



Programa Anual de Mantenimiento (PAM) Abril 2016 – Septiembre 2016

ADME Marzo 2016 Montevideo - Uruguay

En la elaboración de este PAM trabajaron:

Por ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas:
María Cristina Alvarez, Lorena Di Chiara y Ruben Chaer.

Por UTE – Unidad PEG de UTE – Melilla:
Milena Gurin, Valentina Groposo, Martín Pedrana y Hernán Rodrigo

Montevideo 29/3/2016

1. INFORME PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTO (PAM) Abril – Septiembre 2016

1.1. Resumen ejecutivo.

Este informe analiza el Plan Anual de Mantenimientos (PAM) del período Abril a Septiembre del 2016.

Para el análisis del PAM se considera la Programación Estacional vigente (Noviembre 2015 – Abril 2016) actualizando las previsiones climatológicas, el cronograma de entrada del Ciclo Combinado y los mantenimientos de acuerdo a la nueva información disponible.

En general, no se detectan problemas en cuanto a las fechas propuestas de mantenimientos, desde el punto de vista energético.

En particular dos situaciones requirieron un análisis adicional:

- a) La posibilidad de hacer el mantenimiento de la unidad CTR1 durante el invierno de 2016, siendo el resultado que se autoriza la realización de dicho mantenimiento pero postergado a la primavera de 2016 y considerando durante el invierno la unidad con disponibilidad restringida solo para cubrir períodos cortos de potencia en los picos de demanda.
- b) La eventualidad de atrasos, de hasta 3 meses, en el ingreso de las unidades del ciclo combinado. El resultado es que no se observa un aumento del riesgo de falla en el período considerado.

Las previsiones asociadas al fenómeno ENSO indican un sesgo hacia un régimen más lluvioso de lo normal (El Niño) que persiste durante el verano, declinando gradualmente hasta



mediados de 2016, cuando las condiciones oceánicas y atmosféricas alcanzan la normalidad en el Pacífico Ecuatorial. Las previsiones del IRI muestran mayor probabilidad de la Niña para setiembre, lo que podría determinar un verano 2017 más seco que la media histórica. La información del fenómeno ENSO es incorporada a SimSEE por medio del índice de la anomalía de la temperatura del pacífico en la región conocida como N3.4.

Salvo la situación de las unidades turbo vapor de Central Batlle y de la unidad 2 de Central Terra, que continúan con incertidumbre sobre su desempeño, los mantenimientos de larga duración solicitados para el semestre venidero están dentro de lo previsto en la PES vigente¹. Las calderas de Central Batlle no cuentan aún con habilitación de URSEA para volver a la explotación, se estima que el proceso tenga una duración de al menos 2 meses. Tampoco se desprende de lo informado por UTE en que condición operativa quedará cada unidad, pero se maneja como situación más probable que la 6ta quede disponible y la 5ta en reserva fría, como respaldo de 6ta unidad. Atendiendo a esta situación se decide analizar dos escenarios, uno en el que se las representa indisponibles en los modelos durante todo el horizonte del estudio y otro que refleja los comentarios anteriores.

La coyuntura en Argentina y en Brasil no ha cambiado, por lo que se mantienen las hipótesis de la PES en cuanto al comercio internacional (ver apartado 2.3 de este informe) y valorización de excedentes (ver apartado 2.4).

Los valores considerados para la disponibilidad de recursos de generación se ajustan a la experiencia reciente y a las expectativas para el futuro inmediato según la información disponible al día de hoy.

De los gráficos de excedencia de falla, Figs.8 y 9, se concluye que los mantenimientos mayores previstos no impactan significativamente al sistema en el período considerado en ninguno de los casos considerados. No se analizan aquí picos horarios de potencia.

El despacho medio hidráulico de los casos con el Niño representado en el modelo de aportes es mayor en unos 286 GWh respecto a los casos que no utilizan esta señal.

El despacho medio térmico es similar en los casos en que se supone la CB6 disponible y los que la suponen indisponible, la energía despachada por CB6 es tomada por PTA en los casos en que la sexta unidad no está disponible.

La cota media de operación del lago de Central Terra es aproximadamente 1 metro mayor en los casos con Niño que en los casos que no lo consideran. La evolución de la cota de Terra tiene un comportamiento similar, esté o no la sexta unidad disponible. La presencia de la señal N3.4 sesga los aportes al alza y por lo tanto las curvas de excedencia semanal de la cota del lago se ven desplazadas hacia arriba en los casos con N3.4.

En costo medio de abastecimiento sube unos 15 MUSD cuando no se considera la señal N3.4 en el modelo de aportes, la presencia o no de la CB6 afecta poco el costo medio esperado para el período (variaciones del orden del 1% entre los casos con y sin CB6 disponible).

Desde un punto de vista energético se pueden aceptar las solicitudes de mantenimiento recibidas.

1 La convocatoria de unidades térmicas ha sido inferior a la media debido al buen régimen de aportes que se ha dado principalmente en la cuenca de Salto Grande.



Se realizó un estudio adicional sobre la potencia disponible para los picos de demanda en invierno. Este estudio es importante dado que los trabajos en curso sobre la unidad 2 de Central Terra tienen duración incierta aún y que no se renovaron los arrendamientos de las unidades APR (ver Capítulo 2 del presente documento). Según el mismo no resulta conveniente otorgar en forma programada el mantenimiento de 3 meses solicitado para la unidad 1 de CTR entre abril y junio de 2016. El mismo deberá postergarse para la primavera, siempre que no alcance el mes de diciembre de 2016. Hasta tanto no se realicen los trabajos de mantenimiento solicitados para esta unidad, la misma no está en condiciones de entrar en servicio en forma continua, su operación está limitada a algunas horas de servicio al día, típicamente para atender eventuales picos de demanda.

En virtud de las consideraciones anteriores se recomienda aceptar las solicitudes recibidas a excepción del mantenimiento mayor sobre la unidad 1 de CTR, que queda postergado para setiembre a noviembre de 2016, siempre que el resto de las hipótesis manejadas en este estudio permanezcan válidas. La unidad CTR 1 queda disponible pero limitada a ser despachada solo por algunas horas de servicio de continuo al día.



2. Hipótesis.

En general y cuando no se especifique otra cosa, las hipótesis son las de la Programación Estacional vigente.

Las principales novedades consisten en:

- Se actualizaron los mantenimientos de las demás unidades térmicas e hidráulicas de acuerdo a los nuevos cronogramas enviados por los responsables de las centrales.
- Se actualizó el cronograma de entrada previsto para el Ciclo Combinado. Las fechas manejadas hoy para la entrada en servicio son 15/1/17 para la primer turbina y la segunda turbina tres meses más tarde. Se prevé la combinación del ciclo para el 15/2/2018.
- Sobre los mantenimientos y disponibilidades previstos para las calderas de Central BATTLE, tanto 5^{ta} como 6^{ta} unidad, no hay aún una decisión firme. Las unidades han sido intervenidas pero falta la autorización de URSEA para que efectivamente queden disponibles para la explotación. Estos procesos se estima insuman no menos de dos meses. Cumplidas estas instancias, se espera que la 6^{ta} unidad, que quedaría habilitada con 35% de disponibilidad, mientras que la 5^{ta} unidad quedaría en reserva fría como respaldo de la 6^{ta}.
- Los trabajos de reparación en curso sobre la unidad 2 de Central G. Terra tienen una duración prevista de 120 días, aunque aún existe incertidumbre sobre el alcance del daño y por tanto sobre las tareas a realizar. En este lapso se espera poder realizar también trabajos sobre la unidad 3 de Palmar, aprovechando para cambiar el interruptor de 500kV y sobre la unidad 3 de Baygorria. El resto de los trabajos previstos sobre unidades de G. Terra para este otoño se postergan para la primavera o el año entrante.
- Se usan los cronogramas de expansión eólica y solar de la PES vigente.
- Se usa la proyección de la demanda y evolución de costos de los combustibles de la PES vigente.

No se representan limitaciones en el abastecimiento de combustible durante el período de tiempo a considerar.

A continuación se actualiza información climática y se presentan las principales hipótesis utilizadas.

2.1. Clima.

Según CPTEC (Fig.1) persiste la fase El Niño durante el verano 2015/2016, declinando gradualmente hasta mediados de 2016, cuando las condiciones oceánicas y atmosféricas alcanzan la normalidad en el Pacífico Ecuatorial. La Fig.2 muestra las previsiones del IRI con mayor alcance temporal, en el cual se observa mayor probabilidad de la Niña para setiembre, lo que podría determinar un verano 2017 más seco de lo normal.

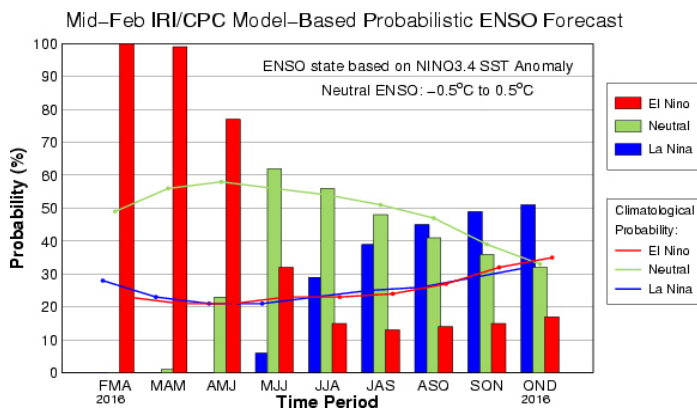


Fig. 2: Pronóstico de la anomalía ENSO (N34).

