el día 8 de abril de 1997.
- 0429/1997 Edenor S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por la distribuidora para la remodelación de la S.E. N° 058 Talar de 132 kV, sita en las calles Italia y Defensa de la localidad de El Talar, Partido de Tigre, en el Gran Buenos Aires, consistente en la construcción del Edificio de Comando de la Subestación, el montaje electromecánico del nuevo sistema de barras, con cuatro equipos de línea, un equipo de acoplamiento en 132 kV, y las instalaciones auxiliares asociadas.
- 0248/1997 Sanción a Transnoa S.A.
- 0249/1997 Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue.
- 0250/1997 Sanción a Epe S.F.
- 0252/1997 Sanción a Edesur S.A.
- 0253/1997 Sanción a Distrocuyo S.A.
- 0254/1997 Sanción a Transnoa S.A.
- 0256/1997 Sanción a Distrocuyo S.A.
- 0257/1997 Sanción a Distrocuyo S.A.
- 0259/1997 Centrales Térmicas Mendoza S.A. Dáse por cumplida la condición impuesta en el Artículo 2 de la 643/96 (autorización en forma condicionada a acceder a la capacidad de transporte en la E.T Lujan de Cuyo 132 kV, propiedad de Distrocuyo S.A., para incorporar un ciclo combinado de 274 MW)
- 0260/1997 Edecat S.A. Autorízase a acceder a la capacidad de transporte para la incorporación de la línea de 132 kV a conectar en barras de la E.T. 132/13,2 kV Villa Quinteros, propiedad de Transnoa S.A.
- 0261/1997 Energía Mendoza S.A. Autorízase en su carácter de comercializador y responsable de la operatoria de la central hidroeléctrica Nihuil IV, a acceder a la capacidad de transporte en la E.T. Nihuil III, propiedad de Hinisa.
- 0313/1997 Sanción a Edesur S.A.
- 0314/1997 Sanción a Epen.
- 0315/1997 Sanción a Edesur S.A.
- 0317/1997 Sanción a Transpa S.A.
- 0319/1997 Sanción a Edesur S.A.
- 0320/1997 Dirección de Energía de Jujuy. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública, solicitado por la dirección para la Ampliación a la Capacidad de Transporte constituida por la Línea de Alta Tensión 132 kV, simple tema, E.T. Jujuy Sur - E.T. Las Maderas, y la modificación de la Línea de Alta Tensión 132 kV, simple tema, E.T. Jujuy Sur - E.T. Palpalá, que pasará a ser E.T. Jujuy Este a E.T. Palpalá.
- 0321/1997 Sanción a Transener S.A.
- 0322/1997 Edenor S.A. Autorízase la reforma de los Estatutos Sociales de la distribuidora introducida por la Asamblea Extraordinaria de Accionistas celebrada el día 5 de diciembre de 1996.
- 0323/1997 Edenor S.A. Autorízase a la distribuidora a adquirir las acciones pertenecientes a la Eden S.A., Edea S.A. y Edes S.A., objeto de la Licitación Pública Nacional e Internacional llevada a cabo por el Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires.
-

0324/1997 Edesur S.A. Autorízase la reforma de los Estatutos Sociales de la distribuidora dispuesta por la Asamblea Extraordinaria de Accionistas celebrada el día 14 de marzo de 1997.

0325/1997 Edesur S.A. Autorízase a la distribuidora a adquirir las acciones pertenecientes a la Eden S.A., Edea S.A. y Edes S.A., objeto de la Licitación Pública Nacional e Internacional llevada a cabo por el Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires.

0326/1997 Transnoa S.A. - Edesa S.A. Establécese como Licencia Técnica Definitiva para el Transportista Independiente correspondiente a la operación de la interconexión Metán - El Tunal - J.V. González y E.T. El Tunal y J.V. González.

0294/1997 Sanción a Edesur S.A.

0296/1997 Sanción a Edesur S.A.

0297/1997 Sanción a Edesur S.A.

0298/1997 Sanción a Transnoa S.A.

0302/1997 Sanción a Epe S.F.

0312/1997 Sanción a Edelap S.A.

0327/1997 Sanción a Edesur S.A.

0330/1997 LITSA. Ajustase el Canon Mensual a abonar a la Transportista Independiente en la suma de U\$S 2.591.791,09, para el período 01/04/97 al 30/09/97.

0333/1997 Edenor S.A. - Cooperativa de Producción y de Servicios Públicos para Productores Forestales Limitada. Déjase sin efecto la autorización concedida en el artículo 1 de la 564/96 a la Cooperativa de Provisión y Servicios Públicos para Productores Forestales Ltda., por incumplimientos comprobados de carácter sustancial a las especificaciones contenidas en el Anexo a la citada Resolución.

0341/1997 Sanción a Transnea S.A.

0342/1997 Aes América - Hidroeléctrica Río Juramento S.A. Autorízase a Central Hidroeléctrica El Tunal a acceder a la capacidad de transporte existente en la E.T. El Tunal, propiedad del Transportista Independiente Edesa S.A., y el acceso al sistema de Transnoa S.A., a través de la línea de 132 kV entre las E.T. El Tunal y Metán.

0343/1997 Edelap S.A. - Edenor S.A. - Edesur S.A. Sustitúyese el Artículo 5º, inciso b) del Reglamento de Suministro.

0352/1997 Sanción a Transnea S.A.

0353/1997 Sanción a Transnea S.A.

0370/1997 Sanción a Epec.

0371/1997 Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el pedido de autorización solicitado por Transener S.A. para adquirir las acciones de la empresa Transba S.A. a celebrarse el día 14 de Mayo de 1997.

0397/1997 Sanción a Transnea S.A.

0398/1997 Sanción a Transnea S.A.

0414/1997 Sanción a Distrocuyo S.A.

0415/1997 Sanción a Distrocuyo S.A.

0416/1997 Sanción a Edelap S.A.

0424/1997 Edenor S.A. - Edesur S.A. - Edelap S.A. Suspéndese provisoriamente el cumplimiento de la 229/97 (acreditación de importes - cuenta de caja de ahorro).

