



INFORME DE GARANTÍA DE SUMINISTRO

Fecha: 26 de enero de 2009

Autores: Alvaro Brandino, Ruben Chaer

DNC-IN-2009-001/00_garantia_de_suministro



Introducción

El artículo 247 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 los inversionistas interesados en generación y Grandes Consumidores Potenciales.*

Este informe contiene los siguientes resultados:

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

Resultados

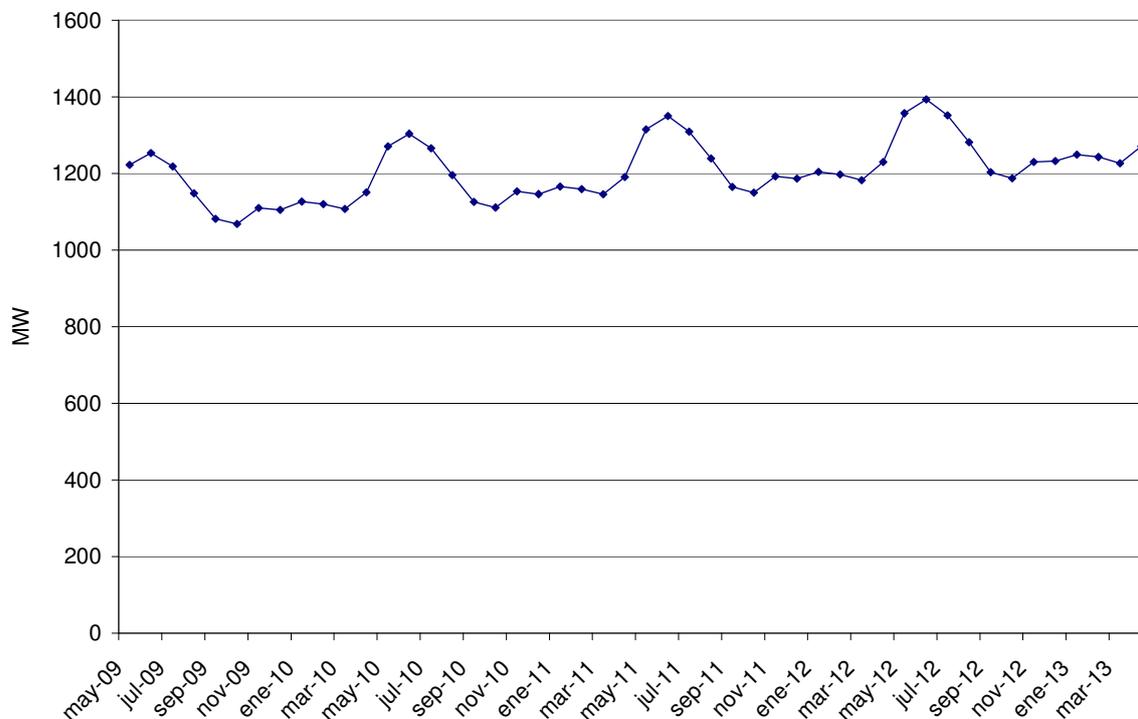
A) Consumo y requerimiento previsto de garantía de suministro.

Siguiendo el artículo 237, el requerimiento previsto de Garantía de Suministro se calcula con el consumo previsto en el horario firme, más una estimación de pérdidas de energía por transmisión. Los valores correspondientes se muestran en la siguiente gráfica:



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Requerimiento previsto de Garantía de Suministro



