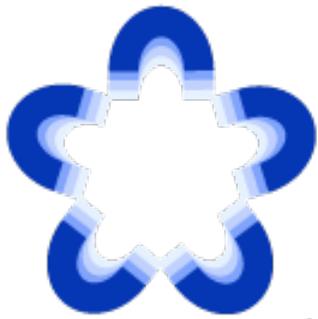


# 2014

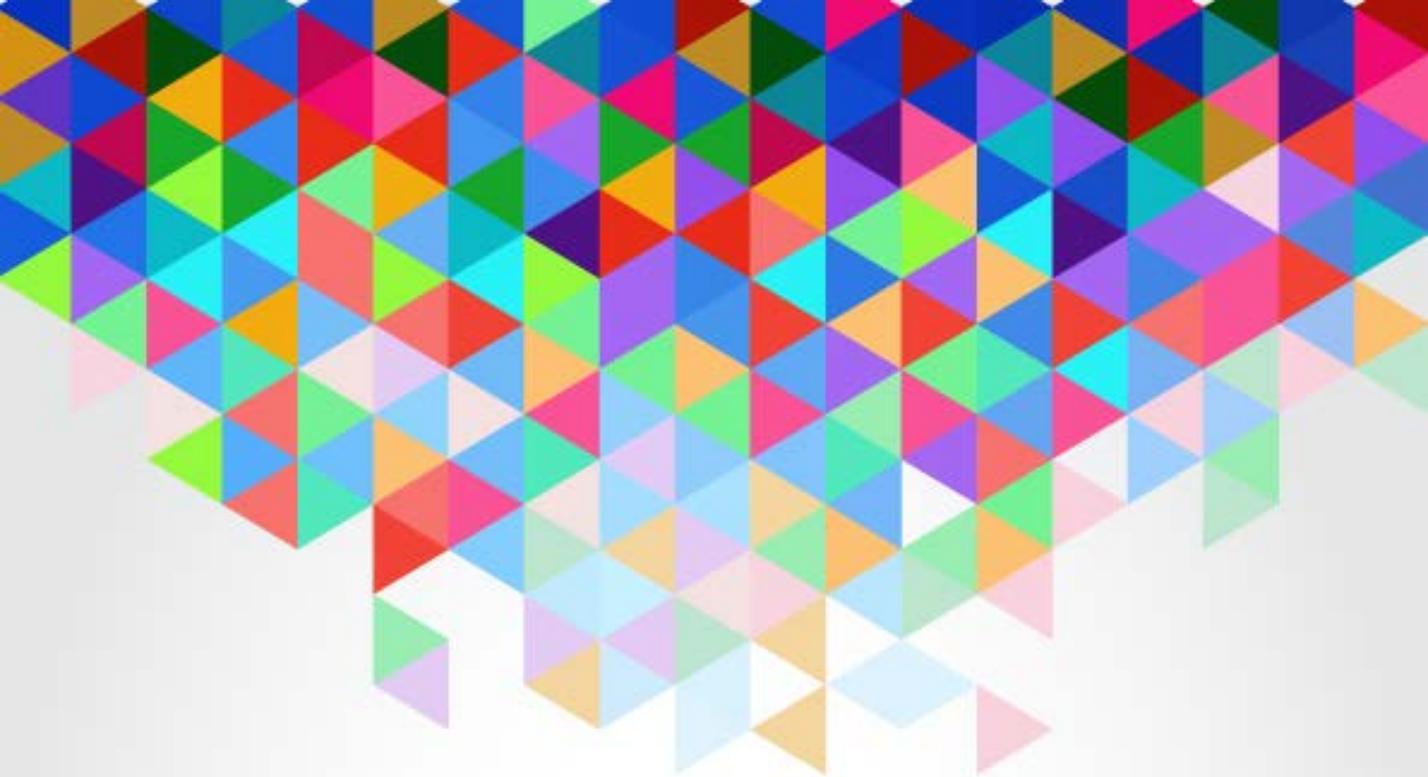
## Informe Anual



CAMMESA

COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO  
MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA

*República Argentina*



Características del Mercado durante el Año 2014

Sumario

Durante el año 2014, a valores medios de potencia, la demanda de energía presentó un crecimiento alrededor del 1.0 %, menor al crecimiento alcanzado en el año 2013 que se ubicó en 3.3%.

 **0,9% crecimiento demanda interanual**

En los primeros meses del año, en especial en el mes de Enero, un mes de máxima exigencia para el sistema por altas temperaturas, la demanda presentaba una variación positiva. A partir del segundo semestre la variación de la demanda fue inferior haciendo que el año cierre con un crecimiento menor al del año anterior.



En la segunda parte del año, donde las temperaturas estuvieron próximas a sus valores medios históricos, se registró un decremento de la demanda chica (demanda residencial y comercios pequeños) cerrando el año con un crecimiento medio del 2%, mientras que la gran demanda prácticamente no presentó variaciones.

En general las temperaturas fueron cálidas, similares o algo superiores a los valores históricos de cada mes, reflejándose esto en el comportamiento de la demanda chica. Si se analizan la cantidad de días donde se presentaron temperaturas extremas que llevan a un aumento importante de la demanda, el año 2014 se encuentra entre los años con menor cantidad de días "fríos" y entre la media de los años que presentaron la "mayor cantidad" de días con temperaturas elevadas, comparado con el perfil histórico de temperaturas.



La demanda pudo ser abastecida sin mayores dificultades a lo largo del año; al igual que en Diciembre del 2013, durante Enero del 2014, debido a la alta exigencia, debió requerirse el despacho de la totalidad del parque, con una operación ajustada.



La disponibilidad del parque térmico fue similar, o algo superior a los últimos períodos. La disponibilidad resultó en el orden del 70%.

La generación ingresante durante el año estuvo en el orden de los 40 MW, dentro de los cuales se destaca el ingreso de la segunda etapa del parque eólico Arauco, con 25 MW



En el corto plazo se espera el ingreso de nueva potencia, proyectos que en algunos casos están en proceso de prueba y puesta a punto, que sumarían alrededor de 2600 MW. Entre estos se destacan el ingreso de la C.T. Vuelta de Obligado con 560 MW, la C.T. Rio Turbio con 240 MW, la CT Guillermo Brown con 600MW, los cierres de los ciclos combinados B. López y Ensenada-Barragán con 450 MW adicionales y la nueva central nuclear Atucha II con 740 MW.





Esta última se convierte en la máquina de mayor potencia instalada en el SADI y sustituirá el consumo de 4,7 millones de litros de gas oil por día al reemplazar a la generación térmica en base a combustibles fósiles.



La producción media aportada por la central en el año 2014, desde el inicio de las pruebas de puesta en marcha (Julio '14), fue de 250 MW Medios.

El año hidrológico del conjunto de las principales cuencas: Comahue, Río Paraná y Río Uruguay, resultó similar a la media prevista; la primer parte del año la generación hidráulica evolucionó por debajo de los valores previstos, siendo superior luego en la segunda mitad del año.



## GAS

La oferta de gas se ubicó levemente superior a los valores medios previstos, cerrando el año con un consumo algo mayor al 2013. Frente



a una demanda con variación marginal en la industria, y manteniendo una mayor disponibilidad del producto, el consumo medio diario de gas destinado a generación en el año 2014 fue de 39.3 Mm<sup>3</sup>/d, mientras que para el año 2013 se había alcanzado una media de 38.3 Mm<sup>3</sup>/d.



## FUEL OIL

La mayor disponibilidad de las máquinas que pueden consumir este combustible en relación al año anterior hizo que el consumo se ubique en 2700 k Ton de FO, superior al año 2013 donde fue de 2250 K Ton. El consumo de este combustible se ubicó alrededor de los valores medios previstos.



## GAS OIL

El aumento de la disponibilidad de máquinas que pueden consumir FO hizo disminuir el consumo de GO. El consumo estuvo en el orden de los 1800 miles m<sup>3</sup> menor a 2600 miles m<sup>3</sup> del año anterior.



## CARBÓN

El consumo de carbón estuvo en el orden las 1000 kTon, algo mayor según la disponibilidad del parque generador que puede utilizar dicho combustible y a los 850 kTon del año anterior.



Al igual que el año anterior, no fue necesaria la importación energía de origen térmico desde Brasil.

Tanto la importación como la exportación que se presentó en el 2014 se dieron bajo un marco de convenios establecidos o excedentes de



generación. Como dato a destacar, a partir de este año se realizaron ensayos para el intercambio de energía con el país vecino de Chile.



El precio de la energía, determinado según las Res. SE 240/03, que supone abastecimiento de gas sin límites para todo el parque generador que lo pueda consumir y con un tope de 120 \$/MWh, se mantuvo cerca de dicho tope.

El precio monómico representativo de costos total de operación del MEM, incluyendo los cargos de potencia y sus servicios asociados, los sobrecostos debido a la utilización de combustibles, los cargos a la demanda excedente de los GU y los Contratos de Abastecimiento MEM, alcanzó una media del orden de los 550 \$/MWh, frente a los 389 \$/MWh del año anterior.



### 550 \$/MWh Monómico Medio 2014

Como resumen de las variables económicas más relevantes del año, se destaca que la diferencia entre el precio monómico en el 2014, comparado con el 2013, se debió a:

- PM spot se mantuvo cercano a los 120 \$/MWh.
- Aumento de los costos de contratos MEM por ingreso de contratos tipo 220, aumento NASA, incremento generación distribuida/móvil de ENARSA y variación de la tasa de cambio.
- Aumento de sobrecostos de despacho por incremento del valor de la tasa de cambio y consumo de combustible alternativo.
- Actualización de la Resolución SE N° 95/2013 por la Resolución SE N° 529/2014 en cuanto a la remuneración de los generadores de acuerdo a sus costos.



## VALORES ECONÓMICOS



Los distintos componentes del precio monómico varían según el volumen de generación térmica requerido, dependiente a su vez principalmente de la oferta hidroeléctrica, y dada la aplicación de la Res. SE 240/03, del precio del gas y en forma atenuada del valor de los combustibles líquidos dado que su valor se incluye en el precio como sobrecosto (SCTD).

Se observa que el precio monómico presenta estacionalidad a lo largo del año, siendo mayor en los meses de invierno, relacionado con el aumento del consumo de combustible líquido.

En lo que respecta a la demanda estacional, se continuó con la Resolución SE N° 2016/2012, definiéndose un único precio monómico de compra para cada distribuidor, para el total de su demanda sin especificar tipo de agente o banda horaria. El precio monómico estacional anual, representativo de lo recaudado de los agentes distribuidores, fue del orden de 95.2 \$/MWh.

De la misma forma que el año anterior los pagos de los demandantes no alcanzaron a nivelar los costos reales, que fueron cubiertos por aportes del tesoro nacional.

## SISTEMA DE TRANSPORTE



Durante el año se extendió el sistema de transmisión de 500 kV una extensión de 65 km de línea.

El lunes 8 de diciembre de 2014 finalizaron los ensayos para la puesta en disponibilidad de un nuevo vínculo de la red de Transporte en Alta Tensión en 500 kV, entre las estaciones de Rosario Oeste y Coronda. Este vínculo de 65 km de longitud, paralelo a uno ya existente entre ambas estaciones, tiene por objeto principal reforzar la capacidad de evacuación del Sistema de Transmisión en el Litoral y particularmente en relación al aumento de potencia instalada en el nodo Coronda, con la incorporación de la Central Térmica Vuelta de Obligado. Asimismo, permite mejorar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de la demanda en la zona sur de la Provincia de Santa Fe.





Transporte



Precios



Intercambios



Combustibles



Generación



Demanda



Balances  
Energéticos

# Balances Energéticos



## Balance Anual de Energía [GWh]



Agentes MEM	126.421	Térmica	83.265
Pérdidas	4.293	Hidráulica	40.663
Bombeo	485	Nuclear	5.258
Exportación	6	Importación	1.390
		Renovables	629

## Balance Mensual de Energía [GWh]

### Demanda

(GWh)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Agentes MEM	12004	9824	9790	9597	10412	10906	11365	10515	9789	10687	10324	11207	126421
Exportación	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	1	0	6
Bombeo	75	54	7	22	39	41	55	22	19	46	57	48	485
Pérdidas Red	377	302	320	338	346	367	360	364	368	390	382	378	4293
<b>TOTAL</b>	<b>12456</b>	<b>10180</b>	<b>10117</b>	<b>9957</b>	<b>10797</b>	<b>11315</b>	<b>11784</b>	<b>10902</b>	<b>10176</b>	<b>11124</b>	<b>10764</b>	<b>11633</b>	<b>131205</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL REQUERIDO</b>	<b>12456</b>	<b>10180</b>	<b>10117</b>	<b>9957</b>	<b>10797</b>	<b>11315</b>	<b>11784</b>	<b>10902</b>	<b>10176</b>	<b>11124</b>	<b>10764</b>	<b>11633</b>	<b>131205</b>

### Generación

(GWh)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Térmica	8422	7168	6981	6600	6916	7024	7222	6225	6177	6518	6503	7507	83265
Hidráulica	3285	2428	2771	2976	3411	3688	3709	4052	3497	3805	3643	3399	40663
Nuclear	594	518	298	243	364	540	652	494	225	435	327	567	5258
Eólica+Solar	52	49	54	48	46	46	48	58	59	52	59	58	629
Importación	102	18	12	90	60	16	153	73	219	314	231	102	1390
<b>TOTAL</b>	<b>12456</b>	<b>10180</b>	<b>10117</b>	<b>9957</b>	<b>10797</b>	<b>11315</b>	<b>11784</b>	<b>10902</b>	<b>10176</b>	<b>11124</b>	<b>10764</b>	<b>11633</b>	<b>131205</b>

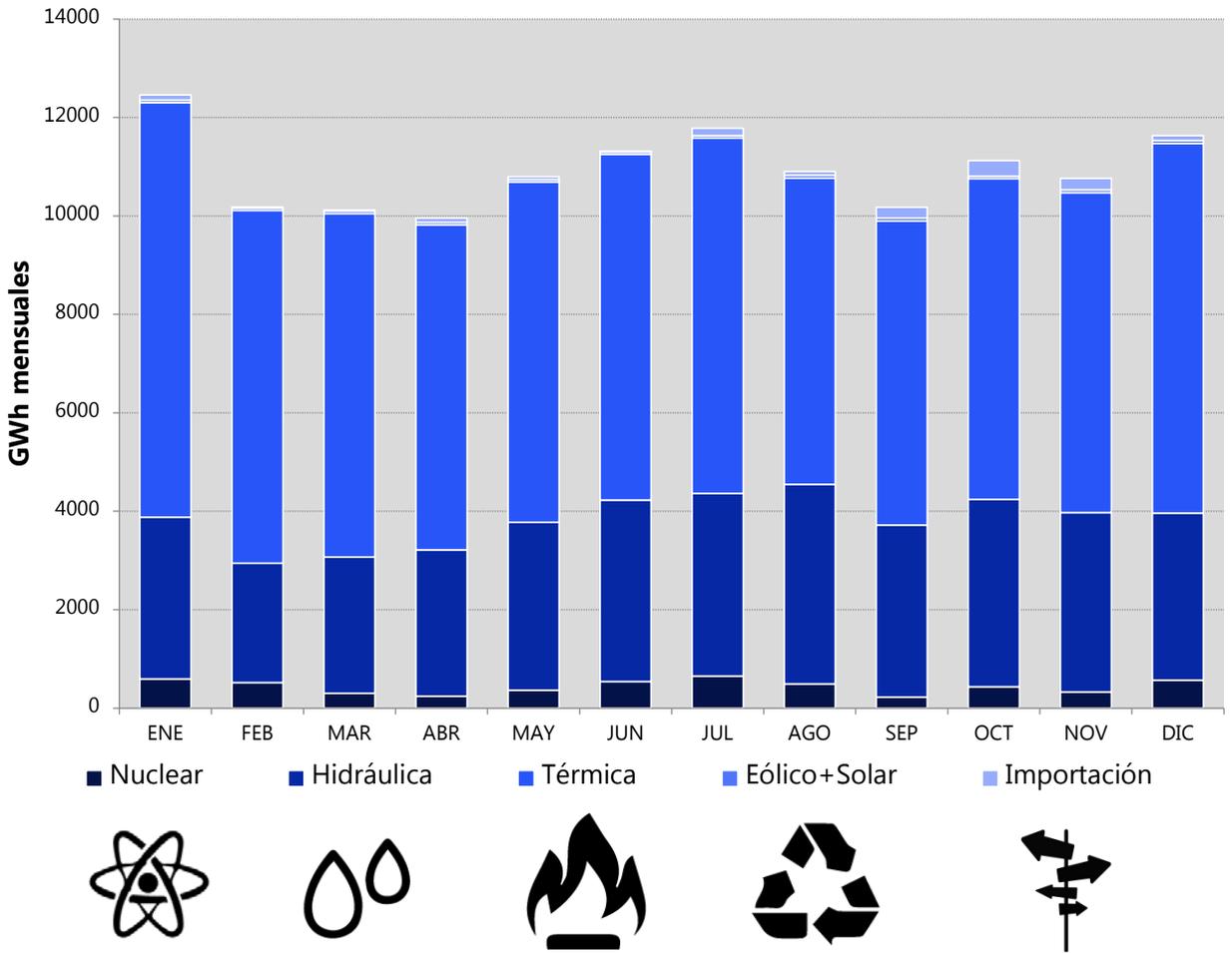


Gráfico 1: Generación mensual por tipo

## Evolución Balances Anuales de Energía [GWh]

### Demanda

(GWh)	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Agentes MEM	49715	52660	55995	58012	62018	66031	69103	71689	75592	78103	76486	82260
Exportación	12	14	15	191	311	273	79	712	4715	4201	1009	437
Bombeo	354	491	609	254	130	303	340	474	132	40	64	47
Pérdidas y Consumos*	3973	5283	5857	6230	6292	7167	6968	3002	3311	3664	3775	3698
<b>TOTAL</b>	<b>54054</b>	<b>58448</b>	<b>62476</b>	<b>64687</b>	<b>68751</b>	<b>73774</b>	<b>76490</b>	<b>75877</b>	<b>83750</b>	<b>86007</b>	<b>81334</b>	<b>86442</b>
Racionamiento Tensión	122	43	9	5	1	0	0	0	0	0	0	0
Racionamiento Cortes	3	14	15	14	4	8	2	14	8	8	14	0
<b>TOTAL REQUERIDO</b>	<b>54179</b>	<b>58505</b>	<b>62500</b>	<b>64706</b>	<b>68756</b>	<b>73782</b>	<b>76492</b>	<b>75891</b>	<b>83758</b>	<b>86015</b>	<b>81348</b>	<b>86442</b>

(GWh)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Agentes MEM	87494	92387	97593	102960	105935	104605	110775	116507	121192	125220	126421
Exportación	1938	1362	2100	578	1618	1292	359	265	280	0	6
Bombeo	145	432	348	571	537	714	554	566	723	500	485
Pérdidas y Consumos*	3709	3979	4586	4373	4293	4722	4046	3894	3610	4099	4293
<b>TOTAL</b>	<b>93286</b>	<b>98160</b>	<b>104627</b>	<b>108482</b>	<b>112382</b>	<b>111333</b>	<b>115735</b>	<b>121232</b>	<b>125804</b>	<b>129820</b>	<b>131205</b>
Racionamiento Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Racionamiento Cortes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL REQUERIDO</b>	<b>93286</b>	<b>98160</b>	<b>104627</b>	<b>108482</b>	<b>112382</b>	<b>111333</b>	<b>115735</b>	<b>121216</b>	<b>125804</b>	<b>129820</b>	<b>131205</b>

### Generación

(GWh)	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Térmica	24891	25877	25856	28933	35199	32433	34885	42441	43248	36510	32642	39466
Hidráulica	19805	23609	27996	28326	25758	32864	32253	26539	33760	41507	41090	38717
Nuclear	7091	7750	8290	7118	7516	8029	7437	6586	5731	6541	5393	7025
Eólica+Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importación	2267	1212	334	310	278	448	1914	310	1011	1450	2210	1234
<b>Total</b>	<b>54054</b>	<b>58448</b>	<b>62476</b>	<b>64687</b>	<b>68751</b>	<b>73774</b>	<b>76490</b>	<b>75877</b>	<b>83750</b>	<b>86007</b>	<b>81334</b>	<b>86442</b>

(GWh)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Térmica	49399	51351	53928	61012	66877	61386	66465	73573	82495	82953	83265
Hidráulica	35133	39213	42987	37290	36882	40318	40226	39339	36626	40330	40663
Nuclear	7313	6374	7153	6721	6849	7589	6692	5892	5904	5732	5258
Eólica+Solar	0	0	0	0	0	0	0	16	356	462	629
Importación	1441	1222	559	3459	1774	2040	2351	2412	423	342	1390
<b>Total</b>	<b>93286</b>	<b>98160</b>	<b>104627</b>	<b>108482</b>	<b>112382</b>	<b>111333</b>	<b>115735</b>	<b>121232</b>	<b>125804</b>	<b>129820</b>	<b>131205</b>

