



Informe de Garantía de Suministro

CONTROL DE VERSIONES

Fecha confirmado	Versión	Comentarios
15/02/2011	1	Versión preliminar para Directorio
18/02/2011	2	Versión Preliminar Publicada en la web
11/03/2011	3	Versión Aprobada



Informe de Garantía de Suministro

Resumen

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 resultados que se detallan a continuación, 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. De todas formas 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.

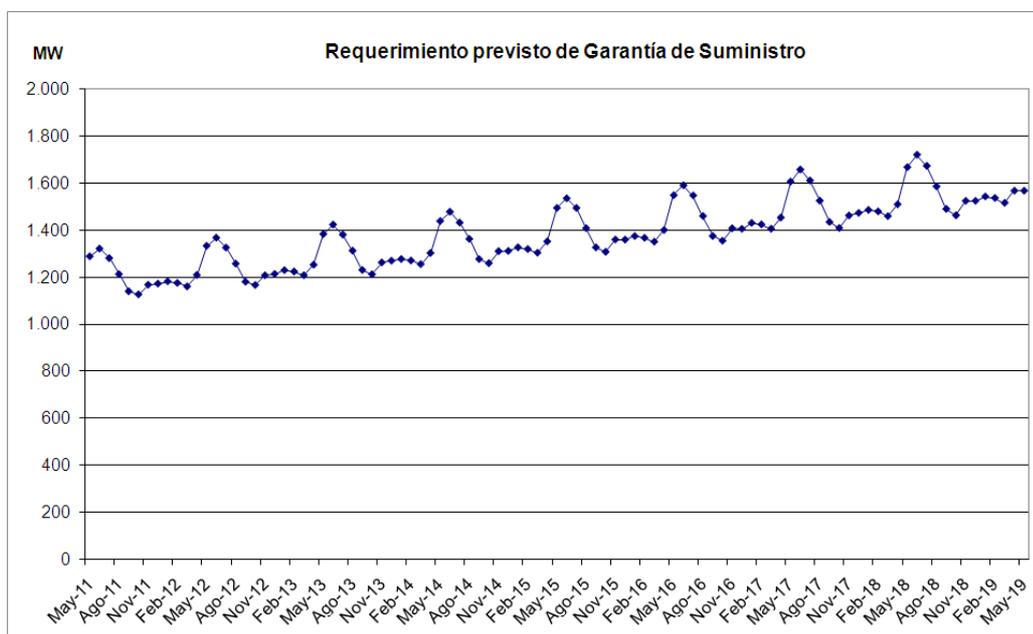
“Se concluye de este Informe de Garantía de Suministro que, de acuerdo a la Reglamentación vigente, a las hipótesis establecidas en los Anexos de este Informe y a la situación actual del parque de generación ya existente en el país y a sus expansiones en desarrollo, no existiría faltante de energía hasta principios (abril) del año 2015, si bien puntualmente se registrarían faltantes en los meses de abril de 2012, así como marzo y abril de 2013, atribuibles a mantenimientos programados de algunas máquinas del parque térmico para dichas fechas”. 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 trasmisión. 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 Reprogramación Estacional para el período Noviembre 2010-Abril 2011. La demanda de generación comprende el consumo previsto más las pérdidas de energía por transmisión. Se ajustó la estimación de dichas pérdidas a un 2,5% 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



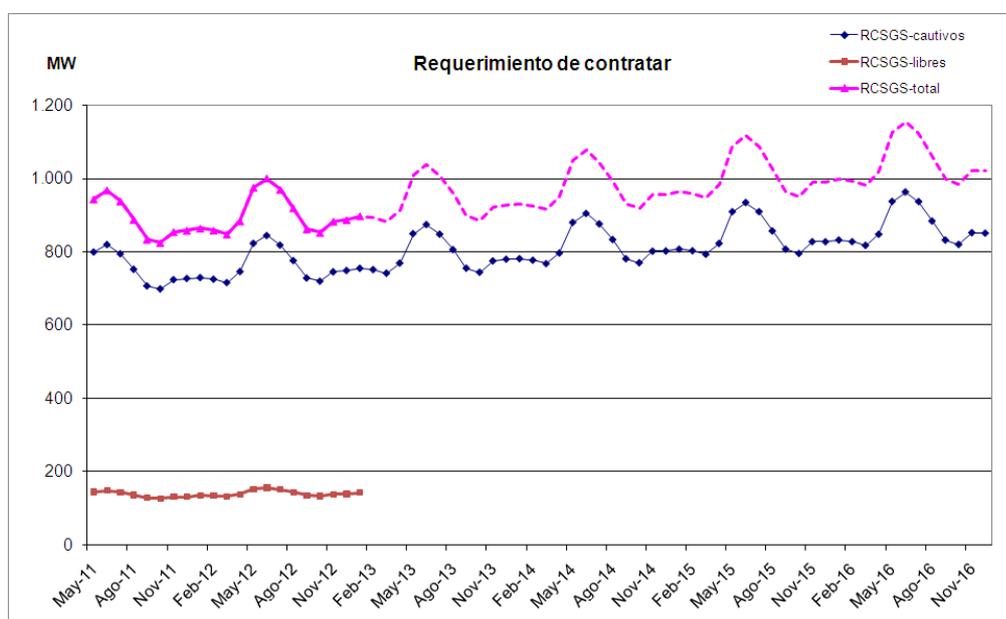
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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.

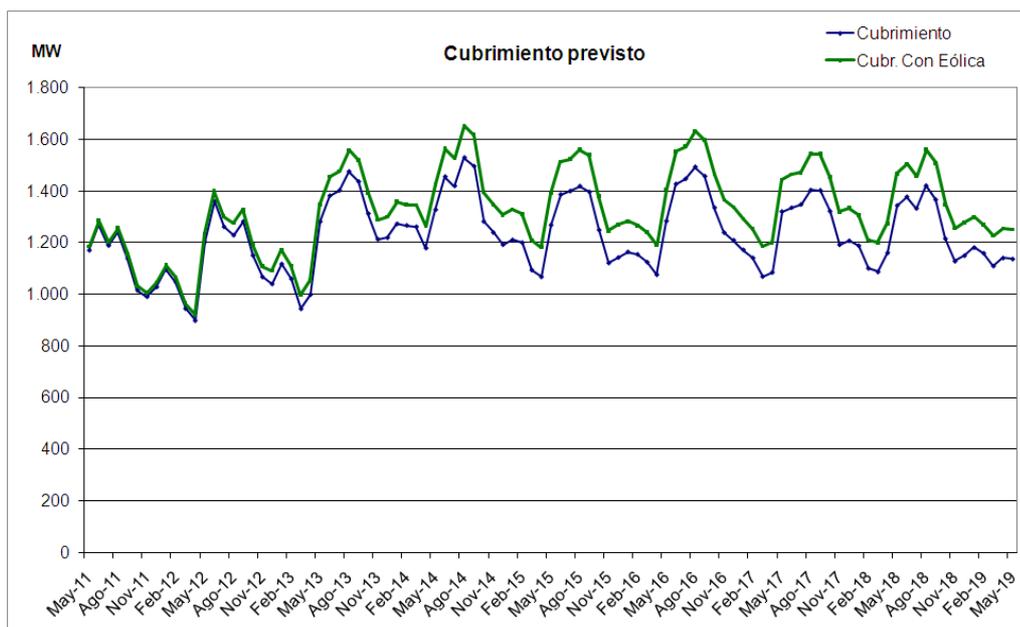
El requerimiento previsto de Garantía de Suministro calculado en (A) se divide entonces en el porcentaje que corresponde al Distribuidor que abastece a Consumidores Cautivos, y el restante, correspondiente a Grandes Consumidores Potenciales libres. Éstos a noviembre 2010 comprenden 863 suministros (658 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:



La curva inferior (azul) es el cubrimiento previsto teniendo en cuenta el parque generador existente (térmico e hidráulico) y próximo a entrar (incluyendo la ampliación de 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, además de los 150 MW adicionales de la ampliación.

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:

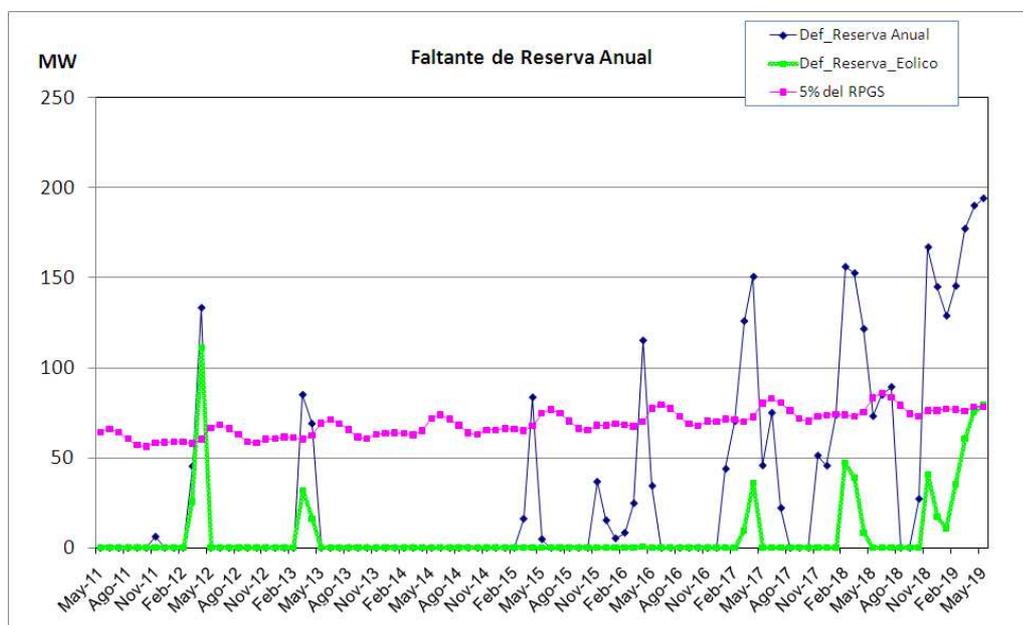
Para Consumidores Cautivos, resulta del noventa por ciento del requerimiento previsto de Garantía de Suministro (ítem A del presente

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 MME. Este requerimiento se aplica al Distribuidor o Comercializador que prevea abastecerlos o bien directamente al Gran Consumidor, si éste es Participante directo del MME.

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 MME, el faltante de Reserva Anual computable al Distribuidor, sería menor en la proporción correspondiente.