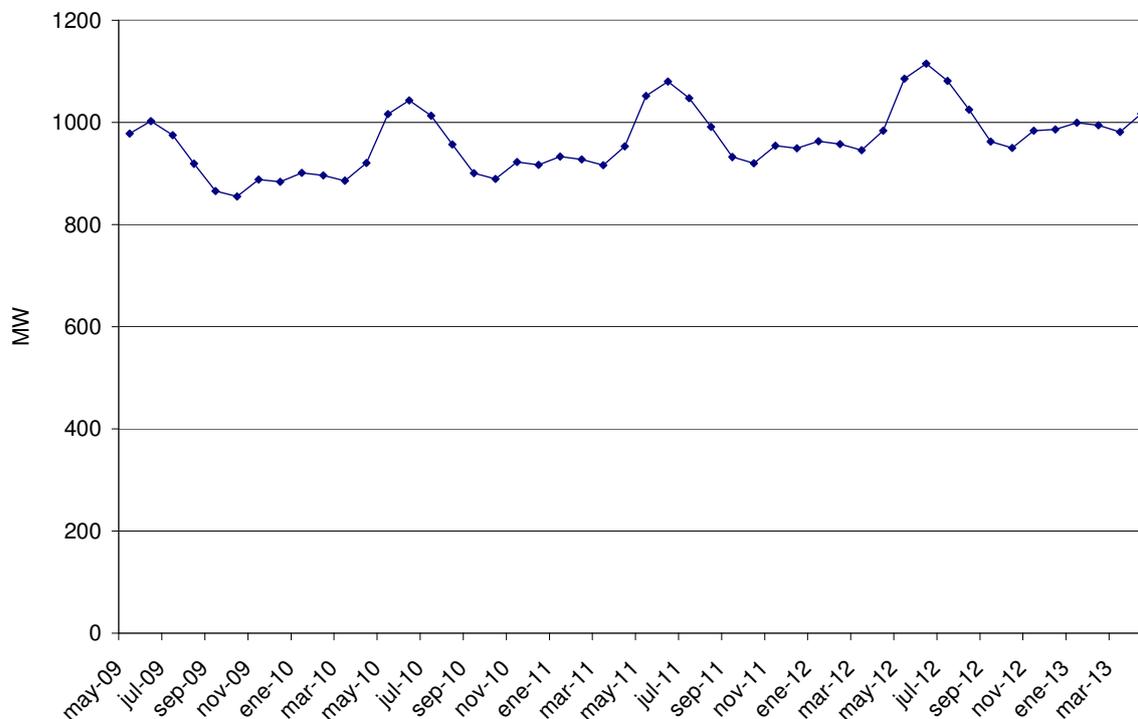
B) Requerimiento de Contratar

Cada Participante Consumidor aportará a la Garantía de Suministro del sistema, para lo cual deberá tener contratos, por el ochenta por ciento de su seguro de Garantía de Suministro, para los siguientes cinco años. En la situación actual el participante consumidor es UTE. En la gráfica que sigue se muestra dicho requerimiento:



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Requerimiento de contratar



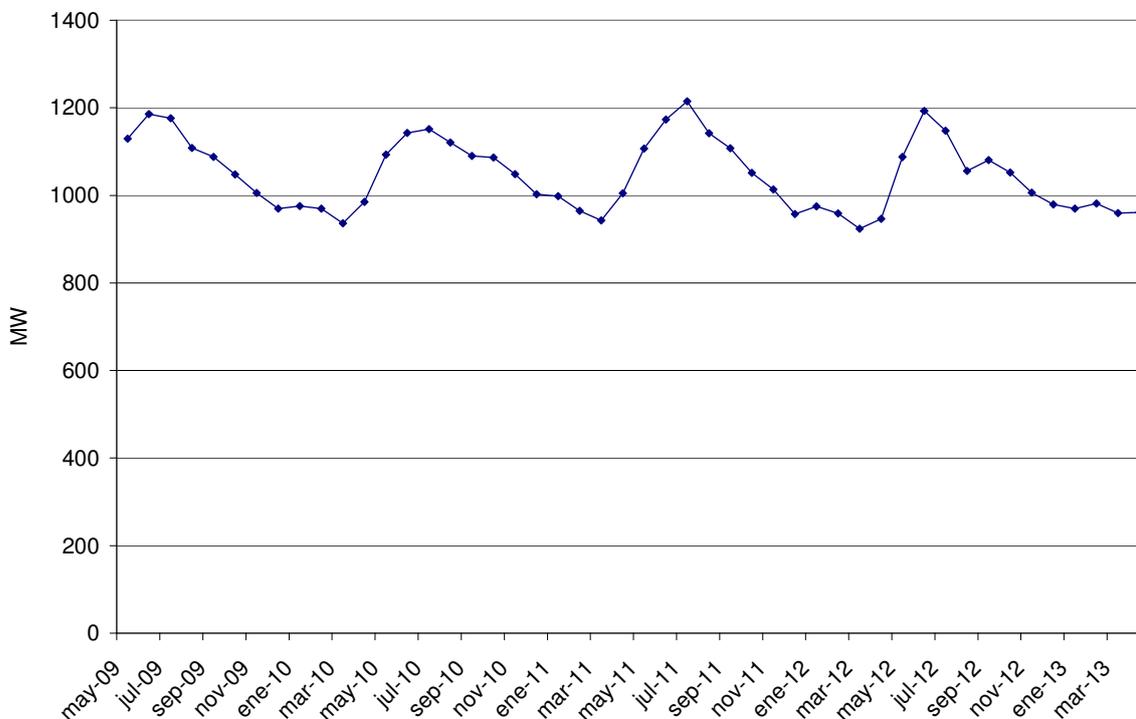
C) Cubrimiento previsto.

