



# Informe anual 2011





## **Resumen**

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

Se realiza un estudio detallado de la demanda de energía eléctrica, comparando su evolución frente a valores de temperatura, de PBI y analizando a nivel mensual, trimestral y estacional. Asimismo se muestra la tendencia anual presentada los últimos 25 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 el sentido que se le da en el Título III de la Sección X del Reglamento del MMEE. 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.

A su vez se presenta el detalle de los intercambios internacionales, detallando el tipo de intercambio y el 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.**



### Índice

Resumen.....	2
1. Potencia Instalada en el S.I.N. ....	4
2. Demanda de energía eléctrica .....	5
3. Picos de Potencia .....	11
4. Abastecimiento de la demanda .....	12
4.1. Abastecimiento de la demanda anual por fuente.....	12
4.2. Abastecimiento de la demanda detallado .....	14
5. Generación de Energía Eléctrica .....	15
6. Costos variables para el despacho. ....	18
7. Comercialización de la generación nacional en el MMEE.....	20
7.1. Mercado de Contratos a Término en 2011. ....	20
7.2. Mercado Spot en 2011. ....	21
8. Intercambios Internacionales.....	24
9. Generación Hidroeléctrica .....	25
9.1. Clase Hidrológica .....	25
9.2. Operación Salto Grande .....	26
9.3. Operación Rincón del Bonete.....	27
9.4. Operación Palmar.....	29
10. Generación Térmica .....	30
11. Generación conectada a la red de Distribución y generación privada conectada a la red de Trasmisión. ....	31
11.1. Generación eólica.....	32
11.2. Generación con Biomasa y generación térmica distribuida.....	33
12. Descripción de la operación mes a mes.....	35



## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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

Corresponde a potencia (en MW) puesta a disposición.

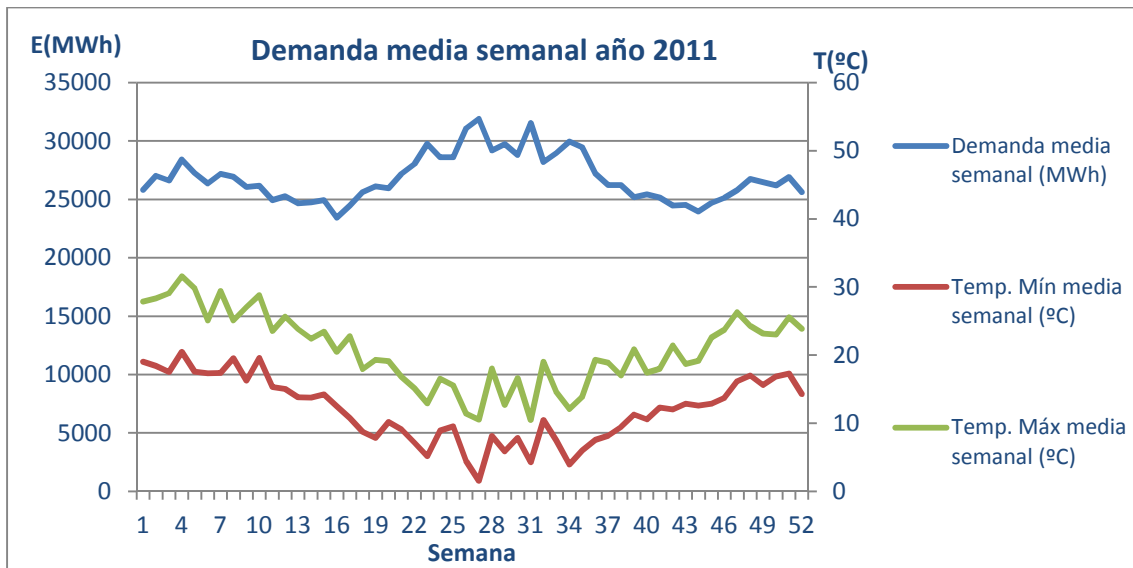
AGENTE	FUENTE	POTENCIA INSTALADA	POTENCIA AUTORIZADA	ACTIVIDAD EN EL MMEE	
				Contratos a Término	Mercado Spot
UTE	HIDRAULICA- TERMICA- EÓLICA	1484 MW		✓	
CTMSG Delegación Uruguaya	HIDRAULICA	945 MW		✓	
AGROLAND S.A.	EÓLICA	0,3 MW	0,3 MW	✓	
BIOENER S.A.	BIOMASA	12 MW	12 MW	✓	✓
FENIROL S.A. - ERT	BIOMASA	10 MW	10 MW	✓	
GALOFER S.A.	BIOMASA	14 MW	12,5 MW	✓	✓
	BIOMASA/REL LENO			✓	
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	✓	

POTENCIA INSTALADA UTE	
<b>CENTRALES HIDRÁULICAS</b>	
Terra	152
Baygorria	108
Constitución	333
<b>UNIDADES TERMICAS VAPOR</b>	
3a y 4a	50
5a	80
6a	125
<b>TURBINAS DE GAS</b>	
TGAA	20
CTR	212
PUNTA DEL TIGRE	300
MOTORES RECIPROCANTES	80
<b>PARQUE EÓLICO</b>	20
<b>GRUPOS DIESEL</b>	4
<b>TOTAL PARQUE UTE</b>	1484



## 2. Demanda de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica aumentó un 4.3% en 2011, registrándose un aumento de 407.986 MWh respecto al año anterior.



### Temperatura en Montevideo (Referencia Melilla)

Temperatura Máxima: 36,4 °C  
(16/01/2011)

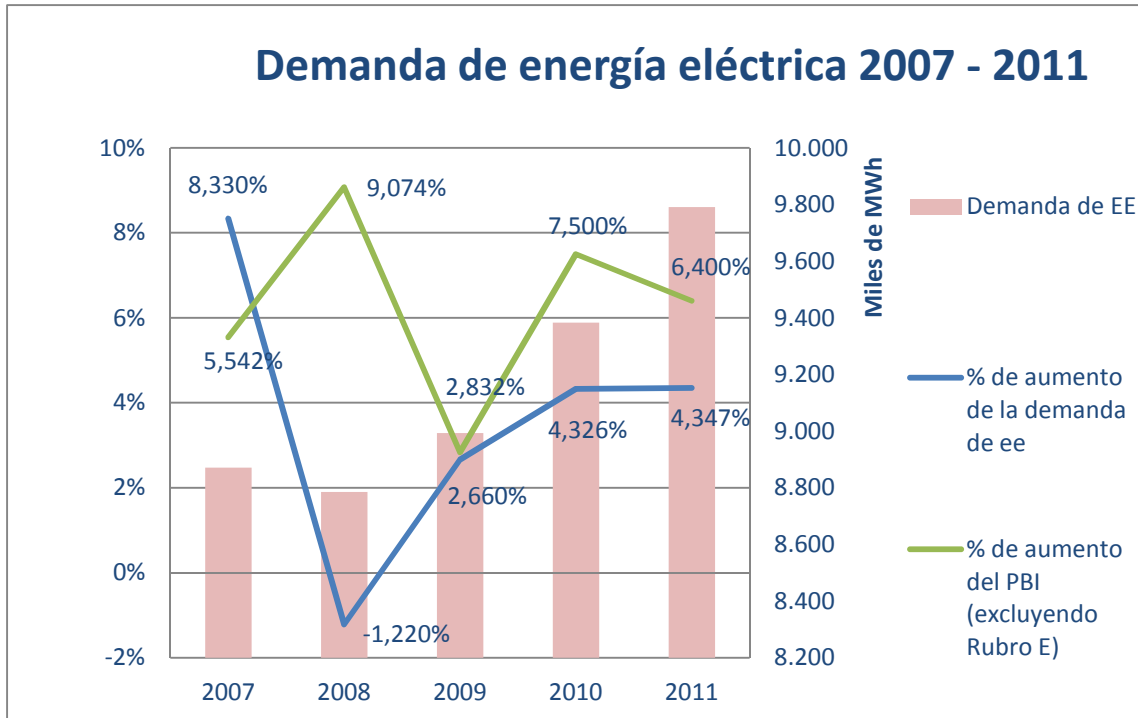
Temperatura Mínima: -2,76 °C  
(02/07/2011)

### Energía (MWh)

Energía Diaria Máxima: 33.208  
(05/07/2011)

Energía Total: 9.790.702

El siguiente gráfico muestra la evolución del mercado eléctrico en los últimos cinco años. Puede observarse que la demanda de energía eléctrica en 2011 continuó la tendencia ascendente de los últimos años, acumulando un crecimiento de 10 % entre 2007 y 2011.

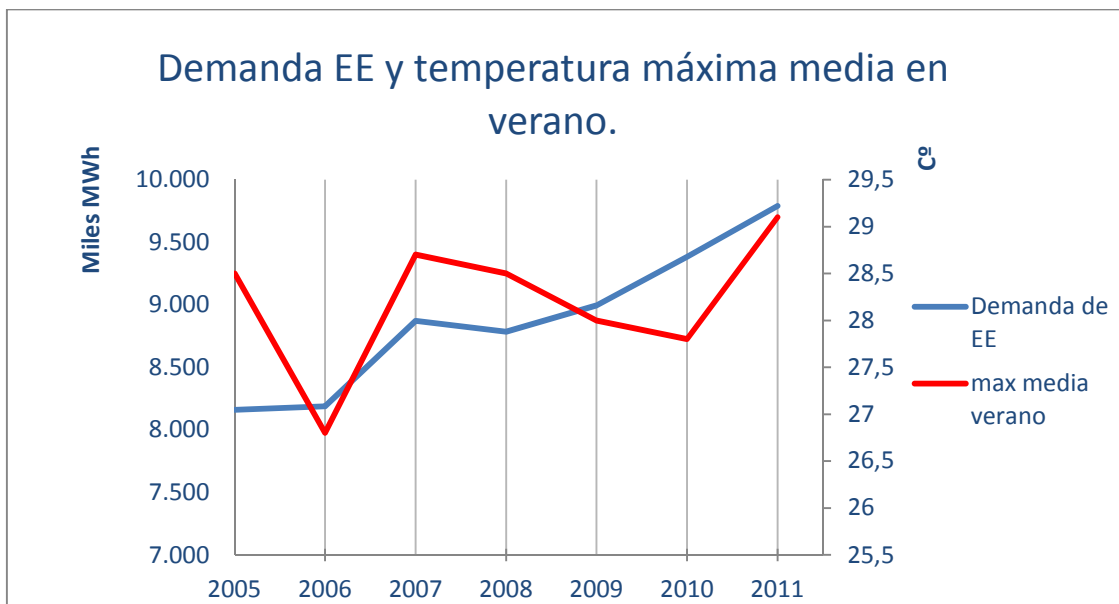
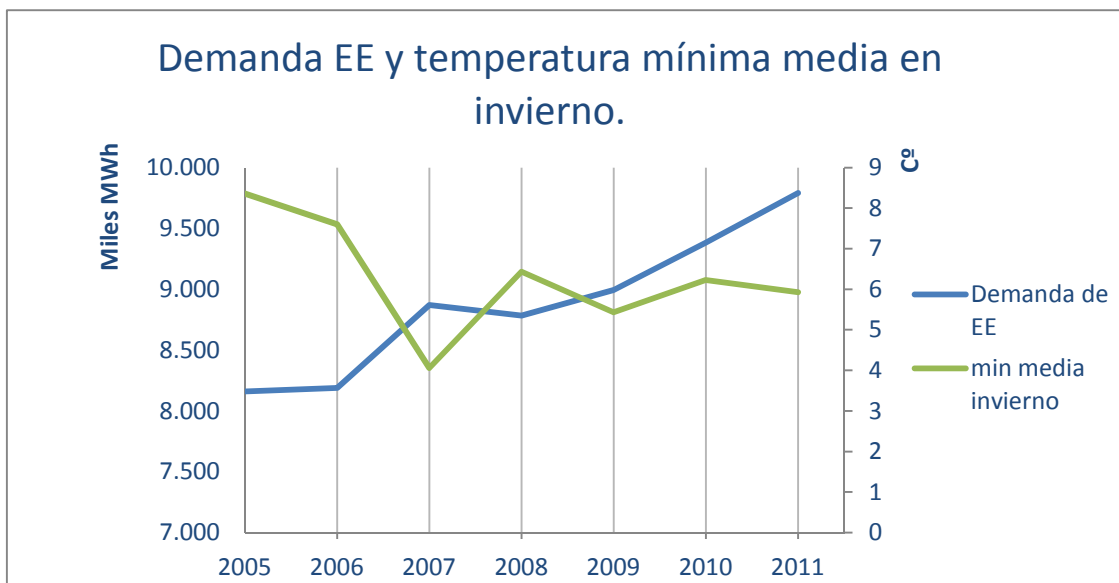


La demanda de energía eléctrica está relacionada con el nivel de actividad económica, aunque existen otros factores que afectan al consumo. En el gráfico puede verse que el crecimiento del PBI es acompañado por un aumento en la demanda de energía eléctrica. Se realizó un ajuste en la tasa de crecimiento del PBI, para aproximarse a la dinámica de la actividad económica que excluye a la propia actividad del sector eléctrico<sup>1</sup>.

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. En el año 2008 se continuó con las medidas implementadas en el año 2006 para reducir el consumo (adelanto de la hora legal, y plan de ahorro de energía y eficiencia energética). El plan fue reimplantado a partir del 14 de abril de 2008 y ampliado el 12 de mayo de 2008 con medidas obligatorias. En virtud de la mayor disponibilidad de energía hidráulica, las medidas de ahorro fueron oficialmente levantadas el 31 de agosto de 2008, quedando vigentes las medidas de eficiencia energética.

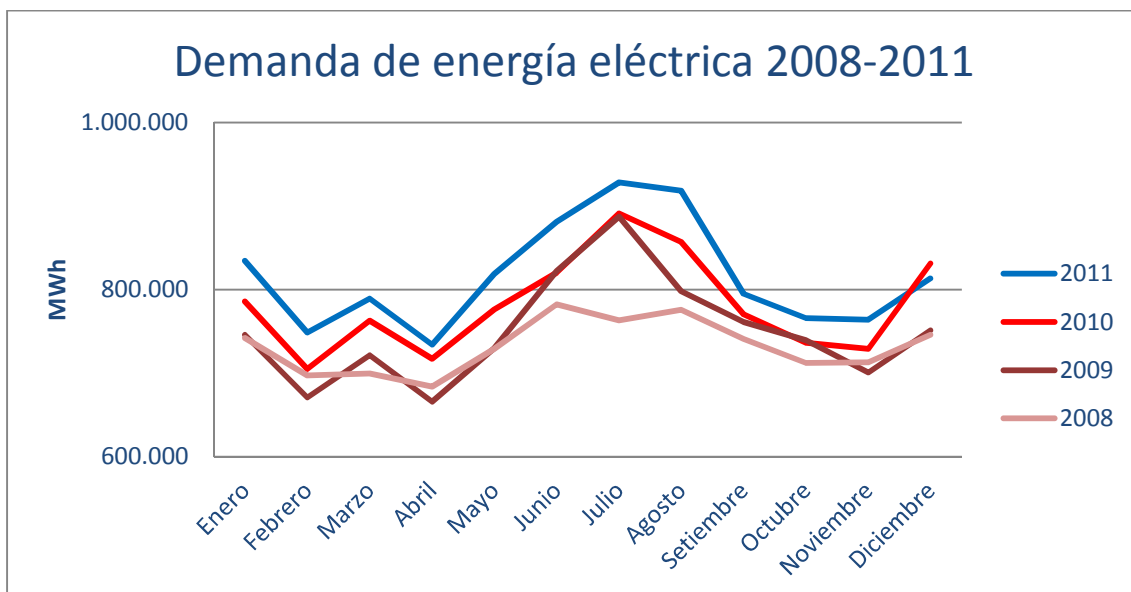
<sup>1</sup> Se calcularon las tasas de crecimiento del PBI sin considerar al Rubro E (SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA) del Cuadro de Producto Interno Bruto por Industrias de la Cuentas Nacionales que publica el Banco Central del Uruguay.