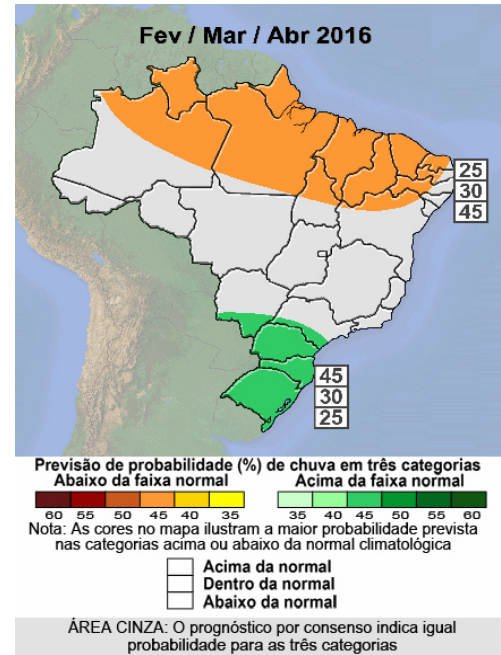


Fig. 1: Previsión de lluvias (fuente CPTEC).

2.2. Demanda.

Tabla 1: Proyección de la demanda.

		Energías en GWh					
Año	Tipo	Escenario Base	Incremento	Escenario Bajo	Incremento	Escenario Alto	Incremento
2009	REAL	8.995	2.45%	8.995	2.45%	8.995	2.45%
2010	REAL	9.394	4.43%	9.394	4.43%	9.394	4.43%
2011	REAL	9.805	4.38%	9.805	4.38%	9.805	4.38%
2012	REAL	10.048	2.47%	10.048	2.47%	10.048	2.47%
2013	REAL	10.315	2.66%	10.315	2.66%	10.315	2.66%
2014	REAL	10.388	0.71%	10.388	0.71%	10.388	0.71%
2015	PREVISIÓN	10.495	1.03%	10.466	0.75%	10.523	1.30%
2016	PREVISIÓN	10.699	1.94%	10.533	0.64%	10.864	3.24%
2017	PREVISIÓN	10.981	2.64%	10.757	2.13%	11.205	3.14%
2018	PREVISIÓN	11.282	2.74%	11.005	2.30%	11.559	3.16%
2019	PREVISIÓN	11.576	2.60%	11.252	2.24%	11.899	2.94%
2020	PREVISIÓN	11.577	2.48%	11.495	2.16%	12.230	2.78%

Los datos presentados en la Tabla 1 corresponden a la última proyección del grupo de demanda de UTE, realizada en octubre de 2015.²

Con respecto a la duración de los postes especificados en la Tabla 2, 1 y 2 corresponden al pico, 3 al resto, 4 y 5 al valle.

² Las proyecciones de DNE son muy similares, 0.99% de crecimiento para 2015 y 1.70% para 2016 y 2.48% 2017 y 2018.

Los escenarios Alto y Bajo son los que determinan una banda de confianza del 70% de probabilidad.

Tabla 2: Definición de la duración de los Postes.

Poste	Horas/semana
1	5
2	30
3	91
4	28
5	14

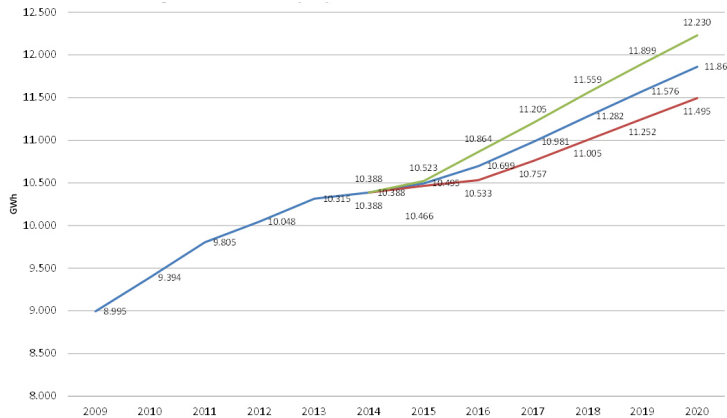


Fig. 3: Energía anual proyectada en GWh e intervalos de confianza al 70%.

2.3. Precios de los combustibles.

Se consideran los valores especificados en la Tabla 3 que corresponden a la PES vigente para diferentes valores del precio del barril de petróleo.

Tabla 3: Precios de combustibles. Nov.2015-Abr.2016.

Precio de combustible derivado	Referencia de Barril WTI (USD/barril)		
	50	30	70
Fuel Oil (USD/Ton)	327	196	458
Gas Oil (USD/m3)	436	262	611
Fuel Oil Motores (USD/Ton)	356	213	498

Densidad de FO: 1.03 Kg/l
Densidad de FOM: 1.01 Kg/l
1 Barril=158.9872949 litros

Dado que aún no se cuenta con definiciones comerciales respecto al suministro de GNL y que la fecha de entrada en servicio de la planta todavía presenta incertidumbre, no se representa disponibilidad de G.N.³

³ El suministro desde Argentina, tanto por su escasa disponibilidad como por el precio, que resulta en costos de generación similares a la generación con Gas Oil, no incide en la operación óptima del sistema en el período en estudio.



2.4. Intercambios internacionales.

Con Argentina

Se modela a partir de la semana 36 de 2016.

- **Importación Argentina:**
Fuera de las semanas 48 a 10 (verano) y semanas 18 a 40 (invierno).
200MW a Costo Variable como falla1 – 1 USD/MWh (el valor de falla 1 se establece como el de CTR+10%). Con 65% de disponibilidad en todos los postes de demanda.
- **Exportación a Argentina:**
No se modela expresamente, para el tratamiento de la exportación ver el punto 2.5 Excedentes.

Con Brasil

- **Importación Brasil:**
A través de Melo limitada a 200 MW desde abril de 2016, subiendo a 300 MW desde 2017. Se usa una CEGH que modela los Costos Marginales Operativos (CMO) del sistema Brasileiro, permitiendo la oferta de exportación a Uruguay sólo cuando el CMO está por debajo de USD/MWh y con un sobrecosto de 300 USD/MWh. En la práctica equivale a energía disponible para asistencia ante emergencias a costos superiores a Falla 1.
- **Exportación Brasil:**
Se considera la misma situación que para los excedentes vendidos a Argentina, se valoran a 0,1 USD/MWh tanto en optimización como en simulación. El 90% de la energía intercambiada por este concepto se valora a 6 USD/MWh en los balances económicos. La potencia a considerar es de 200 MW por Melo y 45 MW por Rivera durante 2016. Sube a 300 MW desde 2017 a través de Melo.

2.5. Excedentes.

Se identifican como excedentes la energía hidráulica no embalsable y autodespachados (mayoritariamente eólica). Se modela como una exportación con potencia máxima 2500 MW en todos los postes y precio 0,1 USD/MWh.

En los balances económicos los excedentes se valoran como ingresos por exportación a 6 USD/MWh (precio pagado actualmente por el mercado argentino).

2.6. Parque generador nacional.

La representación corresponde a la potencia que efectivamente las unidades entregan al sistema de transmisión descontando los consumos propios.

Ciclo Combinado: Se considera la planta de ciclo combinado a instalar en Punta del Tigre según datos proporcionados por UTE en febrero: para el 15/01/2017 se espera la entrada en servicio de la primera turbina de 177 MW, quedando para el 15/04/2017 el ingreso al sistema de la segunda turbina de 177 MW y la combinación del ciclo para la 15/02/2018 de 2018 -incrementándose la potencia a 532 MW, con una disponibilidad del 90% y una vida útil de 20 años, costos operación y mantenimiento aproximadamente 5 US\$/MWh operando con gas oil. El cronograma podría sufrir cambios que modifiquen las fechas propuestas, pero las mismas son la mejor estimación disponible al día de hoy.

Unidades APR: los 50 MW arrendados en modalidad de leasing se consideran incorporados al parque generador nacional, por tanto permanecen en todo el horizonte de tiempo involucrado en el estudio. No se renovó el contrato de arrendamiento para los restantes 250 MW.

2.7. Factor de respuesta unidades térmicas sujetas al despacho centralizado:

Dado que durante 2015 la convocatoria de las unidades térmicas ha sido baja debido a la alta hidráulicidad, se presentan los factores de respuesta para el período enero 2015 a enero de 2016.

Se manejan dos escenarios según la disponibilidad de las calderas de Central Batlle:

- Ambas indisponibles en todo el horizonte temporal del estudio
- 5ta unidad en reserva fría, como respaldo de 6ta unidad que esta disponible con 35% de disponibilidad fortuita. La 6ta unidad se modela con 55% de disponibilidad como forma de representar el respaldo de la 5ta unidad que tendría también una disponibilidad fortuita de 35%.

En bordó se muestran los valores aplicados en los modelos como disponibilidad fortuita (los usados en la Programación Estacional vigente).

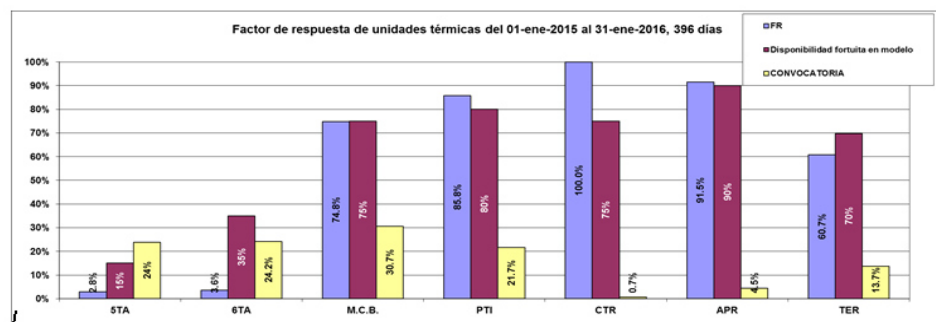


Fig. 4: Factor de respuesta y convocatoria de las centrales térmicas.