---

- 0425/1997 Edelap S.A. - Edenor S.A. - Edesur S.A. Modifícase el artículo 3 de la 343/97 (sustitución del Artículo 5º, inciso b del Reglamento de Suministro), disponiéndose que la indicada Resolución se aplique a las facturas que se emitan a partir del día 9 de junio de 1997.
- 0427/1997 Edesur S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública, para la remodelación de la Subestación N° 026 Azopardo de 220/132 kV, sita en la calle Azopardo entre Venezuela y México de la Ciudad de Buenos Aires, consistente en la instalación de dos transformadores de 300 MVA y su equipamiento asociado, su alimentación en cable subterráneo de alta tensión de 220 kV desde la Estación Transformadora Costanera, con traza por Avenida España, Lafone Quevedo, Dellepiane, Avenida Ing. Huergo, Humberto I y Azopardo; y salida con tendido de cable subterráneo de alta tensión de 132 kV con traza por calle Azopardo, Avenida Belgrano hasta el cruce de Avenida España y Avenida Belgrano, de la Ciudad de Buenos Aires.
- 0428/1997 Transener S.A. Ajustase el Canon de Construcción a abonar mensualmente a la transportista por el contrato de construcción para la provisión, instalación y puesta en servicio de dos nuevos bancos de capacitores serie completos en las E.T. de Henderson y Puelches en la suma de U\$S 2.198.128 mas IVA, para el período 01/05/97 al 31/10/97.
- 0244/1997 Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por la empresa Edenor S.A. para la realización de un conjunto de obras en la S.E. N° 058 Talar, que comprenden el Edificio de Comando de la misma, y el montaje electromecánico del nuevo sistema de barras, con cuatro equipos de línea, un equipo de acoplamiento de barras en 132 kV, y las instalaciones auxiliares asociadas, que se realizará el día 09 de abril de 1997.
- 0448/1997 Edenor S.A. - Edesur S.A. Apruébanse los valores de los Cuadros Tarifarios a aplicar por las distribuidoras correspondientes a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1º de mayo de 1997.
- 0449/1997 Edelap S.A. Apruébanse los valores del Cuadro Tarifario con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1º de mayo de 1997.
- 0433/1997 Sanción a Edenor S.A.
- 0434/1997 Sanción a Edenor S.A.
- 0438/1997 Transnoa S.A. Recálculase la tasa de falla correspondiente para los meses de julio, agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 1995 y enero y febrero de 1996.
- 0440/1997 Distrocuyo S.A. - Transcomahue S.A. - Transener S.A. - Transnea S.A. - Transnoa S.A. - Transpa S.A. Adecúase la remuneración de las concesionarias para el período 01/05/97 al 31/10/97. Edesur S.A. - Edenor S.A. - Epe S.F. - Epec - Epen. Adecúase la remuneración y la remuneración por Energía Eléctrica transportada de las distribuidoras prestadoras de la FTT para el período 01/05/97 al 31/10/97.
- 0441/1997 Hidroeléctrica Diamante S.A. Libérase la suma de \$ 129.500 del total de \$ 300.475 constituidos como garantía de la ejecución de los Trabajos Obligatorios a satisfacción del Concedente.
- 0442/1997 Sanción a Epen.
- 0444/1997 Hidroeléctrica Futaleufú S.A. Libéranse \$ 35.350 del total de \$ 118.300 constituidos como garantía de la ejecución de los Trabajos Obligatorios a satisfacción del Concedente.
- 0445/1997 Audiencia Pública. Convócase para evaluar la conveniencia y necesidad de la ampliación menor a la capacidad de transporte presentada por la Transportista Transnoa S.A., consistente en el reemplazo de equipamiento en la E.T. Tucuman Norte, esto es el cambio de tres interruptores, materiales y montaje y que se realizará el día 29 de mayo de 1997.
- 0447/1997 Edet S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por la distribuidora para las siguientes obras: ampliación a la capacidad de transformación de la E.T. Tucumán Oeste; ampliación y acceso a la capacidad de transporte con la conexión de una nueva línea de 132 kV a las E.T. Cevil Pozo y Avellaneda y ampliación y acceso a la capacidad de transporte con la conexión entre las E.T. Escaba y Huacra a la futura E.T. La Cocha.
- 0471/1997 Sanción a Edesur S.A.
- 0472/1997 Sanción a Edesur S.A.
-

0473/1997	Sanción a Edenor S.A.
0474/1997	Sanción a Edenor S.A.
0475/1997	Sanción a Edenor S.A.
0476/1997	Sanción a Edenor S.A.
0477/1997	Distrocuyo S.A. Apruébase la ampliación menor a la capacidad de transporte presentada por la Transportista, consistente en el reemplazo del equipamiento en las E.T. de 132 kV Cruz de Piedra y Lujan de Cuyo.
0478/1997	Transcomahue. Apruébase la oferta para la ampliación menor a la capacidad de transporte presentada por la Transportista por Distribución Troncal del Comahue consistente en el reemplazo del equipamiento en las E.T. de 132 kV El Chocón, Arroyito, Alto Valle, Cipoletti, Medanito, Planicie Banderita, y Centenario, por un canon mensual de \$ 41.700 más IVA, durante un período de amortización de 18 meses.
0479/1997	Sanción a Transpa S.A.
0480/1997	Edet S.A. Amplíase la 447/97 (Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para las siguientes obras: ampliación a la capacidad de transformación de la E.T. Tucumán Oeste; ampliación y acceso a la capacidad de transporte con la conexión de una nueva línea de 132 kV a las E.T. Cevil Pozo y Avellaneda y ampliación y acceso a la capacidad de transporte con la conexión entre las E.T. Escaba y Huacra a la futura E.T. La Cocha.), otorgándosele el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la construcción de una estación de maniobra en Los Pizarros y la construcción de una línea de 132 kV entre Los Pizarros y La Cocha, para alimentar a la Subestación La Cocha.
0497/1997	Sanción a Epec.
0498/1997	Sanción a Transnea S.A.
0499/1997	Sanción a Epen.
0512/1997	Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el pedido de autorización solicitado por Transpa S.A. para adquirir las acciones de la empresa Transba S.A., a través del proceso licitatorio iniciado por la provincia de Buenos Aires, a celebrarse el día 18 de junio de 1997.
0513/1997	Sanción a Transnoa S.A. (rechazo de extensión del plazo otorgado por 181/94 y extensión del alcance de la 298/95.
0525/1997	Cuarta Línea. Apruébase la Documentación Licitatoria para la construcción de la Cuarta Línea del corredor Comahue-Buenos Aires, referente a la ampliación de la capacidad de transporte de energía eléctrica del corredor indicado, mediante la construcción operación y mantenimiento de una línea de 500 kV conectando las E.T. Piedra del Aguila y Abasto, pasando por las instalaciones de Choele Choele, Bahía Blanca y Olavarría presentada por las empresas Capex S.A., Central Puerto S.A., Central Térmica Alto Valle S.A., Hidroeléctrica Alicurá S.A., Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A., Hidroeléctrica El Chocón S.A., Hidroeléctrica Piedra del Aguila S.A., Turbine Power Co. S.A., de conformidad con lo establecido en la 613/96.
0528/1997	Sanción a Deca (levántanse los cargos formulados por la Resolución CCCSP 22/97).
0526/1997	Sanción a Edelap S.A.
0529/1997	Sanción a Edelap S.A.
0530/1997	Sanción a Edenor S.A.
0538/1997	Sanción a Edesur S.A.
0539/1997	Sanción a Edenor S.A.
0540/1997	Sanción a Edesur S.A.
0543/1997	Transba S.A. - Transener S.A. Autorízase a la transportista a adquirir las acciones pertenecientes a la Transportista Independiente, objeto de la Licitación Pública Nacional e Internacional llevada a cabo por el Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires.

