



Informe de Garantía de Suministro

CONTROL DE VERSIONES

Fecha confirmado	Versión	Comentarios
30/04/2010	1	Versión Preliminar Publicada en la web
07/06/2010	2	Versión Preliminar para Directorio
08/06/2010	3	Versión Aprobada



Informe de Garantía de Suministro

Introducción

El artículo 246 del RMM establece: *“Antes de la finalización de cada año, la ADME deberá elaborar y enviar a los Participantes y el Regulador el INFORME DE GARANTÍA DE SUMINISTRO de acuerdo a lo que establece el presente Reglamento. La ADME incluirá este informe en su página Web para conocimiento público, en particular para conocimiento de inversionistas interesados en generación y Grandes Consumidores Potenciales.”*

El artículo 247 del RMM establece que dicho informe incluirá los siguientes resultados, mensuales y anuales, para el siguiente período de ocho años:

- a) Consumo y requerimiento previsto de Garantía de Suministro.
- b) Requerimiento de contratar para el seguro de Garantía de Suministro.
- c) Cubrimiento previsto.
- d) Seguro de suministro sin cubrir o Reserva Anual.
- e) Contratos faltantes.

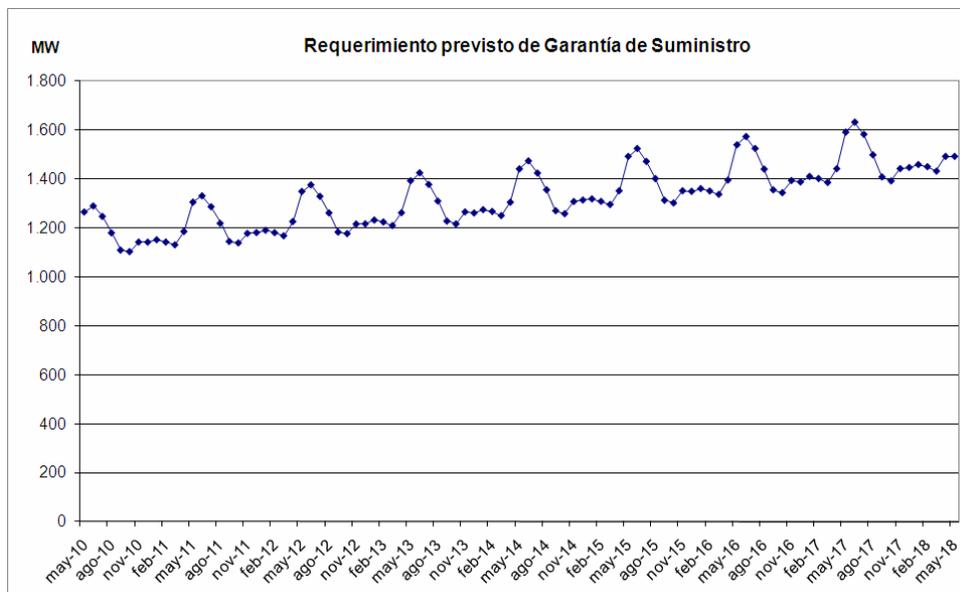
En el reglamento no se prevé el cálculo de la potencia firme de origen eólico. Dado que la política energética actual plantea la incorporación de 300 MW eólicos para el 2015, se consideró oportuno incorporar en este documento una evaluación de la potencia firme asignable al conjunto de las eólicas. Se adoptó como criterio el previsto en el Capítulo II asimilándolo al cálculo de potencia firme de generación hidráulica. Todos los resultados se muestran con y sin dicha potencia considerada.

“Se concluye de este Informe de Garantía de Suministro que, de acuerdo a la Reglamentación vigente, a las hipótesis establecidas en los Anexos de este Informe y a la situación actual del parque de generación ya existente en el país y a sus expansiones en desarrollo, no habría faltante de energía hasta principios del año 2015”. En consecuencia, no existe un requerimiento de Reserva Anual a licitar.

RESULTADOS:

A) Consumo y requerimiento previsto de Garantía de Suministro

De acuerdo a los artículos 237 y 238 del RMM, el requerimiento previsto de Garantía de Suministro se calcula con el consumo previsto expresado por el valor medio de su potencia en las horas del Periodo Firme (definido en el RMM como las horas fuera de valle), excluyendo exportación, más una estimación de pérdidas de energía por transmisión. Los valores correspondientes se muestran en la siguiente gráfica:



Para el cálculo del requerimiento previsto de Garantía de Suministro se utilizaron las proyecciones de demanda de generación consideradas en la Programación Estacional para el periodo Mayo-Octubre 2010. La demanda de generación comprende el consumo previsto más las pérdidas de energía por transmisión. Dichas pérdidas se estiman en un 3,9% de la demanda de generación.

B) Requerimiento de Contratar para el Seguro de Garantía de Suministro

De acuerdo a los artículos 241 y 242 del RMM, cada Participante Consumidor aportará a la Garantía de Suministro del sistema, cubriendo por lo menos una parte de su Seguro de Garantía de Suministro con contratos, según lo detallado en el art. 242.

Para Consumidores Cautivos, el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el ochenta por ciento del requerimiento previsto de Garantía de Suministro, para los siguientes cinco años. En la situación actual se considera a UTE como el único Distribuidor que abastece Consumidores Cautivos.

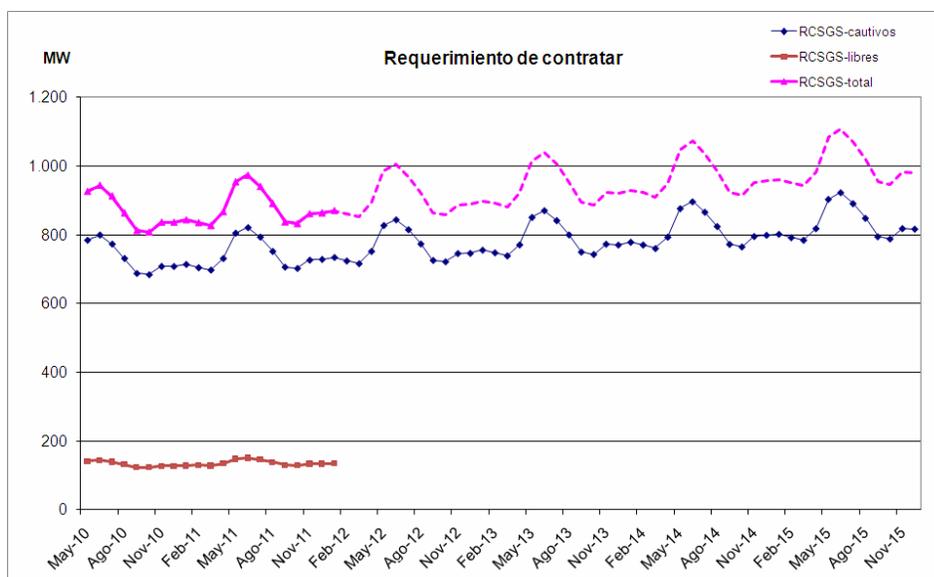
En el caso de Grandes Consumidores Potenciales éstos deberán tener contratos por el cincuenta por ciento del requerimiento mencionado, para el siguiente año. En la situación actual no existen Grandes Consumidores constituidos en Participantes del MMEE. Este requerimiento se aplica al Distribuidor o Comercializador que prevea abastecerlos o bien directamente al Gran Consumidor, si éste es Participante del MMEE.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

El requerimiento previsto de Garantía de Suministro calculado en (A) se divide entonces en el porcentaje que corresponde al Distribuidor que abastece a Consumidores Cautivos, y el restante, correspondiente a Grandes Consumidores Potenciales libres. Éstos a diciembre 2009 comprenden 914 suministros (698 clientes, dado que hay clientes con más de un suministro) abastecidos por el Distribuidor (UTE), los cuales a los efectos del presente informe se consideran agrupados.

En la gráfica que sigue se muestra dicho requerimiento, para los dos casos arriba descriptos. En caso que los Grandes Consumidores Potenciales libres permanecieran cautivos como en la actualidad, el requerimiento aplicable a éstos se traslada al Distribuidor que los abastece (UTE), debiendo adicionarse al requerimiento para Consumidores Cautivos.