Se adoptó la Tabla 4 como valores base para la indisponibilidad fortuita.

Tabla 4: Factores de disponibilidad fortuita del parque térmico.

	CBO 5ta	CBO 6ta	CBO Motores	Punta del Tigre	CTR La Tablada	APR C
Coef de Disponibilidad (%)	N/C	55%	75%	80%	75%	90%

Las disponibilidades fortuitas de las unidades en el modelo bajan a partir del momento en que no se dispone de mantenimientos programados a los indicados en la Tabla 5.

Tabla 5: Factores de disponibilidad afectados por falta de mantenimiento.

	CBO 5ta	CBO 6ta	CBO Motores	Punta del Tigre	CTR La Tablada	APR C
Coef de Disponibilidad (%)	N/C	35%	65%	70%	70%	80%

2.8. Generación Distribuida

La Tabla 6 muestra los valores de potencia equivalente utilizados. Se representó la generación prevista descontados los consumos propios. La política seguida al considerar las ampliaciones del parque generador es incluir únicamente proyectos con una intención clara de ejecución.

Tabla 6: Potencia equivalente de la generación distribuida.

BIOMASA:

	Las Rosas	Liderat	ERT (Fenitro)	Bloener	Alur	Wayemae user	Galofe	Ponbr	Montes de Piata	Bibenergy	UPM	Arboreto (Lanas Trinidad)	Lumiganor
NOMBRE	MALDON ADO	PAYSAND U	TACUARE MBO	RIVERA	BELLA UNIÓN	TACUARE MBO	TREINTA YTRES	RIVERA	COLONIA		RIO NEGRO	FLORES	TREINTA YTRES
UBICACIÓN													
TIPO DE FUENTE PRIMARIA	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa
AÑO DE INICIO	2004	2010	2009	2010	2010	2010	2010	2012	2013	2017	2007	2014	2016
SEMANA DE INICIO	48	28	48	15	45	9	35	13	50	44	44	14	48
POTENCIA DISPONIBLE MW	1.0	4.9	8.8	11.5	5.0	5.0	12.5	7.0	70.0	45.00	20.00	0.60	11.40
FACTOR DE UTILIZACIÓN	15%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	100%	70%	80%	70%	50%
AÑO COMIENZO			2015	2015	2012	2015	2015			2017	2015	2014	2016
SEMANA COMIENZO			42	39	18	37	38			44	44	14	48
AÑO FIN			2015	2015	2015	2015	2015			2018	2016	2015	2017
SEMANA FIN			42	41	52	38	38			44	52	14	48
POTENCIA DISPONIBLE			0	0	5.0	0	0			45	13	0.6	11.4
FACTOR DE UTILIZACIÓN			0%	0%	40%	0%	0%			50%	100%	50%	70%

Las tablas 7 y 8 muestran la generación eólica en operación y de ingreso previsto en el corto y mediano plazo

Tabla 7: Centrales eólicas existentes.

EOLICA:

Existente

Central Generadora	Agente Generador	Departamento	Potencia Autorizada (MW)	Año de Inicio de la	SEMANA INICIO
AGROLAND	AGROLAND S.A.	MALDONADO	0.25	2008	18
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	7.80	2008	29
CARACOLES 1	UTE	MALDONADO	10.00	2009	6
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	4.00	2009	48
CARACOLES 2	UTE	MALDONADO	10.00	2010	25
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	KENTILUX S.A.	SAN JOSÉ	17.20	2011	17
ENGRAW	ENGRAW EXPORT & IMPORT CO. S.A.	FLORIDA	3.60	2012	43
SANTA FE	LAVADERO DE LANAS BLENGIO S.A.	SAN JOSÉ	0.90	2013	30
PARQUE EÓLICO MALDONADO	R DEL SUR S.A.	MALDONADO	50.00	2014	14
CUCHILLA DEL PERALTA I	PALMATIR S.A.	TACUAREMBÓ	50.00	2014	19
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	7.70	2014	29
LUZ DE RÍO	LUZ DE RÍO S.A.	FLORIDA	50.00	2014	30
JUAN PABLO TERRA	UTE	ARTIGAS	67.20	2014	31
LUZ DE MAR	LUZ DE MAR S.A.	FLORIDA	18.00	2014	34
LUZ DE LOMA	LUZ DE LOMA S.A.	FLORIDA	20.00	2014	34
MINAS I	GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A. - GEMSA	LAVALLEJA	42.00	2014	37
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	POLESINE S.A.	FLORIDA	50.00	2014	38
TALAS DEL MACIEL II	CADONAL S.A.	FLORES	50.00	2015	1
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	ROUAR S.A.	COLONIA	65.10	2015	17
TALAS DEL MACIEL I	ASTIDEY S.A.	FLORES	50.00	2015	23
PERALTA 1 GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50.00	2015	28
PERALTA 2 GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50.00	2015	31
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	FINGANO S.A.	MALDONADO	50.00	2015	35
MELOWIND	ESTRELLADA S.A.	CERRO LARGO	50.00	2015	35
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	VENGANO S.A.	MALDONADO	40.00	2015	37

Tabla 8: Centrales eólicas previstas a mediano plazo.

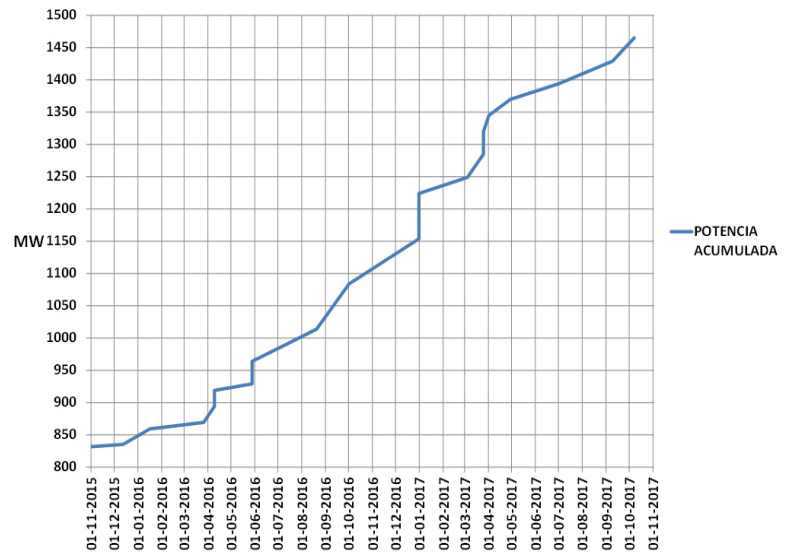
Expansión

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Autorizada (MW)	Año inicio 1	Semana inicio 1	Potencia inicio 1	Año inicio 2	Semana inicio 2	Potencia inicio 2
PARQUE EÓLICO VENTUS I	RAFISA	9.00	2015	44	9			
PARQUE EÓLICO ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	9.00	2015	44	9			
PARQUE EÓLICO JULIETA	IWERYL S.A.	3.60	2015	50	3.6			
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	R DEL ESTE S.A.	50.00	2016	15	25	2016	28	25
PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ	TOGELY COMPANY S.A.	10.00	2016	13	10			
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	10.00	2016	22	10			
PARQUE EÓLICO VILLA RODRÍGUEZ	TOGELY COMPANY S.A.	10.00	2016	22	10			
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	GLYMONT S.A.	50.00	2016	22	25	2016	34	25
PARQUE EÓLICO KIYÚ	COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A.	48.60	2016	3	24	2016	15	24.6
PAMPA	UTE + Accionistas	140.00	2016	40	70	2017	1	70
PALOMAS	UTE	71.00	2017	1	35	2017	13	36
VALENTINES	UTE + Accionistas	70.00	2017	1	35	2017	13	35
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	50.00	2017	10	25	2017	14	25
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I	VIENTOS DE PASTORALE S.A.	49.20	2017	18	25	2017	27	24.2
ARIAS	UTE + Accionistas	70.00	2017	37	35	2017	41	36

En la Fig.5 se resume la previsión de evolución de la potencia eólica instalada.
 En la Tabla 9 se muestra la información de los moto-generadores del SIN.
 En la Tabla 10 se detalla la información de las centrales solares previstas.

Tabla 9: Motogeneradores.

	UTE Diesel	Zendaleather
NOMBRE		
UBICACIÓN	VARIOS	MONTEVIDEO
TIPO DE FUENTE PRIMARIA	Fósil	Fósil
AÑO DE INICIO	2005	2008
SEMANA DE INICIO	1	6
POTENCIA DISPONIBLE MW	6.0	3.20
FACTOR DE UTILIZACIÓN	2%	25%


Fig. 5: Proyección de la potencia eólica en operación.
Tabla 10: Centrales fotovoltaicas.

