



Informe Anual 2014



Autores:

Ing. Felipe Palacio.

Ec. Nicolás Castromán.

Administración del Mercado Eléctrico

www.adme.com.uy



Fe de Erratas “Informe Anual 2014” versión 10/3/2015

En el gráfico 38 donde se muestra la evolución anual de la generación con Biomasa y Térmica no tradicional se corrige la generación anual en el año 2014 de 1365 GWh a 644 GWh.

Resumen y resultados destacados

Se presenta en este documento la actividad del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE) durante el año 2014, a través de sus principales variables y contrastando lo sucedido con el desempeño de los últimos años.

Se analiza el comportamiento de la demanda de energía eléctrica, comparando su evolución frente a valores de temperatura y de Producto Bruto Interno (PBI). Asimismo se muestra la tendencia anual presentada los últimos años.

Se presenta la composición del abastecimiento de la demanda, desagregado por fuente, y la generación nacional en el transcurso del año.

En cuanto a la comercialización de la generación nacional, se muestra la actividad de los Participantes del MMEE tanto en el Mercado Spot, como en el Mercado de Contratos a Término. También se presentan los resultados del comercio internacional de energía eléctrica.

Se analizan en profundidad la generación hidroeléctrica (operación de Salto Grande, Terra y Palmar y clase hidroeléctrica), la generación térmica (turbo gas y turbo vapor), y la generación distribuida (biomasa y eólica).

Como hechos significativos, se destaca el leve crecimiento de la demanda registrado en el año 2014, que alcanzó un nivel de 10.349,9 GWh. Por otro lado, no fue necesario recurrir a importación de energía de países vecinos, y por el contrario se amplió el margen exportador del Sistema Eléctrico Nacional. Destaca el hecho de que casi el 95% de la demanda fue abastecida con fuentes renovables de energía (tradicional y no tradicional), gracias a los extraordinarios aportes hídricos en las cuencas, y a la instalación de los primeros parques eólicos de gran porte en nuestro país.



Observaciones:

- **Con el objetivo de facilitar la lectura, los valores de energía que se presentan en este informe se expresan sin valores decimales.**
- **La semana de energía eléctrica transcurre de sábado a viernes.**

Índice

Resumen y resultados destacados.....	2
1. Potencia instalada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).....	4
2. Demanda de energía eléctrica.....	8
3. Picos de Potencia.....	13
4. Abastecimiento de la demanda.....	15
4.1. Abastecimiento de la demanda anual por fuente.....	15
4.2. Abastecimiento de la demanda detallado.....	16
5. Generación de Energía Eléctrica.....	18
6. Comercialización de la generación nacional en el MMEE.....	21
7. Intercambios Internacionales.....	25
8. Generación Hidroeléctrica.....	26
8.1. Clase Hidrológica.....	26
8.2. Operación Salto Grande.....	27
8.3. Operación Rincón del Bonete.....	29
8.4. Operación Palmar.....	32
9. Generación Térmica.....	34
10. Generación renovable no tradicional y térmica no tradicional (GRNT y TNT).....	35
10.1. Generación eólica.....	36
10.2. Generación con Biomasa y térmica no tradicional.....	38



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

1. Potencia instalada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El año 2014 tiene como hito importante el ingreso al sistema de varios parques eólicos de gran porte (50 MW) y de la central de biomasa de Montes del Plata (Celulosa y Energía Punta Pereira con 170 MW).

En la Tabla 1 se muestra la potencia puesta a disposición por cada agente al cierre del año 2014, y en la Tabla 2 la potencia instalada en etapas de ensayo.

Tabla 1. Potencia instalada por los Agentes del MMEE.

AGENTE	FUENTE	POTENCIA INSTALADA	POTENCIA AUTORIZADA	ACTIVIDAD EN EL MMEE	
				Mercado de Contratos a Término	Mercado Spot
UTE	HIDRÁULICA- TÉRMICA- EÓLICA- SOLAR	1858,7		✓	
CTMSG Delegación Uruguaya	HIDRÁULICA	945 MW		✓	
AGROLAND S.A.	EÓLICA	0,3 MW	0,3 MW	✓	
BIOENER S.A.	BIOMASA	12 MW	12 MW	✓	✓
FENIROL S.A. - ERT	BIOMASA	10 MW	10 MW	✓	✓
GALOFER S.A.	BIOMASA	14 MW	14 MW	✓	✓
LAS ROSAS - I.M.MALDONADO	BIOMASA/REL- LENO SANITARIO	1,2 MW	1,2 MW	✓	
LIDERDAT S.A.	BIOMASA	5 MW	5 MW		✓
NUEVO MANANTIAL S.A.	EÓLICA	18,05 MW	18,05 MW	✓	✓
UPM S.A.	BIOMASA	161 MW	161 MW	✓	
WEYERHAEUSER PRODUCTOS S.A.	BIOMASA	12 MW	12 MW	✓	
ZENDALEATHER S.A.	GAS	3,2 MW	3,2 MW		✓
ALUR S.A.	BIOMASA	10 MW	10 MW	✓	
KENTILUX S.A.	EÓLICA	17,2 MW	17,2 MW	✓	
PONLAR S.A.	BIOMASA	7,5 MW	7,5 MW	✓	✓
ENGRAW S.A.	EÓLICA	3,6 MW	3,6 MW		✓
LAVADERO DE LANAS BLENGIO S.A.	EÓLICA	1,8 MW	1,8 MW		✓
R DEL SUR S.A.	EÓLICA	50 MW	50 MW	✓	
PALMATIR S.A.	EÓLICA	50 MW	50 MW	✓	
LUZ DE LOMA S.A.	EÓLICA	20 MW	20 MW	✓	✓
LUZ DE MAR S.A.	EÓLICA	18 MW	18 MW	✓	
LANAS TRINIDAD S.A.	BIOMASA	600 kW	600 kW	✓	
TOGELY COMPANY S.A. PARQUE EÓLICO LIBERTAD	EÓLICA	7,75 MW	7,75 MW		✓
LUZ DEL RIO S.A.	EÓLICA	50 MW	50 MW	✓	
POLESINE S.A.	EÓLICA	50 MW	50 MW	✓	
GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A.	EÓLICA	42 MW	66 MW	✓	

Tabla 2. Potencia en etapa de Ensayos

AGENTE	FUENTE	POTENCIA INSTALADA	POTENCIA AUTORIZADA
CADONAL S.A.	EÓLICA	50 MW	50 MW
CELULOSA Y ENERGÍA PUNTA PEREIRA S.A.	BIOMASA	170 MW	170 MW
JUAN PABLO TERRA (UTE)	EÓLICA	67,2 MW	67,2 MW
RIO BRANCO (UTE)	TÉRMICA	9,8 MW	9,8 MW
ROUAR S.A.	EÓLICA	65,1 MW	65,1 MW
VILLA SARA (UTE)	TÉRMICA	9,8 MW	9,8 MW

Como se mencionó, se destaca el incremento en la participación de las energías renovables en el parque generador uruguayo. Al cierre de 2013, la suma de la potencia instalada de fuente biomasa y eólica no superaba el 10%. Un año después, ese porcentaje es cercano al 25%.

Tabla 3. Potencia instalada por fuente

POTENCIA INSTALADA EN EL SIN POR FUENTE (MW)		
Hidroeléctrica	1538	42,9%
Térmica	1181	32,9%
Biomasa	403	11,2%
Eólica	466	13,0%



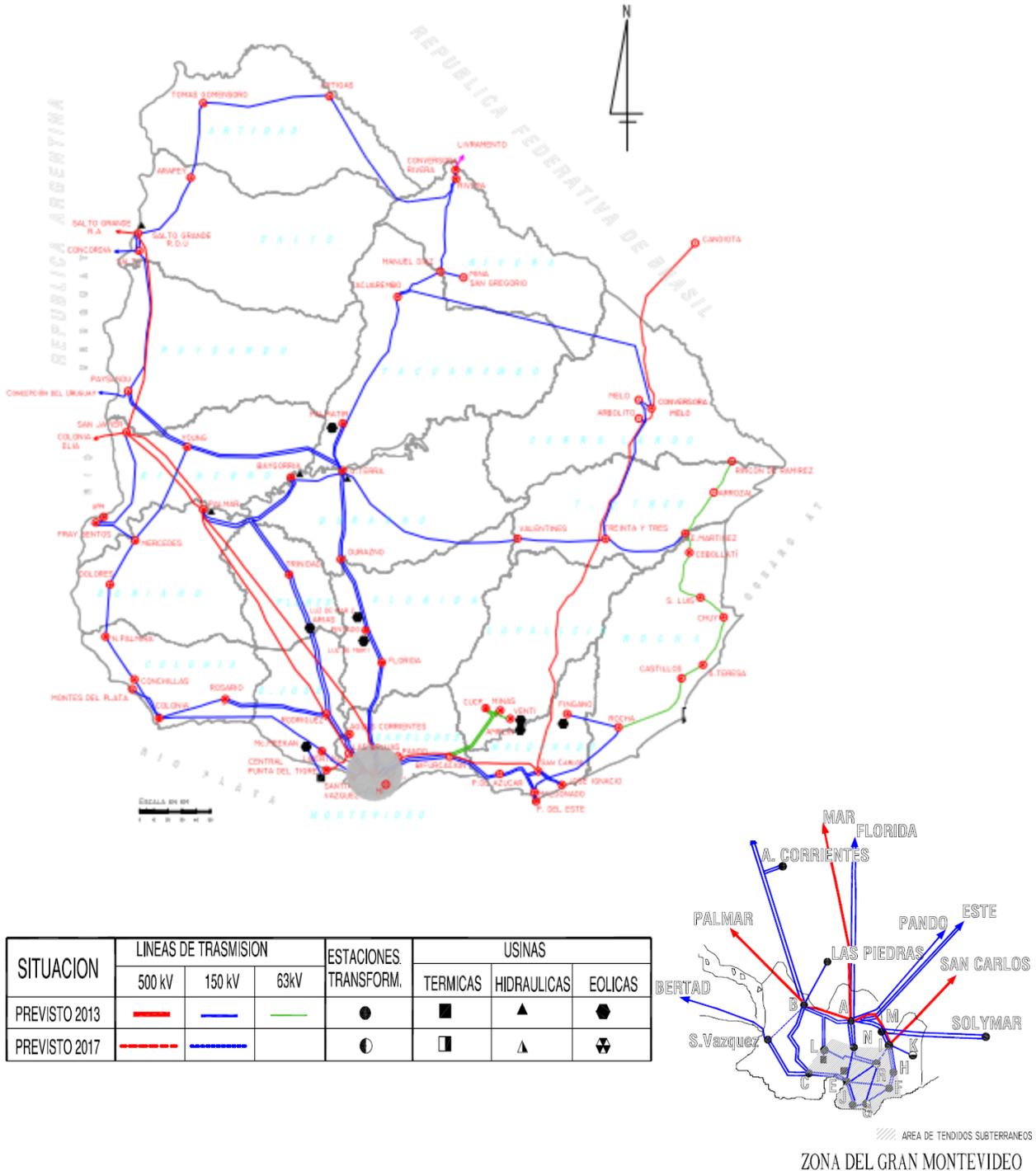
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Por su importancia en el MMEE, es relevante mostrar en detalle las centrales generadoras que integran el patrimonio de UTE. Destaca la incorporación de la primera central eólica de gran porte propiedad de UTE (Juan Pablo Terra), en el Departamento de Artigas.

Tabla 4. Potencia instalada - UTE

POTENCIA INSTALADA UTE	
CENTRALES HIDRÁULICAS	
Terra	152
Baygorria	108
Constitución	333
UNIDADES TERMICAS VAPOR	
3a y 4a	45
5a	80
6a	110
TURBINAS DE GAS	
TGAA	20
CTR	200
PUNTA DEL TIGRE	288
MOTORES RECIPROCANTES	80
GENERACIÓN POR ARRENDAMIENTO	350
EÓLICA	
Caracoles 1 + 2	20
Juan Pablo Terra (En pruebas)	67,2
GRUPOS DIESEL	5
FOTOVOLTAICA (ASAHI) (En pruebas)	0,5
TOTAL PARQUE UTE	1858,7

Gráfico 1. Red Nacional de Trasmisión.



Fuente: UTE

2. Demanda de energía eléctrica

La demanda eléctrica del SIN aumentó levemente en el 2014, alcanzando un total de 10.349.885,4 MWh, un 0.56 % (57.426 MWh) mayor que el año anterior.

Gráfico 2. Demanda Media Semanal

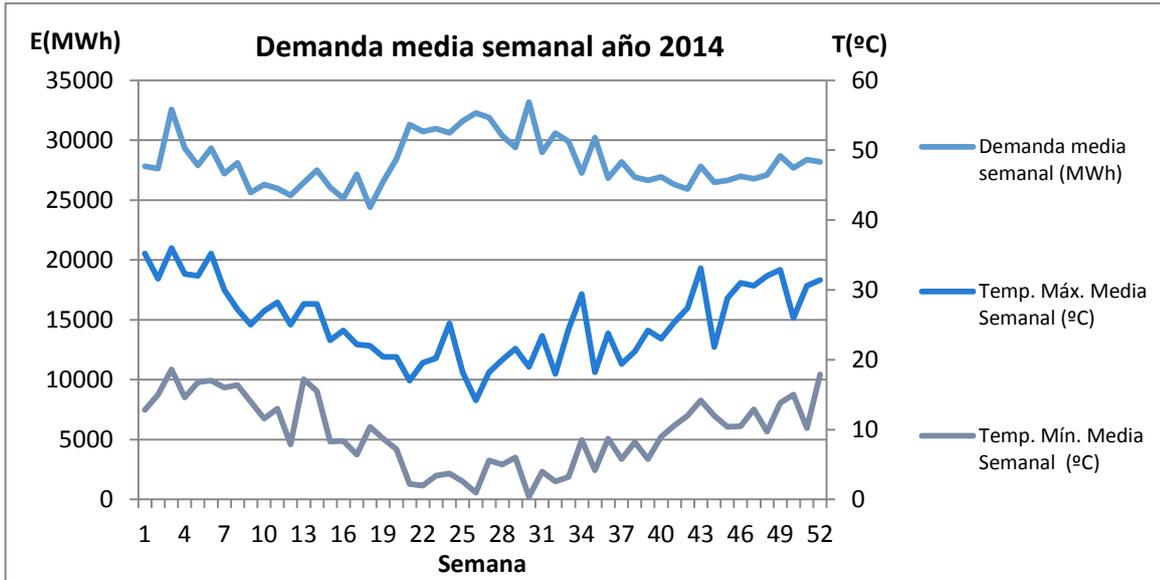


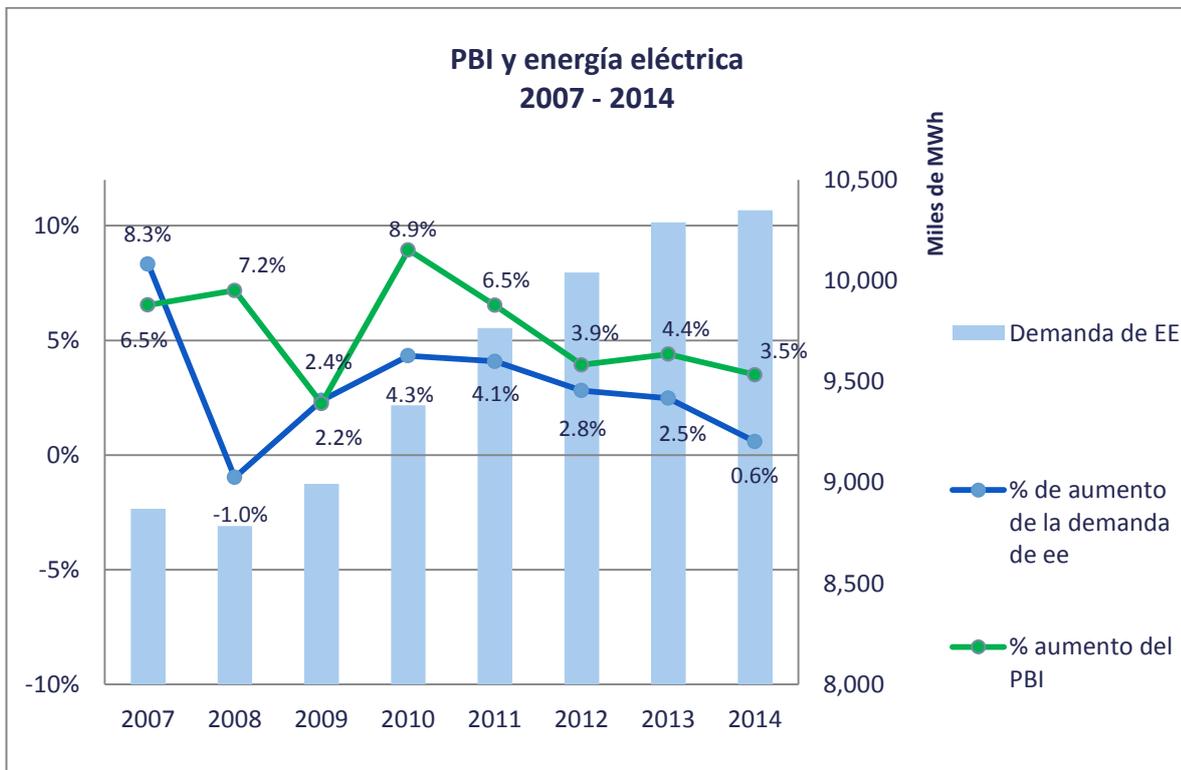
Tabla 6. Temperatura, Energía y Potencia

