



Informe anual 2012





Resumen

Se presenta en este documento la actividad del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE) durante el año 2012, a través de sus principales variables, contrastando con lo sucedido los años anteriores, particularmente 2010 y 2011.

Se realiza un estudio detallado de la demanda de energía eléctrica, comparando su evolución frente a valores de temperatura y PBI, con una perspectiva mensual, trimestral y estacional. Asimismo se muestra la tendencia anual presentada los últimos años.

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

Se estudia la evolución de los costos variables (CV) para el despacho.

En cuanto a la comercialización de la generación nacional se muestra la participación de ésta tanto en el mercado spot, como en el mercado de contratos a término. También se presenta el detalle de los intercambios internacionales, por tipo de intercambio y país involucrado.

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).

Por último, se realiza un detalle de la operación mes a mes durante el año.

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.**

Foto de portada: Planta solar fotovoltaica Asahi – Salto, Uruguay.



Índice

Resumen	2
1. Potencia Instalada en el S.I.N.....	4
2. Red Nacional de transmisión	5
3. Demanda de energía eléctrica	6
4. Picos de Potencia	9
5. Abastecimiento de la demanda	11
5.1. Abastecimiento de la demanda anual por fuente	11
5.2. Abastecimiento de la demanda detallado	12
6. Generación de Energía Eléctrica	13
7. Costos variables para el despacho	16
8. Comercialización de la generación nacional en el MMEE.....	17
9. Intercambios Internacionales	22
10. Generación Hidroeléctrica	23
10.1. Clase Hidrológica.....	23
10.2. Operación Salto Grande	24
10.3. Operación Rincón del Bonete	25
10.4. Operación Palmar	27
11. Generación Térmica	28
12. Generación conectada a la red de Distribución y generación privada conectada a la red de Trasmisión.....	29
12.1. Generación eólica	30
12.2. Generación con Biomasa y generación térmica distribuida.	31
13. Descripción de la operación mes a mes.....	34



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

1. Potencia Instalada en el S.I.N.

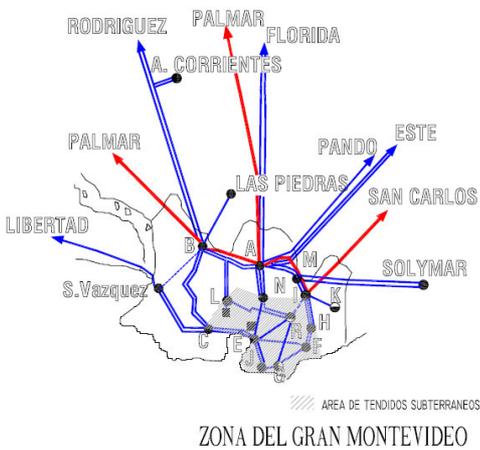
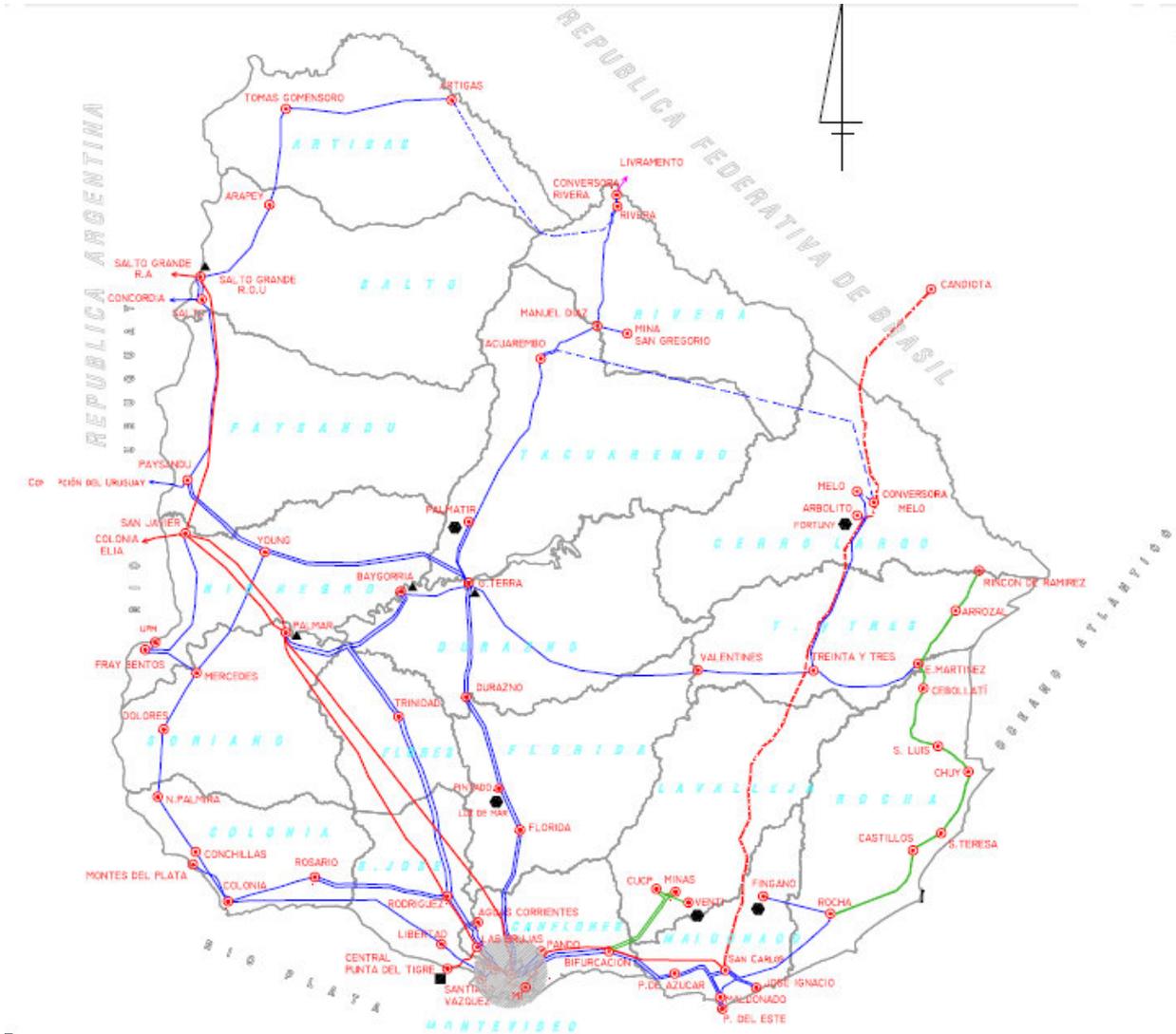
Corresponde a potencia (en MW) puesta a disposición hasta fin del año 2012 inclusive.

AGENTE	FUENTE	POTENCIA INSTALADA	POTENCIA AUTORIZADA	MMEE	
				de Contratos a Término	Mercado Spot
UTE	HIDRAULICA- TERMICA- EÓLICA	1572 Mw		✓	
CTMSG Delegación Uruguaya	HIDRAULICA	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	12,5 Mw	✓	✓
	BIOMASA/RE LLENO			✓	
LAS ROSAS - I.M.MALDONADO	SANITARIO	1,2 Mw	1,2 Mw		
LIDERDAT S.A.	BIOMASA	5 Mw	4,85 Mw		✓
NUEVO MANANTIAL 1	EÓLICA	9 Mw	7,8 Mw	✓	
NUEVO MANANTIAL 2	EÓLICA	4 Mw	4 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	5 Mw	✓	
KENTILUX S.A.	EÓLICA	10 Mw	10 Mw	✓	
PONLAR S.A.	BIOMASA	7,5 Mw	7,5 Mw	✓	✓
ENGRAW S.A.	EÓLICA	1,8 Mw	1,8 Mw		✓

POTENCIA INSTALADA UTE	
CENTRALES HIDRÁULICAS	
Terra	152
Baygorria	108
Constitución	333
VAPOR	
3a y 4a	50
5a	80
6a	125
TURBINAS DE GAS	
TGAA	20
CTR	212
PUNTA DEL TIGRE	300
MOTORES RECIPROCANTES	80
APR A	88
PARQUE EÓLICO	20
GRUPOS DIESEL	4
TOTAL PARQUE UTE	1572

POTENCIA INSTALADA POR FUENTE (MW)		
Hidroeléctrica	1538	55,3%
Térmica	962,9	34,7%
Biomasa	232,7	8,4%
Eólica	45,1	1,6%

2. Red Nacional de transmisión

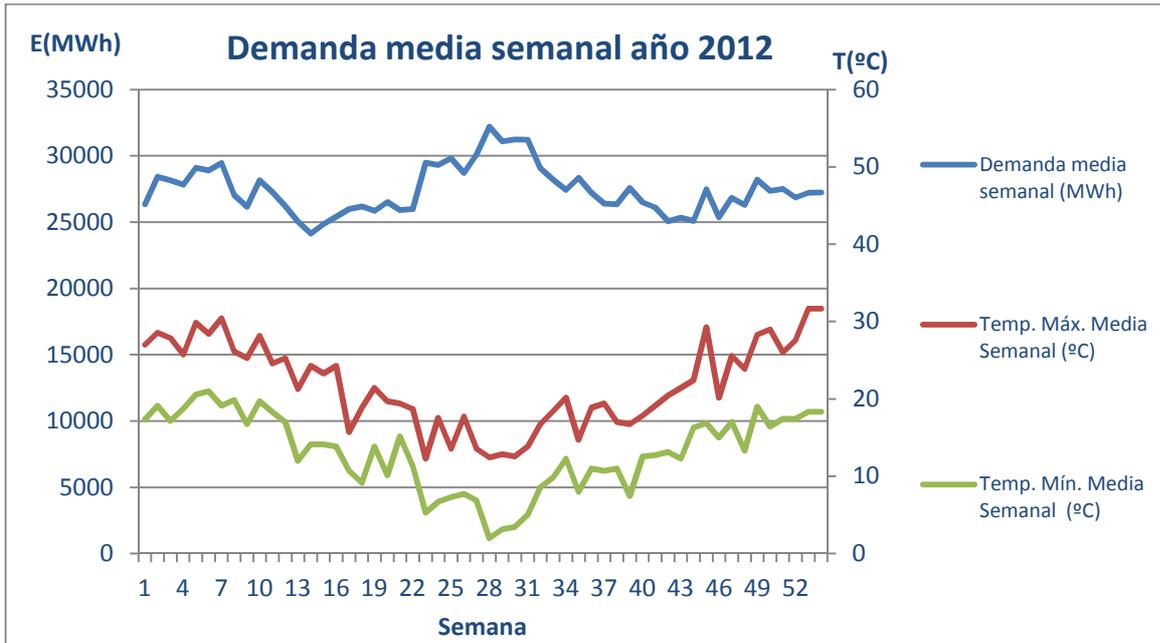


SITUACION	LINEAS DE TRASMISION			ESTACIONES TRANSFORM.	USINAS		
	500 kV	150 kV	63kV		TERMICAS	HIDRAULICAS	EOLICAS
PREVISTO 2013							
PREVISTO 2017							

Fuente: UTE

3. Demanda de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica aumentó un 2.55% en 2012, registrándose un aumento de 250.146 MWh respecto al año anterior.



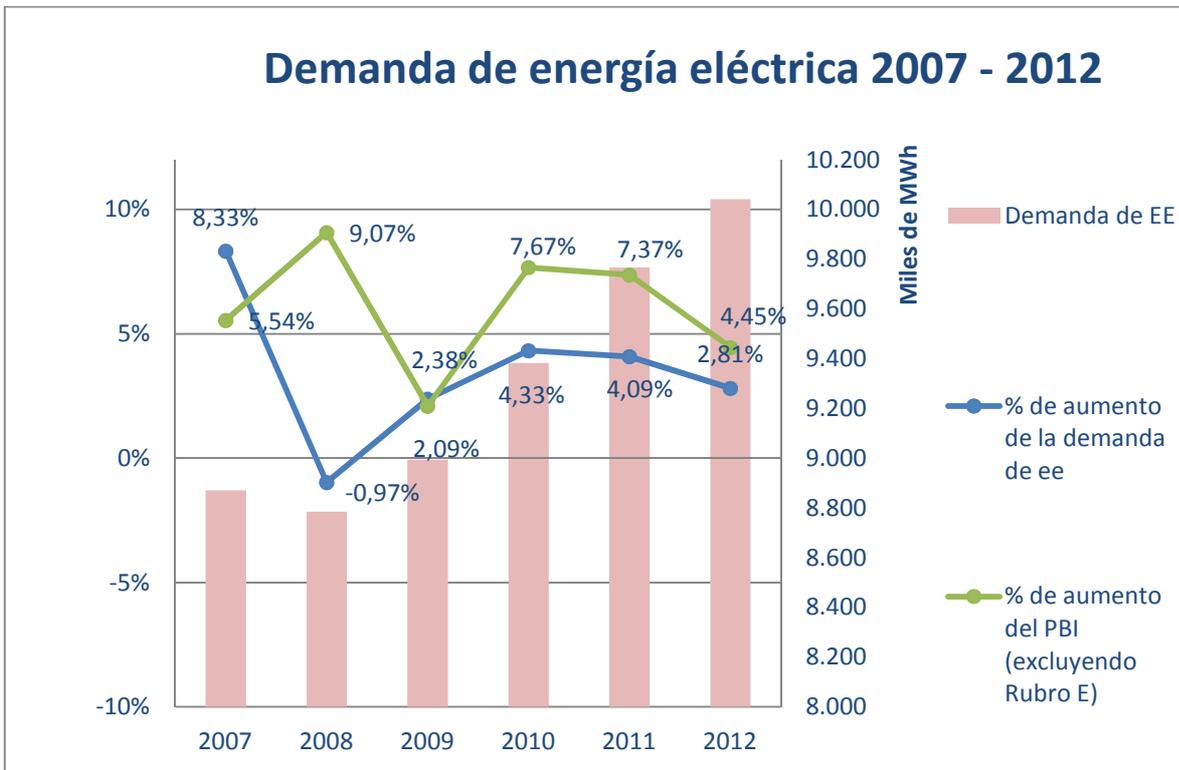
<p>Temperatura en Montevideo (Referencia Melilla)</p> <p>Temperatura Máxima: 37 °C (10/01/2012)</p> <p>Temperatura Mínima: -2 °C (17/07/2012)</p> <p>Energía (MWh)</p> <p>Energía Diaria Máxima: 33.843 (11/07/2012)</p> <p>Energía Total: 10.040.848</p>

La demanda de energía eléctrica en 2012 continuó evolucionando al alza, incluso si no se considera el dato del 29/02/2012, el que no se incluye a los efectos de hacer comparaciones interanuales.

El crecimiento de la demanda hubiera sido mayor de no mediar la aprobación del Plan Coyuntural de Ahorro Energético el 14 de mayo de 2012. En efecto, en los meses de mayo, junio y agosto la demanda de energía se contrajo en 2012 respecto a los mismos meses de 2011. El mes de julio 2012 fue el mes que registró el promedio de mínimas más bajo del año, con temperaturas mínimas promedio más

bajas que en el mismo mes de 2011 (entre 2 y 2.5 grados menos en las estaciones meteorológicas de Carrasco y Melilla). Esto pudo explicar que, a pesar de estar vigentes las medidas de ahorro energético, la demanda en julio haya crecido un 4.45% respecto a 2011.

La demanda de energía eléctrica está también relacionada con el nivel de actividad económica. En el gráfico siguiente puede observarse que el crecimiento del PBI es acompañado por un aumento en la demanda de energía eléctrica. Se realizó un ajuste en la tasa de crecimiento del PBI, para aproximarse a la dinámica de la actividad económica que excluye a la propia actividad del sector eléctrico¹.