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Comprometida (MW)	Estado Actual	Fecha Estimada E/S Temprana
ASAHI	MIEM-UTE	0.5	En servicio	
LA JACINTA	JACINTA SOLAR FARM S.R.L	50	En servicio (Habilitación Final)	
RADITON	RADITON S.A. de TECNOVA RENOVABLES	8	Permiso para pruebas y ensayos	
TS	TESFERY S.A.	1	Convenio suscrito	15-07-2016
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20	Convenio suscrito	15-11-2015
EL NARANJAL	COLIDIM S.A.	50	Convenio suscrito	15-03-2016
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16	Convenio suscrito	15-12-2015
ABRIL	ACCONSTRUCTORA S.A.	1	Convenio suscrito	15-07-2016
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A.	10	Convenio suscrito	15-09-2016
CASALCO	CASALCO S.A. de TECNOVA RENOVABLES	1.75	Convenio suscrito	15-11-2015
DICANO	DICANO S.A. de TECNOVA RENOVABLES	11.25	Convenio suscrito	15-07-2016
FENIMA	FENIMA S.A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5	Convenio suscrito	15-07-2016
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A.	20	Convenio suscrito	15-09-2016
NATELU	NATELU S.A.	9.5	Convenio suscrito	15-04-2016
PETILCORAN	PETILCORAN S. A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5	Convenio suscrito	15-07-2016
VINGANO	VINGANO S.A.	1	Convenio suscrito	15-07-2016
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5	Convenio suscrito	15-04-2016
	MIEM-UTE	0.48		15-02-2017

Tabla 11: Mantenimientos de interruptores de Palmar.

Interruptor 2-15	Central Palmar U1
Interruptor 3-15	Central Palmar U2
Interruptor 3-25	-
Interruptor 3-35	Central Palmar U2 y U3
Interruptor 4-15	Central Palmar U2 y U3

2.9. Red de Transmisión

Para 2016 están planificados trabajos sobre interruptores de Central Palmar que se detallan en la Tabla 11, con 5 días de indisponibilidad por interruptor con afectación de la/s unidad/es correspondiente/s.

No se representaron en el modelo por no tener fechas fijas. Se considera posible la coordinación para evitar que afecten significativa-



mente el despacho.

En particular, se aprovechará la salida para mantenimiento de la unidad 3 de Palmar para realizar los trabajos sobre uno de los interruptores que requieren indisponer esa máquina, se ha programado para fines de abril. Posteriormente se coordinarán los trabajos sobre los restantes interruptores de Palmar durante las salidas por mantenimiento de las unidades generadoras en la próxima primavera.

2.10. Modelo.

Se utiliza la versión 113_Carqueja de SimSEE.

Fecha inicio de la simulación: 12/03/16 – semana 11 de 2016

Fecha de guarda de la simulación: 02/04/16 – semana 14 de 2016

La cota mínima operativa de Central Terra se establece en 70m.

La cota inicial del lago Bonete se estima en 78.46m.

Aportes iniciales, Bonete=0 m³/s, Palmar=0 m³/s, Salto=3360 m³/s.

Valor inicial del iN3.4: 0.7

Se usa el sintetizador de aportes CEGH "SintetizadorCEGH_BPS_iN34_cmoBR", que incorpora una señal para el fenómeno ENSO y una serie de costos marginales de Brasil a los efectos de modelar el intercambio con ese país. Se usan dos variables de estado hidrológico, una para el río Negro y otra para el río Uruguay.

Se realizan casos adicionales sin considerar la señal para el fenómeno ENSO, para ello se utiliza la CEGH "SintetizadorCEGH_BPS_iN34_cmoBR_SINiN34", la cual no incluye la variable de estado iN3.4.

Se realiza la simulación con 1000 crónicas sintéticas.



Tabla 16: Mantenimientos 2016. Unidades hidráulicas.

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES HIDRÁULICOS del S.I.N. AÑO 2016	
	14 02-abr 15 09-abr 16 16-abr 17 23-abr 18 30-abr 19 07-may 20 14-may 21 21-may 22 28-may 23 04-jun 24 11-jun 25 18-jun 26 25-jun 27 02-jul 28 09-jul 29 16-jul 30 23-jul 31 30-jul 01 06-ago 02 13-ago 03 20-ago 04 27-ago 05 03-sep 06 10-sep 07 17-sep 08 24-sep 09 01-oct 10 08-oct 11 15-oct 12 22-oct 13 29-oct 14 05-nov 15 12-nov 16 19-nov 17 26-nov 18 03-dic 19 10-dic 20 17-dic 21 24-dic
BAY1	
BAY2	
BAY3	x
PAL1	
PAL2	
PAL3	x x
BON1	
BON2	x x x x x x x x
BON3	x
BON4	
CTM1	x x x
CTM2	x x
CTM3	
CTM4	
CTM5	
CTM6	
CTM7	
CTM8	
CTM9	x x x x
CTM10	x x x x
CTM11	
CTM12	
CTM13	
CTM14	

Tabla 17: Mantenimientos 2017. Unidades hidráulicas.

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES HIDRÁULICOS del S.I.N. AÑO 2017	
	1 31-dic 2 07-ene 3 14-ene 4 21-ene 5 28-ene 6 04-feb 7 11-feb 8 18-feb 9 25-feb 10 04-mar 11 11-mar 12 18-mar 13 25-mar 14 01-abr 15 08-abr 16 15-abr 17 22-abr 18 29-abr 19 06-may 20 13-may 21 20-may 22 27-may 23 03-jun 24 10-jun 25 17-jun 26 24-jun 27 01-jul 28 08-jul 29 15-jul 30 22-jul 31 29-jul 01 05-ago 02 12-ago 03 19-ago 04 26-ago 05 02-sep 06 09-sep 07 16-sep 08 23-sep 09 30-sep 10 07-oct 11 14-oct 12 21-oct 13 28-oct 14 04-nov 15 11-nov 16 18-nov 17 25-nov 18 02-dic 19 09-dic 20 16-dic 21 23-dic
BAY1	
BAY2	
BAY3	
PAL1	
PAL2	
PAL3	
BON1	
BON2	
BON3	
BON4	
CTM1	
CTM2	
CTM3	
CTM4	
CTM5	
CTM6	
CTM7	x x x x
CTM8	x x x x x x x x x x x x x x x x x x x x
CTM9	
CTM10	
CTM11	
CTM12	
CTM13	
CTM14	

3.2. Resultados

3.2.1) Respaldo no hidráulico del sistema

Las Figs. 6 y 7 muestran la potencia media mensual resultante de aplicar el PAM y bajo las hipótesis de importación y expansión utilizadas (unidades no hidráulicas):

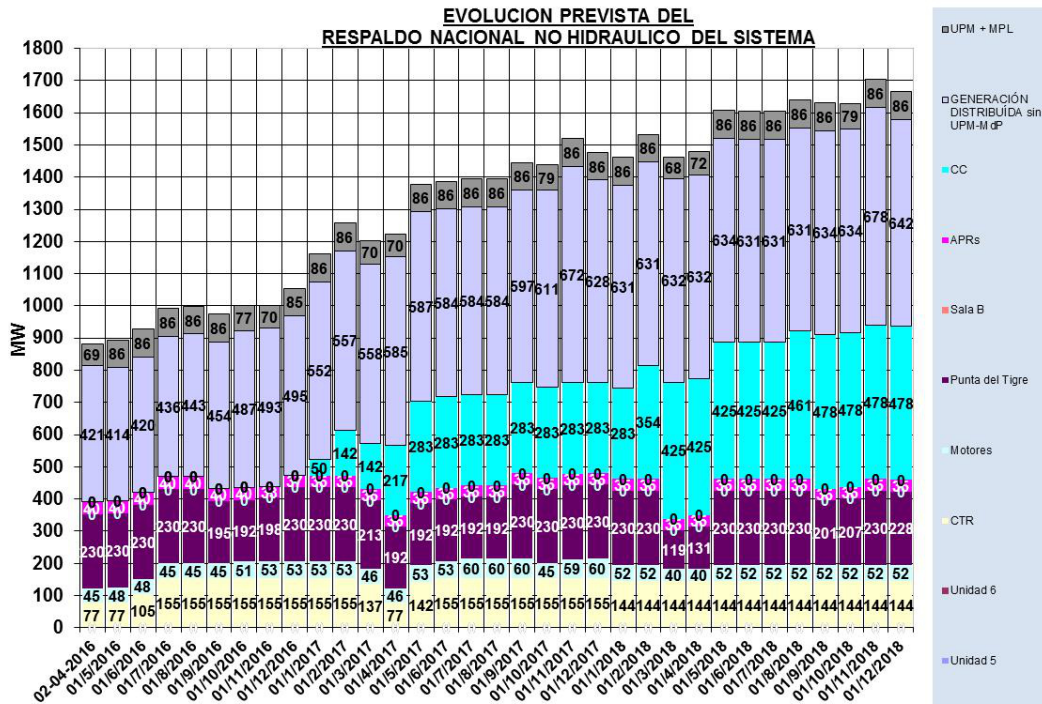


Fig. 6: Caso 1. 5ta y 6ta indisponibles.

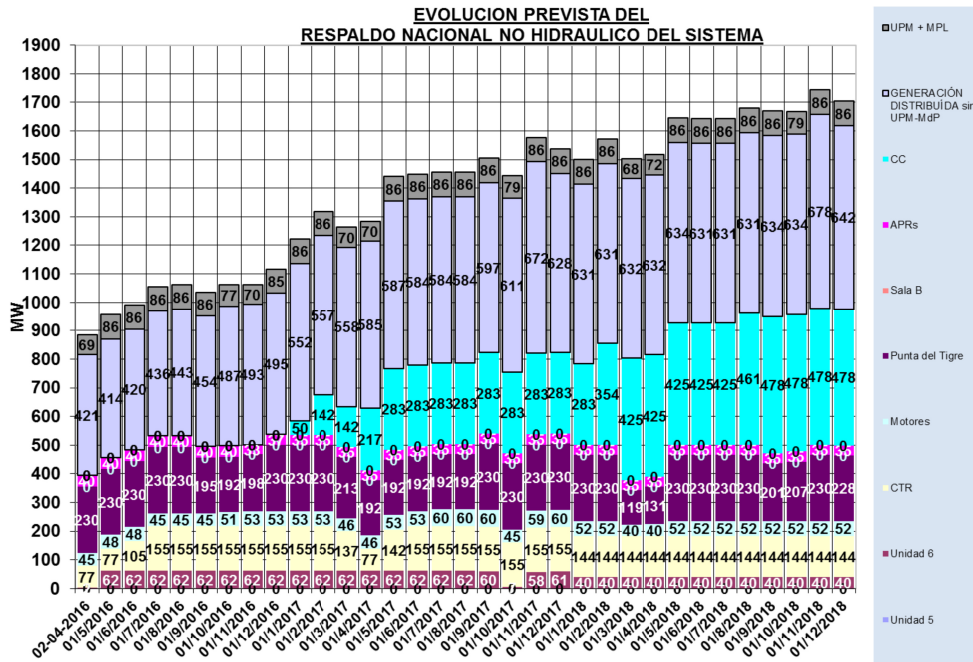


Fig. 7: Caso2. 6ta disponible y 5ta reserva fría.