- 0544/1997 Audiencia Pública. Convócase para analizar el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación a la capacidad de transporte conforme lo dispuesto en el Reglamento de Acceso a la Capacidad existente y Ampliación del Sistema de Transporte consistente en la construcción de la Subestación N° 154 Maschwitz, sita en la colectora Este del acceso Norte, ramal a Escobar, de la Localidad de Ing. Maschwitz, Partido de Escobar, Provincia de Buenos Aires, que tendrá lugar el día 18 de junio de 1997.
- 0551/1997 Sanción a Edelap S.A.
- 0552/1997 Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el Acceso a la Capacidad de Transporte solicitado por la Administración Provincial de Energía de La Pampa a acceder a la capacidad de transporte mediante la incorporación de la E.T. 500/132/33 kV Macachín en las proximidades de la localidad de Macachín, Provincia de la Pampa, seccionando la línea de 500 kV Puelches-Henderson 2, propiedad de Transener S.A.; y el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte consistente en la construcción de la estación mencionada, que se realizará el día 30 de junio de 1997.
- 0567/1997 Cargill S.A.C.I. Autorízase a la empresa, en su carácter de Gran Usuario del MEM, a acceder a la capacidad de transporte para conectar una demanda de 6 MW en barras de 33 kV de la E.T. 132/33 kV Petroquímica Bahía Blanca, propiedad de Transba S.A.
- 0568/1997 Hidroeléctrica Piedra del Aguila S.A. Libéranse u\$s 593.100 del total de u\$s 934.000 constituidos como garantía de la ejecución de los Trabajos Obligatorios a satisfacción del Concedente y establécese en u\$s 340.900 el nuevo monto actualizado para la constitución de la fianza destinada a garantizar las obras y trabajos obligatorios aún pendientes.
- 0573/1997 Transba S.A. - Transener S.A. Apruébase la Licencia Técnica otorgada por la Transportista a la Transportista Independiente de las instalaciones conectadas al Sistema de Transener S.A. en las E.T. Olavarría y Bahía Blanca.
- 0574/1997 Ampliaciones a la capacidad de transporte. Apruébase la Documentación Licitatoria consistente en la compra de un transformador 500/132 kV, 150 MVA, para la E.T. Chocón 500 kV, propiedad de TRANSENER S.A.
- 0575/1997 Cuarta Línea. Apruébanse las Circulares N° 1 y N° 2 que completan la Documentación Licitatoria para la construcción de la Cuarta Línea del corredor Comahue - Buenos Aires, referente a la ampliación de la capacidad de transporte de energía eléctrica del corredor indicado, mediante la construcción operación y mantenimiento de una línea de 500 kV conectando las E.T. de Piedra del Aguila y Abasto, pasando por las instalaciones de Choele Choel, Bahía Blanca y Olavarría presentada por el grupo de empresas agrupadas bajo la denominación GEEAC.
- 0579/1997 Sanción a Transnoa S.A.
- 0580/1997 Sanción a Transnoa S.A.
- 0581/1997 Edea S.A. Intímase a la empresa distribuidora a realizar la vinculación del GUME Antonio Barillari S.A. desde la línea existente de alimentación en M.T., en el plazo de 10 (diez) días hábiles administrativos, contados a partir de la fecha de notificación de la presente.
- 0582/1997 Hidroeléctrica El Chocón S.A. Dánse por aprobados a la Concesionaria el trabajo obligatorio N° 4 Museo Arqueológico de la Villa El Chocón a que hace referencia el Anexo IX, Subanexo VIII del Contrato de Concesión y libéranse u\$s 35.000 del total de u\$s 350.000 constituidos como garantía de la ejecución de los Trabajos Obligatorios a satisfacción del Concedente.
- 0583/1997 Transba S.A. Recalifican las líneas del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal en la Región Eléctrica Buenos Aires a cargo de Transba S.A., considerándose, a las líneas que no aparecen listadas, como de sobrecostos promedio anuales nulos dentro de los márgenes de precisión de cálculo utilizado, por lo que continúan encuadradas en la categoría C.
- 0585/1997 Distrocuyo S.A. Apruébase la ampliación menor a la capacidad de transporte presentada por la Transportista consistente en el reemplazo del equipamiento en las E.T. de 132 kV Cruz de Piedra y Lujan de Cuyo, por un canon mensual de \$ 43.660 más IVA, durante un período de amortización de 24 meses.
- 0594/1997 Pérez Companc S.A. Autorízase a la empresa, en su carácter de Gran Usuario del MEM, a acceder a la capacidad de transporte para conectar su E.T. Río Neuquén, mediante una derivación en T sobre la línea de 132 kV Centenario - Medanos, propiedad de la empresa prestadora del servicio de Transporte por Distribución Troncal del Comahue.
- 0595/1997 Centrales Térmicas del Noa S.A. Autorízase a la empresa a acceder a la capacidad de transporte en la E.T. 132 kV San Pedro, propiedad de Transnoa S.A., para incorporar la Central Térmica San Pedro, consistente en un ciclo combinado de 60 MW.
-



0596/1997	Transnoa S.A. Apruébase la ampliación menor a la capacidad de transporte presentada por la empresa, consistente en el reemplazo del equipamiento en la E.T. Tucumán Norte.
0603/1997	Transba S.A. - Transpa S.A. Autorízase a Transpa S.A. a adquirir las acciones pertenecientes a TRansba S.A., objeto de la Licitación Pública Nacional e Internacional llevada a cabo por el Ministerio de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires.
0608/1997	Sanción a Transpa S.A.
0609/1997	Sanción a Transpa S.A.
0615/1997	Hie - Argener S.A. Prorrógase hasta el 01/11/97 la autorización de acceso a la capacidad de transporte en la E.T. 220 kV Ramallo, propiedad de Transener, otorgada a la empresa Hie - Argener S.A. para la incorporación de la Central Termoeléctrica Argener de 180 MW, fecha para la cual se deberá haber producido la efectiva conexión de la Central al sistema de transporte.
0621/1997	Sanción a Transnoa S.A.
0623/1997	Cuarta Línea. Apruébanse las Circulares N° 3 y N° 4 que completan la Documentación Licitatoria para la construcción de la Cuarta Línea del corredor Comahue - Buenos Aires, referente a la ampliación de la capacidad de transporte de energía eléctrica del corredor indicado, mediante la construcción operación y mantenimiento de una línea de 500 kV conectando las E.T. de Piedra del Aguila y Abasto, pasando por las instalaciones de Choele Choele, Bahía Blanca y Olavarría presentada por el grupo de empresas agrupadas bajo la denominación GEEAC.
0627/1997	Sanción a Edelap S.A.
0628/1997	Sanción a Edesur S.A.
0629/1997	Sanción a Edenor S.A.
0630/1997	Sanción a Distrocuyo S.A.
0631/1997	Sanción a Edenor S.A.
0632/1997	Sanción a Edelap S.A.
0639/1997	Edelap S.A. - Edenor S.A. - Edesur S.A. Modifícanse los requisitos que deben cumplimentar las distribuidoras en los municipios donde no se encuentre implementado el mecanismo de cobro de la tasa municipal de alumbrado público mediante la inclusión del concepto en la factura, o el mismo se encontrase suspendido.
0641/1997	Sanción a Edelap S.A.
0642/1997	Sanción a Distrocuyo S.A.
0643/1997	Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el Acceso a la Capacidad de Transporte solicitado por la empresa Fiplasto S.A. para conectarse a la E.T. 220/132 kV Ramallo, propiedad de Transener, y el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte consistente en la construcción de la línea de alta tensión 132 kV que conecta la E.T. Ramallo y la futura E.T. Fiplasto 132/6,6 kV, que se realizará el día 20 de agosto de 1997.
0646/1997	Sanción a Transpa S.A.
0647/1997	Sanción a Transnea S.A.
0650/1997	Sanción a Transener S.A.
0651/1997	Sanción a Transener S.A.
0656/1997	Sanción a Edesur S.A.
0659/1997	Sanción a Edelap S.A.