Puntualmente para el mes de abril de 2012 se observa un faltante de reserva que supera el límite de 5%, lo cual es atribuible a la coincidencia del mantenimiento programado de una CTR (sale desde abril hasta mediados de mayo) y la 6ª Unidad de C.Batlle (sale en los meses de marzo-abril). Lo mismo sucede para los meses de marzo y abril 2013, pero en menor medida, pudiéndose atribuir al mantenimiento de 6ª Unidad de C.Batlle



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

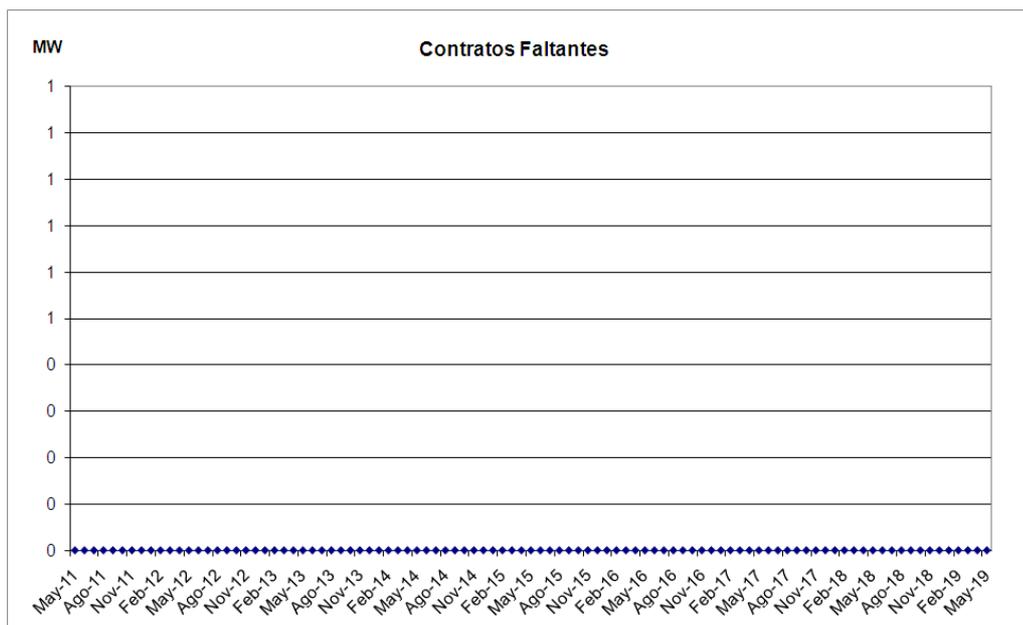
programado para marzo de 2013 (lo cual implica además una reducción al 50% de disponibilidad para la misma hasta mediados de abril).

A partir de del año 2015 se observa que el faltante de reserva anual comienza a superar el límite mencionado, mientras que a partir de principios de 2017 lo supera ampliamente.

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, RCSGS total) menos el cubrimiento previsto (ítem C del presente informe, sin considerar la potencia firme de origen eólico) en los contratos ya acordados y en el Servicio de Reserva Nacional (art.247 RMM), se presenta en la siguiente grafica:





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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 2011 a mayo de 2019 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	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GWh	9.645	10.010	10.391	10.791	11.208	11.641	12.090	12.557	13.041
Crecimiento	3.52%	3.78%	3.81%	3.85%	3.86%	3.86%	3.86%	3.86%	3.86%

Los mismos se obtuvieron a partir de las proyecciones de demanda de generación consideradas en la Reprogramación Estacional para el período Noviembre 2010-Abril 2011.

Para los años 2010, 2009 y 2008 se tomaron los valores de demanda proporcionados por UTE (9.317, 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. Para el año 2010 se tomó una tasa de crecimiento respecto del año 2009 de 3.64% (escenario de Demanda Media de la Reprogramación Estacional).

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 MME, 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 2002-



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

nov.2010 como un porcentaje de los mismos respecto de la demanda, informando un total de 863 suministros (658 clientes) a la fecha mencionada.

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

datos	2005	2006	2007	2008	2009	2010			
% GC	19,90%	20,50%	20,70%	22,00%	21,50%	21,70%			
extrapolación	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
% GC	22,40%	22,80%	23,20%	23,50%	23,90%	24,30%	24,70%	25,10%	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 2011 tendría un crecimiento de 2,1% respecto de 2010 y para 2012 de 2,7% respecto de 2011 (se tiene en cuenta que el año pasado las proyecciones informadas fueron de 1.5% para 2010 respecto de 2009, la cual resultara en los hechos mucho menor, así como de 2,7% para 2011 respecto de 2010, la cual este año se informó a la baja). Asimismo el considerar los años inmediatamente posteriores a 2002, incluyéndolo, no se ve como representativo, debido a la gran crisis económica que ocurriera dicho año y que puede estar afectando el crecimiento posterior (de proyectarse usando esos años, el crecimiento resultante sería mayor, llegándose a un estimado de 28,8% para 2019).

Parque Térmico

Para las unidades térmicas se consideraron los siguientes mantenimientos para el año 2011, de acuerdo a lo previsto en la Reprogramación Estacional para el período Noviembre 2010 -Abril 2011:

- 5ª Central Batlle – sem.9 a 11 (26/02 a 19/03) y sem.50 a 52 (09 a 30/12)
- 6ª Central Batlle – sem.35 a 47 (27/08 a 26/11)
- Batlle Motores – dos unidades hasta sem.18 inclusive (07/05)
- Sala B – hasta sem.2 inclusive (15/01)
- CTR – una unidad sem.13 a 16 (26/03 a 23/04)
- Punta del Tigre – una unidad sem.36 a 40 (03/09 a 08/10)
- UPM (exBotnia) – 01 a 15/11 periódico todos los años

Asimismo para los años 2012 y 2013 se consideraron los siguientes mantenimientos:

- 5ª Central Batlle – 01/08 a 31/12/2012 y 01/08 a 31/08/2013
- 6ª Central Batlle – 01/03 a 30/04/2012 y 01/03 a 31/03/2013
- Sala B – 01/09 a 30/11/2013
- CTR – una unidad 01/04 a 15/05/2012

Dado que la información contenida en el Plan de Mantenimiento detalla los mantenimientos previstos para las unidades térmicas hasta el año 2013 (inclusive), se bajó el factor de disponibilidad de las mismas a partir del 01/01/2015 (fechas arbitrariamente elegida), a los efectos de integrar dentro del factor de



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

disponibilidad fortuita, la indisponibilidad asociada a los mantenimientos programados en los años futuros para los que aún no se dispone información.

Las unidades térmicas actualmente en servicio se consideran disponibles por todo el período del estudio, salvo la Sala B de la Central Batlle y la TGAA (Turbina de Maldonado), que se dan de baja en junio 2015, lo que representa una disminución de 35 MW en la potencia firme del sistema.

Los valores considerados de potencia y de factor de disponibilidad complejiva (fdc) se tomaron de la Reprogramación Estacional para el período Noviembre 2010 - Abril 2011. En la misma se consideran incrementos en dichos factores, teniendo en cuenta los mantenimientos a medida que éstos se van realizando, así como 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 01/01/2015, 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-2015); se supuso que éstos volverían a valores históricos. Asimismo para la unidad que regresa de un mantenimiento, se consideró que su fdc disminuye a 0.5 en las dos semanas posteriores al mismo. Los mismos se muestran en la siguiente tabla:

	MW	fdc	MW(firmes)	fdc-2015	MW(firmes)	CV [USD/MWh]
UPM (*)	30.1	1.0	30.1			1.0
5ta (**)	77	0.7	53.9	0.835	64.3	136.4
6ta (***)	113	0.7	79.1	0.835	94.4	140.0
Sala B	50	0.65	32.5	0.5	25.0	180.4
Motores	80	0.9	72.0	0.845	67.6	112.2
CTR1	103.5	0.9	93.2	0.845	87.4	224.2
CTR2	103.5	0.9	93.2	0.845	87.4	224.2
GDis (****)	--	--	--			--
PTA	288	0.9	259.2	0.845	243.2	182.0
TGAA (+)	20	0.5	10.0	0.450	9.0	248.0

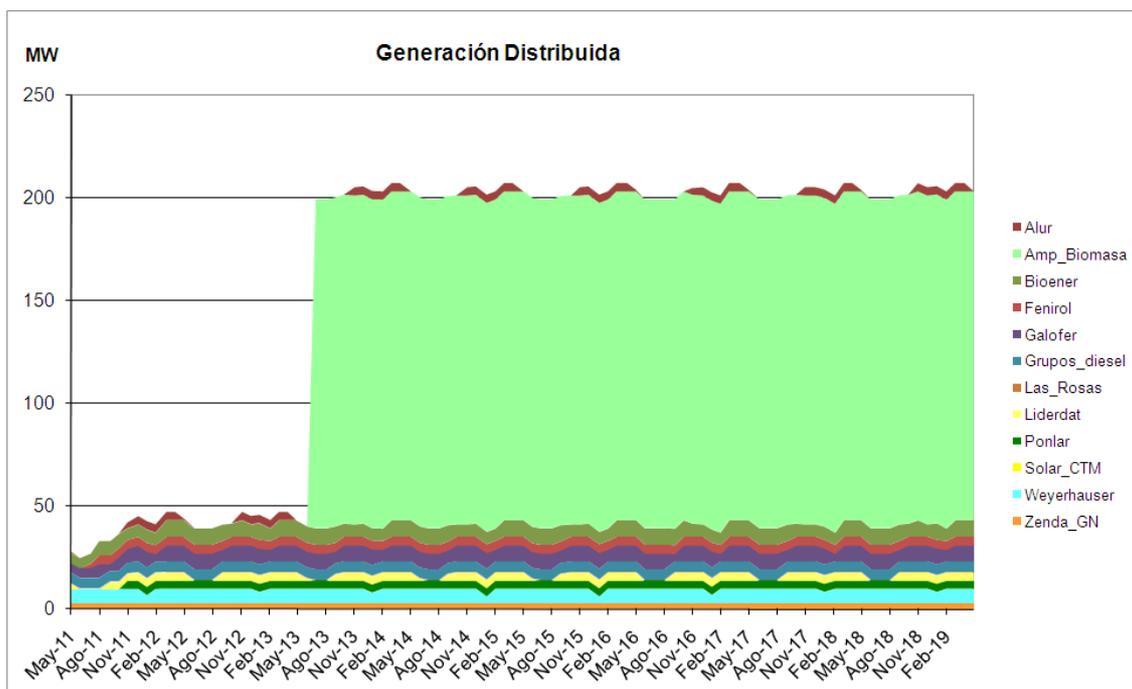
(+) El cv de la TGAA se consideró 2 USD/MWh por debajo del 1er escalón de falla, de forma que ésta se despache antes de la falla.

(*) Para el caso de UPM se tomó con fdc=1, considerando por separado el período de mantenimiento declarado, y con fdc=0,5 por una semana posterior a la salida de mantenimiento.

(**) Para la 5ª de C.Batlle se aumentó su fdc a 0.8 luego del mantenimiento de 2011 y a 0.85 luego del mantenimiento de 2012.

(***) Para la 6ª de C.Batlle se aumentó su fdc a 0.85 luego del mantenimiento de 2011

(****) 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)
Alur	5	0.4	2.00
Ampliación Biomasa	200	0.8	160.00
Bioener	9.9	0.73	7.26
Feniol	8.8	0.50	4.40
Galofer	10	0.76	7.56
Grupos diesel UTE	6	0.835	5.01
Las Rosas	1.2	0.15	0.18
Liderdat	4.85	0.60	2.91
Ponlar	5	0.80	4.00
Solar CTM	0.48	0.16	0.08
Weyerhauser	9	0.77	6.96
Zenda	3.72	0.835	3.11

Se consideró la zafralidad de Alur y Liderdat en forma complexiva en los fdc que se muestran en la tabla, así como los mantenimientos de Bioener, Galofer y Weyerhauser.