El 2008 muestra una reducción de energía eléctrica respecto al año anterior por las propias características climáticas de los años 2007 y 2008. En efecto, tomando en cuenta los datos de la estación meteorológica de Carrasco, las temporadas de invierno y verano del año 2007 muestran valores apartados de la media, tanto de temperaturas mínima media como de máxima media, respectivamente. Este fenómeno explica el consumo elevado de energía eléctrica para 2007, lo que unido a las medidas de ahorro mencionadas, lleva a una corrección a la baja al año siguiente cuando las condiciones climáticas se estabilizan. Los siguientes cuadros muestran la evolución de la demanda de energía en relación a las temperaturas mínima y máxima medias registradas en invierno y verano entre 2005 y 2011.



El año 2011 muestra un comportamiento de la demanda de energía eléctrica en línea con un crecimiento importante de la actividad económica, un invierno levemente más frío que el de 2010, y un verano con temperatura máxima media muy elevada.

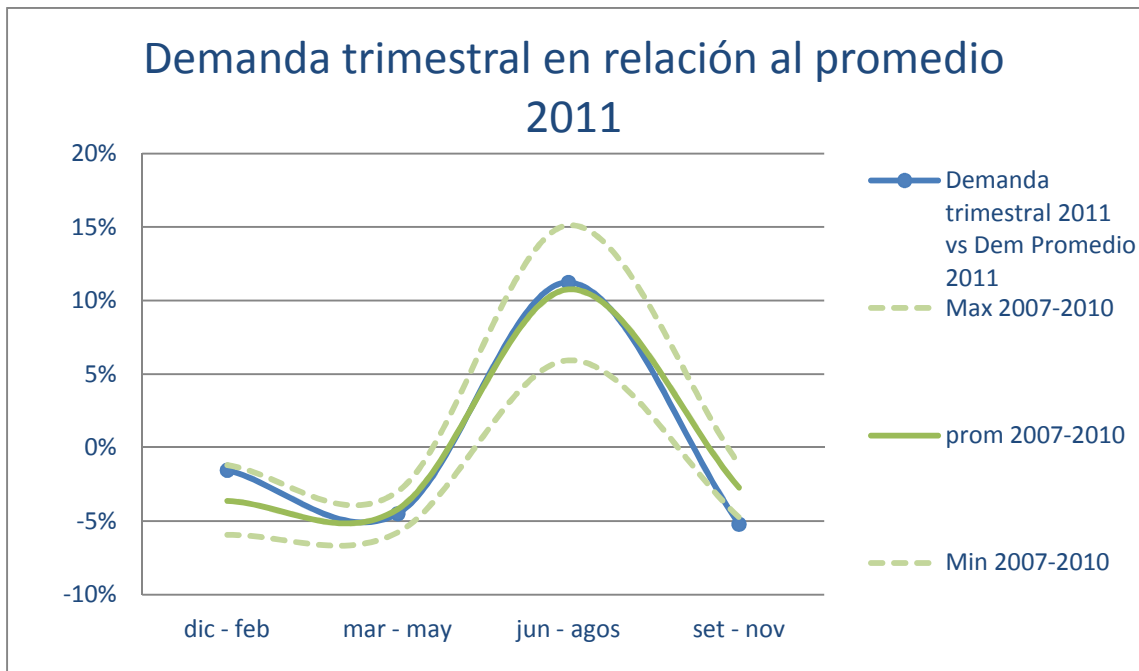
Otro elemento importante a considerar es el fenómeno de la **estacionalidad**. La demanda de energía eléctrica aumenta durante el invierno, se relaja en otoño y en primavera, y retoma intensidad en verano. Cabe analizar cómo se presentó el año 2011 respecto a los años anteriores en lo referente a ese fenómeno.



Para analizarlo, 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.

El gráfico a continuación compara la tasa de aumento (o descenso) de la demanda de un trimestre respecto al promedio trimestral de ese mismo año.





El gráfico permite afirmar que la diferencia entre la energía demandada por el MMEE en el trimestre diciembre 2010 - febrero 2011 respecto a la energía trimestral promedio del año 2011, ha sido de las menores de los últimos cinco años (-1,2%). También se observa que el trimestre setiembre –noviembre 2011 marcó un mínimo quinquenal respecto a la media trimestral del año (-5,2%). La demanda de energía eléctrica en el invierno 2011 se ubicó un 11,23% por encima del promedio trimestral del año, levemente superior al 10,76% del promedio del período 2007-2010.

En otras palabras, si observamos el comportamiento en la demanda de los últimos 5 años encontramos que:

- En 2011 se profundiza aún más el perfil de bajo consumo de la primavera.
- El verano 2011 también reafirma su perfil de consumo medio, aproximándose al 0%, lo que significa que representa el consumo promedio del año.
- Un invierno similar al promedio de años anteriores, es decir, un pico respecto al consumo promedio anual.

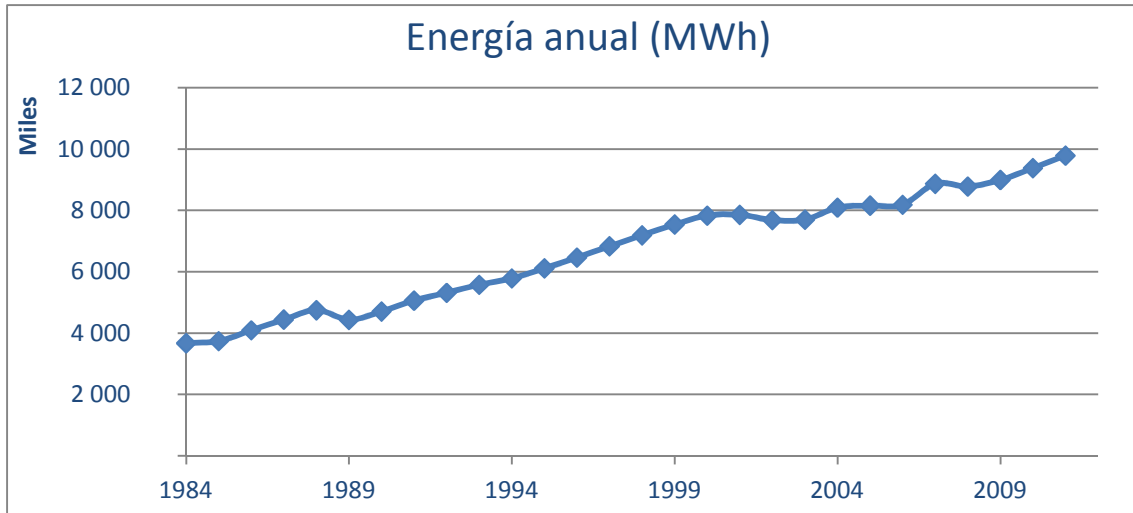
La intensificación del consumo en la temporada de verano viene conducida por el comportamiento de los suscriptores de UTE, y escapa al análisis del MMEE, objeto de este informe. De todas maneras, se sugiere como causas de ese fenómeno la extraordinaria dinámica en la importación de aire acondicionado de años anteriores (especialmente en 2010) junto con una afluencia creciente de turistas extranjeros en los meses de verano (que se agregan al consumo doméstico de energía eléctrica).

Por último puede observarse la evolución de la demanda en los últimos 25 años. Ésta presenta una tendencia ascendente, aunque se observan algunos períodos de baja o estancamiento



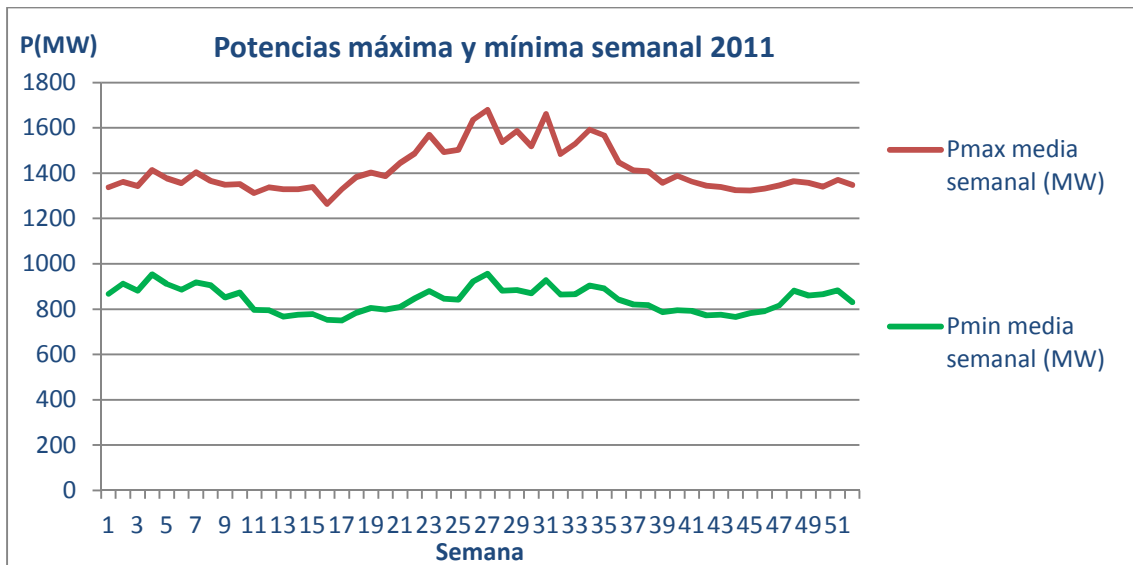
## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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 2011.



### 3. Picos de Potencia

La potencia máxima demandada aumentó 47 MW respecto al año 2010, mientras que la mínima fue apenas 3 MW superior que la de dicho año.

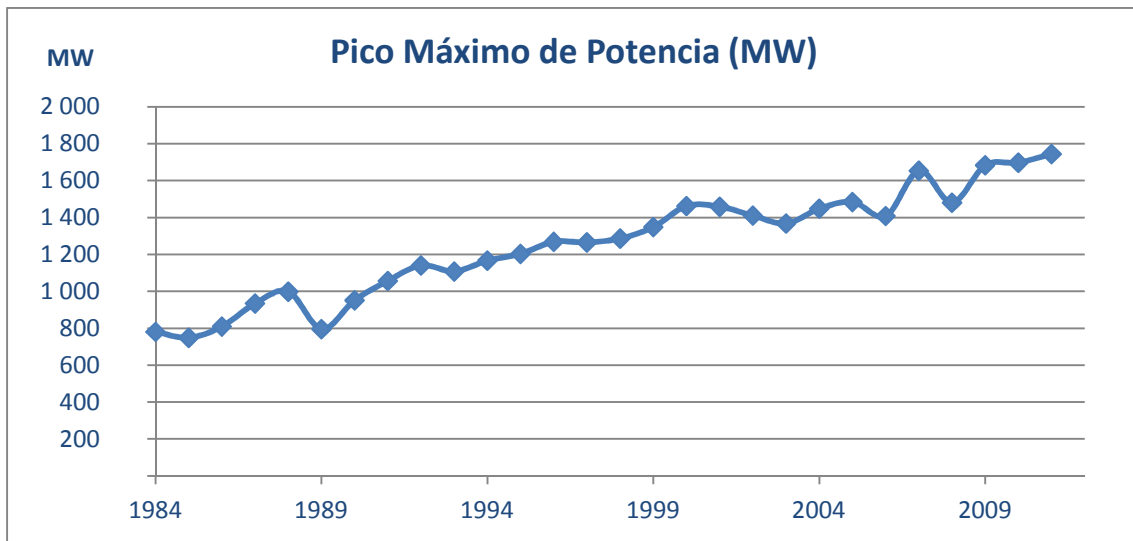


**Potencia (MW)**

Potencia Máxima: 1745 MW  
(04/07/2011 18:59 hs)

Potencia Mínima: 619 MW  
(25/12/2011 6:59 hs)

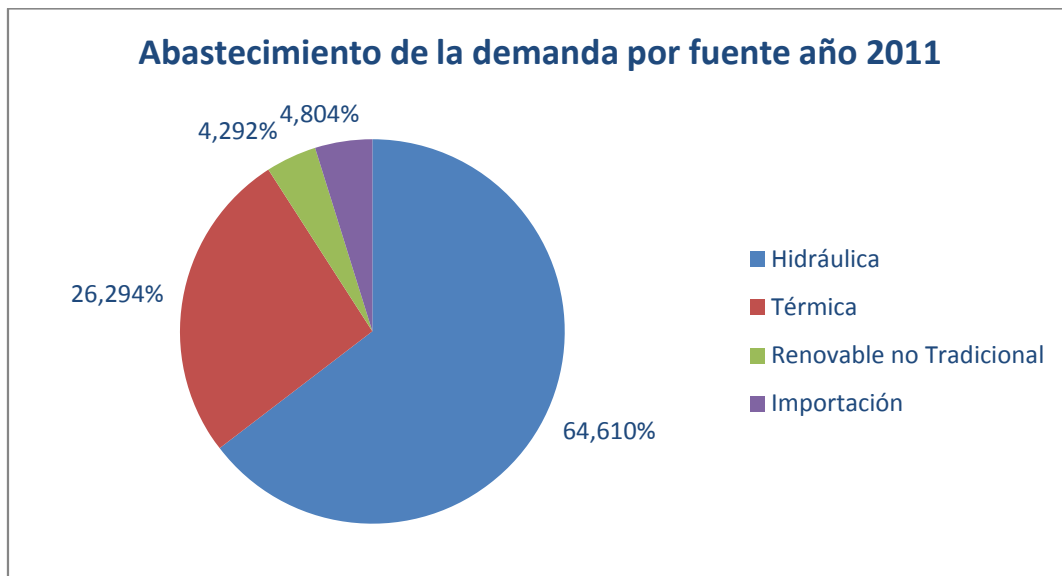
En el siguiente gráfico se presenta la evolución histórica de los picos de potencia el mismo, el mismo presenta una tendencia ascendente con algunos casos aislados de disminución respecto al período anterior. En 1984 el pico de demanda registrado era de 781 MW, menos de la mitad que el registrado en el 2011. 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 2011 el pico de verano fue 1.494 MW.