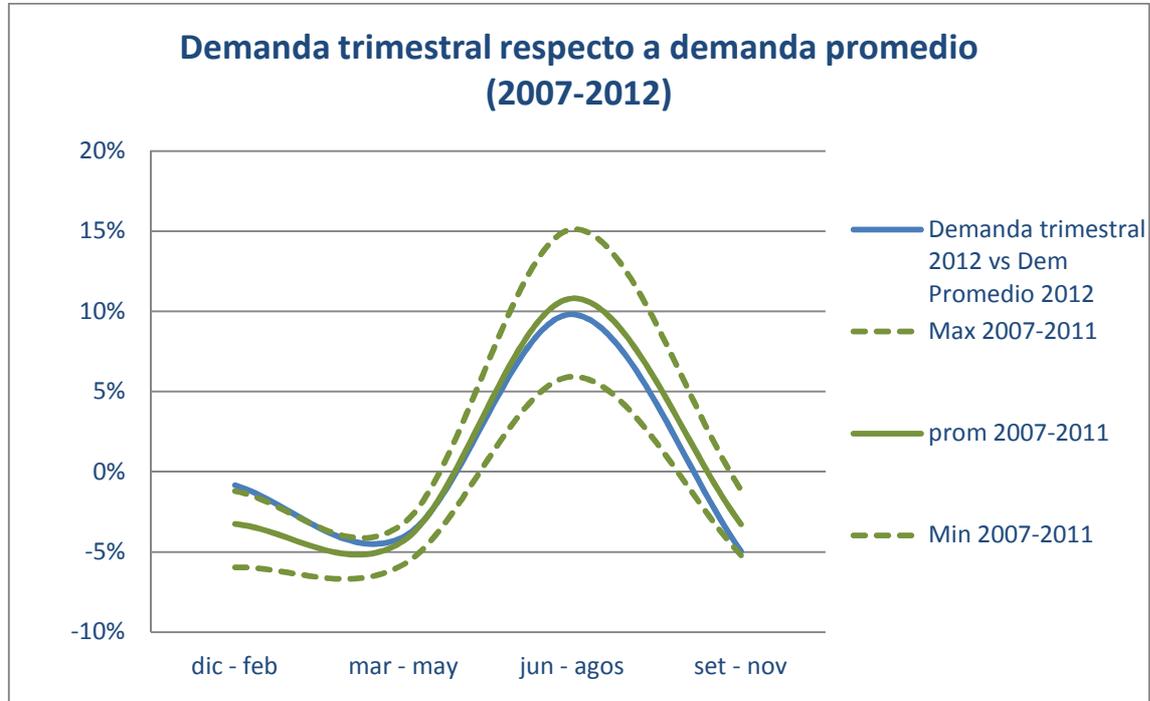
El año 2008 muestra un comportamiento atípico de la demanda (tasa de crecimiento del PBI positiva y alta, y contracción de la demanda de EE), que se explica tanto por el efecto de medidas discrecionales de ahorro energético implementadas por el Poder Ejecutivo como por fenómenos climáticos (ver Informe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

Estacionalidad.

Para analizar la estacionalidad, agrupamos la demanda de energía en trimestres de acuerdo al siguiente criterio: junio a agosto, alta demanda, diciembre a febrero, demanda media, marzo a mayo y setiembre a noviembre, demanda baja.

¹ Se calcularon las tasas de crecimiento del PBI sin considerar al Rubro E (SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA) del Cuadro de Producto Interno Bruto por Industrias de la Cuentas Nacionales que publica el Banco Central del Uruguay.

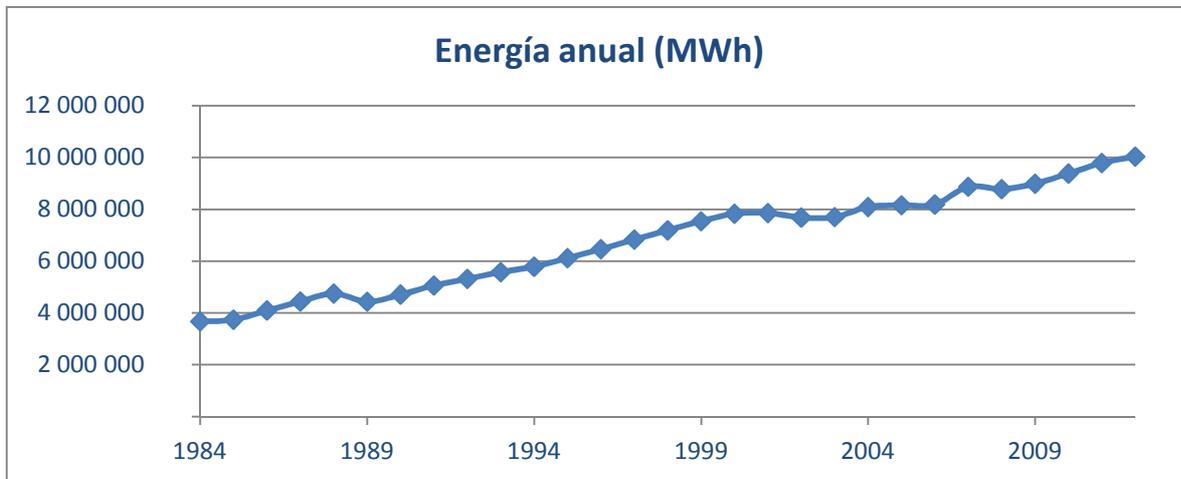
El gráfico a continuación compara el porcentaje en que se diferencia la demanda de un trimestre en particular respecto al promedio trimestral de ese mismo año.



Si observamos el comportamiento en la demanda de los últimos 5 años encontramos que:

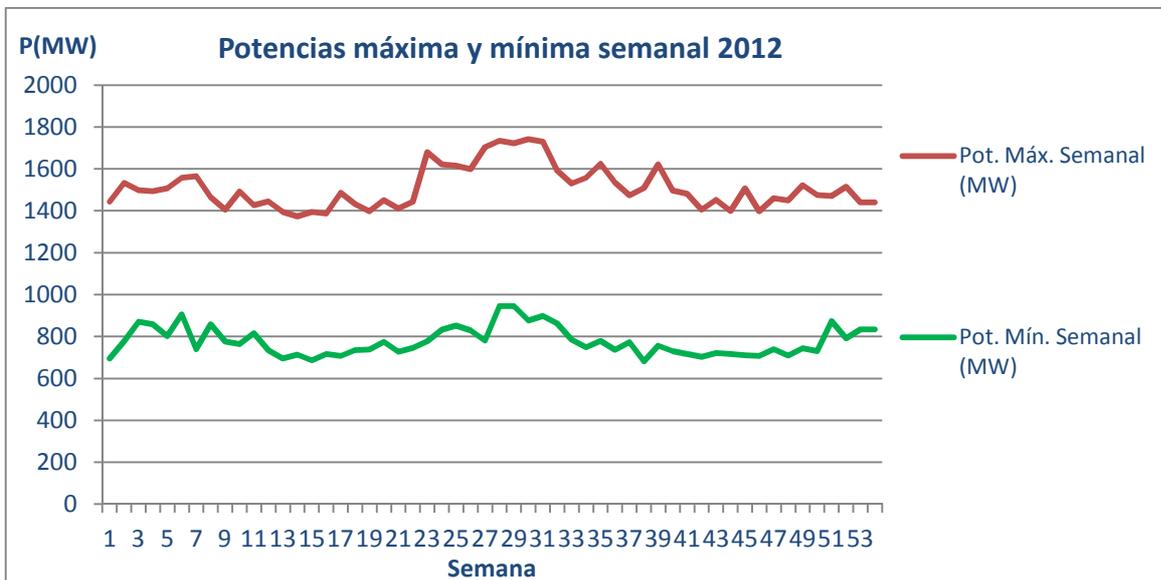
- En 2012 la primavera sigue profundizando el perfil de “llano”.
- En 2012 la temporada de verano continúa aproximándose al 0% de desvío respecto al promedio trimestral del año, lo que significa que representa el consumo promedio anual.
- El invierno reduce su participación en la demanda total anual (resultado de las medidas de ahorro energético).

Por último puede observarse la evolución de la demanda en los últimos 29 años. 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). En el año 1984 la demanda anual registrada era de 3.676.288 MWh, casi la tercera parte de la presentada en 2012.



4. Picos de Potencia

En el 2012, no se superó el pico histórico de potencia que data del 2011, el máximo registrado fue de 1742 MW, apenas 3 MW menor. En cuanto a la potencia mínima fue de 681 MW, unos 62 MW por encima que la registrada en el año anterior.

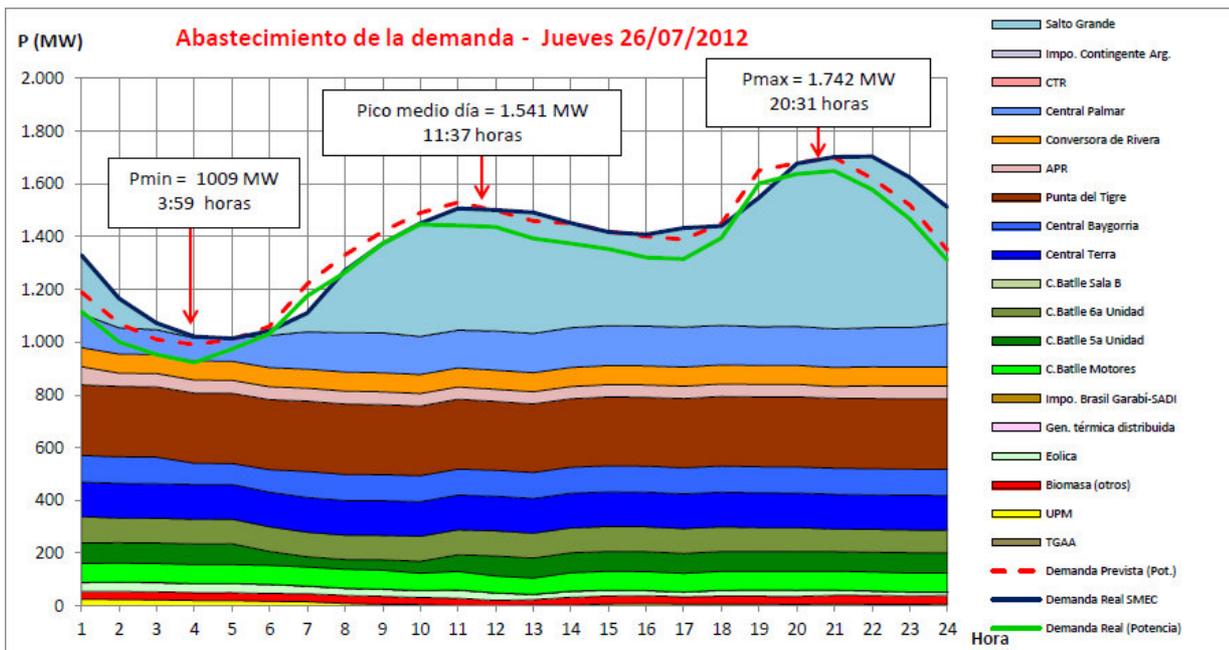


Potencia (MW)

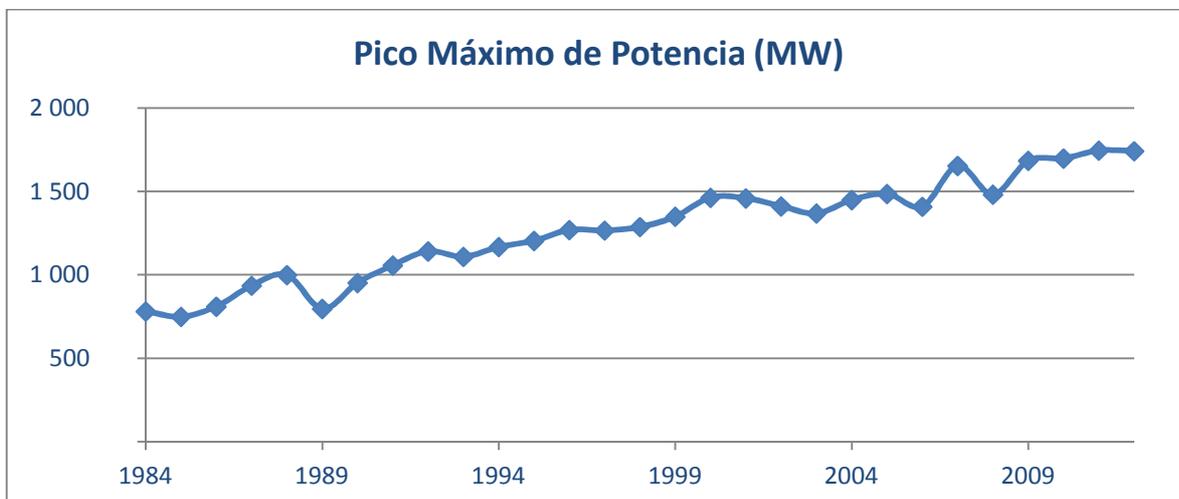
Potencia Máxima: 1742 MW
(26/07/2012 20:31 hs)

Potencia Mínima: 681 MW
(16/09/2012 6:57 hs)

En la siguiente gráfica se muestra como se abastecía la demanda el día que se produjo el pico de potencia anual, como se puede apreciar, se encontraba prácticamente todo el parque térmico en servicio, se estaba importando energía por la convertora Rivera, la generación hidroeléctrica de Río Negro se encontraba funcionando a pleno y la demanda se cerraba con Salto Grande



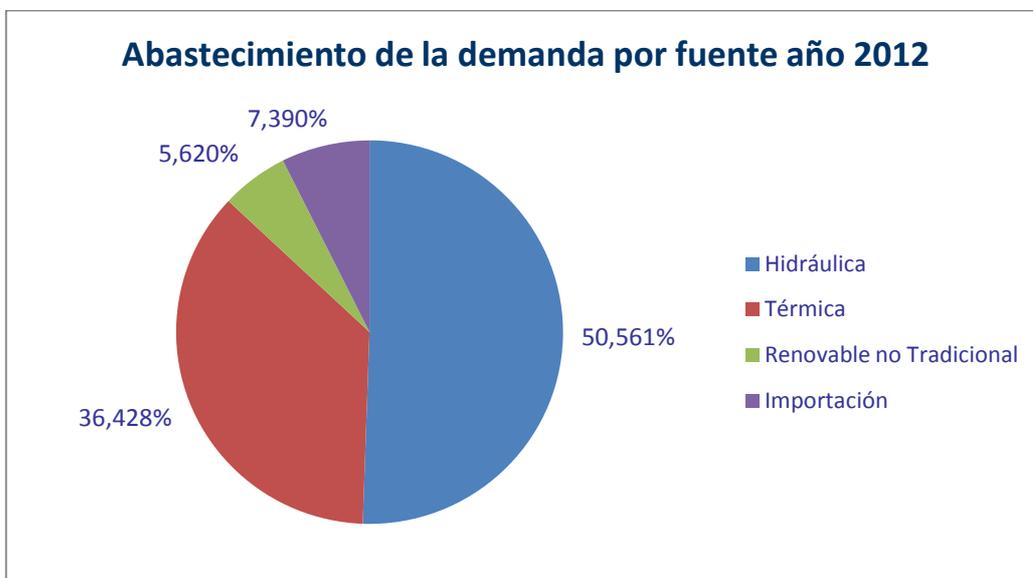
A continuación se presenta la evolución histórica de los picos de potencia, presentando una tendencia ascendente con algunos casos aislados de disminución respecto al período anterior. En 1984 el pico de demanda registrado era de 781 MW, menos de la mitad que el registrado en el 2012. Por otra parte estos valores hasta ahora se han venido registrando siempre durante el invierno, aunque en los últimos años debido al uso masivo de los aires acondicionados y turismo creciente se presentan en verano valores cercanos al pico de invierno. En 2012 el pico de verano fue 1.642 MW, un valor del orden del pico anual de 2007, por ejemplo.