En "Ampliación Biomasa" se consideraron agrupados y con un único fdc los posibles nuevos emprendimientos (de hasta 20 MW instalados) que se acojan a las condiciones especiales de contratación comprendidas en el Decreto N° 367/010, el cual se encuentra enmarcado en los lineamientos estratégicos trazados por el Poder Ejecutivo en lo que refiere al incentivo a la diversificación en las fuentes de



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

generación de energía, la incorporación de recursos autóctonos en la misma y el fomento al desarrollo tecnológico nacional asociado, entre otros.

El precio de los combustibles se consideró constante e igual al caso de 85 USD/bbl considerado en la Reprogramación Estacional para el período Noviembre 2010 - Abril 2011. Se modelaron las máquinas térmicas como generadores térmicos básicos, con su costo variable correspondiente al cv total a pleno. Dichos costos se muestran en la tabla donde se detallan las potencias firmes del parque térmico, aunque los mismos no resultan relevantes para dicho cálculo. Para el caso de TGAA se consideró 2 USD/MWh por debajo del 1er escalón de falla, de forma que ésta se despache antes de la falla (su cv total sería 296,2 USD/MWh).

Solamente se tuvieron en cuenta los emprendimientos que ya se encuentran generando o bien tienen fecha de entrada prevista o una licitación en curso. 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
Caracoles 1	10	Set 2008
Caracoles 2	10	May 2010
Fortuny	10	Abr 2012
Kentilux	10	Mar 2011
Kentilux (ampliación)	10	Ene 2012
Llamado 150 MW	50	Jun 2012
	50	Ene 2013
	50	Jun 2013
Llamado 150 MW (ampliación)	50	Ene 2014
	50	Jun 2014
	50	Ene 2015
Luz de Mar	9	Abr 2012
Nuevo Manantial 1	4	May 2008
Nuevo Manantial 2	6	May 2009
N.Manantial 2 (ampliación)	3	Jun 2010

Solamente se tuvieron en cuenta los emprendimientos que ya se encuentran generando o bien tienen fecha de entrada prevista o una licitación en curso o anunciada. No se tuvieron en cuenta otras posibles ampliaciones futuras.



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 los últimos años, 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 no se consideraron los mantenimientos en las corridas realizadas para el presente estudio, con el criterio de que los mismos son de corta duración y fácilmente trasladables a las fechas en que resulte más conveniente realizarlos, de modo de no afectar la disponibilidad de las centrales hidráulicas (existe flexibilidad para ubicarlos en periodos de menor necesidad de disponibilidad de dichas centrales), resultando una restricción innecesaria ubicarlos en una fecha predeterminada y fija en la corrida.

La cantidad de días prevista para el mantenimiento, por cada unidad de cada central, por semestre de cada año, puede consultarse en el PAM. Los mismos pueden considerarse periódicos para años sucesivos.

Para la central de Salto Grande asimismo la última información disponible enviada por CTM, se encuentra disponible en el PAM y se emplea el mismo criterio, de que los mantenimientos se trasladan a las fechas más propicias. 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 máquinas que salen. El cronograma que se muestra en el PAM, hace referencia a cada una de las 14 máquinas reales de Salto Grande.

Comercio Internacional

No se consideró potencia firme proveniente de contratos de importación, dado que los contratos actualmente existentes con Argentina (Cemsa1 por 150 MW) que finaliza a principios de 2012, así como la ampliación del mismo por 150 MW adicionales (Cemsa2) y el contrato por 36 MW con GMSA (Albanesi) (que también finalizan ambos a principios de 2012), son todos interrumpibles.

Además el contrato Cemsa1 ha mostrado una firmeza baja en el pasado, reduciéndose notoriamente su disponibilidad en el invierno (semanas 18 a 40) así como en el verano (semanas 49 a 9 aprox.). No se tiene información sobre la disponibilidad de la importación para los años 2009 ni 2010, pero en base a las



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

importaciones totales (contrato y contingente, de Argentina y Brasil) efectivizadas durante dichos años, se tiene que:

- Para 2009 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. Hay que tener en cuenta que esto refiere a importación total, habiéndose convocado en 2009 una cantidad importante de energía en carácter contingente (principalmente de Brasil via Garabí). Lo correspondiente a contratos fueron 21 MW medios.
- Para 2010 las mismas fueron 44 MW en promedio (tan solo 8 MW en invierno y 70 MW el resto del año), por lo que la disponibilidad para 2010 sería mayor o igual a esta cifra. Hay que tener en cuenta que 2010 fue un año de buena hidraulicidad, habiéndose convocado una cantidad considerablemente menor de energía en carácter contingente (por ej. no se utilizó Garabí). Lo correspondiente a contratos fueron 32 MW medios.

A los efectos de realizar la corrida se consideró la posibilidad de importar energía de acuerdo a lo considerado en la Reprogramación Estacional para el período Noviembre 2010 - Abril 2011, esto es:

- 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 USD/MWh, y de 267 MW para las restantes semanas, con una disponibilidad del 75% a 246.6 USD/MWh (valor 10% superior a CTR).

A los efectos de realizar la simulación se consideró adicionalmente la posibilidad de importar energía por contratos:

- El contrato Cemsa1 actualmente vigente con Argentina de 150 MW sin disponibilidad para las semanas 18 a 40 (invierno) y semanas 49 a 9 (verano); con 50% de disponibilidad para las restantes, a un precio de 80.5 USD/MWh.
- Los contratos Cemsa2 y GMSA (Albanesi) vigentes con Argentina de 150 MW y 36 MW respectivamente, con igual disponibilidad que Cemsa1, a un precio de 78,9 USD/MWh.

Obs.: los actores que se consideran solo para la simulación se eliminan durante la optimización (se exportan antes para guardarlos) y se dan de alta (se importan) para la simulación, la cual se realiza cargando los costos futuros ("cargar CF" en el Simulador) obtenidos en la optimización.



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"

	2011	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]						1288	1321	1280	1212	1139	1126	1167	1172
RC [MW]						944	968	938	888	835	825	855	859
Cubr. Prev. [MW]						1171	1271	1189	1239	1139	1017	992	1029
5% del RPGS [MW]						64	66	64	61	57	56	58	58,6
Faltante RA [MW]						0	0	0	0	0	0	6	0
CF [MW]						0	0	0	0	0	0	0	0
	2012	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1182	1175	1160	1209	1333	1367	1325	1257	1180	1166	1207	1213	
RC [MW]	865	859	849	884	975	1000	969	920	863	853	883	887	
Cubr. Prev. [MW]	1096	1049	946	899	1203	1359	1261	1229	1282	1151	1068	1041	
5% del RPGS [MW]	59	59	58	60	67	68	66	63	59	58	60	61	
Faltante RA [MW]	0	0	45	133	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF [MW]	0	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]	1229	1223	1208	1252	1383	1423	1380	1312	1230	1212	1262	1269	
RC [MW]	898	893	882	915	1010	1040	1008	958	898	885	922	927	
Cubr. Prev. [MW]	1118	1061	945	1000	1282	1381	1402	1475	1436	1312	1213	1219	
5% del RPGS [MW]	61	61	60	63	69	71	69	66	61	61	63	63	
Faltante RA [MW]	0	0	85	69	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF [MW]	0	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]	1277	1270	1255	1302	1438	1478	1432	1362	1276	1259	1310	1311	
RC [MW]	931	926	915	950	1049	1078	1044	994	931	918	956	956	
Cubr. Prev. [MW]	1273	1267	1262	1179	1327	1455	1419	1529	1495	1282	1239	1192	
5% del RPGS [MW]	64	63	63	65	72	74	72	68	64	63	65	66	
Faltante RA [MW]	0	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	0
	2015	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1326	1319	1303	1351	1494	1535	1494	1408	1326	1307	1359	1359	
RC [MW]	966	961	949	984	1088	1118	1088	1025	966	952	990	990	
Cubr. Prev. [MW]	1211	1201	1095	1068	1268	1386	1399	1419	1396	1249	1122	1143	
5% del RPGS [MW]	66	66	65	68	75	77	75	70	66	65	68	68	
Faltante RA [MW]	0	0	16,1	83,5	4,78	0	0	0	0	0	36,7	15,3	
CF [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2016	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1374	1367	1350	1400	1548	1590	1547	1460	1374	1354	1407	1405	
RC [MW]	999	994	982	1018	1125	1156	1125	1061	999	985	1023	1022	
Cubr. Prev. [MW]	1165	1155	1125	1077	1283	1426	1446	1492	1457	1335	1239	1210	



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

5% del RPGS [MW]	69	68	68	70	77	80	77	73	69	68	70	70
Faltante RA [MW]	5,29	8,37	24,8	115	34,4	0	0	0	0	0	0	0
CF [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1430	1424	1405	1453	1606	1657	1611	1525	1434	1408	1462	1473
RC [MW]	1038	1034	1020	1055	1166	1203	1169	1107	1041	1022	1061	1069
Cubr. Prev. [MW]	1173	1141	1069	1085	1320	1335	1348	1403	1402	1322	1192	1207
5% del RPGS [MW]	72	71	70	73	80	83	81	76	72	70	73	74
Faltante RA [MW]	43,8	70,1	126	150	45,7	74,9	22,1	0	0	0	51,2	45,6
CF [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1485	1479	1459	1509	1667	1720	1673	1585	1490	1463	1524	1524
RC [MW]	1076	1072	1057	1094	1208	1247	1212	1149	1079	1060	1104	1104
Cubr. Prev. [MW]	1188	1101	1087	1161	1344	1377	1332	1420	1366	1216	1128	1150
5% del RPGS [MW]	74	74	73	75	83	86	84	79	74	73	76	76
Faltante RA [MW]	73,7	156	152	121	73	84,8	89,3	0	0	27,1	167	145
CF [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
RPGS [MW]	1543	1536	1515	1567								
RC [MW]	1117	1112	1097	1134								
Cubr. Prev. [MW]	1181	1159	1110	1141								
5% del RPGS [MW]	77	77	76	78								
Faltante RA [MW]	129	145	177	190								
CF [MW]	0	0	0	0								



**ANEXO II
METODOLOGÍA DE CÁLCULO Y RESULTADOS ADICIONALES**

Metodología de cálculo

Para los cálculos de este trabajo se utilizó el software SimSEE v2.91, 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.