---

- 0660/1997 Cuarta Línea. Apruébanse las Circulares N° 5 y N° 6 que completan la Documentación Licitatoria para la construcción de la Cuarta Línea del corredor Comahue-Buenos Aires, referente a la ampliación de la capacidad de transporte de energía eléctrica del corredor indicado, mediante la construcción operación y mantenimiento de una línea de 500 kV conectando las E. T. de Piedra del Aguila y Abasto, pasando por las instalaciones de Choele Choele, Bahía Blanca y Olavarría presentada por el grupo de empresas agrupadas bajo la denominación GEEAC.
- 0661/1997 Apelp. Autorízase a la Administración Provincial de Energía de La Pampa a acceder a la capacidad de transporte para la incorporación de la E.T. Macahin las proximidades de la localidad de Macachín, Provincia de la Pampa, seccionando la línea de 500 kV Puelches-Henderson 2, propiedad de Transener S.A.
- 0662/1997 Capex S.A. - Central Térmica Alto Valle S.A. - Hidroeléctrica El Chocón S.A. - Turbine Power Co. S.A. - UTE Filo Morado. Apruébase la Circular N° 1 que completa la Documentación Licitatoria aprobada mediante 574/97 para la compra de un transformador 500/132 kV, 150 MVA, para la E.T. Chocón 500 kV, propiedad de Transener S.A.
- 0418/1997 Edesur S.A. Recházase el recurso de reconsideración interpuesto por la Distribuidora contra la 517/96 (ftt en calidad de transporte mínimo)
- 0664/1997 Enargen S.A. Autorízase el acceso a la capacidad de transporte para incorporar una Central Térmica consistente en un Ciclo Combinado de 188 MW, a conectarse en la E.T. 132 kV Villa Mercedes, Provincia de San Luis, propiedad de Edesal S.A.
- 0682/1997 Edenor S.A. - Edesur S.A. - Central Puerto S.A. Préstase conformidad con el cálculo efectuado por la central y las distribuidoras correspondiente a la actualización del precio del contrato de suministro de energía entre las partes para el periodo 01/04/97 al 31/03/98 inclusive el que, sin considerar la incidencia del Impuesto a los Ingresos Brutos, arroja un valor de u\$s 39,65/MWh).
- 0683/1997 Edenor S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por la distribuidora para la construcción de la Subestación N° 154 Maschwitz, sita en la calle Mendoza, entre Los Jazmines y El Dorado, en la colectora Este del acceso Norte, ramal a Escobar, de la Localidad de Ing. Maschwitz, Partido de Escobar, Provincia de Buenos Aires, conforme con el proyecto presentado en el Expediente ENRE 3541/97.
- 0684/1997 Ente Nacional Regulador de la Electricidad. Tasa Anual de Fiscalización y Control, año 1997.
- 0685/1997 Transener S.A. - Transnoa S.A. - Distrocuyo S.A. - Transcomahue - Transpa S.A. - Transnea S.A. Hacer lugar a los Recursos de Reconsideración interpuesto contra la 191/96 (ampliaciones menores a la capacidad de transporte), disponiendo a esos efectos que las cuestiones planteadas deberán resolverse aplicando el procedimiento que se detallan en la presente Resolución.
- 0688/1997 MEM. Ordénase la adecuación de tarifa por prestación adicional de la FTT por parte de Edea S.A. y la restitución de diferencias por prestación adicional de la FTT por parte de Eseba S.A. a agente GUME.
- 0689/1997 Central Puerto S.A. Autorízase a la central a acceder a la capacidad de transporte para incorporar un ciclo combinado compuesto por tres turbogeneradores con una potencia neta total de 780 MW, a conectarse en barras de 132 kV de las E.T. N° 044 Puerto Nuevo y N° 221 Nuevo Puerto, propiedad de Edenor S.A.
- 0691/1997 Transba S.A. Apruébase la Licencia Técnica otorgada por Transener S.A. a la empresa Transba S.A. en su carácter de Transportista Independiente de las instalaciones conectadas al Sistema de Transener S.A. en la E.T. Campana.
- 0695/1997 Hidroeléctrica Alicurá S.A. Libéranse u\$s 32,809.98 y u\$s 54,683.31 constituidos como garantía de la ejecución de los Trabajos Obligatorios N° 5 Forestación del Emplazamiento y N° 3 Demolición del antiguo puente sobre el río Traful, a satisfacción del Concedente.
- 0702/1997 Cuarta Línea. Apruébanse las Circulares N° 7, N° 8 y N° 9 que completan la Documentación Licitatoria para la construcción de la Cuarta Línea del corredor Comahue-Buenos Aires, referente a la ampliación de la capacidad de transporte de energía eléctrica del corredor indicado, mediante la construcción operación y mantenimiento de una línea de 500 kV conectando las estaciones transformadoras de Piedra del Aguila y Abasto, pasando por las instalaciones de Choele Choele, Bahía Blanca y Olavarría presentada por el grupo de empresas agrupadas bajo la denominación GEEAC.
- 0704/1997 Capex S.A. - Central Térmica Alto Valle S.A. - Hidroeléctrica El Chocón S.A. - Turbine Power Co. S.A. - UTE Filo Morado. Apruébanse las Circulares N° 2 y N° 3 que completa la Documentación Licitatoria aprobada mediante 574/97 para la compra de un transformador 500/132 kV, 150 MVA, para la E.T. Chocón 500 kV, propiedad de Transener S.A.
-