5. Abastecimiento de la demanda

5.1. Abastecimiento de la demanda anual por fuente

El año 2012 mostro un aumento de 10 puntos porcentuales en lo que refiere a la generación térmica propio de la baja hidraulicidad mostrada durante los primeros meses del año y sobre todo el invierno, momentos de mayor demanda. Reflejo de esto es la disminución en 14 puntos porcentuales del abastecimiento con energía hidroeléctrica. Las importaciones aumentaron respecto del año anterior y la participación de energías renovables no tradicionales creció un 2%.



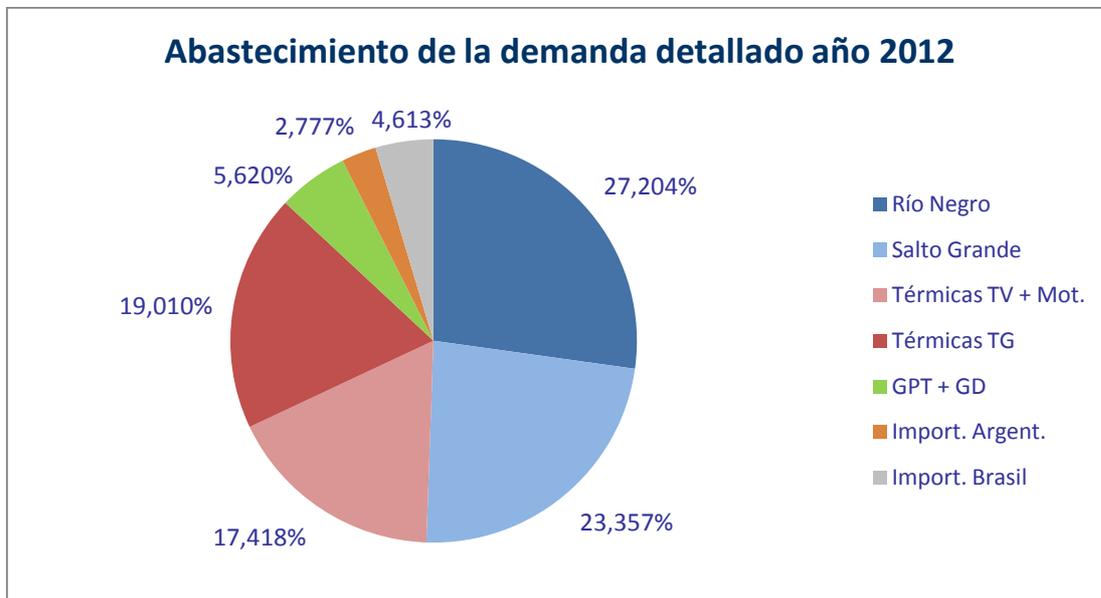
Fuente	MWh
Hidráulica	5.077.111
Térmica	3.657.937
Renovable no Tradicional	564.357
Importación	742.100
Total	10.041.505*

*Este valor difiere del informado en Demanda total anual², pues tiene en cuenta los consumos (principalmente de la convertora Rivera) y las pérdidas asociadas a la energía en tránsito.

² Página 6

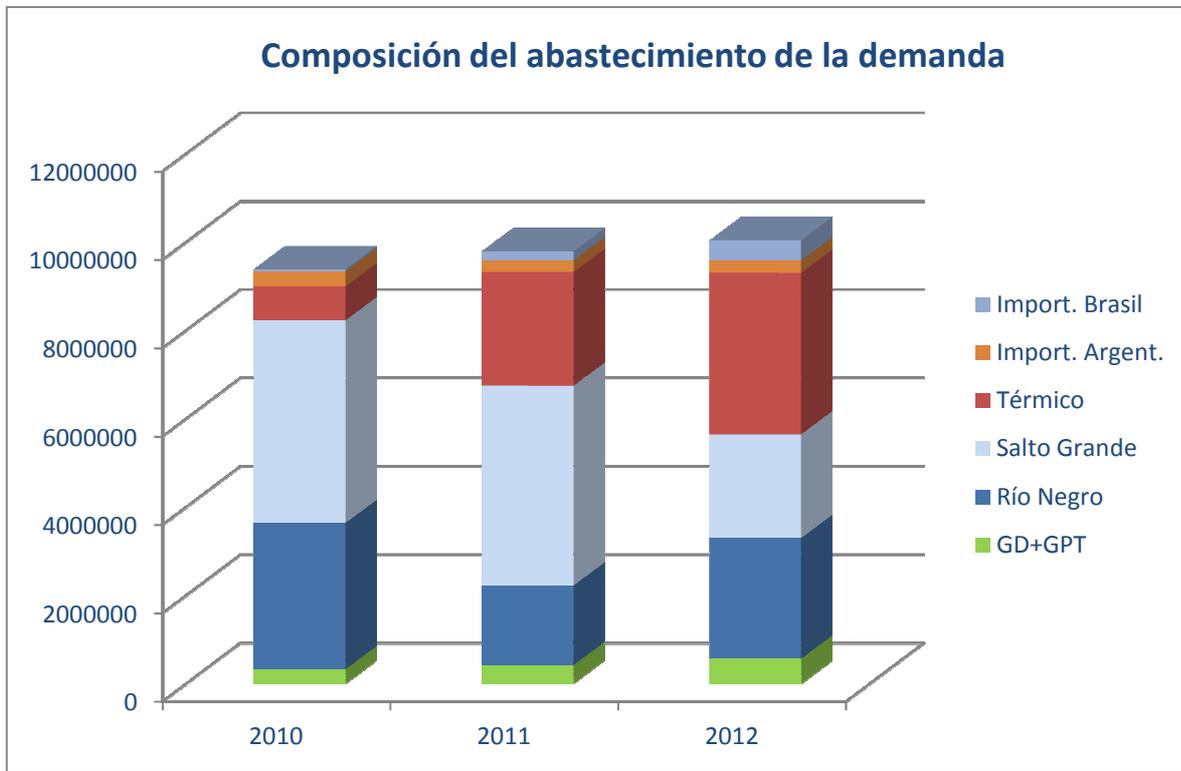
5.2. Abastecimiento de la demanda detallado

Comparando con los valores del año anterior, se observa una reducción significativa de la producción de Salto Grande correspondiente a prácticamente la mitad de la aportación en el abastecimiento de la demanda (pasando de un 46% a un 23% aproximado). Sin embargo, en lo que refiere a la generación de Río Negro se registra un aumento porcentual de 9 puntos. De cualquier manera el gran bajón de la generación de Salto Grande, hizo que la aportación de energía hidroeléctrica cayera 14 puntos porcentuales como fuera dicho en la sección anterior. Respecto de la generación térmica, se registró una distribución pareja entre las tecnologías de generación (19% y 17% TG y TV respectivamente). Por último se registró más importación desde Brasil que desde Argentina.



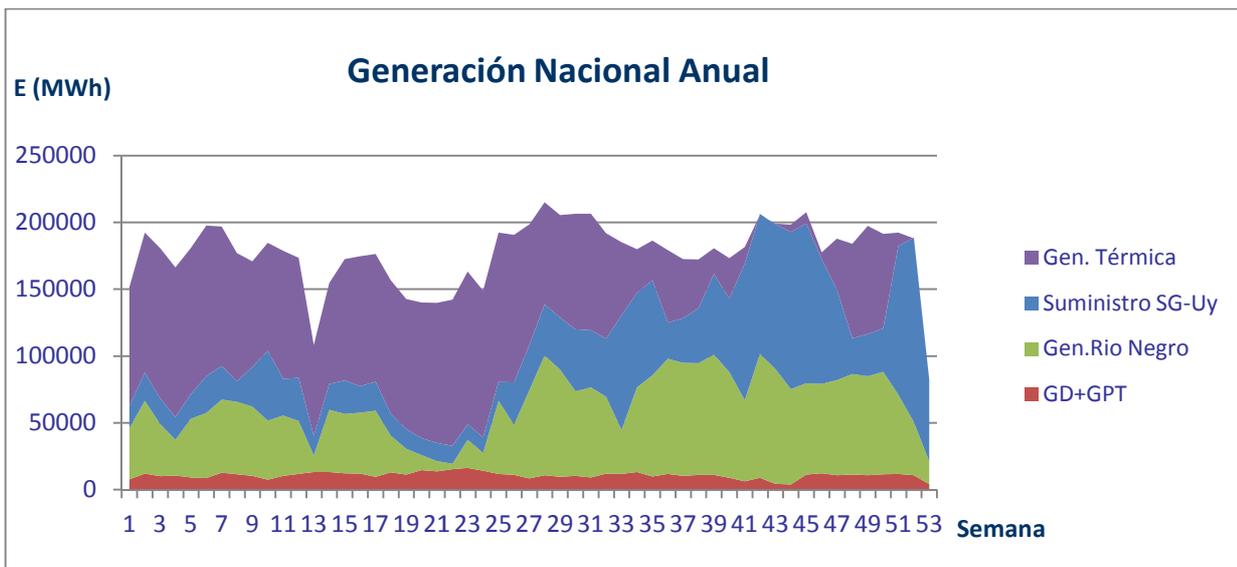
Origen	MWh
Río Negro	2.731.724
Salto Grande	2.345.387
Térmicas Turbo Vapor y Motores	1.749.045
Térmicas Turbo Gas	1.908.893
GD+GPT	564.357
Import. Argent.	278.879
Import. Brasil	463.222
TOTAL	10.041.505

Por otra parte resulta interesante, luego del análisis mostrado en esta subsección, estudiar cómo se abasteció la demanda en los últimos tres años y visualizarlo gráficamente. En el siguiente gráfico se muestra justamente dicha evolución.



6. Generación de Energía Eléctrica

Tal como lo muestran los datos volcados en secciones anteriores de este informe, se observa que en el 2012 fue necesario recurrir a la generación térmica muy por encima de lo hecho en 2010 y 2011. El gráfico adjunto muestra como se distribuyó durante el año la generación en territorio nacional.





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Semana	Suministro SG – UY (MWh)	GD + GPT (MWh)	Total hidráulicas Rio Negro (MWh)	Total térmicas (MWh)*
1	16507,447	7637,9271	38370,0873	89118,353
2	21185,027	12126,2484	54458,8175	104566,801
3	19226,306	10127,5102	38849,5594	112419,665
4	17061,124	10659,8617	26611,7405	112115,994
5	18355,229	9229,4736	43843,2335	109431,365
6	27455,16	8632,3659	48813,0324	112642,905
7	25084,49	12846,6228	54626,3457	104379,963
8	15351,58	11587,5229	54260,1057	96001,4537
9	29800,05	10399,9492	51706,2134	78984,3376
10	52320,12	7416,2507	44350,5676	80602,5062
11	27321,58	10491,6056	45099,1979	95936,8871
12	32360,03	11907,8332	39505,2684	89797,1858
13	14683,23	13143,6903	12462,2056	68121,3621
14	19334,3	13262,061	46546,2633	75454,0968
15	25219,66	12267,4493	44409,7631	90777,3009
16	19798,16	11940,6782	45665,5463	97217,7474
17	21684,55	9605,5831	49618,3503	95538,682
18	16471,64	13027,2467	27392,902	100021,828
19	14937,95	11431,2098	19177,9885	97111,6661
20	12434,19	14654,1202	11359,0246	101582,861
21	13469,52	13805,0405	7625,8914	104965,564
22	13429,79	15398,1777	4110,8373	109381,975
23	11557,31	16466,3631	20936,8689	114178,714
24	11770,07	14318,1977	13237,736	109484,541
25	14085	11778,8578	54767,5464	111649,195
26	31809,15	11059,2701	37440,1901	110324,703
27	33856,26	8528,7259	66215,3972	90022,6338
28	38079,65	10920,1987	89532,3699	76591,181
29	39021,79	9764,4754	80077,7159	76618,7799
30	46120,93	10350,3309	63429,9979	86642,3875
31	42974,43	9097,9925	67346,9498	87155,085
32	43319,39	12167,0745	57536,19	79000,6025
33	85981,54	11720,4438	32945,5203	54666,8445
34	70673,52	13168,0043	63429,5143	32644,685



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

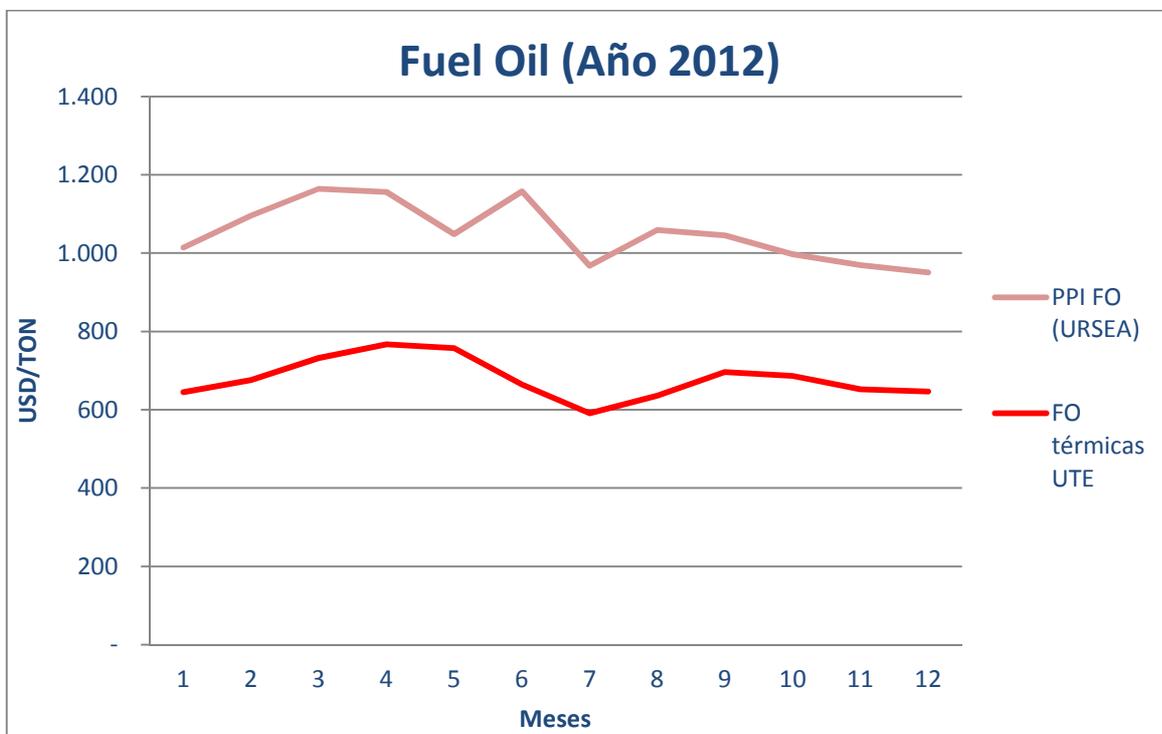
Semana	Suministro SG – UY (MWh)	GD + GPT (MWh)	Total hidráulicas Rio Negro (MWh)	Total térmicas (MWh)*
35	71351,48	9921,1733	75593,9009	29490,0659
36	27008,4775	11736,9328	86271,5887	54146,8609
37	33460,28	10472,0408	84495,2441	44257,9149
38	41185,6725	10988,4463	83675,3722	36550,469
39	60508,175	11086,3286	89973,617	19221,1538
40	55006,3325	8962,6054	79015,0721	30302,6599
41	102398,17	6388,2015	60627,456	12271,513
42	104560,38	8840,2449	92869,1385	-418,7514
43	108038,26	4492,0684	85976,4013	508,4442
44	117640,3875	3989,571	71268,5569	5392,1793
45	119679,6874	11231,9541	68472,1792	8274,635
46	93260,145	12192,4431	67024,0294	5158,5159
47	67937,5275	10818,3409	71222,3354	37794,2516
48	26728,6825	11369,8048	75185,211	70820,7365
49	31429,97	10858,8111	74123,1826	81072,0015
50	32622,82	11495,7713	76656,8031	70712,46
51	111234,26	11755,7194	59379,3008	10137,8931
52	137811,27	10966,9897	39885,0319	-627,0069
53	60784,64	4267,5098	16869,4122	-290,347
Totales	2345386,79	572773,32	2814342,77	3669925,5