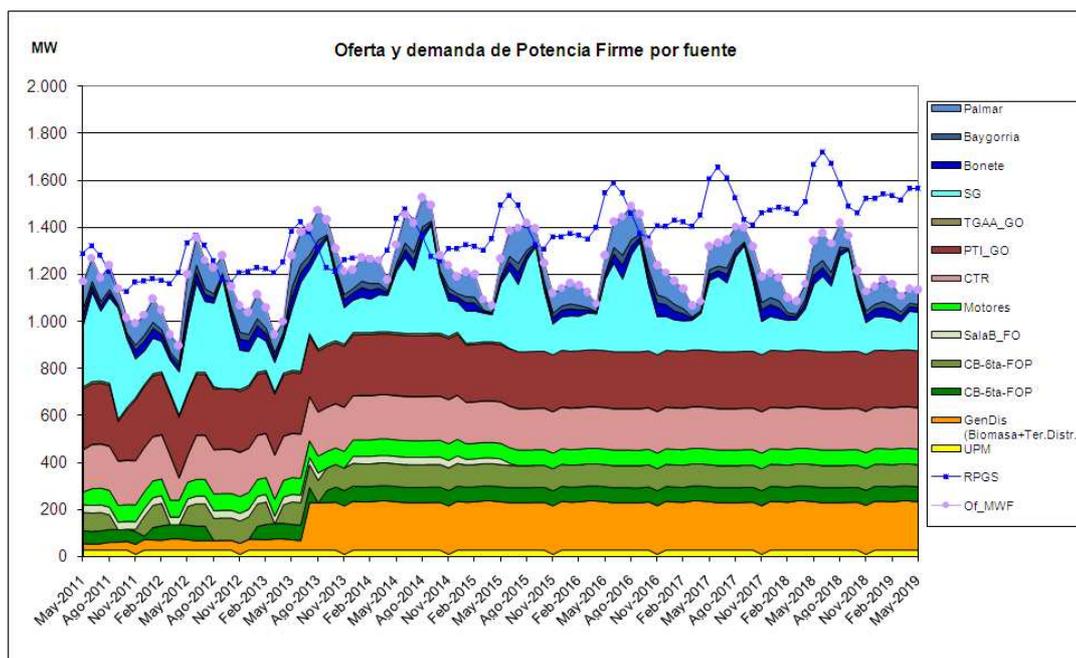
El cálculo de la potencia firme eólica se realizó considerando que la energía firme eólica sería la que corresponde al 95% de probabilidad de excedencia de la energía eólica generada fuera de valle (período firme), dado el vacío reglamentario existente al respecto. De todas maneras ésta no se incluyó 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 5ª Unidad de Central Batlle en dic 2011, así como la mejora en su factor de disponibilidad a posteriori (70→ 80%), así como en el último cuatrimestre de 2012 (ago-dic) y una leve mejora adicional en su factor de disponibilidad a posteriori (80→ 85%). Asimismo se observa la salida de la 6ª Unidad de Central Batlle hacia fines de 2011 (set-nov) por el mantenimiento programado, así como la mejora en su factor de disponibilidad a posteriori (70→ 85%). Se observa el siguiente mantenimiento programado a principios de 2012 (mar-abr), así como en 2013 (marzo). Para Sala B se observa su mantenimiento programado para fines de 2013 (set-nov), así como su salida definitiva a partir de mediados de 2015. Se pueden ver los mantenimientos programados para UPM en la primera quincena de noviembre de cada año.

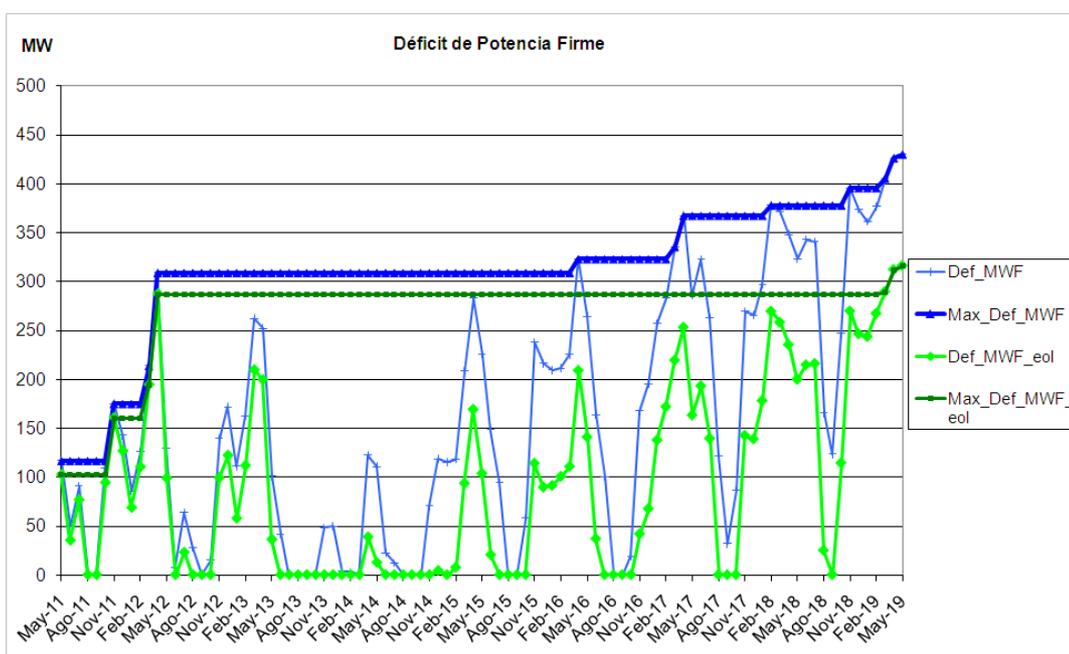
También puede verse el mantenimiento previsto para una CTR desde abril hasta mediados de mayo de 2012, aunque no se distingue el mantenimiento de una PTI por vez durante 5 semanas hacia fines de 2011 (set-oct).

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 2015 (que volverían a valores históricos, ya que no se dispone de información de mantenimientos previstos a tan largo plazo).

Asimismo hay que tener en cuenta la disminución del fdc declarado por UTE para la C.Battle, respecto del informe que se realizara el año pasado, lo cual lleva a una disminución de potencia firme, especialmente notoria al inicio del período estudiado.

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 celeste, 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 más la subsiguiente ampliación por 150MW adicionales. 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 (mayo de 2011) es de 117 MW. Este faltante está siendo cubierto parcialmente en la actualidad por la potencia disponible a través de las interconexiones.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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, solar CTM y Zenda), UPM y Eólica (generación distribuida).

2011	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)					180	143	142	134	79,7	86	148	153
S.Grande (MWF)					265	379	297	364	472	292	164	142
Térmica TV (MWF)					221	238	238	222	158	158	170	204
Térmica TG (MWF)					447	456	456	456	365	413	456	456
Gen_Dis (MWF)					27,9	25	27,2	33,4	33,3	36,8	42	45,3
UPM (MWF)					30	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	12	30
Eólica (MWF)					14	14,8	14,5	16,4	16,3	15,2	14,6	16
2012	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	164	130	109	111	206	193	173	148	95	133	186	166
S.Grande (MWF)	151	129	138	183	293	380	301	356	469	300	167	143
Térmica TV (MWF)	253	262	166	166	246	262	262	201	201	201	201	201
Térmica TG (MWF)	456	456	456	362	383	456	456	456	446	446	456	456
Gen_Dis (MWF)	42,8	41	47	47	44	39	39,5	39,5	41,3	41,8	47	45,4
UPM (MWF)	30	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	11,3	30
Eólica (MWF)	17	15,8	19,6	21,9	31,2	41,2	40,9	46,3	45,8	43,3	40,2	50
2013	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	176	142	116	71,8	224	212	177	180	79,2	118	152	127
S.Grande (MWF)	155	124	126	145	262	377	274	409	451	273	156	138
Térmica TV (MWF)	255	266	170	250	266	266	266	201	220	234	234	263
Térmica TG (MWF)	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456
Gen_Dis (MWF)	45,9	43	47	47	43	40	199	199	200	202	205	206
UPM (MWF)	30	30,1	30	30	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	11,3	30
Eólica (MWF)	54	50,8	53	53	65,1	75,7	74,9	83,9	82,9	78,8	74,3	81
2014	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	166	169	145	65,3	110	179	198	176	81,6	82,1	148	106
S.Grande (MWF)	152	142	158	155	262	324	270	402	461	247	153	129
Térmica TV (MWF)	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266	266
Térmica TG (MWF)	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456
Gen_Dis (MWF)	204	203	207	207	203	200	199	199	201	201	205	206
UPM (MWF)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	11	30
Eólica (MWF)	86	80	83	84	98	110	109	123	123	114	108	114
2015	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	164	153	55,5	36,6	104	165	238	154	74,5	114	130	121
S.Grande (MWF)	136	136	123	116	253	332	287	390	446	260	131	142
Térmica TV (MWF)	251	251	251	251	251	236	226	226	226	226	226	226
Térmica TG (MWF)	427	427	427	427	427	422	418	418	418	418	418	418
Gen_Dis (MWF)	202	203	207	207	203	200	199	199	201	201	205	206
UPM (MWF)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	11	30
Eólica (MWF)	118	111	115	114	122	128	124	141	143	130	124	127
2016	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic

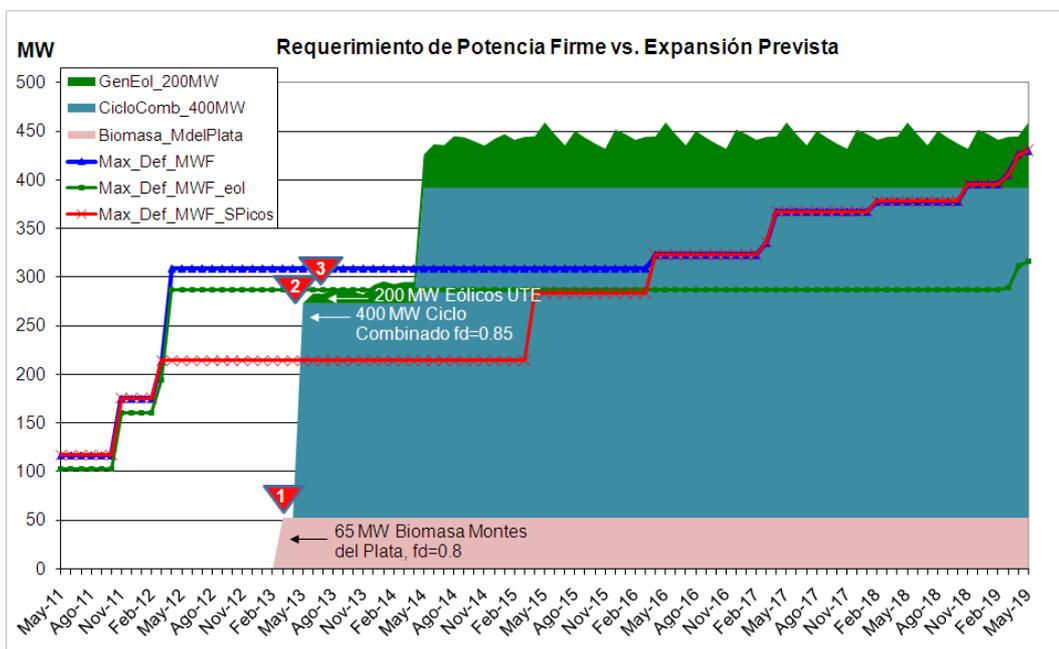


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Río Negro (MWF)	138	130	85,8	42,2	102	175	262	206	115	177	216	185
S.Grande (MWF)	151	148	158	153	303	378	310	413	468	281	163	144
Térmica TV (MWF)	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226
Térmica TG (MWF)	418	418	418	418	418	418	418	418	418	418	418	418
Gen_Dis (MWF)	202	203	207	207	204	199	199	199	199	203	205	205
UPM (MWF)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	12	30
Eólica (MWF)	118	111	115	114	124	127	126	140	140	130	126	128
2017	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	163	135	61,6	48,2	142	140	181	125	76,3	146	189	183
S.Grande (MWF)	132	130	126	156	300	321	293	404	450	299	142	144
Térmica TV (MWF)	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226
Térmica TG (MWF)	418	418	418	418	418	418	418	418	418	418	418	418
Gen_Dis (MWF)	203	201	207	207	204	199	199	199	201	202	205	205
UPM (MWF)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	11	30
Eólica (MWF)	120	111	116	114	123	129	123	141	142	133	127	127
2018	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	172	93	78,1	105	183	182	178	137	58,7	91,2	130	127
S.Grande (MWF)	137	132	128	174	283	321	280	409	432	249	135	143
Térmica TV (MWF)	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226
Térmica TG (MWF)	418	418	418	418	418	418	418	418	418	418	418	418
Gen_Dis (MWF)	204	201	207	207	204	199	199	199	201	202	207	205
UPM (MWF)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	11	30
Eólica (MWF)	119	109	114	113	124	129	125	140	142	133	126	127
2019	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Río Negro (MWF)	159	142	108	94,8								
S.Grande (MWF)	142	139	120	165								
Térmica TV (MWF)	226	226	226	226								
Térmica TG (MWF)	418	418	418	418								
Gen_Dis (MWF)	206	203	207	207								
UPM (MWF)	30	30	30	30								
Eólica (MWF)	118	110	116	114								