De acuerdo a la reglamentación el cubrimiento previsto está integrado por la compra de Potencia Firme en los contratos ya acordados y en el Servicio de Reserva Nacional. Los valores correspondientes se presentan en la siguiente gráfica:



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Cubrimiento previsto



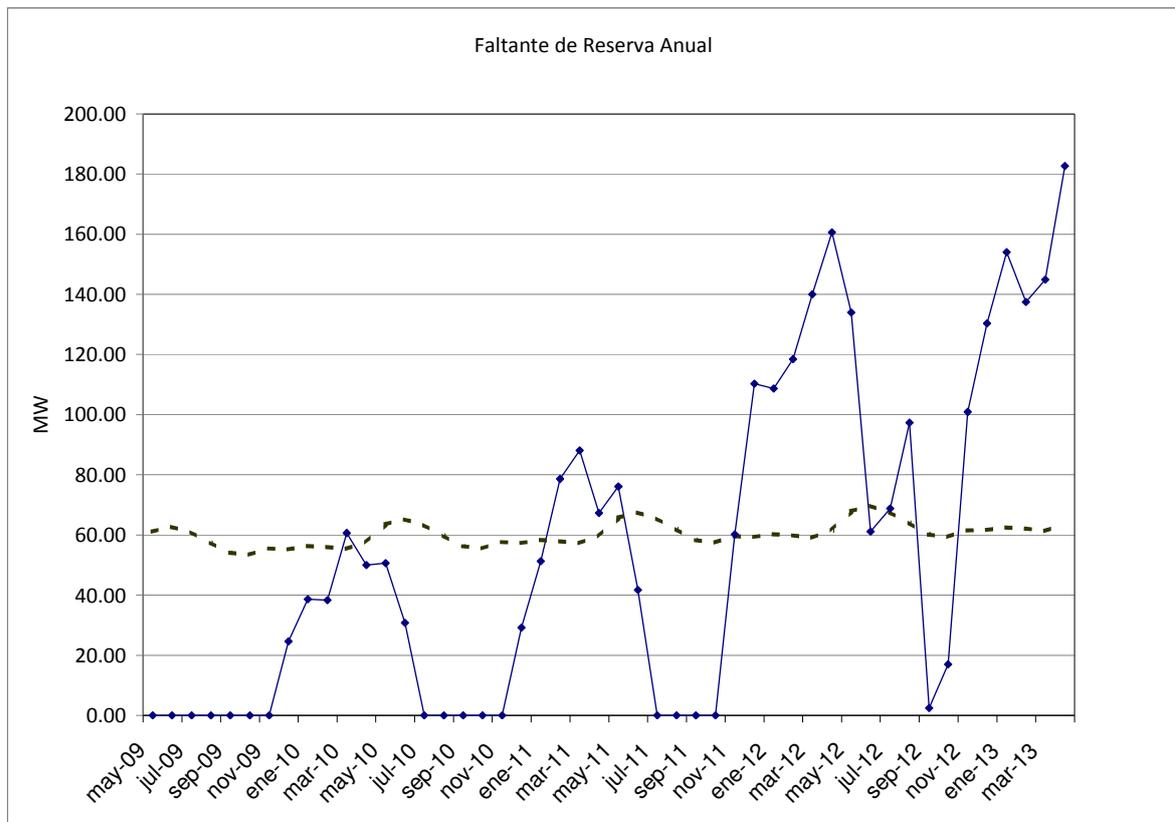
D) Reserva Anual.