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

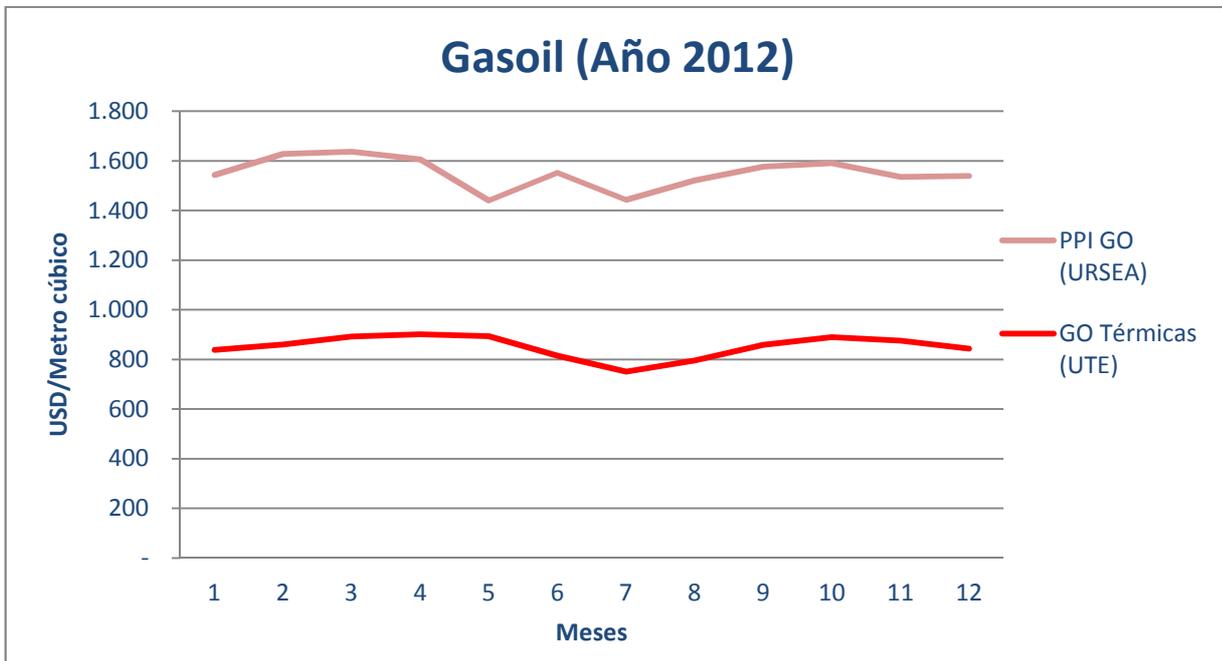
7. Costos variables para el despacho

En esta sección se ofrece una comparación entre la evolución del costo de los combustibles declarados por UTE para las hipótesis de la Programación Semanal de ADME y el Precio Paridad de Importación (PPI) de combustibles calculado por URSEA. Si bien el PPI que calcula URSEA incluye márgenes de intermediación del distribuidor, referencias de flete y seguro particulares, y en algunos casos utiliza una clase diferente de derivados de los que prevé el reglamento (en tipo y origen), sirve para observar la tendencia de lo declarado por UTE en relación al mercado de hidrocarburos.

El siguiente cuadro muestra la evolución del valor del Fuel Oil declarado por UTE (ajustado a valores mensuales) y del PPI del Fuel Oil calculado por URSEA en base precio referencia NY Residual Fuel – 1%S.



Para el caso del Gasoil, URSEA utiliza como referencia en idéntica proporción el USGC – N°2 Waterbone y el Mediterranean Gasoil (0.2%S)-FOB (Italia). En este caso, la referencia es diferente a la planteada en el Decreto 360/002, donde se define al Indicador N°2 en NY como fuente válida para el cálculo de referencia del precio del Gasoil.



8. Comercialización de la generación nacional en el MMEE.

La generación de energía en Uruguay se comercializa a través del Mercado Spot y del Mercado de Contratos a Término. La evolución de la energía comercializada en el MMEE en el año 2012 en los respectivos mercados puede observarse en el siguiente cuadro:

Energía comercializada en el Mercado de Contratos y en el Mercado Spot (MWh)		
Año 2012		
	Mercado de Contratos (Privados con UTE)	Mercado Spot
Enero	36.141	4.670
Febrero	36.712	3.706
Marzo	40.862	2.994
Abril	46.474	2.064
Mayo	45.387	4.650
Junio	39.311	3.152
Julio	35.875	3.290
Agosto	40.028	4.405
Septiembre	37.152	3.609
Octubre	25.396	998
Noviembre	40.882	2.050
Diciembre	41.903	3.042
Total	466.174	38.637
Porcentaje del total de energía neta entregada al SIN en 2012	4.64%	0.38%

Nota: no incluye la energía comercializada entre UTE generación y UTE distribución.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

El siguiente cuadro muestra la evolución anual de la potencia puesta a disposición en ambas modalidades.

Empresa	Fuente	Año de Entrada en Servicio	Potencia contratada (MW) en el MCT en 2012	Potencia ofrecida (MW) en el MS en 2012
Las Rosas - I.M.Maldonado.	Biomasa/Relleno Sanitario	2004	1,2	-
UPM S.A.	Biomasa	2008	25*	-
Zendaleather	Gas	2008	-	3,20
Agroland	Eólica	2008	0,3	-
Nuevo Manantial	Eólica	2009	4	9
Fenirol	Biomasa	2009	8,8	1,2
Weyerhaeuser	Biomasa	2010	5	-
Liderdat	Biomasa	2010		4,85
Galofer	Biomasa	2010	10	2,5
Bioener	Biomasa	2010	9	3
ALUR	Biomasa	2010	5	-
Kentilux	Eólica	2011	10	-
Ponlar	Biomasa	2012	4,5	3
Engraw	Eólica	2012	-	1,8
Total			82,8	28,55

*Promedio horario registrado en 2012.

En 2012 la única incorporación de potencia en el Mercado de Contratos a Término corresponde a Ponlar, una planta de generación eléctrica de fuente biomasa localizada en el Departamento de Rivera. La potencia máxima contratada es de 4,5 MW. En el Mercado Spot ingresó Engraw con 1,8 MW, y Ponlar y Fenirol con excedentes por encima de lo contratado hasta 3 MW y 1,2 MW respectivamente.

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



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

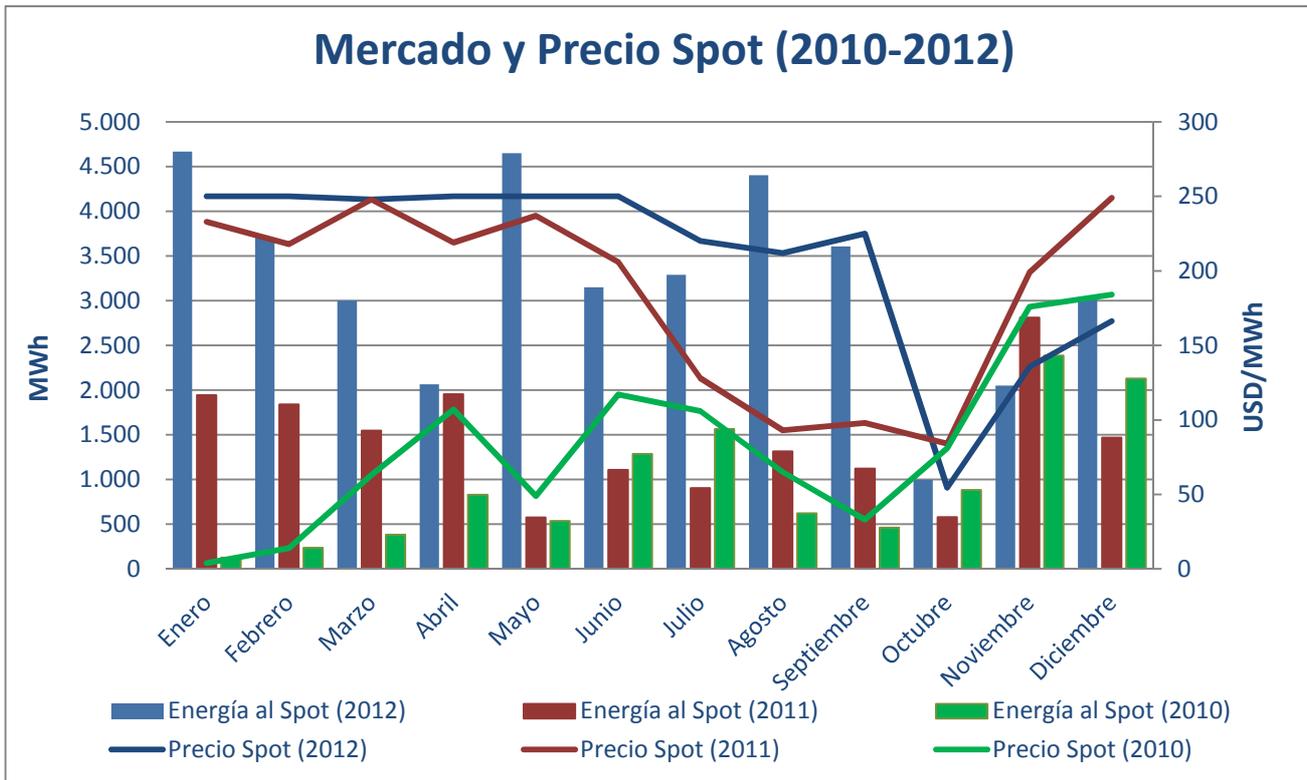
	2012	2011	2010
Enero	36.141	54.246	32.429
Febrero	36.712	49.638	17.413
Marzo	40.862	61.479	19.965
Abril	46.474	32.083	18.723
Mayo	45.387	31.007	21.579
Junio	39.311	32.001	27.422
Julio	35.875	32.030	26.182
Agosto	40.028	34.112	22.541
Septiembre	37.152	30.843	22.679
Octubre	25.396	15.574	14.757
Noviembre	40.931	23.761	19.969
Diciembre	41.903	33.130	32.412
Total	466.174	429.904	276.072

La energía entregada al Mercado Spot en relación al total de energía entregada al SIN se viene duplicando año a año desde 2010, aunque no alcanza al 0.4% del total de energía comercializada en el año.

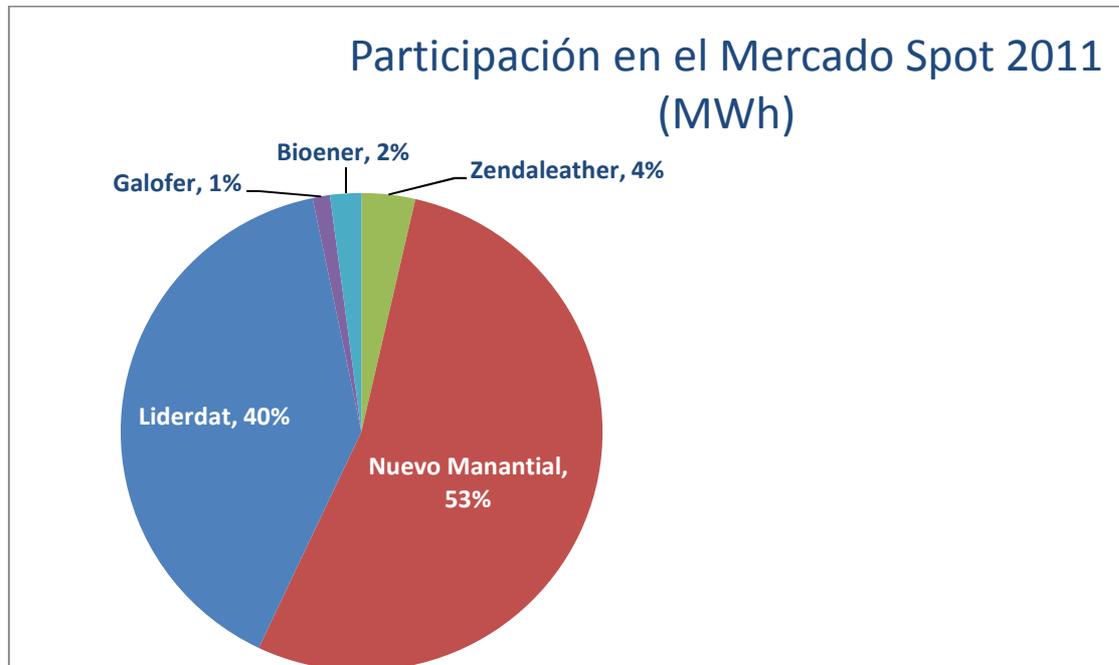
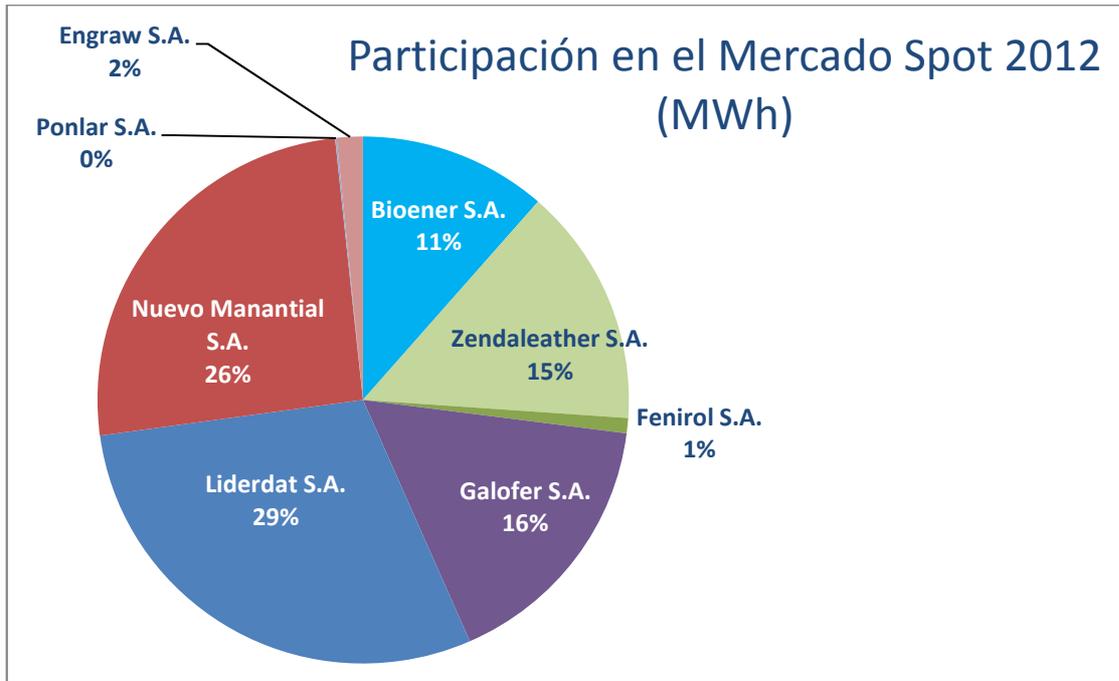
Mes	2012		2011		2010	
	Energía al Mercado Spot (MWh)	Precio Spot promedio mensual (USD/MWh)	Energía al Mercado Spot (MWh)	Precio Spot promedio mensual (USD/MWh)	Energía al Mercado Spot (MWh)	Precio Spot promedio mensual (USD/MWh)
Enero	4.670	250	1.945	233	126	4
Febrero	3.706	250	1.839	218	238	14
Marzo	3.001	248	1.547	248	382	63
Abril	2.064	250	1.955	219	828	107
Mayo	4.650	250	576	237	536	49
Junio	3.152	250	1.108	206	1.286	117
Julio	3.290	220	905	128	1.564	106
Agosto	4.405	212	1.315	93	623	65
Septiembre	3.609	225	1.122	98	463	33
Octubre	998	55	580	84	882	81
Noviembre	2.050	136	2.810	199	2.388	176
Diciembre	3.042	166	1.470	249	2130	184
Total Energía (MWh)	38.637		17.172		11.446	
% Total del energía del SIN	0,39%		0,23%		0,12%	
Precio promedio (USD/MWh)	209		184		83	

El precio Spot promedio de 2012 fue de USD 209 por MWh. Mientras que en 2010 el Precio Spot nunca alcanzó el tope de USD 250/MWh, y en 2011 el 32% de las horas del año el precio estuvo situado en el tope, en 2012 ese porcentaje llega al 51% de las horas.

