

CAPÍTULO 2 El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Evolución del sector eléctrico

En 2011 se verificó un crecimiento de la economía del orden del 9%, continuando con el incremento evidenciado el año anterior.

Acompañando este comportamiento, se incorporan en el sector 124 MW adicionales de generación de energía eléctrica de acuerdo al siguiente detalle:

Agente / Empresa	Central	Tipo total [MW]	Potencia	Habilitación	Observaciones
ENARSA	CT Bell Ville	MD y TG	15,4	11/03/2011	Con fecha 8/01/11 había sido habilitada hasta 10 MW
ENARSA	CT Santa Rosa	MD	4,5	02/03/2011	Con fecha 5/09/08 había sido habilitada hasta 3 MW
ENARSA	CT Esquina	MD	6	23/02/2011	Se habilitó la segunda etapa de la Central. Primera etapa (12,7 MW) habilitada el 31/12/10
ENARSA	CT Colón (2° etapa)	MD	15,3	11/02/2011	
ENARSA	CT Lincoln	MD	13	29/01/2011	
ENARSA	CT Corrientes	MD	20	22/01/2011	
ENARSA	CT Villegas	MD	23,5	22/01/2011	
ENARSA	CT Las Armas II	TG	21,58	21/01/2011	
ENARSA	CT Salto	MD	10	14/01/2011	
ENARSA	CT Chilecito	MD	10	08/01/2011	
TOTAL			123,58		

MD: Motores Diesel / MG: Motores a gas / TG: Turbinas de gas / TV: Turbinas de vapor / CH: Central hidráulica / PE: Parque eólico

En cuanto a la demanda de energía eléctrica, continuó vigente el Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica (PUREE) dispuesto por la Resolución SE N° 745/2005¹. El Anexo I detalla los principales aspectos del programa.

Así, como consecuencia de la aplicación del PUREE en 2011 (que se inicia con los ciclos de consumo correspondientes a las facturas con fechas de lectura desde el 10 de enero de 2011 al 9 de enero de 2012), las facturas con ahorros ascendieron a 8 millones mientras que las que enfrentaron cargos adicionales fueron 16,5 millones.

¹ El Programa de Uso Racional de la Energía (PURE) fue originalmente aprobado por Resolución SE N° 415/2004. Luego, la Resolución SE N° 552/2004 aprobó el PUREE con aplicación para Edenor, Edesur y Edelap. Finalmente, la Resolución SE N° 745/2005 sustituyó el Anexo I de la Resolución SE N° 552/2004, estableciendo nuevos objetivos de ahorro y mecanismos de bonificación y sanción.

En cuanto a las cantidades físicas, los consumos en exceso al objetivo de ahorro alcanzaron los 8.393 GWh mientras que los ahorros iguales o mayores a este objetivo (equivalente al 10% del período base) fueron de 3.672 GWh, resultando un desahorro neto de 4.720 GWh, equivalente al 22% del consumo del período base.

PUREE 2011	kWh		# de facturas	
	Ahorrados	Consumidos en exceso	Bonificadas	Consumo en exceso
EDESUR	1.720.831.773	3.595.229.449	3.944.880	7.172.266
EDENOR	1.790.126.159	4.403.985.523	3.536.860	8.432.340
EDELAP	161.635.838	393.871.389	502.784	917.048
TOTAL	3.672.593.770	8.393.086.361	7.984.524	16.521.654

Nota: Información correspondiente a consumos facturados entre el 10/01/11 y 09/01/12. Valores preliminares.

Oferta

A continuación se detalla la evolución de la potencia instalada.

Potencia instalada
Mercado Eléctrico
Mayorista (MEM) -
Mercado Eléctrico
Mayorista del Sistema
Patagónico (MEMSP)
(en MWh)