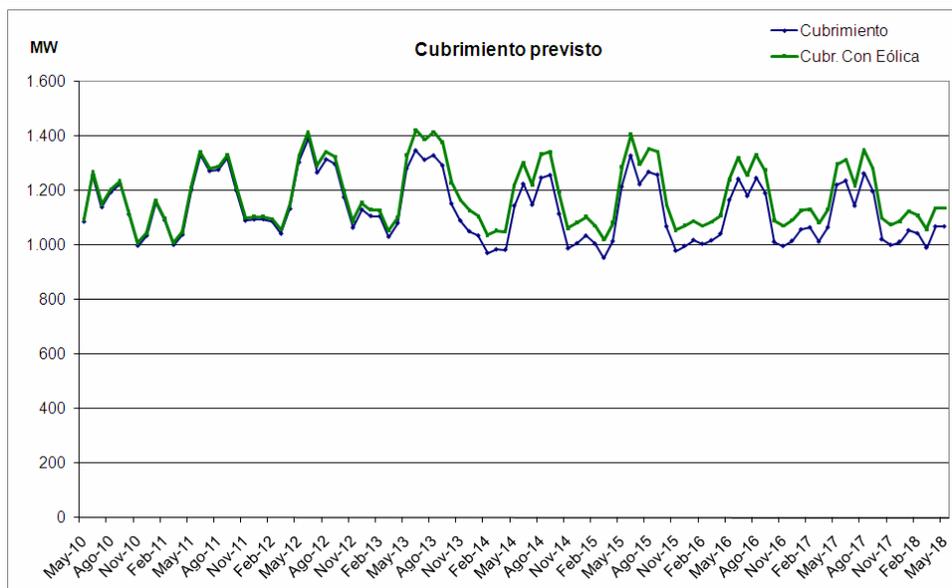


C) Cubrimiento previsto

De acuerdo la reglamentación (art.247) el cubrimiento previsto está integrado por la compra de Potencia Firme en los contratos ya acordados y en el Servicio de Reserva Nacional. Ver Anexo II para una descripción detallada de la Potencia Firme considerada. Los valores correspondientes se presentan en la siguiente gráfica:



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO



La curva inferior (azul) es el cubrimiento previsto teniendo en cuenta el parque generador existente (térmico e hidráulico) y próximo a entrar (biomasa).

La curva superior (verde) corresponde a considerar el aporte de potencia firme de la eólica existente, próxima a entrar y los 150MW de la licitación en curso.

D) Seguro de suministro sin cubrir o Reserva Anual

El objeto de la Reserva Anual del sistema es cubrir el Seguro de Garantía de Suministro de cada Participante Consumidor (art.249 RMM). En caso que exista faltante en el Seguro de Garantía de Suministro, ADME deberá informar al Regulador la situación y el monto faltante. Si dicho monto fuera inferior al 5% del requerimiento de Garantía de Suministro el Regulador podrá disponer no realizar la licitación de reserva anual correspondiente (art.254 RMM).

El Seguro de Garantía de Suministro definido en el art. 239, establece:

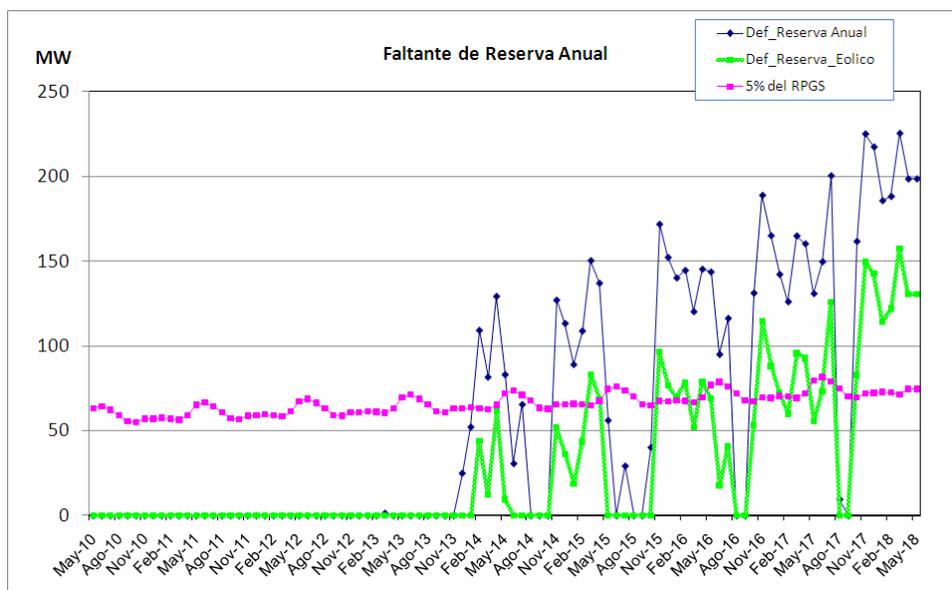
Para Consumidores Cautivos, resulta del noventa por ciento del requerimiento previsto de Garantía de Suministro (ítem A del presente informe), para los siguientes cinco años. En la situación actual se considera a UTE como el único Distribuidor que abastece consumidores cautivos.

Para Grandes Consumidores Potenciales, resulta del setenta por ciento del requerimiento mencionado, para el siguiente año. A la fecha no hay Grandes Consumidores que se hayan constituido como Participantes del MMEE. Este requerimiento se aplica al Distribuidor o Comercializador que prevea

abastecerlos o bien directamente al Gran Consumidor, si éste es Participante directo del MMEE.

La figura que sigue muestra dos curvas: la correspondiente al faltante de reserva anual (trazo continuo) y el límite de 5% mencionado (trazo punteado, 5% del ítem A del presente informe), calculado como la diferencia entre el requerimiento de Seguro de Garantía de Suministro (descrito en los dos párrafos anteriores) y el Cubrimiento previsto (ítem C del presente informe).

En la gráfica se muestra el caso en que los Grandes Consumidores Potenciales libres permanecieran cautivos, siendo que el requerimiento aplicable a éstos, como se mencionara más arriba, se traslada al Distribuidor que los abastece (UTE), debiendo adicionarse al Seguro de Garantía de Suministro correspondiente a los Consumidores Cautivos. De no ser así, y de pasar a ser Participantes del MMEE, el faltante de Reserva Anual computable al Distribuidor, sería menor en la proporción correspondiente.



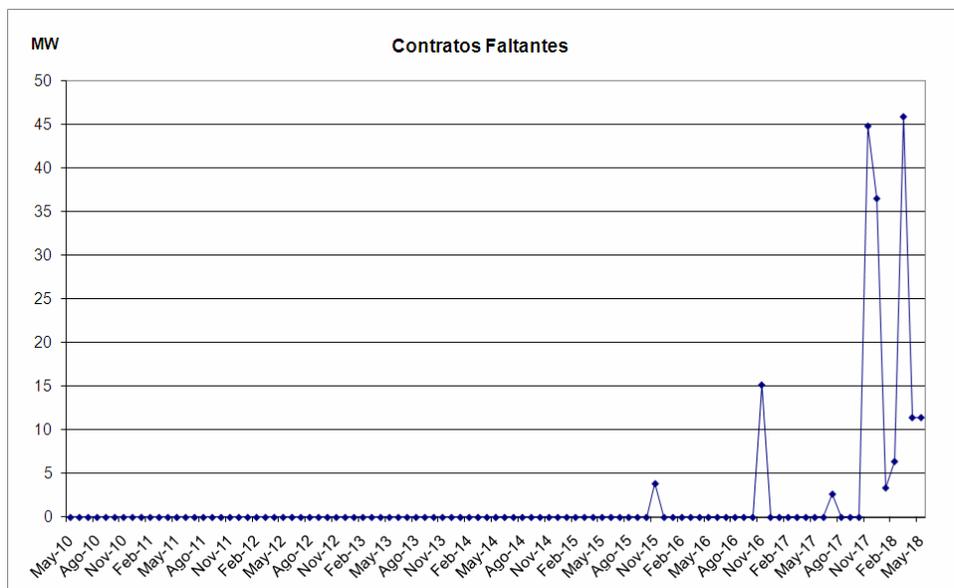
A fines del año 2013 se observa un faltante de reserva que supera en algo el límite de 5%, resultando que a partir de fines del año 2014 el faltante de reserva anual supera largamente el límite mencionado.

Se presentan dos curvas para el faltante, la superior (azul oscuro) corresponde al faltante de reserva considerando nula la potencia firme eólica, la inferior (verde) corresponde a considerar la potencia firme de origen eólico.