- 0703/1997 Cuarta Línea. Apruébanse las Circulares N° 10, N° 11, N° 12, N° 13, N° 14, N° 15, N° 16, N° 17, N° 18 y N° 19 que completan la Documentación Licitatoria para la construcción de la Cuarta Línea del corredor Comahue-Buenos Aires, referente a la ampliación de la capacidad de transporte de energía eléctrica del corredor indicado, mediante la construcción operación y mantenimiento de una línea de 500 kV conectando las E.T.Piedra del Aguila y Abasto, pasando por las instalaciones de Choele Choele, Bahía Blanca y Olavarría.
- 0716/1997 Edenor S.A. - Edesur S.A. Apruébanse los valores de los Cuadros Tarifarios a aplicar por las distribuidoras correspondientes a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1° de agosto de 1997.
- 0715/1997 Edelap S.A. Apruébanse los valores del Cuadro Tarifario con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1° de agosto de 1997.
- 0705/1997 MEM. Dispónese que Edesal S.A. deberá conectar nuevamente a Oxido Metal S.A. en tensión de nivel equiparable al que se encontraba conectado antes que dicha Distribuidora desactive las instalaciones del gran usuario. Establézase que todos los gastos que origine la efectiva conexión ordenada, incluidos los relativos al cambio de equipamiento y realización las obras necesarias para la reconexión, estarán a cargo de de la distribuidora.
- 0707/1997 Sanción a Distrocuyo S.A.
- 0708/1997 Sanción a Transpa S.A.
- 0710/1997 Edenor S.A. - Edesur S.A. - Central Costanera S.A. Préstase conformidad con el cálculo efectuado por Central Costanera S.A. con las distribuidoras para el periodo que va del 29/05/97 al 28/05/98 inclusive, del que resulta un precio de U\$S 39,01/Mwh, el cual incluye una compensación negativa de U\$S 0,03/Mwh, por la diferencia entre el porcentaje de incidencia del impuesto calculado y el que efectivamente correspondió para el periodo transcurrido desde el 29/05/96 al 28/05/97 inclusive y una previsión positiva de U\$S 0,39/MWh, como incidencia del impuesto a los Ingresos Brutos para el periodo que va del 29/05/97 al 28/05/98 inclusive.
- 0713/1997 Edelap S.A. - Central Térmica San Nicolás S.A. Apruébase el precio del contrato de Central Térmica San Nicolás S.A. con la distribuidora para el periodo que va del 01/06/97 al 31/05/98 inclusive, establecido en u\$S 39,46/MWh. Por el período anual terminado el 31/05/97 y por los periodos anuales futuros, la Central deberá presentar una declaración jurada certificada por auditor independiente sobre el costo incurrido en la compra de gas.
- 0718/1997 Hidroeléctrica El Chocón S.A. Libéranse u\$S 225,652 del total de u\$S 280,000 constituidos como garantía de ejecución del trabajo obligatorio N° 3 Reemplazo y almacenamiento de transformadores con Difenilos Policlorados.
- 0717/1997 Edesur S.A. Recójázanse los Recursos de Reconsideración interpuesto por la distribuidora. respecto de las Resoluciones ENRE 26/97; ENRE 761/96; CCCSP 0899/96; ENRE 851/96; CCCSP 914/96; ENRE 822/96; ENRE 814/96; ENRE 839/96; CCCSP 896/96; ENRE 785/96; ENRE 786/96; ENRE 84/97; 136/97; ENRE 137/97; ENRE 223/97; ENRE 140/97; CCCSP 48/97; ENRE 138/97 y ENRE 29/97.
- 0725/1997 Edenor S.A. Sustituir el artículo 1 de la 683/97 por el siguiente: Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por Eedenor S.A., para la construcción de la Subestación N° 154 Maschwitz, sita en el terreno que se encuentra en la Parcela 1a de la Manzana D, ubicada al 2600, de la colectara Este del Acceso Norte, Ramal a Escobar, de la Localidad de Ing. Maschwitz, Partido de Escobar, Provincia de Buenos Aires, conforme con el proyecto presentado en el Expediente ENRE 3541.
- 0726/1997 Sanción a Edesur S.A.
- 0727/1997 Sanción a Epec.
- 0729/1997 Sanción a Transnoa S.A.
- 0731/1997 Transnoa S.A. Apruébanse en los términos del artículo 4 de la Ley 19.552 y a los fines de la afectación a servidumbre administrativa de electroducto, los planos relativos a la Línea de Alta Tensión de 132 kV, que une las E.T. Salta Sur con Salta Norte ambas en la Provincia de Salta, y el listado de parcelas afectadas.
- 0735/1997 Yacylec S.A. Ajústase el Canon Mensual a abonar a la transportista independiente en la suma de U\$S 2.590.314,25, para el período 01/09/97 al 28/02/98.
-

- 0736/1997 Audiencia Pública. Convócase para considerar el pedido de la empresa Termoandes S.A. a los efectos de solicitar una Concesión de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional en los términos y condiciones previstos para el Procedimiento de Acuerdo entre Partes, Título II, del Anexo I de la Resolución SEyP 21/97. Dicha conexión es solicitada para la construcción, puesta en servicio y operación de una línea a ser construida en la Localidad de Güemes, Provincia de Salta y Paso Pico, ubicado en la frontera con la República de Chile. Asimismo en dicha audiencia se considerará el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública, la que tendrá lugar el que tendrá lugar el día 23 de septiembre de 1997.
- 0737/1997 Transnoa S.A. Apruébase la ampliación menor a la capacidad de transporte presentada por la Transportista consistente en el reemplazo del equipamiento en la E.T. de 132 kV Tucumán Norte, por un canon mensual de \$ 14.250 más IVA, durante un período de amortización de 18 meses.
- 0738/1997 Sanción a Transener S.A.
- 0739/1997 Sanción a Transnoa S.A.
- 0743/1997 Termoandes S.A. Sustitúyese del segundo considerando de la 736/97, la mención de Concurso Público por la de Acuerdo entre Partes.
- 0744/1997 Sanción a Epen.
- 0745/1997 Sanción a Epen.
- 0746/1997 Sanción a Epen.
- 0748/1997 Central Pedro de Mendoza S.A. Apruébase la modificación formal de los errores cometidos en anteriores asambleas por la central y corregida en Asamblea de fecha 24/04/97, conforme al texto del acta respectiva que obra a fojas 30/34 del Expediente ENRE N° 2327/96.
- 0750/1997 Sanción a Edesur S.A.
- 0751/1997 Sanción a Edesur S.A.
- 0764/1997 Capex S.A. - Central Puerto S.A. - Central Térmica Alto Valle S.A. - Hidroeléctrica Alicurá S.A. - Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A. - Hidroeléctrica El Chocón S.A. - Hidroeléctrica Piedra del Aguila S.A. - Turbine Power Co. S.A. - Grupo de Generadores de Energía Eléctrica del Área del Comahue. Apruébanse las Circulares N° 21 y N° 22 relativas a la documentación licitatoria para la construcción, operación y mantenimiento de la Cuarta Línea del corredor Comahue - Buenos Aires.
- 0765/1997 Central Pedro de Medoza S.A. Apruébase la transferencia de 114.185 acciones clase A representantes del 2,04 del capital accionario de la Central a favor de: Rodolfo Bustos, 38.061 acciones; Emilio P. Garibotti, 38.062 acciones; y Jorge A. Cavallo, 38.062 acciones..
- 0766/1997 Sanción a Epec.
- 0767/1997 Sanción a Epec.
- 0768/1997 Sanción a Epec.
- 0769/1997 Sanción a Edesur S.A.
- 0770/1997 Sanción a Transnea S.A.
- 0771/1997 Hacer lugar al Recurso de Reconsideración incoado por Transnea S.A., respecto de la 341/97, aclarándose que las indisponibilidades individualizadas con los números 2, 3, 8, 9 y 10 (sanciones por indisponibilidades programadas y forzadas de líneas), del Anexo a la misma punto 1.1., no serán computadas a los efectos de la tasa de falla.
- 0772/1997 Sanción a Transener S.A.
- 0775/1997 Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte consistente en la realización de un conjunto de obras que
-

comprenden la construcción de la nueva Subestación Muñiz de 132/13,2 kV - 2 x 40 MVA, ubicada entre las calles Pichincha, España, y Juan Argentino Roca, de la localidad de San Miguel Oeste, Provincia de Buenos Aires, el tendido de una Línea de Alta Tensión de 1 x 132 kV y la desafectación de una parte de la actualmente existente (Línea N° 633), y obras complementarias, que se realizará el día 7 de octubre de 1997.