	Tipo de generación					TOTAL	Variación Año Ant.	Variación Año 92
	Térmica	Nuclear	Fotovoltaica	Eólica	Hidráulica			
1992	7.049	1.005			6.023	14.077		
1993	7.334	1.005			6.723	15.062	7%	7%
1994	8.029	1.005			8.043	17.077	13%	21%
1995	8.191	1.005			8.818	18.015	5%	28%
1996	8.439	1.005			9.362	18.806	4%	34%
1997	9.225	1.005			10.322	20.552	9%	46%
1998	10.115	1.005			10.666	21.786	6%	55%
1999	10.233	1.005			10.834	22.072	1%	57%
2000	11.382	1.005			10.834	23.221	5%	65%
2001	13.075	1.005			10.834	24.913	7%	77%
2002	13.407	1.005			10.931	25.343	2%	80%
2003	13.555	1.005			10.931	25.491	1%	81%
2004	13.530	1.005			11.003	25.538	0%	81%
2005	13.962	1.005			11.164	26.131	2%	86%
2006	13.439	1.005			11.164	25.608	-2%	82%
2007	13.669	1.005			11.216	25.890	1%	84%
2008	15.201	1.005			11.216	27.422	6%	95%
2009	15.414	1.005			11.336	27.755	1%	97%
2010	17.266	1.005			11.336	29.607	7%	110%
2011	18.029	1.005	1	8	11.411	30.454	3%	116%

Nota: Generación térmica incluye autogeneración y cogeneración.

En Yacretá se consideran 20 grupos con potencia nominal de 155 MW a máximo salto (cota 83).

Fuente: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA)- Prog. Estacional e informes mensuales.

MEM	Turbo vapor	Turbo gas	Ciclo combinado	Diesel	Térmica	Nuclear	FT	EQ	Hidráulica	TOTAL
Privatizadas										
ALTO VALLE		16	80		96					96
C.COSTANERA	1.131		851		1.982					1.982
C.PUERTO	979		798		1.777					1.777
C.DIQUE		55			55					55
C.T. DOCK SUD		72	798		870					870
C.T. SAN NICOLÁS	650	25			675					675
C.T. SORRENTO	217				217					217
C.T. GUEMES	261	100			361					361
C.T. MENDOZA	120	14	374		508					508
Electropatagonia (ex C.T.NEA)	0	26			26					26
C.T. NOA		112		4	116					116
CT INDEPENDENCIA		100			100					100
G. Riojana - CT La Rioja		38			38					38
C.T. PIEDRA BUENA	620				620					620
H. ALICURÁ					0			1.050		1.050
H.C. COLORADOS					0			472		472
H. CHOCÓN					0			1.380		1.380
H.P. DEL ÁGUILA					0			1.400		1.400
H. RÍO HONDO					0			17		17
AES ALICURÁ					0			112		112
AES JURAMENTO (ex H.T. SAN JUAN)		30			30			42		72
H. TUCUMÁN					0			51,6		51,6
HIDISA					0			388		388
HINISA					0			224		224
H. PICHÍ PICUN LEUFU					0			285		285
PRIVADAS - NUEVAS										
GEN. MEDITERRÁNEA		180	68		248					248
C. PUERTO (EX NEUQUÉN)			540		540					540
Costanera (ex C.T. BUENO AIRES)			322		322					322
C.T. G. ROCA		124			124					124
CT SALTA		411			411					411
Pluspetrol (C. TUCUMÁN)			446		446					446
CAPEX			184		184					184
FILO MORADO		63			63					63
GENELBA		165	674		839					839
Pluspetrol (EX S.M. TUCUMÁN)			382		382					382
PLUSPETROL NORTE		232			232					232
AES PARANÁ			845		845					845
CONSORCIO POTRERILLOS					0			201		201
HIDROCUYO (LAS MADERAS)					0			31		31
TGM Belgrano			848		848					848
TG San Martín			849		849					849
Medanito - CT Rincón de los Sauces				32	32					32
SAPEM - ARAUCO EOLICO								2,1		2,1
EJSED SA - Central H. Reyes									7	7
EMDERSA - CT PIQUIREDA				30	30					30
GEM SA - C H Los Coroneles y San Martín									13	13
PETROBRAS - CT ECONENERGÍA		7			7					7
COGENERADORES (3)		337			337					337
AUTOGENERADORES (17) (*)		608	508		1.116					1.116
PROVINCIALES										
GECOR		26			26					26
EPEC	200	627		3	830			918		1.748
C. DE PIEDRA					0			60		60
EPSE - C.H. CUESTA DEL VIENTO					0			11		11
EPSE - Q. ULLUM					0			45		45
EPSE - LOS CARACOLES								121		121
EPSE - FOTOVOLTAICA S. JUAN 1							1,2			1,2
HIDRO NIHUILLES IV					0			18		18
C.C. ATLÁNTICA	260	250			510					510
NACIONALES/BINACIONALES										
NUCLEOELÉCTRICA ARG. S A						1.005				1.005
C.T.M. SALTO GRANDE (lado Arg.)								945		945
E. B. YACYRETÁ (**)								3100		3100
ENARSA		265		724	989					989
TOTAL MEM	4.445	3.876	8.567	793	17.681	1.005	1	2	10.892	29.581
MEMSP										
PRIVATIZADAS										
C.T. PATAGÓNICAS		160			160					160
H. FUTALEUFU					0			472		472
H. F. AMEGHINO					0			47		47
PRIVADAS - NUEVAS										
ENERGÍA DEL SUR			125		125					125
HYCHICO - DIADEMA EÓLICO								6		6
ELECTROPATAGONIA			63		63					63
TOTAL MEM-SP	0	160	188	0	348	0	0	6	519	873
TOTAL MEM + MEMSP	4.445	4.036	8.755	793	18.029	1.005	1	8	11.411	30.454