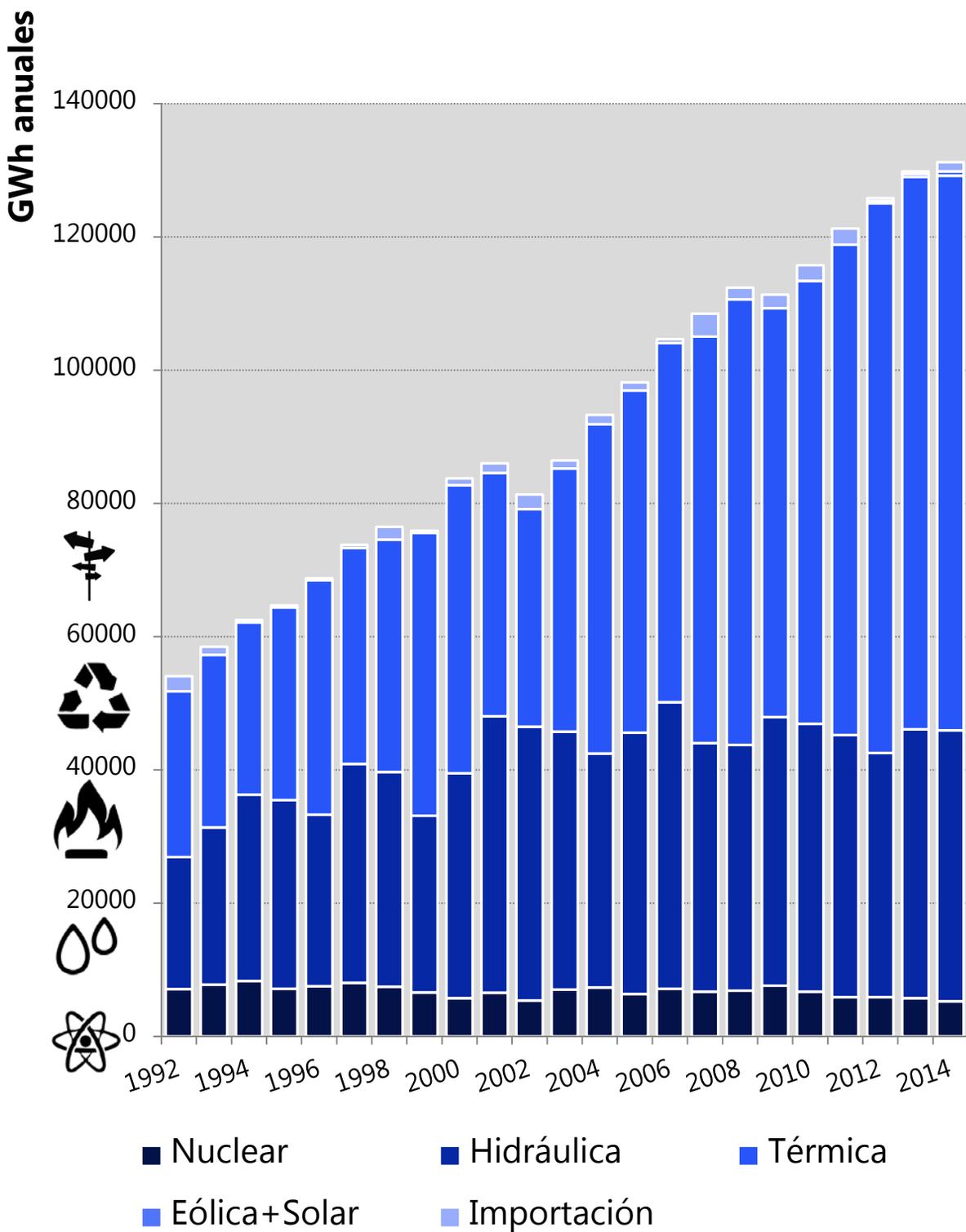
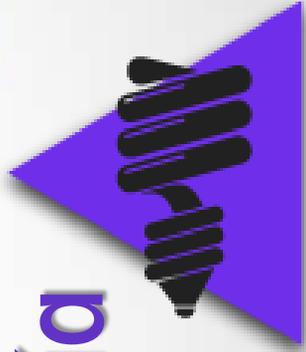
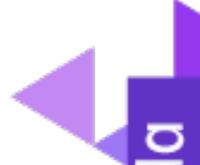


Gráfico 2: Generación anual por tipo

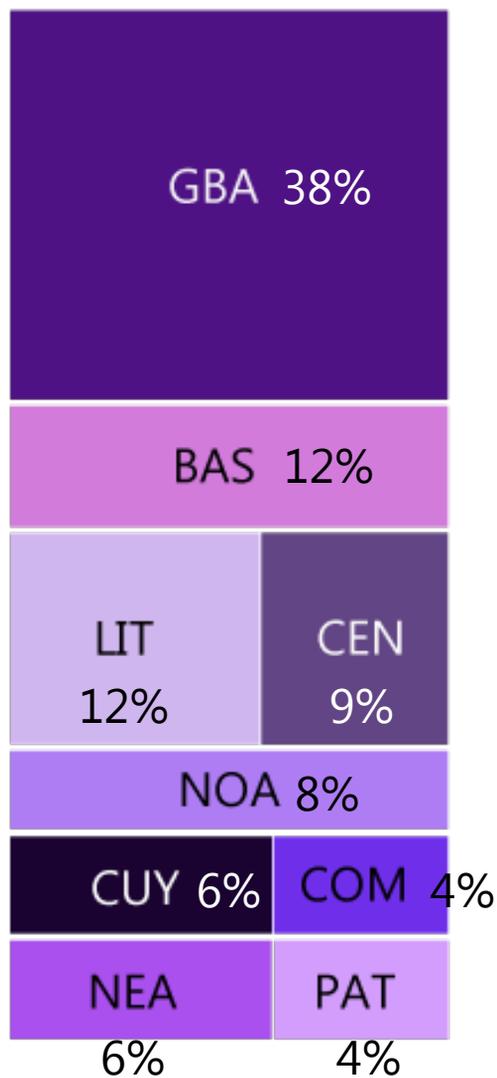
# Demandas de Energía





## Demandas Mensuales por Región [GWh]

REG	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	PART.%
BAS	1381	1148	1201	1187	1278	1293	1325	1245	1187	1249	1207	1294	14994	12%
CEN	1051	833	815	816	894	946	989	920	849	936	898	958	10905	9%
COM	446	398	422	383	413	410	426	410	389	406	394	432	4928	4%
CUY	833	624	606	587	631	650	683	655	627	697	705	778	8074	6%
GBA	4493	3557	3638	3595	4107	4515	4742	4218	3773	3934	3767	4177	48516	38%
LIT	1517	1226	1215	1210	1291	1343	1383	1278	1198	1329	1293	1378	15662	12%
NEA	879	792	676	631	575	543	552	586	556	710	694	783	7977	6%
NOA	1000	853	806	761	790	829	874	823	801	987	918	969	10411	8%
PAT	405	393	413	427	432	377	390	381	409	439	448	438	4953	4%
TOT	12004	9824	9790	9597	10412	10906	11365	10515	9789	10687	10324	11207	126421	100%



## Demandas Mensuales con/sin Contrato a Término [GWh]

GWh	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL	PART.
Con contrato	1435	1339	1462	1427	1546	1453	1450	1142	1125	1161	834	848	15222	12%
Sin contrato	10569	8485	8327	8169	8866	9453	9915	9374	8665	9526	9490	10359	111198	88%
<b>TOTAL</b>	<b>12004</b>	<b>9824</b>	<b>9790</b>	<b>9597</b>	<b>10412</b>	<b>10906</b>	<b>11365</b>	<b>10515</b>	<b>9789</b>	<b>10687</b>	<b>10324</b>	<b>11207</b>	<b>126421</b>	<b>100%</b>

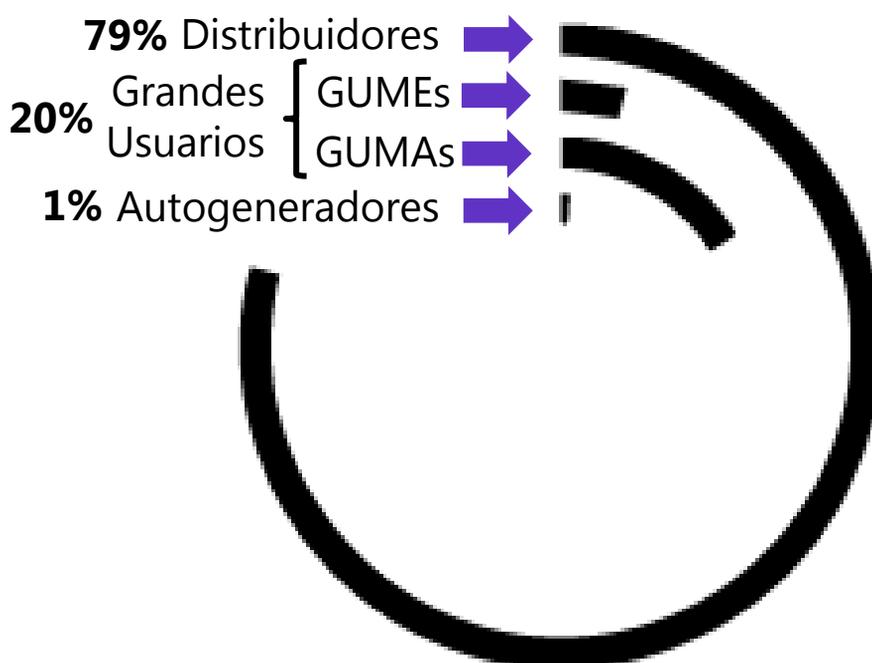
## Demandas Mensuales por Tipo de Agente MEM [GWh]

GWh	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL	PART.
Distribuidor	9842	7748	7602	7407	8183	8782	9227	8422	7665	8402	8103	9009	100391	79%
GUME	495	449	414	429	420	413	413	402	406	425	404	415	5086	4%
GUMA	1614	1576	1728	1711	1740	1634	1644	1629	1677	1799	1763	1726	20242	16%
AutoGenerador	54	51	47	50	69	77	80	62	41	61	53	57	702	1%
<b>TOTAL</b>	<b>12004</b>	<b>9824</b>	<b>9790</b>	<b>9597</b>	<b>10412</b>	<b>10906</b>	<b>11365</b>	<b>10515</b>	<b>9789</b>	<b>10687</b>	<b>10324</b>	<b>11207</b>	<b>126421</b>	<b>100%</b>

*GUME: Grandes Usuarios Menores del Mercado Eléctrico Mayorista*

*GUMA: Grandes Usuarios Mayores del Mercado Eléctrico Mayorista*

*Autogenerador: Se refiere a la demanda por la compra de energía por parte de los Autogeneradores*



Participación % en 2014

# Tipos de Usuarios

## Residenciales

Incluye a la demanda de Distribuidores clasificada como:

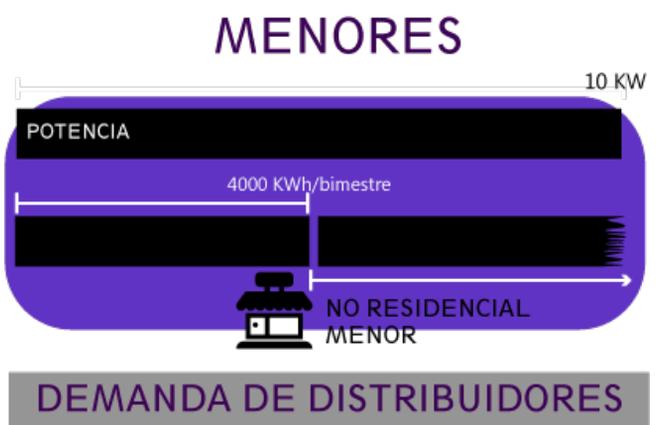
- Residenciales menores o iguales 1000 KWh bimestral
- Residenciales mayores 1000 KWh y menores o iguales 1400 KWh bimestral
- Residenciales mayores 1400 KWh y menores o iguales 2800 KWh bimestral
- Residenciales mayores 2800 KWh bimestral
- Alumbrado Público



## Menores

Incluye a la demanda de Distribuidores clasificada como:

- Menores 10 KW no residenciales con consumo Menor 4000 KWh bimestral
- Menores 10kw no residenciales con consumo Mayor o igual 4000 KWh bimestral



## Intermedios

Incluye a la demanda de Distribuidores clasificada como:

- Mayor o igual 10 KW y menor a 300 KW no residenciales

### INTERMEDIOS



DEMANDA DE DISTRIBUIDORES

## Mayores

Incluye a la demanda de Distribuidores clasificada como:

- Mayor o igual a 300 KW no residenciales

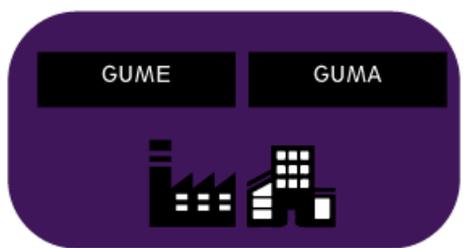
La Demanda de Grandes Usuarios Menores

La Demanda de Grandes Usuarios Mayores

### MAYORES



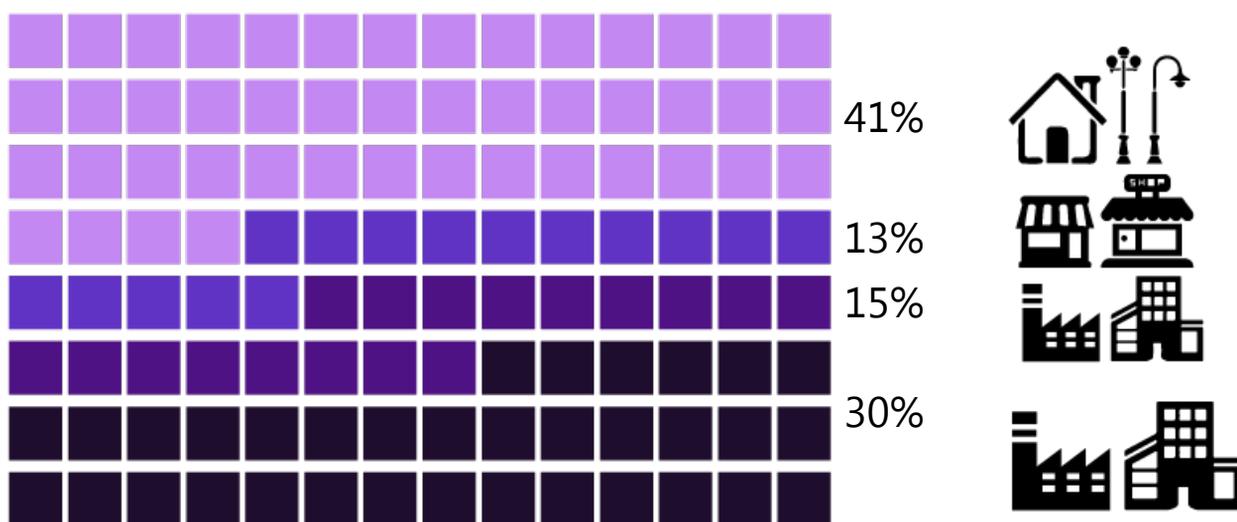
DEMANDA DE DISTRIBUIDORES



DEMANDA DE GRANDES USUARIOS

## Demandas Mensuales por Tipo de Usuario [GWh]

GWh	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL	PART.
Residenciales	5351	3884	3667	3543	4185	4795	5116	4471	3736	4174	3914	4568	51403	41%
Menores (< 10kW)	1591	1236	1332	1353	1460	1442	1515	1364	1322	1431	1367	1494	16906	13%
Intermedios (10 y 300 kW)	1849	1615	1575	1509	1521	1529	1572	1557	1580	1721	1724	1842	19595	15%
Mayores (> 300 kW)	3213	3089	3216	3191	3246	3141	3162	3124	3152	3361	3319	3303	38517	30%
<b>TOTAL</b>	<b>12004</b>	<b>9824</b>	<b>9790</b>	<b>9597</b>	<b>10412</b>	<b>10906</b>	<b>11365</b>	<b>10515</b>	<b>9789</b>	<b>10687</b>	<b>10324</b>	<b>11207</b>	<b>126421</b>	<b>100%</b>



## Balance Anual por Tipo de Usuario [GWh]

GWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Residencial	31532	33373	37339	39114	40122	42881	44879	47722	50369	51403
Menores (< 10kW)	12646	13349	14054	14570	15057	15634	16458	17592	16904	16906
Intermedios (10 y 300 kW)	14135	15066	15996	16817	17304	18121	19197	20104	19560	19595
Mayores (> 300 kW)	34075	35807	35580	35476	32174	34140	35973	35774	38405	38517
<b>TOTAL</b>	<b>92388</b>	<b>97595</b>	<b>102969</b>	<b>105977</b>	<b>104657</b>	<b>110775</b>	<b>116507</b>	<b>121192</b>	<b>125239</b>	<b>126421</b>

## Variación Interanual por Tipo de Usuario

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Demanda Residencial	5,8%	11,9%	4,8%	2,6%	6,9%	4,7%	6,3%	5,5%	2,1%
Menores (< 10kW)	5,6%	5,3%	3,7%	3,3%	3,8%	5,3%	6,9%	-3,9%	0,0%
Intermedios (10 y 300 kW)	6,6%	6,2%	5,1%	2,9%	4,7%	5,9%	4,7%	-2,7%	0,2%
Mayores (> 300 kW)	5,1%	-0,6%	-0,3%	-9,3%	6,1%	5,4%	-0,6%	7,4%	0,3%
<b>TOTAL</b>	<b>5,6%</b>	<b>5,5%</b>	<b>2,9%</b>	<b>-1,2%</b>	<b>5,8%</b>	<b>5,2%</b>	<b>4,0%</b>	<b>3,3%</b>	<b>0,9%</b>

## Evolución del crecimiento interanual de la demanda

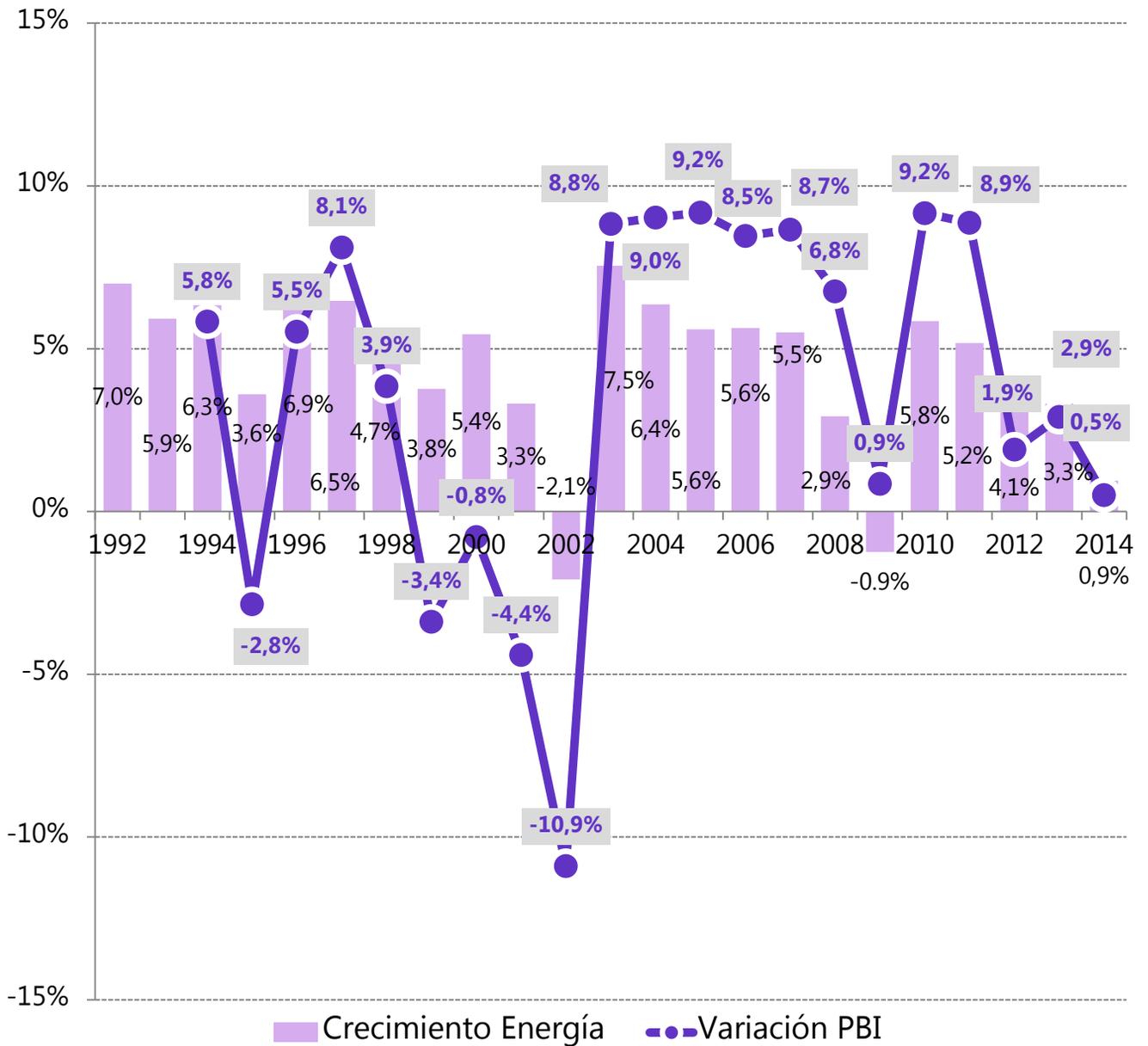


Gráfico 3: Evolución de la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica vs PBI