- 0776/1997 Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la ampliación de la capacidad de transporte existente, consistente en la construcción y montaje de una nueva playa de maniobra de 220 kV en la Subestación N° 051 Matheu, ubicada en la ruta Provincial N° 25, localidad de Matheu, Partido de Pilar, Provincia de Buenos Aires, y la instalación en dicho lugar de un transformador adicional de 220/132 kV, 300 MVA y obras complementarias, que se realizará el día 10 de octubre de 1997.
- 0777/1997 Capex S.A. - Central Térmica Alto Valle S.A. - Hidroeléctrica El Chocón S.A. - Turbine Power Co. S.A. - UTE Filo Morado. Apruébase la Circular N° 4 que completa la Documentación Licitatoria aprobada mediante 574/97 para la compra de un transformador 500/132 kV, 150 MVA, para la E.T. Chocón 500 kV, propiedad de Transener S.A.
- 0778/1997 Sanción a Edenor S.A.
- 0779/1997 Sanción a Edenor S.A.
- 0780/1997 Sanción a Edenor S.A.
- 0829/1997 Central Dique S.A. Apruébase la reforma de los artículos 5, 6, 11, 13, 20, 32, 36 y 42 de su estatuto social, introducida por la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria, celebrada el 17/07/97.
- 0835/1997 Audiencia Pública. Convócase para considerar el otorgamiento del certificado de conveniencia y necesidad pública solicitado por Edesur S.A., para la realización de un conjunto de obras que implican la construcción de la Subestación N° 113 Once, sita en las calles Bartolomé Mitre y José Evaristo Uriburu de la Capital Federal, que tendrá lugar el día 14 de octubre de 1997.
- 0836/1997 Transnea S.A. Hácese lugar parcialmente al Recurso de Reconsideración incoado por la Transportista, respecto de la 352/97 en relación con los casos identificados como números 21, 22 y 23 (contrato de concesión-subanexo II-B) y modificar el Anexo de la Resolución recurrida.
- 0837/1997 Transnea. Hácese lugar parcialmente al Recurso de Reconsideración incoado por la Transportista, respecto de la 353/97 en relación con los casos identificados como números 28, 29 y 30 (contrato de concesión-subanexo II-B) y modificar el Anexo de la Resolución recurrida.
- 0838/1997 Edenor S.A. - Edesur S.A. Recházase la pretensión de incluir en tarifas los costos de la ftt que se prestan mutuamente.
- 0866/1997 Edecat S.A. Otórgase el certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la construcción de la línea que unirá las E.T. Andalgalá y Villa Quinteros, conforme el proyecto de obra obrante en el Expediente.
- 0867/1997 Sanción a Edenor S.A.
- 0868/1997 Sanción a Transnea S.A.
- 0869/1997 Sanción a Distrocuyo S.A.
- 0870/1997 Sanción a Transnoa S.A.
- 0872/1997 LITSA. Ajustase el Canon Mensual a abonar a la Transportista Independiente en la suma de US\$ 2.591.814,94 para el período 01/10/97 al 31/03/98.
- 0873/1997 Sanción a Edelap S.A.
- 0874/1997 Hidroeléctrica Piedra del Aguila S.A. Libéranse u\$s 727.500 del total de u\$s 934.000 constituidos como garantía de la ejecución de los Trabajos Obligatorios a satisfacción del Concedente y establécese en u\$s 206.500 el nuevo monto actualizado para la constitución de la fianza destinada a garantizar las obras y trabajos obligatorios aún pendientes.
- 0876/1997 Polisur S.A. Autorízase a la empresa en su carácter de Gran Usuario del MEM, a acceder a la capacidad de transporte para incrementar su demanda en 11 MW en barras de 132 kV de la E.T. 132/33 kV Petroquímica Bahía Blanca, propiedad de Transba S.A. e instruir a la misma para que proceda a reducir el abastecimiento de energía eléctrica a todos
-

los agentes conectados en la E.T. 132/33 kV Petroquímica Bahía Blanca, en igual proporción respecto a la potencia declarada por los mismos en la programación estacional vigente.

- 0728/1997 Cuarta línea. Déjase sin efecto la aprobación del punto B. Régimen de Sanciones Durante la Etapa de Operación y Mantenimiento, del Anexo IA del Contrato de Electroducto que, como Anexo I forma parte del Pliego de Bases y Condiciones del Concurso Público Nacional e Internacional para la adjudicación del Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento de la Cuarta Línea del Sistema de Transmisión en 500 kV. entre las estaciones Piedra del Águila, Choele Choel, Bahía Blanca, Olavarría y Abasto y por las ampliaciones de dichas estaciones, y disponer su eliminación de dicho Pliego.
- 0962/1997 Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue
- 0954/1997 Sanción a Epe S.F.
- 0956/1997 Edenor S.A. - Edesur S.A. - Edelap S.A. Déjase sin efecto el Procedimiento para la Sustanciación de Reclamos de Distribución de Energía Eléctrica - Anexo I que fuera aprobado por el Directorio por Acta N° 160/95. Dispónese que tratamiento de los Reclamos de usuarios sobre infracciones a las disposiciones de calidad comercial del Servicio Público de Distribución se realizará conforme lo dispuesto en el Punto 5.3. del Subanexo IV del Contrato de Concesión más las normas específicas que se aprueban por el presente acto.
- 0957/1997 Sanción a Edenor S.A.
- 0958/1997 Sanción a Edesur S.A.
- 0961/1997 Asea Brown Boveri S.A. Apruébase la oferta preadjudicada a la compañía en el Concurso Público para la Provisión la compra de un transformador 500/132 kV, 150 MVA, que establece un canon de U\$S 1.995.000 más IVA, con una forma de pago en un todo de acuerdo a lo establecido en el Pliego de Bases y Condiciones.
- 0953/1997 (derogada por Res. ENRE 1725/98) Transporte y/o Distribución de electricidad - régimen de evaluación de impacto ambiental de las instalaciones
- 0963/1997 Edenor S.A. Desaprúbase la modificación introducida al Estatuto Social de la distribuidora, relativa al objeto social, por la Asamblea General, Extraordinaria de Accionistas reunida el día 27 de mayo de 1997.
- 0964/1997 Sanción a Transnea S.A.
- 0968/1997 Sanción a Epen.
- 0969/1997 Sanción a Epec.
- 0970/1997 Sanción a Epe S.F.
- 0971/1997 Sanción a Transnoa S.A.
- 0993/1997 Edenor S.A. - Edesur S.A. Apruébanse los valores de los Cuadros Tarifarios a aplicar por las distribuidoras correspondientes a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1° de noviembre de 1997.
- 0994/1997 Edelap S.A. Apruébanse los valores del Cuadro Tarifario de con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1° de noviembre de 1997.
- 0978/1997 Sanción a Transener S.A.
- 0979/1997 Edenor S.A. Deniébase el Recurso de Reconsideración interpuesto por la distribuidora contra la 133/97 y difírese la Resolución del Recurso de Reconsideración, en lo que se refiere al tratamiento a dar a la Sección IIa. de Islas del Delta, hasta tanto la distribuidora presente, un pormenorizado informe sobre el estado actual de prestación del servicio en la referida Sección de Islas y un proyecto integral de electrificación para la misma.
- 0980/1997 Sanción a Transpa S.A.
- 0981/1997 Sanción a Edesur S.A.
-