Potencia Instalada
(en MW)

(*) Autogeneración incluye CAPEX por 477 MW

(**) Corresponde a 20 grupos con potencia nominal de 155 MW a máximo salto (cota 83)

Fuente: CAMMESA - Informes mensuales

En línea con el crecimiento registrado en la economía, la energía neta generada durante 2011 se incrementó casi un 5% respecto de 2010, llegando a los 121.020 GWh; el aumento verificado en la generación de origen térmico (11%) compensó la disminución en la generación de origen hidráulico (-2,4%) y la más significativa merma en la generación de origen nuclear (-12%).

Con relación a las importaciones de energía, se observó un aumento de casi 3%, alcanzando 2.412 GWh, un 2% de la generación neta total, mientras que las exportaciones disminuyeron un 24% respecto de 2010.

Balance de energía neta (en GWh)	Tipo de generación	TOTAL 2011	TOTAL 2010	Variación
	Generación Térmica	73.451	66.350	11%
	Generación Hidráulica	39.251	40.227	-2%
	Generación Nuclear	5.892	6.692	-12%
	Generación Eólica	12	0	-
	Generación Fotovoltaica	1	0	-
	Importación	2.412	2.352	3%
	GENERACIÓN NETA TOTAL	121.020	115.620	5%
	Exportación	275	361	-24%
	Bombeo	558	547	2%
	Oferta Neta de Generación	120.186	114.712	5%

Nota: Incluye el Mercado Patagónico, que desde el 1º de marzo de 2006 se ha interconectado con el MEM por medio de la línea Choele Choe - Puerto Madryn, constituyendo un único sistema.

Para analizar con mayor precisión las variaciones mencionadas, se puede observar la evolución mensual de la generación, expresada como porcentaje del total, de acuerdo a su origen. En efecto, durante la primera mitad del año la generación de origen térmico alcanzó en marzo el 67% del total neto generado, ubicándose en torno al 62% promedio en el trimestre abril/junio; en el segundo semestre de 2011, fue ascendiendo gradualmente desde el 55% en agosto hasta alcanzar el 66% del total generado en diciembre.

Así, cabe destacar que en el primer semestre del año la generación térmica (37,8 TWh) representó el 63% de la generación neta total (60 TWh), disminuyendo en la segunda mitad casi un 6% para alcanzar 35,6 TWh, casi el 58% de un total de 61 TWh.

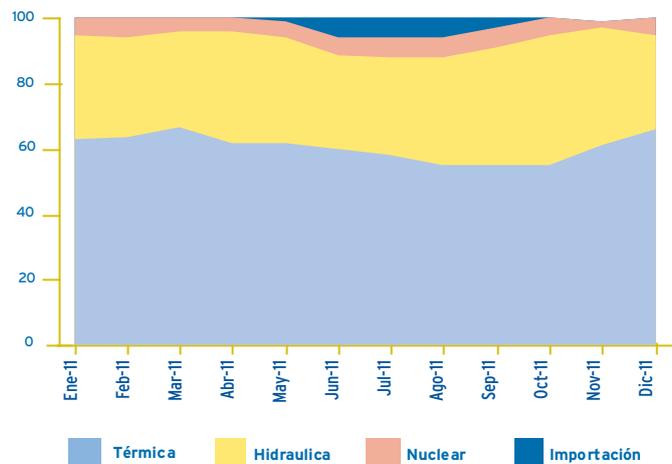
En contraposición, la energía hidráulica experimentó un aumento del 12% en la segunda mitad del año, pasando del 31% del total generado en el primer semestre al 34% en el segundo.