## Evolución del crecimiento interanual de la potencia máxima bruta

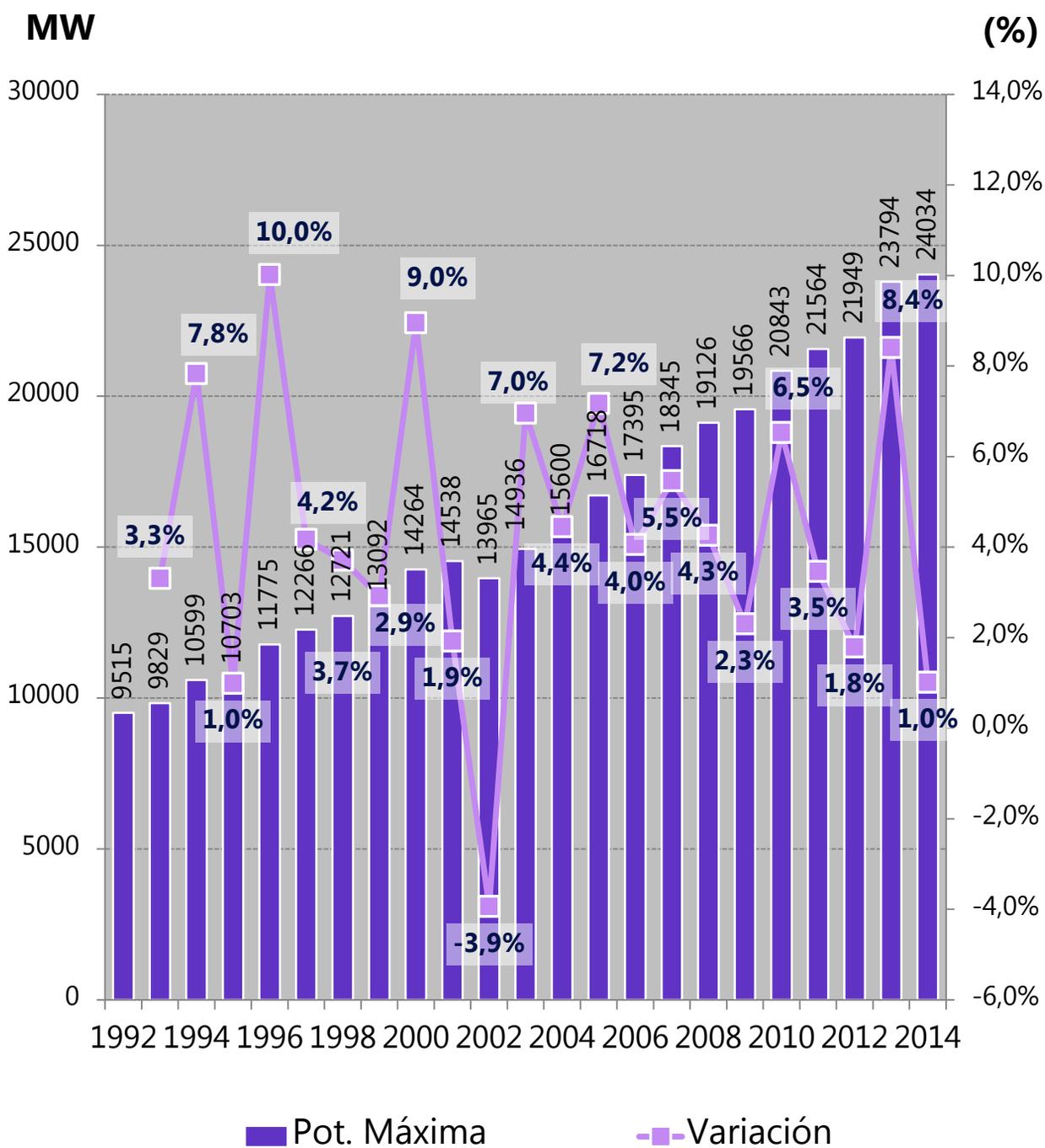


Gráfico 4: Potencia máxima anual

## Evolución del crecimiento de la demanda local

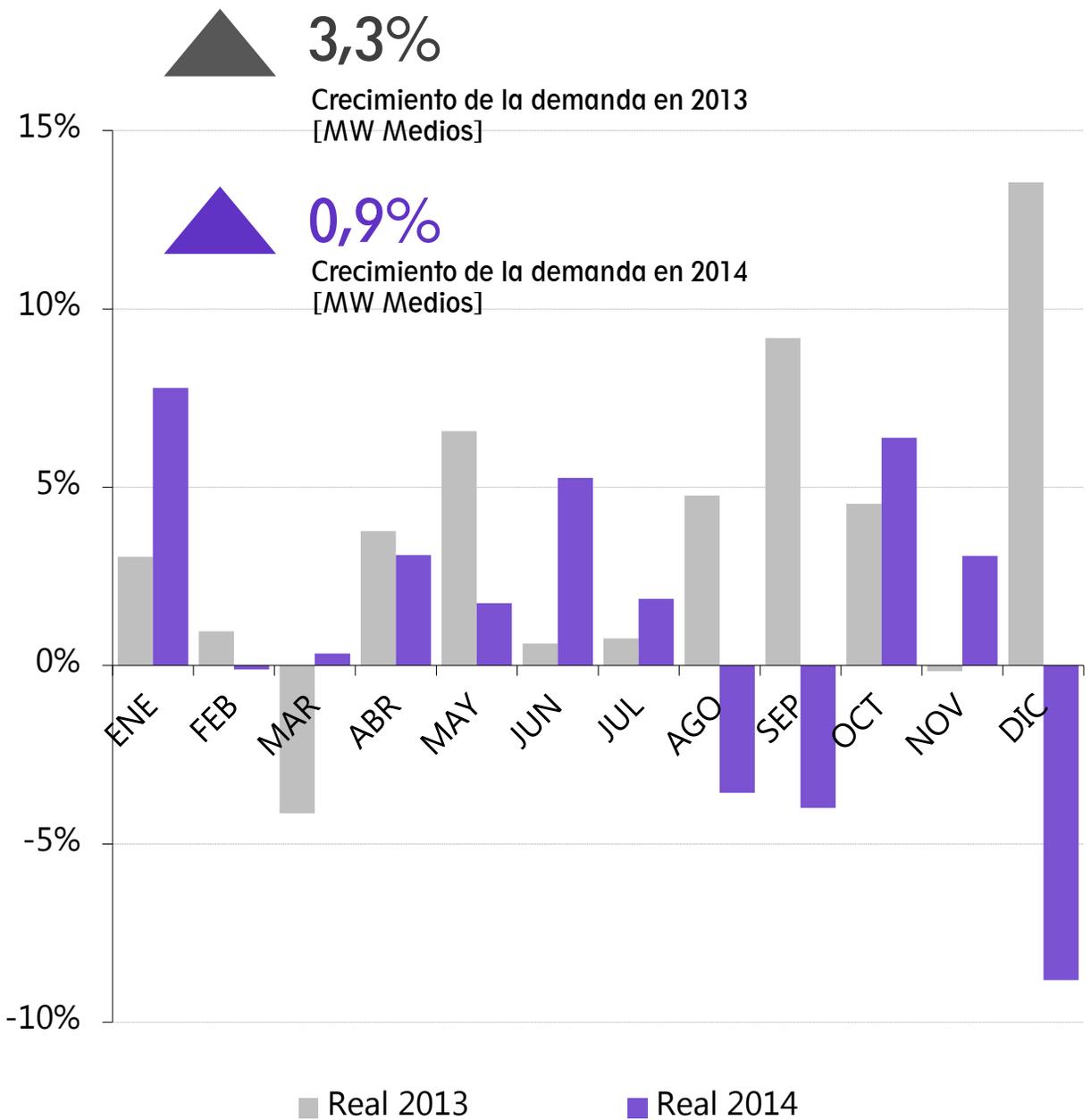


Gráfico 5: Crecimiento de la demanda local en MW Medios

# Evolución de la temperatura media semanal

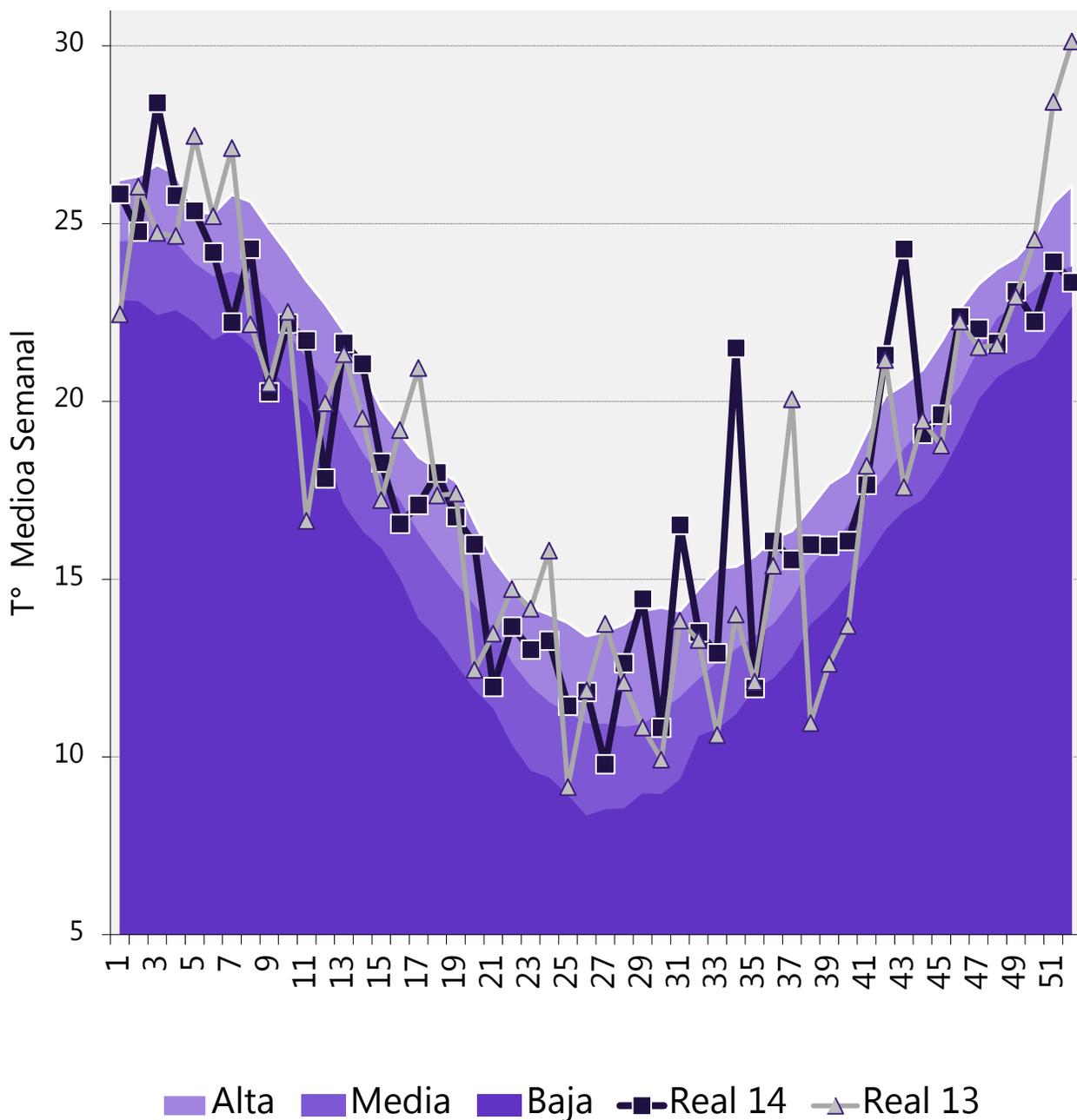


Gráfico 6: Evolución temperatura media semanal

## Cantidad de días anuales con bajas temperaturas

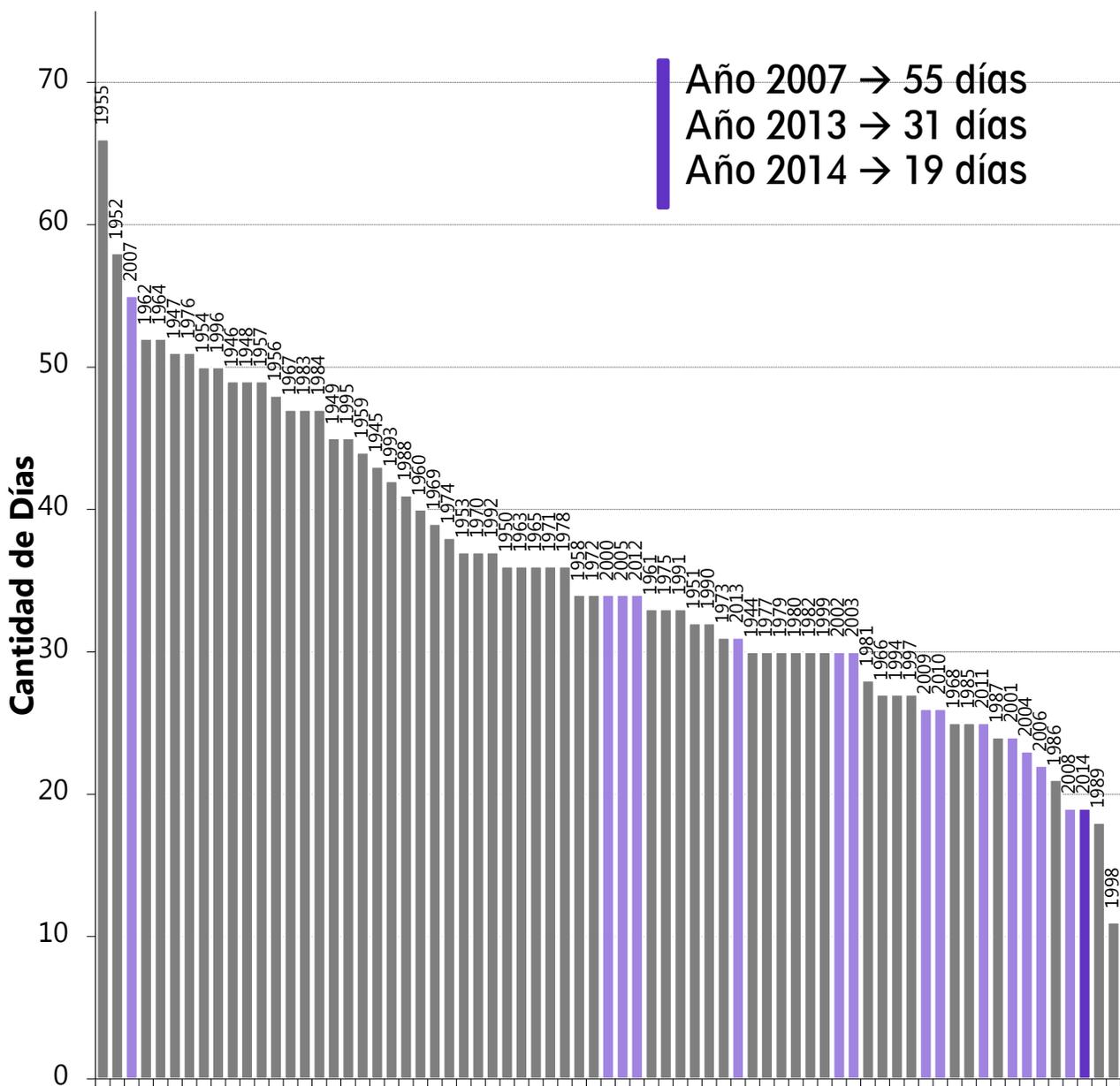


Gráfico 7: Cantidad de días con temperaturas medias inferiores a 10°C. Período 16 de Mayo al 15 de Septiembre



# Curva de carga diaria días de máxima y mínima energía

Gráfico 9: Invierno 2014. Curva típica y de máxima carga

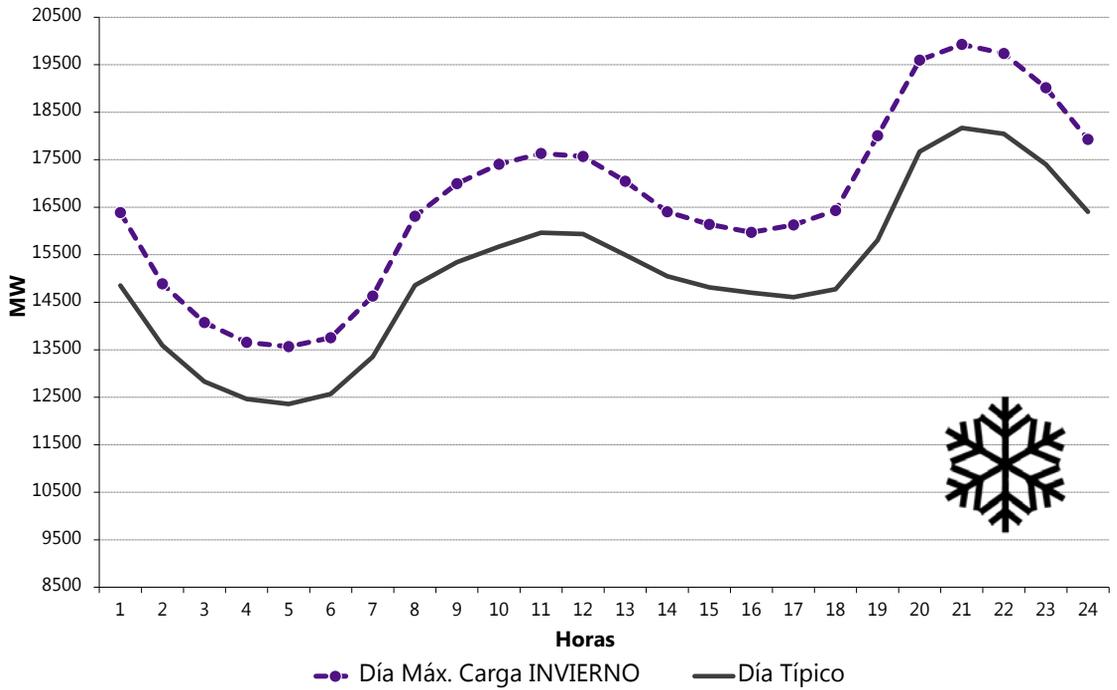


Gráfico 10: Verano 2014. Curva típica y de máxima carga

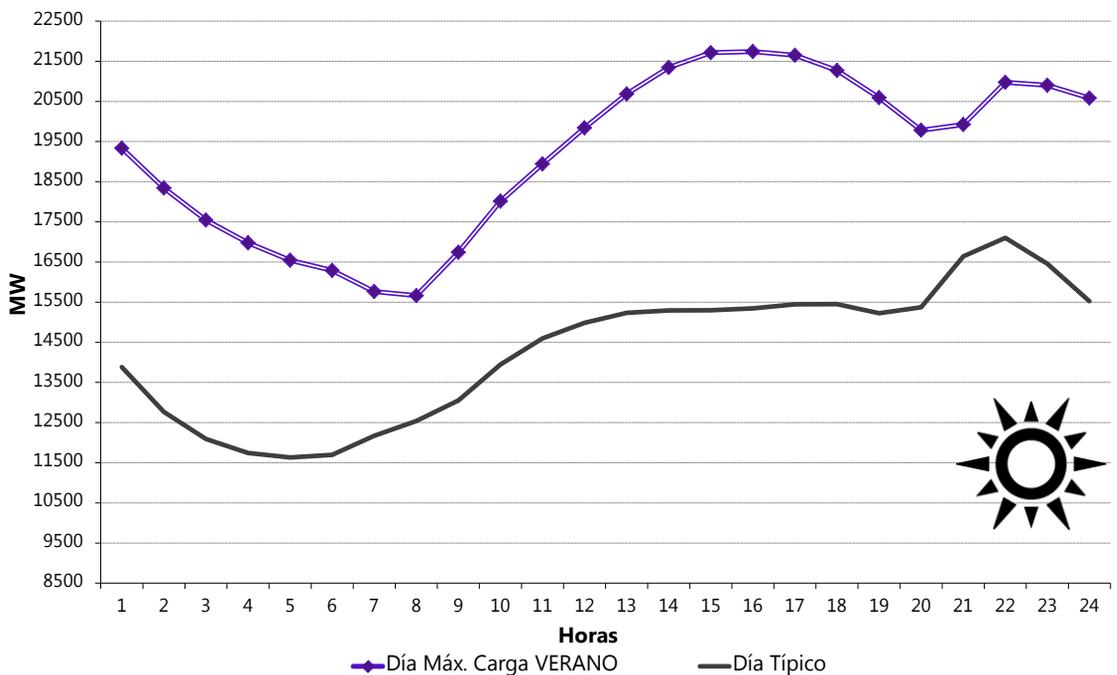


Gráfico 11: Demanda típica semanal de invierno  
(semana 22)

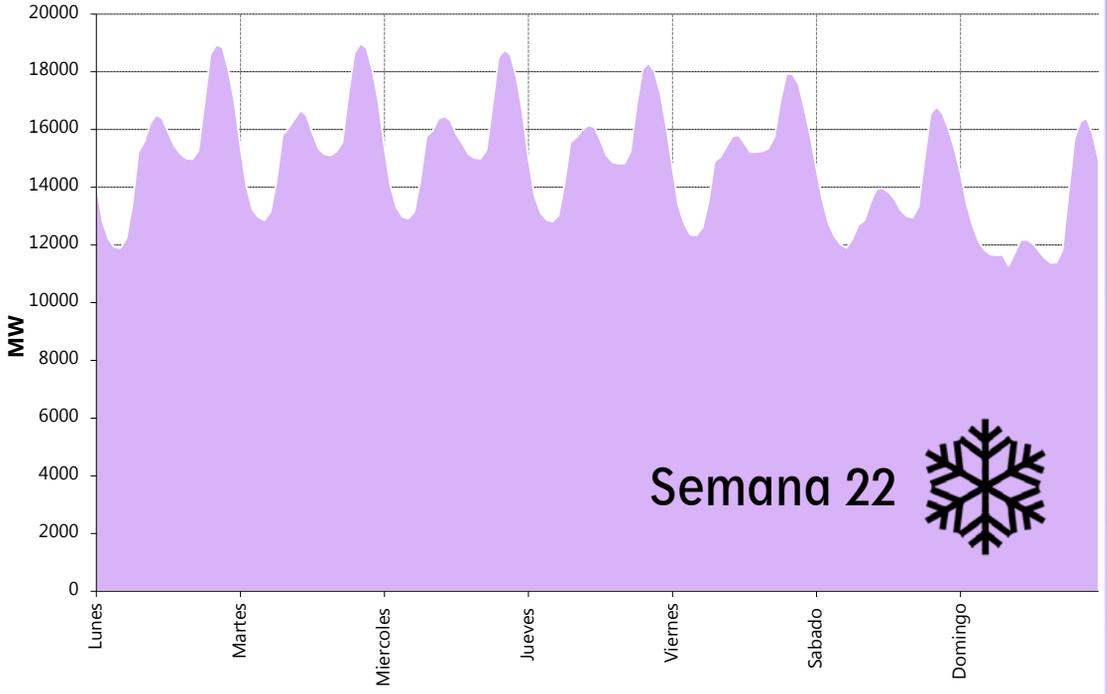
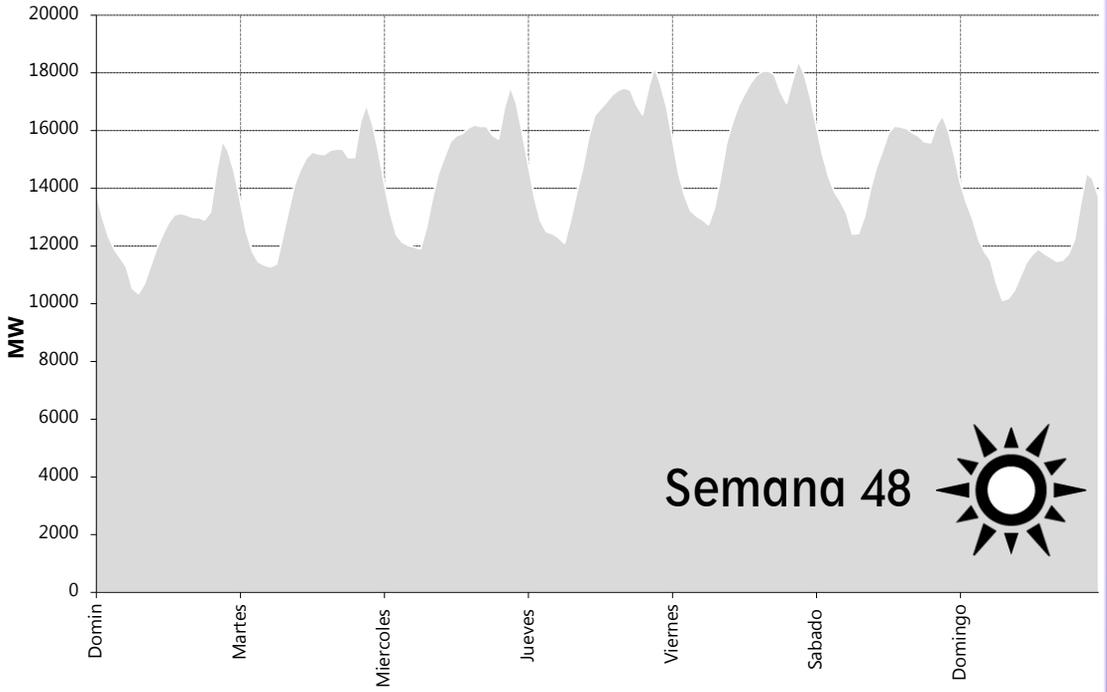