E) Contratos Faltantes

El monto de los contratos faltantes, calculados como la obligación de contratar (ítem B del presente informe) menos el cubrimiento previsto (ítem C del presente informe) en los contratos ya acordados y en el Servicio de Reserva Nacional (art.247 RMM), se presenta en la siguiente grafica:





ANEXO I
PRINCIPALES HIPÓTESIS Y TABLA DE RESULTADOS OBTENIDOS

Hipótesis generales

A los efectos de los cálculos realizados se considera que toda la potencia firme instalada en el territorio nacional está incluida en el servicio de reserva nacional dado que no están firmados los convenios internos que prevé la reglamentación en el art. 291 y siguientes. Se asume que UTE como único Distribuidor tiene convenios internos por los que tiene contratada toda su generación.

No existen en el momento contratos de importación con garantía de suministro por lo que no se consideran para los cálculos de la oferta de potencia firme.

El horizonte de estudio abarca el período mayo de 2010 a mayo de 2018 inclusive. Se tomaron 3 años y medio “de guarda” al inicio del período de optimización, de forma de independizar los resultados de los valores iniciales tomados para los embalses (volúmenes embalsados, condición hidrológica). Ver Anexo II, “Metodología de cálculo”.

Demanda

Las tasas de crecimiento supuestas y los valores resultantes de las energías anuales son los que se muestran en la siguiente tabla:

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
GWh	9.429	9.732	10.082	10.413	10.771	11.141	11.524	11.921	12.331
Crecimiento	4.88%	3.20%	3.60%	3.28%	3.44%	3.44%	3.44%	3.44%	3.44%

Los mismos se obtuvieron a partir de las proyecciones de demanda de generación consideradas en la Programación Estacional para el período Mayo-Octubre 2010.

Para los años 2009 y 2008 se tomaron los valores de demanda proporcionados por UTE (8.990 y 8.781 GWh respectivamente) repitiéndose el valor del año 2008 hacia atrás para los años “de guarda” considerados en la corrida al inicio.

Grandes Consumidores (Potenciales)

A los efectos de diferenciar entre clientes cautivos y libres, se consideraron como Grandes Consumidores todos aquellos titulares de un suministro con potencia contratada igual o superior a 250 kW, según decreto 299/03 que modifica el art.88 del RMM (que fijaba inicialmente dicho requerimiento en 500 kW).

Si bien actualmente no existen Grandes Consumidores libres constituidos como Participantes en el MMEE, se solicitó a UTE la información relativa a los clientes titulares de uno o más suministros con dichas características, que constituyen los Grandes Consumidores Potenciales. UTE suministró datos para el período 2005-2009 como un porcentaje de los mismos respecto de la demanda, informando un total de 914 suministros a la fecha de marzo 2010.

Se realizó una extrapolación lineal (se muestra en rojo) de los datos brindados por UTE para el período estudiado, obteniéndose los siguientes resultados:



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

datos	2005	2006	2007	2008	2009				
% GCP	20,40%	21,00%	21,30%	22,30%	21,60%				
extrapolación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
% GCP	22,40%	22,80%	23,25%	23,55%	23,90%	24,25%	24,65%	25,00%	25,40%

A falta de más datos se optó por este resultado que podría considerarse conservador, dado que UTE manifiesta que según sus proyecciones el %GCP para 2010 sería de 23,1% y para 2011 de 25,8%.

Parque Térmico

Para las unidades térmicas se consideraron los siguientes mantenimientos para el año 2010, de acuerdo a lo previsto en la Programación Estacional para el período Mayo-Octubre 2010:

- 6ª Central Batlle – sem.38 a 51 de 2010 (15/09/2010 a 15/12/2010)
- CTR – una unidad sem.20 a 37 de 2010 (10/05/2010 a 10/09/2010)
- Punta del Tigre – 2 unidades hasta 01/06/2010 y 1 unidad hasta 15/07/2010
- Sala B – sem. 18 a 26 de 2010 (03/05/2010 a 03/07/2010)
- UPM (Botnia) – 01/11 a 14/11 periódico todos los años

Dado que no se tenía información al momento de confeccionar el presente informe respecto del Plan de Mantenimiento detallado para las unidades térmicas para los años siguientes, se bajó el factor de disponibilidad de las mismas a partir del 01/01/2013 (fechas arbitrariamente elegida), a los efectos de integrar dentro del factor de disponibilidad fortuita, la indisponibilidad asociada a los mantenimientos programados.

Las unidades térmicas actualmente en servicio se consideran disponibles por todo el período del estudio, salvo la Sala B de la Central Batlle, que se da de baja en junio 2015, lo que representa una disminución de 25 MW en la potencia firme del sistema.

Los valores considerados de potencia y de factor de disponibilidad complejiva (fdc) se tomaron de la Programación Estacional para el período Mayo-Octubre 2010. En la misma se consideran valores elevados para dichos factores, teniendo en cuenta los mantenimientos realizados recientemente en las máquinas.

Como ya se mencionara para el presente estudio se consideró que los mismos son algo menores a partir del 1/1/2013, a los efectos de tener en cuenta el posible desgaste de las mismas así como los períodos fuera de servicio debidos a futuros mantenimientos que puedan realizarse en las mismas (valor fdc-2013); se supuso que éstos volverían a valores históricos. Los mismos se muestran en la siguiente tabla:

	MW	fdc	MW(firmes)	fdc-2013	MW(firms)	cv [US\$/MWh]
UPM (*)	26	1.0	21.7			1.0
5ta	77	0.9	69.3	0.835	64.3	121.4
6ta	113	0.9	101.7	0.835	94.4	124.4

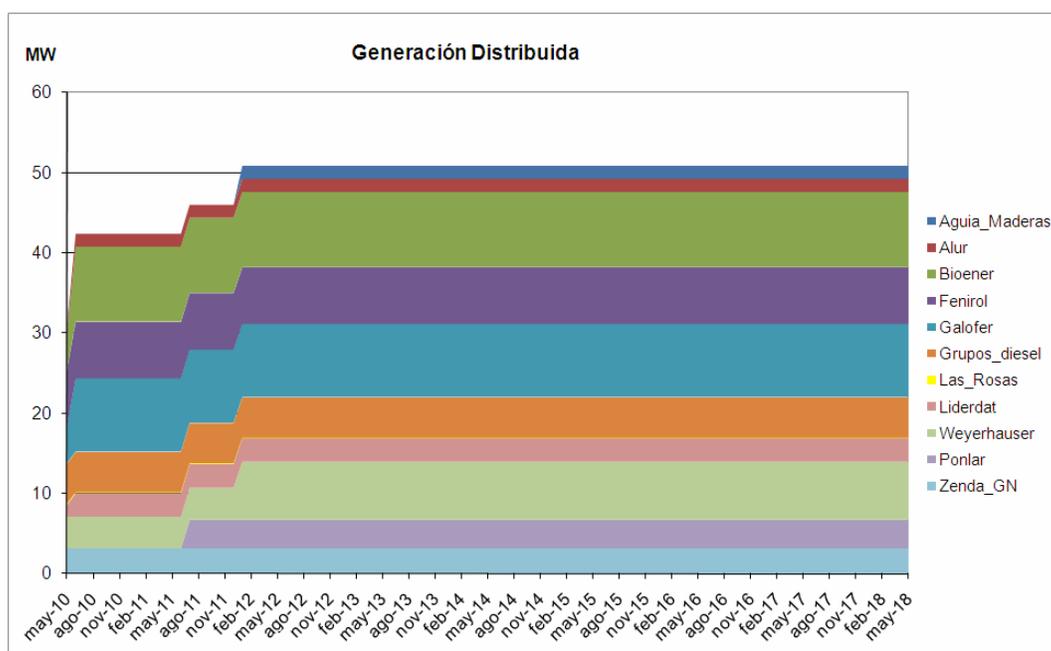


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Sala B	50	0.65	32.5	0.5	25.0	160.3
Motores	80	0.95	76.0	0.845	67.6	106.5
CTR1	103.5	0.9	93.2	0.845	87.4	212.5
CTR2	103.5	0.9	93.2	0.845	87.4	212.5
GDis (**)	--	--	--			--
PTA	288	0.9	259.2	0.845	243.2	172.7
TGAA	20	0.5	10.0	0.450	9.0	280.7

(*) Para el caso de UPM, ésta declaró una disponibilidad de 29.6 MW para el año 2010. Se tomó con fdc=1, considerando por separado el período de mantenimiento asimismo declarado.