En este sentido, el siguiente cuadro refleja la energía producida en las distintas cuencas hídricas: el incremento registrado en la central de Yacypetá (1.309 GWh) no pudo compensar la menor generación de la región del Comahue y del resto del país (- 2.285), ubicando la generación total de origen hídrico levemente por debajo del nivel alcanzado en 2010 (-2,4%).

Generación hidráulica	TOTAL 2011	TOTAL 2010	Variación
COMAHUE	9.820	10.981	-11%
CTMSG	4.545	4.790	-5%
EBY	18.692	17.382	8%
RESTO HIDRO	6.195	7.074	-12%

Generación hidráulica por cuenca (en GWh)

Por su parte, durante el segundo semestre del año la energía nuclear generada concentró el 51% de la producción de NASA durante el año, al igual que las importaciones (68%) y la energía no convencional (69%).



Generación neta total por tipo

Por otro lado, el índice de indisponibilidad térmica (promedio) fue de 26,8%, 13% inferior al promedio alcanzado en 2010 (30,7%)².



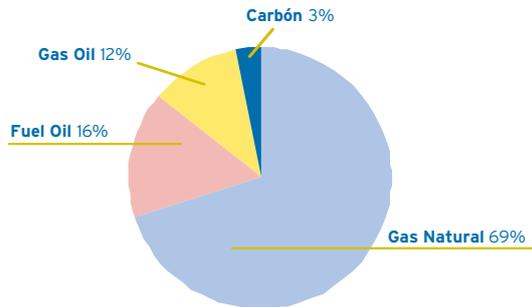
Indisponibilidad térmica total (%)

La energía térmica se generó, en gran parte, utilizando como insumo el gas natural, verificándose un incremento del 9% en el consumo de este combustible respecto de 2010. Así, la participación del gas natural respecto del total de combustibles utilizados en el año fue del 69%.

El crecimiento en el consumo del gas oil (21%) redundó en que este combustible líquido pasara a representar el 12% del total de combustible utilizado para la generación térmica en 2010, mientras que el fuel oil aumentó su participación a casi el 17% del total usado.

2 A partir de 2001, CAMMESA realizó un cambio metodológico en el cálculo de este índice.

**Generación térmica
utilización de
combustible**

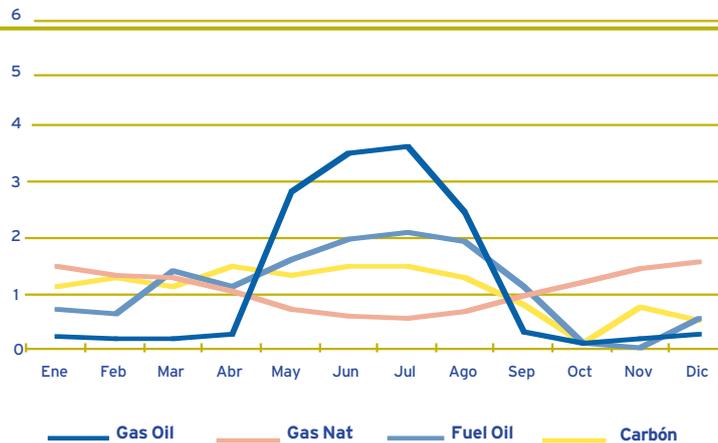


Durante el primer semestre de 2011, el empleo de gas natural se ubicó un 4% por encima de lo registrado en igual período de 2010; mientras que en el segundo semestre se verificó un aumento del 15% respecto del año anterior. El uso de gas oil, en el primer semestre, fue superior en un 49% con respecto a 2010, para situarse en la segunda mitad del año solo un 1% por encima del nivel registrado en igual período del año anterior.

El fuel oil y el carbón presentaron variaciones con relación a su utilización en el primer semestre del año anterior del 48% positiva y 61% positiva, y del 13% y 29% negativas en el segundo, respectivamente.

Esta sustitución de combustibles se debió a diversos factores, entre los que cabe destacar el acrecentamiento de la demanda de gas para usos industriales y para uso residencial debido a las bajas temperaturas de los meses de invierno. Ambos factores coadyuvaron para que se diera un incremento significativo en la demanda de combustibles alternativos.