Gráfico 12: Demanda típica semanal de verano.  
(Semana 48)





# Generación





## Potencia Instalada por Región y Tipo de Generación al 31/12/2014 – MW (\*)

Región	TV	TG	CC	DI	Térmica
CUY	120	90	374	0	584
COM	0	209	1282	73	1564
NOA	261	1008	829	277	2375
CEN	200	511	534	76	1321
GBA-LIT-BAS	3870	2012	5984	413	12280
NEA	0	46	0	247	293
PAT	0	160	188	0	348
<b>TOTAL</b>	<b>4451</b>	<b>4035</b>	<b>9191</b>	<b>1087</b>	<b>18764</b>
% Térmicos	24%	22%	49%	6%	100%



TV: Turbo Vapores

CC: Ciclos Combinados

TG: Turbinas de Gas

DI: Motores de Combustión Interna

Región	Térmica	Hidráulica	Nuclear	Eólica	Solar	TOTAL
CUY	584	1071	0	0	8	1663
COM	1564	4692	0	0	0	6255
NOA	2375	217	0	50	0	2643
CEN	1321	918	648	0	0	2887
GBA-LIT-BAS	12280	945	362	0	0	13587
NEA	293	2745	0	0	0	3038
PAT	348	519	0	137	0	1004
<b>TOTAL</b>	<b>18764</b>	<b>11106</b>	<b>1010</b>	<b>187</b>	<b>8</b>	<b>31076</b>
% Térmicos	100%					
% TOTAL	60%	36%	3%	1%	0%	100%

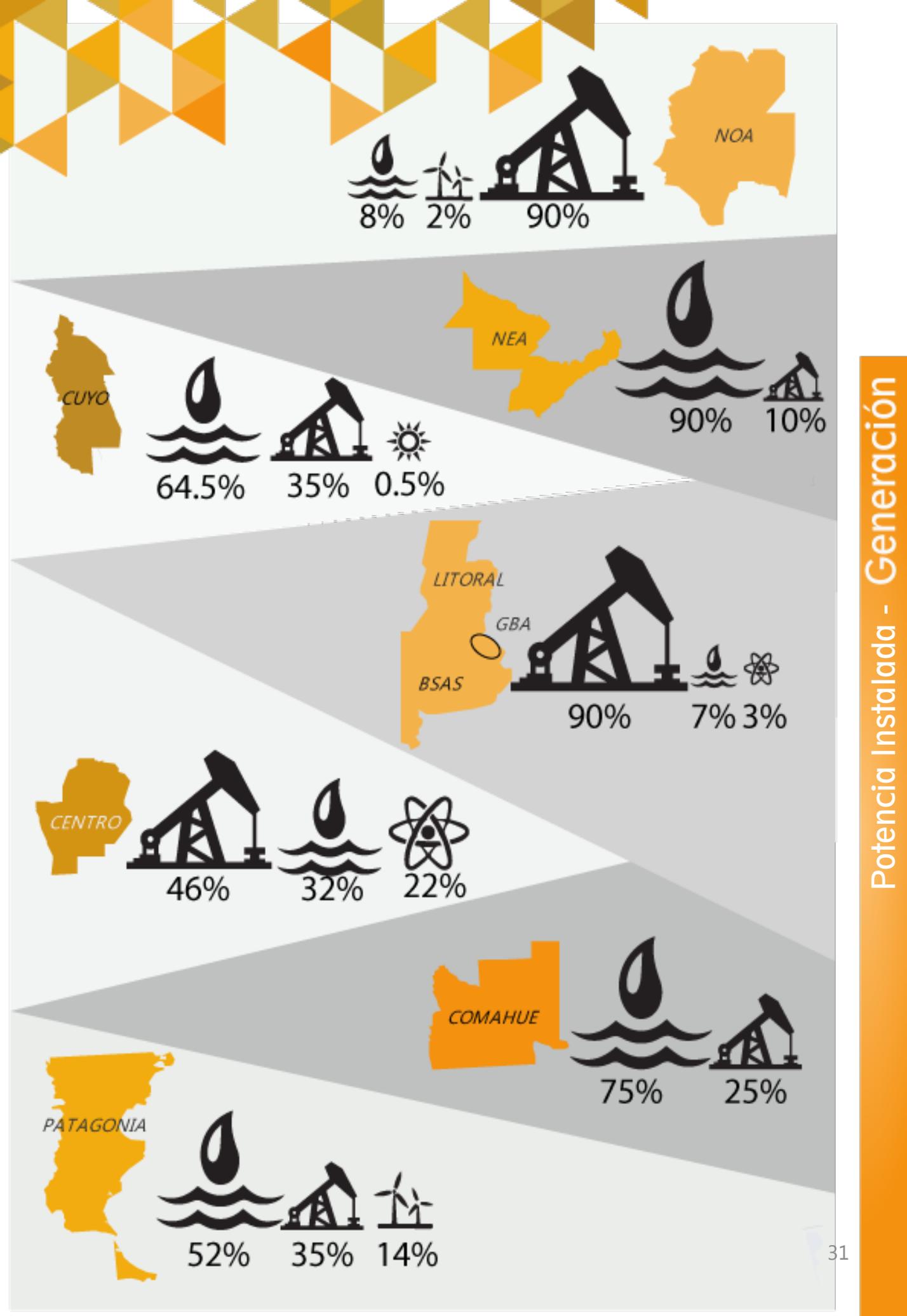
POTENCIA DISPONIBLE EN UNIDADES MÓVILES 329

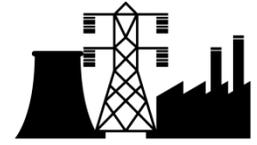
POTENCIA EN MARCHA DE PRUEBA (\*\*) 789

ATUCHA II	515	Potencia Instalada	<b>740</b>
Vuelta de Obligado TG01	140		<b>270</b>
Vuelta de Obligado TG02	134		<b>270</b>

(\*) Potencia Instalada= Potencia Efectiva de Agentes Generadores y Cogeneradores con habilitación comercial al 31/12/2014 (MW).

(\*\*) Potencia en Marcha de Prueba = Potencia de prueba que no cuenta aún con habilitación comercial y que haya superado más de 240 hs. de disponibilidad desde el inicio de los ensayos hasta el 31/12/2014 (MW).





# Evolución de la Potencia Instalada MW

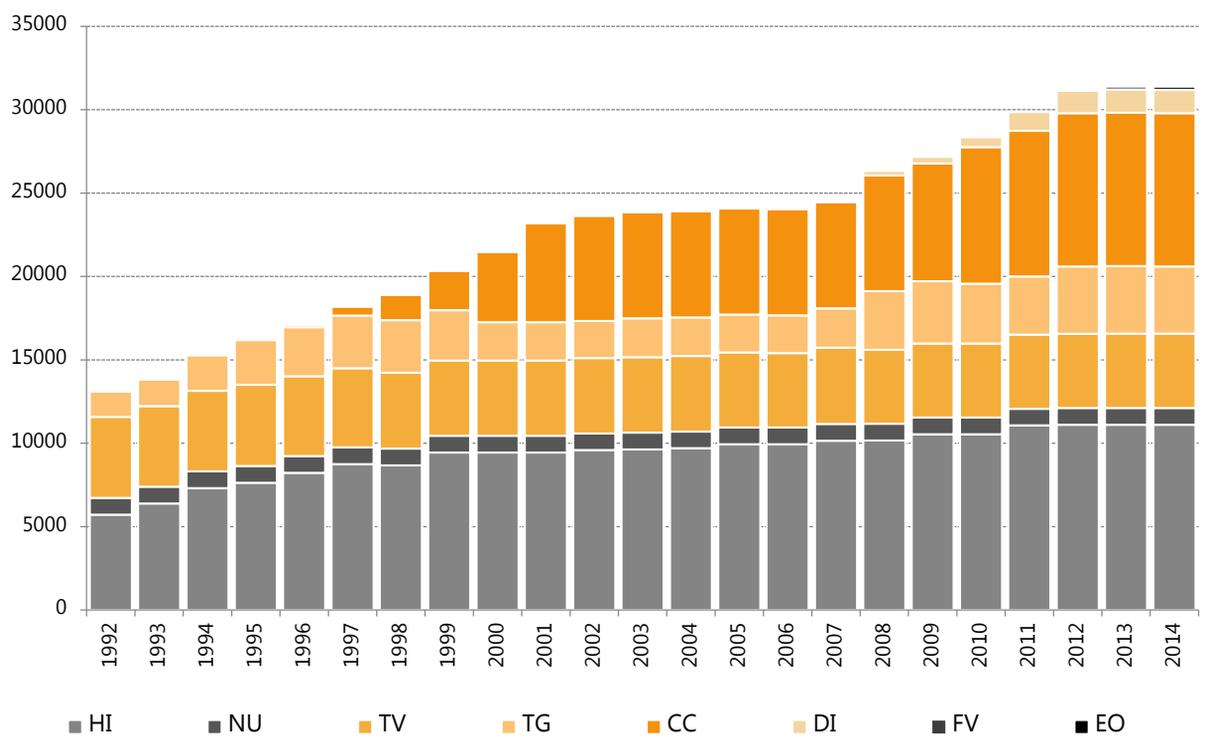


Gráfico 13: Evolución de la Potencia Instalada por Tipo



## Disponibilidad de Potencia

TECNOLOGIA	Potencia INSTALADA [MW]	Potencia DISPONIBLE [MW]	% Disponibilidad 2014
TV	4451	2374	53%
TG	4035	2738	68%
CC	9191	7131	78%
NU	1010	963	95%
HI	11106	10551	95%
Resto (DI+EO+FV)	1612	1192	74%
<b>TOTAL</b>	<b>31405</b>	<b>24949</b>	<b>79%</b>

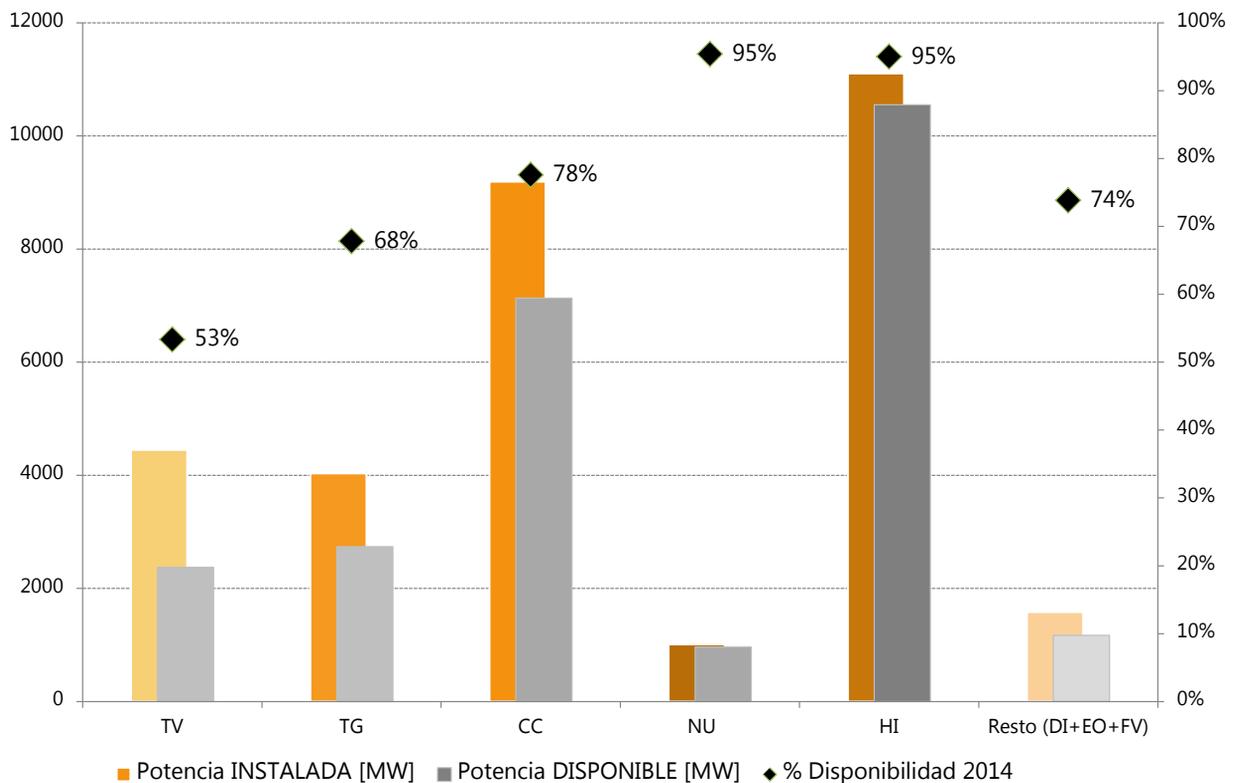


Gráfico 14: Disponibilidad de Potencia por Tipo



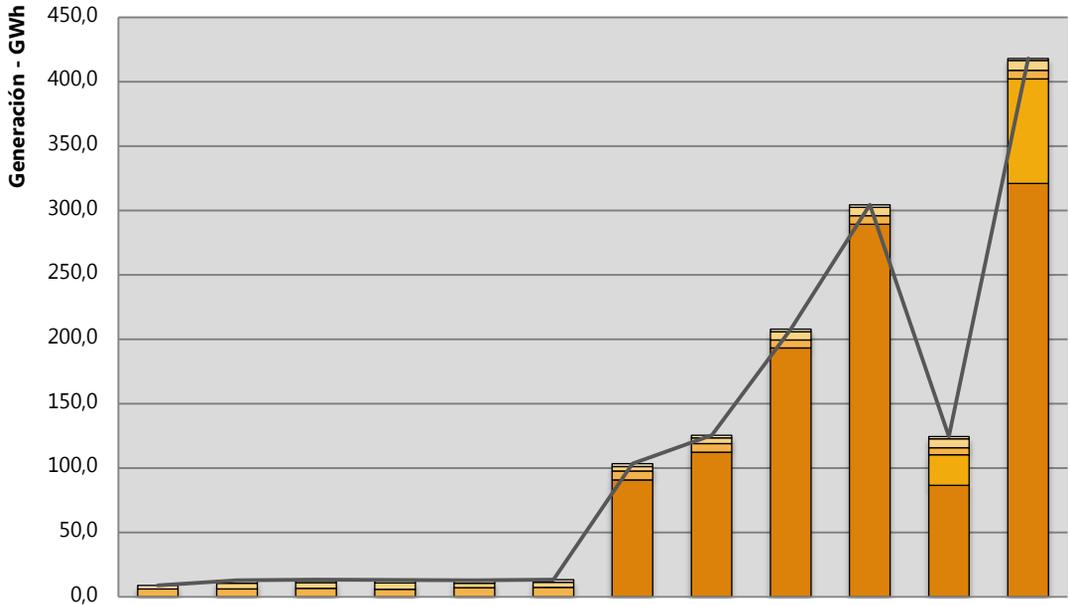
## Principales Ingresos 2014

Detalle		Potencia MW
Parque Eólico Arauca II – segunda etapa		25
Central Térmica San Martín (biogas)		5
Central Térmica San Miguel (biogas)		12
<b>Total</b>		<b>42</b>

## Próximos Ingresos Nueva Potencia

Central	Potencia MW		
Vuelta de Obligado	540		TG  Santa Fe
Río Turbio	240		TV  Santa Cruz
Atucha II	740		NU  Buenos Aires
Brigadier López	150		Cierre CC  Santa Fe
Ensenada Barragán	300		Cierre CC  Buenos Aires
Guillermo Brown	600		TG  Buenos Aires
<b>Total</b>	<b>2540</b>		

# Aportes de la Nueva Generación



	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14
SAN MARTIN	2,6	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,2	2,0	2,0	2,0	1,7	1,6
ARAUCA II	0,0	4,4	4,6	5,0	3,5	4,0	3,4	4,4	6,5	6,4	6,8	7,6
SAN MIGUEL	6,2	6,1	6,6	5,9	7,1	7,3	7,1	6,7	6,2	6,7	5,6	6,7
V. DE OBLIGADO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,8	81,2
ATUCHA II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	90,7	112,3	193,2	289,3	86,5	321,0
Total	8,8	12,7	13,3	13,0	12,8	13,4	103,4	125,5	207,9	304,4	124,3	418,1

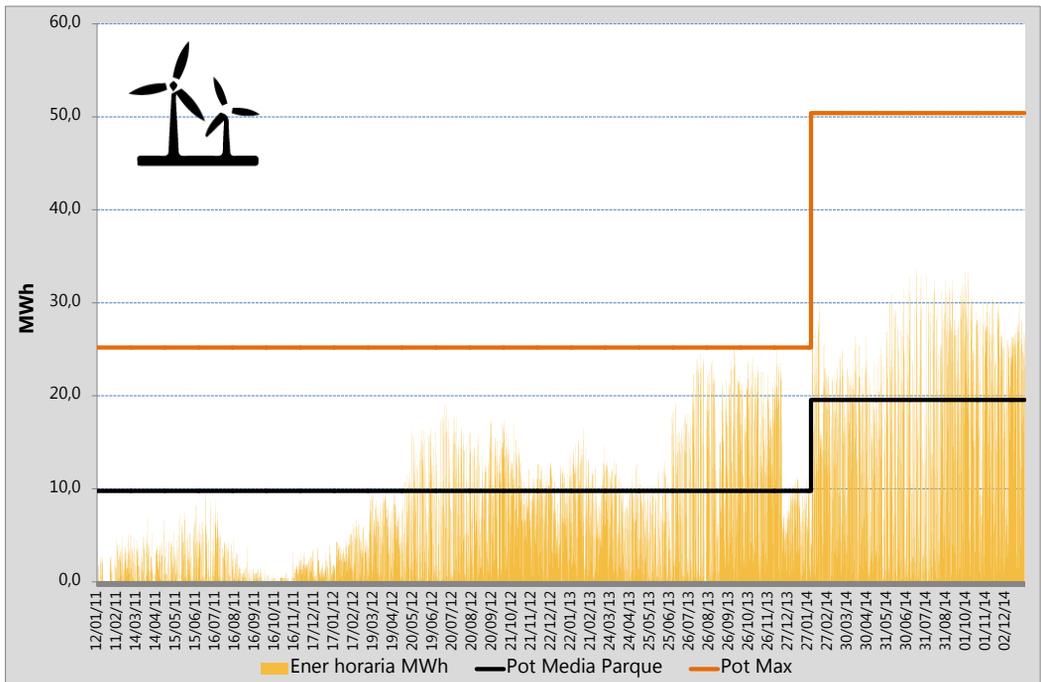


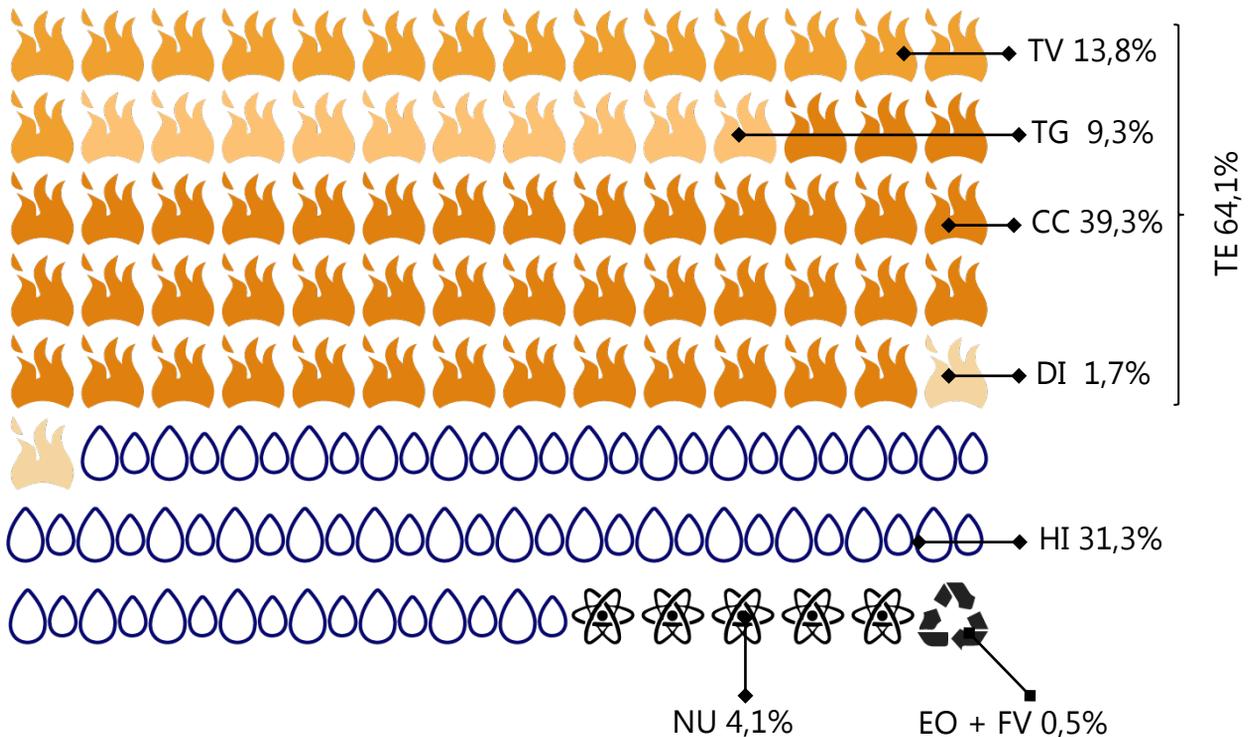
Gráfico 15: Evolución de la Generación del Parque Eólico Arauca.