El siguiente gráfico compara la evolución del Precio Spot promedio mensual y la energía entregada al Mercado Spot en los últimos tres años.

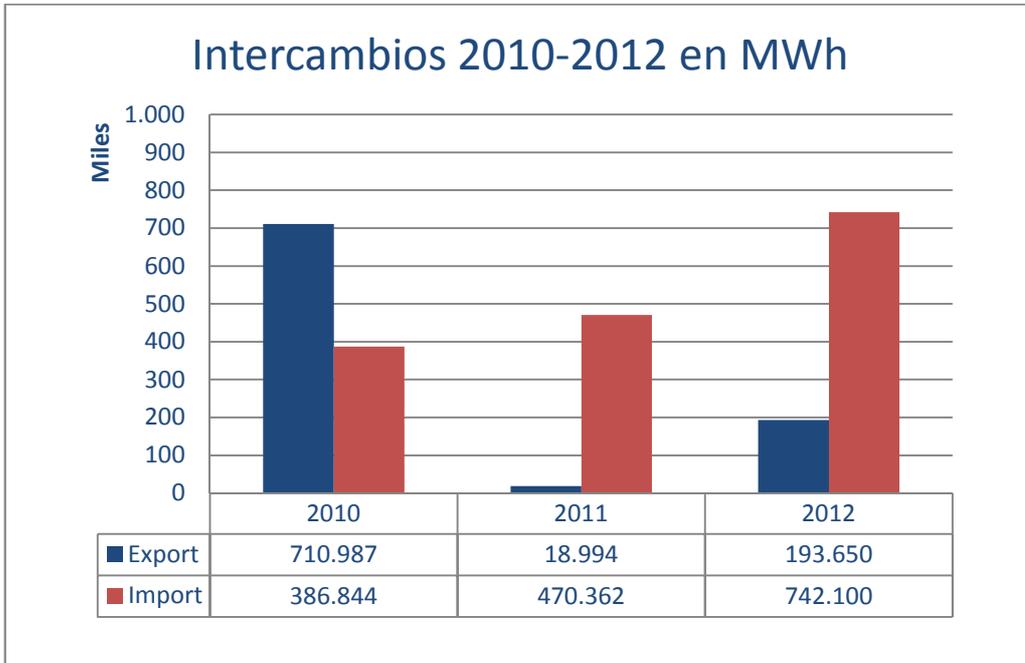


Al igual que el año 2011 Nuevo Manantial y Liderdat son los principales proveedores del Mercado Spot: sumados abastecen el 55 % del total de energía comercializada en ese mercado. Sin embargo, la participación de las empresas en el Mercado Spot en 2012 se muestra más diversificada por firma que en el año 2011.

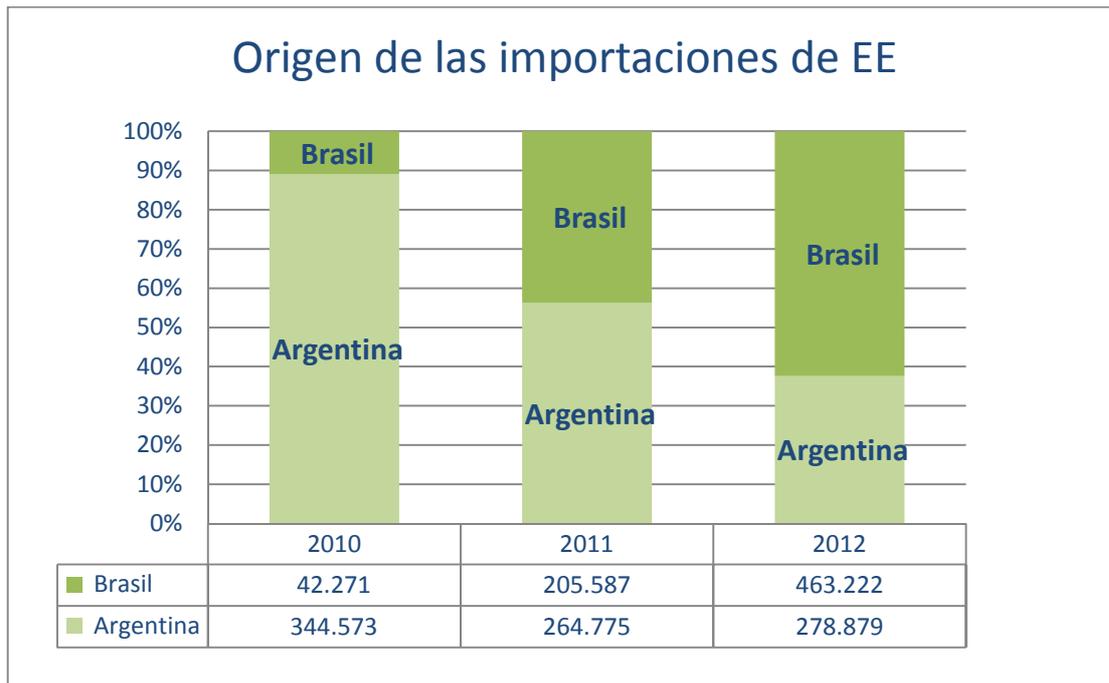


9. Intercambios Internacionales

En 2012 se importó energía eléctrica en Uruguay por 742.100 MWh, mientras que la exportación de energía alcanzó los 193.650 MWh.



El siguiente gráfico muestra como Brasil se ha venido perfilando como el principal proveedor de energía eléctrica de Uruguay, pasando de un 11% en 2010 a 62% del total de importaciones de energía eléctrica de nuestro país en 2012.

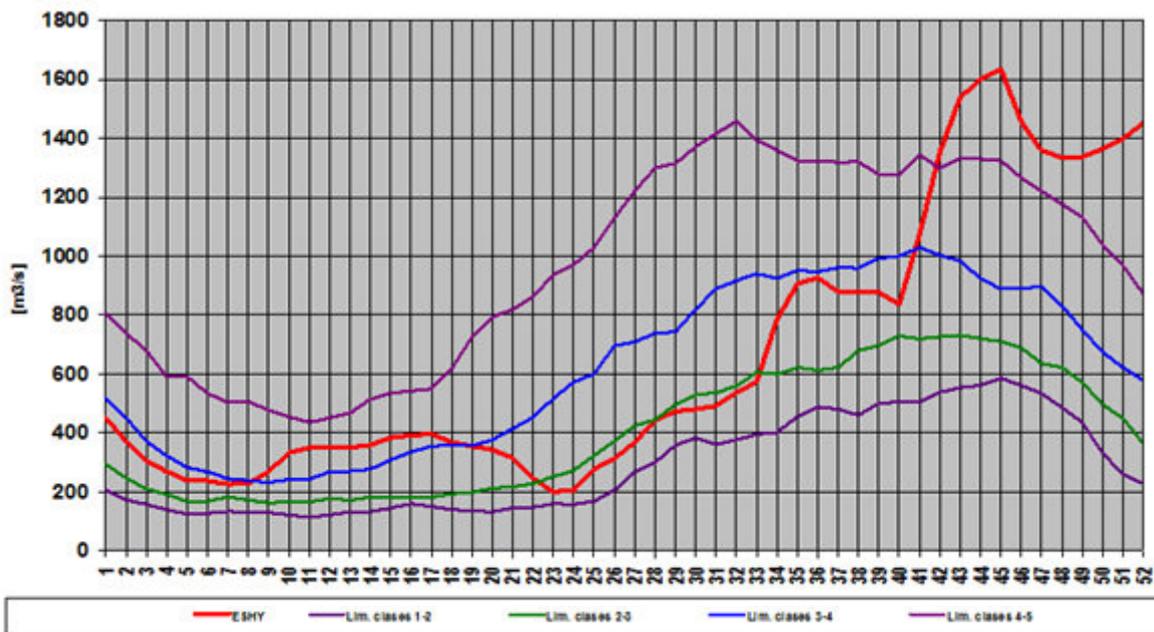


10. Generación Hidroeléctrica

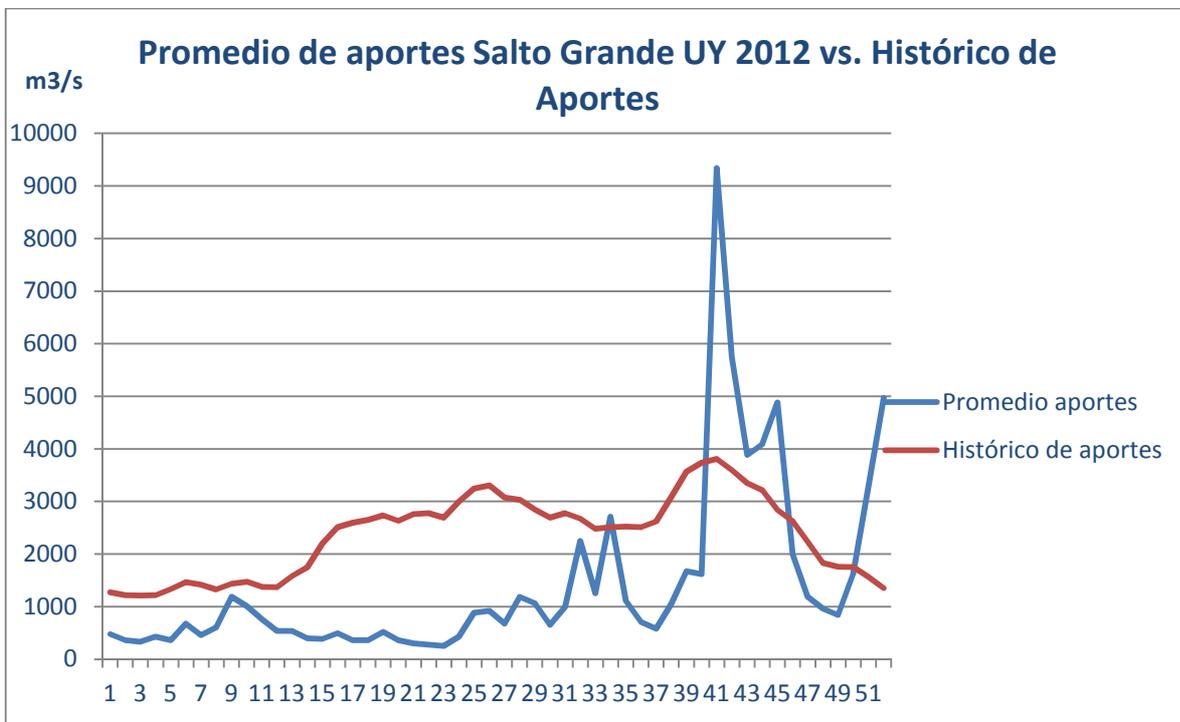
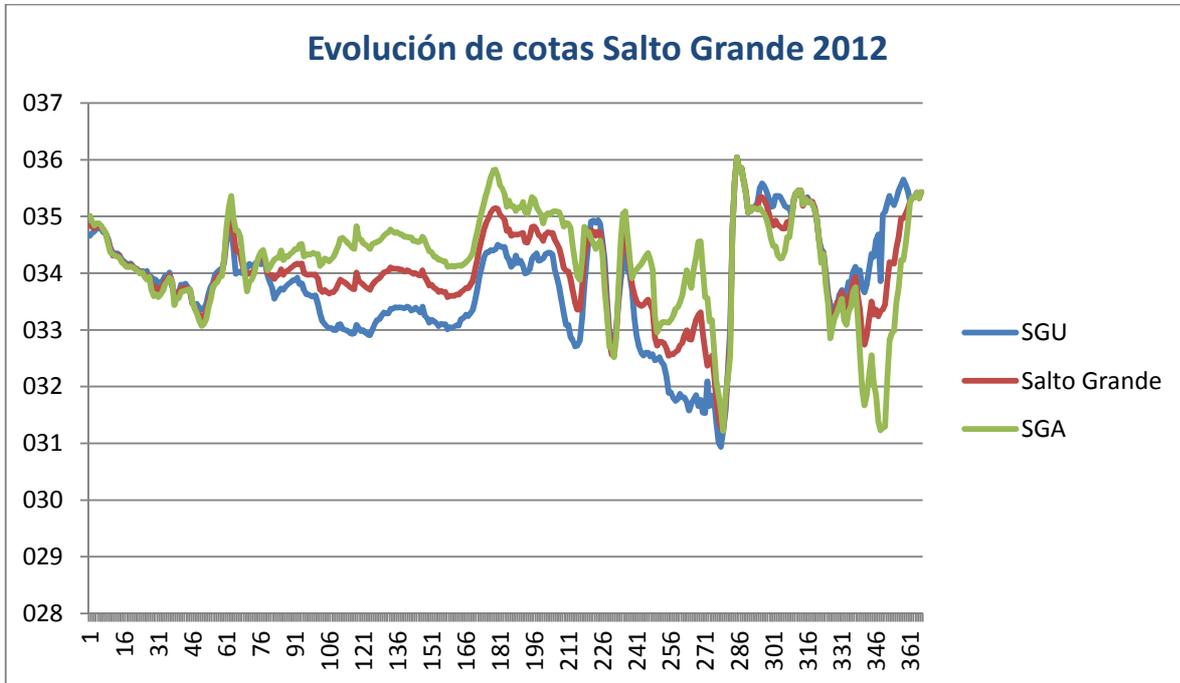
Se presenta la información correspondiente a evolución de aportes, cotas, turbinado y vertido en las diferentes centrales hidroeléctricas durante el 2012.