<p>Temperatura en Montevideo (Referencia Melilla)</p> <p>Temperatura Máxima: 36 °C (21/01/2014)</p> <p>Temperatura Mínima: 0.4 °C (30/07/2014)</p> <p>Energía (MWh)</p> <p>Demanda Diaria Máxima: 35.868 (23/01/2014)</p> <p>Energía Total: 10.349.885</p> <p>Potencia media horaria: 1181.5 MW</p>

La demanda de energía eléctrica se relaciona con su precio, la disponibilidad de equipamiento eléctrico y su utilización por parte de los usuarios. El nivel y la evolución de actividad económica afectan a las dos últimas, mientras que las condiciones climáticas tienen especial influencia sobre la intensidad de uso de los artefactos eléctricos.

En el gráfico siguiente puede observarse la relación positiva entre el crecimiento del PBI y la demanda de energía eléctrica entre los años 2007 y 2014¹².

Gráfico 3. Producto Bruto y demanda de energía eléctrica



El año 2014 muestra condiciones climáticas atípicas. Para analizar su efecto sobre la demanda, se agrupa la energía entregada a Distribución en trimestres calendario. Se calculan la relación entre la demanda de un trimestre en particular respecto al promedio trimestral de ese mismo año³ y la evolución de la temperatura en cada uno de los trimestres. Las variables que representan la temperatura son los *Heating Degree Days(HDD)* y los *Cooling Degree Days(CDD)* totales de cada

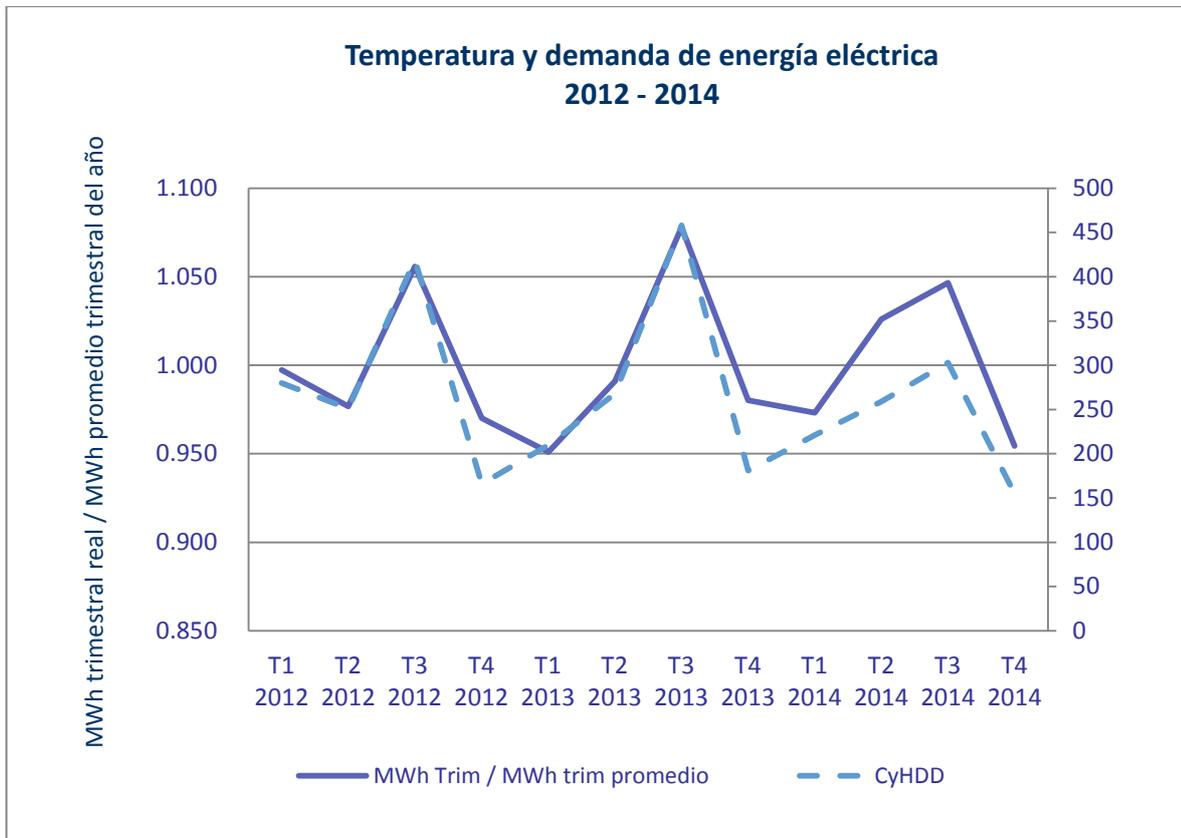
¹ Al momento de realizarse esta publicación no están disponibles los datos de crecimiento del PBI en 2014. Se utiliza la estimación del Informe de Actividad y Comercio de CINVE, Diciembre 2014, que lo ubica en el entorno del 3,5%.

² El año 2008 muestra un comportamiento atípico de la demanda (tasa de crecimiento del PBI positiva y alta, y contracción de la demanda de EE), que se explica tanto por el efecto de medidas discrecionales de ahorro energético implementadas por el Poder Ejecutivo como por fenómenos climáticos (ver Informe Anual 2011).

³ Se ajustaron las energías de cada año por efecto Semana Santa.

trimestre⁴. Los HDD se definen, en este documento, como el número de grados-día en que la temperatura estuvo por debajo de los 15°C, y los CDD registran los grados-día en que la temperatura se ubicó por encima de los 20°C. En el gráfico, se representan los CDD del primer trimestre, la suma de CDD y HDD para el segundo y tercer trimestre, y nuevamente los CDD para el cuarto trimestre. El objetivo es ver cuál es el efecto de los extremos de temperatura sobre el comportamiento de la demanda trimestral.

Gráfico 4. Temperatura y demanda de energía eléctrica

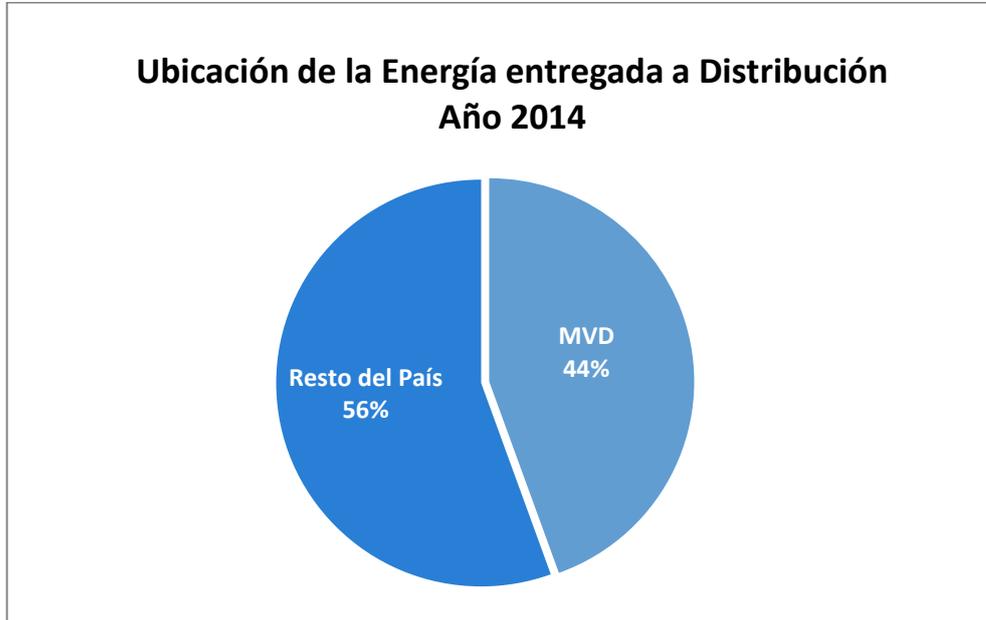


En un mismo año, puede observarse que los trimestres que muestran más frecuentemente días con temperaturas extremas (1 y 3 para 2012, y 2 y 3 para 2013 y 2014) son los que tienen mayor peso relativo en la demanda anual. Por otro lado, el gráfico ilustra la contribución de las temperaturas benignas del invierno 2014 en el “suavizado” de la curva de carga de ese año.

La ubicación geográfica de la energía entregada a Distribución tiene relación, como es obvio, con la concentración de población. Las estaciones ubicadas en el Departamento de Montevideo recibieron el 44% del total de la energía entregada a Distribución en el año 2014. Las estaciones de Montevideo sumadas a las de Solymar, Pando, Las Piedras, Paysandú, Bifurcación, Punta del Este, Salto, Maldonado y Rosario (Colonia) representan el 70% del total de energía entregada a Distribución.

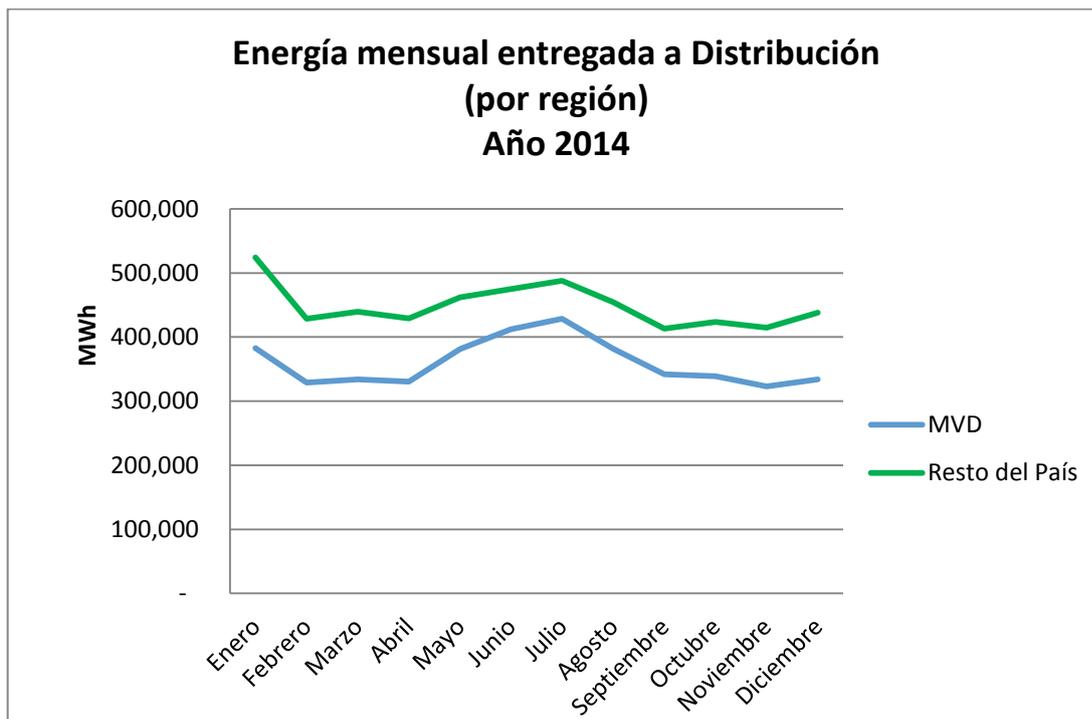
⁴ La medida corresponde a la Estación Meteorológica de Carrasco.

Gráfico 5. Ubicación de la Energía Entregada a Distribución.



La curva de carga tradicional de Uruguay, que muestra algún mes de invierno como el de mayor consumo del año tiene relación con el patrón del mayor centro de consumo que es Montevideo. El siguiente gráfico ilustra que para las estaciones del Resto del País en el año 2014 el mes de mayor consumo correspondió a Enero.

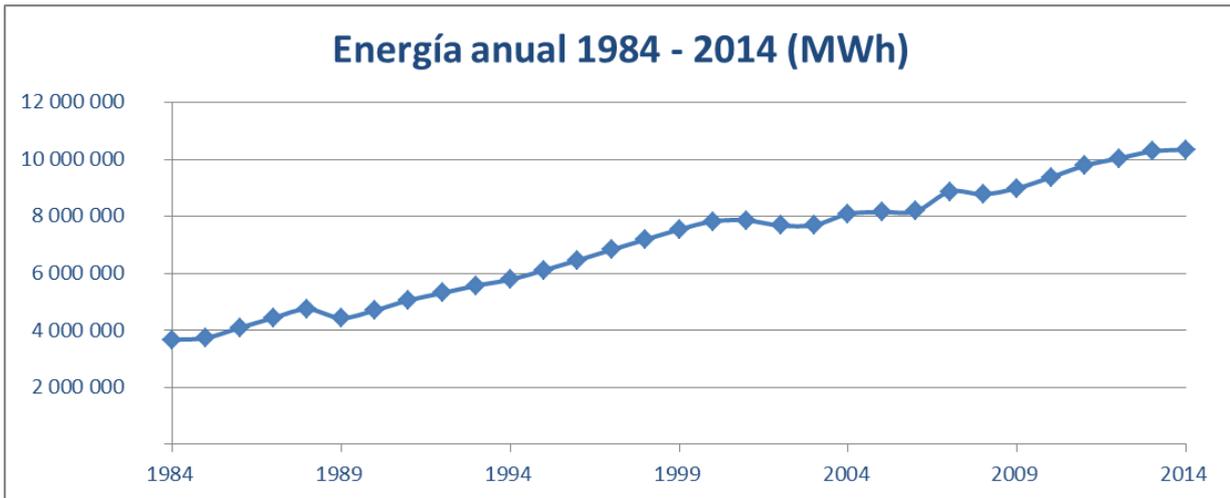
Gráfico 6. Curva de Carga mensual Montevideo e Interior





Por último puede observarse la evolución de la demanda en el largo plazo. Ésta presenta una tendencia ascendente, aunque se observan algunos períodos de baja o estancamiento explicados por restricciones energéticas (1989), situación económica del país (2001-2003) y condiciones climáticas (2008).