#### 4. Abastecimiento de la demanda

##### 4.1. Abastecimiento de la demanda anual por fuente

Con respecto al 2010 la distribución del abastecimiento de la demanda presenta gran aumento del componente térmico, llegando este año a un 26.3% (8.3 % el año anterior). De la mano de este aumento aparece una reducción en el abastecimiento hidráulico siendo este año 64,6 % (frente a un 84,2%). En lo que respecta a las energías renovables no tradicionales<sup>2</sup> y a la importación, las primeras presentaron un aumento de casi un punto porcentual (respondiendo a la ampliación del parque eólico entre otras cosas) y las segundas se mantuvieron en el orden.



<sup>2</sup> Refiere a Energía de origen eólico, Biomasa, Licor negro y Biogas.



## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

---

Fuente	MWh
Hidráulica	6.325.846
Térmica	2.574.383
Renovable no Tradicional	420.244
Importación	470.361
<b>Total</b>	<b>9.790.834*</b>

\*Este valor difiere del informado en Demanda total anual<sup>3</sup>, pues tiene en cuenta los consumos (principalmente de la convertora Rivera) y las pérdidas asociadas a la energía en tránsito.

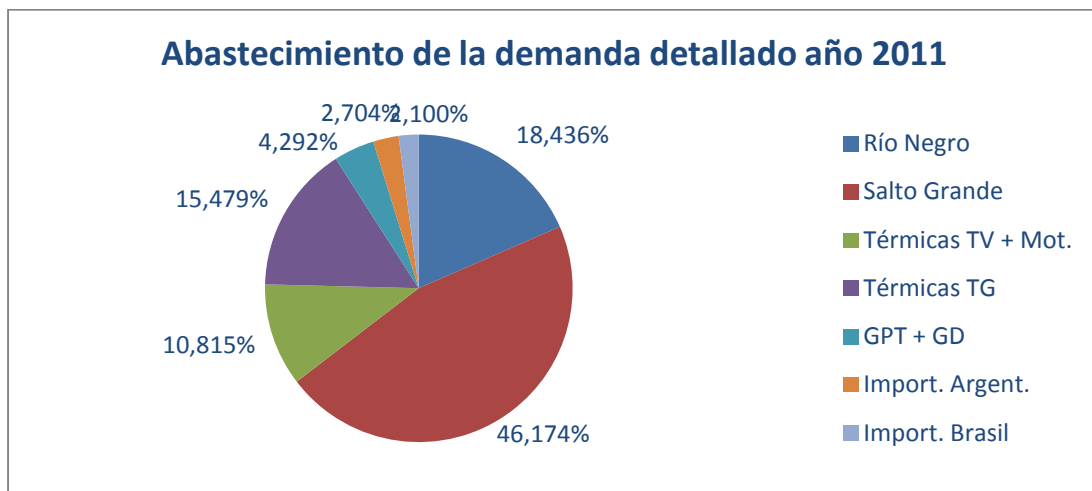
---

<sup>3</sup> Página 5

#### 4.2. Abastecimiento de la demanda detallado

Comparando el detalle del abastecimiento de la demanda respecto al año anterior queda de manifiesto que la proporción de la demanda cubierta por Río Negro fue prácticamente la mitad que en el 2010 (35.3 % con 3.311.477 MWh). Esta diferencia es absorbida por la generación térmica que pasó de ser un 5% y un 3.2% (TV y TG respectivamente), para convertirse en este año en un 10.8% y un 15.5 %. Mientras tanto Salto Grande mantuvo su proporción en el orden del año anterior (48,9 % en 2010).

En cuanto a la generación conectada a la red de Distribución<sup>4</sup> y la generación privada conectada a la red de trasmisión (GD+GPT)<sup>5</sup> se aprecia un ascenso de casi un punto porcentual. Por último en lo que refiere a las importaciones, si bien el número global como se mostró se mantuvo en el orden de 2010, el detalle fue diferente ya que en dicho año prácticamente toda había sido de origen Argentina (3,7 % contra 0.5% de Brasil) y en 2011 se aprecia un reparto bastante parejo entre ambos países.



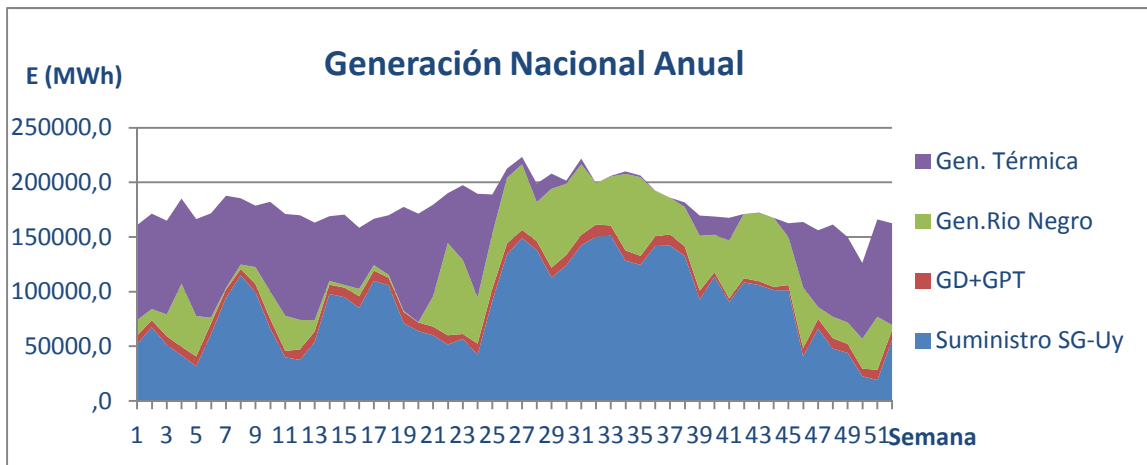
Origen	MWh
Río Negro	1.805.029
Salto Grande	4.520.817
Térmicas Turbo Vapor y Motores	1.058.885
Térmicas Turbo Gas	1.515.498
GD+GPT	420.244
Import. Argent.	264.775
Import. Brasil	205.586
<b>TOTAL</b>	<b>9.790.834</b>

<sup>4</sup> Generadores conectados en redes entre 15 kV y 60 kV.

<sup>5</sup> En el informe anual 2010 se refería a esta cantidad como "Generación Distribuida".

## 5. Generación de Energía Eléctrica

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



Semana	Suministro SG – UY (MWh)	GD + GPT (MWh)	Total hidráulicas Rio Negro (MWh)	Total térmicas (MWh)*
1	52.093	7.924	13.831	87.257
2	67.671	6.341	10.223	87.204
3	51.488	7.906	19.949	85.694
4	41.703	7.982	57.664	78.104
5	31.718	9.092	36.933	88.770
6	61.191	9.750	5.399	95.507
7	94.511	7.484	1.594	84.416
8	114.964	5.903	4.170	60.681
9	99.841	7.102	15.667	56.351
10	66.480	8.613	25.336	82.055
11	39.943	5.900	32.375	92.922
12	37.673	9.619	26.848	95.927
13	54.148	9.581	10.257	89.298
14	98.129	8.385	3.477	59.273
15	95.045	8.924	2.289	64.513



## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Semana	Suministro SG – UY (MWh)	GD + GPT (MWh)	Total hidráulicas Rio Negro (MWh)	Total térmicas (MWh)*
16	85.506	10.402	6.699	56.116
17	109.913	9.448	5.045	42.392
18	105.771	7.047	2.688	54.501
19	71.372	10.130	951	95.201
20	64.076	7.840	357	99.279
21	60.169	7.960	27.701	83.976
22	51.732	8.432	84.490	45.667
23	57.059	4.235	67.725	68.643
24	42.259	10.451	41.925	95.010
25	91.581	11.076	50.538	35.909
26	134.331	9.984	60.157	8.422
27	149.110	7.452	60.125	6.726
28	138.025	8.472	35.502	17.250
29	112.853	9.258	72.250	13.883
30	123.950	9.680	65.262	2.802
31	142.456	9.884	64.431	5.227
32	150.469	11.131	38.059	-396
33	151.281	9.289	45.082	478
34	128.518	9.284	70.199	2.136
35	124.532	8.281	72.198	1.330
36	141.975	8.894	41.417	303
37	142.317	10.183	33.701	-124
38	132.805	8.841	36.007	4.145
39	93.072	7.836	50.304	18.582
40	113.848	4.152	34.245	16.679
41	90.580	3.235	53.080	20.885
42	108.696	3.810	58.874	-113
43	106.290	3.536	62.498	-160
44	101.562	2.789	63.403	-11
45	101.154	4.978	43.964	12.608
46	40.755	7.430	56.115	59.608
47	66.094	8.985	11.045	70.317
48	47.957	9.493	19.672	84.499





## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Semana	Suministro SG – UY (MWh)	GD + GPT (MWh)	Total hidráulicas Rio Negro (MWh)	Total térmicas (MWh)*
49	43.987	8.442	19.509	78.329
50	22.721	7.089	27.257	69.321
51	19.169	9.372	48.583	89.305
52	55.720	9.335	4.580	93.262
<b>Totales</b>	<b>4.530.265**</b>	<b>418.640**</b>	<b>1.801.651**</b>	<b>2.559.958**</b>

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

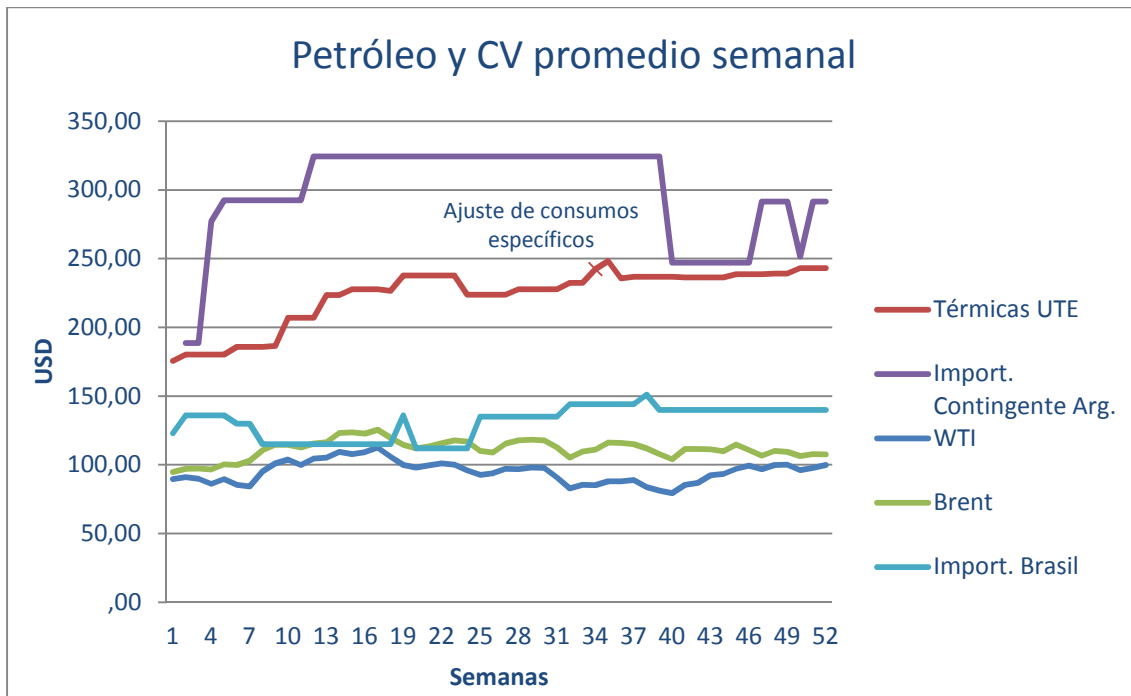
\*\* No se considera el 31/12/2011<sup>6</sup>

<sup>6</sup> Se consideran semanas energéticas enteras (entre sábado y viernes).

## 6. Costos variables para el despacho.

En esta sección consideramos la evolución de los costos variables (CV) para el despacho, en el sentido que se le da en el Título III de la Sección X del Reglamento del MMEE.

Los costos variables de las centrales térmicas han mostrado una persistente tendencia al alza hasta la semana 19, manteniéndose luego relativamente estables. Como puede apreciarse en el gráfico, entre las semanas 17 y 40 el promedio semanal del West Texas Intermediate (WTI) pasó de USD 112,3 a USD 79,43 el barril. La baja en el precio del crudo no se trasladó a costos de generación térmica porque el precio de los derivados utilizados en ella (Fuel Oil y Gas Oil) mantuvo una tendencia constante en los mercados de referencia<sup>7</sup>.



<sup>7</sup> De acuerdo al Decreto N° 360, Anexo VI, Art. 28, los precios de referencia para el Fuel Oil y el Gas Oil corresponden al mercado de Estados Unidos, en particular al precio de los derivados en el puerto de Nueva York. En la página Web de la U.S Energy Information Administration (EIA) puede consultarse la evolución de precios.

[http://www.eia.gov/pub/oil\\_gas/petroleum/data\\_publications/petroleum\\_marketing\\_monthly/current/pdf/fig4.pdf](http://www.eia.gov/pub/oil_gas/petroleum/data_publications/petroleum_marketing_monthly/current/pdf/fig4.pdf)



## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

---

Los valores promedio anuales de las centrales térmicas de UTE y de las importaciones fueron los siguientes:

Central	CV Promedio Anual (USD)
Punta del Tigre	206,3
6ª unidad (Central Batlle)	181,4
Central Térmica de Respaldo	274,2
Central Batlle (Motores)	145,9
Central Batlle (5ª unidad)	177,5
Central Batlle (Sala B)	228,8
TGAA Maldonado	360,8

Origen	CV Promedio Anual (USD)
Argentina	77
Argentina contingente	299
Brasil Contrato TRADENER	131



## **7. Comercialización de la generación nacional en el MMEE.**

La generación de energía eléctrica por parte de los operadores privados en Uruguay se comercializa a través del Mercado Spot (MS) y del Mercado de Contratos a Término (MCT). El siguiente cuadro muestra la evolución de la potencia puesta a disposición en ambas modalidades.

<b>Empresa</b>	<b>Fuente</b>	<b>Año de Entrada en Servicio</b>	<b>Potencia máxima (MW) en el MCT en 2011</b>	<b>Potencia máxima (MW) en el MS en 2011</b>
Las Rosas - I.M.Maldonado.	Biomasa/Relleno Sanitario	2004	1,2	-
UPM S.A.	Biomasa	2008	27*	-
Zendaleather	Gas	2008	-	3,2
Agroland	Eólica	2008	0,3	-
Nuevo Manantial	Eólica	2009	4	9
Fenirol	Biomasa	2009	8,8	-
Weyerhaeuser	Biomasa	2010	2	-
Liderdat	Biomasa	2010	-	4,85
Galofer	Biomasa	2010	10	2,5
Bioener	Biomasa	2010	9	3
ALUR	Biomasa	2010	5	-
Kentilux	Eólica	2011	10	-
<b>Total</b>			<b>77,3</b>	<b>22,5</b>

\*Promedio anual horario registrado en 2011.