3.2.2) Análisis de falla

La Fig.8 muestra las curvas de excedencia de la profundidad de falla para los cuatro casos de estudio en el período abril 2016 a octubre 2016. La Fig. 9 muestra la misma información en GWh.

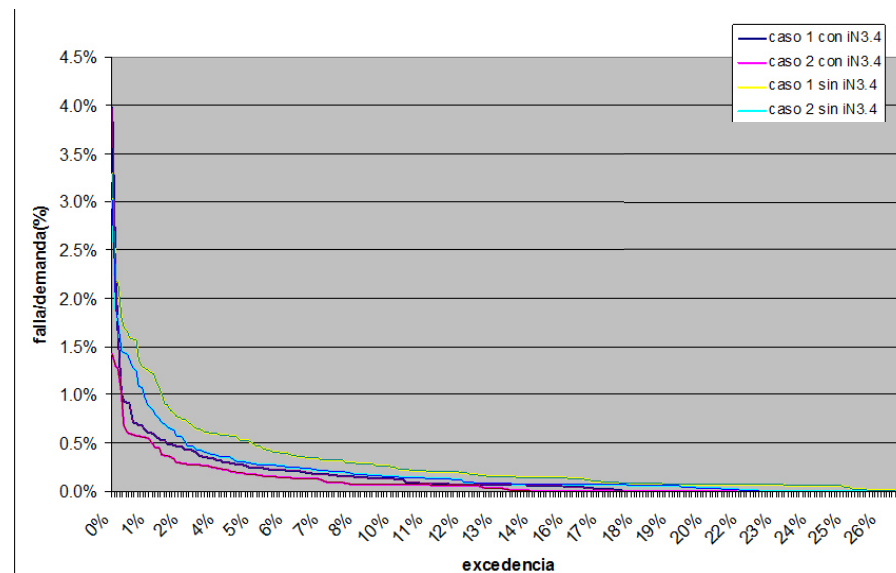


Fig. 8: Profundidad de falla según la probabilidad de excedencia.

Los niveles de falla alcanzados son suficientemente bajos como para que las diferencias entre los casos corridos no sean significativas

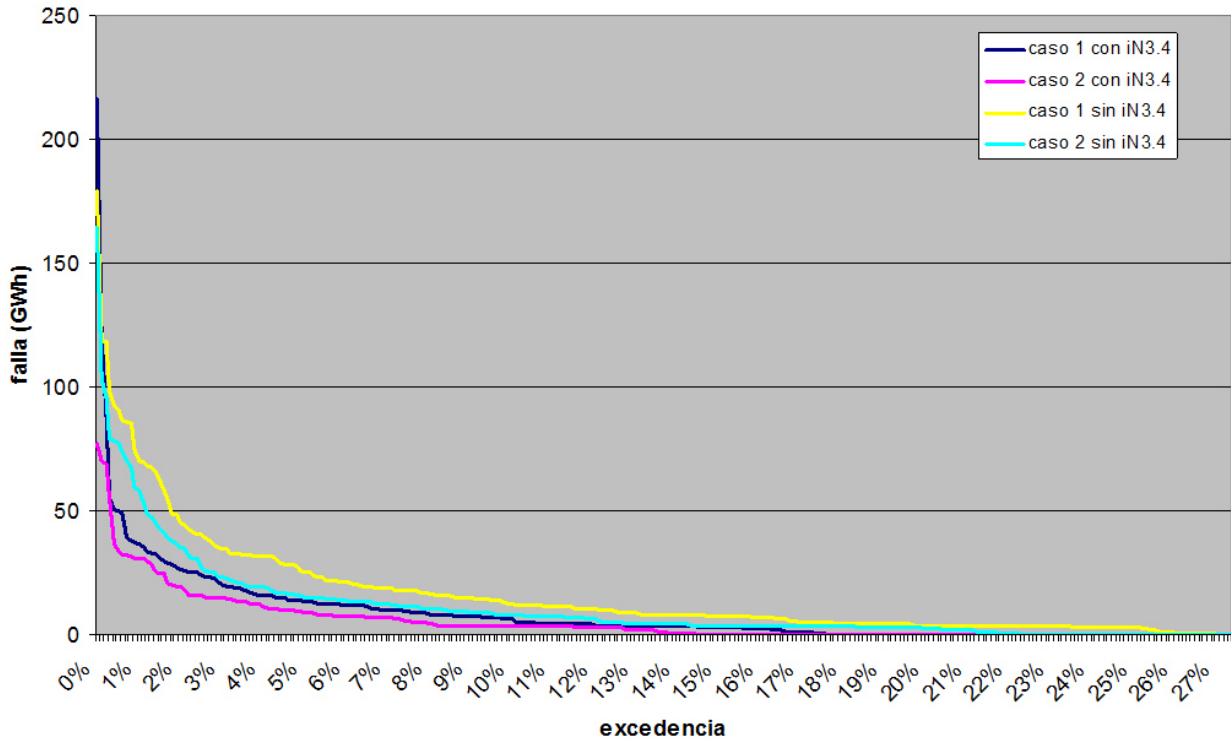


Fig. 9: Curvas de excedencia de la falla en GWh.

Las Fig.10 y 11 presentan gráficamente las curvas de excedencia de falla semanal.

De la observación de ambas figuras se concluye lo que era esperable en cuanto a que el sesgo del Niño implica mayor disponibilidad de energía hidráulica y como consecuencia una menor probabilidad de falla, pero en ambos casos los niveles de falla no son significativos. Este nivel tan bajo de falla hace que el análisis entre los casos 1 y 2 respecto de la incidencia de la disponibilidad de las unidades turbo vapor esté dentro del margen de error del método de apreciación y se concluye que a los efectos de este análisis no tiene incidencia.

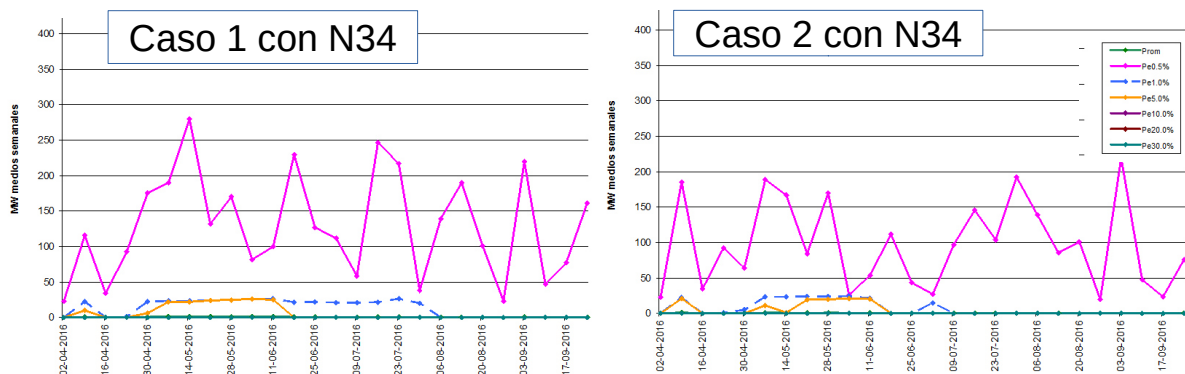


Fig. 10: Curvas de falla media semanal en MW para diferentes cortes de probabilidad casos 1 y 2 con N34.

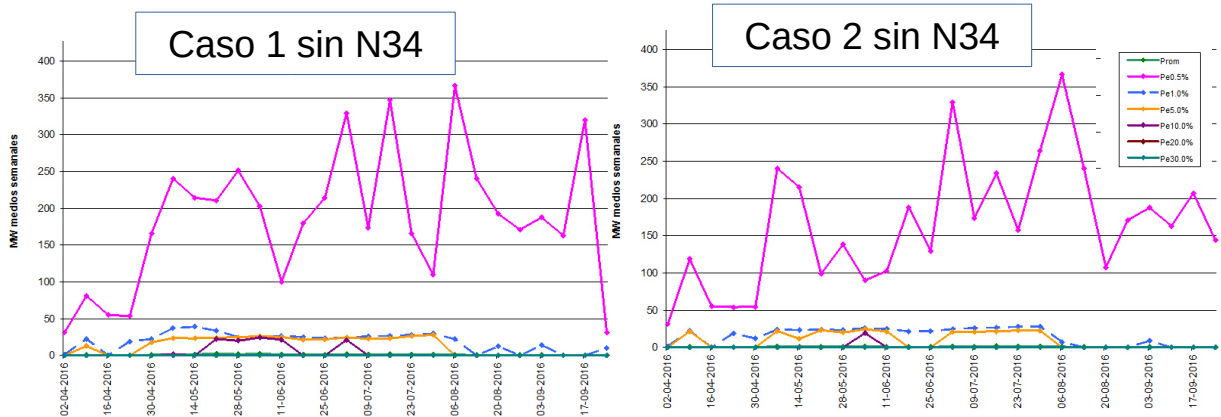


Fig. 11: Curvas de falla media semanal en MW para diferentes cortes de probabilidad casos 1 y 2 sin N34.