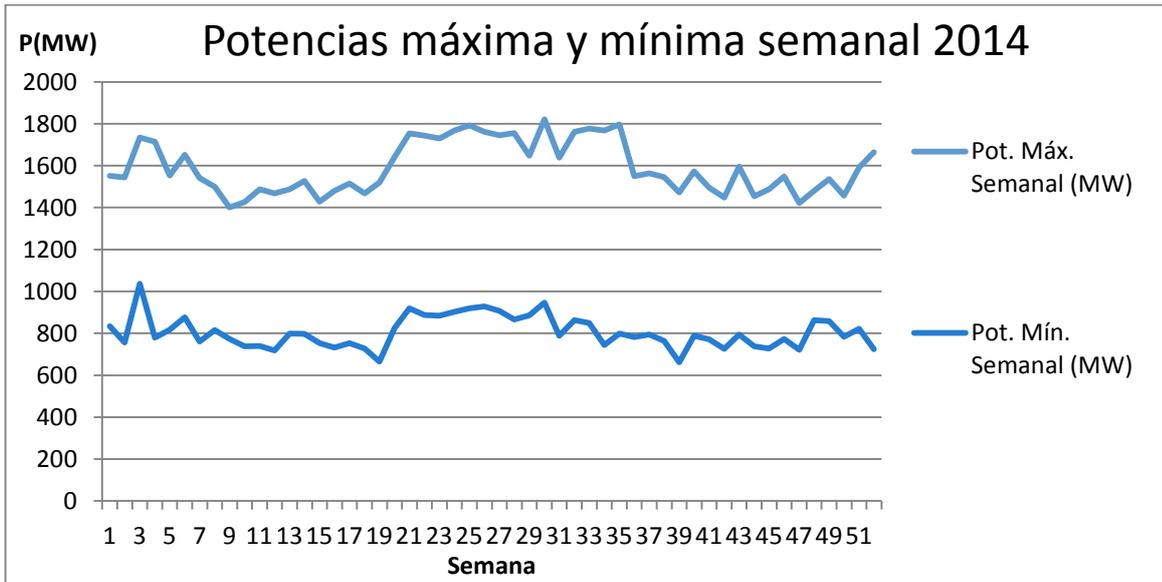
Gráfico 7. Demanda anual de energía eléctrica.



3. Picos de Potencia

El pico máximo de potencia en el año fue 5,1 % inferior que los 1918 MW (actual pico histórico de potencia) registrados en el 2013. Se dio la particularidad que en el Verano 2013-2014 (30/12/2013) el pico de potencia de 1839 MW fue superior que al observado en el invierno de 2014. Sin embargo, la potencia mínima fue 2.7 % superior que los 644 MW registrados en el 2013.

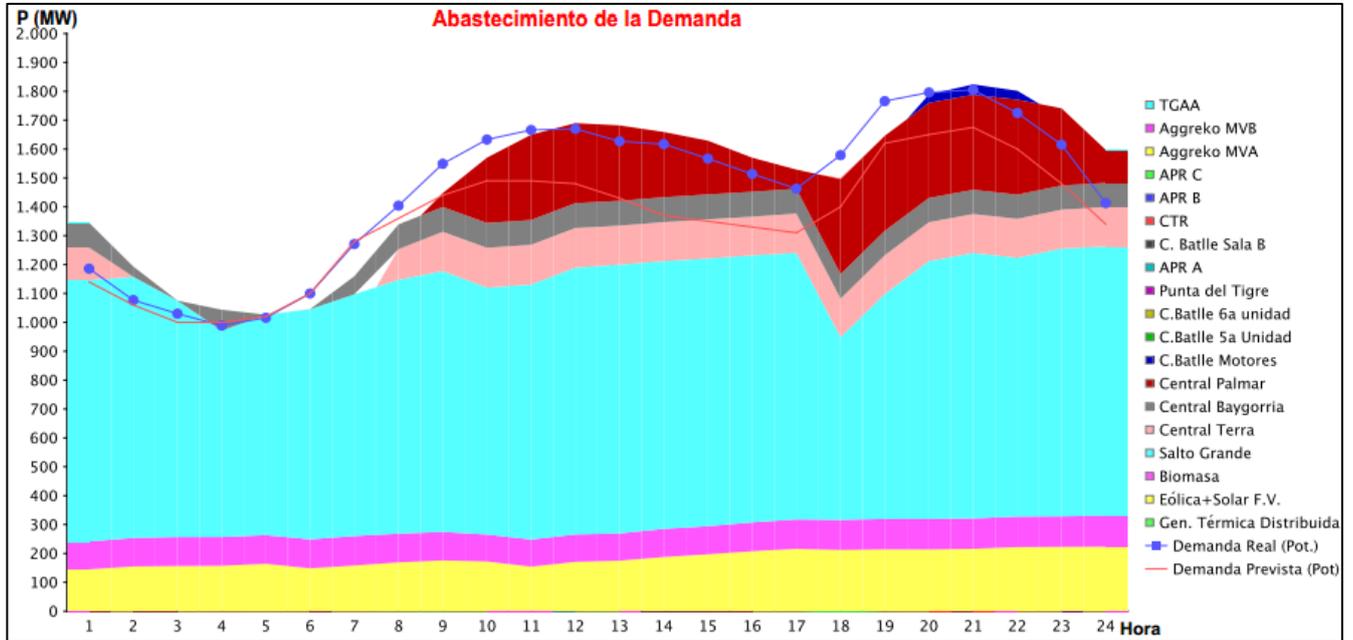
Gráfico 8. Potencia Máxima y Mínima



Potencia (MW)	
Potencia Máxima:	1821 MW (28/07/2014 20:40 hs.)
Potencia Mínima:	662 MW (29/09/2014 4:01 hs.)

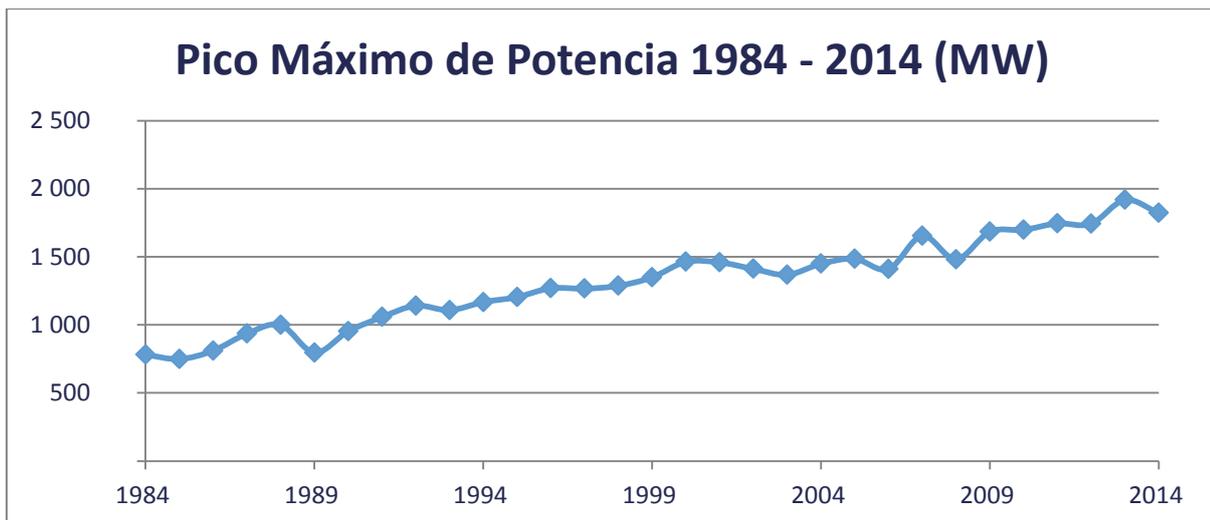
En la siguiente gráfica se muestra como se abastecía la demanda el día que se produjo el pico de potencia anual en la noche del 28 de Julio. Al igual que durante el pico registrado el año anterior, se encontraba despachado todo el parque hidráulico pero cerrando la demanda solo Motores CB (en el 2013: Motores, Punta del Tigre, APR A, CTR y APR B). Dicho incremento de generación térmica en parte se puede justificar si se considera que el aporte a la demanda de la eólica y biomasa fue 143 MW y 55 MW superior, y que la demanda fue 97 MW inferior en el pico del 2013. El descenso de la demanda puede en parte explicarse por las temperaturas más benignas que se registraron en el día (5 °C a 13 °C y aprox. 10 ° C durante el pico) frente a las registradas en el día del pico del 2013 (5°C a 7,5 °C y aprox. 7,5 durante el pico).

Gráfico 9. Abastecimiento del día pico.



A continuación se presenta la evolución histórica de los picos de potencia, presentando una tendencia ascendente con algunos casos aislados de disminución respecto al período anterior. En 1984 el pico de demanda registrado era de 781 MW, 2,3 veces menor que el registrado en 2014 y solo 119 MW mayor que el pico mínimo registrado durante el 2014.

Gráfico 10. Potencia Máxima y Mínima

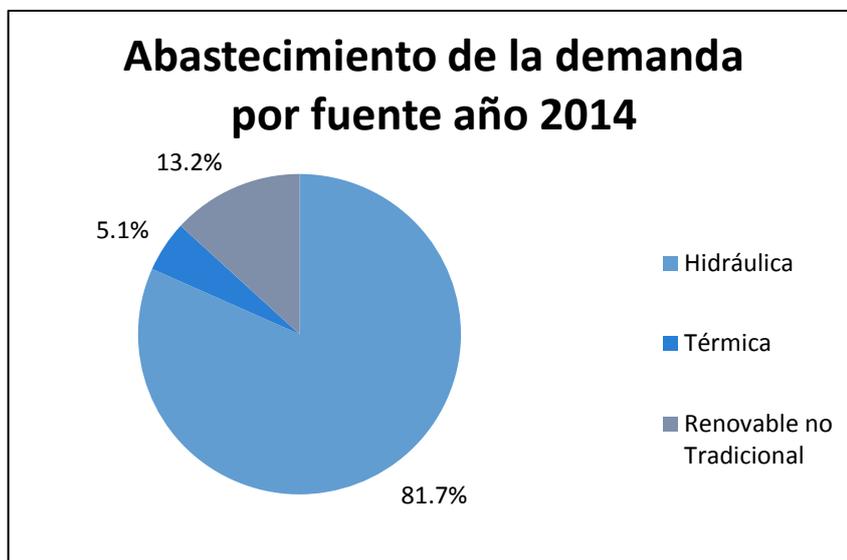


4. Abastecimiento de la demanda

4.1. Abastecimiento de la demanda anual por fuente

La excelente hidraulicidad del año 2014 permitió superar la participación en el 2013 de las energías renovables (83.1 %) con el 94.9 %, de los cuales 81,7 % correspondió a generación hidráulica. Además, la generación renovable no tradicional (eólica, solar, biomasa) fue superior al doble de lo generado en el 2013 con un 13,2 % de participación en la demanda. La generación proveniente de esta fuente fue 2,6 veces superior que la térmica convencional y el 52,3 % correspondió a energía eólica.³ La térmica convencional registró un descenso en la participación en la demanda de un 11.8 % respecto del 2013. Al igual que en el 2013 no fue necesario recurrir a importación de los países vecinos.

Gráfico 11. Abastecimiento por fuente



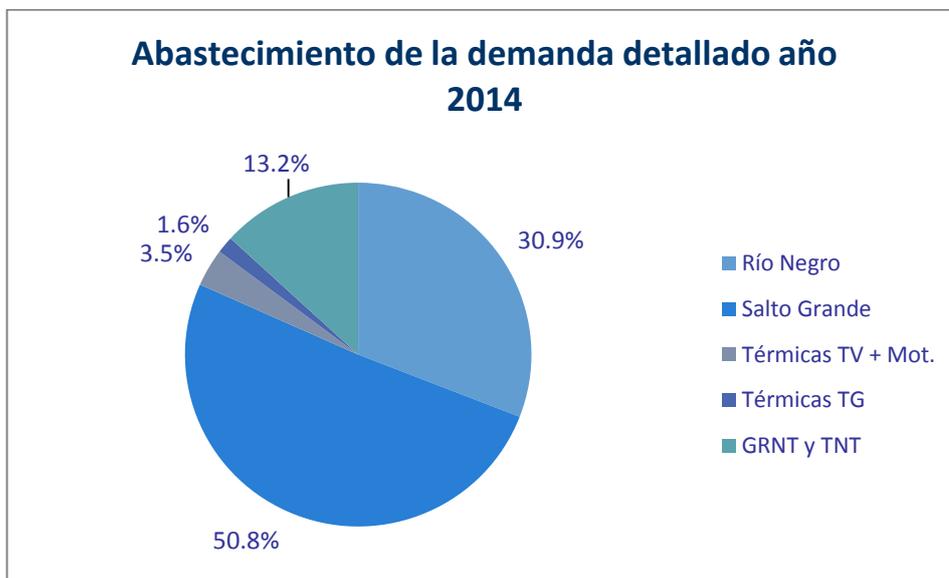
Fuente	GWh
Hidráulica	8454
Térmica	533 ⁵
Renovable no Tradicional	1364
Importación	0
TOTAL	10.350

⁵ Se excluye de la demanda neta del SIN a los consumos de los Servicios Auxiliares y energía entregada en 150 kV (Uruguay) a la Convertora de Rivera. Dichos valores se descuentan de la energía generada de fuentes Térmicas, en particular del neto de las unidades Turbo Gas.

4.2. Abastecimiento de la demanda detallado

Comparando con valores de los dos últimos años, la participación de la generación del Río Negro presentó un leve aumento (30.9% respecto de 29 % y 27% en los 2 años anteriores). En el caso de Salto Grande, dicha central registró un aumento de 3,8 % respecto del año anterior (en el 2013 se duplicó la generación respecto del 2012). La diferencia (porcentual) entre la generación TV (3.5 %) y TG (1.6 %) fue mayor este año respecto del anterior en el que la generación de ambos tipos fue pareja. Dentro de la generación térmica Turbo Vapor, Motores CB y la 6ta unidad CB tuvieron una participación del 89 % mientras que PTA un 90 % en generación térmica TG Turbo Gas.

Gráfico 12. Abastecimiento detallado.