### **7.1. Mercado de Contratos a Término en 2011.**

El MCT aún es pequeño, tanto en potencia puesta a disposición como en energía. El dinamismo mostrado en los últimos años y las distintas convocatorias a contratar efectuadas por UTE auguran una profundización de esta modalidad de comercialización de la energía eléctrica.



## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

En 2011 se entregó energía en contratos por un total de 350.273 MWh (apenas el 3,5% del total de la demanda). El principal proveedor fue UPM, con el 67% de participación en el MCT. En el punto 11 puede encontrarse más información respecto a la energía entregada en este mercado.

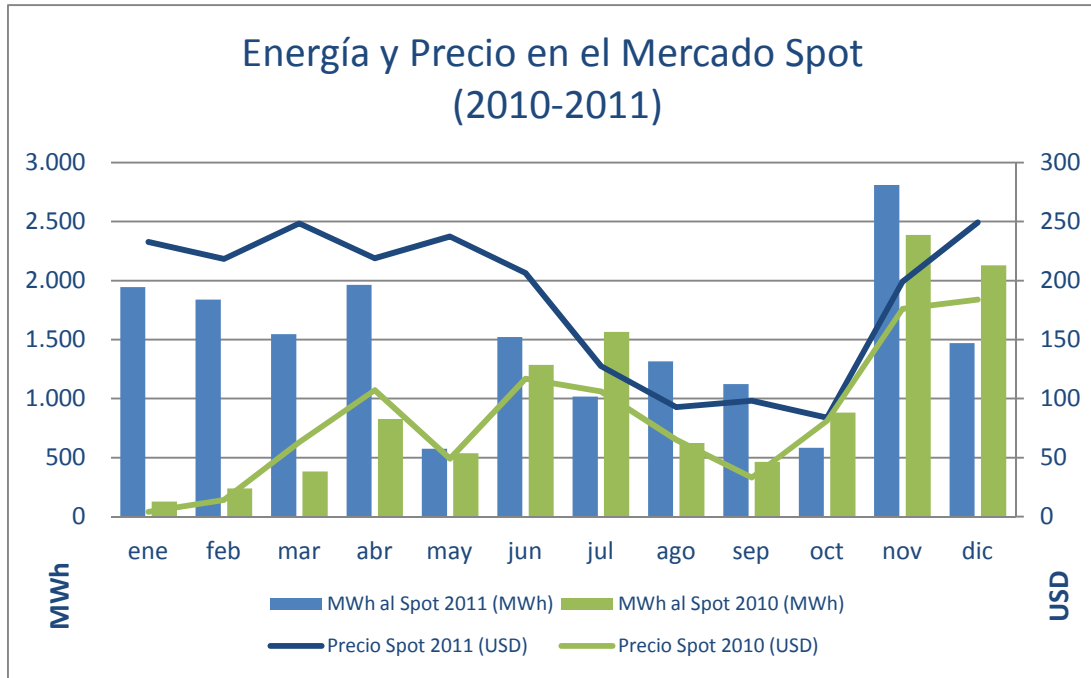
### 7.2. Mercado Spot en 2011.

La energía entregada al Mercado Spot en 2011 aumentó un 50% con respecto al año anterior. En 2011 se amplía la potencia disponible en ese mercado. Dos empresas que vendían energía eléctrica exclusivamente en el MCT comenzaron también a vender excedentes al MS (Bioener y Galofer). Además, en Julio de 2011 la empresa Nuevo Manantial amplió su potencia instalada con destino al MS, pasando a tener 9 MW.

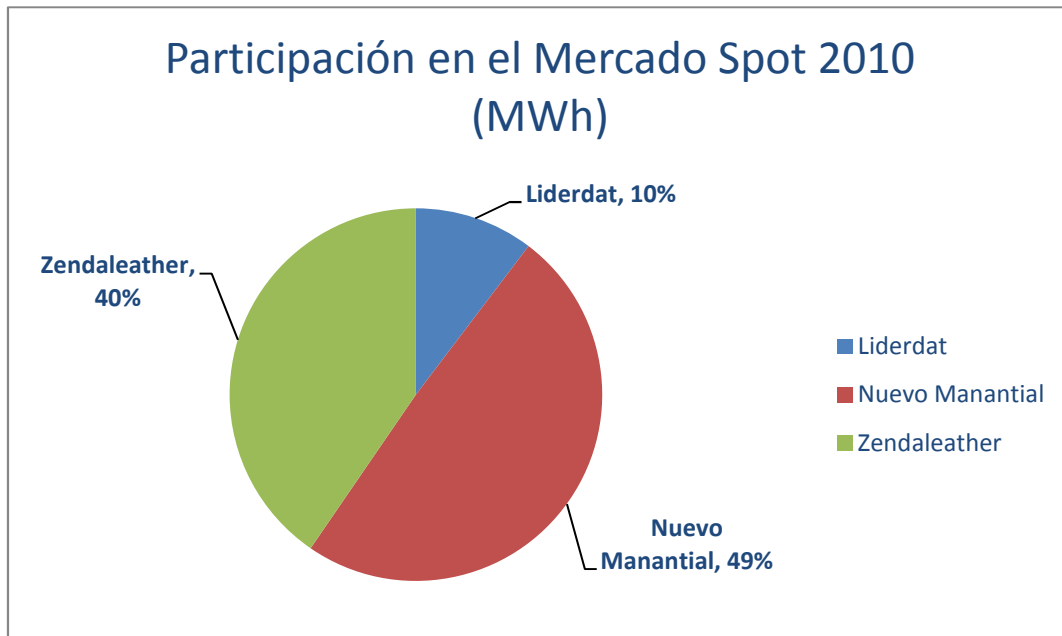
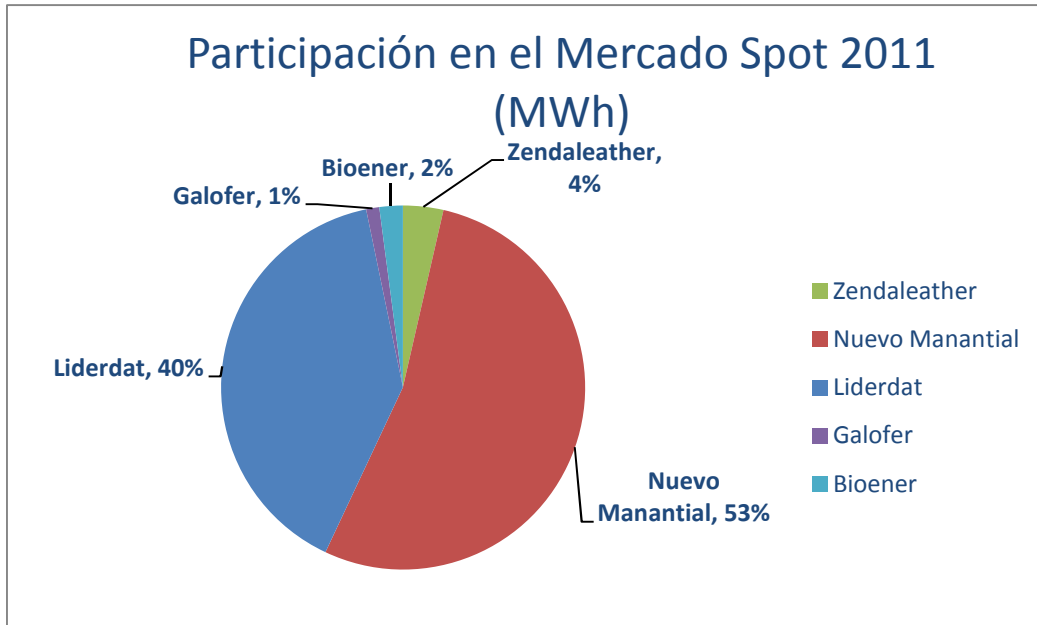
	2011		2010	
	Energía al Mercado Spot (MWh)	Precio Spot promedio mensual (USD)	Energía al Mercado Spot (MWh)	Precio Spot promedio mensual (USD)
ene	1.945	233	126	4
feb	1.839	218	238	14
mar	1.547	248	382	63
abr	1.955	219	828	107
may	576	237	536	49
jun	1.108	206	1286	117
jul	905	128	1564	106
ago	1.315	93	623	65
sep	1.122	98	463	33
oct	580	84	882	81
nov	2.810	199	2388	176
dic	1.470	249	2130	184

Total energía 2011	<b>17.172 MWh</b>	Total energía 2010	<b>11.446 MWh</b>
Precio promedio 2011	<b>USD 184</b>	Precio promedio 2010	<b>USD 83</b>

El precio Spot promedio de 2011 fue más del doble que en 2010. Mientras que en 2010 el Precio Spot nunca superó los USD 220/MWh, en 2011 el 32% de las horas del año el precio estuvo situado en el máximo topeado de USD 250/MWh.

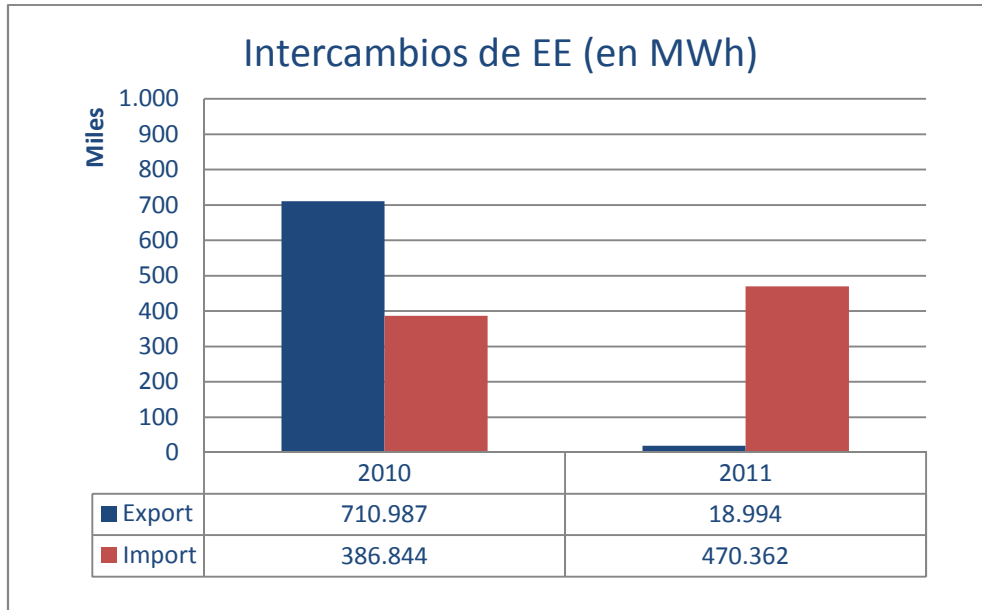


La participación de las empresas en el Mercado Spot mostró cambios en 2011 con respecto al año 2010. Nuevo Manantial se mantuvo como el mayor proveedor del mercado, abasteciendo el 53 % de la energía al Spot, seguido por Liderdat con 40 %.

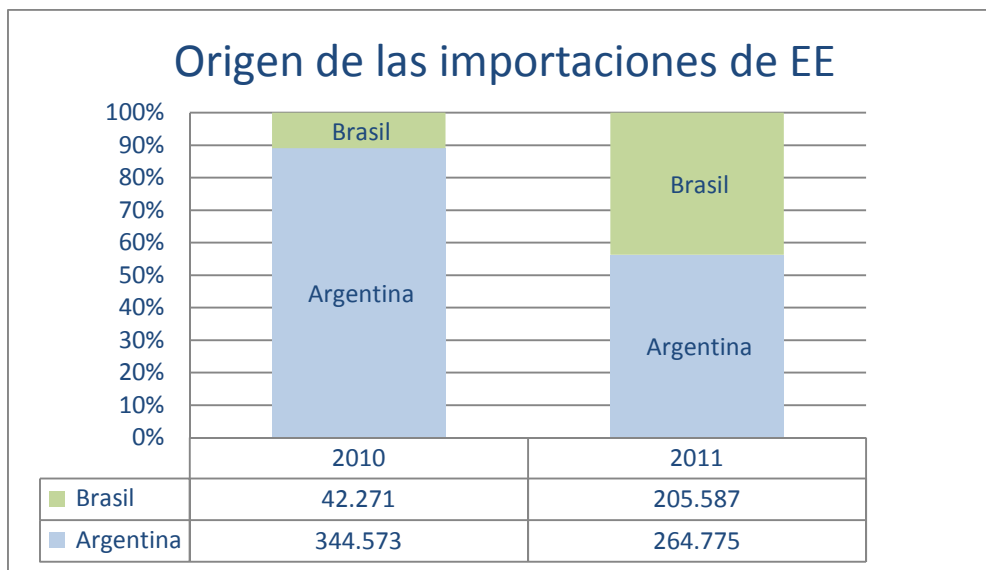


### 8. Intercambios Internacionales

En 2011 Uruguay mostró un saldo negativo de intercambios internacionales de energía eléctrica, contrario a lo sucedido en 2010. Se importaron 470.362 MWh en el período, mientras que la exportación de energía no llegó a los 20 mil MWh.



Nuevamente Argentina fue el principal proveedor de energía eléctrica de nuestro país, concentrando el 56% de las importaciones en 2011. El 90% de la energía comprada a Argentina correspondió a Importación Contingente, es decir, operada fuera de contratos. Por otro lado, es notorio el aumento de la participación de energía de origen brasilero, comercializada fundamentalmente a través del contrato con TRADENER.