(**) La Generación Distribuida se consideró en forma detallada siendo el aporte de cada central el que se muestra en la siguiente figura:



	MW	fdc	MW(firmes)
Aguia Maderas	2	0.80	1.60
Alur	5	0.32	1.60
Bioener	11	0.85	9.35
Fenirol	8.8	0.80	7.04
Galofer	11.5	0.80	9.20
Grupos diesel UTE	1	0.835	0.835
Las Rosas	1	0.15	0.15
Liderdat	4.9	0.60	2.94



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Los Piques (Weyerhauser)	5	0.80	4.00
(a partir de 2012)	9	0.80	7.20
Ponlar	4.5	0.80	3.60
Zenda	3.72	0.835	3.10

Se consideró la zafralidad de Alur y Liderdat en forma complexiva en sus fdc.

El precio de los combustibles se consideró constante e igual al caso de 80 US\$/bbl considerado en la Programación Estacional para el período Noviembre 2009- Abril 2010 (costo variable total a pleno), dado que al confeccionar el presente estudio aún no se contaba con los valores actualizados correspondientes a la Programación Estacional para el período Mayo-Octubre 2010. Los mismos se incluyen en la tabla donde se detallan las potencias firmes térmicas, aunque los mismos no resultan relevantes para dicho cálculo.

Solamente se tuvieron en cuenta los emprendimientos que ya se encuentran generando o bien tienen fecha de entrada prevista. No se tuvieron en cuenta futuras ampliaciones o licitaciones aún no firmes.

Parque Eólico

No se consideró potencia firme proveniente del parque eólico, por no encontrarse comprendido el caso en el RMM. Sin embargo, se muestra en algunos de los resultados, como cambiarían los mismos, de aplicarse para el cálculo de la potencia firme, el mismo tratamiento que se aplica a la potencia firme de origen hidráulico.

En la siguiente tabla se detalla el parque eólico considerado:

	MW	Desde fecha
Agroland	0.3	May 2008
Amplin 1	2	Jul 2010
Amplin 2	7.5	Abr 2012
Amplin 3	7.5	Abr 2012
Caracoles 1	10	Set 2008
Caracoles 2	10	May 2010
Fortuny	10	Abr 2012
Kentilux	10	Abr 2012
Llamado 150 MW	150	Jun 2013
Luz de Mar	9	Abr 2012
Nuevo Manantial 1	4	May 2008
Nuevo Manatial 2	6	May 2009
N.Manantial (ampliación)	3	Jun 2010

Solamente se tuvieron en cuenta los emprendimientos que ya se encuentran generando o bien tienen fecha de entrada prevista. No se tuvieron en cuenta futuras ampliaciones o licitaciones aún no firmes.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Falla

Los costos variables de las máquinas de racionamiento usadas en la simulación fueron:

Escalón				
Profundidad[p.u.]	0.05	0.075	0.075	0.8
Costo[USD/MWh]	250	400	1200	2000

Tanto los costos de generación de las unidades térmicas como los costos de falla, se consideraron constantes en todo el horizonte de tiempo del estudio. Si bien el precio del petróleo ha mostrado una volatilidad importante durante el último año, a los efectos del cálculo de la necesidad de potencia firme del sistema, es una variable que no debiera tener influencia.

Parque Hidráulico

Para las centrales hidráulicas del Río Negro se estimaron mantenimientos periódicos que abarcan todo el período considerado en el presente estudio, de acuerdo a los mantenimientos previstos para las mismas hasta 2013 inclusive, haciéndolos extensivos para los demás años del periodo considerado:

		Terra				Baygorria			Constitución		
		U1	U2	U3	U4	U1	U2	U3	U1	U2	U3
2010	1S	3 d	3 d			12 d	7 d		15 d	15 d	
	2S			15 d	15 d			12d			15 d
2011	1S	10 d	10 d				12 d		15 d		
	2S			3 d	3 d	12 d				15 d	
2012	1S	3 d	3 d					12 d			15 d
	2S			10 d	10 d		12 d		15 d		
2013	1S	3 d	3 d			12 d				15 d	
	2S			10 d	10 d			12 d			15 d

En la tabla anterior se muestra la cantidad de días prevista para mantenimiento, por cada unidad de cada central, por semestre de cada año. Los mismos se tomaron arbitrariamente a partir del 01/03 de cada año para el primer semestre, y del 01/11 para el segundo semestre, con excepción del año en curso (2010) para el cual se tenían estimaciones mejores.

Para la central de Salto Grande se consideró la última información disponible enviada por CTM, la que se detalla en la siguiente tabla. Cabe recordar que en el SimSEE se representa Salto Grande como la "media central" uruguaya, por lo que cada vez que se pone en mantenimiento una unidad, en realidad son dos las



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

máquinas que salen. El cronograma que se muestra en la tabla en cambio, hace referencia a cada una de las 14 máquinas reales de Salto Grande.

CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO ESTACIONAL DE GENERADORES

CTM SALTO GRANDE

Prog. Estacional Noviembre/2009 - Abril/2010

Máquina	Día Desde	Día Hasta	Tipo de Mantenimiento	Tarea	Día Desde	Día Hasta	Tipo de Mantenimie
SGDEH03	03/01/11	14/02/11	Mantenimiento Mayor	General			
SGDEH04	07/02/11	20/03/11	Mantenimiento Mayor	General			
SGDEH02	25/01/10	19/02/10	Mantenimiento Mayor	Línea y/o conexiones			
SGDEH08	01/03/10	14/04/10	Mantenimiento Mayor	General			
SGDEH09	28/11/11	09/01/12	Mantenimiento Mayor	General			
SGDEH10	02/01/12	11/02/12	Mantenimiento Mayor	General			
SGDEH11	04/01/10	02/03/10	Mantenimiento Mayor	General			
SGDEH12	11/01/10	18/01/10	Mantenimiento Menor	Transformador de bloque			
SGDEH13	29/11/10	31/12/10	Mantenimiento Mayor	Línea y/o conexiones			
SGDEH14	06/02/12	16/03/12	Mantenimiento Mayor	Línea y/o conexiones			
SGDEH01	06/02/12	05/03/12	Mantenimiento Mayor	General			

Comercio Internacional

No se consideró potencia firme proveniente de contratos de importación, dado que el contrato actualmente existente con Argentina (Cemsa) que finaliza a mediados de 2012 (fue renovado por 30 meses siendo operativo a partir del 04/01/2010), la ampliación del mismo por 150 MW adicionales, así como el contrato por 120 MW con Albanesi (en estos dos últimos casos se está a la espera de la autorización por parte de la Secretaría de Energía de Argentina para que puedan entrar en vigencia), son todos interrumpibles.

Además el contrato Cemsa ha mostrado una firmeza baja en el pasado, reduciéndose notoriamente su disponibilidad en el invierno (semanas 18 a 40). En ese sentido si hubiera que asignar un monto de potencia firme al comercio internacional, en base al desempeño del año 2008, se considera que el mismo sería de 75 MW. No se tiene información sobre la disponibilidad de la importación para el año 2009, pero en base a las importaciones efectivizadas durante dicho año, se tiene que las mismas fueron 168 MW en promedio (208 MW en invierno, semanas 18 a 39 inclusive, y 138 MW resto del año); por lo que la disponibilidad para 2009 sería mayor o igual a esta cifra.

A los efectos de realizar la simulación se consideró la posibilidad de importar energía, de acuerdo a lo considerado en la Programación Estacional para el período Mayo-Octubre 2010. Esto es, se consideró:

- Una importación "concentrada" que agruparía las distintas importaciones ocasionales disponibles (de Argentina o Brasil) de 350 MW para las semanas 18 a 40 (invierno) con una disponibilidad del 50% a 249 US\$/MWh, y de 267 MW para las restantes semanas, con una disponibilidad del 75% a 233.75 US\$/MWh (valor 10% superior a CTR).
- El contrato Cemsa actualmente vigente con Argentina de 150 MW con 5% de disponibilidad para las semanas 18 a 40 (invierno) y 50% de disponibilidad para las restantes, a un precio de 75 US\$/MWh.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

TABLA RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS

La siguiente tabla resume los resultados presentados siendo:

RPGS= "Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro"

RC= "Requerimiento de Contratar" para el Seguro de Garantía de Suministro (total)

Cubr. Prev. = "Cubrimiento Previsto"

Faltante RA = "Faltante de Reserva Anual"

CF = "Contratos Faltantes"