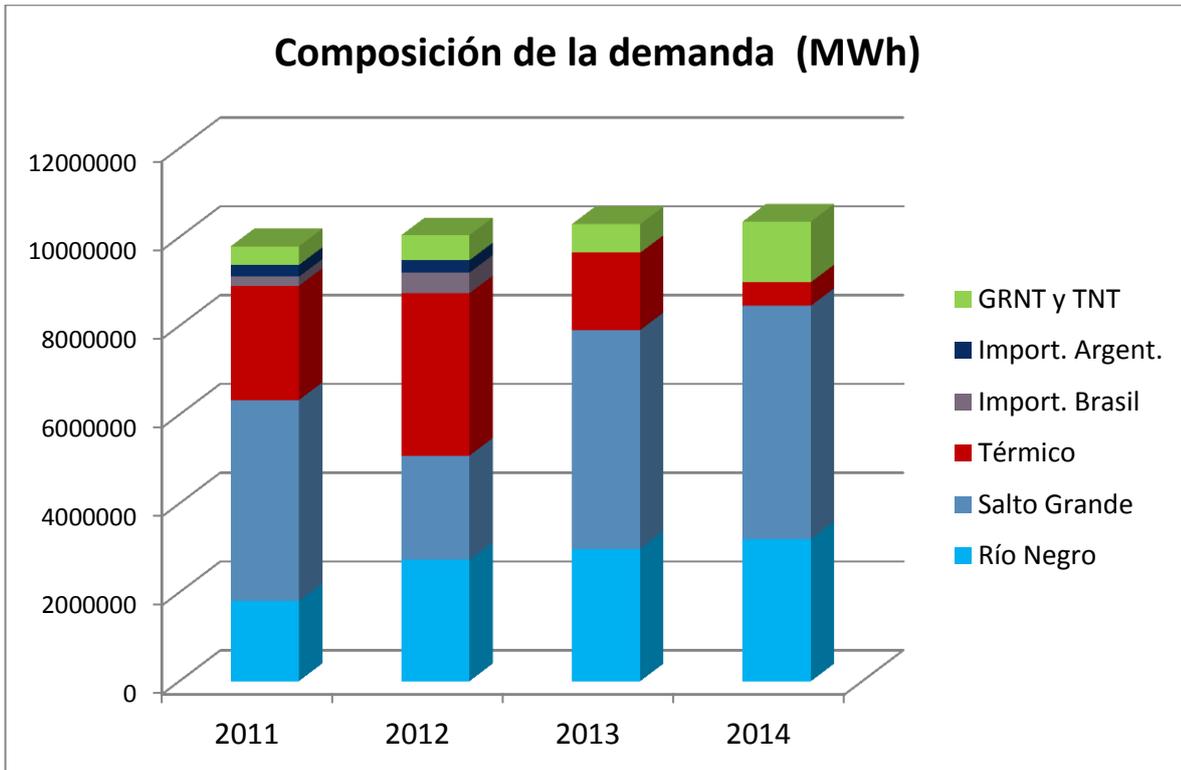
Origen	GWh
Río Negro	3.198
Salto Grande	5.256
Térmicas Turbo Vapor y Motores	367
Térmicas Turbo Gas	164
Generación Renovable no tradicional (GRNT)+Térmica No Tradicional ⁶ (TNT)	1.365
Importación Argentina	0
Importación Brasil	0
TOTAL	10.350

En la siguiente gráfica se muestra cómo se abasteció la demanda en los últimos cuatro años. Se aprecia un estancamiento en el crecimiento respecto de los años anteriores. A su vez, una tendencia

⁶ Zendaleather, gas natural.

hacia el mayor uso de recursos renovables y menor uso de energía proveniente de derivados del petróleo.

Gráfico 13. Composición de la demanda



5. Generación de Energía Eléctrica

El gráfico adjunto muestra cómo se distribuyó la generación en territorio nacional durante el 2014. Se puede apreciar cómo en el 2do semestre se contó con una muy fuerte participación de generación hidráulica así como un importante aumento de la GRNT y TNT (eólica y biomasa principalmente).

Durante el 1er semestre fue necesario despachar generación térmica tanto por exportación hacia Argentina como para consumo doméstico en los picos de potencia. Se muestra la demanda uruguaya en línea negra, por lo que la exportación corresponde a la diferencia entre la generación nacional y demanda.

Gráfico 14. Generación y demanda

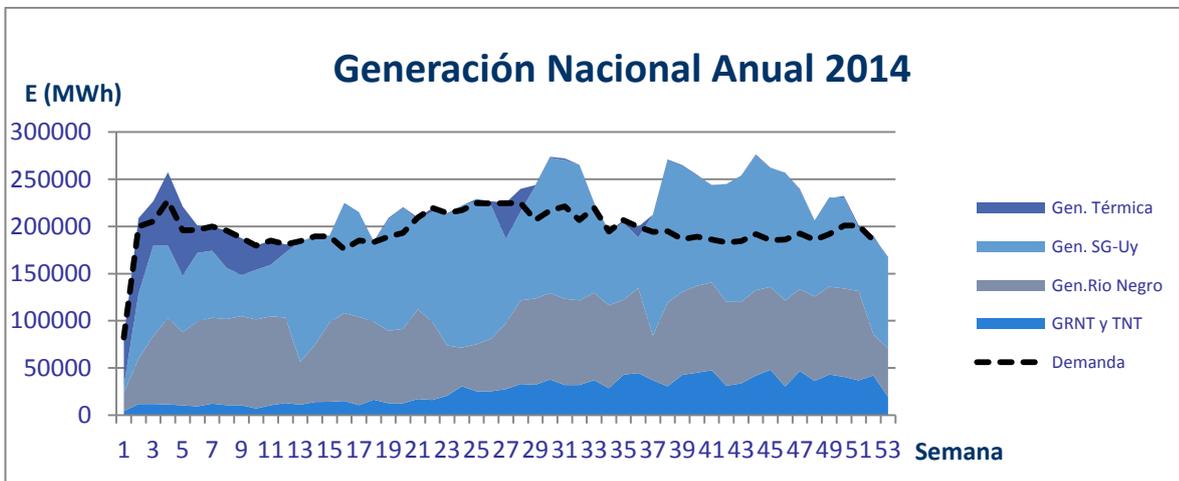


Tabla 7. Generación Semanal de Energía Eléctrica

Semana	Suministro SG – UY (MWh) ⁷	GRNT y TNT (MWh)	Total hidráulicas Río Negro (MWh) ⁹	Total térmicas (MWh) ⁸
1	7072	4288	19717	51312
2	69064	11754	47980	79994
3	95672	11835	72038	47137
4	76729	11403	91529	77844
5	59851	10369	77648	73390
6	72772	9300	89843	29168
7	71071	12219	91017	25712
8	54085	10560	91346	39603
9	43784	10595	94316	39006
10	52688	6997	94363	25787
11	54613	10556	94236	25695
12	68897	12859	90553	8602
13	127646	11073	45459	98
14	115028	13957	60467	23
15	91687	14173	84191	-406
16	116447	15015	93299	-385
17	111155	10657	93331	-129
18	83770	16368	82547	1431
19	118218	12647	76726	1302
20	128118	12627	78837	877
21	95260	17121	94934	2009

⁷ Se contabiliza toda la energía generada por la parte uruguaya en la CTM. Esto incluye gen. para el abastecimiento de la demanda interna y exportaciones por excedentes de vertimiento hacia Argentina.

⁸ Los valores negativos de generación térmica se atribuyen a consumos de dichas centrales. Se trata de valores netos (energía saliente – energía entrante).

⁹ Se contabiliza toda la energía generada por las centrales del Río Negro (incluye las exportaciones por excedentes de vertimiento)



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Semana	Suministro SG – UY (MWh)	GRNT y TNT (MWh)	Total hidráulicas Rio Negro (MWh)	Total térmicas (MWh)
22	116877	16074	82616	4031
23	139451	20656	53208	853
24	150392	30632	40869	259
25	151795	25243	49922	2087
26	140474	25325	55915	4967
27	89324	27638	69950	38378
28	94282	33015	88640	23952
29	119087	32210	91404	1119
30	143330	37801	91664	1037
31	147039	31921	91415	1779
32	143535	31942	89675	198
33	95059	37142	92602	399
34	78897	28557	87825	-624
35	81672	42921	79248	2741
36	53586	44679	90070	11329
37	128377	36993	47369	-270
38	151696	30522	88644	-413
39	134248	42731	87946	-460
40	117542	45015	92092	-439
41	103168	47610	93006	273
42	124708	31166	89011	83
43	133869	33610	86366	99
44	142568	41893	90595	1189
45	126251	48050	87844	242
46	135500	30414	91113	-79
47	104706	46870	86752	1258
48	80606	36152	89619	50
49	94349	43045	93134	-478
50	96667	40566	93692	1265
51	67103	36858	94626	2501
52	104339	42065	43649	-695
53	96049	19509	51310	879
Totales	5400171	1365197	4226169	625581



6. Comercialización de la generación nacional en el MMEE.

En el siguiente cuadro puede observarse la evolución mensual de la energía comercializada en el MMEE, en los mercados Spot y de Contratos a Término. Corresponde exclusivamente a generación de energía de agentes privados con destino a UTE, puesto que la totalidad de las compras de energía en el sistema uruguayo se realiza fuera del MMEE.

Tabla 8. Energía comercializada en el MMEE.

Energía comercializada en el Mercado de Contratos y en el Mercado Spot (MWh)		
Año 2014		
Mes	Mercado de Contratos (Ventas de privados a UTE)	Mercado Spot
Enero	43.038	5.471
Febrero	40.730	3.162
Marzo	40.394	2.793
Abril	46.358	1.019
Mayo	67.086	907
Junio	82.604	1.733
Julio	81.595	3.144
Agosto	94.742	2.912
Septiembre	92.593	2.617
Octubre	121.934	3.003
Noviembre	131.600	3.171
Diciembre	117.675	2.931
Total	960.355	32.868
Porcentaje del total de energía neta entregada al SIN en 2014	9,3%	0,3%

Nota: no incluye la Generación de UTE.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Es notorio el impacto de la entrada en servicio de las centrales eólicas de gran porte: en 2014 se incorporaron los parques eólicos de R del Sur, Polesine, Palmatir, GEMSA, Togely, Lanas Trinidad, Luz de Loma, Luz de Mar y Luz de Río, por un total de 288 MW de capacidad instalada.

La energía entregada al Mercado de Contratos a término en los últimos cuatro años se muestra en el siguiente cuadro.

Tabla 9. Energía comercializada en el MCT.

	2014	2013	2012	2011
Enero	43.038	50.884	36.141	54.246
Febrero	40.730	42.469	36.712	49.638
Marzo	40.394	49.945	40.862	61.479
Abril	46.358	53.255	46.474	32.083
Mayo	67.086	49.167	45.387	31.007
Junio	82.604	52.706	39.311	32.001
Julio	81.595	47.512	35.875	32.030
Agosto	94.742	49.577	40.028	34.112
Septiembre	92.593	34.498	37.152	30.843
Octubre	121.934	46.934	25.396	15.574
Noviembre	131.600	43.903	40.931	23.761
Diciembre	117.675	46.051	41.903	33.130
Total	960.355	566.901	466.174	429.904

La energía entregada al Mercado Spot no alcanzó en el año 2014 a igualar en magnitud a lo registrado el año anterior, situación que también se vivió en 2013. La tendencia a la baja del Precio Spot en esos años explica la reducción de ese mercado.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 10. Energía comercializada en el Mercado Spot.

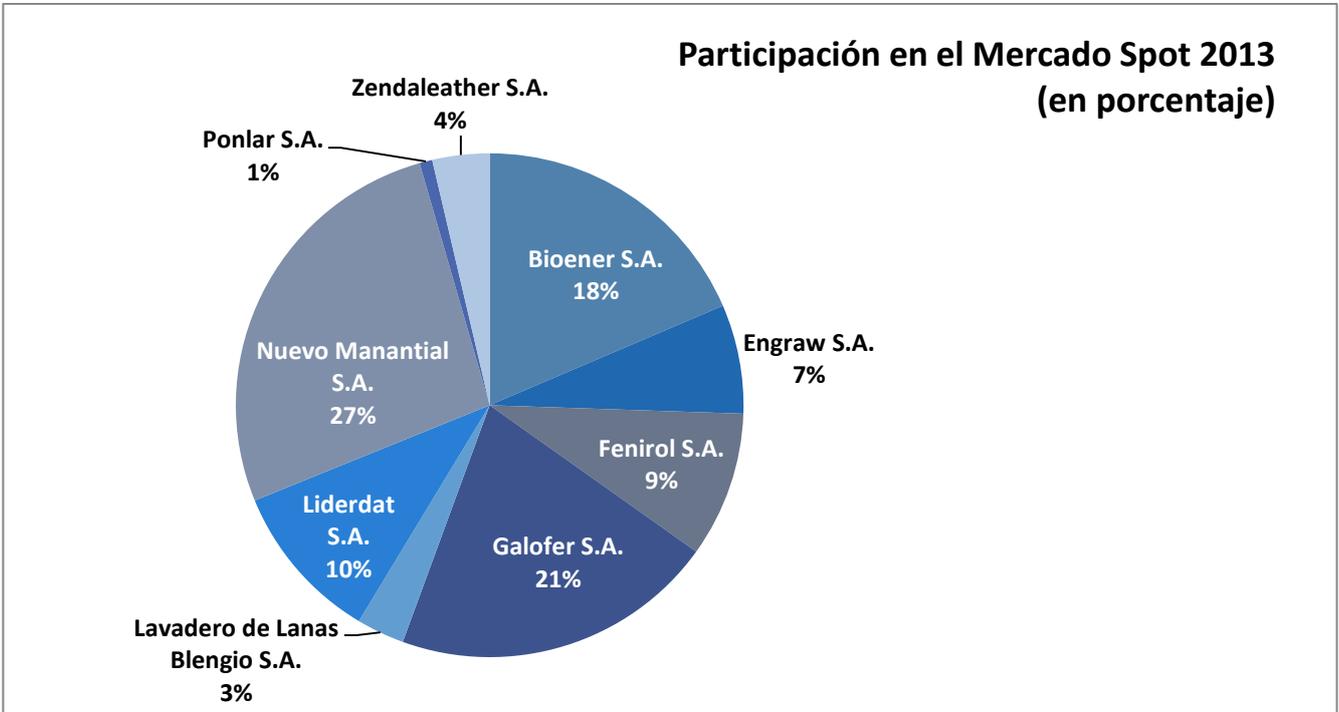
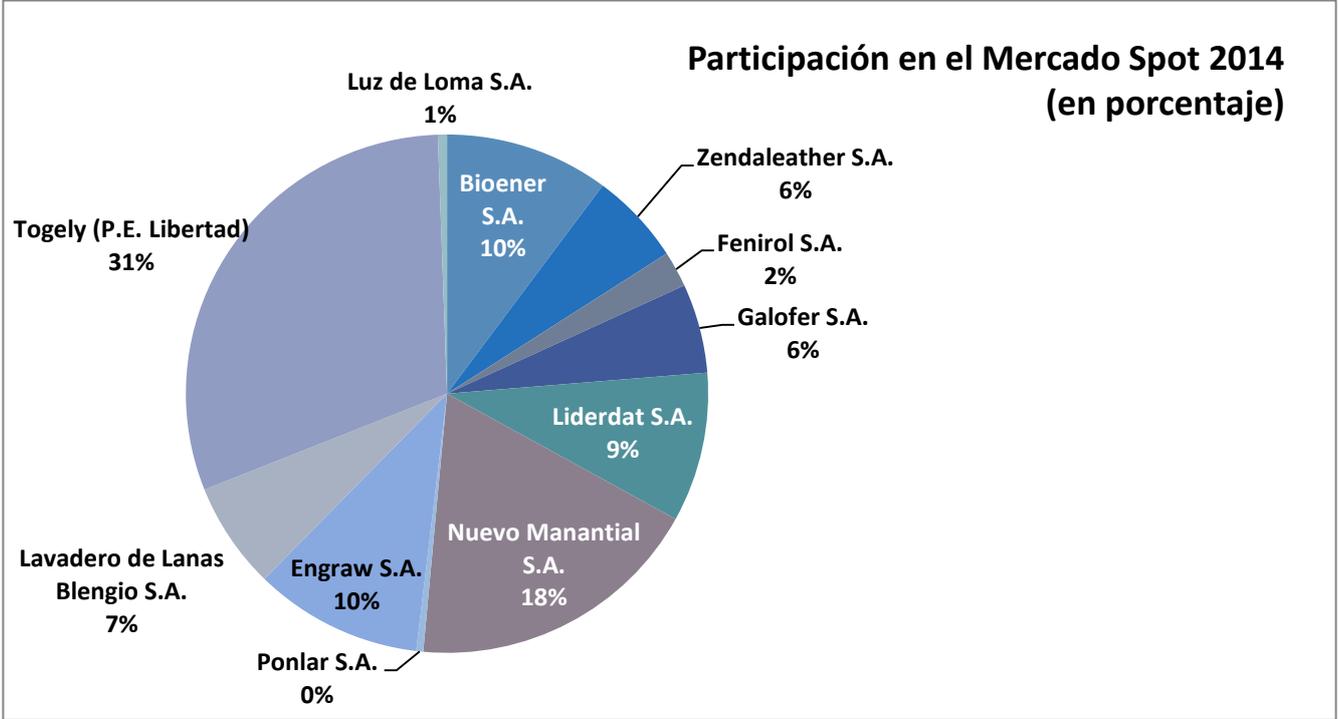
Mes	2014		2013		2012	
	Precio Spot promedio mensual (USD/MWh)	Energía al Mercado Spot (MWh)	Precio Spot promedio mensual (USD/MWh)	Energía al Mercado Spot (MWh)	Precio Spot promedio mensual (USD/MWh)	Energía al Mercado Spot (MWh)
Enero	231	5.471	149	3.487	250	4.670
Febrero	230	3.162	245	5.336	250	3.706
Marzo	158	2.793	133	2.264	248	3.001
Abril	35	1.019	109	2.541	250	2.064
Mayo	29	907	187	3.537	250	4.650
Junio	50	1.733	234	3.045	250	3.152
Julio	71	3.144	206	2.337	220	3.290
Agosto	38	2.912	236	3.207	212	4.405
Septiembre	26	2.617	214	3.706	225	3.609
Octubre	1	3.003	179	3.714	55	998
Noviembre	0	3.171	1	629	136	2.050
Diciembre	23	2.931	141	3.423	166	3.042
Total Energía (MWh)	32.868		37.226		38.637	
% Total del energía del SIN	0,3%		0,36%		0,39%	
Precio promedio (USD/MWh)	75		169		209	