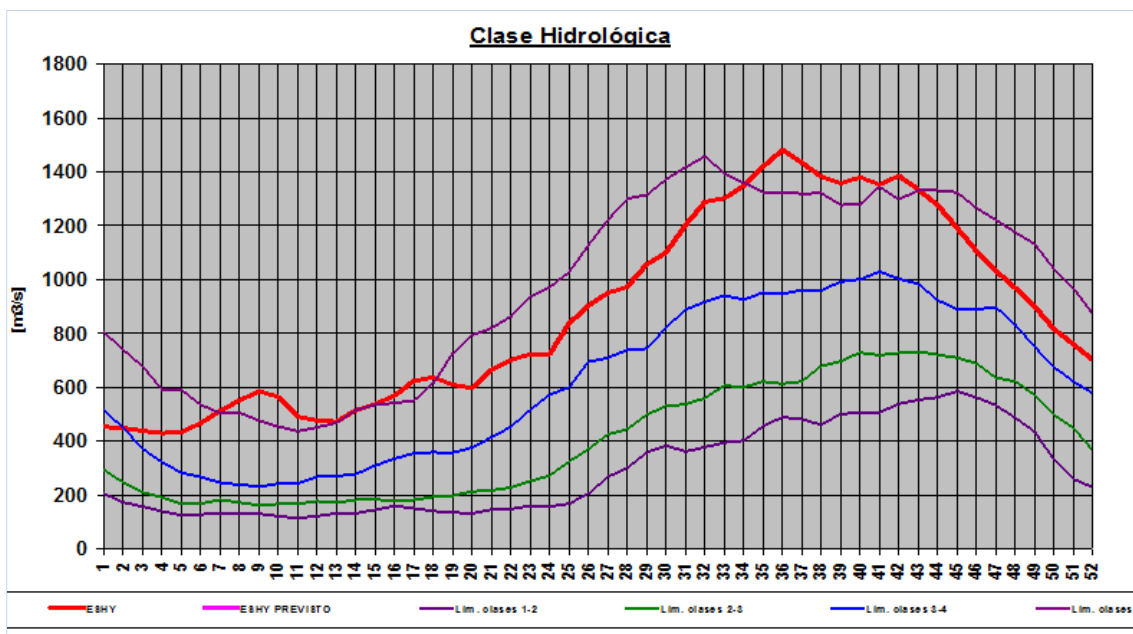


## 9. Generación Hidroeléctrica

Se presenta la información correspondiente a evolución de aportes, cotas, turbinado y vertido en las diferentes centrales hidroeléctricas durante el 2011.

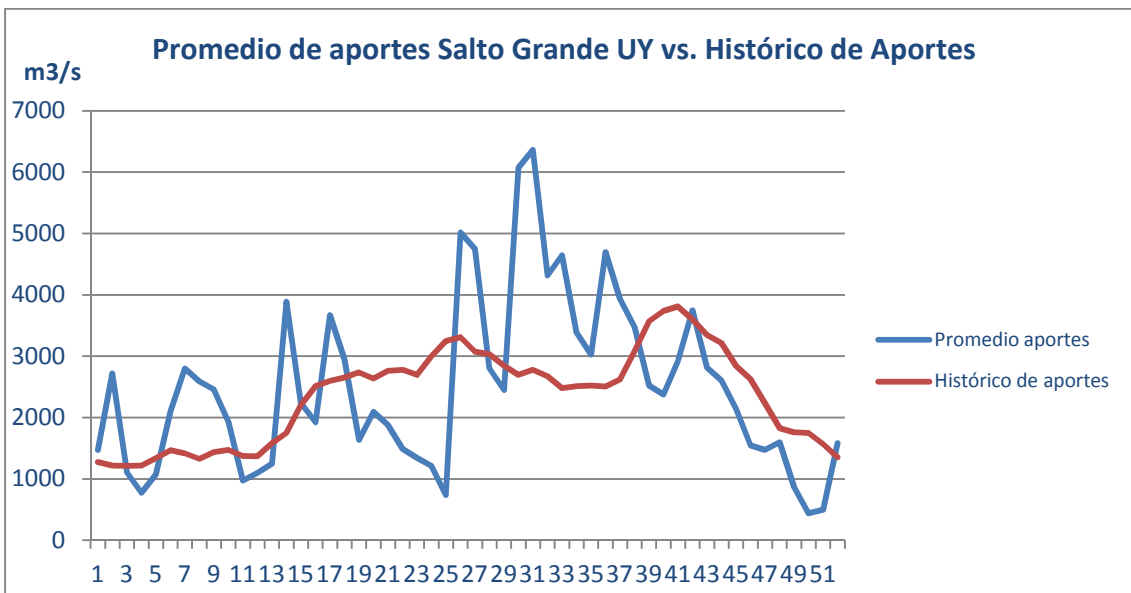
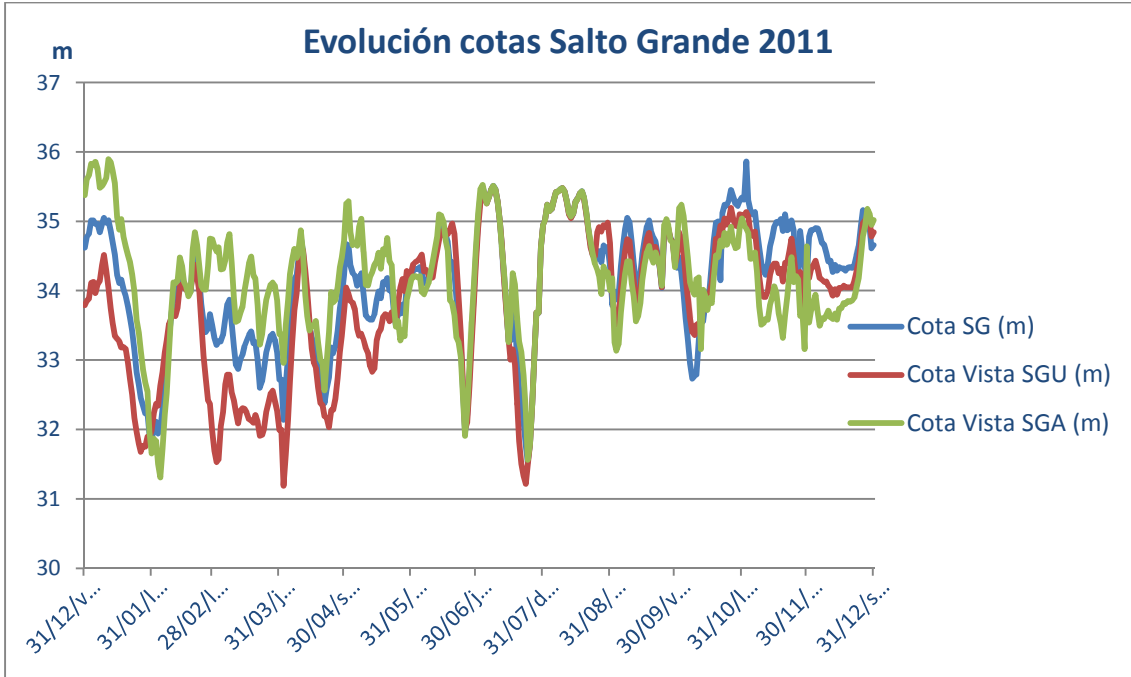
### 9.1. Clase Hidrológica

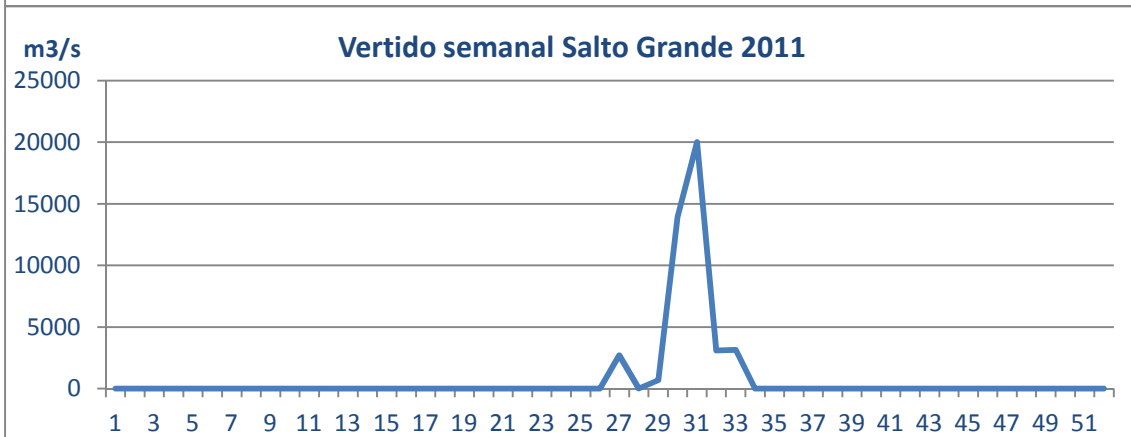
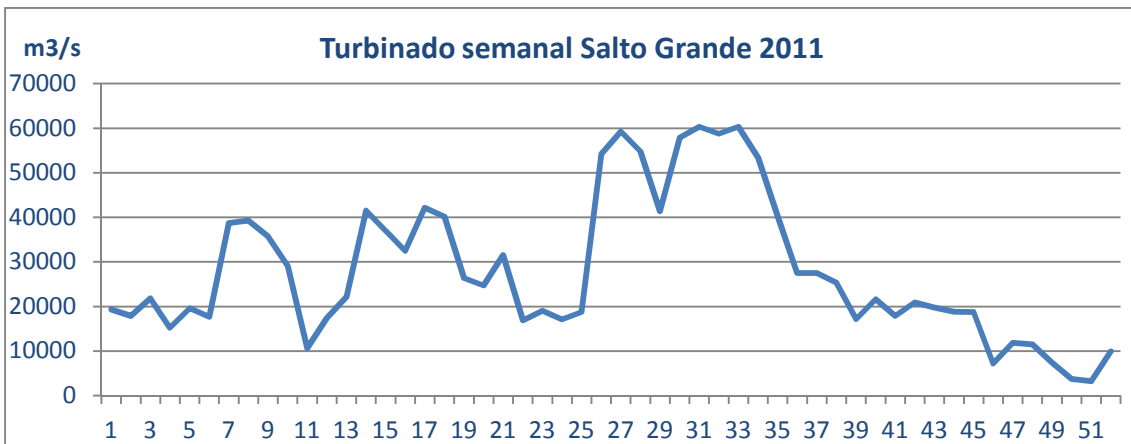
La clase hidrológica brinda una idea del estado de humedad de las cuencas tomando en cuenta los aportes sobre las mismas y la previsión de aportes a futuro. Define 5 niveles, donde el nivel 1 es el más seco y el nivel 5 es el más húmedo.



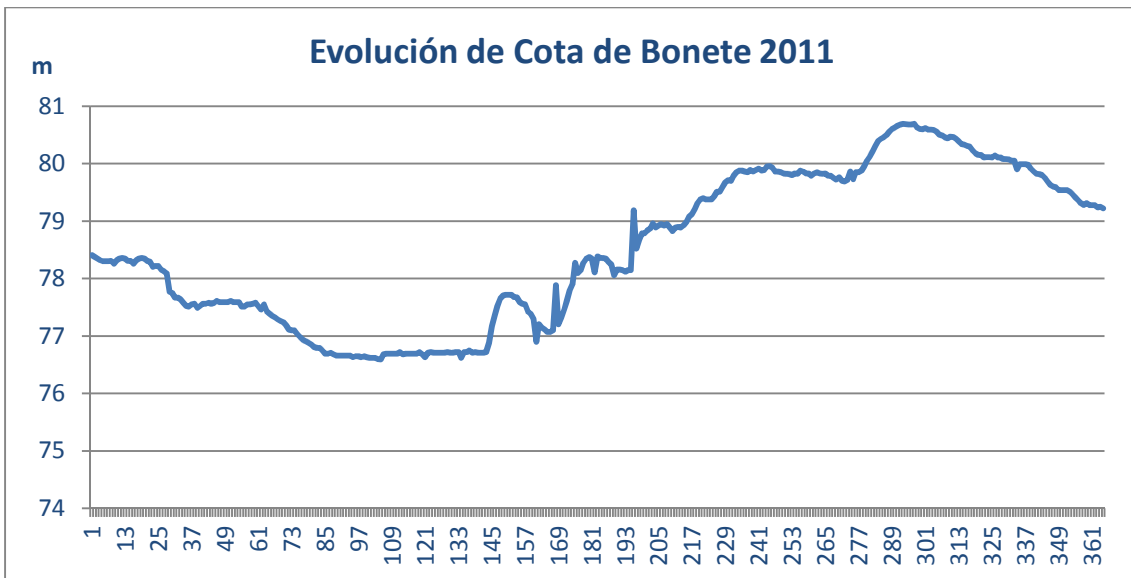
Durante gran parte del año la clase hidrológica fue 4, pasando a 5 en algunos momentos y siendo 3 las dos primeras semanas del año.

**9.2. Operación Salto Grande**



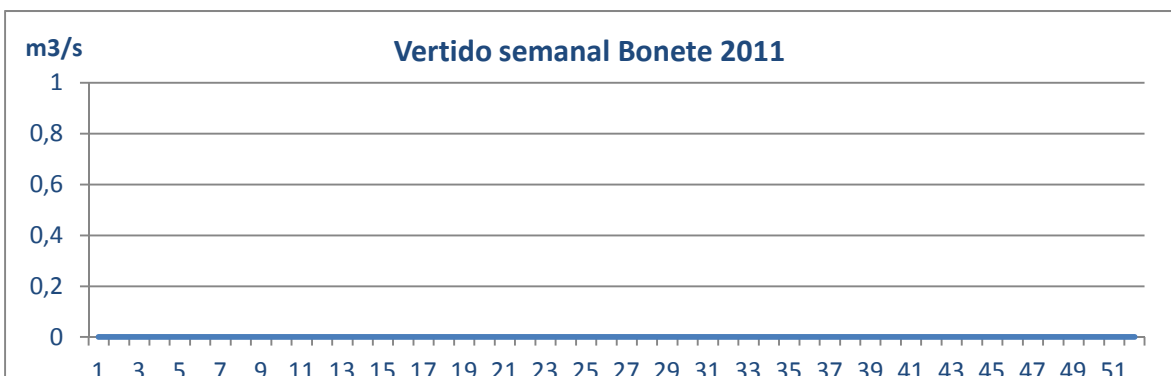
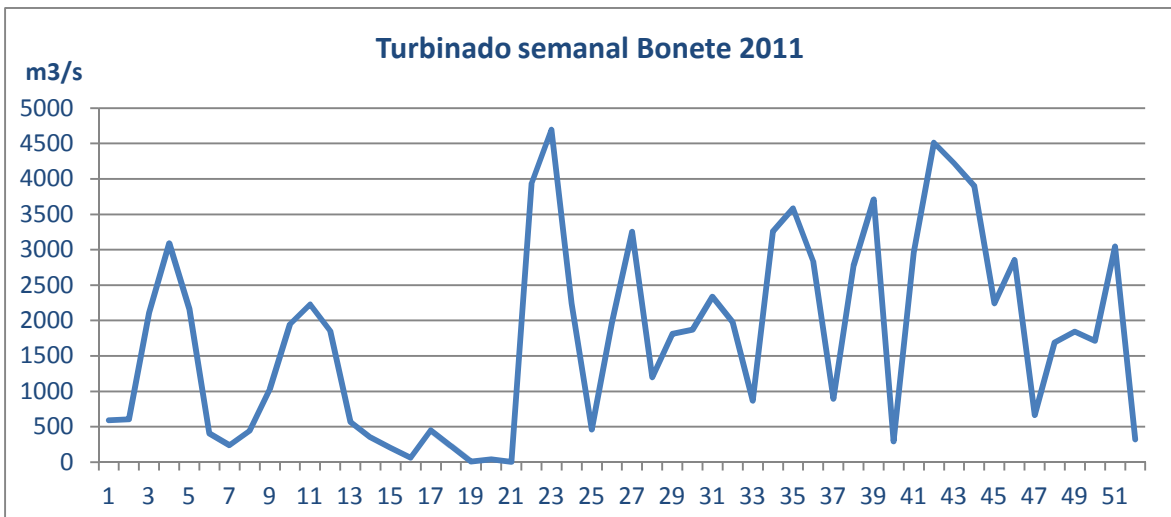
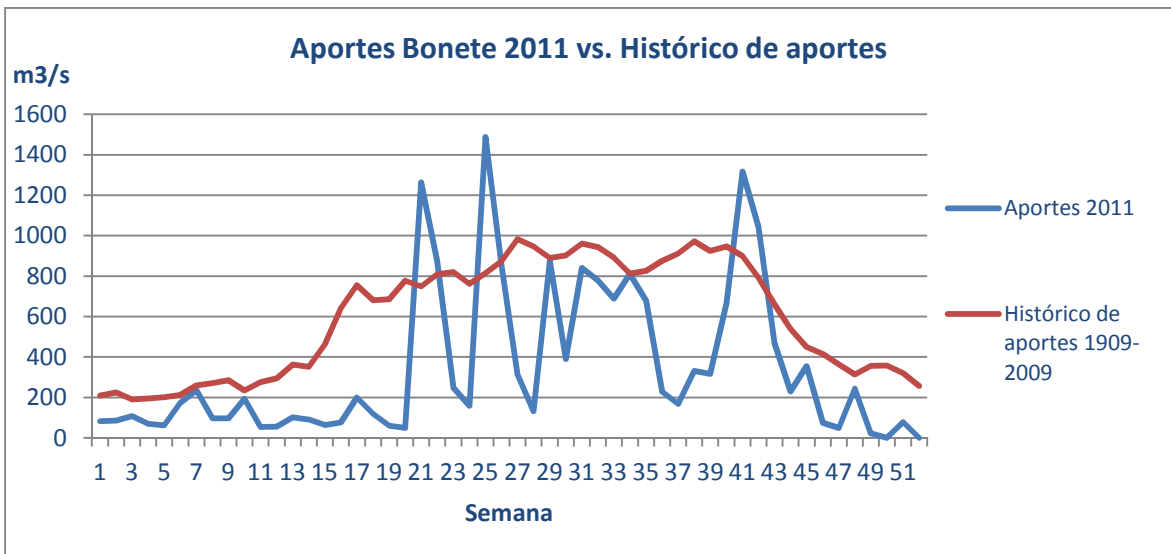