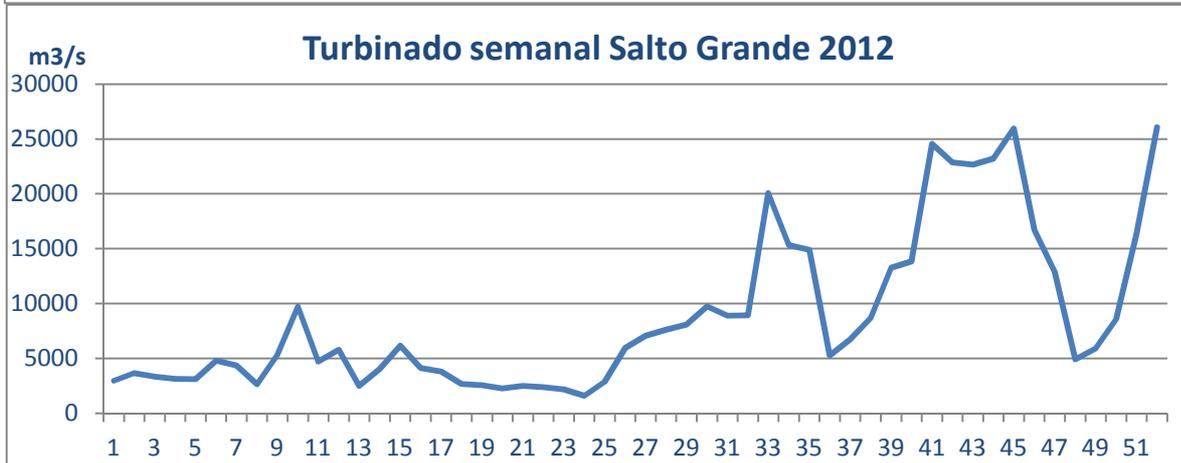
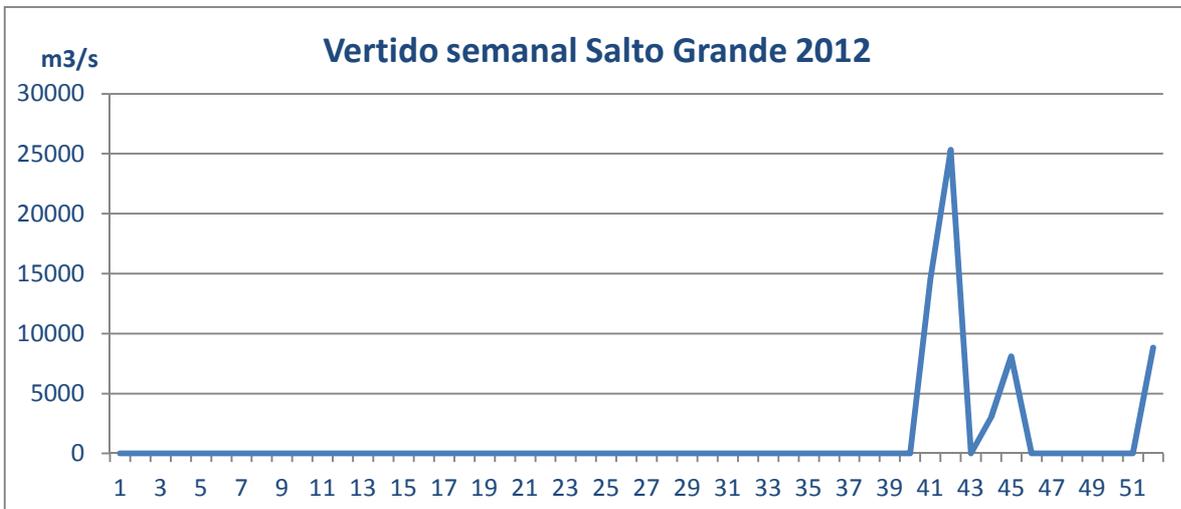
10.1. Clase Hidrológica

La clase hidrológica brinda una idea del estado de humedad de las cuencas tomando en cuenta los aportes sobre las mismas y la previsión de aportes a futuro. Define 5 niveles, donde el nivel 1 es el más seco y el nivel 5 es el más húmedo. Se observa que durante el año 2012, hubo varias semanas de clase 2 y 3, mientras que la situación se revirtió durante los últimos dos meses y medio del año terminando en clase 5. El año anterior había marcado una tendencia totalmente diferente con alternancia entre clase 4 y 5, con un bajón sobre fin de año entrando en clase 3.



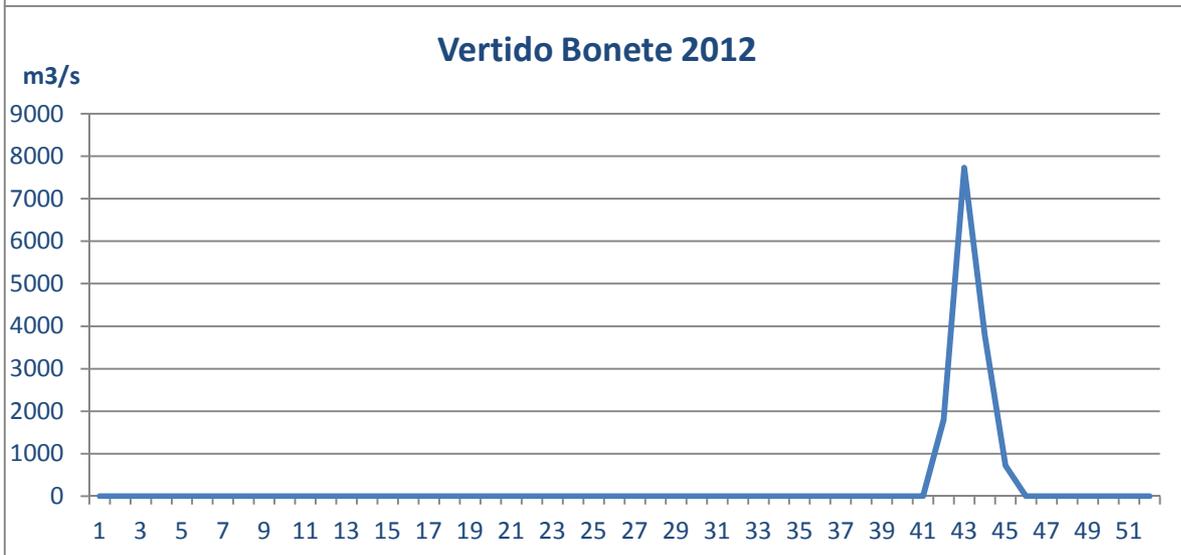
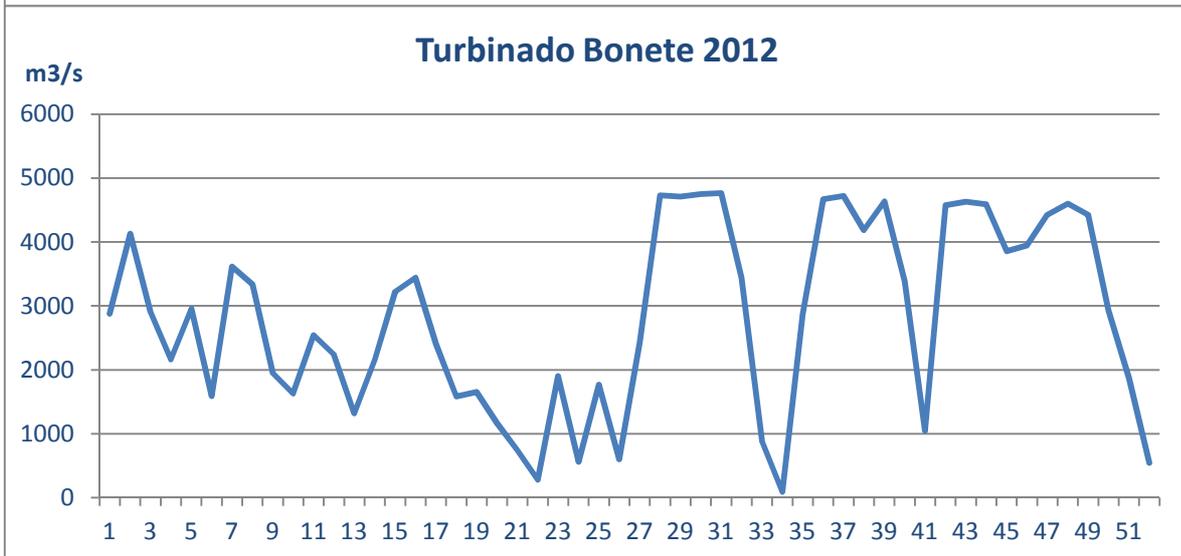
10.2. Operación Salto Grande



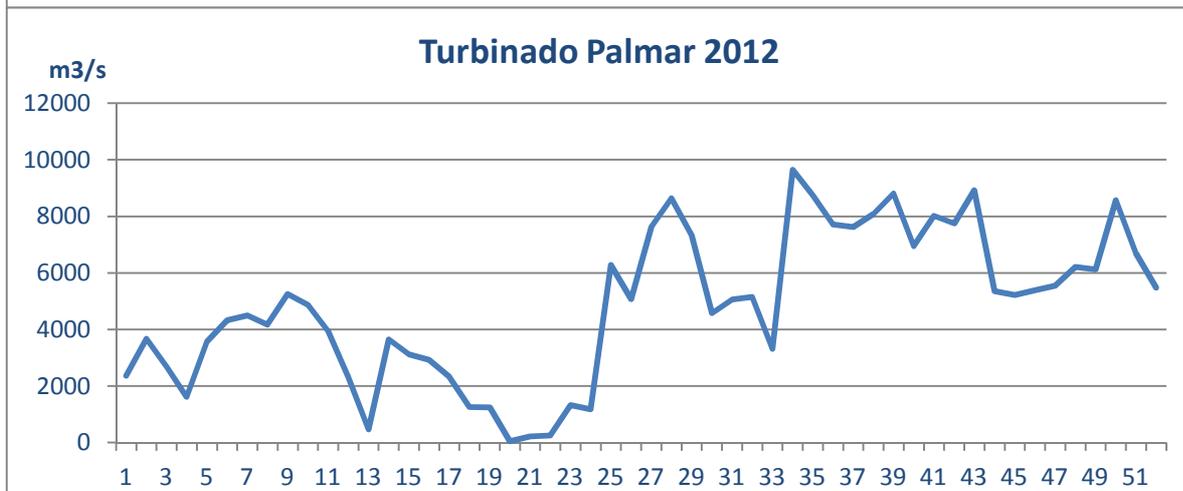


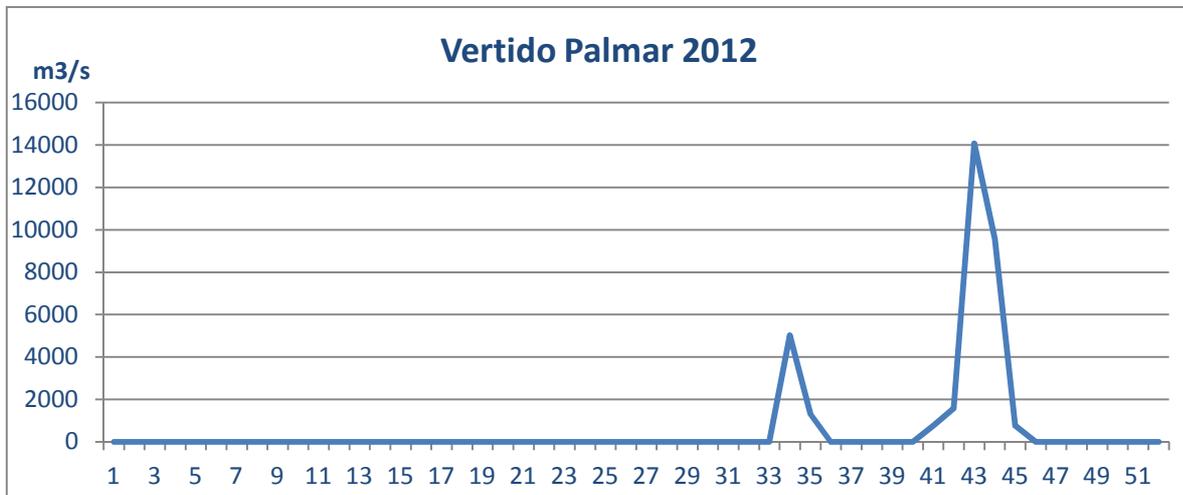
10.3. Operación Rincón del Bonete





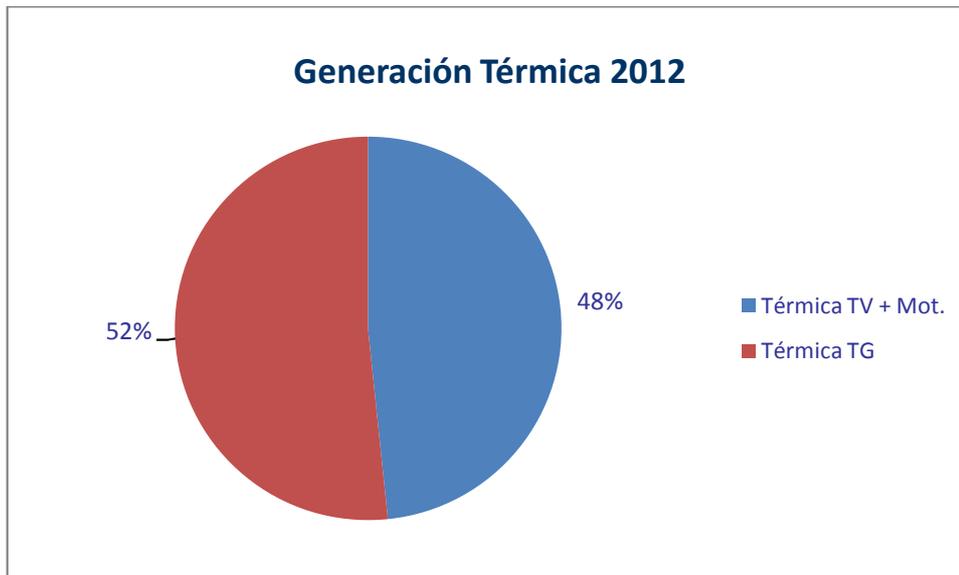
10.4. Operación Palmar





11. Generación Térmica

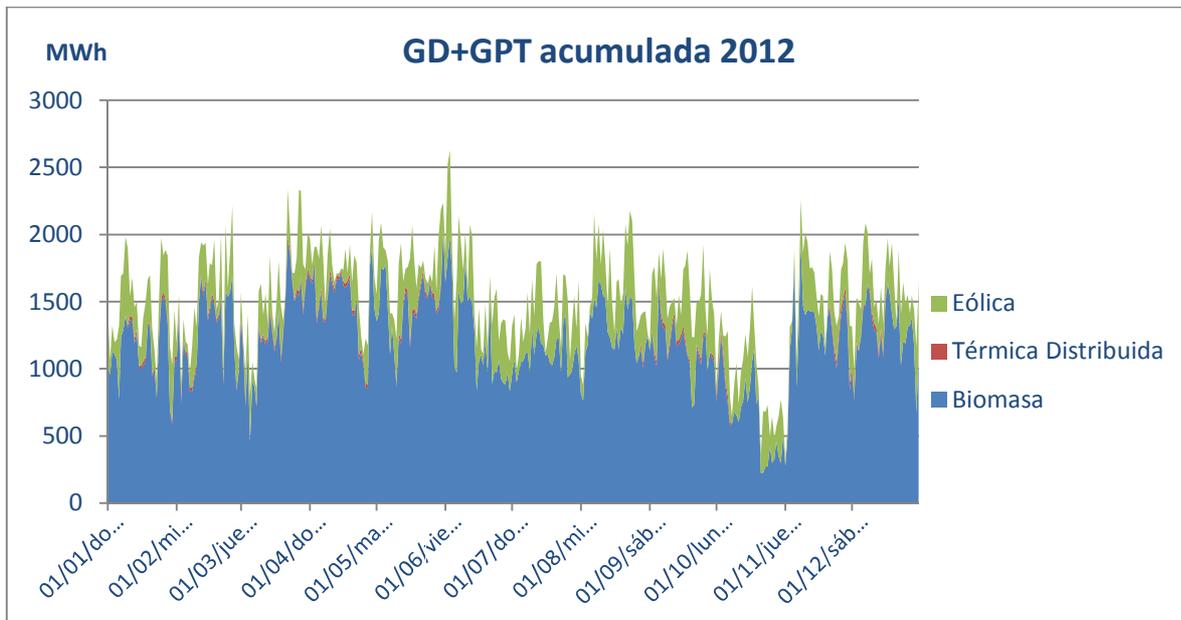
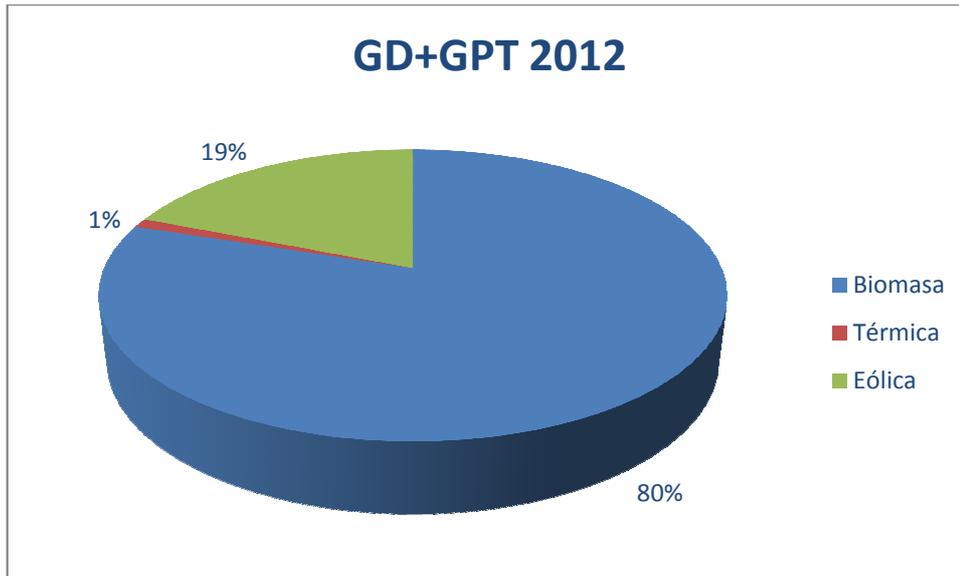
Se muestra la composición de la generación térmica durante el 2012 separando Turbo Gas y Motores y Turbo Vapor.