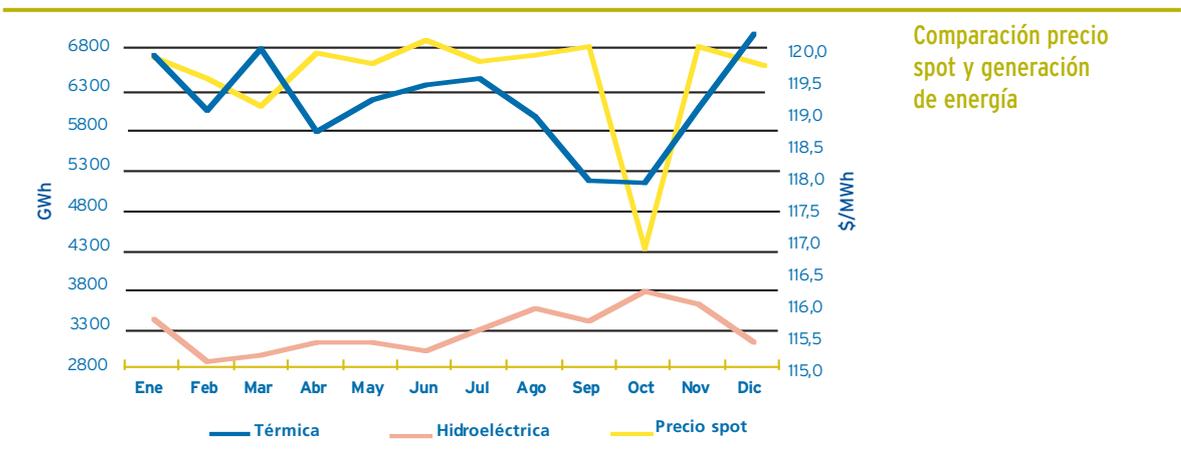
**Evolución del consumo
de combustible
(Respecto del promedio
de 2010)**



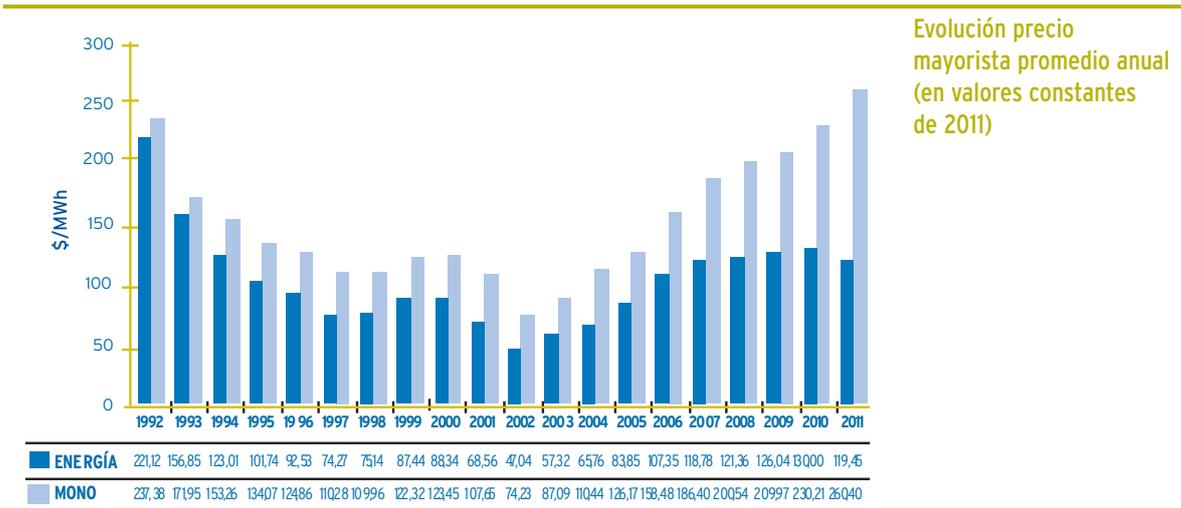
Asimismo, considerando que el consumo total de combustibles aumentó un 11%, al igual que la energía térmica generada, no se registró una mejora en la productividad respecto de los niveles producto/insumo registrados en 2010.

En millones de Tn. equivalentes de petróleo	2011	2010	Variación	Consumo de combustible
Gas Oil	1.767	1.460	21%	
Gas Natural	10.468	9.606	9%	
Fuel Oil	2.510	2.217	13%	
Carbón	510	472	8%	
TOTAL	15.255	13.755	11%	

Así, teniendo en cuenta los aspectos señalados, se aprecia la evolución del precio de la energía, en forma directa con la generación térmica e inversa con la hidráulica.