La reserva anual del sistema debe cubrir el seguro de garantía de suministro. En caso que haya faltante del 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.

La figura que sigue muestra dos curvas: la correspondiente al faltante de reserva anual (trazo continuo) y el límite de 5% mencionado (trazo punteado). En ella se puede observar que los períodos de mayor requerimiento de reserva anual comienzan en diciembre y finalizan antes de la primavera. En el año 2009 no hay faltante de reserva anual, lo que significa que está cubierto el 90% del requerimiento de garantía de suministro. En el año 2010 hay un faltante de reserva que supera levemente el límite de 5% resultando que a partir del año 2011 el faltante de reserva anual supera largamente el límite mencionado.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

La siguiente tabla resume los resultados presentados siendo:

RPGS= “Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro”, RC= “Requerimiento de Contratar”, Cubr. Prev. = “Cubrimiento Previsto” y Faltante RA = “faltante de Reserva ANUAL”.

	2009	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]						1223	1254	1219	1149	1082	1069	1110	1105
RC [MW]						978	1003	975	919	866	855	888	884
Cubr. Prev. [MW]						1129	1186	1176	1108	1088	1048	1005	970
5% del RC [MW]						61	63	61	57	54	53	56	55
Faltante RA [MW]						0	0	0	0	0	0	0	25
	2010	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]		1127	1120	1107	1151	1271	1304	1266	1196	1126	1111	1154	1147
RC [MW]		902	896	886	920	1017	1043	1013	957	900	889	923	917
Cubr. Prev. [MW]		976	970	936	986	1093	1143	1152	1120	1090	1087	1049	1003
5% del RC [MW]		56	56	55	58	64	65	63	60	56	56	58	57
Faltante RA [MW]		39	38	61	50	51	31	0	0	0	0	0	29
	2011	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]		1166	1159	1146	1191	1315	1350	1309	1239	1165	1150	1193	1187
RC [MW]		933	927	917	953	1052	1080	1048	991	932	920	954	949
Cubr. Prev. [MW]		998	965	943	1005	1107	1173	1215	1142	1108	1051	1013	958
5% del RC [MW]		58	58	57	60	66	67	65	62	58	58	60	59
Faltante RA [MW]		51	79	88	67	76	42	0	0	0	0	60	110
	2012	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]		1204	1197	1182	1230	1357	1394	1352	1281	1203	1188	1230	1233
RC [MW]		963	958	946	984	1086	1115	1081	1025	963	950	984	986
Cubr. Prev. [MW]		975	959	924	947	1087	1193	1148	1056	1080	1052	1006	979
5% del RC [MW]		60	60	59	62	68	70	68	64	60	59	62	62
Faltante RA [MW]		109	118	140	161	134	61	69	97	3	17	101	130
	2013	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]		1249	1243	1227	1271								
RC [MW]		999	995	982	1017								
Cubr. Prev. [MW]		970	981	959	961								
5% del RC [MW]		62	62	61	64								
Faltante RA [MW]		154	138	145	183								



**ANEXO
HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA DE CÁLCULO**

Principales Hipótesis.

A los efectos de los cálculos realizados se consideró que toda la potencia firme instalada en el territorio nacional está incluida en el servicio de reserva nacional dado que no existen contratos internos. Adicionalmente no se consideró potencia firme proveniente de contratos de importación, dado que el único contrato existente con Argentina finaliza en julio del presente año y ha mostrado una firmeza baja. En ese sentido si hubiera que asignar un monto de potencia firme al comercio internacional, en base al 2008, el mismo sería de 75 MW.