El precio Spot promedio de 2014 fue de USD 75 por MWh, menor a los USD 169 de promedio que se observó en 2013.

En 2012 el 51% de las horas del año el Precio Spot estuvo situado en el tope de USD 250, y en 2013 ese valor fue del 13% del total de horas del año. En tanto, en 2014 apenas en el 1,5% de las horas del año el Precio Spot alcanzó su tope.

Al igual que el año 2013, Nuevo Manantial fue uno de los principales proveedores del Mercado Spot el año pasado, pero esta vez las ventas de energía al Mercado Spot fueron lideradas por el Parque Eólico Libertad. Los siguientes gráficos muestran la participación de las empresas en los años 2013 y 2014.

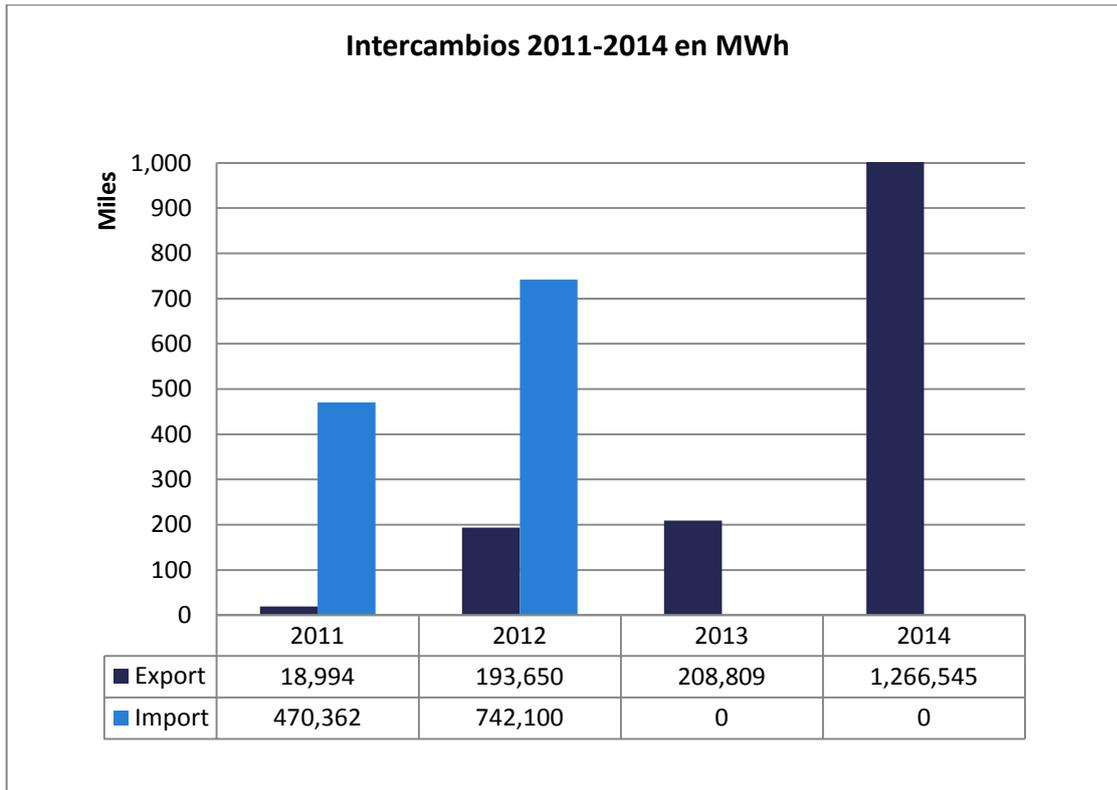
Gráficos 15 y 16. Participación en el Mercado Spot (2013-2014)



7. Intercambios Internacionales

En 2014 Uruguay continuó profundizando su perfil exportador de energía eléctrica, nuevamente con destino excluyente al mercado argentino, no registrándose importaciones en el período.

Gráfico 17. Intercambios 2011-2014



8. Generación Hidroeléctrica

Se presenta la información correspondiente a evolución de aportes, cotas, turbinado y vertido en las diferentes centrales hidroeléctricas durante el 2014.

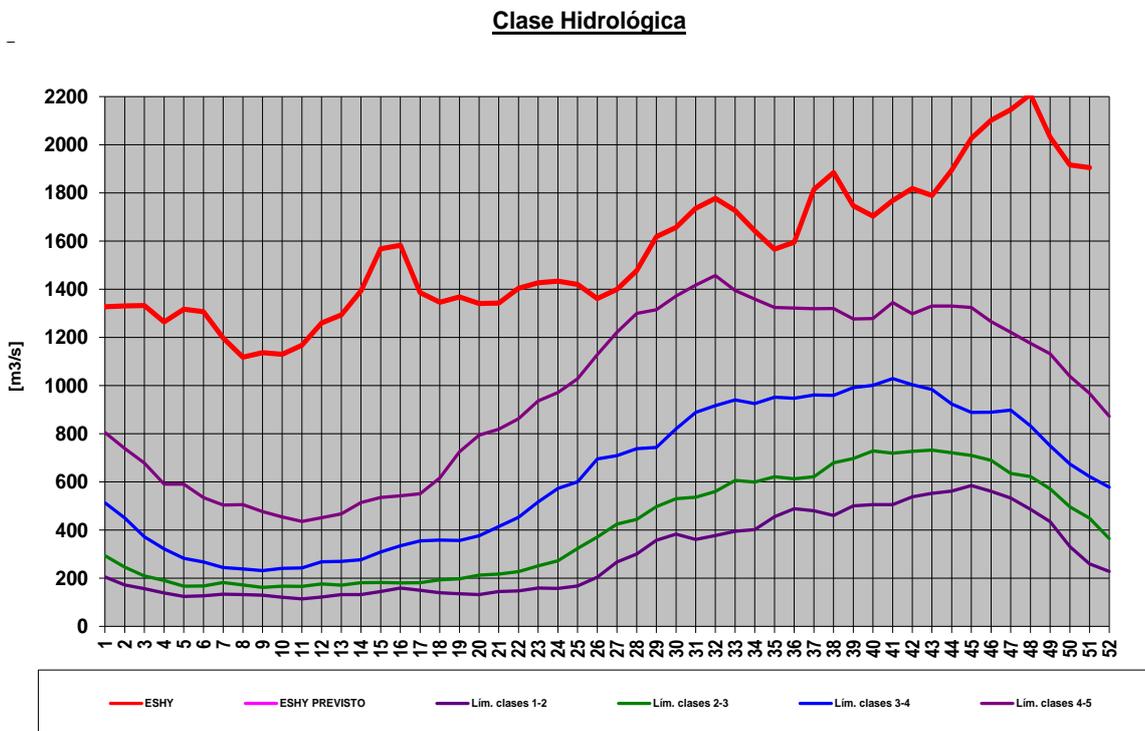
8.1. Clase Hidrológica

La clase hidrológica brinda una idea del estado de humedad de las cuencas tomando en cuenta los aportes sobre éstas. Define 5 niveles, donde el nivel 1 es el más seco y el nivel 5 es el más húmedo.

El 2014 fue aún mejor que el 2013 en cuanto a los aportes a las represas hidroeléctricas ya que la clase hidrológica permaneció en 5 durante todo el año, mientras que en el 2013 alternó entre 3 y 5. Esta buena hidraulicidad implicó que el 81.7 % de la demanda del SIN se abasteciera con energía hidroeléctrica. Se recuerda que en el 2013 la participación de este tipo de energía fue de 76.8 %.

A continuación se grafican los promedios semanales de aportes, vertidos y turbinados así como la evolución de las cotas finales diarias para las 3 centrales hidroeléctricas con embalse.

Gráfico 18. Clase Hidrológica



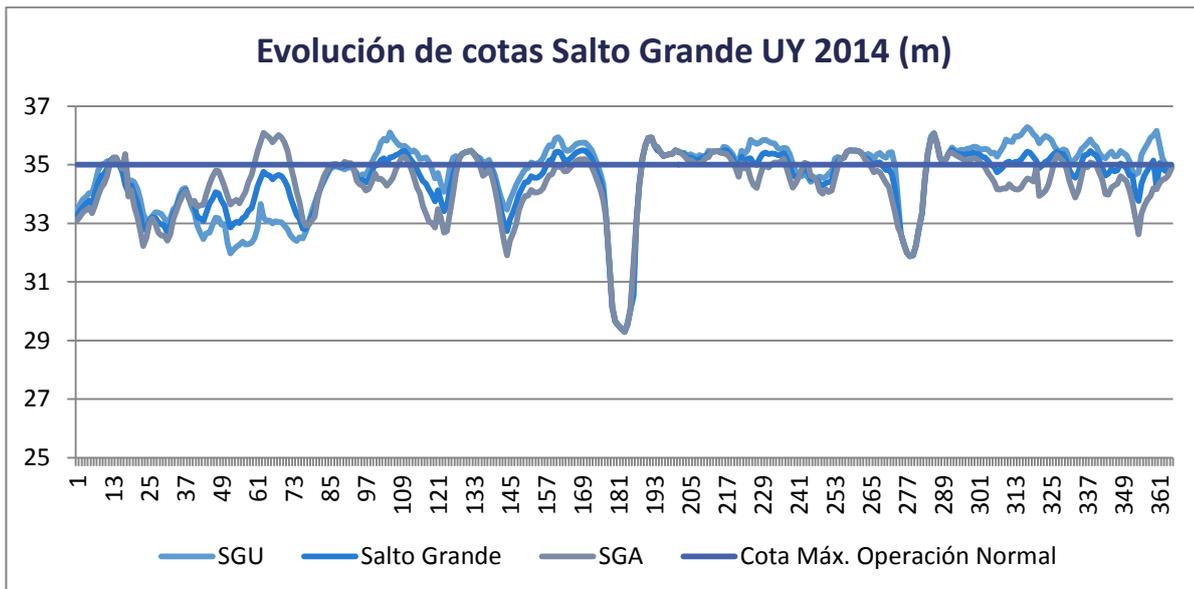
Aclaraciones:

- En el caso de Salto Grande las gráficas se corresponden con la parte uruguaya en dicha central (mitad del embalse y capacidad de generación).
- En las gráficas de aportes se muestran también los aportes promedio semanales históricos, registrados desde 1909 hasta el 2013 incluido.
- En las gráficas que muestran la evolución de las cotas, también se indica el nivel de operación normal de cada central. Por encima de este valor, se realiza control de crecida para disminuir la cota a valores aceptables. En el caso de Salto Grande también se utiliza la curva de remanso, que asigna una cota máxima de operación en función de cotas y aportes previstos (no se grafica).
- En las gráficas de turbinado se muestra el turbinado máximo de cada central asumiendo 100 % de disponibilidad de sus unidades.
- En el caso del Río Negro los aportes medios diarios se calculan en base a balances hidráulicos (en función de cota inicial y final, turbinado y vertido diario). Por esta razón es posible que aparezcan valores negativos debido a errores en los valores de las cotas, inducidos por el viento.