## Energía Mensual por Tipo de Agente Generador

(GWh)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	Part. %
Autogeneradores	274	250	292	285	310	302	251	245	288	348	343	336	3522	3%
Cogeneradores	211	170	216	209	97	91	106	138	204	196	202	208	2048	2%
Generadores	11869	9743	9596	9373	10330	10905	11275	10447	9466	10267	9988	10987	124245	96%
Generación local	12354	10163	10104	9867	10737	11298	11631	10829	9958	10810	10533	11531	129815	100%

## Energía mensual por tipo de generación

(GWh)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	Part. %
TV	1557	1386	1474	1423	1659	1690	1750	1401	1386	1371	1389	1433	17919	
TG	1516	1382	1101	956	823	718	668	688	743	1169	1153	1221	12136	
CC	4985	4171	4267	4102	4301	4477	4653	3999	3931	3767	3765	4614	51032	
DI	364	229	139	120	134	139	152	137	117	211	196	239	2178	
Térmica	8422	7168	6981	6600	6916	7024	7222	6225	6177	6518	6503	7507	83265	64,1%
Hidráulica	3285	2428	2771	2976	3411	3688	3709	4052	3497	3805	3643	3399	40663	31,3%
Nuclear	594	518	298	243	364	540	652	494	225	435	327	567	5258	4,1%
Eólica + Solar	52	49	54	48	46	46	48	58	59	52	59	58	629	0,5%
Total Generación local	12354	10163	10104	9867	10737	11298	11631	10829	9958	10810	10533	11531	129815	100,0%





## Energías Renovables

FUENTE DE ENERGÍA	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	Total GWh	Total MW Medios
Biodiesel	32,5	170,2	2,2	1,6	206,6	5,9
Biomasa	97,6	127,0	133,9	113,7	472,2	13,5
Eólica	16,0	348,4	447,0	613,3	1424,6	40,6
Hidro <= 30MW	876,6	1069,2	895,8	1034,5	3876,2	110,5
Solar	1,76	8,1	15,0	15,7	40,6	1,2
Biogas	0,0	35,6	108,5	103,0	247,2	7,0
<b>Total GWh</b>	<b>1024,4</b>	<b>1758,5</b>	<b>1602,4</b>	<b>1882,0</b>	<b>6267,3</b>	<b>178,7</b>

DEMANDA ENERGÍA [GWh]	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	Total GWh	Total MW Medios
Demanda MEM	116349,4	121293,2	125166,4	126396,8	<b>489206</b>	<b>27904</b>

Porcentaje de la Demanda MEM cubierta con Generación Renovable	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014
	0,9%	1,4%	1,3%	1,5%

En promedio el 1,3% de la Demanda MEM de los últimos cuatro años fue cubierta con Generación Renovable

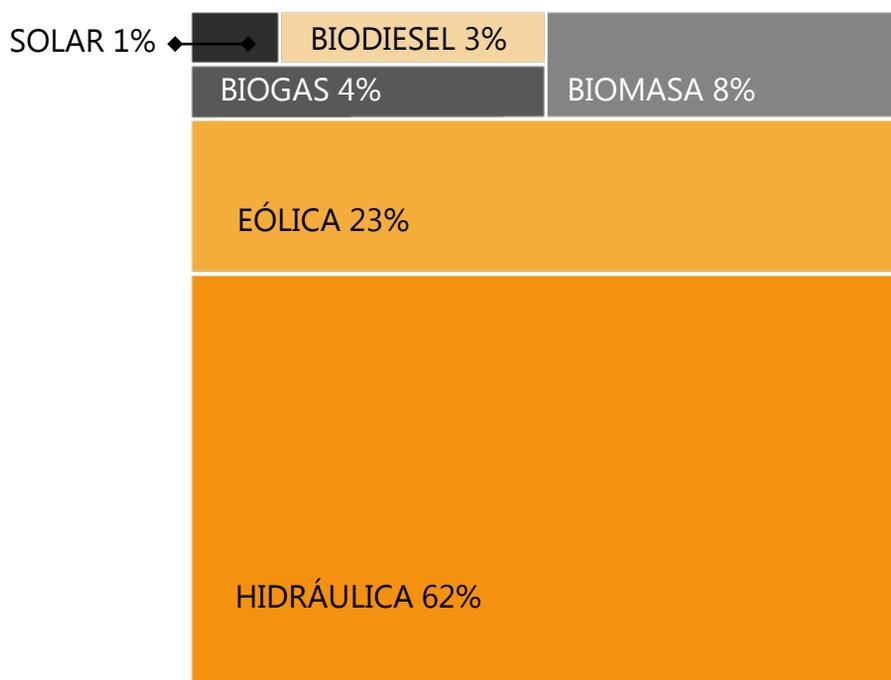


Gráfico 16: Composición de la Generación Renovable en 2014



## Energía Mensual de las Principales Cuencas Hidráulicas

(GWh)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Comahue	679	374	449	469	824	1162	1131	1528	919	998	987	766	10285
Salto Grande	312	191	398	525	530	609	553	421	581	589	480	480	5668
Yacyretá	1623	1371	1523	1564	1541	1473	1595	1590	1495	1649	1544	1534	18502
Resto	671	493	400	418	516	445	430	513	503	570	632	619	6209
<b>TOTAL</b>	<b>3285</b>	<b>2428</b>	<b>2771</b>	<b>2976</b>	<b>3411</b>	<b>3688</b>	<b>3709</b>	<b>4052</b>	<b>3497</b>	<b>3805</b>	<b>3643</b>	<b>3399</b>	<b>40663</b>

## Evolución potencia media semanal principales cuencas hidráulicas

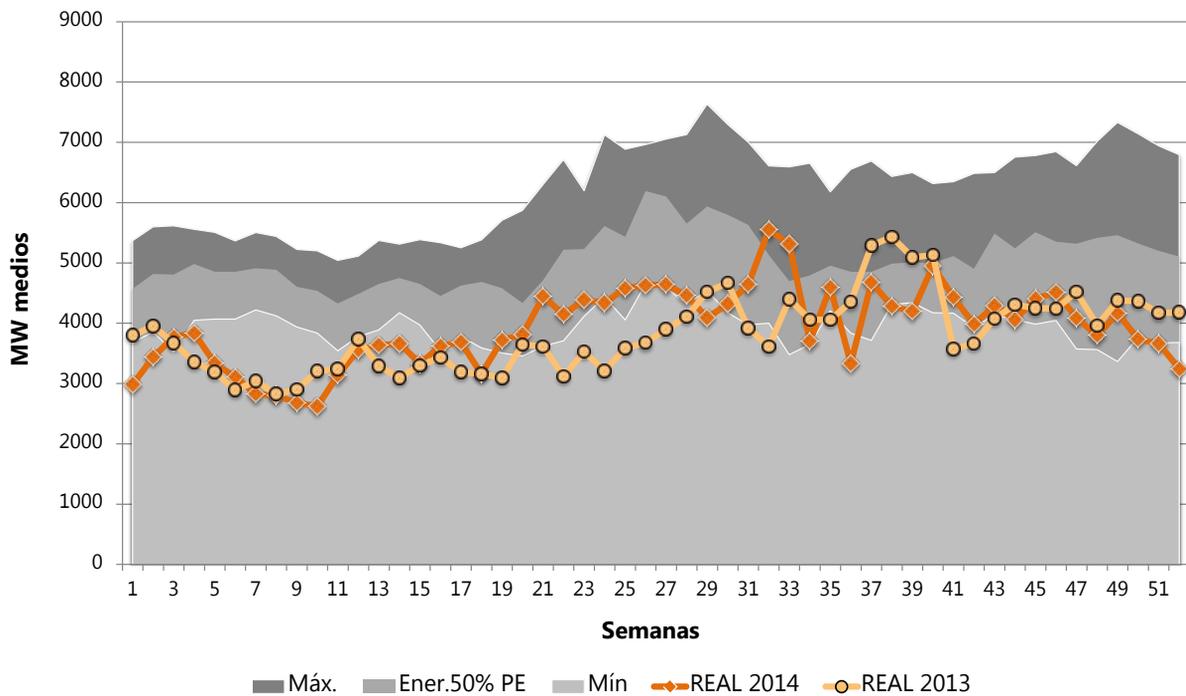


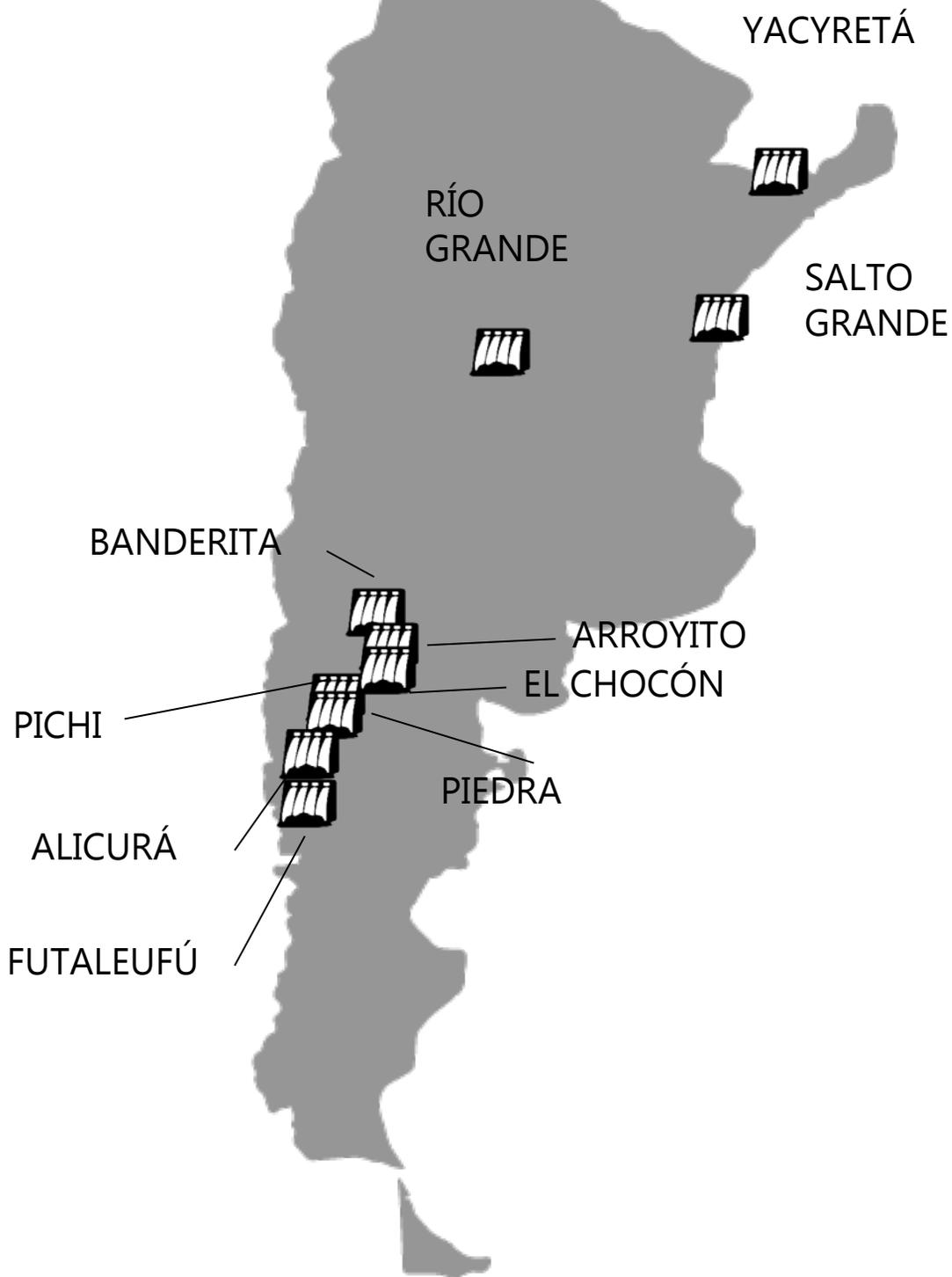
Gráfico 17: Generación Media real vs. Previsita 2014. Conjunto de Embalses de Comahue, Yacyretá y Salto Grande

## Caudales Medios de los Principales Ríos

RÍO	2013	2014	HISTÓRICO	Unidad
Paraná	15197	14474	13061	m3/seg
Uruguay	5459	7260	4829	m3/seg
C. Cura	316	334	408	m3/seg
Neuquén	205	234	305	m3/seg
Limay	243	216	267	m3/seg
Futaleufú	280	241	281	m3/seg



## Ubicación de las Principales Centrales Hidroeléctricas





## Yacyretá

Río Paraná  
14800 m<sup>3</sup>/s



**YACYRETÁ**  
Cota Máx: 83.50 msnm  
Cota Mín: 75.00 msnm  
Turbinado: 10700 m<sup>3</sup>/s  
Vertido: 4200 m<sup>3</sup>/s

## Salto Grande

Río Uruguay  
4017 m<sup>3</sup>/s



**SALTO GRANDE**  
Cota Máx: 35.50 msnm  
Cota Mín: 31.00 msnm  
Turbinado: 5657 m<sup>3</sup>/s  
Vertido: 0 m<sup>3</sup>/s

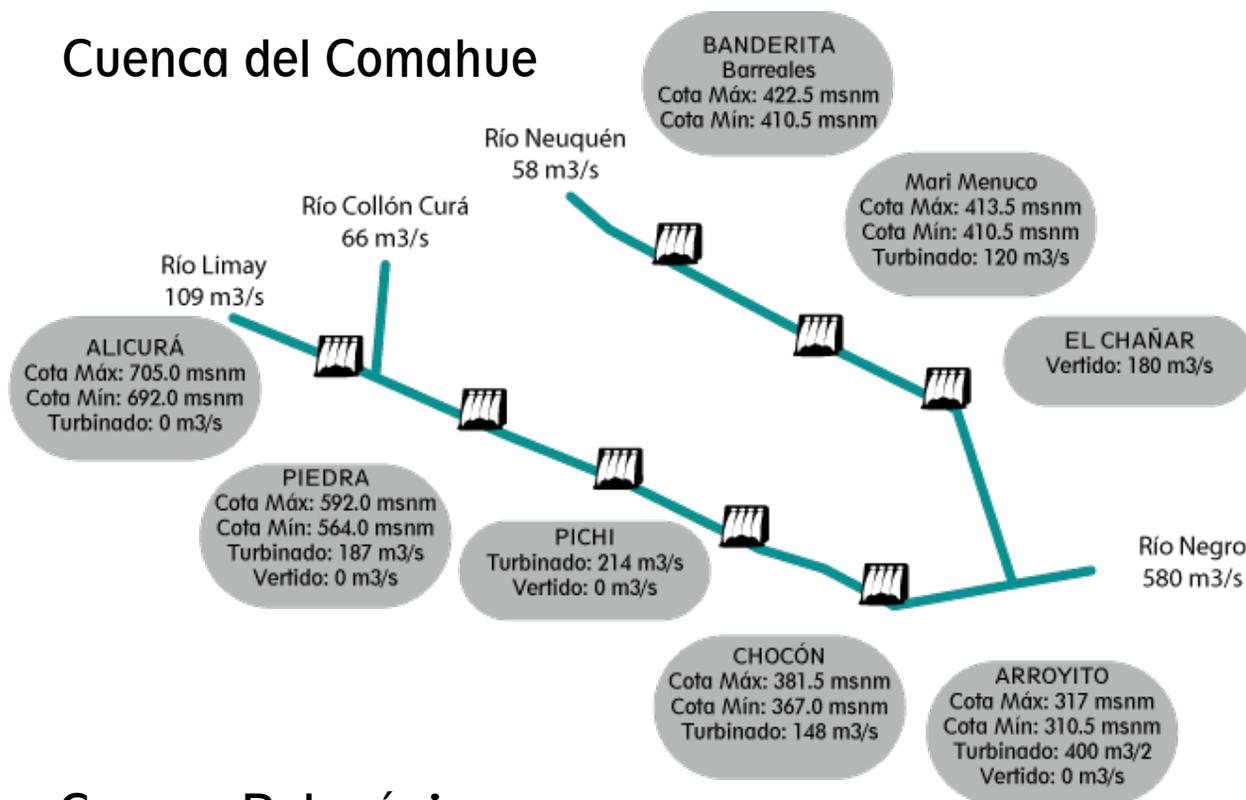
## Río Grande

Río Grande  
31 m<sup>3</sup>/s



**RÍO GRANDE**  
Cota Máx: 876.00 msnm  
Cota Mín: 866.00 msnm  
Turbinado: 0 m<sup>3</sup>/s  
Bombeo: 2650.50 MWh

## Cuenca del Comahue



## Cuenca Patagónica

Río Chubut  
15 m<sup>3</sup>/s



**AMEGHINO**  
Cota Máx: 166.00 msnm  
Cota Mín: 137.70 msnm  
Turbinado: 46 m<sup>3</sup>/s  
Vertido: 0 m<sup>3</sup>/s

Río Futaleufú  
75 m<sup>3</sup>/s



**FUTALEUFÚ**  
Cota Máx: 494.50 msnm  
Cota Mín: 465.00 msnm  
Turbinado: 238 m<sup>3</sup>/s  
Vertido: 0 m<sup>3</sup>/s

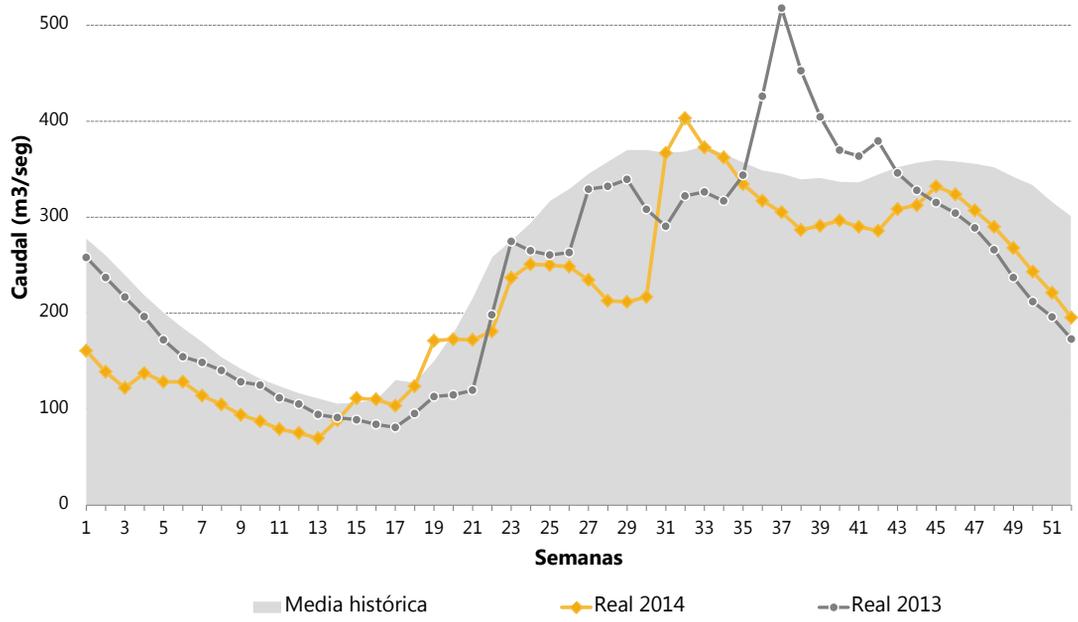
## Relación Cuencas/Ríos – Centrales (ejemplo día)



# Evolución Caudales

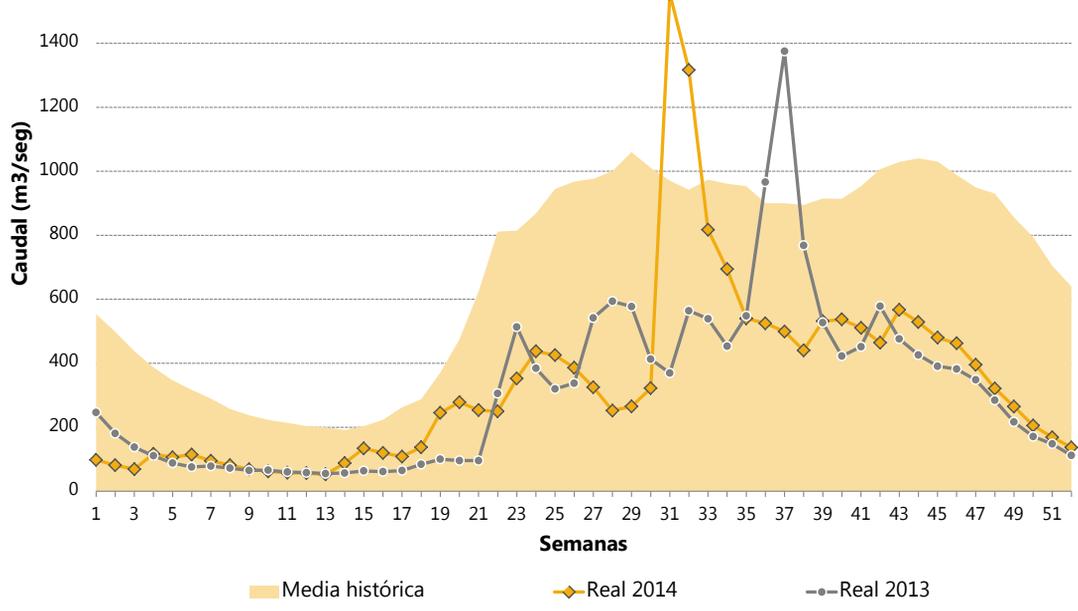
## LIMAY

Gráfico 18: Evolución del caudal del Río Limay por semana. Año 2014, 2013 y Media Histórica