La siguiente figura muestra el requerimiento de potencia firme (ya mostrado en la gráfica anterior) versus la planificación prevista con el ingreso de 200MW eólicos correspondientes a un parque planificado por UTE a mediados de 2013 (50 MW escalonados cada 6 meses), adicionales a los 300MW eólicos en proceso de licitación (que están considerados dentro de la oferta de potencia firme eólica) así como la incorporación prevista para el año 2013 de entre 50 y 80MW de la papelera Montes del Plata (Colonia; se consideró un promedio de 65MW) con generación a partir de biomasa (fdc=0.8) adicionales a lo actualmente instalado y/o en proceso licitatorio.

Dicha planificación prevé asimismo el ingreso de una central de ciclo combinado con una potencia aprox. de 400 MW. Se consideró entonces la entrada de dos unidades TG en ciclo abierto de 130 MW en un plazo aprox. de dos años a partir de la publicación del pliego (previsto disponible dentro del primer cuatrimestre del año 2011) y la combinación del ciclo con una unidad TV de potencia similar en un plazo adicional estimado de un año.



El marcador (1) indica la entrada de 65MW de Biomasa de Montes del Plata para los que se consideró un factor de disponibilidad complejo (fdc) de 0.8 estimada para marzo de 2013.

El marcador (2) indica el ingreso de la primera etapa (260 MW) del ciclo combinado de 400 MW de UTE con un fdc de 0.85 para mayo de 2013, previéndose la segunda etapa (140 MW restantes) para mayo de 2014.

El marcador (3) indica el ingreso del Parque Eólico de 200MW previsto por UTE. Se consideraron etapas de 50MW cada 6 meses a partir de junio de 2013.

Si bien en principio podría parecer que hasta el año 2013 el faltante de potencia firme se encontraría en el entorno de los 300MW (curva azul), hay que tener en cuenta que este máximo déficit de potencia firme que se muestra, se ve afectado por el déficit puntual de potencia firme de abril de 2012, así como, en menor medida por el déficit puntual de potencia firme de marzo y abril de 2013, provocados por los mantenimientos planificados de 6ª C.Batlle y CTR, como ya se dijera.

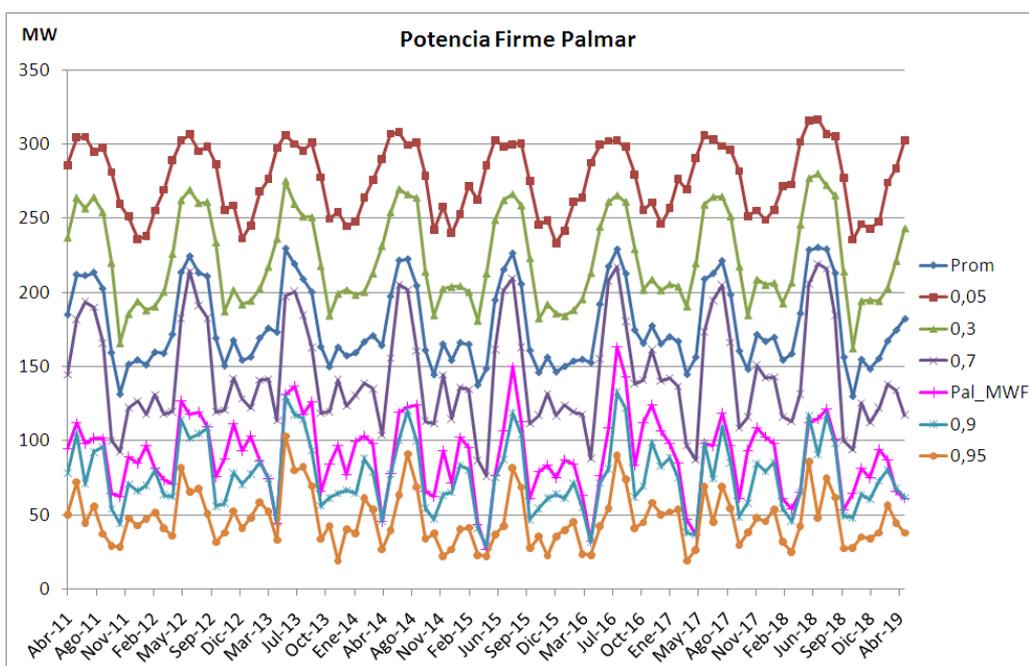
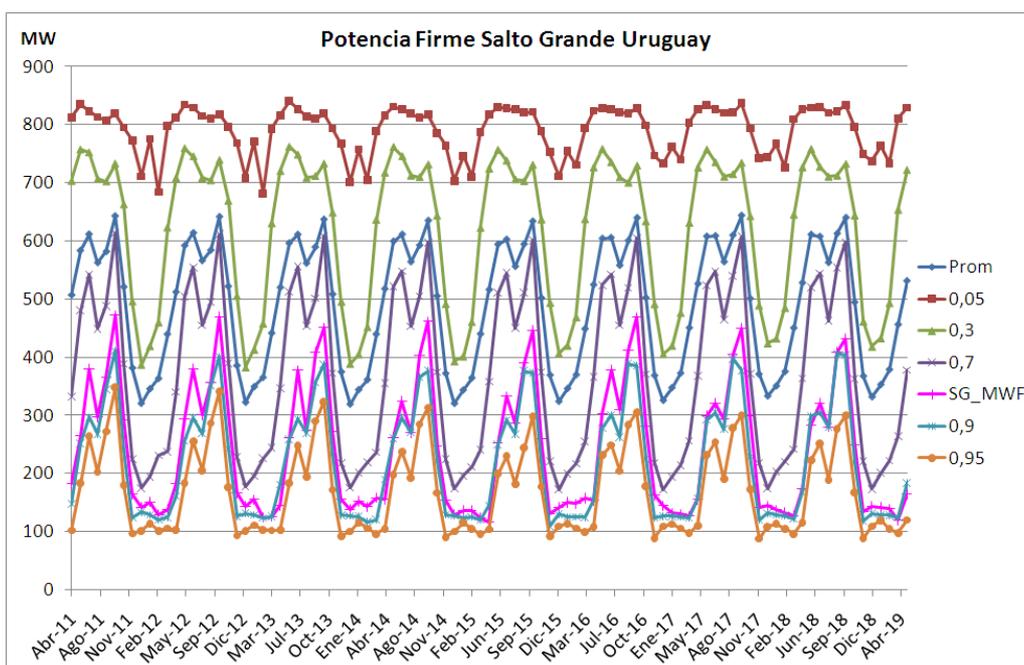
Se muestra por tanto una curva adicional (Max_Def_MWF_SPicos, curva roja), que indica el máximo déficit de potencia firme, pero sin tener en cuenta dichos valores puntuales (abril 2012, marzo y abril 2013). Se aprecia entonces que el faltante de potencia firme es apenas algo superior a los 200 MW hasta el año 2015, que deberán ser cubiertos con importaciones o racionamiento.

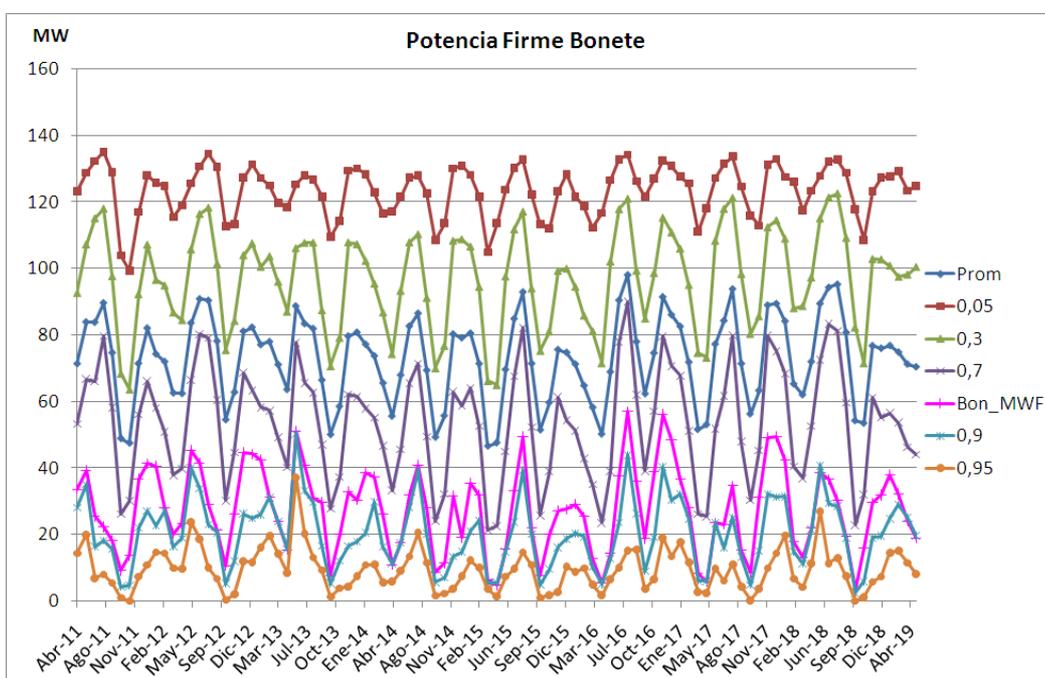
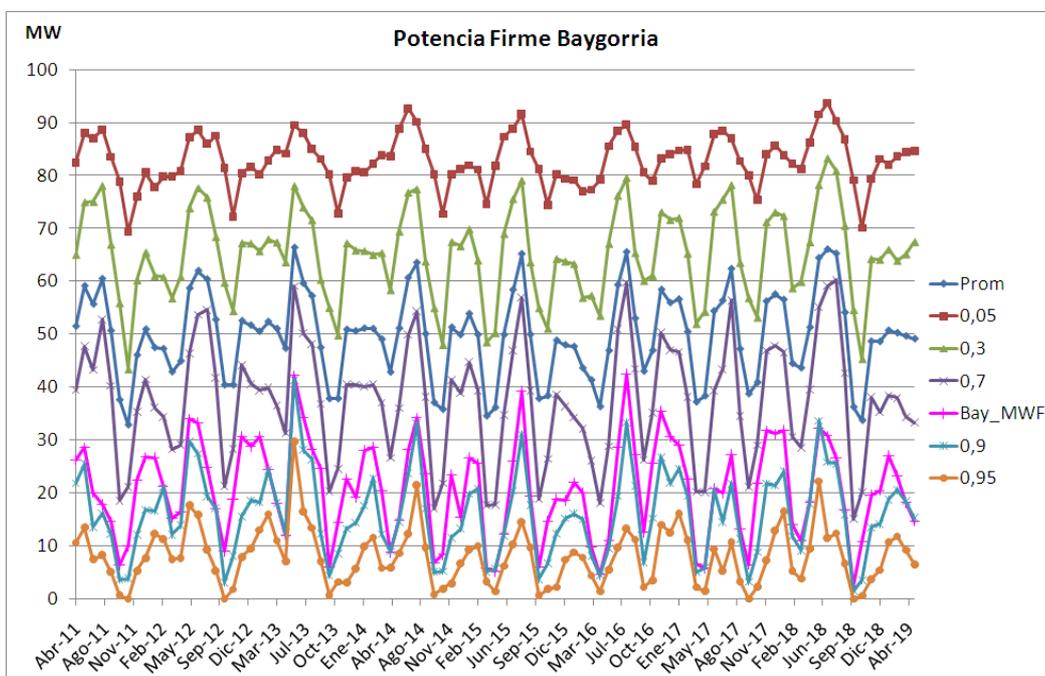


ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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; curva fucsia).