3.2.3) Evolución de la cota del lago de Bonete

La Fig. 12 muestra la evolución de la cota de Bonete, en valor esperado y para diferentes cortes de probabilidad para los casos 1 y 2 con el sesgo del N34. La misma información se muestra en la Fig.13 sin considerar el sesgo del N34. Como se puede apreciar, la evolución del lago estará 1 m por encima en la Fig.12 respecto de la Fig.13.

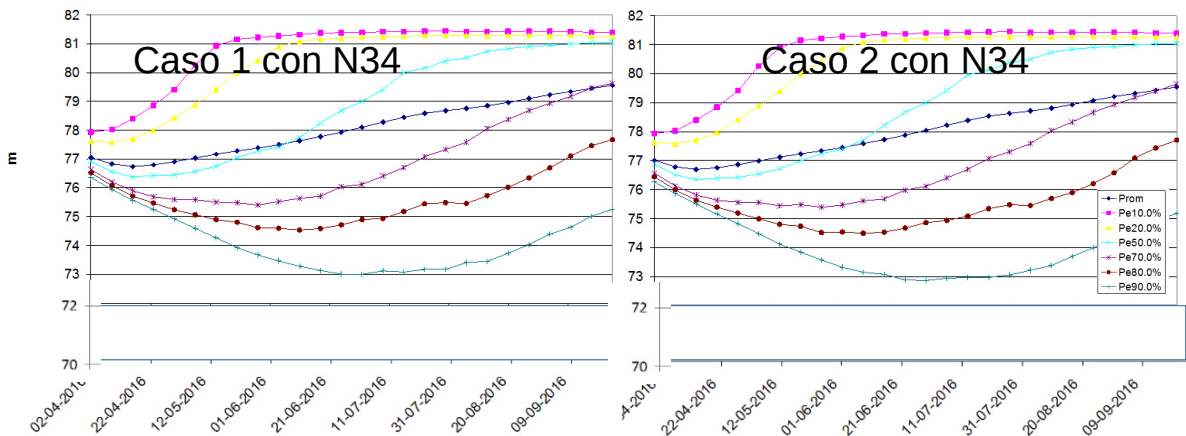


Fig. 12: Evolución de la cota de Bonete. Casos 1 y 2 con N34.

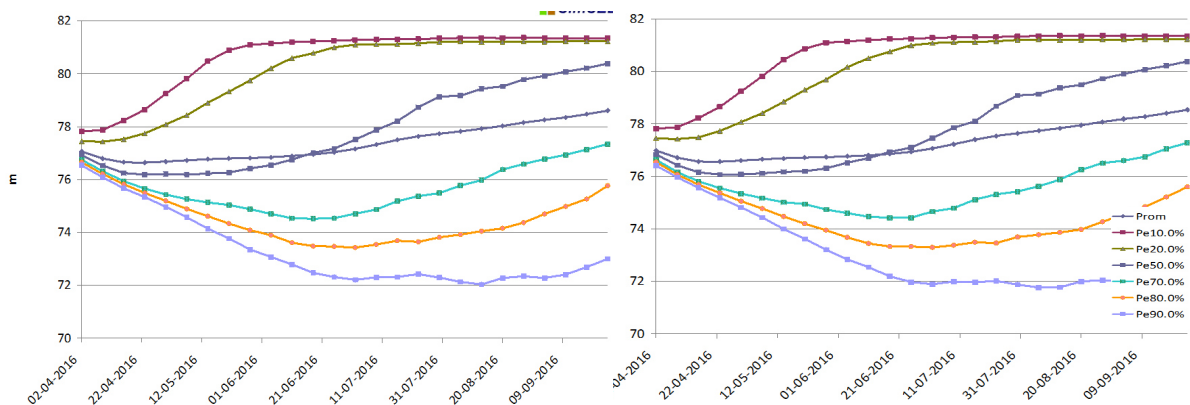


Fig. 13: Evolución de la cota de Bonete. Casos 1 y 2 sin N34.

3.2.4) Balance energético y costos.

La Tabla 18 muestra el balance energético y los costos estimados por rubro. Se hace notar que a los efectos del PAM los costos que no dependen del despacho centralizado no son relevantes por lo cual estos costos no deben considerarse como referencia para ningún otro estudio o cálculo. Como dichos costos no dependen del caso analizado, la comparación entre las columnas de costos permite evaluar la diferencia esperada entre costos operativos (al cancelarse los costos fijos).

Tabla 18: Balance energético y costos.

Valores acumulados de la semana 14 a la semana 39 de 2016 (sobre la base de 52 semanas por año).									
Fuente	Energía [GWh]				Costo [MUSD]				
	Con N34		Sin N34		Con N34		Sin N34		
	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	
Hidráulica	3664	3663	3379	3378	13.4	13.4	12.1	12.1	
Térmica	161	163	256	258	21.1	21.1	33.6	33.4	
Gen dis	540	540	540	540	48.6	48.6	48.6	48.6	
Eólica	1675	1675	1675	1675	118.9	118.9	118.9	118.9	
Solar	131	131	131	131	12.2	12.2	12.2	12.2	
Importación	2	1	3	2	0.6	0.3	1.1	0.7	
Exportación	-726	-726	-539	-538	-3.9	-3.9	-2.9	-2.9	
Falla 1	1.5	1	2.9	1.8	0.3	0.2	0.5	0.3	
Falla 2	0.5	0.4	0.9	0.7	0.3	0.2	0.5	0.4	
Falla 3	0.3	0.2	0.5	0.4	0.7	0.5	1.2	1.0	
Falla 4	0.1	0	0.2	0.2	0.4	0.0	0.8	0.8	
Total de Falla	2.4	1.6	4.5	3.1	1.7	0.9	3.0	2.5	
Demanda	5449	5449	5449	5449					
Costo total [MUSD]:					212.59	211.50	226.65	225.50	
Cota de Bonete esperada al final del período [m]:					79.56	79.54	78.61	78.54	

Notas:

- Se valoriza la generación distribuida de biomasa y los autoprodutores a 90 US\$/MWh.
- Se valoriza la generación eólica a 71 US\$/MWh.
- Se valoriza la generación solar a 93 US\$/MWh.
- Los escalones de falla se valoran según decreto vigente.
- Se valoriza el 90% de los excedentes a 6 U\$/MWh.
- La falla se valora según Decreto del P.E. (CTR+10% para el primer escalón, 600 U\$/MWh el segundo, 2400 U\$/MWh el tercero y 4000 U\$/MWh el cuarto)
- En la tabla anterior los costos fijos se estiman según los siguientes datos:
Costo convertora Rivera = 0.215 MU\$ * cantidad de meses



4. Anexos.

4.1. ANEXO– Información de Agentes

Montes del Plata: Realizará una parada desde el 4/4/16 al 12/4/16.

UPM: Este año tienen un mantenimiento mayor en un turbogenerador. Eso implica parar fin de octubre y noviembre. Se estiman 10 días de mantenimiento de la planta de celulosa, sin generación y comprando un promedio de 15 MW.

Luego estará 30 días funcionando con un sólo generador y comprando 30 MW.

El mantenimiento será de un total de 40 días corridos arrancando el 20/10/2016.

Bioener: Mantenimientos en semana 45 y 46 de 2016 y 2017.

Melowind: Del 01/04/16 al 13/05/16 tendrán dos máquinas menos.

4.1.1) Resumen de solicitudes de mantenimiento de unidades generadoras de UTE.

CENTRALES TERMICAS	
Enviado por:	Andrés Avino
Fecha de recepción:	22/02/2016
Solicitud de aclaración:	



Identificación del Participante o Agente solicitante (Central en el caso de UTE)	Central Batlle	Central Batlle	Central Batlle	Central Batlle	Central Batlle
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)	5ta - TV	8ta - TV	Motbr 1	Motbr 2	Motbr 3
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;	Correctivo / R 15. 669 / Mejora en la seguridad de la operación (no mejora en la disponibilidad)	Correctivo / R 15. 669 / Mejora en la seguridad de la operación (no mejora en la disponibilidad)	Programado / cumplir con las inspecciones recomendadas por el fabricante del motor	Programado / cumplir con las inspecciones recomendadas por el fabricante del motor	Programado / cumplir con las inspecciones recomendadas por el fabricante del motor
Ensayos a realizarse que pueden afectar la confiabilidad o seguridad del sistema, de existir;	No	No	No	No	No
Cantidad de días previstos de mantenimiento y ventanas posibles para realización del mismo. A su vez informar preferencias de fechas.	hasta mayo 2016	hasta mayo 2016	45 días	15 días	15 días
Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de transmisión);	Baja disponibilidad	Baja disponibilidad	No hay	No hay	No hay
Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad;	No	No	No	No	No
Si el mantenimiento involucra equipos de otra empresa, constancia del acuerdo con la otra empresa. En el caso de Transmisores, identificación de los Distribuidores y Grandes Consumidores, si los hubiere, que resultarán afectados;	No	No	No	No	No
Observaciones que a juicio del Agente o Participante, se consideren relevantes y de interés, tales como motivos que dificultan cambiar las fechas solicitadas, causas de incertidumbre sobre duración de trabajos o sobre las fechas de realización de los mismos, etc.	Caldera inhabilitada por URSEA. Los trámites de habilitación pueden comenzar una vez que se levante la indisponibilidad por parte de UTE	Caldera inhabilitada por URSEA. Los trámites de habilitación pueden comenzar una vez que se levante la indisponibilidad por parte de UTE	Faltan 2500 hrs de funcionamiento para alcanzar las horas para mantenimiento de 24000 hrs	Faltan 2500 hrs de funcionamiento para alcanzar las horas para mantenimiento de 18000 hrs	Faltan 2300 hrs de funcionamiento para alcanzar las horas para mantenimiento de 18000 hrs