### 9.3. Operación Rincón del Bonete



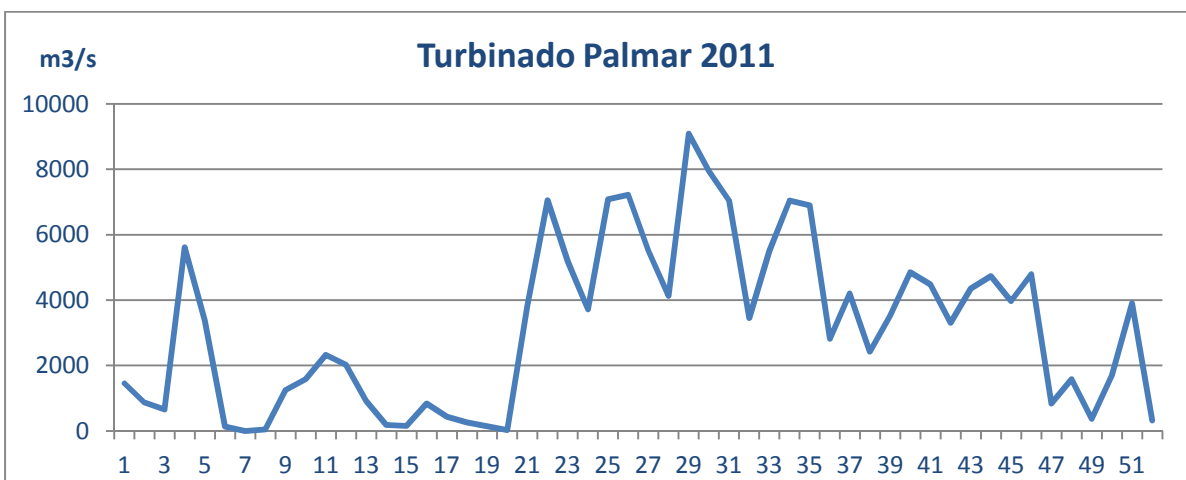
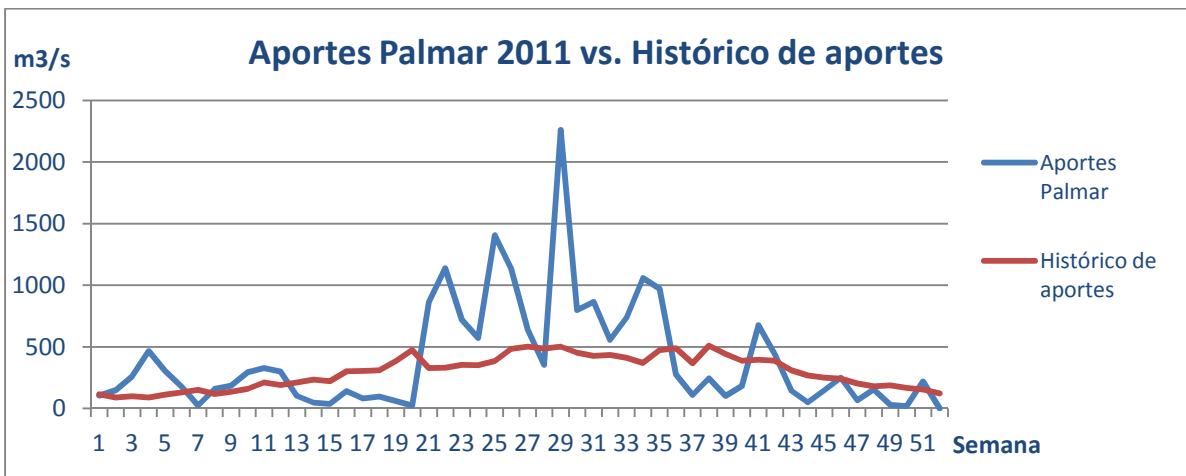
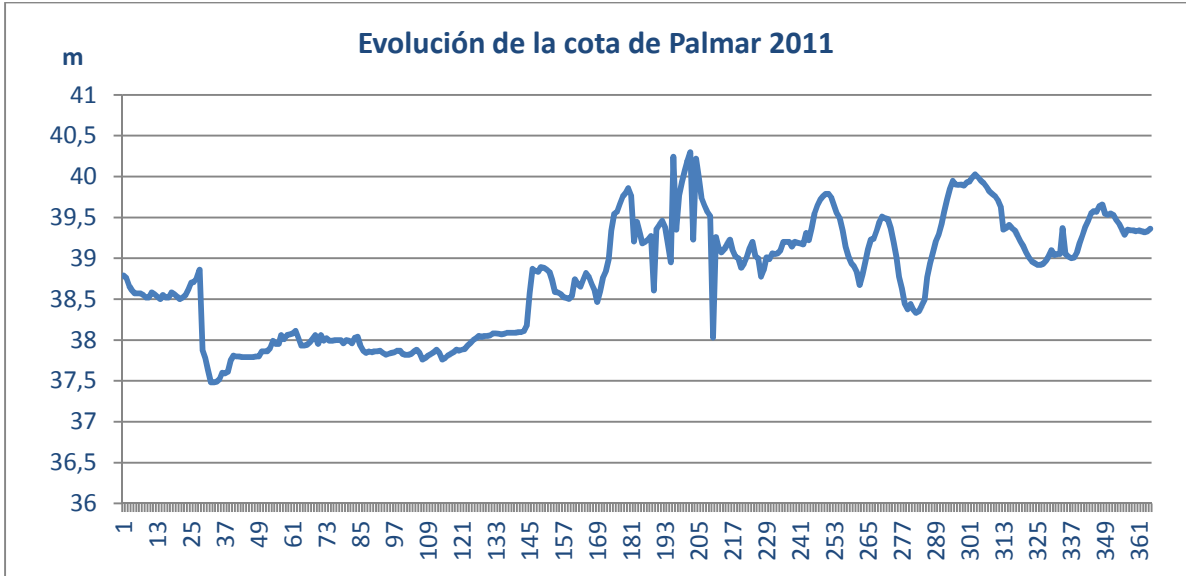


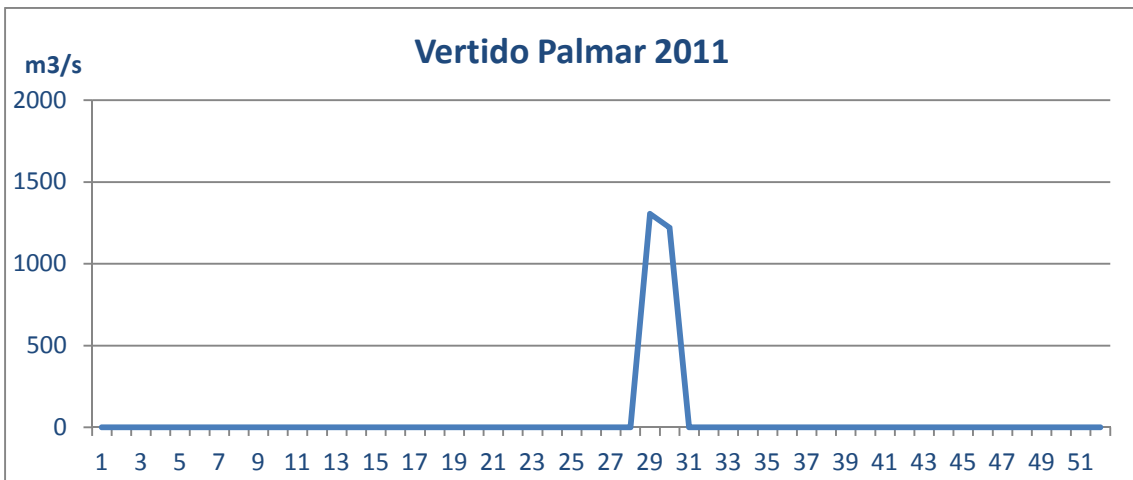
## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO





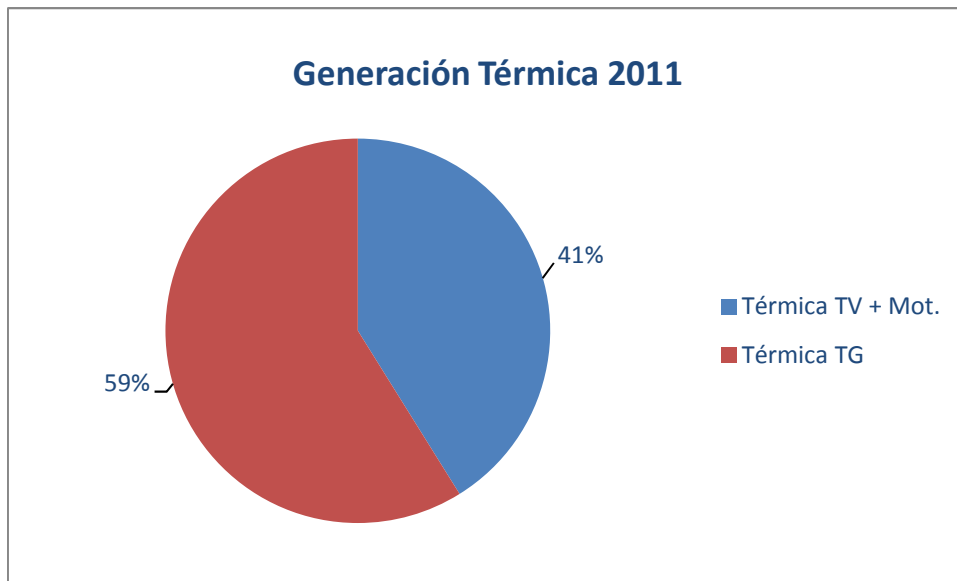
### 9.4. Operación Palmar





### 10. Generación Térmica

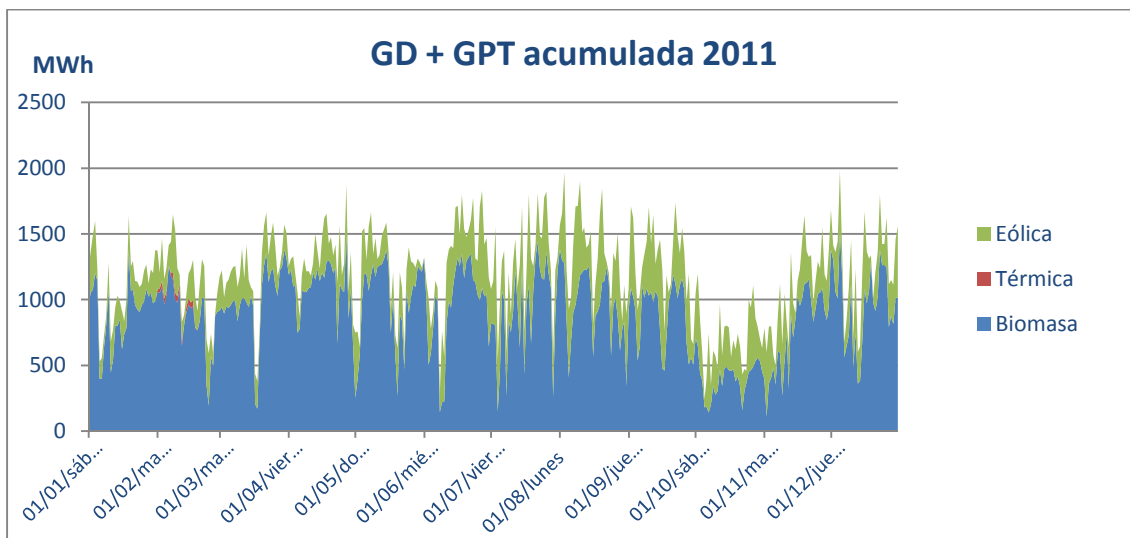
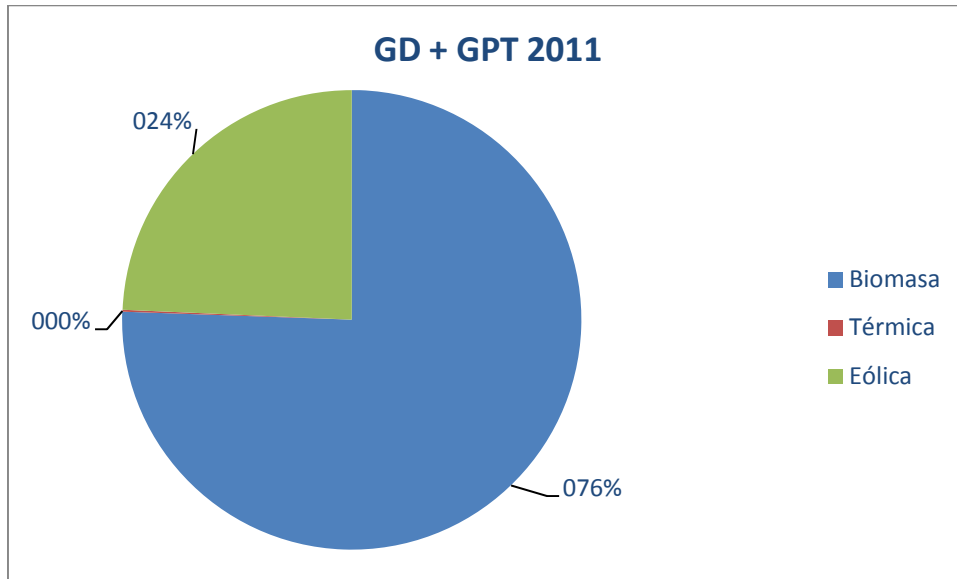
Se muestra la composición de la generación térmica durante el 2011 separando Turbo Gas y Motores y Turbo Vapor.