El horizonte de estudio es el período 2008-2015. En relación a la demanda se consideró -1.3% del 2007 al 2008, una tasa de 5.4% del 2008 al 2009 y luego una tasa de 3.5% para los años siguientes. Los valores resultantes de las energías anuales son los que se muestran en la siguiente tabla:

año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
GWh	8688	9157	9523	9856	10201	10558	10928	11310

Para no afectar el cálculo de la potencia firme con el programa de mantenimiento de las centrales, se optó por integrar dentro del factor de disponibilidad fortuita, la indisponibilidad asociada a los mantenimientos programados.

Los valores considerados de potencia y de factor de disponibilidad complejiva (fdc) son los siguientes:

	MW	fdc	MW(firmes)	cv [USD/MWh]
Botnia	20	0.835	16.7	2.0
5ta	75	0.835	62.6	126.1
6ta	120	0.835	100.2	130.0
CTR1	100	0.845	84.5	237.9
CTR2	100	0.845	84.5	237.9
GDis(*)	--	--	40	--
PTI	294	0.845	248.4	187.0
SalaB	48	0.556	26.7	162.6
TGAA	15	0.469	7.0	317.9

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 26.7MW en la potencia firme del sistema.

(*) La generación distribuida se consideró aportando 3.4MW firmes en el 2008 ampliándose a 40 MW firmes en el invierno del 2009 y a 47.8 MW de potencia firme desde junio del 2010.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

El precio de los combustibles se consideró constante e igual al usado para el despacho en diciembre del 2008 y se incluyen en la tabla anterior, pero los mismos no son relevantes para el cálculo de la potencia firme.

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

Escalón	1	2	3	4
Prof. [%]	5.0%	7.5%	7.5%	80.0%
U\$/MWh	500	800	2400	4000

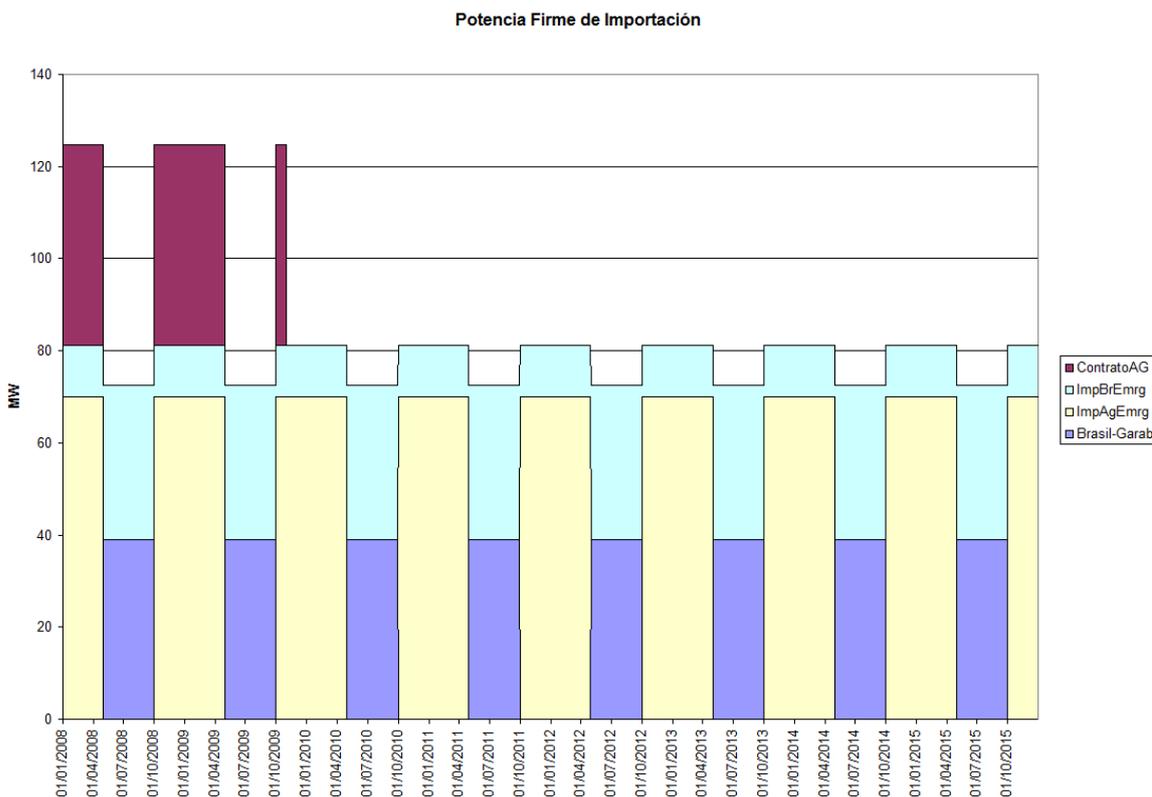
Tanto los costos de generación de las unidades térmicas como los costos de falla, se consideraron constantes en todo el horizonte de tiempo del estudio. Si bien el precio del petróleo ha mostrado una volatilidad importante durante el último año, a los efectos del cálculo de la necesidad de potencia firme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