Identificación del Participante o Agente solicitante (Central en el caso de UTE)	Central Battle	Central Battle	Central Battle	Central Battle	CTR	CTR
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)	Motor 5	Motor 6	Motor 7	Motor 8	1	2
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;	F/S	Programado / cumplir con las inspecciones recomendadas por el fabricante del motor	Programado / cumplir con las inspecciones recomendadas por el fabricante del motor	Programado / cumplir con las inspecciones recomendadas por el fabricante del motor	Revisión de sellos de alternador y cojinete	Programado / fuga de gases de escape a través del pleno / Sustitución del pleno de escape
Ensayos a realizarse que pueden afectar la confiabilidad o seguridad del sistema, de existir;	No	No	No	No	No	No
Cantidad de días previstos de mantenimiento y ventanas posibles para realización del mismo. A su vez informar preferencias de fechas.	todo el 2016	15 días	15 días	15 días	10 días (marzo)	60 / 90 días (Después de semana de Turismo)
Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de transmisión);	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay
Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad;	No	No	No	No	No	No
Si el mantenimiento involucra equipos de otra empresa, constancia del acuerdo con la otra empresa. En el caso de Transmisores, identificación de los Distribuidores y Grandes Consumidores, si los hubiere, que resultarán afectados;	No	No	No	No	No	No
Observaciones que a juicio del Agente o Participante, se consideren relevantes y de interés, tales como motivos que dificultan cambiar las fechas solicitadas, causas de incertidumbre sobre duración de trabajos o sobre las fechas de realización de los mismos, etc.	Acople y generador dañados por incidente ocurrido 16 de febrero de 2015 hay reclamos por daños al seguro	Faltan 3000 hrs de funcionamiento para alcanzar las horas para mantenimiento de 18000 hrs	Faltan 3000 hrs de funcionamiento para alcanzar las horas para mantenimiento de 18000 hrs	Faltan 2500 hrs de funcionamiento para alcanzar las horas para mantenimiento de 18000 hrs		Los plazos de la duración estimada de los trabajos puede verse afectada por la situación planteada por los Encargados de MAN.



PLANIFICACION QUINQUENAL 02-2016

Central Batlle - TV		Central Batlle Motores Wartila								CTR	
6ta	60d	1	2	3	4	5	6	7	8	1	2
60d	60d				45d	180d				90d	10d
		45d	15d	15d		185d	15d	15d	15d		
30d						180d (incluye men 24000 hrs)				15d	30d
	30d				15d						
30d		15d	45d	45d			45d	45d	45d	90d	60d
	30d					15d					
30d					45d					15d	15d
	30d	45d	15d	15d			15d	15d	15d		
30d						45d				30d	30d
	30d				15d						

Indicar días de indisponibilidad previstos por semestre
Mantenimiento ya efectuado

hipótesis Motores 4000 horas de generación por año

6000 horas 15 d
12000 horas 45 d
18000 horas 15 d
24000 horas 45 d
36000 horas 45 d
500000 horas 45 d

Identificación del Participante o Agente solicitante (Central en el caso de UTE).	Punta del Tigre	Punta del Tigre	Punta del Tigre	Punta del Tigre	Punta del Tigre	Punta del Tigre
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)	PTA1	PTA2	PTA3	PTA4	PTA5	PTA6
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;	Programado	Programado	Programado	Programado	Programado	Programado
Ensayos a realizarse que pueden afectar la confiabilidad o seguridad del sistema, de existir;	No	No	No	No	No	No
Cantidad de días previstos de mantenimiento y ventanas posibles para realización del mismo. A su vez informar preferencias de fechas.	15d- 20d trimestre	15d- 20d trimestre	15d- 20d trimestre	15d- 20d trimestre	15d- 20d trimestre	15d- 20d trimestre
Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de transmisión);	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay
Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad;	No	No	No	No	No	No
Si el mantenimiento involucra equipos de otra empresa, constancia del acuerdo con la otra empresa. En el caso de Transmisores, identificación de los Distribuidores y Grandes Consumidores, si los hubiere, que resultarán afectados.	No	No	No	No	No	No
Observaciones que a juicio del Agente o Participante, se consideren relevantes y de interés, tales como motivos que dificultan cambiar las fechas solicitadas, causas de incertidumbre sobre duración de trabajos o sobre las fechas de realización de los mismos, etc.						



PLANIFICACION QUINQUENAL 02-2016							
PTA							
		1	2	3	4	5	6
2016	1S						
	2S	15d	15d	15d	15d	15d	15d
2017	1S	30d		30d			30d
	2S		30d		30d	30d	
2018	1S	30d	30d	30d	30d	30d	30d
	2S				10d	10d	10d
2019	1S	10d	10d	10d			
	2S				10d	10d	10d
2020	1S	10d	10d	10d			
	2S				10d	10d	10d
Hipótesis 4000 horas de generación por año							

Toda la central queda indisponible por un mes

CENTRAL	Terra, Baygorria y Palmar
Enviado por:	Andrés Avino
Fecha de recepción:	22/02/16
Solicitud de aclaración:	--/--/--
Tipo de Generación:	Hidráulica
Unidades informadas:	BON1-BON4, BAY1-BAY3, PAL1-PAL3



Identificación del Participante o Agente solicitante (Central en el caso de UTE)	CH Terra	CH Terra	CH Baygorria	CH Baygorria	CH Constitución	CH Constitución
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)	U 1	U 2	U3	U1	U3	U2
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar:	Mantenimiento programado - Cambio de Protecciones	Mantenimiento preventivo. Limpieza de alternador contaminado con amianto. Reparación frenos y excitación e interruptor principal. Ensayos eléctricos	Mantenimiento programado	Mantenimiento programado	Mantenimiento programado	Mantenimiento programado
Ensayos a realizarse que pueden afectar la confiabilidad o seguridad del sistema, de existir:	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde
Cantidad de días previstos de mantenimiento y ventanas posibles para realización del mismo. A su vez informar preferencias de fechas.	19 días en el segundo semestre 2016	3 de febrero al 30 de mayo	13 días en primer semestre de 2016	13 días en segundo semestre de 2016	16 días en el primer semestre de 2016	16 días en segundo semestre de 2016
Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de transmisión):	Disminución de la potencia de la Central en 38 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 38 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 36 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 36 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 111 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 111 Mw
Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde
Si el mantenimiento involucra equipos de otra empresa, constancia del acuerdo con la otra empresa. En el caso de Trasmisores, identificación de los Distribuidores y Grandes Consumidores, si los hubiere, que resultarán afectados.	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde
Observaciones que a juicio del Agente o Participante, se consideren relevantes y de interés, tales como motivos que dificultan cambiar las fechas solicitadas, causas de incertidumbre sobre duración de trabajos o sobre las fechas de realización de los mismos, etc.	No corresponde	Fecha estimadas con muchas incertidumbres, incluyendo procedimiento de reparación y resultado de los ensayos eléctricos.	No corresponde	No corresponde	No corresponde	No corresponde

PLANIFICACION QUINQUENAL

		Terra				Baygorria			Constitución		
		U1	U2	U3	U4	U1	U2	U3	U1	U2	U3
2016	1S	120 d				13 d			16 d		
	2S	19 d	12 d			13 d			16 d		
2017	1S	12 d		12 d		13 d			16 d		
	2S					13 d			16 d		
2018	1S	12 d	12 d			13 d			16 d		
	2S					13 d			16 d		
2019	1S	12 d		12 d		13 d			16 d		
	2S					13 d			16 d		
2020	1S	12 d	12 d			13 d			16 d		
	2S					13 d			16 d		



4.1.2) Resumen de solicitudes de mantenimiento de unidades generadoras de CTM – SG.

CENTRAL	CTM-SG
Enviado por:	CTM
Fecha de recepción:	15/12/2015
Solicitud de aclaración:	--/--/--
Tipo de Generación:	Hidráulica
Unidades informadas:	1 a 14

Los mantenimientos son los mismos que los de la PES de Noviembre-Abril 2016 salvo las siguientes reprogramaciones:

Reprogramación estiaje 2015-2016:

- Unidad Generadora 01: F/Servicio desde 16/11/2015 al 31/01/2016 Mantenimiento Mayor y desde 01/04/2016 al 16/04/2016 cambio protecciones bloque.
- Unidad Generadora 02: F/Servicio desde 01/02/2016 al 16/04/2016 Mantenimiento Mayor y cambio de protecciones.
- Transformador de Bloque 01: F/Servicio desde 01/04/2016 al 16/04/2016 Cambio Protecciones Bloque.

5. ABASTECIMIENTO DE LOS PICOS DE LA DEMANDA DURANTE INVIERNO 2016.

5.1. Objetivo.

De los estudios anteriores se desprende que las solicitudes de mantenimiento recibidas son admisibles para el SIN desde un punto de vista de la disponibilidad de energía. Sin embargo la coyuntura actual exige incorporar un análisis de la potencia disponible para responder a los picos de potencia demandada en el próximo invierno, especialmente en primera contingencia.