Origen	MWh
Térmica TV + Mot.	1.058.885
Térmica TG	1.515.498
<b>Total Gen. Térmica</b>	<b>2.574.383</b>

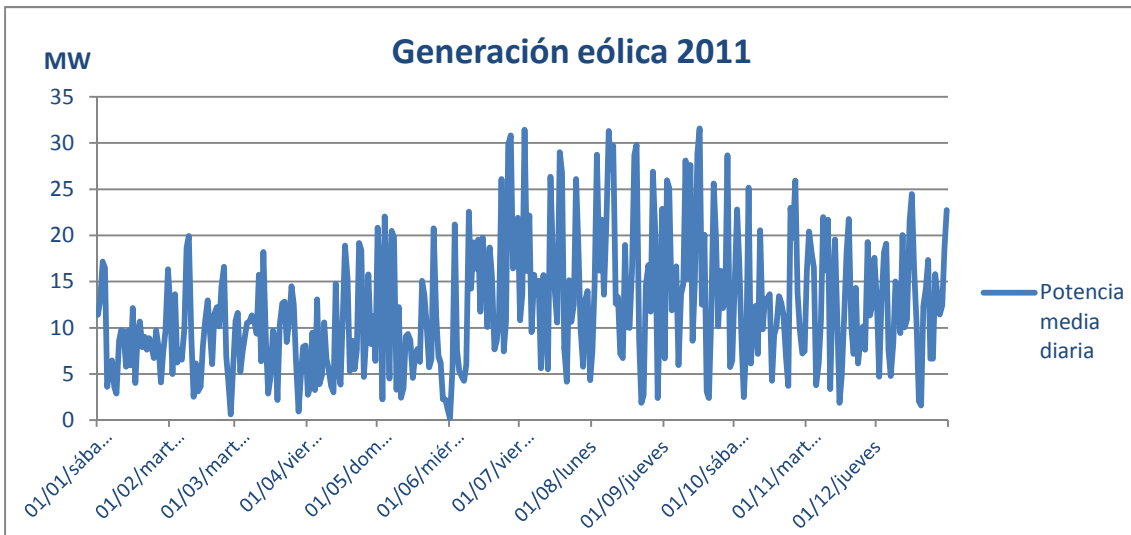
**11. Generación conectada a la red de Distribución y generación privada conectada a la red de Trasmisión.**

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.

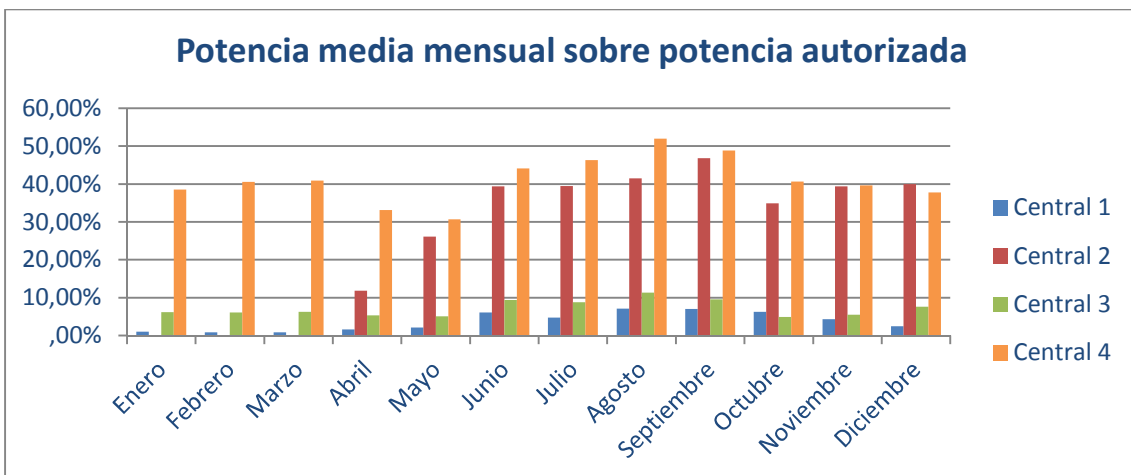


**11.1. Generación eólica**

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



A continuación se puede ver el rendimiento de las diferentes centrales eólicas en el 2011.<sup>8</sup> Del gráfico se observa el muy buen rendimiento que han tenido alguno de los parques instalados.



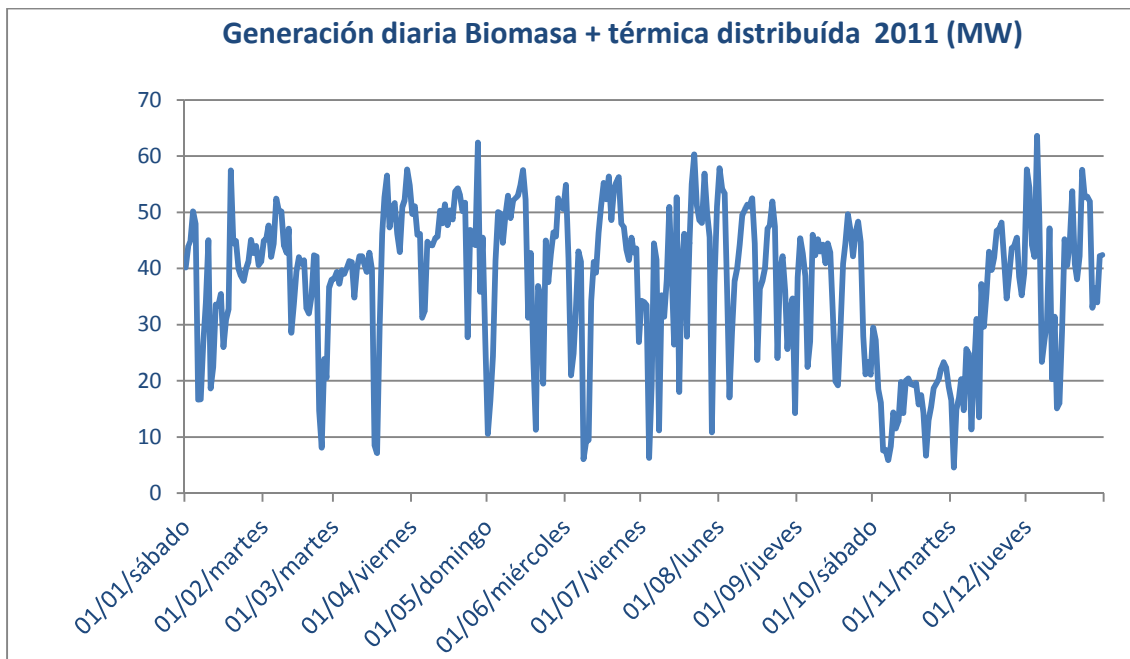
<sup>8</sup> No se indican los nombres de las centrales asociadas a su desempeño.



**11.2. Generación con Biomasa y generación térmica distribuida.**

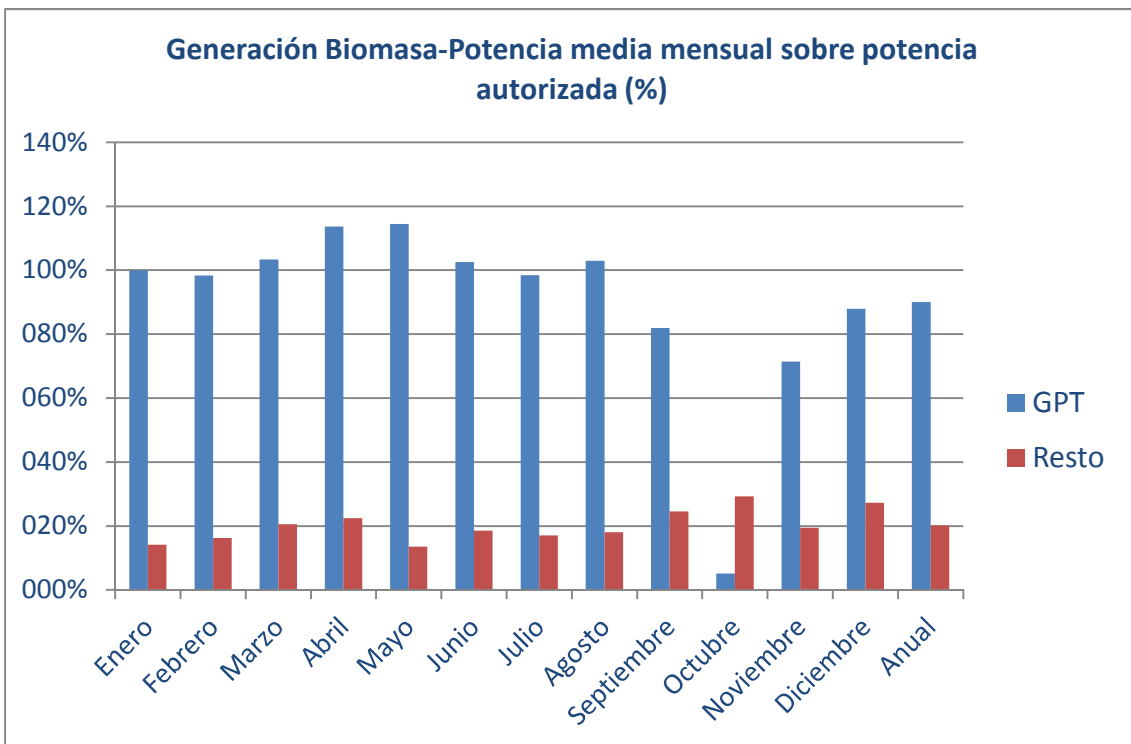
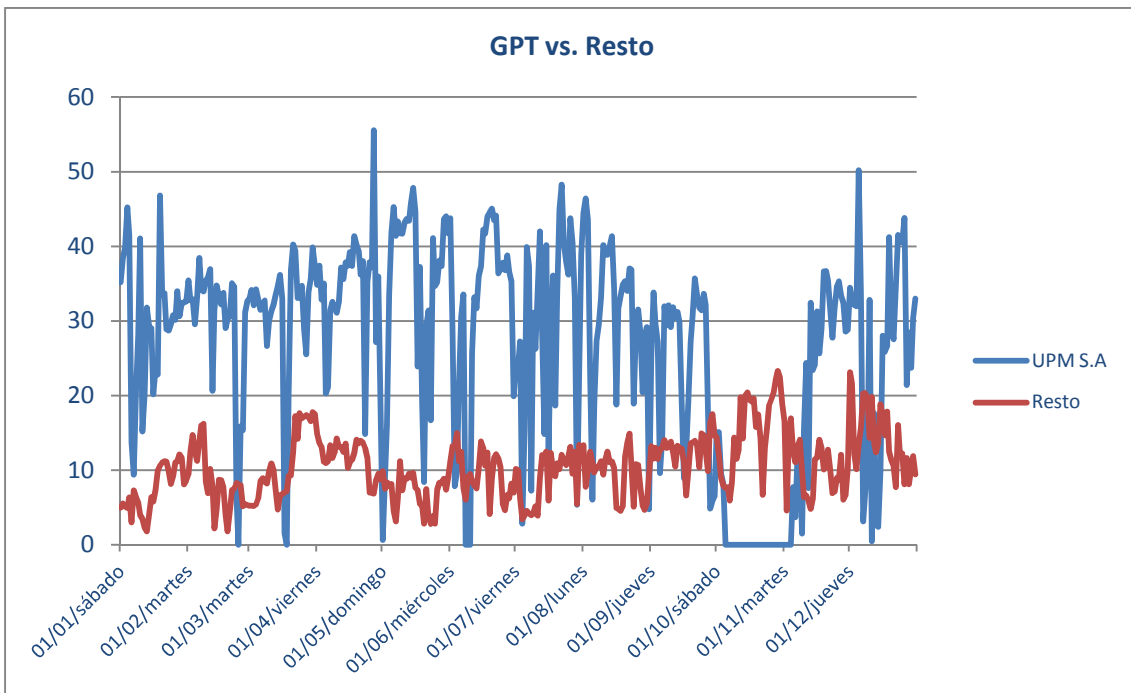
Generador	MW Instalados	MW Autorizados	Actividad MMEE
UPM S.A	161 MW	161 MW	25-30 MW
Bioener S.A	12 MW	12 MW	11,5 MW
Fenirol S.A.-ERT	10 MW	10 MW	8.8 MW
Galofer S.A .	14 MW	12.5 MW	12.5 MW
Las Rosas -I.M.Mald.	1.2 MW	1.2 MW	1.2 MW
Liderdat S.A.	5 MW	4.85 MW	4.85 MW
Weyerhaeuser Productos S.A.	12 MW	12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

\*Generación térmica distribuída





## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO





## **12. Descripción de la operación mes a mes**

### **Enero**

Durante el mes de enero se tuvieron muy bajos aportes, sea en el Río Negro, con probabilidad de excedencia entre el 55-66%, comparado con el histórico para dicho mes, y también en el Río Uruguay, con probabilidad de excedencia de un 40%; la misma es baja debido a los bajos aportes históricos de esta época (verano). Se utilizó energía almacenada en el embalse Terra (el mismo bajó 0,73m). Se comenzó el mes con las cotas de los embalses relativamente altas, finalizándose el mismo con una cota muy baja en Salto Grande (31,83m) y algo más baja en el Río Negro.

La escasez de lluvias provocó un aumento progresivo y sostenido en el valor del agua, despachándose todo el térmico disponible hasta CTR y recurriéndose a la importación en modalidad contingente, la cual estuvo disponible casi todo el mes, inicialmente de origen fuel-oil, pasando luego a gas-oil con un precio considerablemente más elevado. Asimismo hubo algo de disponibilidad de contrato.