Puede observarse de las gráficas que dicho cálculo equivale a considerar una probabilidad de excedencia apenas algo menor al 90%.



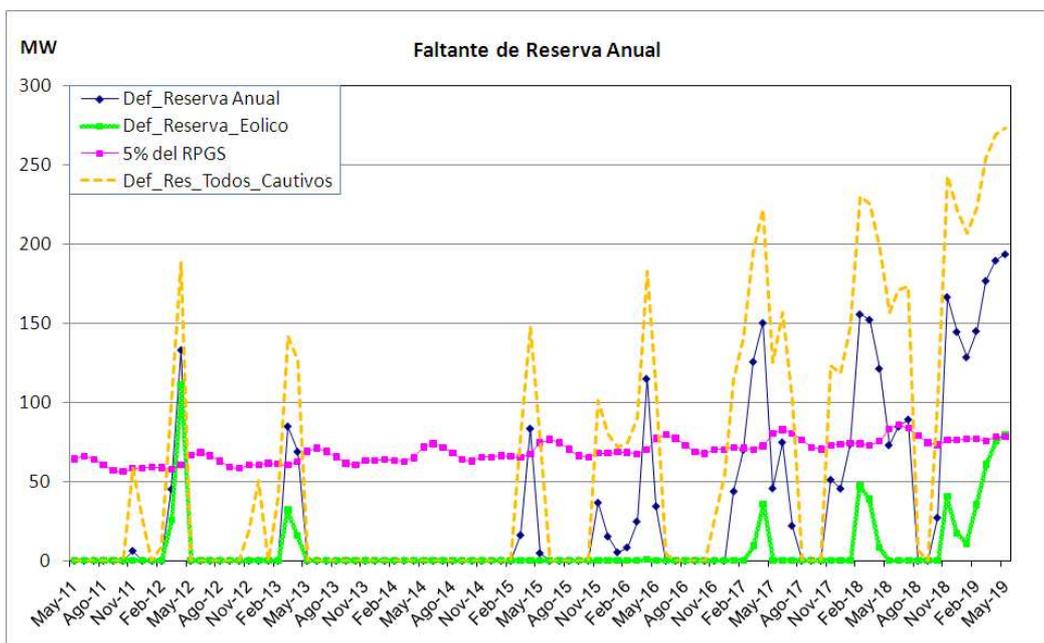


D) Seguro de suministro sin cubrir o Reserva Anual

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.

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, ya a partir del informe realizado por ADME correspondiente al año 2010 se modificó el criterio adoptado anteriormente, 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 informes anteriores.



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 la curva punteada naranja se muestra el caso que aquí se menciona, esto es, considerar a todos los clientes como si fueran cautivos.

Puede observarse que se incrementa el faltante: se aumentó el requerimiento de SGS para el Distribuidor que los abastece (90% sobre el total del RPGS, ítem A del presente informe) 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% del RPGS).

Cabe señalar que en este caso se observa un faltante mucho más notorio a partir de abril de 2015, que sobrepasa el 5% del RPGS. Asimismo se ve incrementado el problema que surge puntualmente en los meses de abril de 2012 y marzo-abril de 2013, ocasionado por los mantenimientos programados para estas fechas.



**ANEXO III
POTENCIA FIRME DE LA GENERACIÓN EÓLICA
Consideraciones acerca de su evaluación**

Introducción – Objeto de este Anexo

Tal como fue indicado en el Anexo II – Metodología de Cálculo, el tratamiento de la generación eólica no está previsto explícitamente en el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (RMM), y en consecuencia tampoco está establecida la forma de determinación de su Energía Firme (EF) y Potencia Firme (PF). Para este Informe, y con fines de información, no regulatorios, se adoptó una definición y metodología de cálculo similar a la vigente para la generación hidroeléctrica: esto es que la EF eólica total sería la que corresponde al 95% de probabilidad de excedencia de la energía total de origen eólico generada fuera de valle (período firme). No se evaluó EF/PF de los distintos generadores eólicos individuales.

La creciente importancia de la generación eólica en el sistema uruguayo plantea no solamente la necesidad de definiciones regulatorias en el sentido antes indicado, sino también razonables inquietudes acerca de la adecuación de su representación en los modelos de optimización y simulación energética empleados en la toma de decisiones. Esto con fines orientados no sólo a la determinación de su energía y potencia firme, sino a todos los aspectos relevantes de la inserción de la generación eólica en el sistema, entre los cuales cabe destacar:

- Evaluación de la capacidad de energía a entregar al sistema: en valor esperado y varianza, según los plazos de integración de dicha energía (horarios, diarios, semanales, mensuales y anuales) dados los vientos, las potencias nominales instaladas, y el diseño, tipo de aerogeneradores y localización de los parques previstos.
- Complementación interna al sistema en términos energéticos: disponibilidad, costos, y restricciones operativas de otras fuentes.
- Capacidad de regulación de corto y mediano plazo del sistema: potencia rotante, reservas rotantes y frías, y sus tiempos de respuesta.
- Efecto en las interconexiones internacionales: excedentes, conveniencia y/o necesidad de apoyos entre sistemas, mecanismos y plazos de devoluciones transfronterizas de energía, posible existencia de complementariedades, eólicas u otras, en los sistemas interconectados.

El estudio presentado en este Anexo se limita a la comparación de algunos resultados de EF/PF de la generación eólica obtenidos con 2 modelados diferentes disponibles en la versión 2.91 del SimSEE. En efecto, dicha plataforma dispone de un modelado eólico básico, con una única fuente de vientos obtenida a partir de velocidades y factores de speed-up asociados a la Sierra de los Caracoles (en adelante identificado como "modelo anterior"), y además, desde fines de 2010, de un modelado más detallado [1], con 7 fuentes de viento obtenidas a partir de las mediciones realizadas con fines energéticos por UTE, en 7 puntos geográficos diferentes del país. En dicho modelo se toma en cuenta la dirección del viento en el plano horizontal, además de su velocidad. Este modelo será identificado como "7puntos_vxy" según su denominación en SimSEE, o "modelo nuevo".

Finalmente se indica algunos resultados que pueden contribuir a una futura definición de la energía y potencia firme de la generación eólica.



Principales características del nuevo modelo eólico "7puntos_vxy"

Según el documento referido [1], este nuevo modelado de la generación eólica en SimSEE permite:

- La posibilidad de representar parques con distintas localizaciones, incluyendo datos de viento registrados y generados sintéticamente para 7 puntos geográficos del país.
- Gracias a lo anterior, obtener una mejor representación de la correlación y eventual complementariedad entre las energías horarias generadas por un conjunto de parques eólicos distribuidos en el país.
- Representación de vientos direccionales (componentes x,y en el plano horizontal) y su efecto en los parques.
- En cada uno de las fuentes de viento modeladas, una mejor representación de la estacionalidad anual y horaria, así como un mayor afinado en las correlaciones horarias de vientos.

Los resultados presentados en este Anexo no tienen por objeto el análisis de esas características, sino simplemente la comparación de los resultados en cuanto a EF/PF de la generación eólica, de igual potencia instalada total, modelada según el "modelo anterior" o según este "modelo nuevo".

Energía y Potencia Firme de la generación eólica

La Energía y Potencia Firme (EF/PF) son aspectos "convencionales" del sistema eléctrico, en el sentido que su determinación y valor dependen de las definiciones que se establezcan al respecto, a diferencia de otras magnitudes como energía y potencia generada, que son medibles.

En el RMM está definida EF/PF de la Generación Hidroeléctrica, pero no de la Eólica ni de otras posibles fuentes de generación fluctuante, como la Solar.

Como ya se indicó, tanto en el Informe de Garantía de Suministro 2010, como en el presente Informe 2011, para la Eólica se adoptó en forma tentativa y sólo con fines de información, no regulatorios, el mismo criterio de cálculo de EF/PF que para la Hidroeléctrica.

La definición de EF/PF de la Generación Hidroeléctrica parte del conjunto de la generación Hidro del sistema, de forma que ésta tenga una probabilidad de excedencia $P_e = 95\%$. Luego se asigna los valores de EF y PF correspondientes a cada central particular determinando "...escenarios de similar probabilidad de excedencia para cada central hidroeléctrica del MMEE, de forma tal que la suma de la energía mensual generada en el Período Firme por las centrales sea igual, dentro de un margen de tolerancia, a la Energía Firme Hidroeléctrica Mensual del MMEE. La generación mensual resultante en el Período Firme para cada central hidroeléctrica será su Energía Firme Hidroeléctrica Mensual..." (RMM Art. 222).

Como efecto y resultado de este procedimiento, los valores de EF/PF de cada central hidroeléctrica, no son los de probabilidad de excedencia $P_e = 95\%$, sino algo menor (en el entorno de 85% aprox). Esto es: en el rango de probabilidades



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

de excedencia empleados, a igual P_e , la EF/PF del conjunto del sistema hidro es mayor que la suma de las EF/PF de las centrales hidro individuales.

Resultados Preliminares

A continuación se presenta los resultados de EF/PF evaluados según ambos modelados eólicos, anterior y nuevo, para el conjunto de los parques eólicos representados (total de la Generación Eólica), con $P_e = 95\%$ en el Período Firme (horas de valle excluidas). No se calculó la EF/PF de cada generador eólico individual.