- 0982/1997 Edenor S.A. Instrúyese a la distribuidora para que proceda al cálculo de los indicadores de la calidad del servicio técnico a nivel de suministro y de las multas (bonificaciones) asociadas correspondientes al semestre comprendido entre el 01/09/96 y el 28/02/97 - primer semestre de la Etapa 2 -, excluyendo del referido cálculo las interrupciones aceptadas por el Organismo como originadas en causales de caso fortuito o fuerza mayor.
- 0990/1997 Transener S.A. - LITSA. Apruébase el valor total de la obra a los efectos de calcular el cargo por supervisión referente el Segundo Tramo de Transmisión Yácyretá.
- 0991/1997 Sanción a Distrocuyo S.A.
- 0995/1997 Edenor S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la realización de un conjunto de obras en la Subestación N° 051 MATHEU que comprenden la construcción y montaje de una nueva playa de maniobra de 220 kV y la instalación de un transformador adicional de 220/132 kV, 300 MVA, y obras complementarias.
- 0999/1997 Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por la empresa Edenor S.A. para la realización de un conjunto de obras, que comprenden la construcción y montaje de nueva Subestación N° 261 Pontevedra de 132/33/13,2 kV, 2 x 20 MVA (132/33 kV) y 2x40 MVA (132/13,2 kV), la construcción de una nueva línea de 2x132 kV de 10.460 m de longitud que unirá las Subestaciones Rafael Castillo en construcción y la S.E. Pontevedra, y en la actual Subestación N° 114 VIDAL que comprende la construcción y puesta en servicio de una nueva Subestación de 132/13,2 kV con dos transformadores de 132/13,2 kV de 80 MVA cada uno y dos tableros de 13,2 kV, la desafección del equipamiento hoy existente, excepción hecha el actual tablero de 13,2 kV y obras complementarias accesorias, que se realizará el día 3 de diciembre de 1997.
- 1012/1997 Ente Nacional Regulador de la Electricidad. Delégase en el Jefe del Departamento de Atención de Usuarios las atribuciones de dirigir las actuaciones administrativas originadas en los Reclamos de los usuarios que deben tramitar en este Organismo en virtud de lo dispuesto por el artículo 72 de la Ley 24.065 y por el artículo 10 del Reglamento de Suministro.
- 1224/1997 Termoandes S.A. Apruébase la traza de la porción del electroducto denominada como variante Cerro San José que abarca los vértices S-63; S-64N; S-64 NA; S-64 NB; S-65N Y S-66 y el pliego de bases y condiciones para la contratación del organismo y/o empresa pública o privada independiente del grupo solicitante que deberá efectuar la supervisión de la construcción de la Línea de Extra Alta Tensión de 263 Km con una tensión nominal de 345 kV, entre la Localidad de Güemes (Provincia de Salta) y el nodo de frontera con la República de Chile, ubicado en Paso Sico.
- 1013/1997 Sanción a Transpa S.A.
- 1014/1997 Sanción a Epen.
- 1015/1997 Sanción a Epec.
- 1016/1997 Sanción a Epe S.F.
- 1017/1997 Hidroeléctrica Ameghino S.A. Apruébanse los Trabajos Obligatorios N° 1 Ejecución de obras civiles para el Transportista a cargo del generador, N° 3 Instalación de un sísmógrafo y N° 5 Reparación de las válvulas del sistema de riego. Libéranse \$29,178 del total de \$ 331,897 constituidos como garantía de la ejecución de los Trabajos Obligatorios a satisfacción del Concedente y establécese en \$ 302,719 el nuevo monto actualizado para la constitución de la fianza destinada a garantizar las obras y trabajos obligatorios aún pendientes.
- 1019/1997 Sanción a Edelap S.A.
- 1020/1997 Edesur S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la construcción de la nueva Subestación N° 113 Once de 132/13,2 kV - 2x40 MVA, ubicada sita en las calles Bartolomé Mitre y José Evaristo Uriburu de la Ciudad de Buenos Aires, su equipamiento asociado y su alimentación con cable subterráneo en 132 kV.
- 1021/1997 Sanción a Transnoa S.A.
- 1022/1997 Sanción a Transener S.A.
- 1023/1997 Transener S.A. - Transnoa S.A. - Transpa S.A. - Transnea S.A. - Transcomahue S.A. - Distrocuyo S.A. - Transba S.A.: adecúase la remuneración de las concesionarias de transporte para el período 01/11/97 al 30/04/98. Edenor S.A. - Edesur S.A. - Epec - Epe S.F. - Epen: adecúase la remuneración de los prestadores de la FTT y la remuneración por energía eléctrica transportada a percibir por los prestadores de la FTT para el período 01/11/97 al 30/04/98.
-

1028/1997	Cuarta Línea. Apruébase la adjudicación a Transener S.A. de la obra licitada mediante el Concurso Público Nacional e Internacional para la Construcción, Operación y Mantenimiento de la Cuarta Línea del Sistema de Transmisión Comahue - Buenos Aires, para su realización conforme a la oferta identificada como Alternativa I LEAT Cross Rope y EETT CON ET BB DISEÑO COMPACTO, por un canon de u\$s 24.521.121, en los términos de la documentación licitatoria del citado Concurso.
1047/1997	Sanción a Hidroeléctrica Río Hondo S.A.
1048/1997	Sanción a Edenor S.A.
1054/1997	Sanción a Edelap S.A.
1055/1997	Sanción a Edesur S.A.
1056/1997	Sanción a Epec.
1057/1997	Epe S.F. Autorízase a acceder a la capacidad de transporte para equipar y poner en servicio dos campos de salida de línea de 132 kV en cada una de las E. T. 500/132 kV Rosario Oeste y Santo Tomé, propiedad de Transener S.A.
1059/1997	Edenor S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la construcción de la nueva Subestación N° 265 Muñiz de 132/13,2 kV - 2x40 MVA, ubicada entre las calles Pichincha, España, y Juan Argentino Roca, de la localidad de San Miguel Oeste, Provincia de Buenos Aires, el tendido de una Línea de Alta Tensión de 1x132 kV y la desafectación de una parte de la actualmente existente (Línea N° 633).
1060/1997	Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por la empresa EDENOR S.A. para la realización de un conjunto de obras, que comprenden la construcción y montaje de nueva Subestación N° 260 DERQUI de 132/13,2 kV - 2x40 MVA obras complementarias y accesorias, que se realizará el día 16 de diciembre de 1997.
1031/1997	Sanción a Epe S.F.
1032/1997	Sanción a Distrocuyo S.A.
1034/1997	Edesur S.A. Instrúyese a la distribuidora para que proceda al cálculo de los indicadores de la calidad del servicio técnico a nivel de suministro y de las multas (bonificaciones) asociadas correspondientes al semestre comprendido entre el 01/09/96 y el 28/02/97 - primer semestre de la Etapa 2 -, excluyendo del referido cálculo las interrupciones aceptadas por el Organismo como originadas en causales de caso fortuito o fuerza mayor.
1035/1997	Sanción a Transnea S.A.
1036/1997	Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue
1037/1997	Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue
1038/1997	Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue
1039/1997	Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue
1040/1997	Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue
1041/1997	Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue
1042/1997	Sanción a Edesur S.A.
1045/1997	Central Dock Sud S.A. Autorízase a acceder a la capacidad de transporte para incorporar un ciclo combinado compuesto por tres turbogeneradores con una potencia neta total de 784 MW, a conectarse en barras de 132 kV de E. T. Dock Sud, propiedad de Edesur S.A.
1046/1997	Sanción a Edenor S.A.
1080/1997	Sanción a Edenor S.A.