8.2. Operación Salto Grande

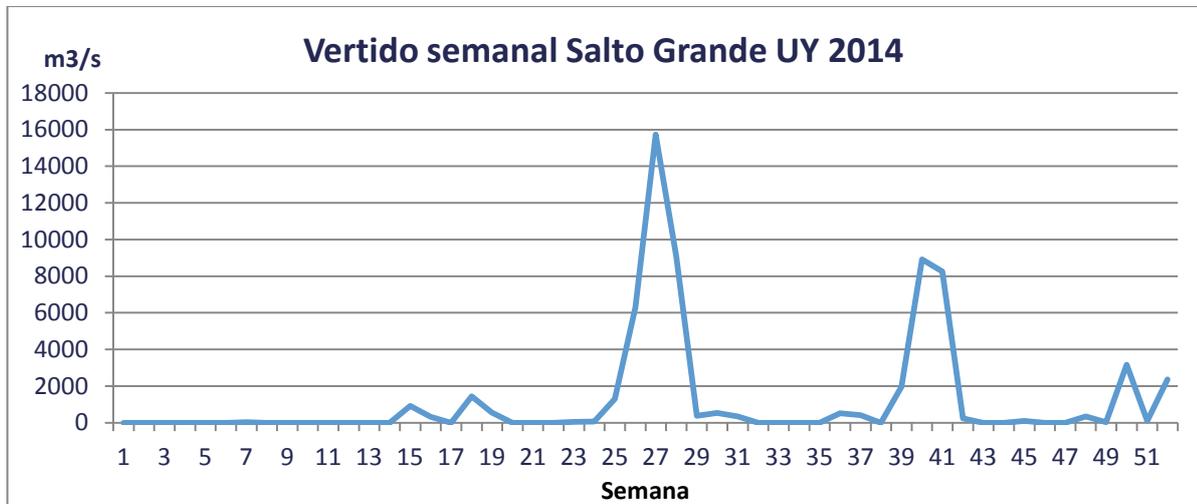
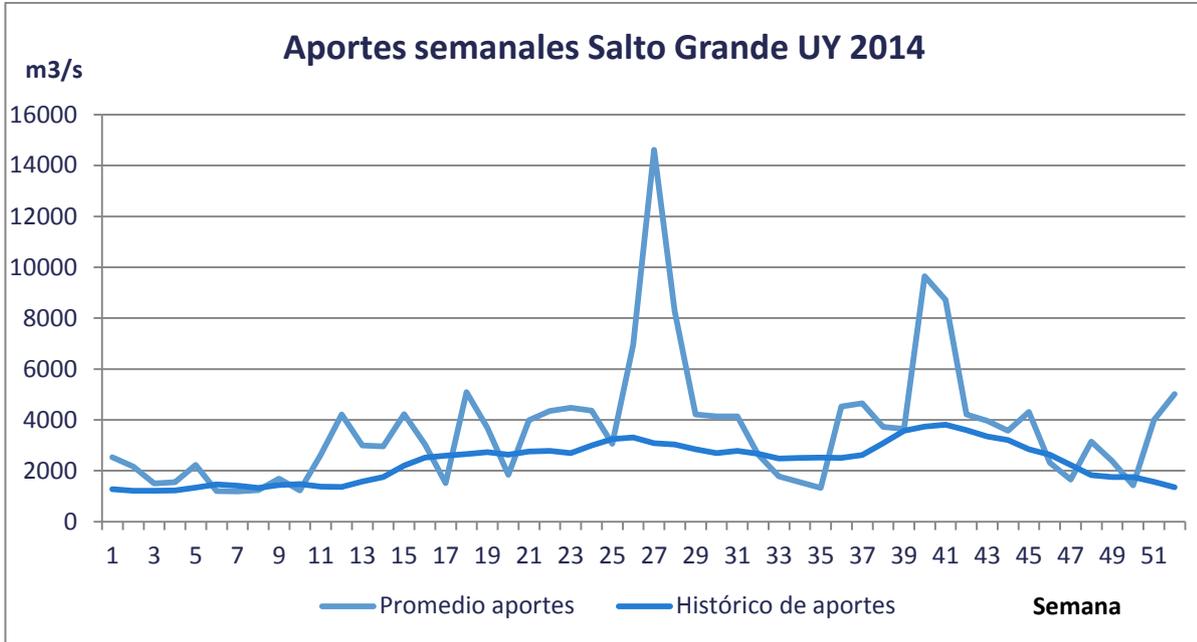
Se observa que en las semanas 27 a 28 y 40 a 41 se registraron aportes muy elevados respecto del promedio histórico (aprox. 2500 m³/s), de 22900 m³/s y 18360 m³/s en promedio, con lo cual la central estuvo forzada a bajar la cota a aprox. 29,3 m y 31,9 m por control de crecidas. En dichas ocasiones, además de turbinar a pleno se debió verter con picos semanales del orden de 14.600 m³/s.

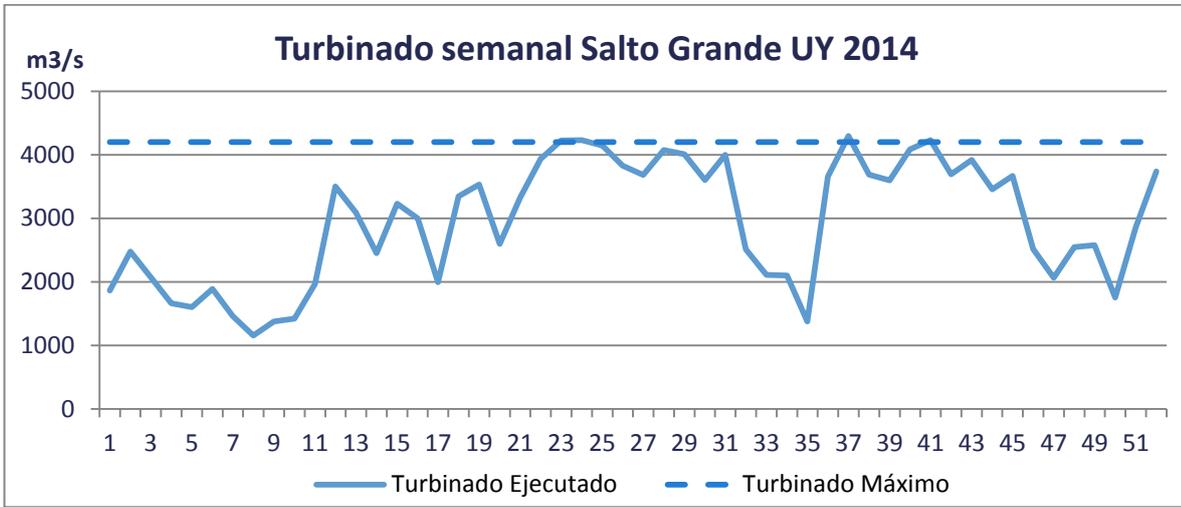
Gráfico 19. Cotas Salto Grande





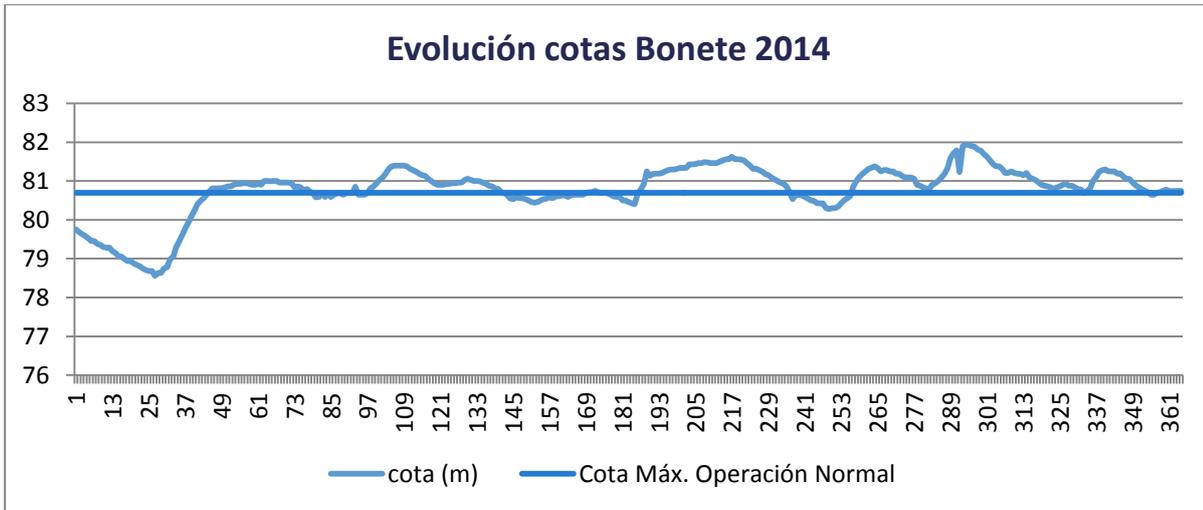
Gráficos 20, 21 y 22. Aportes, vertido y turbinado Salto Grande



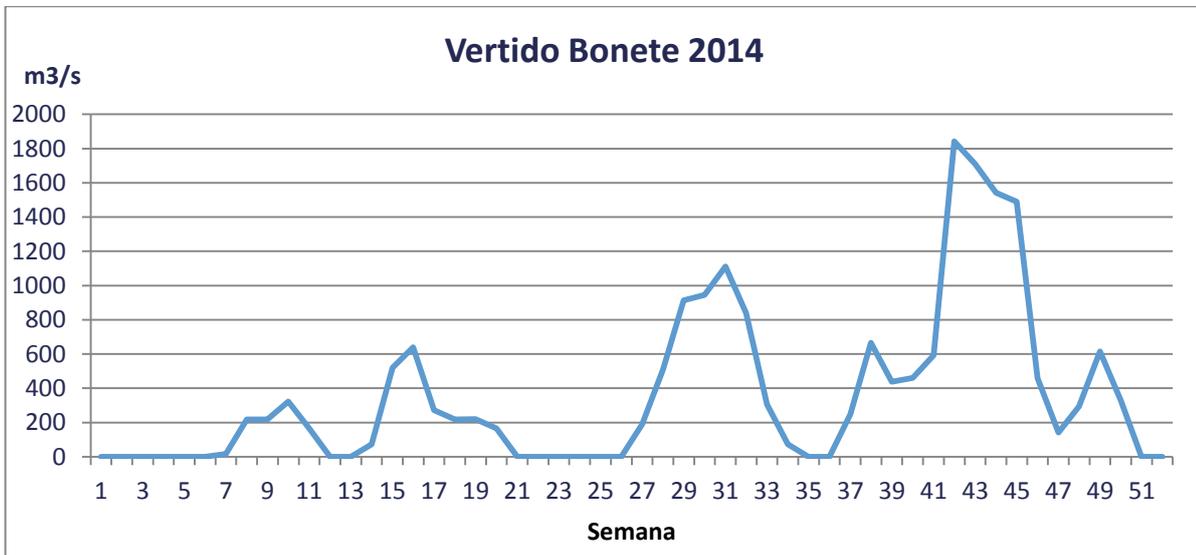
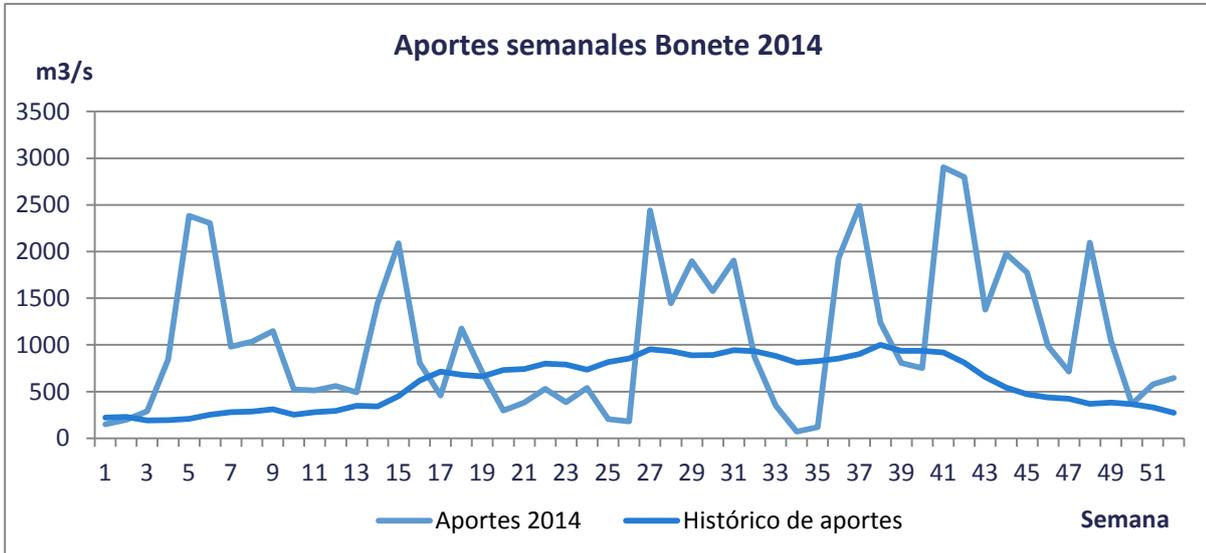