Los resultados corresponden a optimizaciones y simulaciones realizadas con SimSEE versión 2.91, con un conjunto idéntico de datos, los correspondientes al estudio de Garantía de Suministro 2011, excepto por el modelado de la generación eólica. En ambos modelados el parque eólico considerado coincide en cuanto a potencias instaladas y fechas de entrada en servicio, y sólo se diferencia en las fuentes de viento empleadas en Caracoles y los parques resultantes del llamado a Licitación 150 MW y su ampliación por 150 MW adicionales. El detalle se indica en la siguiente tabla:

	MW	Desde fecha	Modelo anterior	Modelo nuevo
Agroland	0.3	May 2008	fuv_C_ant	fuv_C_ant
Caracoles 1	10	Set 2008	fuv_C_ant	fv_Caracoles
Caracoles 2	10	May 2010	fuv_C_ant	fv_Caracoles
Fortuny	10	Abr 2012	fuv_C_ant	fuv_C_ant
Kentilux	10	Mar 2011	fuv_C_ant	fuv_C_ant
Kentilux (ampliación)	10	Ene 2012	fuv_C_ant	fuv_C_ant
Llamado 150 MW	50	Jun 2012	fuv_C_ant	fv_Valentines
	50	Ene 2013	fuv_C_ant	fv_Pintado
	50	Jun 2013	fuv_C_ant	fv_Artilleros
Llamado 150 MW (ampliación)	50	Ene 2014	fuv_C_ant	fv_Pampa
	50	Jun 2014	fuv_C_ant	fv_C.Colorado
	50	Ene 2015	fuv_C_ant	fv_J.Ignacio
Luz de Mar	9	Abr 2012	fuv_C_ant	fuv_C_ant
Nuevo Manantial 1	4	May 2008	fuv_C_ant	fuv_C_ant
Nuevo Manatial 2	6	May 2009	fuv_C_ant	fuv_C_ant
N.Manantial 2 (ampliación)	3	Jun 2010	fuv_C_ant	fuv_C_ant

fuv_C_ant: Fuente única de vientos, datos de Caracoles en modelo anterior.

fv_Caracoles: Lat: 34°38'43,6" ; Long: 54°57'53,2"- 04/04/2009 – 05/04/2010 – Altura medición: 67 m

fv_Valentines: Lat: 33°15'52,9" ; Long: 55°06'4,3"- 13/05/2008 – operando- Altura medición: 76 m

fv_Pintado: Lat: 33°50'17,0" ; Long: 56°17'57,3" - 15/07/2008 – operando - Altura de medición: 86 m

fv_Artilleros: Lat: 34°23'14,5" ; Long: 57°33'27,3"- 17/06/2008 – operando - Altura de medición: 46 m

fv_Pampa: Lat: 32°14'48,1" ; Long: 56°12'53,0"- 07/10/2008 – operando - Altura de medición: 73 m

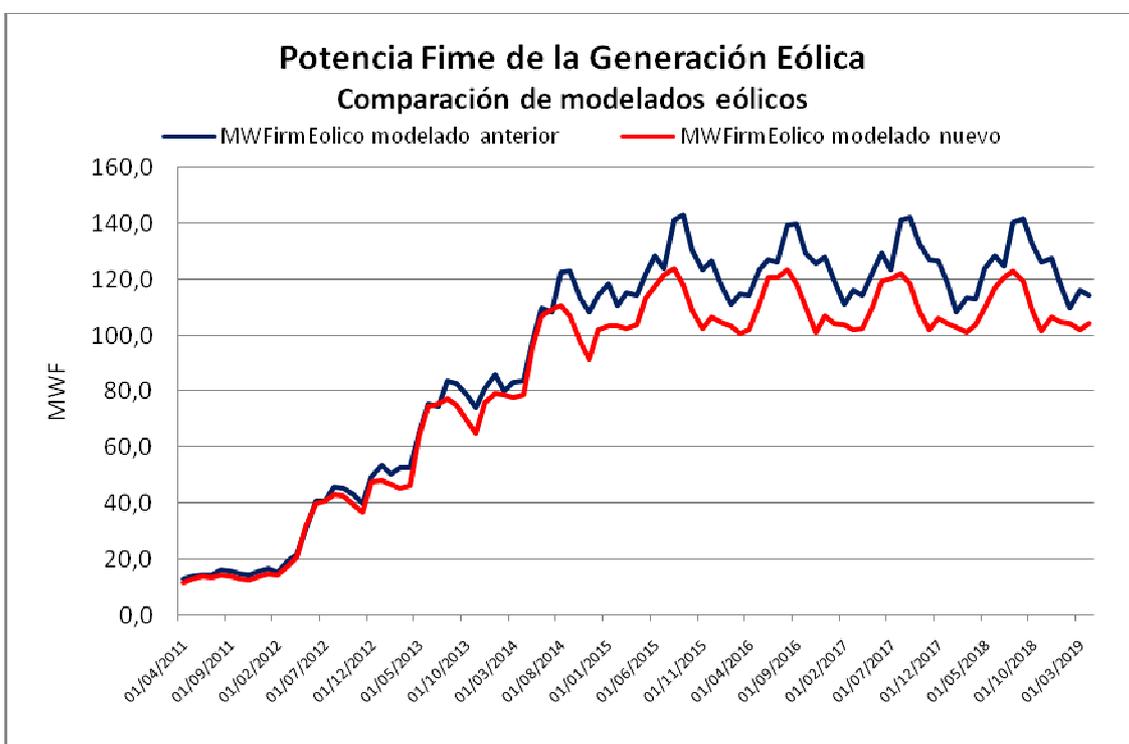
fv_C.Colorado: Lat: 33°43'34,4" ; Long: 56°47'43,6" - 24/07/2008 – operando - Altura medición: 81 m

fv_J.Ignacio: Lat: 34°51'32,4" ; Long: 54°43'54,7"- 17/10/2008 – operando - Altura de medición: 54 m

Demás detalles de las fuentes de viento están indicados en Referencia [1].

Como se puede ver, excepto para Caracoles, se asignó en forma discrecional las fuentes de viento disponibles a los 6 parques de 50 MW resultantes de las licitaciones de 150 MW, de modo de emplear toda la información de vientos disponible en SimSEE. No se modificó la fuente única de vientos (datos de Caracoles en modelo anterior, fuv_C_ant) para los parques ya existentes (excepto Caracoles) y para proyectos futuros de potencias menores.

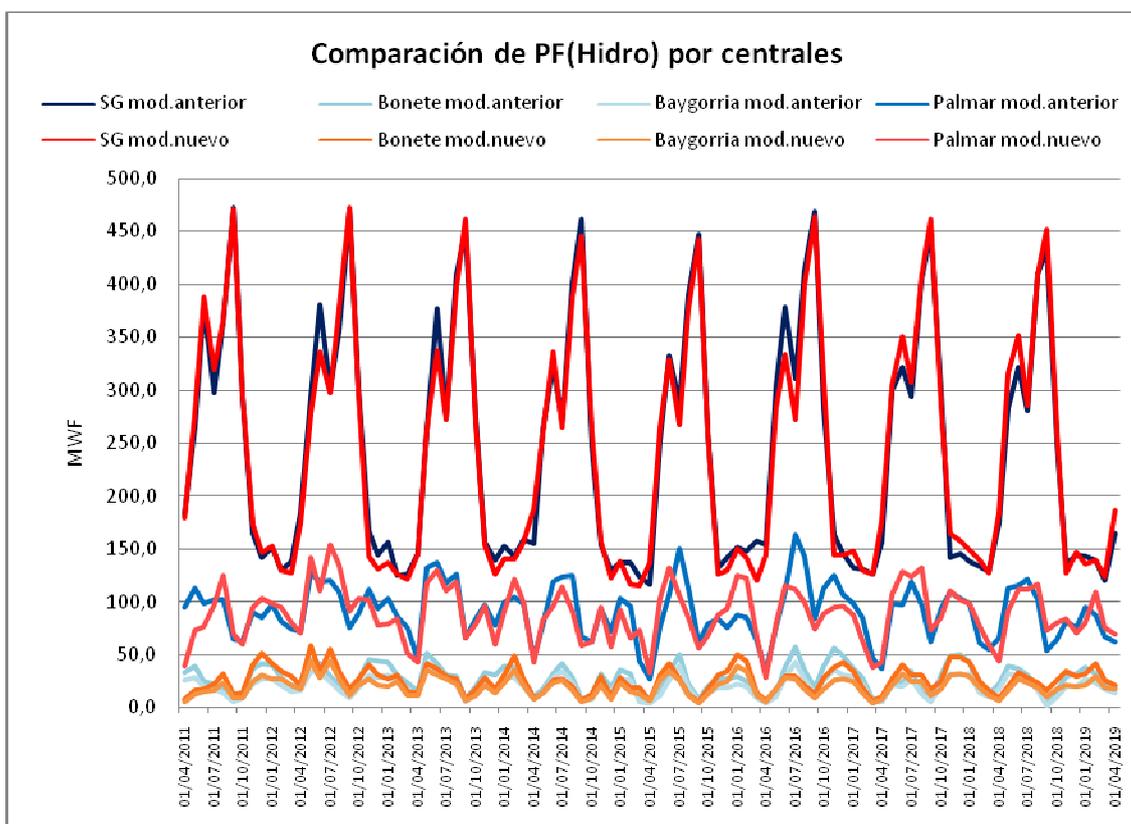
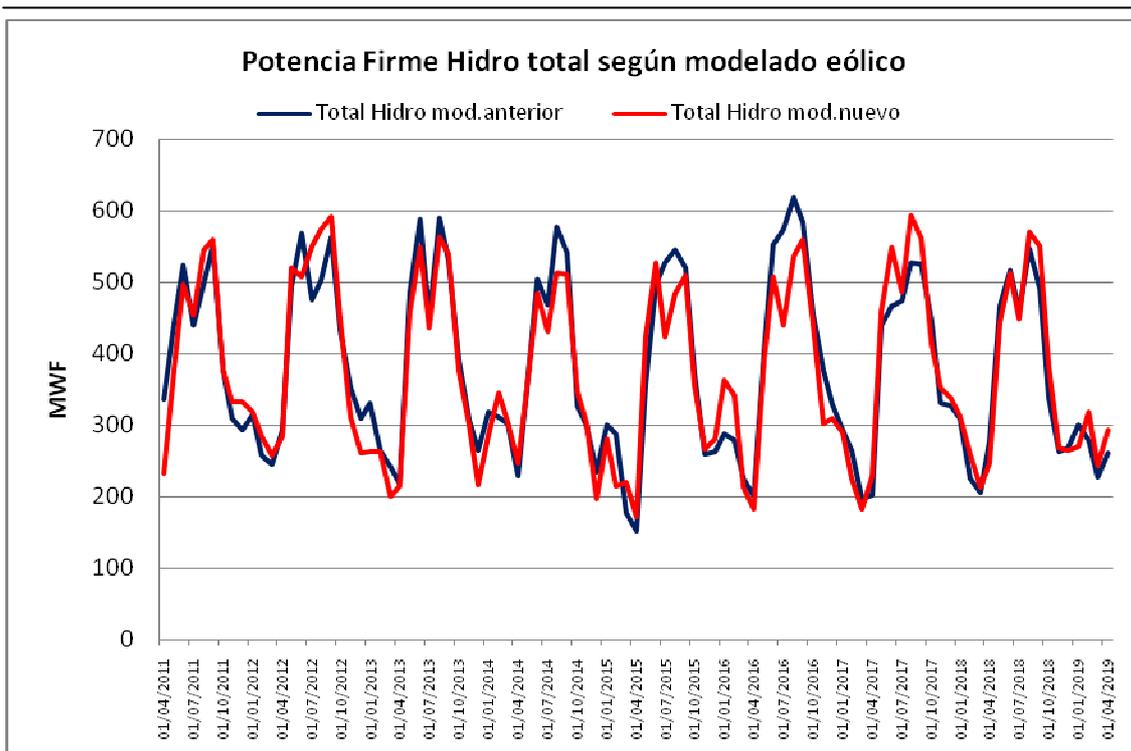
En el gráfico a continuación se observa la diferencia en la PF de la Generación Eólica resultante de ambos modelados. El nuevo modelado presenta una diferencia en menos del orden de 20 MWF, así como una estacionalidad similar, aunque no coincidente.