Origen	MWh
Térmica TV + Mot.	1.749.076
Térmica TG	1.868.195
Total Gen. Térmica	3.617.271

12. Generación conectada a la red de Distribución y generación privada conectada a la red de Trasmisión.

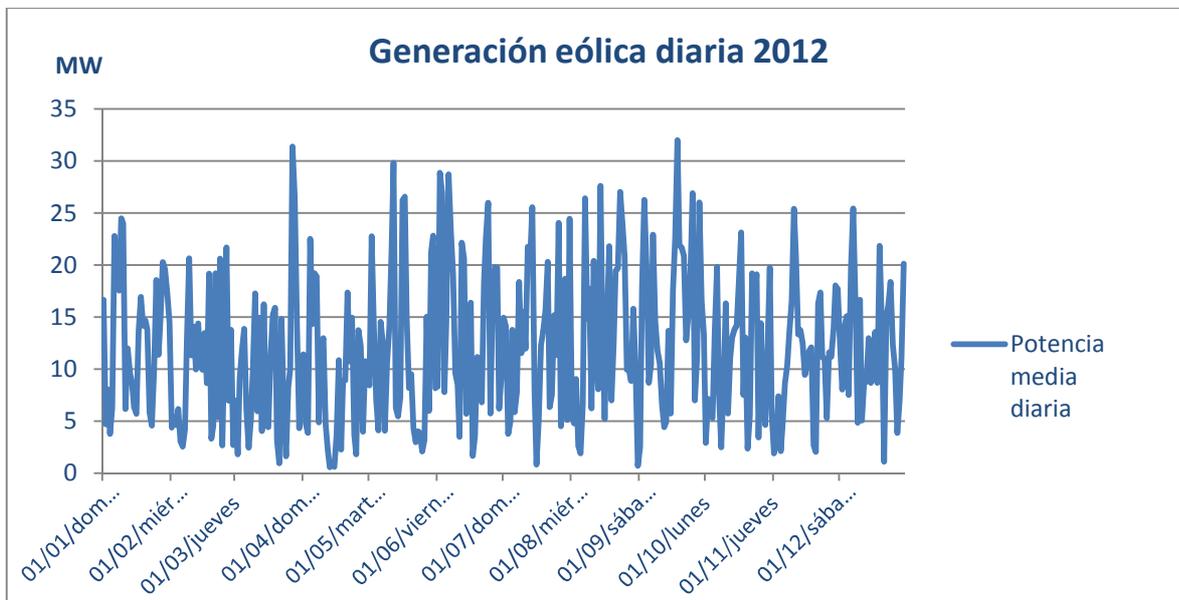
En este punto se muestra el rendimiento de la generación conectada a la red de distribución y la generación privada conectada a la red de Trasmisión.



12.1. Generación eólica

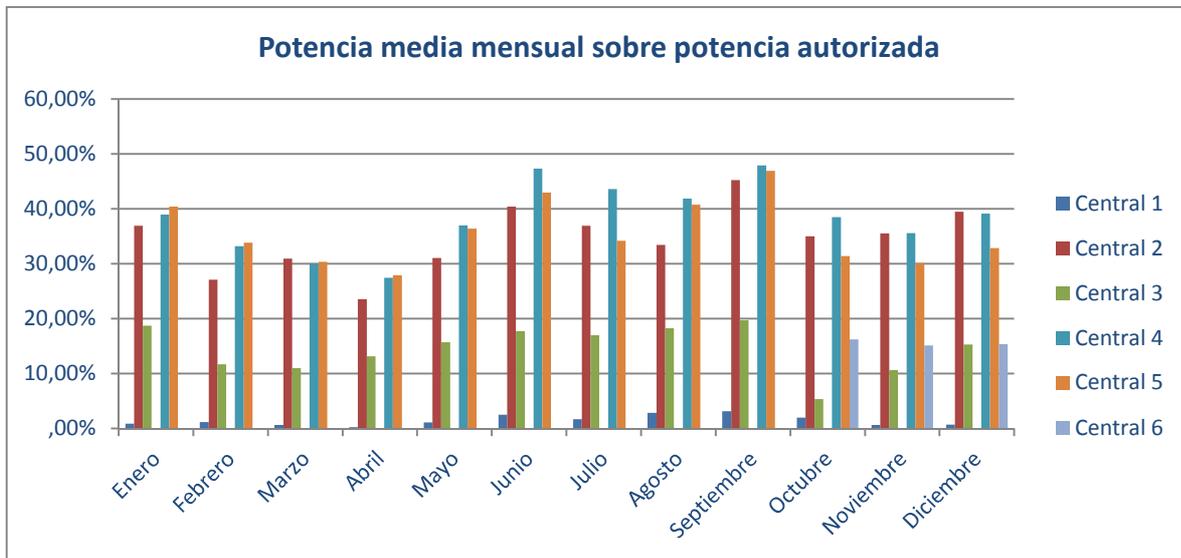
Generador	MW Instalados	MW Autorizados
Agroland S.A	0.45 MW	0.3 MW
Caracoles 1 - UTE	10 MW	10 MW
Caracoles 2 - UTE	10 MW	10 MW
Nuevo Manantial S.A.	13 MW	13 MW
Kentilux S.A.*	10 MW	10 MW
Engraw	1.8 MW	1.8 MW

*Al momento de la confección de este informe Kentilux ha aumentado su potencia instalada y autorizada a 17,2 MW, pero no corresponde con el año 2012.



A continuación se puede ver el rendimiento de las diferentes centrales eólicas en el 2012.³ Del gráfico se observa el muy buen rendimiento que han tenido alguno de los parques instalados.

³ No se indican los nombres de las centrales asociadas a su desempeño.



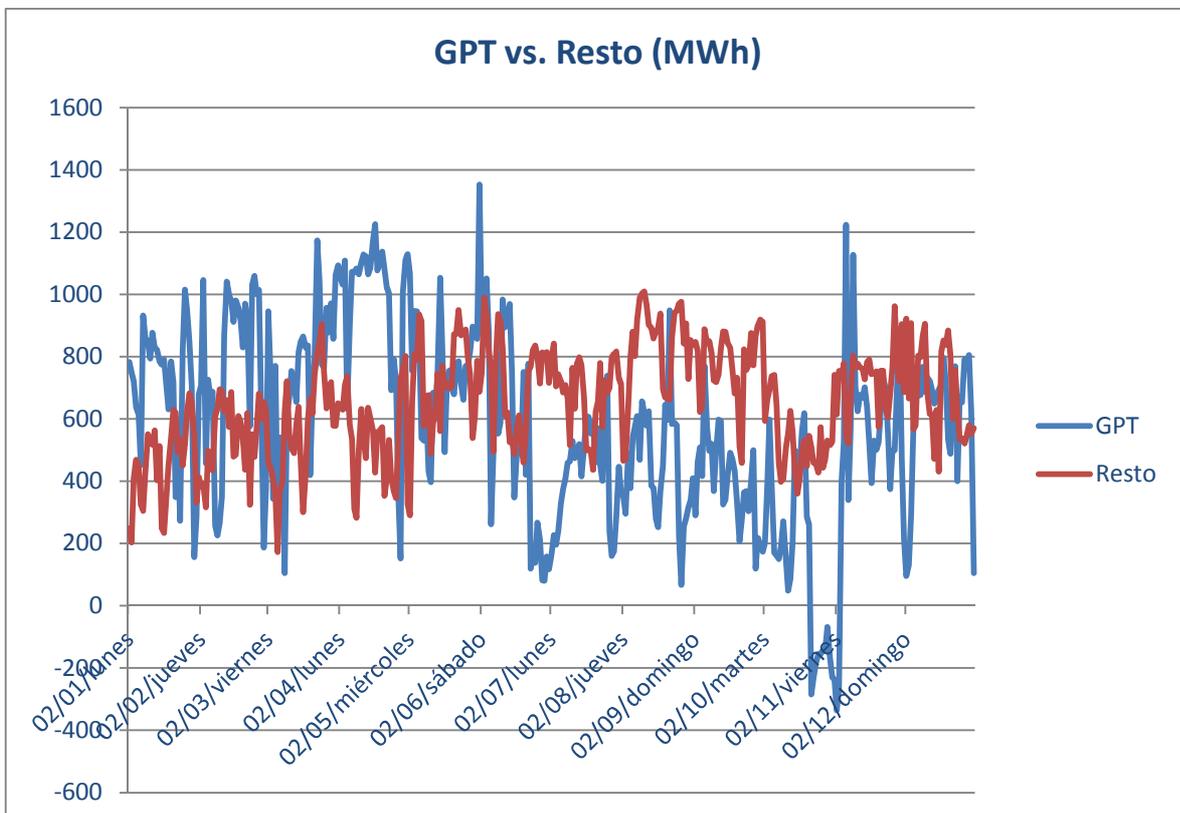
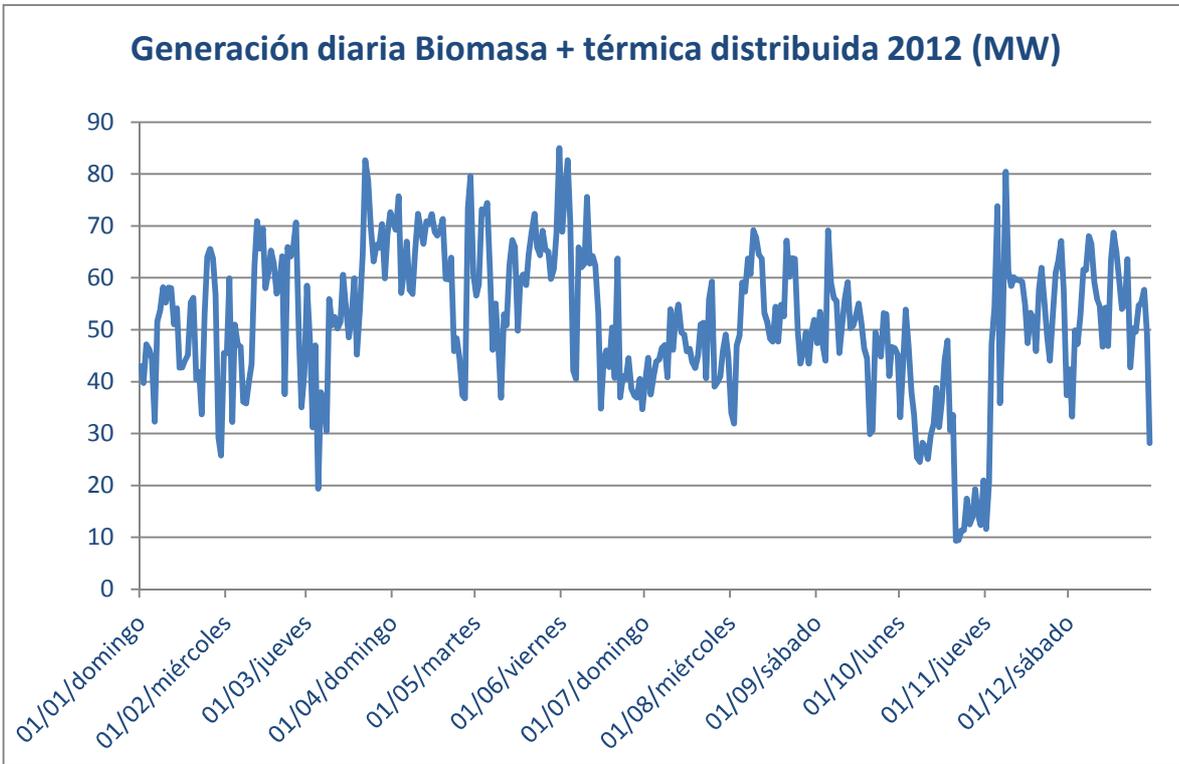
12.2. Generación con Biomasa y generación térmica distribuida.

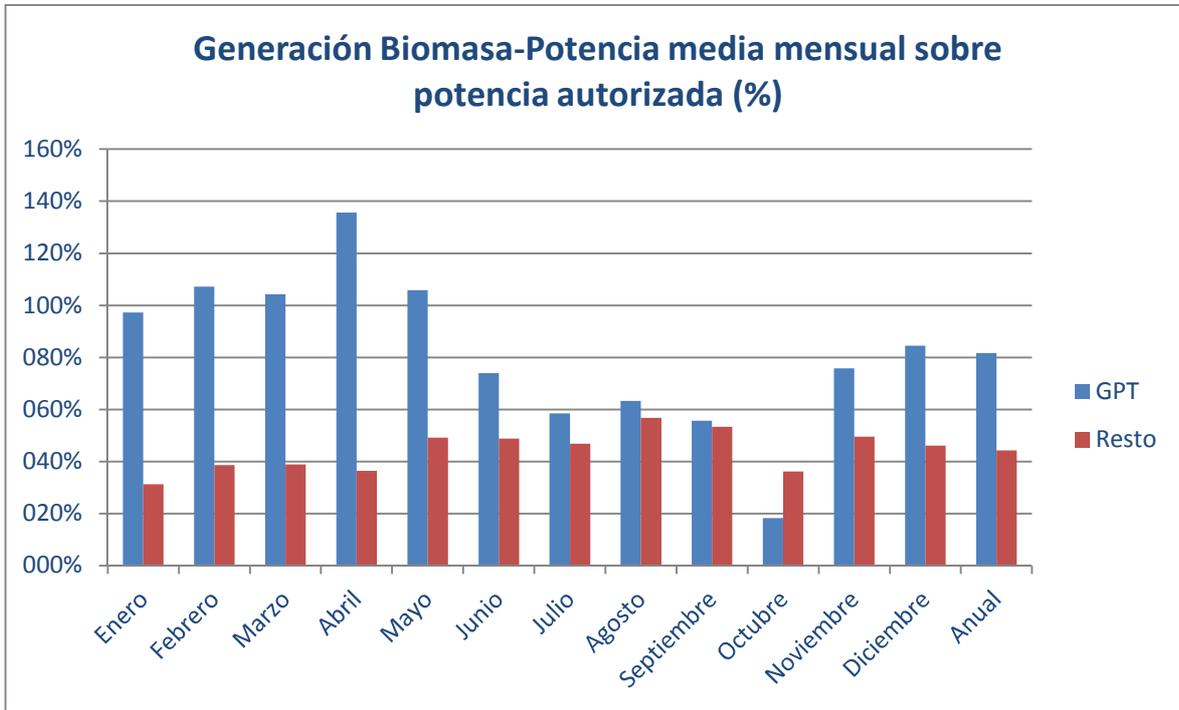
Generador	MW Instalados	MW Autorizados	Actividad MMEE
UPM S.A	161 MW	161 MW	25-30 MW
Bioener S.A	12 MW	12 MW	11,5 MW
Fenirol S.A.-ERT	10 MW	10 MW	8.8 MW
Galofer S.A.	14 MW	12.5 MW	12.5 MW
Las Rosas -I.M.Mald.	1.2 MW	1.2 MW	1.2 MW
Liderdat S.A.	5 MW	4.85 MW	4.85 MW
Weyerhaeuser Productos S.A.	12 MW	12 MW	5 MW
Zendaleather S.A.*	3.2 MW	3.2 MW	3.2 MW
Alur S.A.	10 MW	10 MW	5 MW
Ponlar S.A.	7.5 MW	7.5 MW	7.5 MW

*Generación térmica distribuida



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO





En este gráfico se muestra la relación entre la potencia media mensual y la potencia autorizada, para el caso de GPT se observan valores superiores al 100% puesto que se asignó una potencia autorizada media teniendo en cuenta los excedentes de energía para volcar al red, de forma tal de realizar al cálculo. El objetivo de este gráfico es básicamente mostrar un indicador del desempeño de la biomasa.