	2010	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]						1265	1290	1247	1180	1110	1104	1143	1142
RC [MW]						927	945	914	865	813	809	837	837
Cubr. Prev. [MW]						1086	1258	1140	1194	1225	1113	998	1035
5% del RPGS [MW]						63	64	62	59	55	55	57	57,1
Faltante RA [MW]						0	0	0	0	0	0	0	0
CF [MW]						0	0	0	0	0	0	0	0
	2011	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]		1152	1143	1131	1186	1305	1331	1287	1219	1145	1139	1178	1181
RC [MW]		844	836	828	868	955	974	941	892	838	833	862	864
Cubr. Prev. [MW]		1156	1092	1001	1038	1203	1332	1273	1277	1321	1201	1090	1095
5% del RPGS [MW]		58	57	57	59	65	67	64	61	57	57	59	59
Faltante RA [MW]		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF [MW]		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2012	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]		1191	1181	1168	1226	1349	1376	1329	1262	1184	1177	1216	1217
RC [MW]		871	863	853	895	985	1005	971	921	864	860	888	889
Cubr. Prev. [MW]		1096	1088	1042	1133	1305	1391	1267	1315	1298	1176	1064	1131
5% del RPGS [MW]		60	59	58	61	67	69	66	63	59	59	61	61
Faltante RA [MW]		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF [MW]		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2013	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]		1232	1224	1210	1262	1393	1425	1378	1310	1228	1217	1266	1261
RC [MW]		900	893	883	921	1016	1039	1005	955	896	887	923	920
Cubr. Prev. [MW]		1107	1106	1031	1081	1281	1349	1314	1330	1293	1152	1090	1051
5% del RPGS [MW]		62	61	61	63	70	71	69	65	61	61	63	63
Faltante RA [MW]		0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	25
CF [MW]		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2014	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]		1275	1268	1251	1305	1441	1474	1424	1356	1271	1258	1308	1314
RC [MW]		930	923	911	951	1050	1074	1037	987	925	916	953	957
Cubr. Prev. [MW]		1035	971	984	983	1145	1225	1148	1248	1258	1115	988	1006
5% del RPGS [MW]		64	63	63	65	72	74	71	68	64	63	65	66
Faltante RA [MW]		52,3	109	81,7	129	83,2	31	66	0	0	0	127	113
CF [MW]		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2015	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]		1319	1309	1296	1352	1492	1524	1472	1402	1313	1302	1352	1350
RC [MW]		960	952	943	983	1085	1109	1070	1019	955	947	983	981
Cubr. Prev. [MW]		1035	1006	953	1014	1215	1329	1224	1270	1259	1069	979	997



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

5% del RPGS [MW]	66	65	65	68	75	76	74	70	66	65	68	67
Faltante RA [MW]	89,1	109	150	137	56,2	0	29,3	0	0	40,3	172	152
CF [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0
2016	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1361	1351	1337	1395	1540	1573	1525	1440	1356	1344	1394	1388
RC [MW]	990	981	971	1013	1118	1142	1107	1046	984	976	1012	1008
Cubr. Prev. [MW]	1019	1005	1017	1042	1166	1243	1181	1247	1191	1012	997	1016
5% del RPGS [MW]	68	68	67	70	77	79	76	72	68	67	70	69
Faltante RA [MW]	140	145	120	145	144	95,1	116	0	0	131	189	165
CF [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0
2017	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1411	1402	1386	1442	1592	1632	1582	1498	1408	1392	1442	1447
RC [MW]	1024	1016	1005	1046	1154	1183	1147	1086	1021	1009	1046	1049
Cubr. Prev. [MW]	1058	1065	1013	1065	1222	1238	1145	1264	1198	1021	1001	1013
5% del RPGS [MW]	71	70	69	72	80	82	79	75	70	70	72	72
Faltante RA [MW]	142	126	165	160	131	150	200	9,65	0	162	225	217
CF [MW]	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	45	37
2018	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1459	1450	1432	1492								
RC [MW]	1058	1050	1037	1080								
Cubr. Prev. [MW]	1054	1043	991	1069								
5% del RPGS [MW]	73	73	72	75								
Faltante RA [MW]	186	188	225	199								
CF [MW]	3	6	46	11								



ANEXO II
METODOLOGÍA DE CÁLCULO Y RESULTADOS ADICIONALES

Metodología de cálculo

Para los cálculos de este trabajo se utilizó el software SimSEE v2.63, considerando paso semanal, con 5 crónicas por paso de optimización y 1.000 crónicas para la simulación.

De acuerdo a lo establecido en el reglamento, para independizar el cálculo del estado inicial del sistema (volúmenes embalsados y condición hidrológica) se simularon tres años en iguales condiciones al inicio, previos al horizonte del estudio. Los resultados de estos tres años de estabilización no se utilizan en los resultados presentados.

Para el cálculo de la potencia firme se consideraron las horas fuera de valle. La simulación se realizó considerando cuatro postes con 7, 28, 91 y 42 horas de duración correspondiendo los dos primeros al horario de "punta", el tercero al horario de "resto" y el último al "valle".

Dado que la potencia firme hidráulica se debe calcular con probabilidad de excedencia de 95%, la cantidad de crónicas que se utilicen para la simulación debe ser considerable de forma de tener una representación de lo que sucede con probabilidades tan bajas como el 5%.

La optimización se realizó utilizando el simulador SimSEE. La política de operación fue calculada sobre la base de 10 sorteos de Monte Carlo para el tratamiento de los procesos estocásticos durante la programación dinámica estocástica.

Para las simulaciones se utilizaron 100 crónicas correspondientes a los aportes históricos de caudales desde 1909 a 2008 inclusive (series_BPS50.txt).

Los valores de las energías generadas por cada central, se pasaron a potencia firme mensual calculando para cada mes la potencia entregada por cada central en las horas fuera de valle como la energía entregada en esas horas, dividida la cantidad de horas fuera de valle (126 horas/semana, o bien 547,5 horas/mes).

Para el cálculo de la potencia firme de origen hidráulico se sumó en cada mes, en cada crónica, fuera de valle (período firme), la energía generada en Bonete, Baygorria, Palmar y Salto Grande (Uruguay). Se obtuvieron así, 1.000 series de valores de la generación hidráulica del sistema. La energía firme hidráulica es la que corresponde al 95 % de probabilidad de excedencia, en cada mes considerado en forma independiente. Para asignar potencias firmes a cada una de las centrales se procedió de la siguiente forma: se buscó entre los valores de las potencias generadas en horas fuera de valle para cada central, con igual probabilidad de excedencia, aquellos cuya suma es la más próxima al valor determinado como potencia firme para el conjunto de la central.

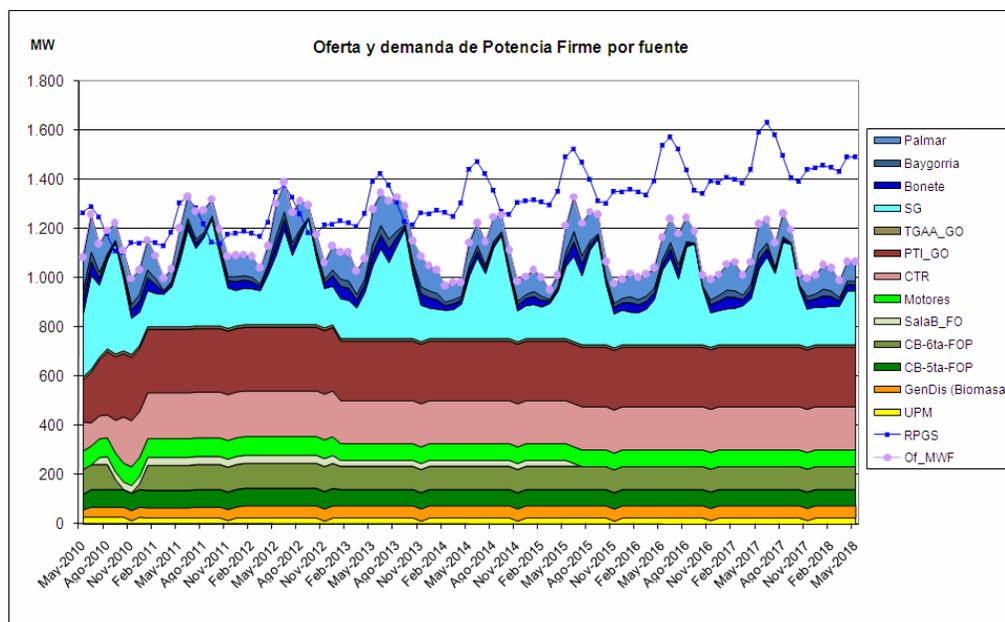
El cálculo de la potencia firme eólica se realizó considerando que la energía firme eólica sería la que corresponde al 95% de probabilidad de excedencia de la energía eólica generada fuera de valle (período firme), dado el vacío reglamentario existente al respecto. De todas maneras ésta no se incluyó en ninguno de los cálculos y solamente se muestra con fines ilustrativos.