## C. CURÁ

Gráfico 19: Evolución del caudal del Río Cullón Curá por semana. Año 2014, 2013 y Media Histórica

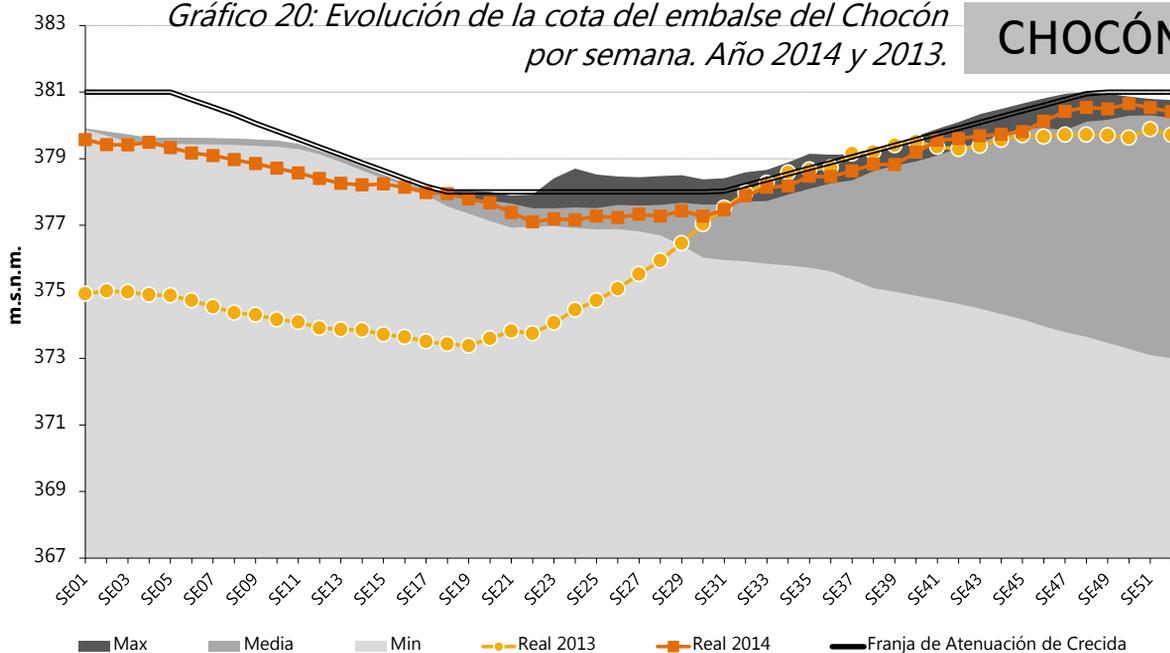




# Evolución Cotas

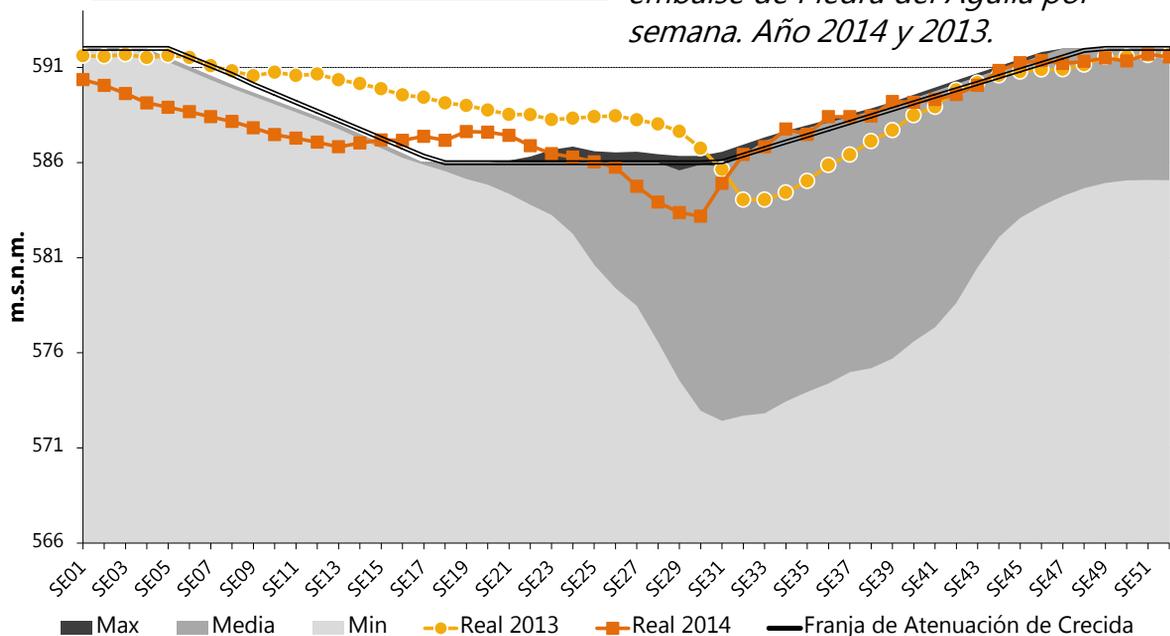
## CHOCÓN

Gráfico 20: Evolución de la cota del embalse del Chocón por semana. Año 2014 y 2013.



## PIEDRA DEL ÁGUILA

Gráfico 21: Evolución de la cota del embalse de Piedra del Águila por semana. Año 2014 y 2013.

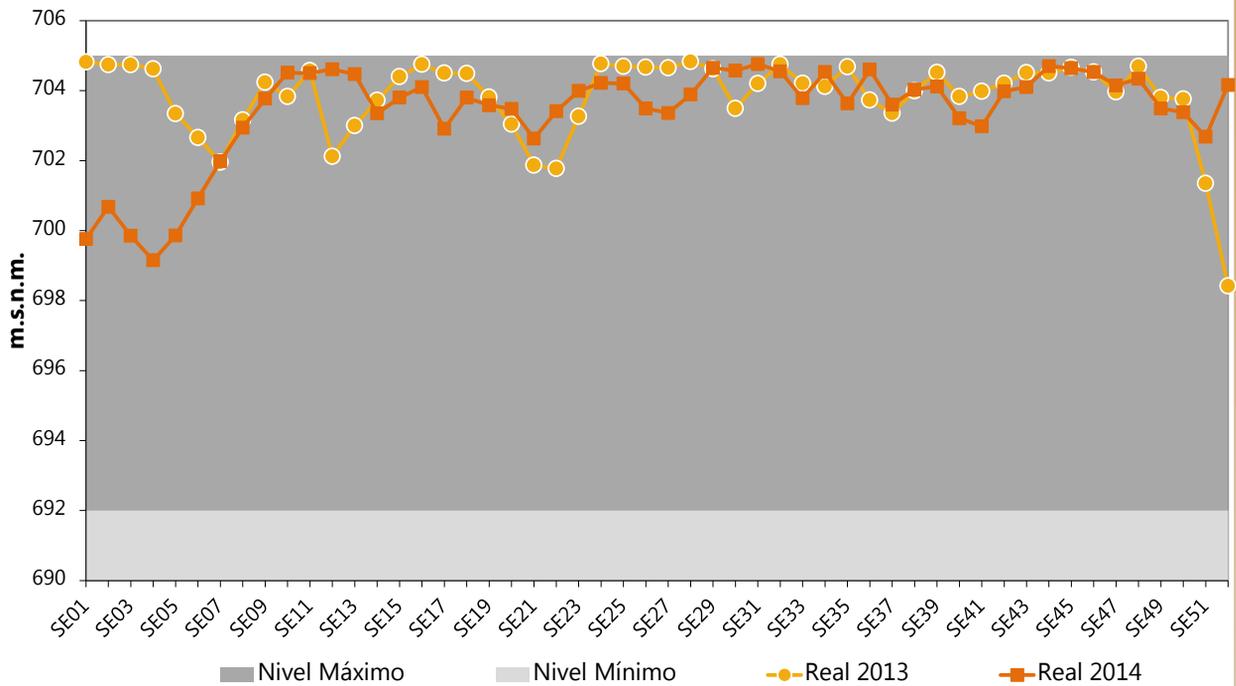




## Evolución Cotas

ALICURÁ

Gráfico 22: Evolución de la cota del embalse de Alicurá por semana. Año 2014 y 2013.





# Consumo de Combustibles



## Consumo Mensual por Tipo de Combustible

Combustible	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
FO	213721	161377	111760	227561	298168	328618	340744	169016	225043	218650	221737	200871	2717265
GO	75980	39713	16848	31260	231499	512385	519160	188943	46163	60384	35217	41602	1799154
GN	1656414	1452504	1466947	1204451	1005365	720721	753394	1014777	1086837	1279076	1252232	1462371	14355088
CM	88552	79713	76188	101366	97767	90743	85804	110287	87508	36771	67950	81727	1004377
BD	2897	2783	3352	2972	3085	1750	1813	1594	3007	2757	750	686	27446

FO=Fuel Oil [Ton] dens= 925 kg/m<sup>3</sup>

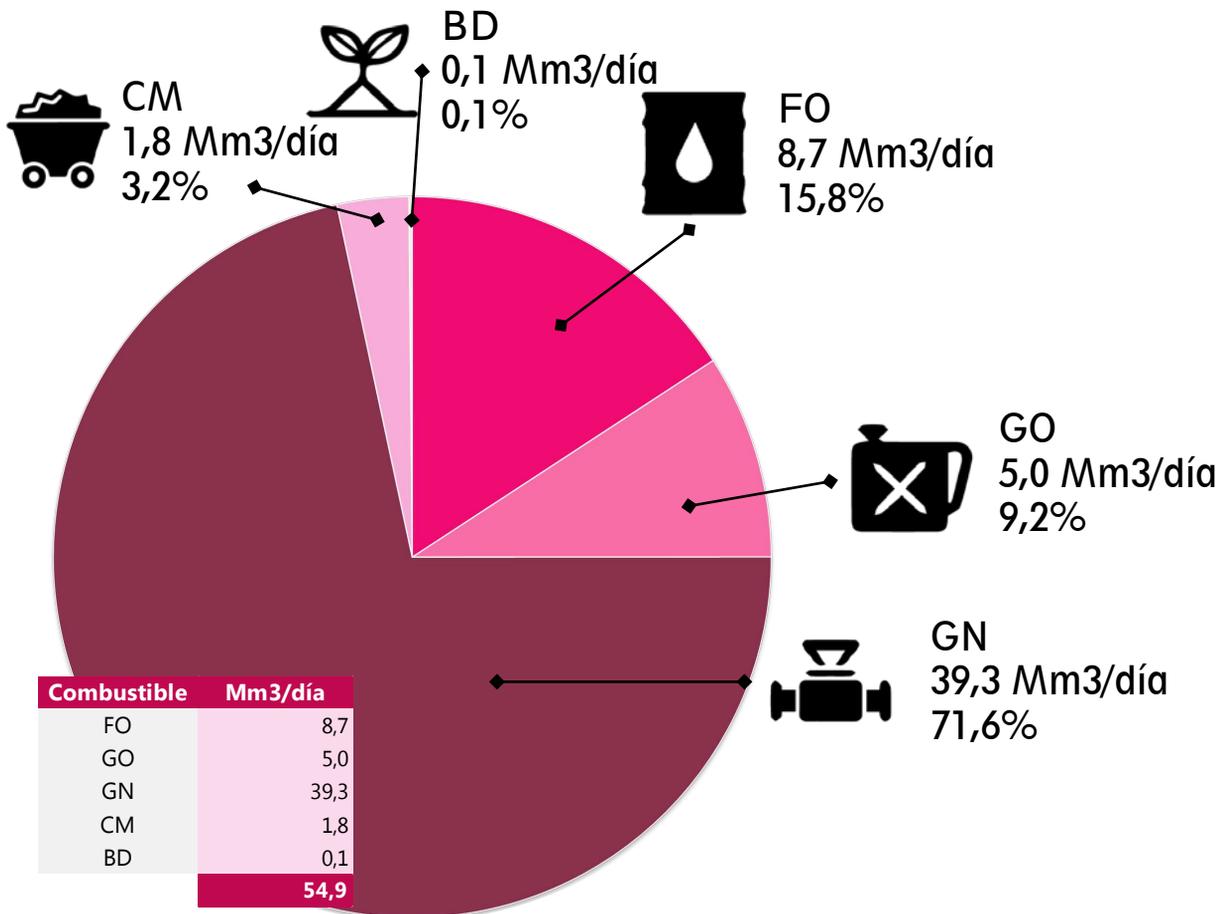
GO=Gas Oil [m<sup>3</sup>] dens= 825 kg/m<sup>3</sup>

GN=Gas Natural [dam<sup>3</sup>]

CM=Carbón Mineral [Ton]

BD=Biocombustible [Ton]

## Participación Porcentual por Combustible en Equivalente Gas Diario



## Combustibles vs Generación

TIPO COMBUSTIBLE	CANT.	UNIDAD	GWh	GWh [%]	CEM Equiv.
GN	39,3	Mm3/día	62613	75,2%	1926
FO	2717,3	KT	10023	12,0%	2657
CM	1004,4	KT	2023	2,4%	2681
GO	1799,2	mm3	8491	10,2%	1818
BD	27,4	KT	115	0,1%	2165
<b>TOTAL GAS EQUIVALENTE</b>	<b>54,9</b>	<b>Mm3/día</b>	<b>83266</b>		<b>2021</b>

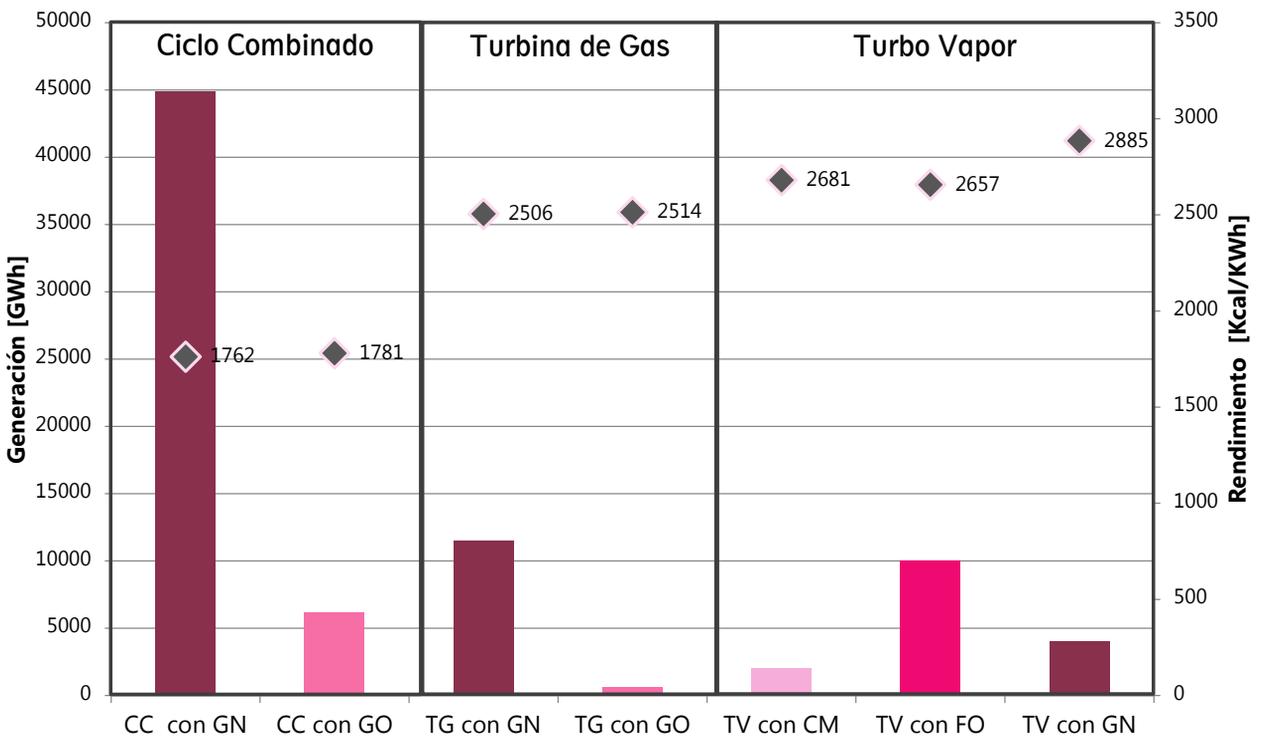


Gráfico 23: Generación por Tipo de Tecnología y Tipo de Combustible, y rendimiento en Kcal/KWh.