13. Descripción de la operación mes a mes

Enero

En el mes de enero del 2012 la temperatura máxima registrada fue 37 °C. Se contó con muy bajos aportes para todas las represas hidráulicas. Se utilizó energía almacenada en el embalse de Terra, bajando su cota de 79.2 m a 77.8 m, 1.4 metros totales en el mes. Algo similar pasó con la represa de Salto Grande que su cota descendió casi un metro.

Durante el mes se despachó todo el térmico disponible hasta CTR, Salto Grande al mínimo y se generó con Terra para mantener las reservas de corto plazo lo más alto posible. Existió importación de energía proveniente de Brasil en el horario que estuvo disponible y además se importó energía desde Argentina de origen gas oil cuando era posible. Sala B quedó indisponible sobre finales del mes y se contó con 5ta Unidad de Central Batlle a partir de mediados de mes.

En la mayoría de las horas del mes el precio Spot fue de 250 USD/MWh.

La demanda en el mes fue de 861.744 MWh, un 3,27% mayor a la del mismo mes en el año 2011 y un 9,66% comparado al 2010. La mayor potencia demandada en el mes se registró el Martes 10 y fue de 1585 MW a las 14:56.

Febrero

En el mes de Febrero se produjeron precipitaciones en las cuencas de los ríos Negro y Uruguay, aunque no de gran magnitud. La cota en Salto Grande aumento unos 40 cm a diferencia que la de Terra que bajo unos 60 cm quedando en 77,2 m.

La demanda fue abastecida por todo el parque térmico disponible hasta CTR. La 5ta y 6ta Unidades de Central Batlle estuvieron indisponibles hacia fines del mes. En cambio, Sala B quedó disponible a mediados del mes. Se importó energía proveniente desde Brasil en todas las horas que estuvo disponible y desde Argentina solamente a principio de mes.

El precio Spot estuvo dado por el tope en casi todo el mes, salvo el día 12 que el precio en algunas horas fue el costo variable de la central de Punta del Tigre (237,4 USD/MWh).

La energía total mensual fue de 818.574 MWh un 5,75% mayor a la energía del Febrero 2011. En el día 16 se superó el pico de verano, el nuevo valor es de 1642 MW siendo un 11% mayor al del año pasado. También se superó la máxima energía neta del verano con 32.721 MWh, un 8% superior a la del 2011.

Marzo

Durante el mes en el embalse de Terra se registró un aumento en la cota para luego ser disminuida.

La demanda fue abastecida por un 36% de origen hidráulico, 45% térmico, 6% generación distribuida y un 13 % de las importaciones provenientes de Brasil.

A principio de mes quedaron disponibles la 5ta y 6ta Unidades de Central Batlle, sin embargo algunos días estuvieron limitadas por bajo nivel de agua en la bahía lo que provoco que se ensuciaran los condensadores. Sala B sufrió una pinchadura y el quedó indisponible.

Hasta mediados de mes se despachó energía proveniente de Brasil a través de Rivera las 24 horas, después se dejó de importar por un lapso de cinco días y el viernes 23 se retomó la energía proveniente por Rivera y se comenzó con la importación desde Garabí.

No se contó con suministro de energía proveniente de Argentina.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

El precio Spot estuvo dado por el tope y sobre fines de mes varió entre los valores de 5ta Unidad Central Batlle, Punta del Tigre y el precio de la importación proveniente de Brasil por Garabí.

La demanda total mensual (823.662 MWh) registró un crecimiento mensual del 4,36% con un acumulado anual de 4,41 %, por lo que ha bajado respecto a los crecimientos de febrero (5,75 % de crecimiento mensual).

Abril

Se despachó Terra y Baygorria a pleno, Palmar y Salto Grande cerraron la demanda. Todo el parque térmico disponible estuvo despachado a pleno. Hubo importación de energía proveniente de Brasil y Argentina cuando estuvieron disponibles. El abastecimiento de la demanda estuvo dado en un 38%, térmico un 51%, 7% por la generación distribuidas y un 4% debido a las importaciones, un 3% desde Brasil y 1% desde Argentina.

En el primer día del mes el precio Spot estuvo dado por el valor de la central de Punta del Tigre, desde la hora 8 del segundo mes el precio fue el valor del tope.

El Domingo 8 (Domingo de pascuas) se registró la mínima demanda diaria del mes, siendo esta 21.486 MWh.

El Jueves 26 se registró la demanda máxima del mes unos 28.177 MWh.

La demanda mensual creció un 4,36% respecto a la de Abril 2011. La tasa de crecimiento acumulada a lo largo del año fue de 2,26%.

Mayo

El embalse de Terra permaneció casi constante. Se trató de realizar un uso mínimo de las reservas hidráulicas tanto del río Negro como del río Uruguay mediante el despacho térmico y de importación. Sólo un 15 % de la demanda fue suministrada por recurso hidráulico.

Se importó energía proveniente de Brasil en todo horario que estuvo disponible. Argentina ha suministrado un monto importante durante todo el mes sin contar los días 10 y 11 que por problemas de combustible ha limitado la exportación.

El precio spot estuvo dado por el tope (250 USD/MWh) en la totalidad del mes salvo en 3 horas que el precio descendió al valor de Punta del Tigre (246,1 USD/MWh).

Debido a la situación energética UTE lanzó el plan “tu ahorro vale doble” y el gobierno emitió un decreto de ahorro energético a en sectores públicos. La demanda registró una bajada de 1,56% respecto de mayo del año pasado.

Junio

A principio de mes no se registraron precipitaciones pero si las hubo más cerca de fin de mes. Se notó un aumento en las cotas de los embalses de Salto Grande y Terra terminando en 34,46 m y 77,35 m respectivamente.

Se despachó todo el térmico disponible en el mes. Se importó energía proveniente de Brasil en todo el periodo del mes. A mediados de mes se registraron fuertes lluvias en la cuenca del Río Uruguay que aumentaron sensiblemente los aportes y la cota vista de Salto Grande, subió 1 m. La energía suministrada por Argentina se suspendió para permitir el control de cota, luego se retomó pero se suspendió nuevamente debido a incertidumbres en la disponibilidad de combustible como consecuencia de un conflicto gremial en Argentina.

El precio spot durante todo el mes fue de 250 USD/MWh que corresponde al tope.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

La demanda registró un descenso de 0,53% respecto de junio del año pasado. En el 2011 la demanda había crecido un 7,45% respecto de junio de 2010.

Julio

En la primera semana se registraron precipitaciones sobre la cuenca media del río Uruguay de importancia relativa entre los 30 y 50 mm. En el caso del río Negro las precipitaciones fueron muy importantes y produjeron un cambio importante en las reservas hidráulicas. También hacia fines del mes se contó con precipitaciones en las cuencas media y alta de Salto Grande que produjeron un aumento muy importante de aportes con picos de 5500 m³/s.

Se despachó todo el térmico disponible hasta CTR que terminó saliendo de servicio por el despacho económico.

Se continuó con la importación desde Brasil por la convertora de Rivera, salvo en las horas que se sacó de servicio para trabajos en la red.

En la segunda semana de Julio se comenzaron a realizar las pruebas de APR A.

El jueves 26 se produjo un pico de potencia de 1742 MW a las 20:31 hs que terminó siendo el valor más alto registrado en el año.

El precio Spot vaciló entre el valor del tope y el valor del agua siendo 196,4 USD/MWh el mínimo registrado en el mes.

En este mes la demanda registró un incremento de 4,45% debido a las bajas temperaturas. El incremento fue similar al ocurrido en el mismo mes del año 2011 respecto al 2010.

Agosto

A mediados del mes se produjeron precipitaciones muy importantes en toda la cuenca del río Negro y en la inmediata de Salto Grande. El acumulado de estas precipitaciones para las centrales de Palmar y Baygorria supera el máximo registrado desde el 1996 para el mes de Agosto. Las citadas precipitaciones han tenido como consecuencia que las centrales de Baygorria y Palmar entraran en vertimiento.

La cota en Salto Grande terminó siendo muy similar con la cual se empezó en el mes. El embalse de Terra registró un importante crecimiento de 1,75 m, terminando en los 79.10 m.

El despacho hidráulico se organizó de forma de poder controlar las crecidas derivadas de las precipitaciones. El 62% de la demanda fue abastecido por origen hidráulico. A mediados del mes se produjeron precipitaciones muy importantes en toda la cuenca del río Negro y en la inmediata de Salto Grande. El acumulado de estas precipitaciones para las centrales de Palmar y Baygorria supera el máximo registrado desde el 1996 para el mes de Agosto. Las citadas precipitaciones han tenido como consecuencia que las centrales de Baygorria y Palmar entraran en vertimiento.

La cota en Salto Grande terminó siendo muy similar con la cual se empezó en el mes. El embalse de Terra registró un importante crecimiento de 1,75 m, terminando en los 79.10 m.

El despacho hidráulico se organizó de forma de poder controlar las crecidas derivadas de las precipitaciones. El 62% de la demanda fue abastecido por origen hidráulico, 29% Río Negro y 33% Salto Grande.

El despacho de la demanda se realizó con el hidráulico mencionado y con motores, 5ta, 6ta de Central Batlle, PTA y APR. También se importó energía proveniente de Brasil por medio de la convertora de Rivera a un costo de 167 USD/MWh. Debido a las precipitaciones a mediados de mes se sacó de servicio la central de PTA a partir del 21 de agosto. Desde el 14 al 25 salió de servicio la 5ta unidad de



central Batlle por mantenimiento. El precio Spot fluctuó entre los valores de APR, Punta del Tigre, 6ta Unidad de Central Batlle y el valor del agua.

La demanda registró un descenso de 3,56% respecto de agosto del año pasado. En 2011 la demanda había crecido 7,15% respecto de agosto de 2010.

El despacho de la demanda se realizó con el hidráulico mencionado y con motores, 5ta, 6ta de Central Batlle, PTA y APR. También se importó energía proveniente de Brasil por medio de la convertidora de Rivera a un costo de 167 USD/MWh. Debido a las precipitaciones a mediados de mes se sacó de servicio la central de PTA a partir del 21 de agosto.

Desde el 14 al 25 salió de servicio la 5ta unidad de central Batlle por mantenimiento.

El precio Spot fluctuó entre los valores de APR, Punta del Tigre, 6ta Unidad de Central Batlle y el valor del agua.

La demanda registró un descenso de 3,56% respecto de agosto del año pasado. En 2011 la demanda había crecido 7,15% respecto de agosto de 2010.

Setiembre

Para principios de setiembre no se registraron tan buenos aportes como si los hubo en el mes de Agosto, sobre fines de mes estos aportes incrementaron en la cuenca de Salto Grande. La cota vista en Salto bajo 1 m a lo largo del mes y la cota en Terra sufrió un descenso de 1,5 m terminando en 78,6m.

El abastecimiento de la demanda realizado en el mes fue un 68% hidráulico. Terra se despachó a pleno durante todo el mes, mientras que Palmar se despachó hasta pleno cuando las restricciones de tensión en el SIN se permitieron.

Se despachó motores, 5ta y 6ta en todo el período que estuvieron disponibles. La central de Punta del Tigre generó en gran parte del mes. Se continuó con la importación de energía proveniente de Brasil.

La 5ta Unidad salió de servicio para limpieza de placas a finales de mes también lo hizo la 6ta Unidad por problemas en alternador y por pinchadura en la caldera.

El día 19/9 una fuerte tormenta azotó Uruguay provocando daños en el sistema eléctrico y por consiguiente se notó una baja en la demanda de energía.

El precio Spot rondó entre el valor de 6ta, Punta del Tigre y el valor del agua.

Se apreció un leve crecimiento de 0,84% en la energía demandada en el mes con respecto a las del mismo mes del año anterior. El crecimiento acumulado anual de la demanda hasta este mes fue de 1,69%.

Octubre

Se produjeron importantes precipitaciones durante el mes en todas las cuencas a excepción de la cuenca alta del río Uruguay. Las citadas precipitaciones produjeron vertimientos en Baygorria, Salto Grande y Palmar. En la cuenca de Salto Grande se tuvieron picos de 24.000 m³/s y en Terra de 3700 m³/s. Debido a esto se notó una gran alza en las cotas de las cuencas de Salto Grande y Terra aumentando sus cotas 3,4 m y 2,4 respectivamente.

El térmico que se venía despachando se mantuvo en servicio hasta el 7/10, momento en que se reprogramó la semana. También cesó la importación de energía proveniente de Brasil. El lunes 8 se realizó la limpieza del gasoducto teniendo que generar forzado con la central PTA. Después de las fuertes lluvias se despachó todo el hidráulico a pleno.

Desde el 10 se exportaron grandes cantidades de energía hacia Argentina por excedentes de vertimiento de Río Negro y Salto Grande.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

El precio spot sufrió un importante y abrupto descenso a partir de los altos aportes en los embalses, pasando de estar entre los 215 USD/MWh a ser de valor nulo para todas las horas a partir del 12/10. A diferencia de los meses anteriores, la demanda registró un notorio incremento respecto de Octubre del año pasado, de 3,98. En el año 2011 la demanda había crecido 0,79% respecto a Octubre 2010.

Noviembre

A principio de Noviembre se registraron buenos aportes en el embalse de Salto Grande que fueron disminuyendo hacia fines del mes.

Se utilizó energía almacenada en Terra, bajando su cota unos 138 centímetros quedando en 79,65 m y el embalse de salto también disminuyó unos 145 centímetros registrando una cota final de 33,83 metros.

A principios de mes se abasteció la demanda únicamente con generación hidráulica. CTR estuvo generando por pruebas. A fines de mes tuvieron que en servicio todas las unidades térmicas hasta Punta del Tigre.

Se continuó con la exportación por riesgo de vertimiento e incluso se exportó energía de origen térmico por situación de emergencia en Argentina. Dicha exportación cesó el día 9.

No se importó energía a lo largo del mes.

El precio Spot empezó siendo cero en virtud al vertimiento en las, después tomó el valor de Motores de Central Batlle, terminando en el valor de Punta del Tigre.

La demanda registró un crecimiento respecto de Noviembre del año pasado, del 3,67%. En el año 2011 la demanda había aumentado un 4,74% respecto a Noviembre de 2010.

Diciembre

Se registraron importantes aportes en la segunda mitad del mes en la cuenca de Salto Grande.

Debido a esto, a partir del jueves 20 se declaró riesgo de vertimiento en Salto Grande. Se terminó el mes con una cota en el embalse de Salto de 35,43 m y en Terra de 79,61 m.

A principio de mes se comenzó despachando Motores, 5° y 6° unidad de CB, Punta del Tigre y APR. Dicho despacho se realizó hasta que se produjeron precipitaciones en todas las cuencas del río Negro y Uruguay. Después de las precipitaciones fueron saliendo de servicio las unidades térmicas, APR salió el miércoles 12, PTA el viernes 14 y a partir del lunes 17 no se contó con despacho térmico.

No se realizaron intercambios de energía con ninguna de los países vecinos.

El precio Spot arrancó situado en el valor del tope luego se redujo a cero por el vertimiento en la central de Salto y terminó el mes en el entorno de los 145 USD/MWh marcado por el valor del agua.

La energía total mensual fue de 851.004 MWh un 4,62% mayor a la registrada en diciembre del 2011.