Resultados adicionales

A) Consumo y requerimiento previsto de Garantía de Suministro y

C) Cubrimiento previsto

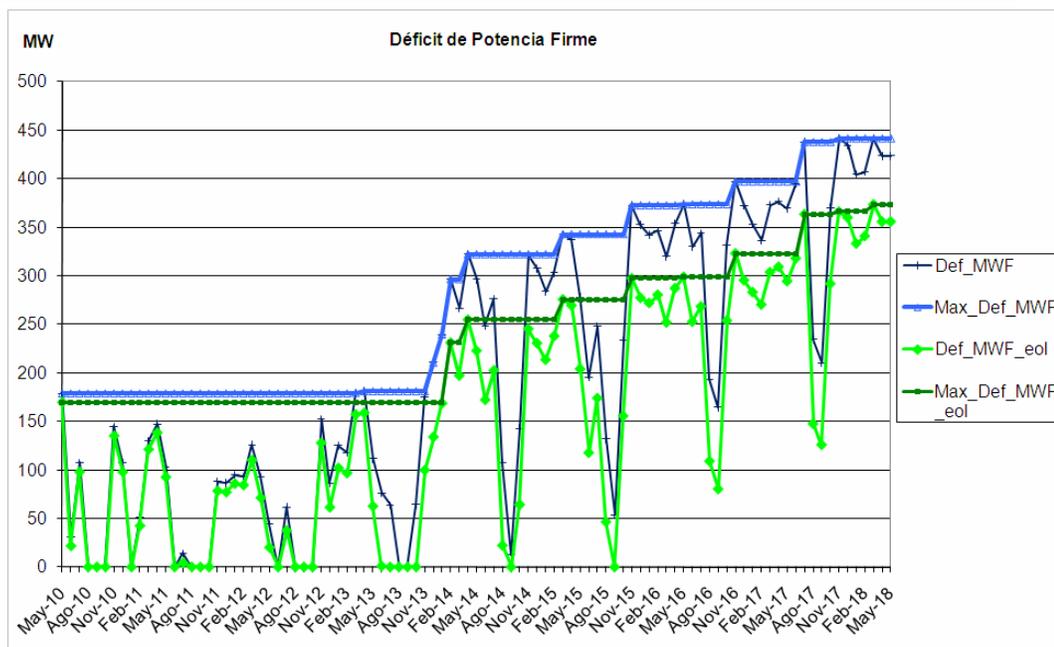
La siguiente figura muestra la oferta de potencia firme por fuente.



Se observa la salida de la 6^a Unidad de Central Batlle hacia fines de 2010 por el mantenimiento programado. También puede verse el retorno del mantenimiento previsto de la 2^a CTR a mediados de setiembre de 2010, así como la disponibilidad de las 6 PTI a partir de mediados de julio de 2010. Puede verse un descenso en la oferta de potencia firme térmica dado por el efecto del leve empeoramiento de los fdc de las máquinas térmicas que se supuso a partir de principios de 2013 (que volverían a valores históricos). Asimismo se observa la salida de UPM por medio mes en noviembre de cada año.

Se observa el pico invernal de la demanda, aproximadamente en el mes de junio de cada año, y el aumento notorio de generación hidráulica hacia fines del otoño, invierno y primavera, disminuyendo a principios del verano.

La diferencia entre la demanda firme (curva superior azul, requerimiento previsto de garantía de suministro) y la suma de las ofertas de potencia firme es el faltante de potencia firme en el sistema y se resume en la siguiente figura:



La curva superior (azul, Max_Def_MWF) corresponde al faltante de potencia firme si no se reconoce potencia firme a la generación eólica. Esto es, dada la variación mensual del déficit de potencia firme (curva Def_MWF), esta curva muestra el máximo déficit que se tiene.

La curva verde (Max_Def_MWF_eol) es el faltante de potencia firme, pero considerando ahora la potencia firme aportada por la eólica existente y por los 150MW en proceso de licitación. La curva verde claro (Def_MWF_eol) muestra la variación mensual del déficit de potencia firme, considerando la potencia firme aportada por la eólica.

Como puede apreciarse el faltante inicial es algo menor que 200MW. Este faltante está siendo cubierto parcialmente en la actualidad por la potencia disponible a través de las interconexiones.

En la siguiente tabla se muestra el detalle de las potencias firmes obtenidas: las 3 centrales del Río Negro, Salto Grande, Térmicas Turbovapor (incluye la 5ª, 6ª, sala B y motores, aunque en el caso de éstos últimos no se trate de máquinas de TV), Térmicas Turbogas (incluye CTR, PTI y TGAA), Gen_Dis (incluye los generadores distribuidos de biomasa a excepción de UPM, grupos Diesel de UTE y Zenda), UPM y Eólica (generación distribuida).



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

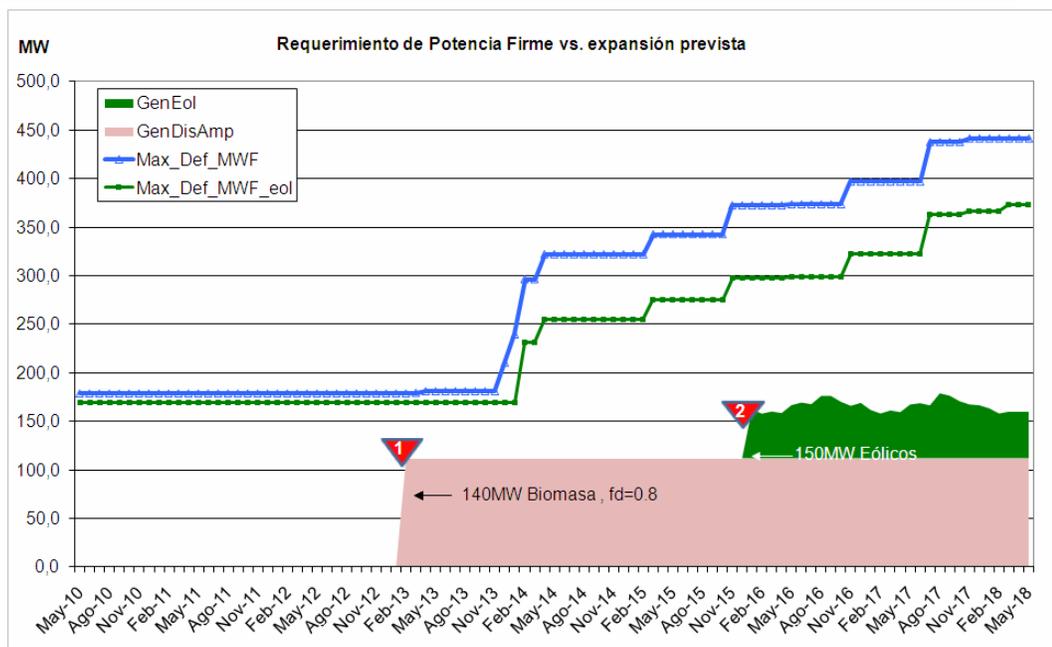
2010	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)					228	244	165	118	77,4	109	159	171
S.Grande (MWF)					260	384	295	363	455	298	148	136
Térmica TV (MWF)					239	247	276	280	218	178	178	200
Térmica TG (MWF)					299	311	331	362	402	456	456	456
Gen_Dis (MWF)					30,9	42	42,4	42,4	42,4	42,4	42	42,4
UPM (MWF)					30	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	14,8	30
Eólica (MWF)					9	9,65	9,68	11,2	11	10,2	9,8	10
2011	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	204	151	64,4	70,5	132	132	148	109	78,1	101	128	142
S.Grande (MWF)	148	137	133	164	268	397	317	361	436	293	165	145
Térmica TV (MWF)	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
Térmica TG (MWF)	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456
Gen_Dis (MWF)	42,4	42	42	42	42	42	46	46	46	46	46	46
UPM (MWF)	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	15,6	26
Eólica (MWF)	9	8,58	8,99	8,99	9,91	10,1	9,82	11,2	11	10,2	9,85	10
2012	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	134	129	90,3	114	206	191	171	144	53,9	89,1	104	161
S.Grande (MWF)	150	147	140	207	287	389	284	360	432	275	161	158
Térmica TV (MWF)	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
Térmica TG (MWF)	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456
Gen_Dis (MWF)	50,8	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	50,8
UPM (MWF)	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	13	26
Eólica (MWF)	9	8,64	16	22	24,3	25	24,4	28,2	27,6	25,2	24,4	25
2013	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	189	194	149	137	227	225	248	195	89,5	133	198	170
S.Grande (MWF)	164	157	126	189	299	369	312	380	449	264	150	125
Térmica TV (MWF)	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251
Térmica TG (MWF)	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427
Gen_Dis (MWF)	50,8	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
UPM (MWF)	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	13	26
Eólica (MWF)	23	22	22	22	49	76	74	86	85	78	76	77
2014	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	159	99,3	110	86,3	133	139	127	123	80,8	105	119	116
S.Grande (MWF)	121	116	119	142	257	332	267	371	422	255	126	135
Térmica TV (MWF)	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251
Térmica TG (MWF)	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427
Gen_Dis (MWF)	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	51	51	51	51	51	50,8	50,8
UPM (MWF)	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	13	26
Eólica (MWF)	71	66	69	68	73	76	74	85	84	79	75	77
2015	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	140	121	53,7	65,8	164	237	211	152	96,2	90,1	123	125
S.Grande (MWF)	140	130	144	193	296	350	282	387	433	249	139	142
Térmica TV (MWF)	251	251	251	251	251	239	226	226	226	226	226	226
Térmica TG (MWF)	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427
Gen_Dis (MWF)	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8
UPM (MWF)	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	13	26