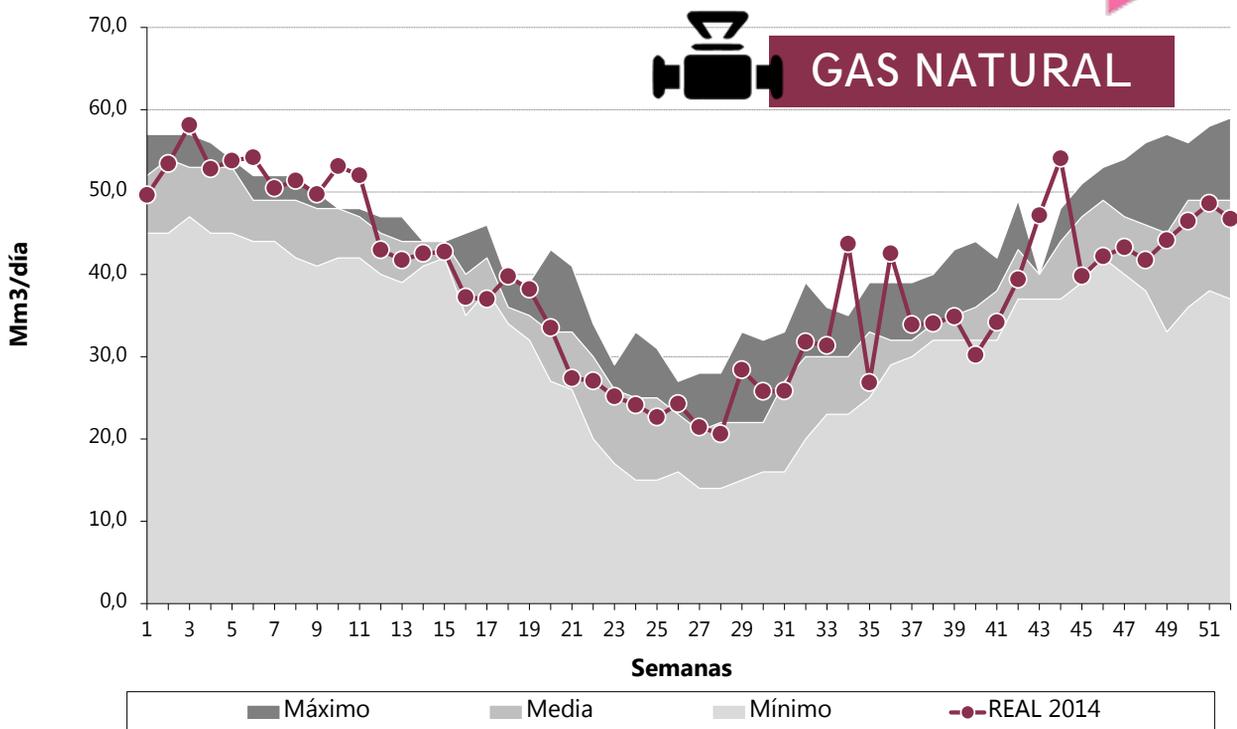


Gráfico 24: Consumo de Gas Natural Previsto vs Real 2014

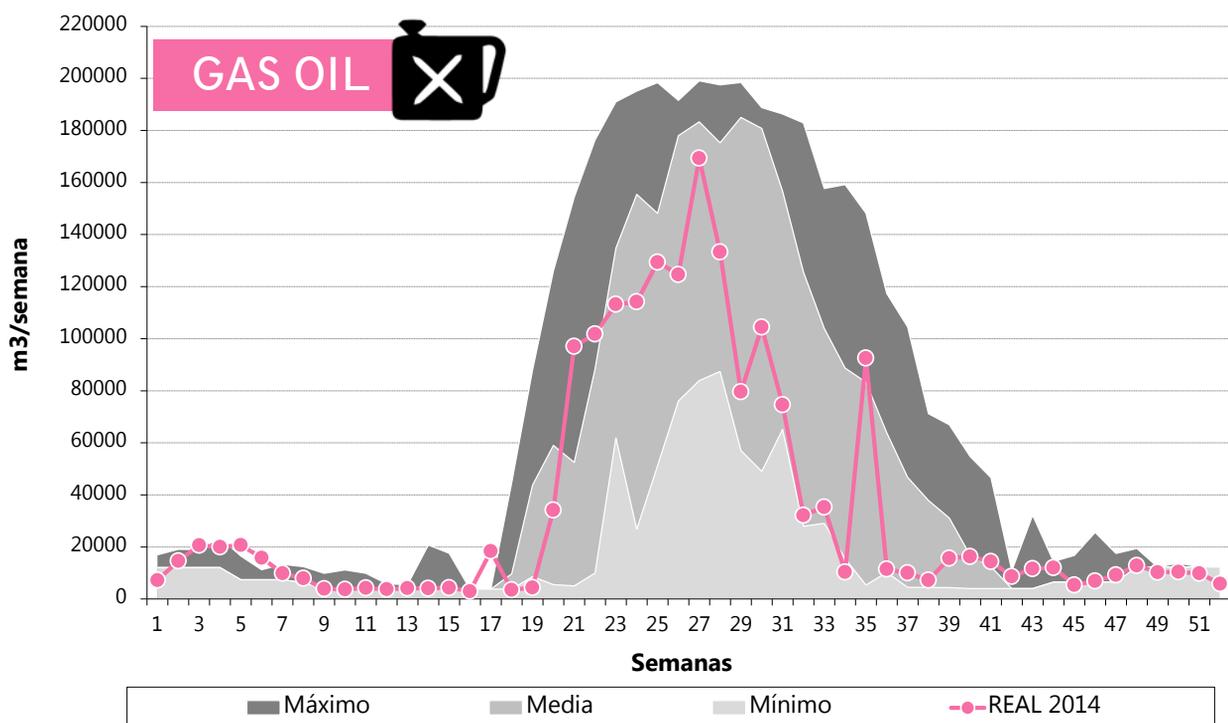


Gráfico 25: Consumo de Gas Oil Previsto vs Real 2014

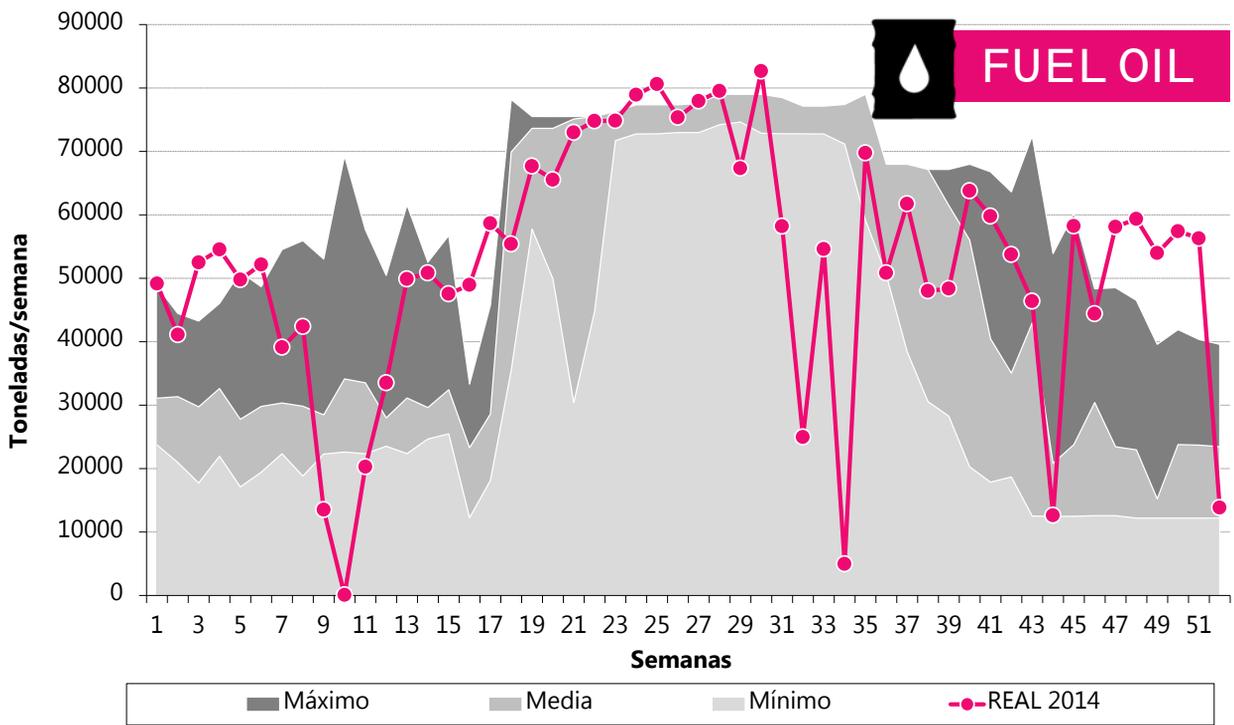


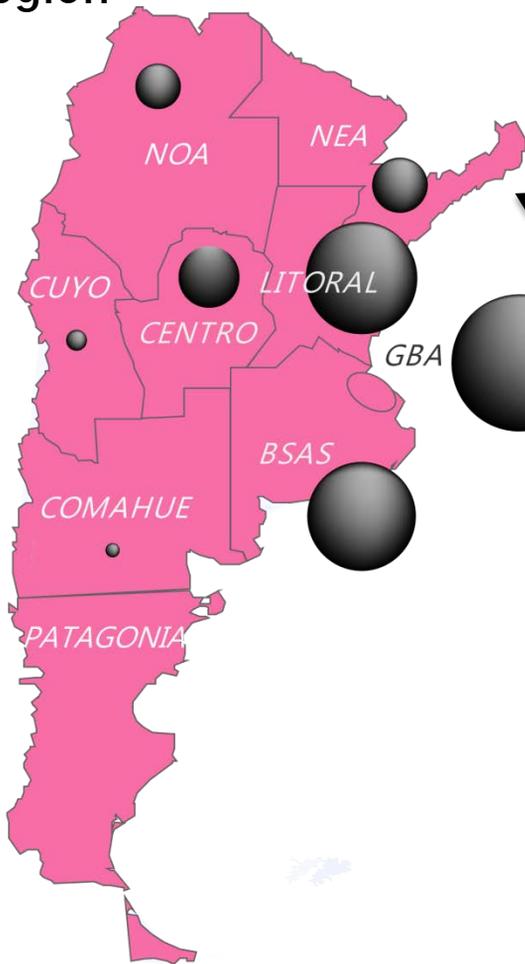
Gráfico 26: Consumo de Fuel Oil Previsto vs Real 2014

## Origen y Precio equivalente combustible

TIPO COMBUSTIBLE	ORIGEN	CONSUMO	UNIDAD	PRECIO EQUIV.	u\$/MBTU	
GO	PROVISTO	1799,1	mm3	6337	\$/m3	23,3
FO	PROVISTO	2717,3	KT	4399	\$/Ton	14,1
CM	PROPIO	1004,4	KT	1176	\$/Ton	6,9
GN	PLUS/Cont.	1009,8	mdam3	1478	\$/dam3	5,0
	Precio Sendero	13345,3	mdam3	779	\$/dam3	2,6
BD	PROPIO	0,4	KT	6324	\$/Ton	23,2

*No hubo consumo de FO y GO Propio durante el 2014*

## Distribución y consumo de combustibles líquidos por región



Gas Oil (m3)	
REGIÓN	Consumo
BAS	403122
CEN	129069
COM	8227
CUY	17810
GBA	636698
LIT	427760
NEA	105018
NOA	71449
<b>Total</b>	<b>1799154</b>



Fuel Oil (Ton)	
REGIÓN	Consumo
BAS	830863
CEN	49157
CUY	141602
GBA	1388155
LIT	307488
<b>Total</b>	<b>2717265</b>



Por Región - Combustibles



# Intercambios con Países Vecinos



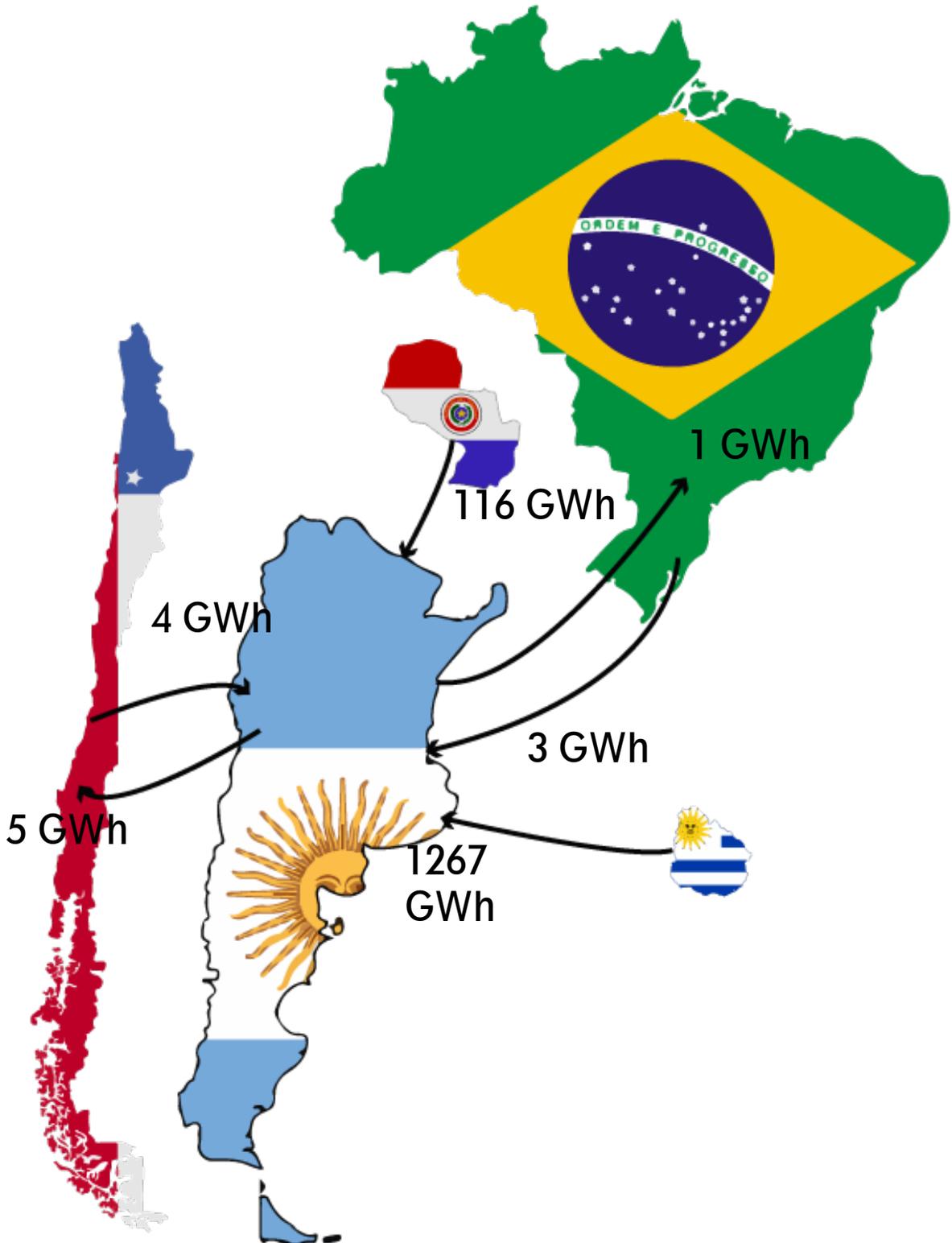
## Intercambios con Países Vecinos

GWh		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Importación	Brasil	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
	Paraguay	14	13	12	12	13	5	0	0	12	10	13	12	116
	Uruguay	86	4	0	78	48	12	152	72	207	304	215	90	1267
	Chile	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	3	0	4
	<b>TOTAL</b>	<b>102</b>	<b>18</b>	<b>12</b>	<b>90</b>	<b>60</b>	<b>16</b>	<b>153</b>	<b>73</b>	<b>219</b>	<b>314</b>	<b>231</b>	<b>102</b>	<b>1390</b>

GWh		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Exportación	Brasil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1
	Paraguay	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Uruguay	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Chile	0	0	0	0	0	0	-5	0	0	0	-1	0	-5
	<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>-5</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-1</b>	<b>0</b>						



## Intercambios con Países Vecinos





# Precios de la Energía



## Componentes del Precio Monómico

En la siguiente tabla y gráfica correspondiente, se muestra la evolución del precio medio monómico mensual del mercado spot horario, y precio monómico estacional, subdividido en:

- **Componente relacionada a la energía**, distinguiendo dentro de ella:
  - Los sobrecostos (SCTD) debidos a la utilización de combustibles alternativos al gas
  - Los cargos pagados por la demanda excedente, la cuenta Brasil y la de Contratos Abastecimiento MEM que incluyen los cargos no pagados por la demanda por estos conceptos.
- **Componente relacionada a la potencia y reserva**
- **Componente de los cargos** por utilización de **la red de transporte** pagado por la demanda.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Media	
<b>Componente Energía</b>	Precio Energía	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	119,9	120,0	120,0	
	Energía Adicional	2,9	3,2	3,2	3,4	3,5	2,6	2,6	2,3	3,7	3,9	4,1	3,8	3,3
	Sobrecostos de Combustibles	7,8	9,1	7,7	8,5	8,2	3,9	4,4	4,8	5,6	5,6	5,1	5,7	6,3
	Sobrecostos Transitorios de Despacho	123,2	132,1	124,4	176,0	344,5	501,5	470,8	282,9	216,9	197,7	193,7	214,9	248,2
	Cargo Demanda Excedente + Cuenta Brasil + Contratos Abastecimientos MEM	154,8	170,2	142,2	162,0	165,8	167,9	149,0	137,3	177,5	176,0	179,1	150,6	161,0
<b>Componente Potencia + Reserva</b>	Potencia Despachada	7,0	7,0	6,3	6,6	6,8	6,8	7,0	6,5	7,2	7,1	6,6	6,6	6,8
	Potencia Servicios Asociados	2,5	1,5	2,7	2,6	2,9	2,5	2,4	2,2	2,5	2,5	2,6	2,5	2,4
	Potencia Reserva Corto Plazo + Servicios Reserva Instantánea	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6
	Potencia Reserva Mediano Plazo	0,9	1,6	1,8	1,7	1,1	1,0	1,3	1,6	1,9	1,2	1,1	1,4	1,4
<b>Precio Monómico</b>	<b>419,4</b>	<b>445,1</b>	<b>408,9</b>	<b>481,5</b>	<b>653,5</b>	<b>806,7</b>	<b>758,1</b>	<b>558,2</b>	<b>535,8</b>	<b>514,3</b>	<b>512,9</b>	<b>506,0</b>	<b>550,0</b>	
<b>Cargos Transporte</b>	Transporte Alta Tensión + Distribución Troncal (Acuerdo)	2,3	5,5	2,8	1,2	69,3	4,7	4,9	4,7	2,3	10,6	8,7	15,0	11,0
	Transporte Alta Tensión	1,0	1,2	1,4	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	1,2	1,1	1,0	1,1	
	Transporte Distribución Troncal	0,7	0,9	1,2	1,1	1,0	0,8	0,8	1,0	1,0	0,9	1,0	1,1	1,0
<b>Precio Monómico + Transporte</b>	<b>423,5</b>	<b>452,7</b>	<b>414,2</b>	<b>485,1</b>	<b>725,0</b>	<b>813,4</b>	<b>764,9</b>	<b>564,9</b>	<b>540,3</b>	<b>526,9</b>	<b>523,7</b>	<b>523,1</b>	<b>563,1</b>	
<b>Precio Monómico Estacional</b>	<b>Precio Monómico ponderado Estacional (Energía + Potencia) + Otros Ingresos</b>													
	96,1	95,6	96,0	96,2	96,3	96,3	91,8	93,1	93,0	96,2	95,8	95,7	95,2	

Los distintos componentes del precio monómico varían según el volumen de generación térmica requerido, dependiente a su vez principalmente de la oferta hidroeléctrica, y dada la aplicación de la Res. SE 240/03, del precio del gas y en forma atenuada del valor de los combustibles líquidos dado que su valor se incluye en el precio como sobrecosto (SCTD).

Se observa que el precio monómico presenta estacionalidad a lo largo del año, siendo mayor en los meses de invierno, relacionado con el aumento del consumo de combustible líquido.

En lo que respecta a la demanda estacional, se continuó la aplicación la Resolución SE N° 2016, definiéndose un único precio monómico de compra para cada distribuidor en concordancia con lo dicho en el párrafo anterior.

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Media
<b>Precio Monómico</b>	Componentes Energía	130,7	132,3	130,9	131,9	131,7	126,5	127,0	127,1	129,2	129,4	129,1	129,5	129,6
	Componentes Potencia + Reserva	10,8	10,5	11,4	11,5	11,5	10,9	11,3	11,0	12,1	11,2	10,9	11,0	11,2
	Cargo Demanda Excedente + Cuenta Brasil + Contratos Abastecimientos MEM	154,8	170,2	142,2	162,0	165,8	167,9	149,0	137,3	177,5	176,0	179,1	150,6	161,0
	Sobrecosto Transitorio de Despacho	123,2	132,1	124,4	176,0	344,5	501,5	470,8	282,9	216,9	197,7	193,7	214,9	248,2
	<b>Precio Monómico</b>	419,4	445,1	408,9	481,5	653,5	806,7	758,1	558,2	535,8	514,3	512,9	506,0	550,0
	Cargos transporte	4,1	7,6	5,3	3,6	71,5	6,6	6,8	6,7	4,5	12,5	10,8	17,1	13,1
	<b>Precio Monómico Estacional Ponderado</b>	96,1	95,6	96,0	96,2	96,3	96,3	91,8	93,1	93,0	96,2	95,8	95,7	95,2

De la misma forma que el año anterior los pagos de los demandantes no alcanzaron a nivelar los costos reales de generación, que fueron cubiertos por aportes del tesoro nacional.

## Evolución gráfica del precio monómico mensual y sus componentes

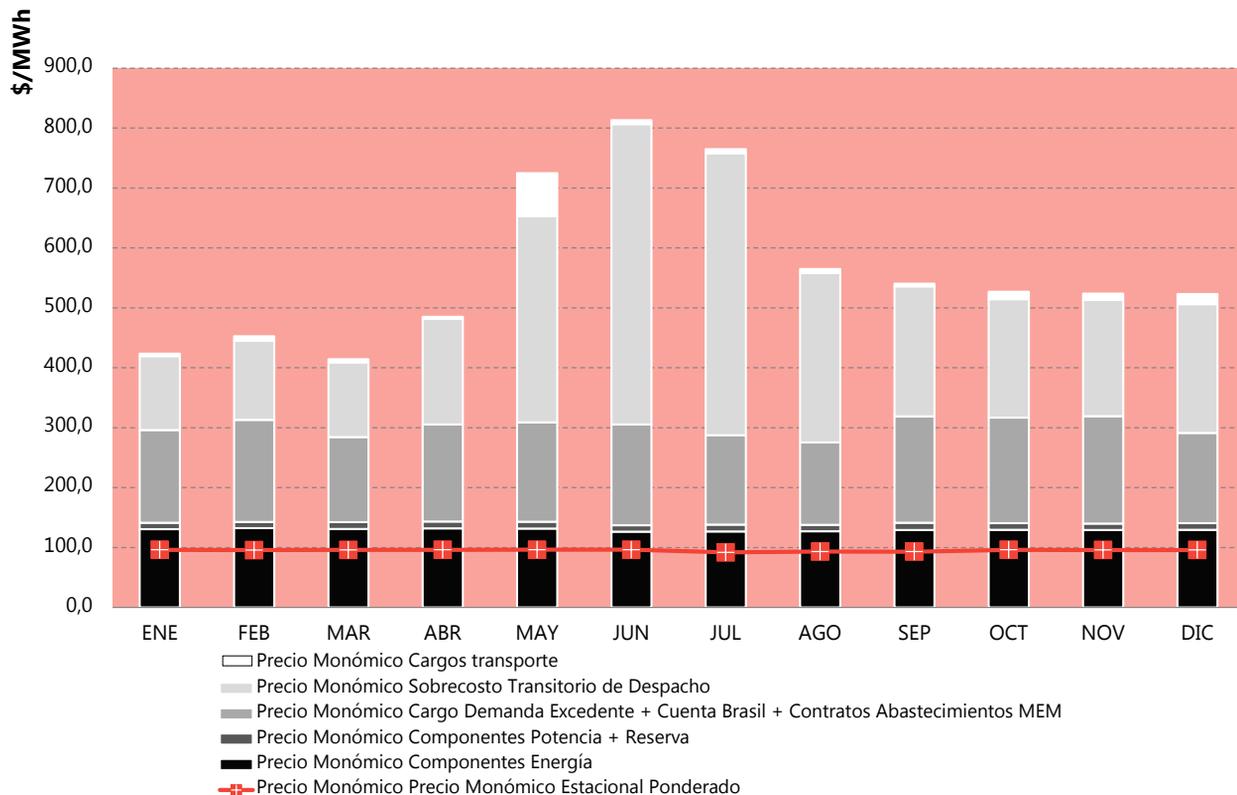
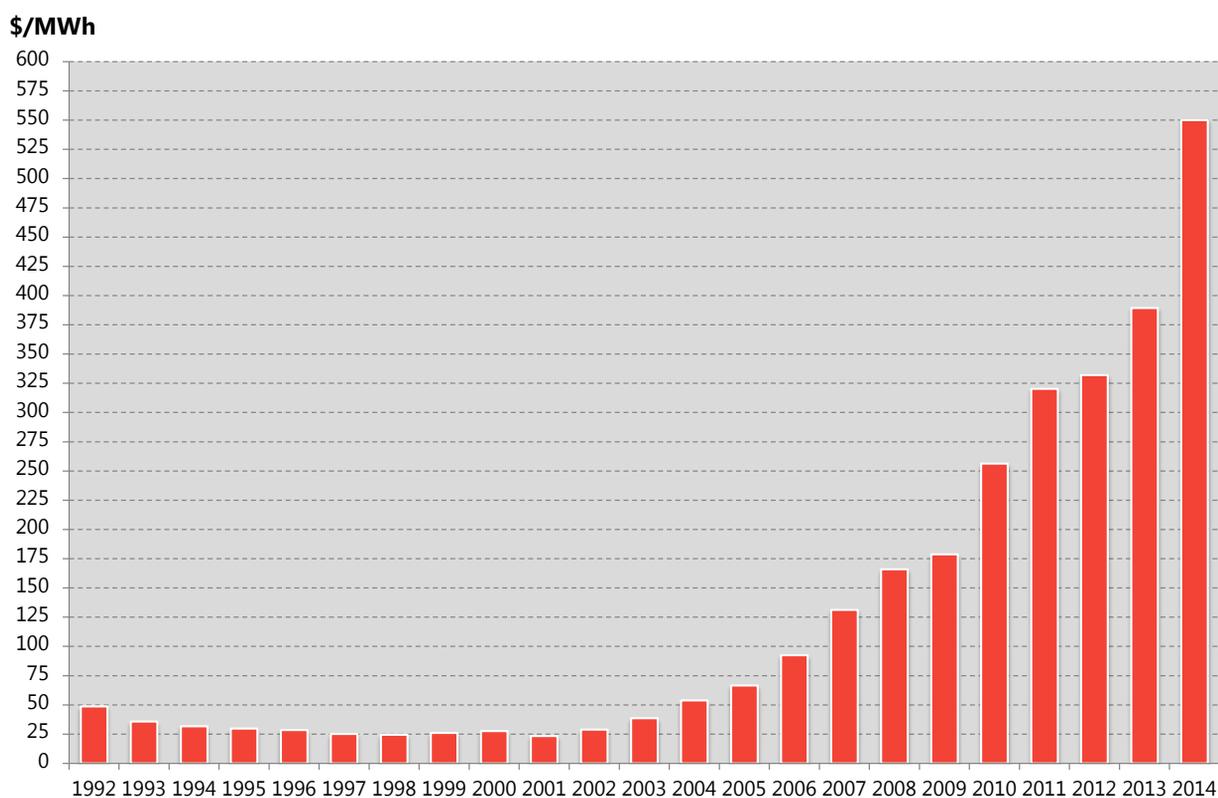


Gráfico 27: Precio monómico y sus componentes

## Evolución gráfica del precio monómico anual

El diagrama de barras a continuación muestra comparativamente el precio monómico del año 2014 respecto de los años anteriores (sin considerar los cargos por transporte).