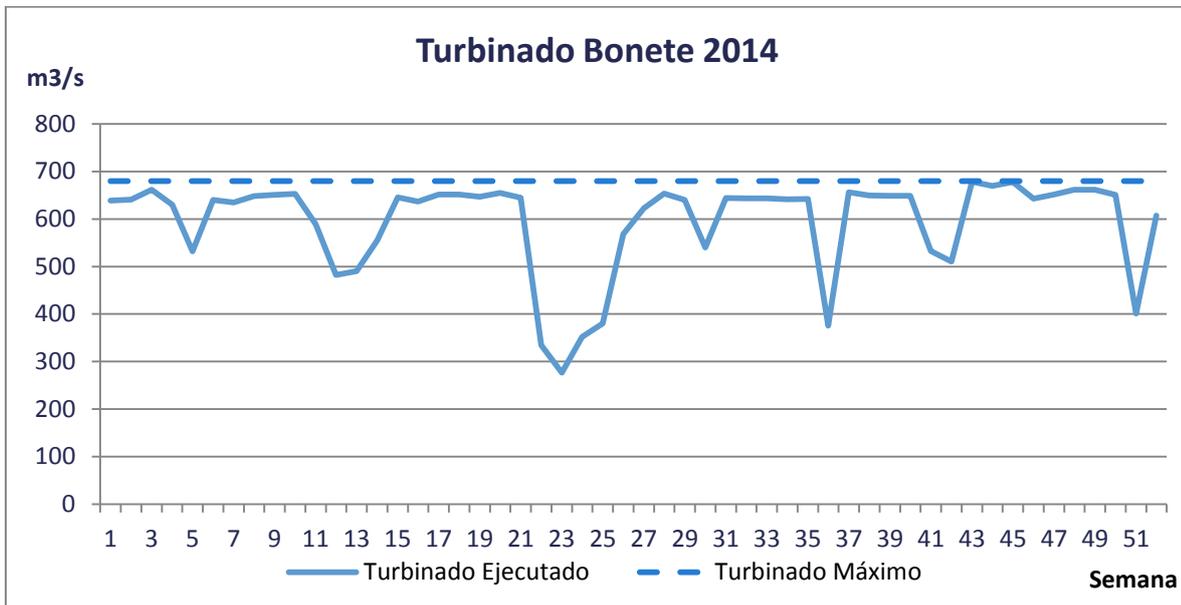
8.3. Operación Rincón del Bonete

Gráfico 23. Cotas Salto Grande



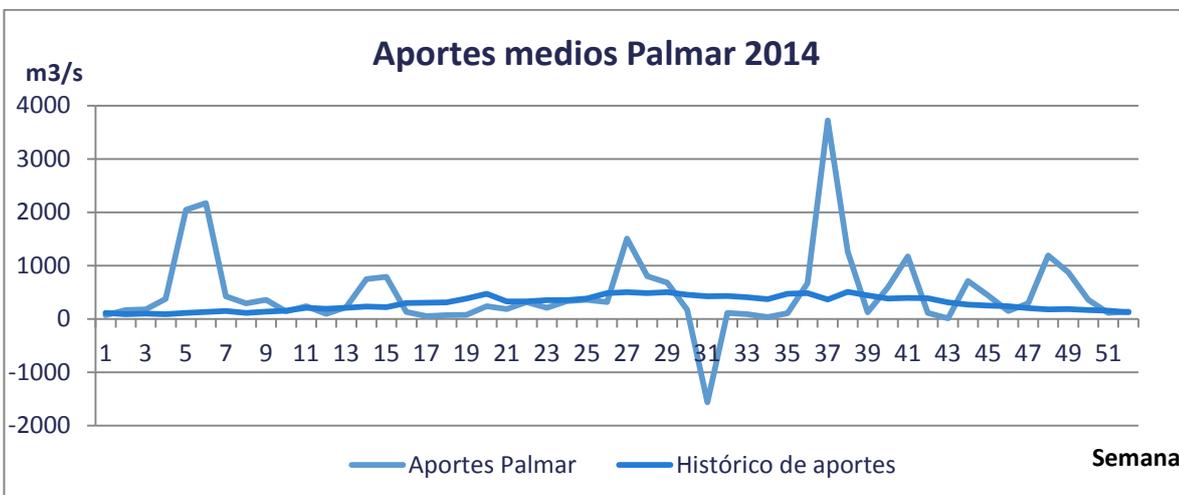
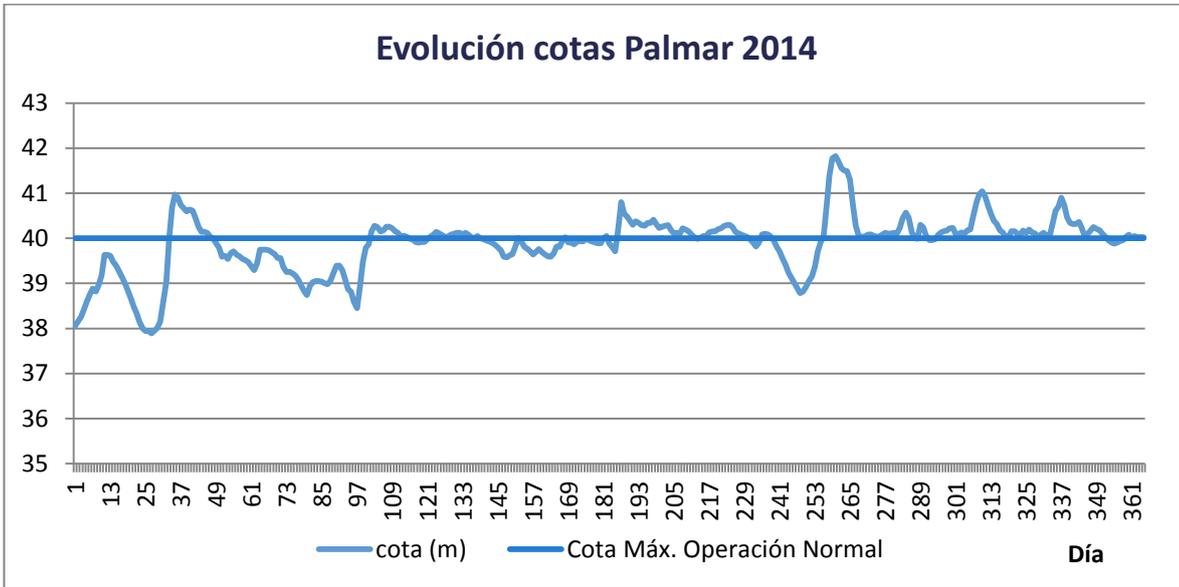
Gráficos 24, 25 y 26. Aportes, vertido y turbinado Bonete

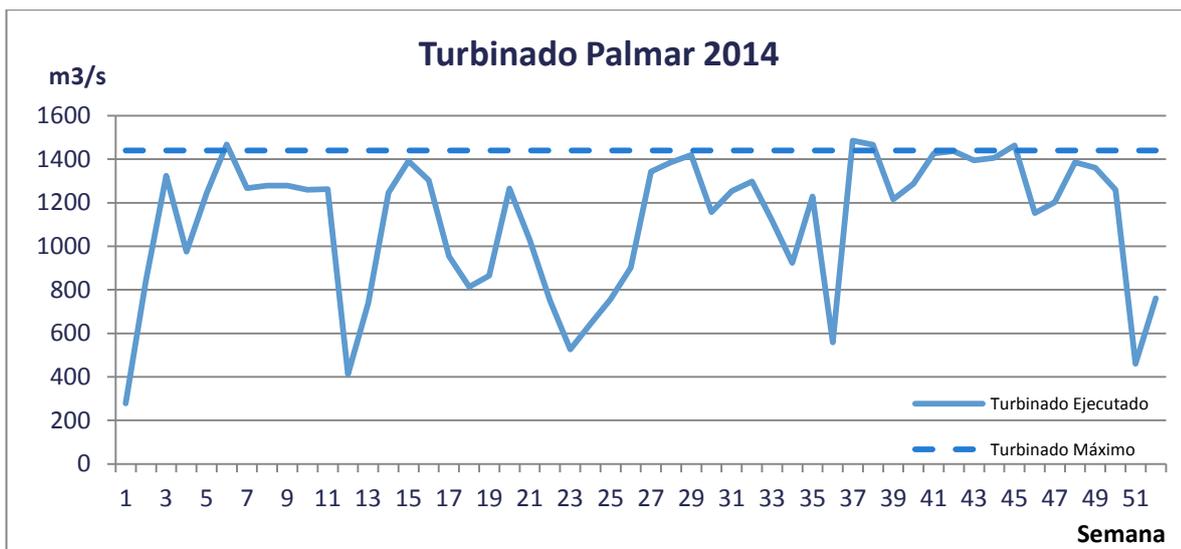
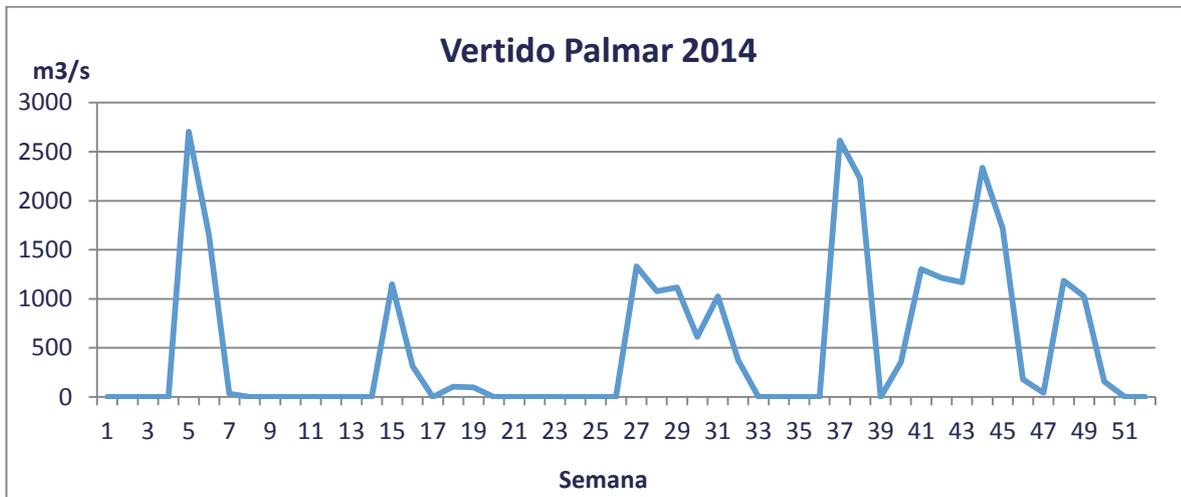




8.4. Operación Palmar

Gráficos 27, 28, 29, 30. Cotas, aportes, vertido y turbinado Palmar

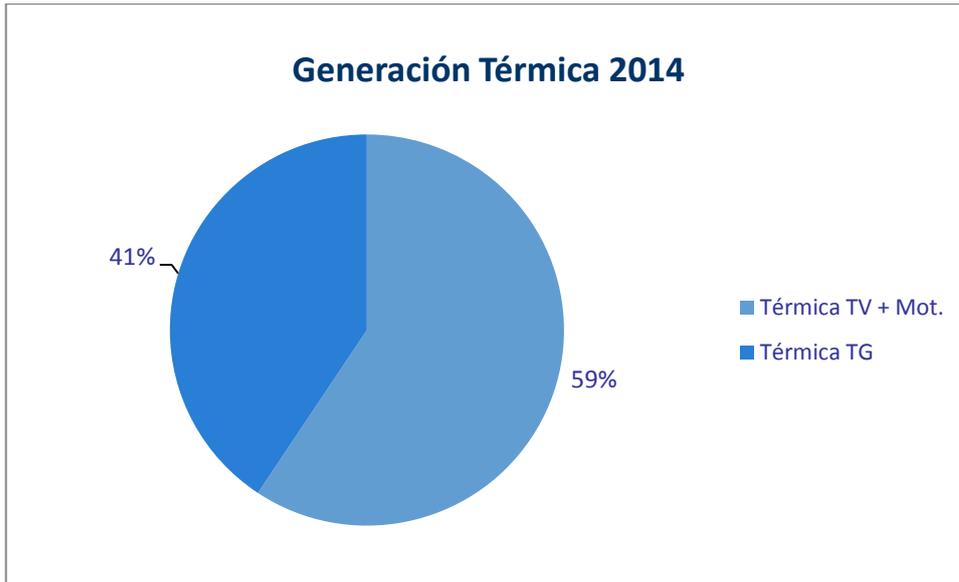




9. Generación Térmica

A continuación se muestra la composición de la generación térmica durante el 2014 separando Turbo Gas y Motores y Turbo Vapor.

Gráfico 31. Generación Térmica 2014.

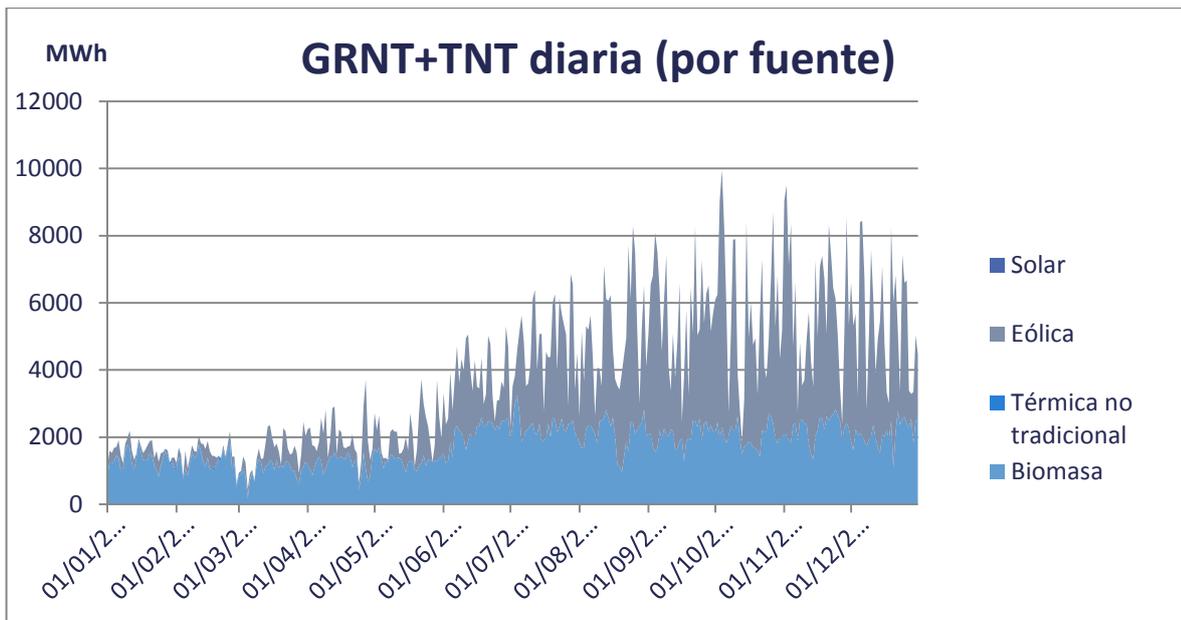
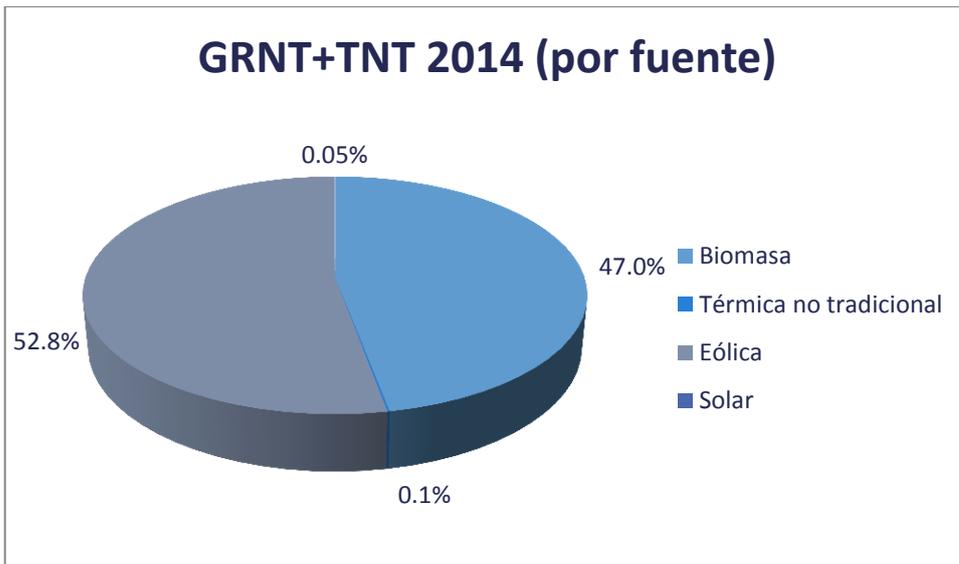


Origen	MWh
Térmica TV + Mot.	371.176
Térmica TG	254.412
Total Gen. Térmica	625.588

10. Generación renovable no tradicional y térmica no tradicional (GRNT y TNT)

En este punto se muestra el rendimiento de la generación renovable no tradicional (eólica, solar y biomasa) y la generación térmica no tradicional (gas natural).

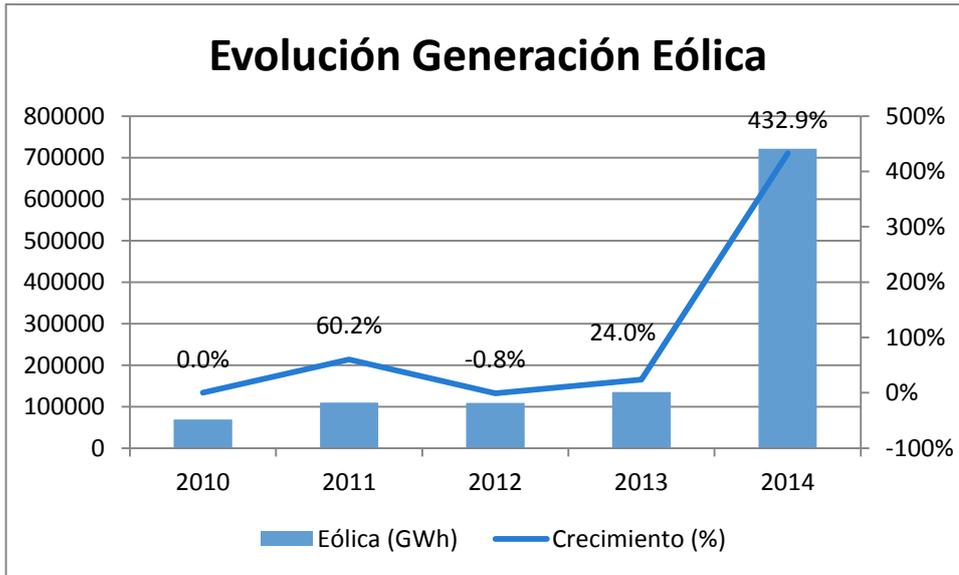
Gráfico 32 y 33. GRNT y TNT en 2014.