Si se comparan los precios promedio del año, se observa una disminución del 8% (en términos reales) en el precio de la energía y un incremento del 13% en el monómico, respecto de 2010.



Debido a las diferencias entre el precio spot³ efectivamente registrado y el precio estacional al que compran las distribuidoras para satisfacer la demanda de los usuarios cautivos, el Fondo de Estabilización registró un déficit mensual promedio de \$ 926 millones a lo largo del año.

3 El Anexo I reseña la metodología establecida por la Resolución SE N° 240/2003 para la fijación del precio spot en el MEM.

Comparación precio estacional y spot de la energía



Nota: El precio estacional fue estimado sobre la base de información de CAMMESA.

Demanda

Desde 1992, el comportamiento de la demanda de energía eléctrica acompañó las variaciones de la actividad económica del país, aunque con una variación anual más moderada que la observada en el Producto Bruto Interno (PBI), hecho que se corresponde, en gran medida, con la baja elasticidad - ingreso del bien en cuestión.

En 2011 se observó claramente la incidencia de la mayor actividad económica; mientras que el aumento del PBI se ubicó en el 9%, la demanda de energía eléctrica registró una variación de 5%, alcanzando los 116.417 GWh en el año⁴.

Comparación entre PBI y demanda de energía. Tasa de variación anual



En cuanto al segmento de distribución, la energía canalizada a través de estos agentes alcanzó los 91,2 TWh, un 4% más que en 2010 (87,5 TWh). De esta forma, la participación de este sector representó el 78% del total demandado.

⁴ Este incremento contempla el sistema unificado (MEM + Patagonia).

	Total 2010	Total 2011	Compras de energía (en MWh)
ADM.PROVINCIAL DE ENERGÍA DE LA PAMPA	717.913	754.416	
CALF	541.360	555.523	
COOPERATIVA DE SAN ANTONIO DE ARECO	53.043	53.910	
COOPERATIVA ELÉCTRICA DE BARILOCHE	255.757	257.742	
COOPERATIVA BARKER	5.124	5.250	
COOPERATIVA CASTELLI	15.690	16.599	
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA DE CAUCETE	52.205	54.588	
COOPERATIVA CHACABUCO	99.214	95.046	
COOPERATIVA COLÓN BS.AS.	49.606	52.260	
COOPERATIVA COMODORO RIVADAVIA	541.112	581.374	
COOPERATIVA CNEL. DORREGO BS.AS.	18.830	19.897	
COOPERATIVA DE CONCORDIA	289.391	303.610	
COOPERATIVA VILLA GESEL	113.819	119.046	
COOPERATIVA ELECTRICA DE GAIMAN	15.123	16.034	
COOPERATIVA ELÉCTRICA GODOY CRUZ	347.487	348.410	
COOPERATIVA DE GUALEGUAY	200.464	211.462	
COOPERATIVA DE LEZAMA	16.804	18.456	
COOPERATIVA DE E. LAS FLORES	34.545	36.514	
COOPERATIVA LUJÁN BS.AS.	282.104	260.990	
COOPERATIVA PUERTO MADRYN	166.863	178.115	
COOPERATIVA DE MONTE	44.853	48.974	
COOPERATIVA MNO. MORENO BS. AS.	80.226	84.905	
COOPERATIVA DE NECOCHEA	198.219	199.436	
COOPERATIVA AZUL BS. AS.	114.823	119.404	
COOPERATIVA OLAVARRÍA BS. AS.	208.317	215.651	
COOPERATIVA PERGAMINO BS. AS.	260.626	266.774	
COOPERATIVA DE PIGUÉ	28.008	29.672	
COOPERATIVA ELÉCTRICA PRINGLES	30.394	29.519	
COOPERATIVA DE PUNTA ALTA	123.390	130.164	
COOPERATIVA RAMALLO	26.232	27.698	
COOPERATIVA DE RANCHOS	19.632	20.738	
COOPERATIVA DE RAWSON	76.202	82.205	
COOPERATIVA ELÉCTRICA DE RIVADAVIA	24.129	18.568	
COOPERATIVA DE LUZ Y FUERZA DE ROJAS	48.864	50.497	
COOPERATIVA DE SALADILLO	65.966	70.495	
COOPERATIVA SALTO BS.AS.	91.000	95.735	
COOPERATIVA SAN BERNARDO	37.463	38.734	
COOPERATIVA SAN PEDRO	139.213	146.114	
COOPERATIVA DE PUAN LTDA.	16.538	19.311	
COOPERATIVA TRELEW	254.066	259.130	
COOPERATIVA TRENQUE LAUQUEN	123.657	132.793	
COOPERATIVA ZÁRATE-BS.AS.	598.511	622.491	
COOPERATIVA 16 DE OCTUBRE	65.216	68.528	
CELTA-COOPERATIVA DE TRES ARROYOS LTDA.	106.099	115.007	
DGSP CHUBUT-EL COIHUE	31.824	32.918	
DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA DE CORRIENTES	1.880.969	2.018.210	
EDEA S.A.	2.358.437	2.438.252	
ENERGÍA DE CATAMARCA S.A.	774.133	819.276	
ENERGÍA DE ENTRE RÍOS S.A.(EX EDEERSA)	2.203.429	2.340.988	
EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA DE FORMOSA S.A.	827.042	962.443	
EDELAP S.A.	2.134.551	2.232.173	
EMPRESA DE ENERGÍA DE LA RIOJA S.A.	957.061	976.057	
EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE MENDOZA S.A.	2.944.477	3.268.185	
EDEN S.A.	2.366.100	2.428.186	
EDENOR S.A.	18.245.454	18.926.174	
EMPRESA DE ENERGÍA DE RÍO NEGRO S.A.-SP	176.326	187.387	
EMPRESA DE ENERGÍA DE RÍO NEGRO S.A.	815.968	897.217	
EMPRESA DISTRIBUIDORA DE SANTIAGO DEL ESTERO S.A.	898.223	956.848	
EMPRESA DISTRIBUIDORA SAN LUIS S.A.(EDESAL)	1.056.618	1.090.299	