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Eólica (MWF)	71	65	67	68	74	78	74	85	84	78	75	76
	2016											
	<i>ene</i>	<i>feb</i>	<i>mar</i>	<i>abr</i>	<i>may</i>	<i>jun</i>	<i>jul</i>	<i>ago</i>	<i>sep</i>	<i>oct</i>	<i>nov</i>	<i>dic</i>
Río Negro (MWF)	155	143	142	126	131	157	181	117	47,7	48,9	136	146
S.Grande (MWF)	134	132	146	186	305	356	269	400	413	233	142	140
Térmica TV (MWF)	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226
Térmica TG (MWF)	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427
Gen_Dis (MWF)	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8
UPM (MWF)	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	16	26
Eólica (MWF)	70	66	68	67	75	77	76	84	84	78	74	77
	2017											
	<i>ene</i>	<i>feb</i>	<i>mar</i>	<i>abr</i>	<i>may</i>	<i>jun</i>	<i>jul</i>	<i>ago</i>	<i>sep</i>	<i>oct</i>	<i>nov</i>	<i>dic</i>
Río Negro (MWF)	181	186	123	146	182	147	123	114	57,5	59,5	125	128
S.Grande (MWF)	147	149	160	189	309	360	292	420	410	232	156	154
Térmica TV (MWF)	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226
Térmica TG (MWF)	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427
Gen_Dis (MWF)	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8
UPM (MWF)	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	16	26
Eólica (MWF)	70	66	69	68	75	77	75	87	84	79	75	75
	2018											
	<i>ene</i>	<i>feb</i>	<i>mar</i>	<i>abr</i>	<i>may</i>	<i>jun</i>	<i>jul</i>	<i>ago</i>	<i>sep</i>	<i>oct</i>	<i>nov</i>	<i>dic</i>
Río Negro (MWF)	171	155	102	119								
S.Grande (MWF)	153	158	158	219								
Térmica TV (MWF)	226	226	226	226								
Térmica TG (MWF)	427	427	427	427								
Gen_Dis (MWF)	50,8	50,8	50,8	50,8								
UPM (MWF)	26	26	26	26								
Eólica (MWF)	71	66	68	68								

La siguiente figura muestra el requerimiento de potencia firme (mostrado en la gráfica anterior) versus la planificación prevista con el ingreso previsto de 150MW eólicos a fines de 2015 adicionales a los 150MW eólicos en proceso de licitación (que están considerados dentro de la oferta de potencia firme eólica) y la incorporación a fines de 2012 de 140MW de biomasa (fdc=0.8) adicionales a lo actualmente instalado para cumplir con los lineamientos del MIEM al respecto.



El marcador (1) indica la entrada de los 140MW de Biomasa para los que se consideró un factor de disponibilidad complejo (fdc) de 0.8.

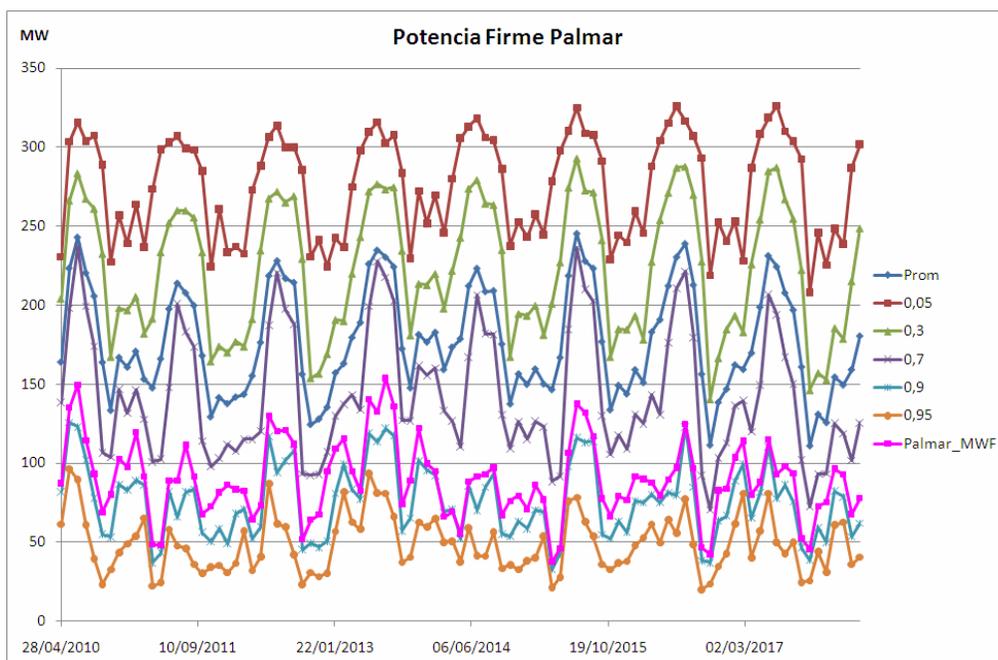
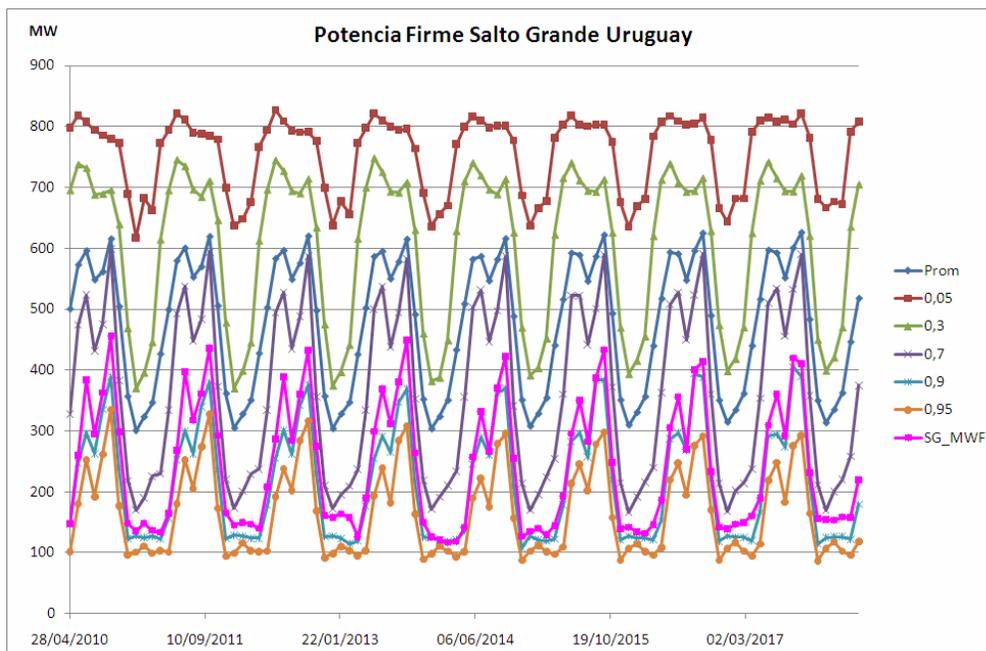
El marcador (2) indica el ingreso de los segundos 150MW Eólicos.