10.1. Generación eólica

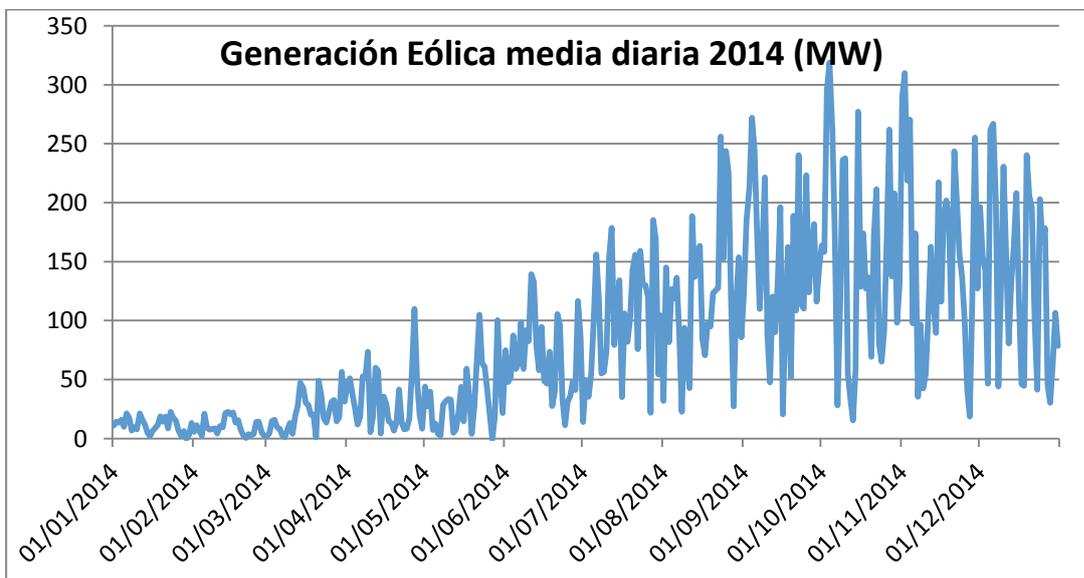
La generación eólica en 2014 aumentó drásticamente a partir de la instalación de parques eólicos de gran porte, como se mencionó en el punto 1. El siguiente gráfico muestra la generación en GWh y la tasa de crecimiento anual.

Gráfico 34. Evolución generación eólica.



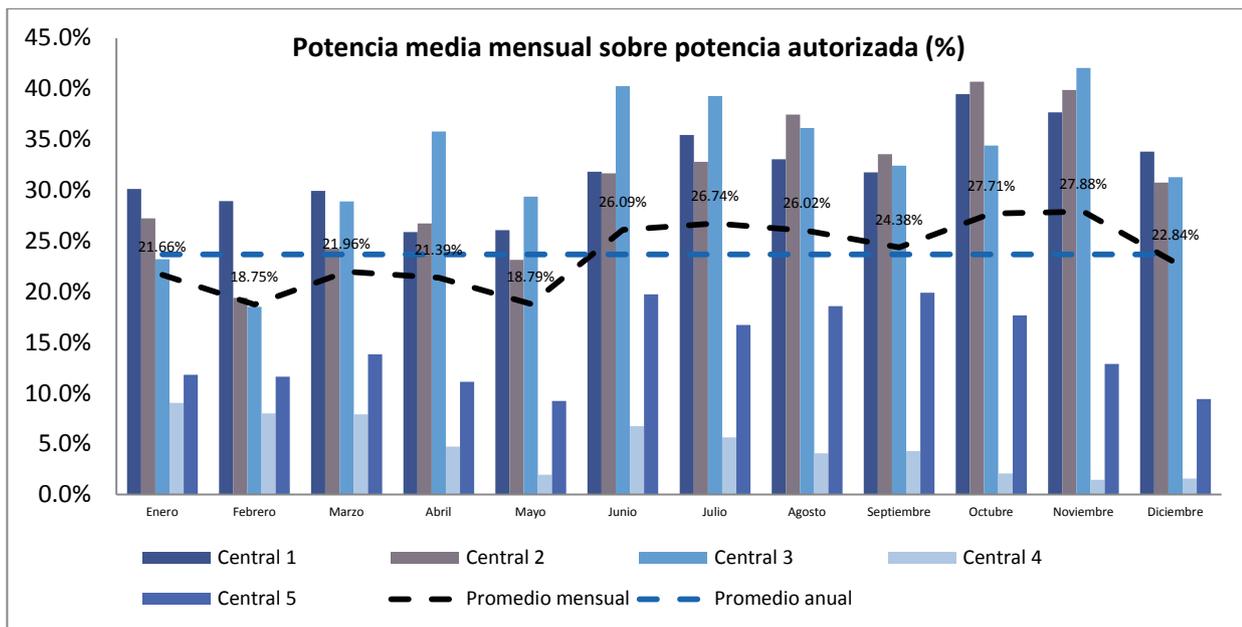
La totalidad de los parques instalados en el país (agentes y participantes en etapa de ensayos) acumulan una capacidad instalada de 493 MW, muy superior a los 60 MW instalados el 2013. Como se observa en el siguiente gráfico, dicho incremento ocurrió gradualmente a partir del inicio del 2do semestre.

Gráfico 35. Generación Eólica Media Diaria en 2014.



En la siguiente gráfica se puede observar el factor de planta mensual del año 2014 para 5 parques eólicos y el factor de planta mensual promedio entre ellos. Se seleccionaron los parques que no estuvieron en etapa de ensayos durante el 2014 y que además no sean agentes autoprodutores, de manera de contar con rendimientos mensuales representativos del recurso. Para el cálculo de dichos factores se consideraron las inyecciones menos las extracciones al SIN de cada parque.

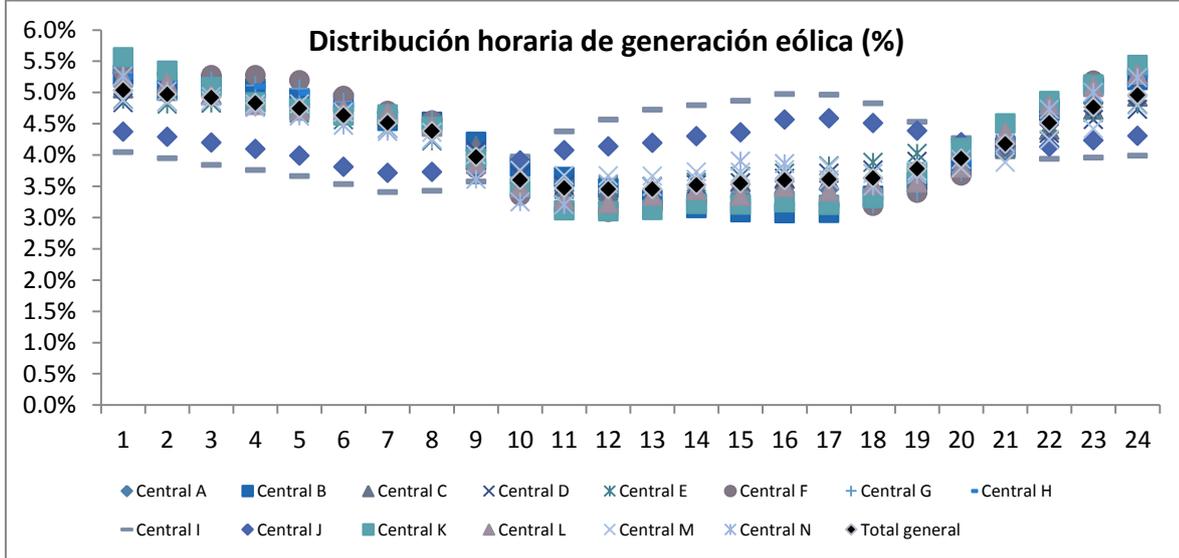
Gráfico 36. Factor de Capacidad de Parques Eólicos en 2014.



Se observa que los rendimientos de los parques están bastante correlacionados en el tiempo. También se puede apreciar que dos de ellos presentan rendimientos bastante inferiores que los restantes 3: los primeros varían entre 2% y 20 %, y los segundos entre 19 % y 42 %. El promedio anual de factores de planta de los 5 parques es de 23,68 %.

A continuación se muestra la distribución horaria de la generación (porcentaje de generación horaria en relación al total del día) de todos los parques eólicos durante el 2014. Se excluyen del cálculo aquellas centrales que volcaron energía a la red mayoritariamente por pruebas o agentes autoprodutores.

Gráfico 37. Curva Factor de Capacidad de Parques Eólicos en 2014.

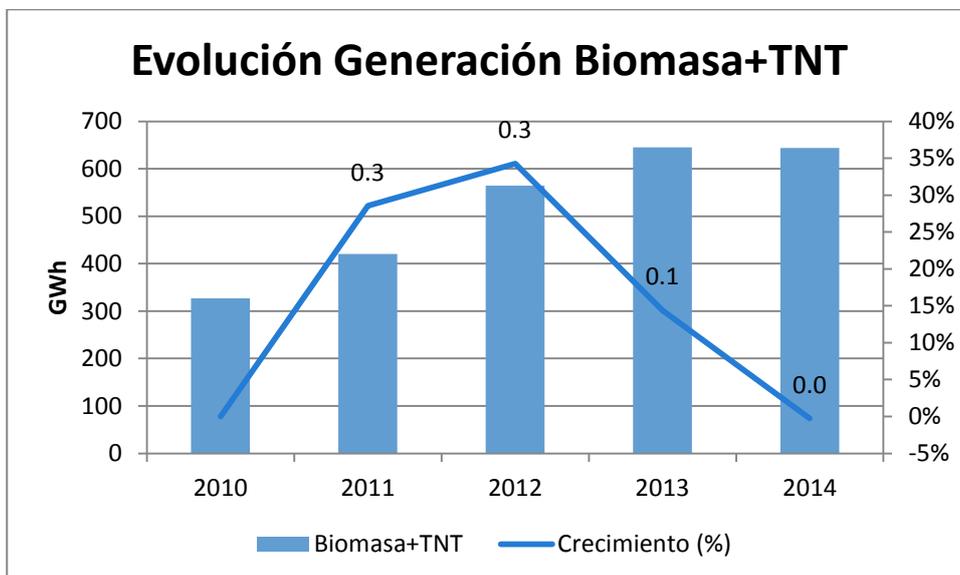


Con la excepción de 2 generadores, se observa que la generación es mayor en horas de la noche y madrugada. En un 37.5 % de las horas (desde las 0 hs hasta las 7 hs y desde las 22 hs a 24 hs) se concentra en promedio el 44 % de la generación diaria.

10.2. Generación con Biomasa y térmica no tradicional

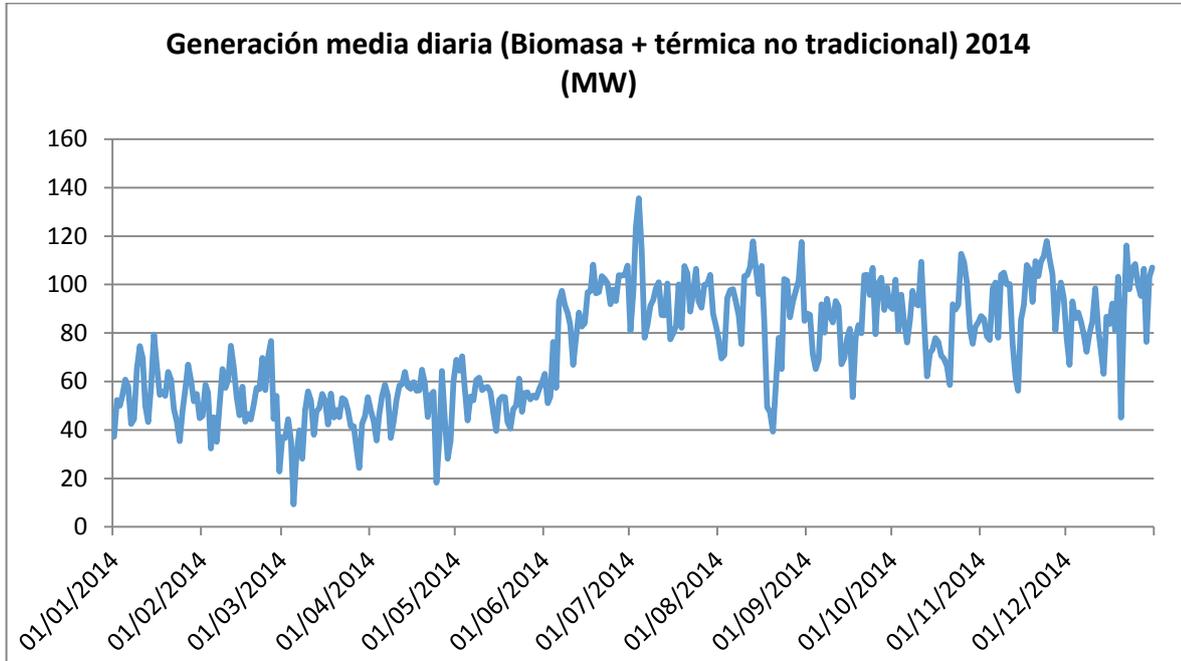
La generación con Biomasa y Térmica no tradicional aumentó significativamente en 2014 respecto del año anterior. Lo anterior se explica en gran parte al comienzo en el mes de Junio de un saldo positivo entre inyecciones y extracciones de Montes del Plata al SIN. El siguiente gráfico muestra la generación en GWh y la tasa de crecimiento anual.

Gráfico 38. Generación Biomasa y Térmica no tradicional en 2014.



El siguiente gráfico muestra la generación media diaria durante el 2014:

Gráfico 39. Evolución generación biomasa y térmica no tradicional 2014.



A partir del 1er semestre la Generación a partir Biomasa y generación térmica no tradicional pasa de 57,7 MW a 89,3 MW medios. La misma representa en promedio un 4,9 % y 7,6 % de la demanda diaria para el 1er y 2do semestre respectivamente.

En la siguiente tabla se observa la generación media horaria (inyecciones menos extracciones del SIN) en el 2014 y la variación respecto del histórico hasta el 2013 para cada generador, desde el 1er registro disponible en la base de datos SMEC.

Tabla 11. Comparación histórica generación con Biomasa y Térmica no tradicional.

Generador	1er registro SMEC	MW Autorizados	MW medios horarios 2014	Variación 2014 vs. Histórico
Alur	03/11/2010	10	1.41	81%
Bioener	13/08/2009	12	7.75	42%
Fenirol	01/07/2009	10	7.78	82%
Galofer	11/07/2010	14	8.35	19%
Lanas Trinidad	21/05/2014	0.6	0.14	s/d
Las Rosas	01/01/2007	1.2	0.14	327%
Liderdat	17/06/2010	5	0.34	-58%
Montes del Plata	30/06/2013	170	17.99	656%
Ponlar	30/01/2012	7.5	2.93	29%
UPM	12/03/2007	161	25.42	-3%
Weyerhaeuser	03/03/2010	12	1.05	-41%
ZendaLeather*	02/05/2008	3.2	0.19	-44%

*Térmica no tradicional.

En el 2014 se registró un crecimiento en la Generación con Biomasa y generación térmica no tradicional de 60,1 % respecto de la generación histórica.