Compras de energía (en MWh -continuación)	Total 2010	Total 2011
EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA DE SALTA S.A.	1.460.507	1.481.422
EDES S.A.	895.385	952.194
EDES S.A.-SP	3.511	2.083
EMPRESA DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL ESTE S.A.	631.238	673.683
EDESUR S.A.	15.774.333	16.247.312
EMPRESA DE DIST. DE ELECTRICIDAD TUCUMÁN S.A.	1.958.625	2.062.162
EMPRESA JUJEÑA DE ENERGÍA S.A.	645.507	678.567
EMPRESA ELÉCTRICA DE MISIONES S.A.	1.403.465	1.577.390
EPEC	7.579.750	7.761.158
EMPRESA PROV. DE ENERGÍA DEL NEUQUÉN	786.748	823.124
EMPRESA PROV. DE ENERGÍA DE SANTA FE	8.606.542	8.795.257
ENERGÍA DE SAN JUAN S.A.	1.196.795	1.271.508
COOPERATIVA MUNICIPAL PICO TRUNCADO	28.855	33.422
SERVICIO ENERGÍA DEL CHACO	1.843.509	1.955.466
SPSE SANTA CRUZ	166.044	175.621
USINA POPULAR DE TANDIL	263.471	280.031
TOTAL COMPRAS DE ENERGÍA	87.512.995	91.176.798

Grandes usuarios

El número de grandes usuarios creció ligeramente en 2011, alcanzando la cantidad de 2.496 agentes en el mercado. Su demanda ascendió a 24,7 TWh (21% del total demandado), poco más del 9% respecto del año anterior.

Evolución de grandes usuarios - MEM	GUMA	GUME	GUPA	Total	Variación Período
Nov-02	322	1.960	57	2.339	4%
May-03	312	1.755	35	2.102	-10%
Nov-03	300	1.037	32	1.369	-35%
May-04	284	990	30	1.304	-5%
Nov-04	289	1.181	30	1.500	15%
May-05	301	1.851	31	2.183	46%
Nov-05	323	2.233	30	2.586	18%
May-06	336	2.128	30	2.494	-4%
Nov-06	337	1.731	30	2.098	-16%
May-07	336	1.744	30	2.110	1%
Nov-07	363	1.855	30	2.248	7%
May-08	371	1.909	30	2.310	3%
Nov-08	384	2.018	30	2.432	5%
May-09	387	2.032	30	2.449	1%
Nov-09	389	2.033	30	2.452	0%
May-10	390	2.014	30	2.434	-1%
Nov-10	390	2.037	30	2.457	1%
May-11	388	2.061	30	2.479	1%
Nov-11	392	2.074	30	2.496	1%

Nota: Los períodos responden a la programación estacional.