---



1081/1997	Sanción a Epe S.F.
1082/1997	Sanción a Epec.
1083/1997	Sanción a Edelap S.A.
1084/1997	Sanción a Edenor S.A.
1085/1997	Sanción a Epe S.F.
1086/1997	Sanción a Epe S.F.
1087/1997	Sanción a Transnoa S.A.
1088/1997	Sanción a Transnoa S.A.
1090/1997	Sanción a Transnea S.A.
1104/1997	Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por la empresa Edesur S.A. para la realización de un conjunto de obras, que comprenden la construcción y montaje de un nuevo electroducto de 132 kV que implicará básicamente la colocación de dos ternas de cable subterráneo que vincularán eléctricamente las S.S.E.E. Perito Moreno y Santa Rita, incluyendo además el montaje de equipos de maniobra y protección en la S.E. Perito Moreno, que se realizará el día 23 de diciembre de 1997.
1109/1997	Sanción a Edelap S.A.
1110/1997	Sanción a Edelap S.A.
1111/1997	Sanción a Edesur S.A.
1112/1997	Sanción a Edenor S.A.
1113/1997	Sanción a Transnoa S.A.
1115/1997	Hidroeléctrica Alicurá S.A. Apruébase la modificación del texto de la reforma del artículo 4º del Estatuto, aprobada en la reunión del 3 de septiembre de 1997 de la Asamblea de Accionistas.
1117/1997	Sanción a Transnea S.A.
1118/1997	Sanción a Transnoa S.A.
1119/1997	Sanción a Distrocuyo S.A.
1121/1997	Sanción a Edesur S.A.
1151/1997	Sanción a Edesur S.A.
1120/1997	Sanción a Central Térmica Sorrento S.A.
1153/1997	Hidroeléctrica Tucumán S.A. Desestímase el pedido de prórroga solicitado por la hidroeléctrica para la ejecución de los trabajos obligatorios pendientes al 30 de octubre de 1997 por un lapso adicional de tres años con relación a los plazos consignados en su Contrato de Concesión y aplíquese un apercibimiento a por incumplimiento de los plazos perentorios de ejecución de Obras y Trabajos Obligatorios establecidos en el Subanexo VIII del mismo contrato.
1154/1997	Edenor S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la construcción y montaje de la nueva Subestación N° 261 Pontevedra de 132/33/13,2 kV, 2 x 20 MVA (132/33 kV) y 2 x 40 MVA (132/13,2 kV), la construcción de una nueva línea de 2 x 132 kV de 10.460 m de longitud que unirá las Subestaciones Rafael Castillo en construcción y Pontevedra; y en la actual Subestación N° 114 VIDAL para la construcción y puesta en servicio de una nueva Subestación de 132/13,2 kV con dos transformadores de 132/13,2 kV de 80 MVA cada uno y dos tableros de 13,2 kV, la desafección del equipamiento hoy existente, con excepción del actual tablero de 13,2 kV, y obras complementarias accesorias.

---

1155/1997	Distrocuyo S.A. Apruébase la ampliación menor a la capacidad de transporte presentada por la Transportista, consistente en la provisión y montaje del equipamiento E.T. de 132 kV EE. TT. Montecaseros y Cruz de Piedra.
1156/1997	Sanción a Epen.
1157/1997	Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue
1178/1997	Sanción a Edenor S.A.
1179/1997	Sanción a Edesur S.A.
1200/1997	Sanción a Edelap S.A.
1029/1997	Termoandes S.A. Apruébase la solicitud presentada por la empresa para la construcción, de una Línea de Extra Alta Tensión de 263 km con una tensión nominal de 345 kV, desde la Localidad de Güemes (Provincia de Salta) y el nodo de frontera con la República de Chile, ubicado en Paso Sico y apruébase la traza de la Línea de Extra Alta Tensión propuesta por la solicitante.
1225/1997	Sanción a Epec.
1226/1997	Sanción a Epen.
1227/1997	Sanción a Epe S.F.
1228/1997	Sanción a Transnoa S.A.
1229/1997	Sanción a la Transportista por Distribución Troncal de la Región Comahue
1330/1997	Sanción a Edenor S.A.
1331/1997	Sanción a Edesur S.A.
1332/1997	Sanción a Edenor S.A.
1333/1997	Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. para el acceso y ampliación a la capacidad de transporte existente consistente en el seccionamiento de la línea Cabra Corral - Tucumán Norte de 132 kV perteneciente a Transnoa S.A., para alimentar la E.T. Trancas a construir, en la que se instalará un transformador de 132/33/13,2 kV de 15/15/10 MVA., y obras complementarias accesorias, que se realizará el día 22 de enero de 1998.
1334/1997	Transener S.A. - LITSA. Modifícase el esquema de cálculo del cargo por supervisión referente el Segundo Tramo de Transmisión Yacyretá, aprobado por 990/97.
1337/1997	Sanción a Central Térmica San Nicolás S.A.
1338/1997	Edenor S.A. Otórgase el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la construcción y montaje de la nueva Subestación N° 260 Derqui de 132/13,2 kV, 2 x 40 MVA, obras complementarias y accesorias.
1348/1997	Sanción a Edenor S.A.
1349/1997	Sanción a Transpa S.A.
1350/1997	Sanción a Transpa S.A.
1375/1997	Audiencia Pública. Convócase para resolver sobre el otorgamiento del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública solicitado por la empresa Edelap S.A. para la realización de un conjunto de obras, que comprenden la construcción y montaje de la nueva Subestación Gonnet de 132/13,2 kV, 2x40 MVA (132/13,2 kV), la construcción de una nueva línea de 132 kV de 5.200 m y obras complementarias accesorias, que se realizará el día 21 de enero de 1998.
0692/1997	Edenor S.A. - Edesur S.A. - Edelap S.A. Revócase la 554/96 (sanciones, acreditación de importes, metodología) y determinase que las sumas que se encuentren depositadas en las cuentas abiertas por las Distribuidoras conforme lo

---

dispuesto por el Artículo 1 de la Resolución revocada, y que correspondan a Resoluciones que se encuentren firmes o consentidas, deberán acreditarse dentro de los diez días de notificada la presente en la cuenta corriente Recaudadora Fondos de Terceros del Banco de la Nación Argentina, presentando en el ENRE el comprobante respectivo dentro de los dos días de efectuado el depósito.

- 0640/1997 Edesur S.A. Recházase el Recurso de Reconsideración interpuesto por la Distribuidora, respecto de la 853/96 (contrato de concesión - subanexo 4 - punto 6.3.).
- 0372/1997 Polledo S.A.I.C.yF. Autorízase a la firma a transferir la cantidad de 392.196 acciones clase B 5 de valor nominal \$ 0,10 cada una y de un voto por acción, representativas del 1,30732 del capital social y votos; 48.804 acciones clase B 5 de valor nominal \$ 0,10 cada una y de un voto por acción, representativas del 0,16268 del capital social y votos; 147.000 acciones clase B 5 de valor nominal \$ 0,10 cada una y de un voto por acción, representativas del 0,49 del capital social y votos de LITSA a las firmas Sideco Americana S.A.; Pirelli Consultora Conductores e Instalaciones S.A. y C.O.D.I. Construcción Obras de Ingeniería S.A. respectivamente.
- 0711/1997 Edesur S.A. Apruébase que el ENRE decidirá, en los aspectos de su competencia, sobre las características de las instalaciones que la distribuidora deba ejecutar en su área de concesión para la prestación del servicio público de electricidad, en los casos particulares en los cuales los interesados requieran específicamente una determinación por parte de este organismo.
- 0619/1997 Edesur S.A. Apruébase el Plan de Gestión Ambiental (P.G.A.) presentado por la distribuidora, para ser desarrollado durante el año 1997, en las instalaciones bajo responsabilidad de dicha empresa.
- 1114/1997 Autorízase a la firma Polledo S.A.I.C. y F. a transferir acciones de Líneas de Transmisión del Litoral S.A. a la firma Sideco Americana S.A., Pirelli Consultora Conductores e Instalaciones S.A. y C.O.D.I. Construcción Obras de Ingeniería.
- 0146/1997 Transener S.A. Apruébase el Plan de Gestión Ambiental (P.G.A.) presentado por la Transportista, para ser desarrollado durante el año 1997, en las instalaciones bajo responsabilidad de dicha empresa.
-