*Gráfico 28: Precio monómico medio anual.*



# Sistema de Transporte





## Longitudes de Líneas por Nivel de Tensión y Región [Km]

SISTEMA DE TRANSPORTE	500 kV	330 kV	220 kV	132 kV	66 kV	33 kV	TOTAL
Alta Tensión	13824		562	6			14392
Distribución Troncal		1116	1113	16410	398	24	19061
- Región Cuyo			641	625			1266
- Región Comahue				1369			1369
- Región Buenos Aires			177	5583	398		6158
- Región NEA			30	1861		24	1915
- Región NOA				4908			4908
- Región PATAGONIA		1116	265	2064			3445



## Evolución Longitudes de Líneas por Región [Km]

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Alta Tensión	7722	7722	8314	8314	8314	8366	9669	9669	9669	9669
Distribución Troncal	10407	10709	10790	11320	11403	11725	11852	12364	12471	12509
- Región Cuyo	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245
- Región Comahue	830	845	885	885	885	885	885	902	902	929
- Región Buenos Aires	4945	5068	5106	5509	5536	5675	5703	5903	5976	5987
- Región NEA	926	930	930	930	972	972	972	1076	1076	1076
- Región NOA	2461	2621	2624	2751	2765	2948	3047	3238	3272	3272

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Alta Tensión	9669	9669	10024	10024	11532	11853	12299	13762	13762	14326	14392
Distribución Troncal	12676	12908	15846	16326	16723	17080	17204	17212	17497	17893	19061
- Región Cuyo	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1252	1252	1252	1266
- Región Comahue	929	929	929	1213	1213	1213	1215	1215	1215	1215	1369
- Región Buenos Aires	5987	6005	6005	6044	6107	6108	6110	6110	6158	6158	6158
- Región NEA	1076	1291	1402	1449	1449	1449	1460	1460	1460	1538	1915
- Región NOA	3438	3438	3561	3565	3847	4076	4184	4184	4422	4426	4908
- Región PATAGONIA			2704	2837	2862	2990	2990	2990	2990	3304	3445



Se incorpora el Área Patagonia al MEM



## Evolución de Potencia de Transformadores por Región [MVA]

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Alta Tensión	9100	9250	9850	9850	10300	10600	10750	11350	11350	11350
Alta Tensión en Reserva						150	400	450	450	450
Distribución Troncal	6599	6674	6953	7133	7333	7832	8017	8414	8479	8524
- Región Cuyo	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1030	1180	1180	1180
- Región Comahue	408	408	444	454	454	490	493	508	503	503
- Región Buenos Aires	3598	3598	3788	3788	3823	4228	4263	4348	4363	4363
- Región NEA	612	642	665	695	725	745	745	782	812	827
- Región NOA	971	1016	1046	1186	1321	1359	1486	1596	1621	1651

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Alta Tensión	11350	11550	12200	13100	14150	14450	15200	16550	16400	16950	17400
Alta Tensión en Reserva	450	1050	1200	1200	1250	1250	2150	2750	3350	3450	3500
Distribución Troncal	8673	9068	10746	11267	11666	11872	12109	12354	12711	13081	13756
- Región Cuyo	1240	1275	1325	1335	1335	1335	1335	1365	1365	1365	1365
- Región Comahue	510	510	510	550	550	550	550	550	550	550	595
- Región Buenos Aires	4393	4693	4813	4937	5107	5132	5277	5277	5397	5509	5549
- Región NEA	834	834	864	902	947	947	962	1012	1094	1132	1222
- Región NOA	1696	1726	1836	1836	1979	2151	2263	2278	2433	2553	3023
- Región PATAGONIA			1398	1707	1748	1757	1757	1872	1872	1972	2002



Se incorpora el Área Patagonia al MEM



## Incrementos registrados durante 2014 en la capacidad de transporte en líneas

	Longitud	Transformación
Alta Tensión	65 Km	0 MVA
Distribución Troncal	1168 Km	675 MVA

*Incluye a los transportistas independientes de cada red de transporte*



## Desempeño Operativo de las Redes de Transporte

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	<i>N° fallas/ 100 km-año</i>									
Alta Tensión	0,3	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,7	0,6	0,5
Distribución Troncal	2,2	2,2	2,1	1,8	2,4	2,2	2,3	2,0	2,0	2,1
- Región Cuyo	1,9	2,6	1,7	0,4	1,4	1,1	1,3	1,0	1,0	1,3
- Región Comahue	1,7	4,3	1,7	1,6	2,8	4,5	3,5	2,4	2,1	2,8
- Región Buenos Aires	2	1,9	1,5	1,4	1,6	1,2	1,5	1,5	1,4	1,1
- Región NEA	3,6	3,7	4,4	2,3	5	5,9	5,3	4,2	3,5	3,9
- Región NOA	2	2,4	3,1	2,9	3,3	2,9	3,3	3,1	3,4	3,0
- Región PATAGONIA	0,9	0,7	0,9	2,7	1,5	1,2	1,2	0,8	0,8	1,5

*Incluye a los transportistas independientes de cada red de transporte y salidas forzadas de líneas derivadas de eventos de Fuerza Mayo)*





## Geográfico Línea de Transporte 500 kV - Ingresos desde 2010

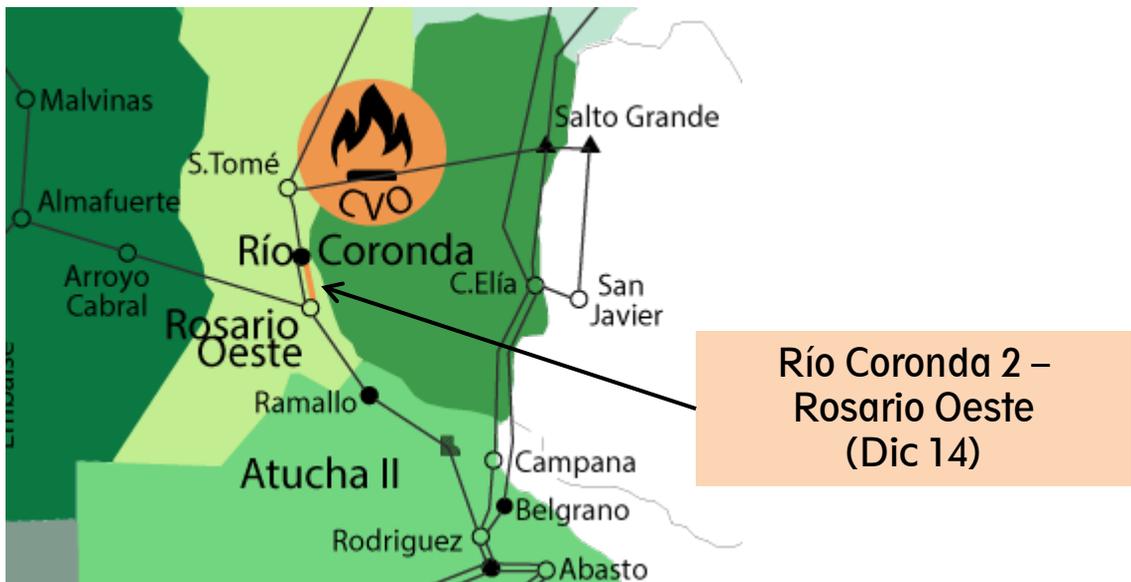


Gráfico 30: Incorporación de la segunda línea Río Coronda – Rosario Oeste en Diciembre del 2014

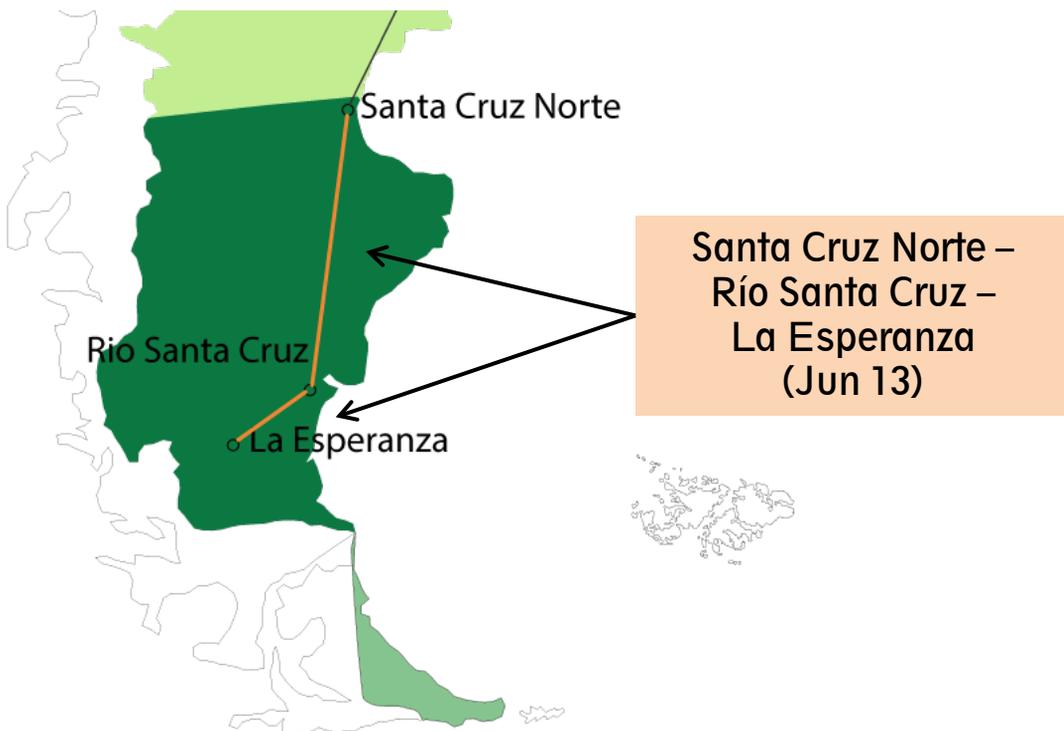


Gráfico 31: Incorporación de las líneas Santa Cruz Norte – Río Santa Cruz – La Esperanza en Junio del 2013

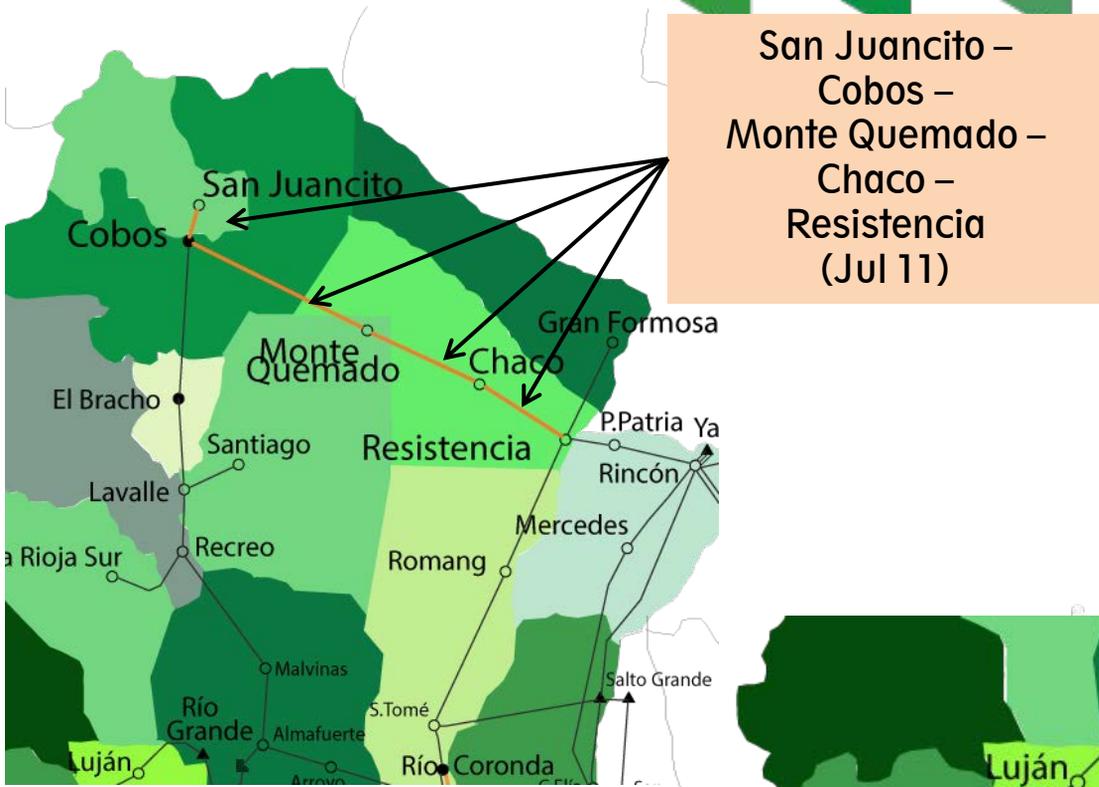


Gráfico 32: Incorporación de las líneas San Juancito – Cobos – Monte Quemado – Chaco - Resistencia en Julio del 2011

Gran Mendoza –  
Río Diamante –  
Agua del Cajón  
(May 11 y Sep 11)

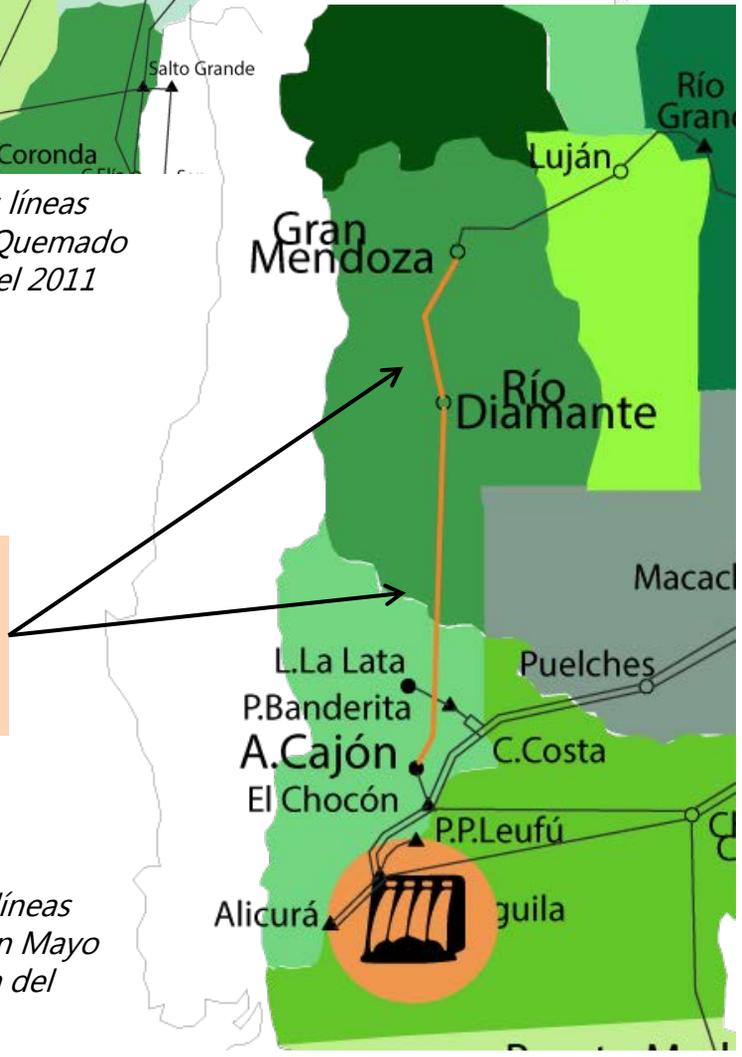


Gráfico 33: Incorporación de las líneas Gran Mendoza – Río Diamante en Mayo del 2011 y –Río Diamante - Agua del Cajón en Septiembre del 2011

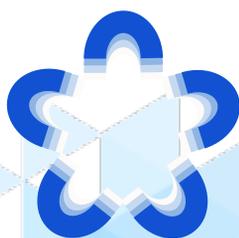


Gráfico 34: Incorporación de las líneas Cobos- El Bracho en Septiembre del 2010 y Gran Formosa - Resistencia en Noviembre del 2010

# Principales Datos de Años Anteriores



	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Precio Medio Anual Mercado Spot [\$/MWh]</b>													
Energía	18,8	26,3	34,5	47,1	67,1	83,6	95,8	106,6	126,8	131,2	131,0	129,8	129,6
Potencia	9,7	11,1	11,5	10,3	10,4	10,2	10,2	13,4	13,8	19,2	11,5	11,3	11,2
Sobrecostos Adicionales	0,3	1,2	7,7	9,2	15,1	37,5	60,1	58,8	115,6	168,2	189,5	248,2	409,3
<b>Monómico</b>	<b>28,8</b>	<b>38,5</b>	<b>53,7</b>	<b>66,6</b>	<b>92,5</b>	<b>131,3</b>	<b>166,0</b>	<b>178,8</b>	<b>256,3</b>	<b>319,5</b>	<b>332,0</b>	<b>389,4</b>	<b>550,0</b>
<b>Precio Medio Anual Estacional [\$/MWh]</b>													
Energía	18,2	17,6	26,7	37,7	38,1	37,6	39,4	44,7	44,5	44,2	44,0	95,1	95,2
Potencia	9,7	12,0	11,6	12,1	12,0	11,9	12,0	11,9	11,8	11,7	11,6	95,1	95,2
Otros Ingresos (Quita subsidio + Cargos)											27,3		
<b>Monómico</b>	<b>27,9</b>	<b>29,6</b>	<b>38,3</b>	<b>49,8</b>	<b>50,1</b>	<b>49,5</b>	<b>51,4</b>	<b>56,6</b>	<b>56,3</b>	<b>55,9</b>	<b>82,9</b>	<b>95,1</b>	<b>95,2</b>
<b>Demanda Comercializada [GWh]</b>													
Demanda a precio estacional	59335	63743	68421	72399	77778	84142	86462	87295	92621	96911	101487	105214	105477
Demanda a precio Spot	17151	18518	19074	19989	19816	18818	19472	17309	18154	19470	19705	20007	20944
<b>Demanda Total</b>	<b>76487</b>	<b>82261</b>	<b>87495</b>	<b>92388</b>	<b>97593</b>	<b>102960</b>	<b>105935</b>	<b>104605</b>	<b>110775</b>	<b>116381</b>	<b>121192</b>	<b>125220</b>	<b>126421</b>
Exportación	1004	437	1938	1362	2100	578	1618	1292	359	265	280	0	6
Bombeo	65	47	145	432	348	571	537	714	554	566	723	500	485
<b>Cubrimiento de la Demanda por Tipo [GWh]</b>													
Térmico	32642	39466	49399	51351	53928	61012	66877	61386	66465	73573	82495	82953	83265
Hidráulico	41090	38717	35133	39213	42987	37290	36882	40318	40226	39339	36626	40330	40663
Nuclear	5393	7025	7313	6374	7153	6721	6849	7589	6692	5892	5904	5732	5258
Eólica + Solar										16	356	462	629
Importación	2210	1234	1441	1222	559	3459	1774	2040	2351	2412	423	342	1390
<b>TOTAL</b>	<b>81334</b>	<b>86442</b>	<b>93286</b>	<b>98160</b>	<b>104627</b>	<b>108482</b>	<b>112382</b>	<b>111333</b>	<b>115735</b>	<b>121232</b>	<b>125804</b>	<b>129820</b>	<b>131205</b>
<b>Cubrimiento de la Demanda por Tipo [%]</b>													
Térmico	40,1%	45,7%	53,0%	52,3%	51,5%	56,2%	59,5%	55,1%	57,4%	60,7%	65,6%	63,9%	63,5%
Hidráulico	50,5%	44,8%	37,7%	39,9%	41,1%	34,4%	32,8%	36,2%	34,8%	32,5%	29,1%	31,1%	31,0%
Nuclear	6,6%	8,1%	7,8%	6,5%	6,8%	6,2%	6,1%	6,8%	5,8%	4,9%	4,7%	4,4%	4,0%
Eólica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,4%	0,5%
Importación	2,7%	1,4%	1,5%	1,2%	0,5%	3,2%	1,6%	1,8%	2,0%	2,0%	0,3%	0,3%	1,1%
<b>Consumo de Combustible</b>													
Gas Natural [mdam3]	6637	8165	9614	10053	11049	11981	13093	12601	11537	12674	14037	13952	14355
Fuel Oil [kTon]	39	105	829	1131	1549	1897	2347	1603	2262	2573	2860	2233	2717
Gas Oil [mm3]	15	18	92	66	144	766	843	977	1668	2019	1828	2593	1799
Carbón [kTon]	61	71	352	618	591	589	803	796	874	999	967	851	1004
Biocombustible [kTon]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	65	41	27
<b>Consumo de Combustible [%]</b>													
Gas Natural	99%	98%	88%	85%	83%	78%	76%	79%	70%	69%	70%	70%	72%
Fuel Oil	1%	1%	9%	11%	14%	14%	16%	12%	16%	16%	17%	13%	16%
Gas Oil	0%	0%	1%	1%	1%	5%	5%	6%	10%	11%	9%	13%	9%
Carbón	1%	1%	2%	3%	3%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Biocombustible	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0,0%	0,4%	0,2%	0,1%



**CAMMESA**

- Av. Eduardo Madero 942 – 1er Piso  
C1106ACW – Buenos Aires
- Ruta 34 "S" Km 3,5  
S2121GZA – Pérez – Santa Fe



(54-11) 4319-3700 / 4131-9800  
(54-341) 495-8300



[www.cammesa.com](http://www.cammesa.com)