Otro resultado interesante se puede observar en los siguientes dos gráficos: como efecto del diferente modelado eólico, cambia el despacho de las hidroeléctricas, modificando la PF Hidro total resultante, así como la PF Hidro por centrales. Se observan cruzamientos en la PF Hidro total sin que pueda explicarse los mismos por efecto de la diferente PF Eólica en ambos modelados.



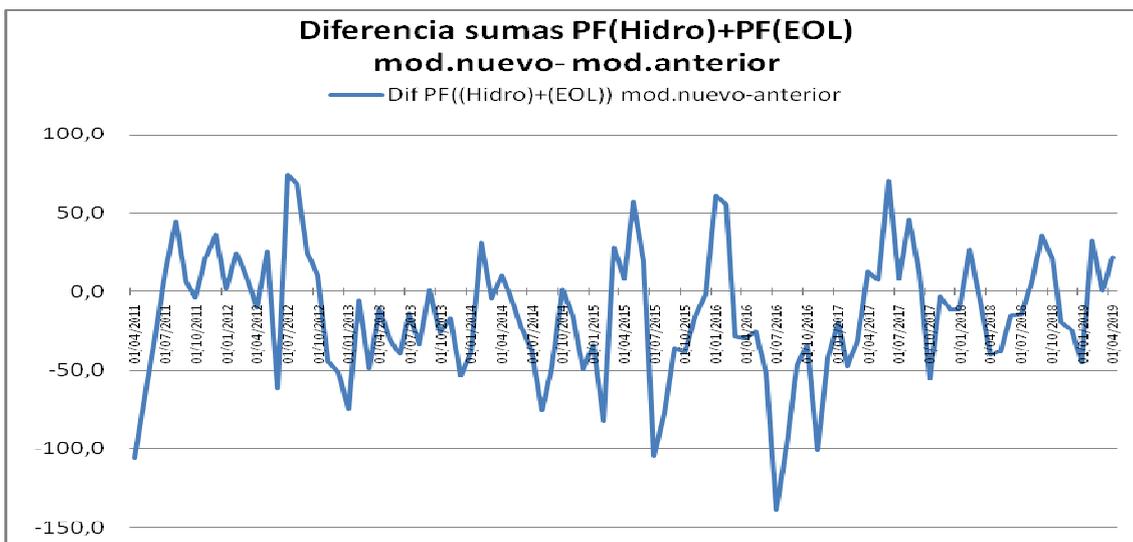
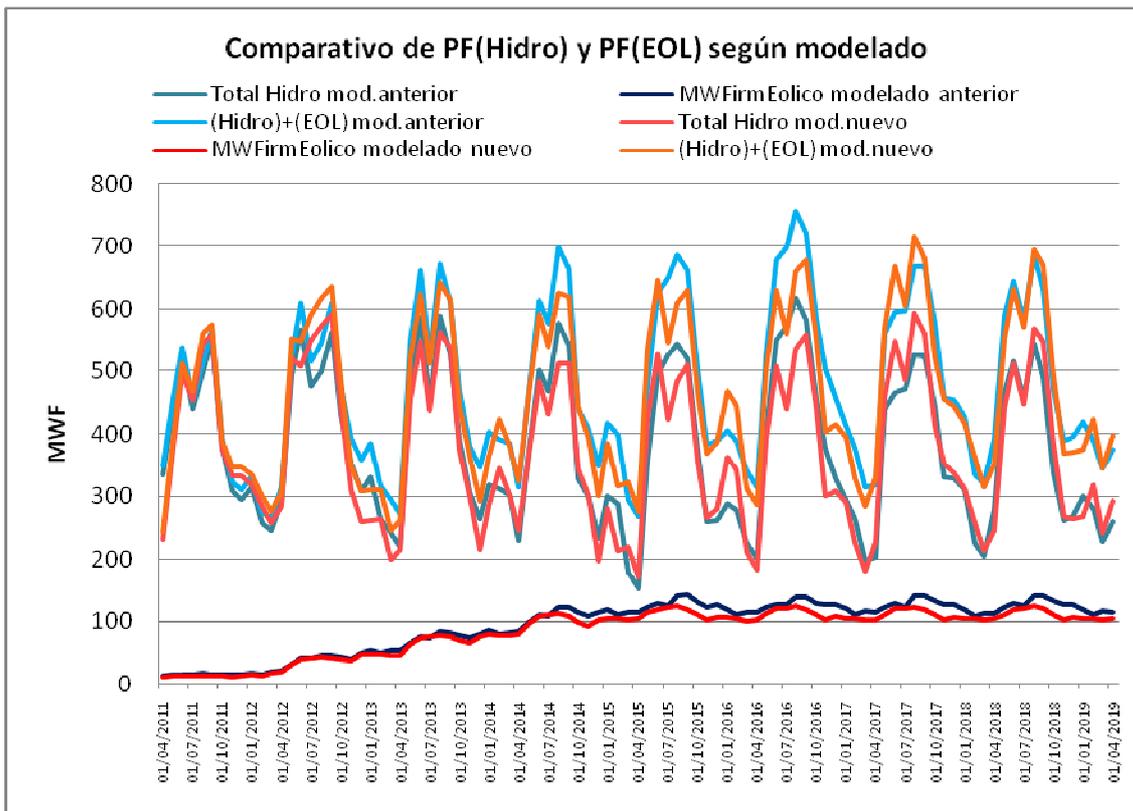
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

En los gráficos a continuación se muestran las sumas de las PF(Hidro)+PF(EOL) en ambos modelados, con los cruzamientos de tendencias ya mencionados. Finalmente se muestra un gráfico con las diferencias. Estas últimas presentan un aspecto característico de "ruido", aunque su valor medio no es nulo, sino de un déficit de 14.9 MWF en el nuevo modelo respecto del anterior. Corresponde destacar que aunque la amplitud de las diferencias mensuales de PF puede alcanzar valores significativos, del orden de decenas de MWF hasta 100 MWF, la mayor parte de éstas sería inferior al 5% del RPGS.



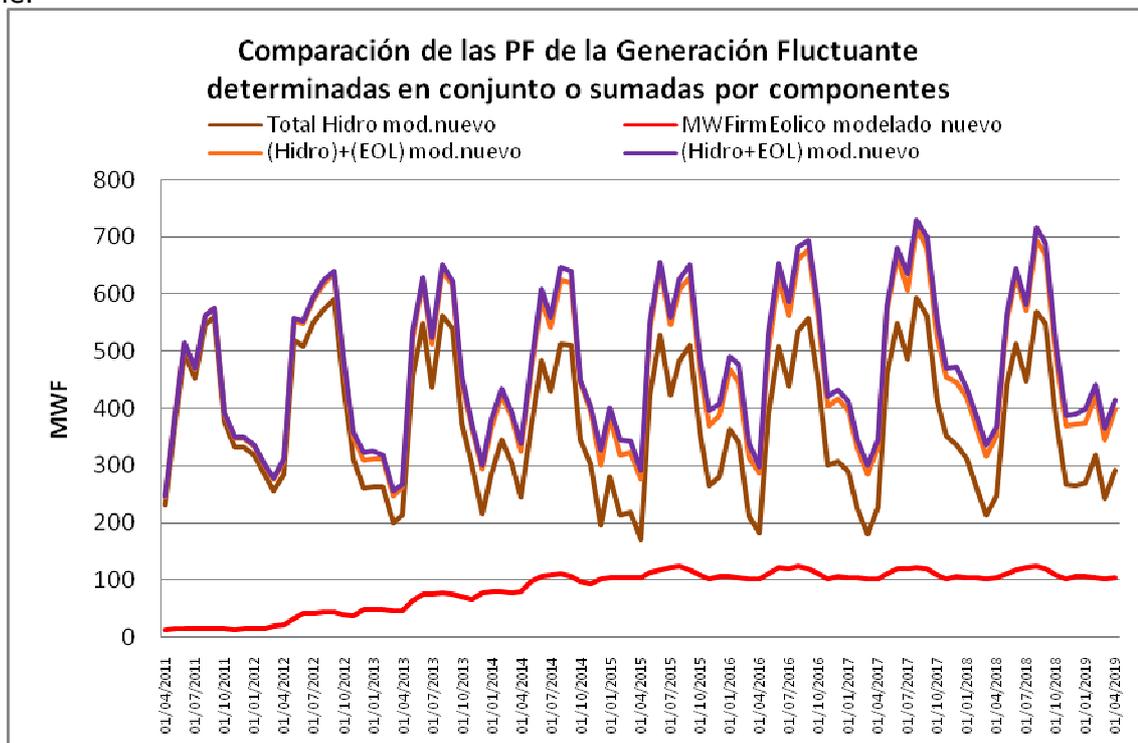
Definición de la EF/PF de la generación fluctuante

Los resultados anteriores evidencian la necesidad de un examen más detallado antes de adoptar una definición de EF/PF de la generación eólica. Esto podría ser por ejemplo siguiendo el mismo criterio que con la generación hidroeléctrica, pero eventualmente con otro valor de Probabilidad de excedencia, o con otra definición del Período Firme.

Un aspecto que interesa tener en cuenta a este efecto es la interacción notoria existente entre la generación eólica y la hidroeléctrica en el sistema uruguayo. Esto plantea la eventual conveniencia de asociar EF/PF al conjunto de las fuentes de generación aleatorias o fluctuantes, de la misma forma que en el RMM se asigna EF/PF al conjunto de la generación hidro antes de evaluarla por componentes (centrales hidro específicas). Una generalización de esta idea puede ser la determinación de EF/PF para el conjunto de la energía generada por fuentes hidroeléctricas y fuentes eólicas sumadas, y luego descomponerla en EF/PF de cada generador individual.

En el gráfico a continuación, realizado exclusivamente para los resultados del nuevo modelo eólico, se muestra el efecto de evaluar la EF/PF del conjunto de las fuentes fluctuantes "(Hidro+EOL) mod.nuevo" respecto de evaluarlas en forma separada, "Total Hidro mod.nuevo" y "MWFirmEólico modelado nuevo", y luego sumarlas para obtener "(Hidro)+(EOL) mod.nuevo".

Se observa que la EF/PF del conjunto es superior a la suma de las EF/PF de los componentes, aunque la diferencia no resulta muy significativa en el caso analizado. Estos valores fueron obtenidos para $P_e = 95\%$, y sin modificar el Período Firme.





Referencias:

- [1] "Mejoras del modelado del recurso eólico de Uruguay en la plataforma SimSEE". Eliana Cornalino (PEEU), Ruben Chaer (IIE-FING), Oscar Ferreño (UTE). Presentado en EPIM 2010 - IEEE Noviembre 2010, Montevideo - Uruguay.