Comercio Internacional.

En cuanto al comercio internacional se consideró:

- La posibilidad de importar energía durante el invierno de Brasil por Garabí en un monto de 300MW con disponibilidad de 13% y un precio de 410 USD/MWh.
- Disponibilidad de importar energía de Brasil por la convertora de Rivera en un monto de 70MW con disponibilidad 16% fuera del invierno y 48% en el invierno. El precio para el despacho es de 290 USD/MWh.
- Disponibilidad de importar energía de Argentina en el contrato de CEMSA con disponibilidad 29% fuera del invierno y por un monto de 150 MW. El precio para el despacho es de 70 USD/MWh. El contrato finaliza el 1/11/2009.
- Disponibilidad de importar energía de Argentina en modalidad emergencial por un monto de 400 MW con factor de disponibilidad 17.5% fuera del invierno. El precio para el despacho es de 220 USD/MWh.

La siguiente figura resume esta disponibilidad de potencia.



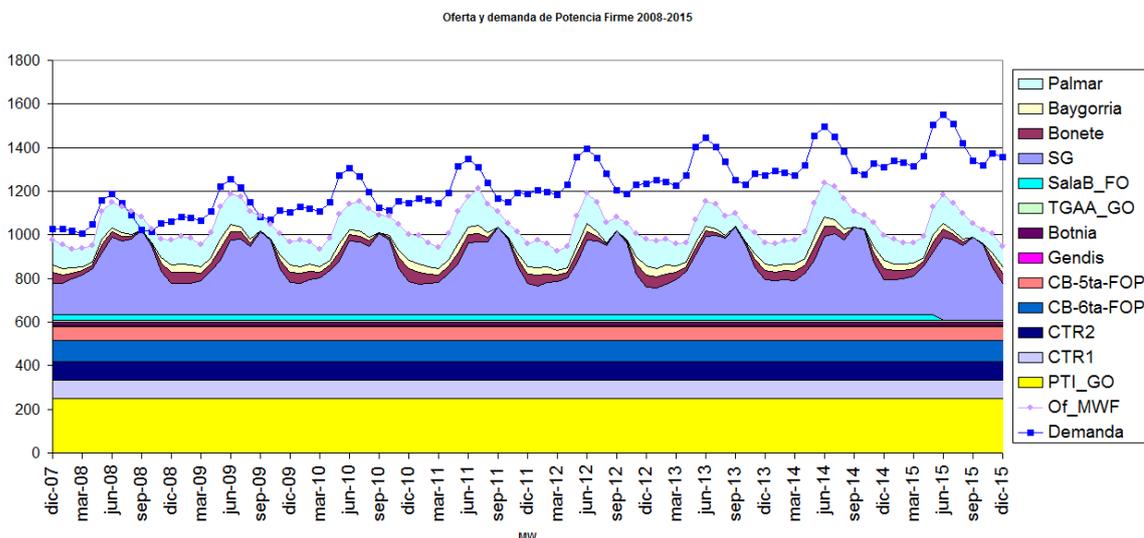
Esta potencia no se considera potencia firme a los efectos del cálculo del faltante de potencia firme.