El precio spot comenzó dado por el despacho de CTR a principios del mes, pasando luego a actuar el tope de 250 USD/MWh debido a la importación contingente. CTR1 y Sala B estuvieron en mantenimiento durante casi todo el mes (CTR1 volvió el día 26), registrándose asimismo alguna indisponibilidad de 5a y 6a de Central Batlle.

La demanda registró un notorio incremento respecto de enero del año pasado, de 6,18%. En el año 2010 la demanda había crecido 5,34% respecto a enero de 2009.

### **Febrero**

Durante el mes de febrero si bien se tuvieron muy bajos aportes al inicio, fueron más importantes el resto del mes, especialmente en Salto Grande, con probabilidad de excedencia de apenas el 19%, comparado con el histórico para febrero; la misma es baja además debido a los bajos aportes históricos de esta época (verano). El embalse de Terra permaneció casi constante. (el mismo bajó solo 10cm) ya que se priorizó mantener las reservas en el Río Negro mediante el despacho térmico y de importación. La cota de Salto Grande comenzó baja (31,83m) terminando en un nivel medio (33,5m).

La escasez inicial de lluvias provocó que se despachara todo el térmico disponible hasta CTR, recurriendo a la importación en modalidad contingente de origen gas-oil, con un precio considerablemente elevado, lo que provocó que actuara el tope del precio spot al inicio del mes. Luego el aumento de aportes en Salto Grande hizo que se dejara de convocar la importación contingente y el despacho de CTR. No hubo disponibilidad de contratos con Argentina. Hubo algo de gas para PTA (para menos de una máquina la mitad de los días del mes). 5a de Central Batlle y Sala B volvieron de mantenimiento a principios del mes, pero la 5ª de Central Batlle volvió a salir por desperfectos hacia fin de mes, así como PTA1. PTA presentó problemas en su planta de agua.

La demanda registró un notorio incremento respecto de febrero del año pasado, de 6,19%, similar al registrado en enero. En el año 2010 la demanda había crecido 5,11% respecto a febrero de 2009. El costo del crudo registró una notoria alza en el mes.



### Marzo

Durante el mes de marzo los aportes en Salto Grande empezaron siendo relativamente buenos, pasando a ser bajos sobre medidos de mes. El embalse de Terra tuvo una disminución de casi un metro, a pesar de que se despachó todo el térmico disponible y se tuvo importación contingente desde Argentina de origen Gas Oil, en los últimos días del mes. Los aportes de Terra y Salto Grande tuvieron una probabilidad de excedencia del 58 % y del 35 % respecto a aportes históricos de marzo.

El precio spot de prácticamente todo el mes, estuvo fijado por su tope de 250 USD/MWh. Esto se debió primero al despacho de CTR y posteriormente por la importación contingente desde Argentina de origen Gas Oil. Se contó con importación del contrato CEMSA 1 solo el día domingo 27 de 8 a 10, siendo la única importación de contratos recibida en el mes.

La demanda tuvo un crecimiento mensual del 3,45% con un acumulado anual de 5,26 %, por lo que ha bajado respecto a los crecimientos de febrero (6,19 % de crecimiento mensual).

### Abril

Se observa que los aportes de Salto Grande fueron buenos, sobretodo sobre el principio y sobre el final del mes. La cota de Terra se mantuvo casi constante en el mes, en el entorno a los 76,7 metros. Los aportes de Terra y Salto Grande tuvieron una probabilidad de excedencia del 67% y del 29 % respecto a aportes históricos de abril.

El precio spot estuvo dado, en general, por PTA generando con Gas Oil, salvo algunas horas o algunos días donde fijó el spot la 6ta unidad de Central Batlle o PTA generando con gas.

En el mes de abril no hubo importación desde Argentina en ninguna de sus formas: ya sea en modalidad contingente o en forma de contratos. La importación de Brasil fue conveniente económicamente debido a que fue toda de origen hidráulico.

La demanda tuvo un crecimiento mensual del 2,35% con un acumulado anual de 4,56%. Dichos crecimientos han bajado respecto a los del mes anterior (3,45% de crecimiento mensual y 5,26 % de crecimiento anual).

### Mayo

Durante el mes de mayo si bien se tuvieron bajos aportes al inicio, nulos sobre Río Negro y disminuyendo en Salto Grande, se registraron lluvias sobre el Río Uruguay y hacia finales del mes se registraron aportes muy importantes en la cuenca del Río Negro, lo cual resultó en una probabilidad de excedencia relativamente baja comparado con el histórico para mayo. El embalse de Terra permaneció cte. durante casi todo el mes, priorizándose mantener las reservas en el Río Negro mediante el despacho térmico y de importación, revirtiéndose dicha situación a finales del mes, lapso en el cual el embalse subió aprox. 1m.

La escasez inicial de lluvias provocó que se despachara todo el térmico disponible hasta CTR durante buena parte del mes, lo que provocó que actuara el tope del precio spot. Luego hacia fines del mes el aumento de aportes permitió retirar parte del térmico, provocando una leve bajada del precio spot.

Hubo disponibilidad de contratos con Argentina solamente el feriado del 1o de mayo, así como de gas para pocas horas de PTA los primeros días del mes. 5a de Central Batlle volvió de mantenimiento a mediados del mes, Sala B registró diversas indisponibilidades y 6a de



Central Batlle salió para mantenimiento a finales del mes. Se incrementó la disponibilidad de energía de Brasil.

La demanda registró un incremento de 5,5% respecto de mayo del año pasado, teniéndose el primer pico invernal a fines del mes. En el año 2010 la demanda ya había crecido 6,3% respecto de mayo de 2009. El costo del crudo registró un descenso en el mes.

### Junio

Durante el mes de junio si bien se tuvieron bajos aportes al inicio, se registraron importantes lluvias primero sobre el Río Negro y luego también sobre el Río Uruguay, lo que determinó que se registraran aportes muy importantes en ambas cuencas, terminando el mes con Salto Grande y Palmar despachadas a pleno con riesgo de vertimiento. Esto resultó en una probabilidad de excedencia relativamente baja comparado con el histórico para junio. El embalse de Terra subió 66cm, incrementándose así las reservas energéticas en el Río Negro.

La escasez inicial de lluvias provocó que se despachara todo el térmico disponible hasta CTR inclusive hasta mediados del mes, lo que provocó que actuara el tope del precio spot. Luego hacia mediados del mes el aumento de aportes permitió retirar buena parte del térmico, inicialmente las TG y luego las TV, provocando una bajada paulatina del precio spot.

No hubo disponibilidad de contratos con Argentina, ni de gas para PTA. 5a de Central Batlle estuvo indisponible por una semana, 6a de Central Batlle hasta mediados del mes, Sala B durante todo el mes, TGAA desde el 14/6. Se tuvo alguna indisponibilidad de energía de Brasil a principios y fines del mes, teniendo disp. 20h/diarias el resto del mes.

La demanda registró un incremento de 7,45% respecto de junio del año pasado, con temperatura algo inferiores, teniéndose el pico anual hasta el momento el 27/6. En 2010 la demanda había decrecido -0,24% respecto de junio de 2009.

El costo del crudo bajó a 105 USD/bbl a fin de mes.

### Julio

Durante el mes de julio se tuvo una alta hidraulicidad lo cual hizo que se pudiera cubrir un 91% de la demanda del mes con las centrales hidráulicas. Asimismo se contó con una probabilidad de excedencia en los aportes de Terra relativamente alta, del 58 % respecto al histórico del mes. Mientras que para Palmar y Salto Grande, la probabilidad de excedencia fue bastante similar, del orden del 18 %. El embalse de Terra creció del orden de medio metro.

Debido al vertimiento o riesgo de vertimiento en Salto Grande, en buena parte del mes el precio fue variando desde cero en las madrugadas, dado por dicha situación, al valor de motores o PTA en los picos.

En el mes no hubo importación desde Argentina. Se contó con importación de Brasil del 9 al 13 de julio que fue en total de 5026,9 MWh y que cubrió el 0,5 % de la demanda del mes. Se exportó excedentes de vertimiento hacia Argentina, en su mayor parte, de Salto Grande, totalizando 5014 MWh y que se produjo entre los días 3 al 9 de Julio y del 22 al 31 de julio. No se contó con gas para generar con PTA.

La demanda registró un incremento de 4,16 % respecto de mayo del año pasado, teniéndose el pico al comienzo del mes. El crecimiento de la demanda en lo que va del año es del 5,06 %.



### Agosto

Durante el mes de agosto se tuvieron aportes muy importantes en todas las cuencas, particularmente en el Río Uruguay, lo que determinó que Salto Grande estuviera con vertimiento la primera mitad del mes (hasta el 17/8), estando despachada a pleno con riesgo de vertimiento hasta el día 23. Esto resultó en una probabilidad de excedencia para sus aportes muy baja (14%) comparada con el histórico para agosto. Los aportes en Terra se encontraron dentro de la media para el mes, mientras que en Palmar también fueron altos. El embalse de Terra subió 1m, incrementándose así las reservas energéticas en el Río Negro. Se registró un porcentaje de hidraulicidad muy alto, despachándose generación térmica únicamente para cubrir los picos de potencia, cuando esto resultó necesario. Hubo exportación de algunos excedentes de vertimiento de Salto Grande en las madrugadas, hasta el domingo 21.

El precio spot estuvo dado principalmente por los valores del agua, siendo cero en muchas madrugadas, por el vertimiento (o riesgo) en Salto Grande. No hubo disponibilidad de contratos con Argentina, y prácticamente tampoco de gas para PTA. TGAA estuvo indisponible a partir del día 5, así como 3 motores de Central Batlle. No se convocó energía de Brasil dada la situación de alta hidraulicidad.

La demanda registró un incremento de 7,15% respecto de agosto del año pasado, con temperaturas bajas a principios del mes, no superándose el pico anual registrado a principios de julio. En 2010 la demanda ya había crecido 7,4% respecto de agosto de 2009. El costo del crudo bajó a 105 USD/bbl a fin de mes.

### Setiembre

En este mes se tuvieron aportes importantes en Salto y para Río Negro. Se usó energía almacenada de Terra, el embalse de dicha represa bajó unos 17 cm llegando a 79,72 m y la cota de Salto Grande permaneció prácticamente constante. Se tuvo un porcentaje de hidraulicidad alto se pudo abastecer la demanda con un 91% de origen hidráulico siendo un 68% de Salto Grande y un 23% proveniente del Río Negro.

Se convocó el contrato Cemsa con Argentina, el cual resultó indisponible. A principios de mes se despachó Salto a pleno declarando riesgo de vertimiento desde el 31/8 cerrándose la demanda con Río Negro y para cubrir los picos se usó Motores y PTA. A partir del día 22 se empezó a importar desde Brasil y también se despachó Motores de Central Batlle a pleno. Para la última semana del mes, desde el 25 se agregó la 5ta unidad a pleno y se cerró la demanda con hidráulico.

Se tuvo un precio spot nulo al comienzo del mes por el riesgo de vertimiento variando en los picos por el precio de Motores. Luego el precio varió entre cero y los costos asociados a la valorización del Río Negro por los modelos. Y para el término del mes se tuvo un precio impuesto por la 5ta unidad de Central Batlle.

La demanda registró un crecimiento del 3.15% respecto al 2010 y un 4.44% respecto al 2009. En el año 2010 la demanda había crecido solamente un 1.24% en comparación a la del 2009.



### Octubre

En el mes de Octubre se continuó con aportes elevados. Esto permitió que la demanda se abasteciera en un 91% con generación hidroeléctrica. Elevando la cota de Terra unos 87 cm y unos 71 cm para Salto.

A principio de mes se despachó Motores, 5ta, 6ta, Salto, Río Negro y Importación por Rivera. Luego se declaró riesgo de vertimiento en las represas y se generó solamente con hidráulica cubriendo los picos con Motores de Central Batlle

El precio spot ejecutado estuvo dado durante buena parte del mes (hasta el 14) por el valor de la 5ta Unidad de Central Batlle. A partir del día 14 el precio fue nulo debido al riesgo de vertimiento.

La demanda este mes creció un 5,76% respecto de Octubre del año pasado. En el 2010 la demanda había decrecido respecto a la de Octubre del 2009 en un 0,39%.

### Noviembre

Para Noviembre no se registraron buenos aportes. Se utilizó energía almacenada en Terra, bajando su cota unos 69 centímetros quedando en 79,9 m y el embalse de Salto también disminuyó unos 67 centímetros registrando una cota final de 34,42 metros. Se tuvo un porcentaje de hidráulica medio (62%), proviniendo un 21% desde Río Negro y un 41% de Salto Grande.

A principios de mes se abasteció la demanda únicamente con generación hidráulica. Motores, PTA y CTR estuvieron generando por pruebas. A partir del día 5 se importó energía de Brasil a toda hora. Después se fue agregando térmico por orden de costos empezando con Motores, 5ta unidad que entró el 8, 6ta que entró el 9 y quedo indisponible hasta el 23 arrancando nuevamente el 24, PTA a pleno que entró el 12, CTR también empezó a generar pero no se despacho la última semana por restricciones de combustibles, a fin de mes también se generó con Sala B. Al término del mes también se importó contingente origen fuel oil de Argentina de Centrales costo medio alto por 180 MW. No se exportó energía durante todo el mes.

El precio spot empezó siendo cero en virtud de la previsión de cotas y niveles de aportes para el principio de mes, después tomó el precio que marcaba el agua hasta que se llegó al valor tope de 250 USD/MWh.

La demanda registró un crecimiento respecto de Noviembre del año pasado, del 4,74%. En el año 2010 la demanda había aumentado un 4,06% respecto a Noviembre de 2009.

### Diciembre

Durante el mes de Diciembre se tuvieron aportes relativamente bajos, fue el mes de menores precipitaciones desde el año 89 a la fecha. Se utilizó energía almacenada en Terra bajando su cota unos 74 centímetros y quedando en 79.22 metros en cambio la cota de Salto creció unos 91 centímetros. La demanda se abasteció en un 33% por hidráulico, valor bajo para nuestro país.

Se despachó generación térmica, 5ta, 6ta y PTA a pleno durante todo el mes cerrando la demanda con hidráulico. CTR no generó a principio de mes por las restricciones de combustible. La 5ta unidad de Central Batlle quedo indisponible el jueves 8 quedando disponible el 13. Se importó energía de Brasil y grandes cantidades desde Argentina, a veces se sustituyo el hidráulico y PTA con estas importaciones.



## ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

---

El precio spot durante todo el mes vino dado por la importación desde Argentina o CTR, con un costo de aproximadamente 290 USD/MWh actuando el tope de 250 USD/MWh.

En el mes se registraron temperaturas muy elevadas, las cuales hicieron subir considerablemente la demanda con respecto a Noviembre (6.5%). También se registró el pico máximo de potencia del verano (1494 MWh el día 21/12 a las 21:50). A pesar de esto, la demanda de este mes fue menor en un 2.16% a la de diciembre del año pasado, esto se debe a que en ese año la demanda de diciembre había subido un 10.68% con respecto a la del 2009.