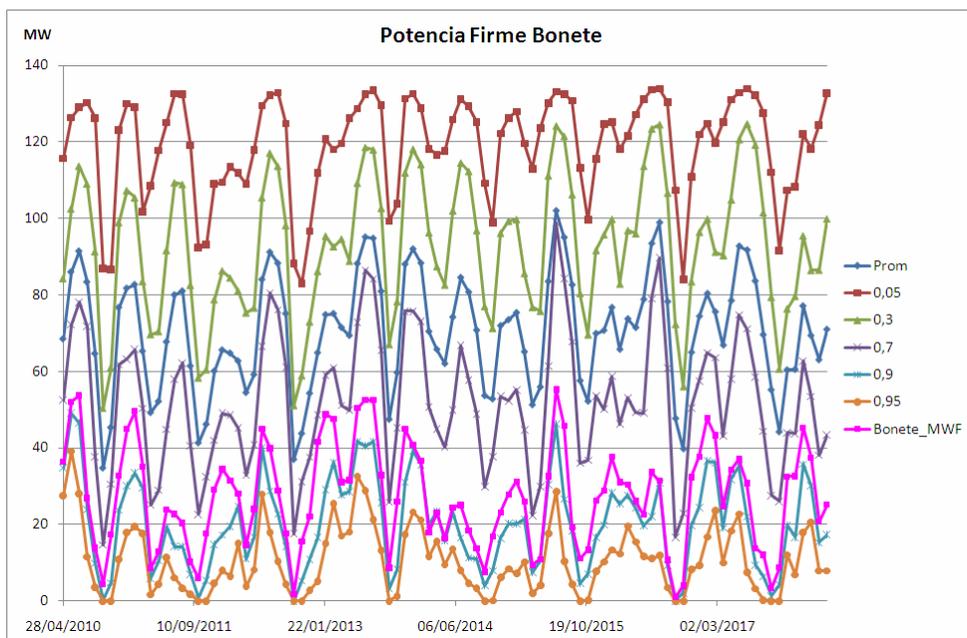
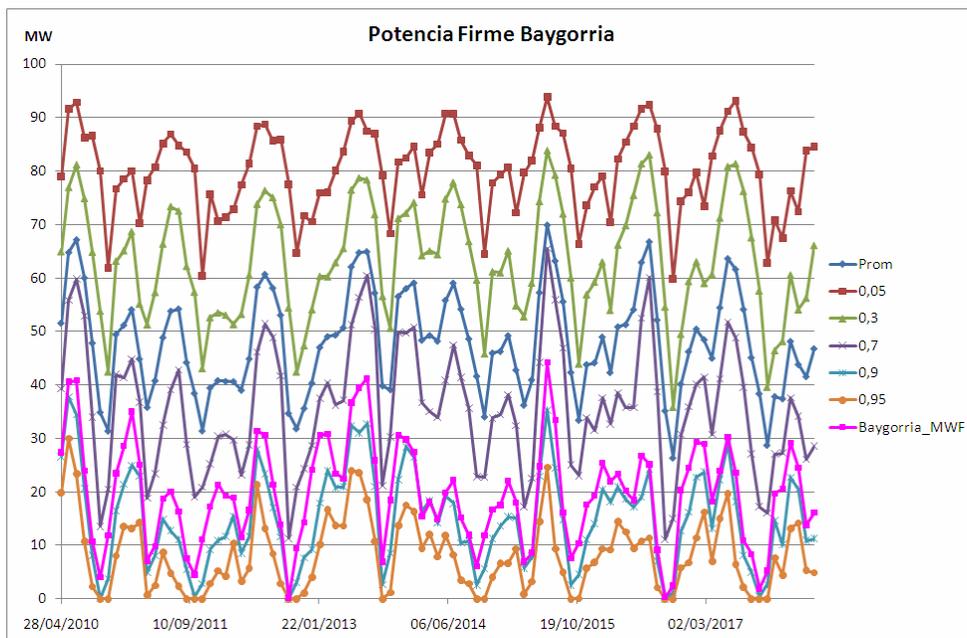
Como se puede apreciar hasta el año 2013 el faltante de potencia firme se encuentra en el entorno de los 220MW, que deberán ser cubiertos con importaciones o racionamiento.

En las gráficas presentadas a continuación se muestra la probabilidad de excedencia de la energía firme (5%, 30%, promedio, 70%, 90% y 95%) considerada para cada central hidroeléctrica en forma independiente, así como la resultante de aplicar el art.222 del RRMM, el cual especifica la forma de cálculo de la Energía Firme Hidroeléctrica mensual para cada central, a partir de la Energía Firme Hidroeléctrica mensual del MMEE (tal como fuera calculada en el presente informe).



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO





D) Seguro de suministro sin cubrir o Reserva Anual

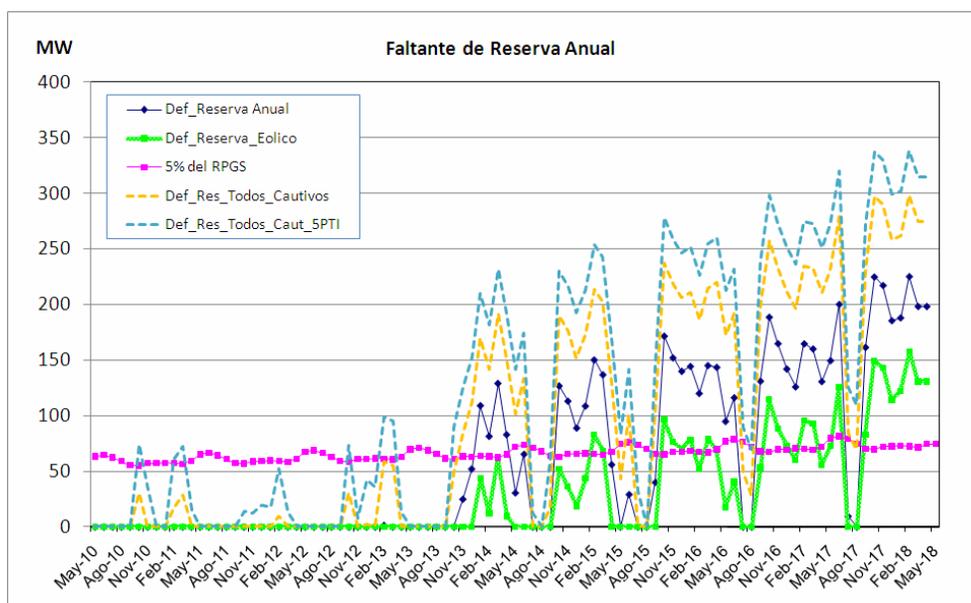
En la gráfica se muestra a efectos ilustrativos el caso en que los Grandes Consumidores Potenciales se consideraran como clientes cautivos (situación en que se encuentran actualmente) y se aplicara entonces al Distribuidor el mismo requerimiento de SGS que para los clientes cautivos, siendo éste mayor que el requerimiento aplicable a Grandes Consumidores Potenciales. Asimismo se muestra el efecto de no contar con una de las unidades de PTI en el largo



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

plazo. Ambas hipótesis habían sido consideradas en el informe anterior de Garantía de Suministro.

Recogiendo las observaciones realizadas por URSEA (acta N°4, Res. N° 29/010, Exp. N° 0317/2009, de fecha 19/01/2010) en el entendido que éstas reflejan adecuadamente los requerimientos plantados en el RMM, se modificó el criterio adoptado en el informe anterior realizado por ADME, explicitando separadamente los requerimientos para clientes cautivos y grandes consumidores potenciales, de acuerdo a lo solicitado por URSEA. Esto llevó a modificaciones en los ítems B, D y E del presente informe, respecto a lo presentado en el informe anterior.



El gráfico muestra la diferencia entre el requerimiento de SGS y el Cubrimiento previsto. Las curvas azul (Déficit de Reserva Anual) y verde (Déficit de Reserva Anual adicionando los MWF eólicos a los MWF totales disponibles en el Cubrimiento Previsto) son las presentadas en el punto D) del presente informe.

En líneas punteadas se muestran los dos casos que aquí se mencionan. Puede observarse que en ambos casos se incrementa el faltante: en el primer caso (curva punteada naranja) se aumentó el requerimiento de SGS (90% sobre el total del RPGS) al considerar todos los clientes como cautivos, siendo que a la fracción de demanda dada por los Grandes Consumidores Potenciales se le debe aplicar un requerimiento menor (70%). En el segundo caso, además se quitó la disponibilidad de una de las PTI dentro de la oferta de MWF, esto es, se consideró que solamente se dispondría de 5PTI en todo el periodo considerado, por lo cual disminuye el Cubrimiento previsto.

Cabe señalar que en este último caso se observa ya a partir de fines de 2010 un faltante que sobrepasa el 5% del RPGS.