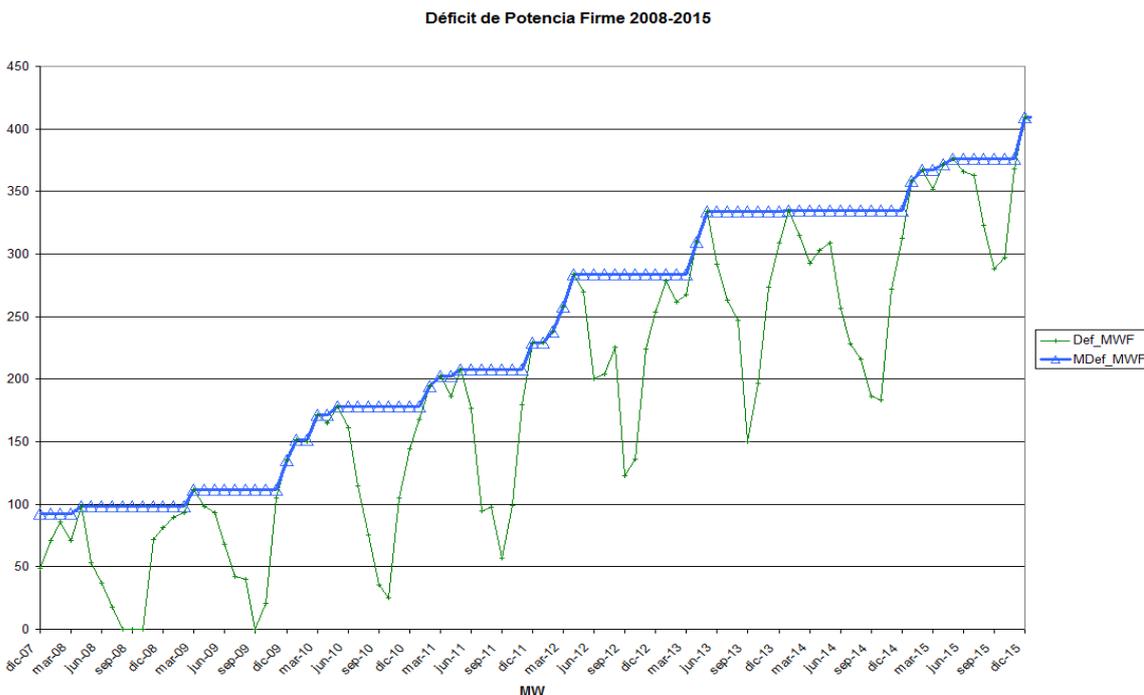
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Resultados

La siguiente figura muestra la oferta de potencia firme de cada una de las centrales del sistema y la demanda de potencia firme.



La diferencia entre la demanda firme (curva superior azul) 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:



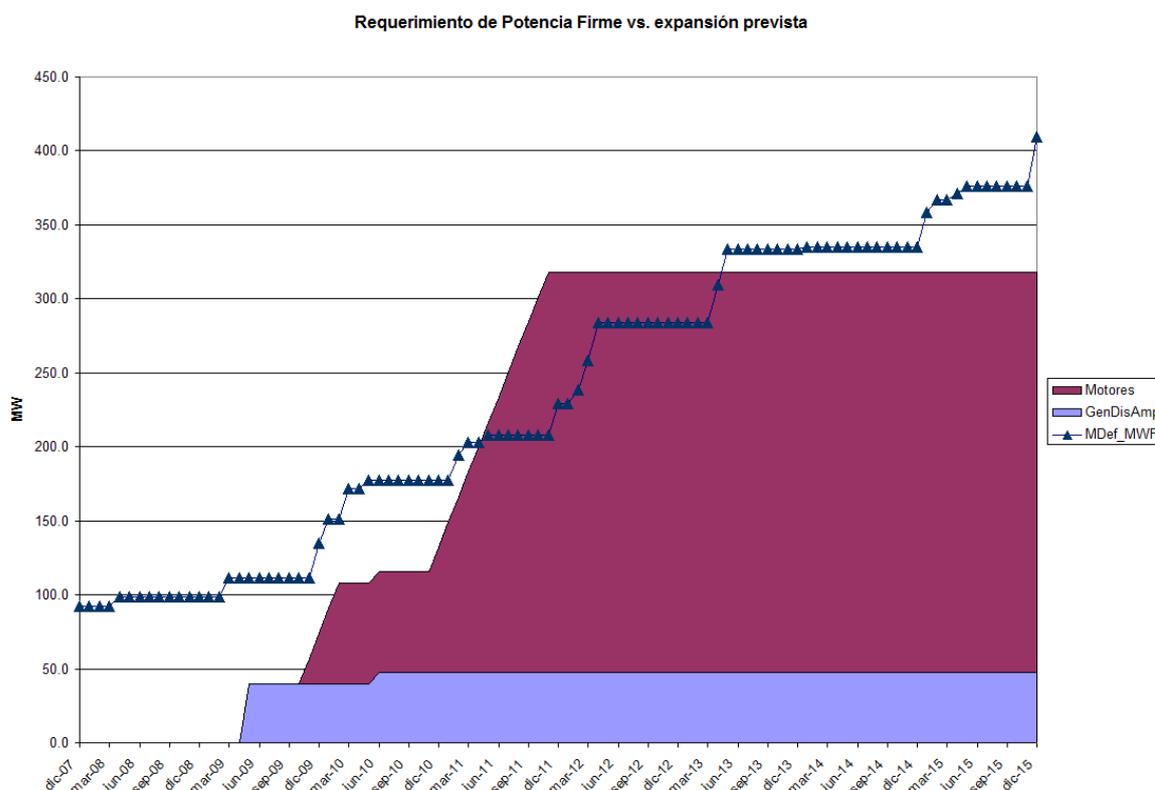


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Como se puede apreciar en la figura, el faltante de potencia firme a fines del 2008 e inicios del 2009 es de 112 MW y el requerimiento de potencia firme aumenta a razón de 44 MW por año a partir del 2009 inclusive. Estos valores están directamente asociados al crecimiento de la demanda supuesto. De este faltante, está prevista la instalación de motores por parte de UTE

Este faltante está siendo cubierto parcialmente en la actualidad por la potencia disponible a través de las interconexiones.

La siguiente figura muestra el requerimiento de potencia firme versus la planificación prevista en la que se verifica el ingreso de pequeños emprendimientos de generación distribuida (actualmente en construcción) y de moto-generadores que instalará UTE.



Como se puede apreciar se verifica un faltante inicial de potencia firme que en parte será cubierto por los intercambios internacionales, dado que es imposible el adelanto de las inversiones planificadas. De cumplirse el plan de expansión previsto, no se registrarían nuevos faltantes hasta el invierno del año 2013.

El faltante de potencia firme verificado en el 2008 y que continua hasta junio del 2011 deberá ser cubierto con los intercambios internacionales. La disponibilidad de los intercambios con Argentina y Brasil durante el 2008 permiten suponer que los mismos pueden cubrir un déficit de potencia firme de aproximadamente 75 MW.

Observando la curva de déficit de potencia firme, vemos que la misma aumenta aproximadamente 80 MW entre diciembre de 2009 y junio del 2010. Este aumento es cubierto por la incorporación de motores de UTE. Es importante resaltar que la



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

incorporación de dichos motores es oportuna y que de atrasarse su ingreso el sistema quedará con un faltante de potencia firme de 150 MW lo que es difícil que pueda ser cubierto con intercambios internacionales.

Metodología de cálculo

Para los cálculos de este trabajo se utilizó el software SimSEE.

De acuerdo a lo establecido en el reglamento, para independizar el cálculo del estado inicial del sistema (volúmenes embalsados y condición hidrológica) se deben simular tres años en iguales condiciones al inicio. Para lograr esto, se armaron las simulaciones con los años 2005 y 2006 iguales al 2007.

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%.

El cálculo 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.

Las simulaciones se realizaron usando el modelo de aportes de correlaciones en espacio gaussiano implementado en SimSEE y se utilizaron 1000 crónicas sintéticas para realizar los cálculos.

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).

Para el cálculo de la potencia firme de origen hidráulico se sumó en cada mes, en cada crónica, fuera de valle, la energía generada en Bonete, Baygorria, Palmar y Salto Grande (Uruguay). Se obtuvo así 1000 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.