5.2. Metodología.

La metodología seguida consistió en realizar una proyección de los picos de demanda esperados para el próximo invierno (ver Tabla 19). En especial se observa el mes de junio, por ser éste el mes con mayor demanda esperada en la ventana de indisponibilidad solicitada para la CTR1, que es de tres meses iniciando en abril. Luego se consideran las unidades generadoras disponibles en ese período considerando que, en primera contingencia, la unidad más grande del sistema sufriera una indisponibilidad intempestiva (la CTR2) y se acumulan sus potencias nominales, excluyendo Salto Grande (ver Tabla 20). Finalmente se observa cual es la potencia que debería aportar la central Salto Grande para cubrir el pico de demanda proyectado (Tabla 21). El análisis se cierra observando las condiciones de factibilidad, cota del lago e hidrológicas, requeridas en Salto Grande (ver Tabla 22) para la potencia requerida resultante de la Tabla 21.

Tabla 19: Proyección picos de demanda para invierno 2016.

	Inf 75%	Forecast	Sup 75%
mar-16	1581	1658	1740
abr-16	1508	1589	1674
may-16	1635	1724	1817
jun-16	1800	1899	2002
jul-16	1851	1953	2059
ago-16	1757	1853	1955

5.3. Desarrollo.

Se realizó una proyección de la potencia en los picos de demanda de los meses venideros, con el modelo disponible, cuyos resultados se indican en la Tabla 19.

Como el mantenimiento solicitado para la CTR1 alcanza el mes de junio, se considera la potencia disponible durante ese mes, suponiendo que, en un análisis de primera contingencia, la unidad 2 de CTR quedara indisponible.

Tabla 20: Potencia disponible excluyendo CTR y SG.

TERRA	110
BAYGORRIA	95
PALMAR	330
CB MOTORES	60
PTA	270
APR A	0
5 °	0
6°	0
APR B y C	50
CTR	0
GEN. DIST. TERMICA	110
EOLICA	40
TOTAL POTENCIA SIN SG	1065

En la Tabla 20 se muestra la potencia disponible que resulta, sin considerar Salto Grande⁴ y atendiendo a las siguientes consideraciones:

- Las unidades 5ta y 6ta de Central Batlle se encuentran actualmente indisponibles, estimándose en dos meses el plazo mínimo que permanecerían en esta condición. En caso de estar disponibles en invierno, la 5ta quedaría en reserva fría y la 6ta unidad tendría una disponibilidad estimada de 35%. Por otra parte, no son unidades de arranque rápido, por lo que, de no estar previamente en servicio, no aportan al problema de cubrir el pico de demanda que se está analizando. Por lo antedicho no se considera la potencia de estas unidades como respaldo para cubrir los picos.

- Para incorporar al respaldo la potencia eólica se toman altos niveles de confianza (del orden de 90%, con el fin de darle similares niveles de firmeza que al resto de las fuentes consideradas).

- En cuanto a la importación, en el pico de invierno se supondrá que no se cuenta con apoyo de Argentina y aun no se han hecho pruebas de transferencia BR-UY a través de la conversora de Melo, por lo que no se considera apoyo por esta vía.

- Las unidades hidráulicas disponibles en el Río Negro se toman con su potencia de pleno, lo cual es posible siempre que no se enfrenten crecidas extraordinarias.

Finalmente se incorpora al análisis la Central Salto Grande. En la Tabla 21 se muestra la potencia requerida a Salto Grande en función de los niveles del pico de demanda suponiendo que las restantes fuentes del sistema aportan 1065 MW (los valores del cuerpo de la tabla son los saldos entre la suma de 1065 MW y la potencia de Salto Grande mostrada en las filas y la demanda mostrada en columnas). Más adelante en este informe se presentan datos que justifican el aporte de la eólica considerado en este análisis.

Tabla 21: Margen disponible de potencia [MW].

DISP. SG	DEMANDA SIN									
	1750	1775	1800	1825	1850	1875	1900	1925	1950	1975
350	-335	-360	-385	-410	-435	-460	-485	-510	-535	-560
375	-310	-335	-360	-385	-410	-435	-460	-485	-510	-535
400	-285	-310	-335	-360	-385	-410	-435	-460	-485	-510
425	-260	-285	-310	-335	-360	-385	-410	-435	-460	-485
450	-235	-260	-285	-310	-335	-360	-385	-410	-435	-460
475	-210	-235	-260	-285	-310	-335	-360	-385	-410	-435
500	-185	-210	-235	-260	-285	-310	-335	-360	-385	-410
525	-160	-185	-210	-235	-260	-285	-310	-335	-360	-385
550	-135	-160	-185	-210	-235	-260	-285	-310	-335	-360
575	-110	-135	-160	-185	-210	-235	-260	-285	-310	-335
600	-85	-110	-135	-160	-185	-210	-235	-260	-285	-310
625	-60	-85	-110	-135	-160	-185	-210	-235	-260	-285
650	-35	-60	-85	-110	-135	-160	-185	-210	-235	-260
675	-10	-35	-60	-85	-110	-135	-160	-185	-210	-235
700	15	-10	-35	-60	-85	-110	-135	-160	-185	-210
725	40	15	-10	-35	-60	-85	-110	-135	-160	-185
750	65	40	15	-10	-35	-60	-85	-110	-135	-160
775	90	65	40	15	-10	-35	-60	-85	-110	-135
800	115	90	65	40	15	-10	-35	-60	-85	-110
825	140	115	90	65	40	15	-10	-35	-60	-85
850	165	140	115	90	65	40	15	-10	-35	-60
875	190	165	140	115	90	65	40	15	-10	-35
900	215	190	165	140	115	90	65	40	15	-10

Tabla 22: Escenarios considerados de disponibilidad de potencia en Salto Grande.

escenario	aporte min	aporte max	turbiando	erogado	cota sup	potencia SG	% casos (semanas 23 a 26)
seco	100	1000	pleno	max	32,5	1587	5,7
medio	1000	10000	pleno	10000	35	1890	78,3
humedo	10000	16000	pleno	16000	35	1610	11,9
muy humedo	16000	25000	pleno	25000	36	1238	4,0

4 Actualmente las unidades APR ya no están vinculadas al sistema por no haberse renovado el arrendamiento, excepto las 2 unidades en APRC que adquirió UTE. Estas unidades APRC se encuentran hoy en día indisponibles por falta de personal para su operación, se asume en este estudio que este problema estará solucionado para el mes de junio próximo.

La potencia de Salto Grande para cubrir eventualmente un pico dependerá de las unidades disponibles, de la cota superior y el erogado de la Central. En cuanto a las unidades se supondrá que están todas disponibles dado que no se autorizan mantenimientos en el período de invierno. La cota superior y el erogado dependen de la situación hidrológica. En una situación media (aportes de hasta 10000 m³/s) se asume que la cota y erogado son controlables, suponiéndose que se logra una potencia de 1890 MW. En un escenario de sequía supondríamos que no es posible mantener la cota alta y se supondrá una cota de 32.5 m y erogado a pleno para obtener la máxima potencia posible. En un escenario húmedo, aportes superiores a 10000 y hasta 16000 m³/s supondrá una cota de 35 m y erogado de 16000 m³/s. En un escenario muy húmedo (crecidas extremas), aportes mayores que 16000 m³/s, se supondrá cota de 36 m y erogados de 25000 m³/s. En la Tabla 22 se resumen las potencias disponibles en los escenarios antes mencionados, así como el porcentaje de las crónicas desde 1909 a 2013 que caen en cada uno durante las semanas de junio.

5.4. Conclusión.

Siguiendo la metodología reseñada en el apartado 5.2, la Tabla 19 indica un valor esperado de 1900 MW en el pico de demanda para el próximo mes de junio, con una banda de 75% de confianza limitada por 1800 MW y 2000 MW.

Por la Tabla 21 sabemos que, en las condiciones de generación disponible mostrada en la Tabla 20, no es posible dar un pico mayor a los 1965 MW ni siquiera con Salto Grande y las centrales del río Negro en condiciones de dar su potencia máxima con las unidades disponibles (recordar que la unidad 2 de central Terra está indisponible).

Aun si se evita tomar la condición extrema y se observa el valor esperado del pico de demanda, 1900 MW, se requiere que Salto Grande esté en condiciones de generar unos 850 MW para Uruguay, o sea que la central tendría una generación total de 1700 MW⁵. Este valor indica condiciones medias según la Tabla 22, lo que estadísticamente se ha dado en el 78% de las crónicas durante las semanas del mes de junio.

El pico histórico de demanda se dio el 22 de julio de 2013 con un valor de 1918 MW.

Por lo anterior, no resulta conveniente otorgar en forma programada el mantenimiento de 3 meses solicitado para la unidad 1 de CTR entre abril y junio de 2016. El mismo deberá postergarse para la primavera, siempre que no alcance el mes de diciembre de 2016.

5 Se recuerda que para el invierno se supone que el sistema argentino no tendrá potencia excedentaria, lo que lo llevará a tomar toda su cuota parte de la central Salto Grande. Esta hipótesis es totalmente coherente con la situación que atraviesa el sistema argentino desde hace ya algunos años.

5.5. Anexo: potencia eólica firme durante el pico de demanda en invierno.

A los efectos de caracterizar la potencia eólica que estaría disponible durante los picos de invierno con un nivel de confianza elevado⁶, se realizó un estudio analizando la demanda del invierno de 2015 y la generación eólica correspondiente a las mismas horas de ese invierno. Si bien se reconoce que esta muestra es muy pequeña, es lo que se tiene disponible al día de hoy para aproximarse al problema⁷. Se consideró el período del 15/6/15 al 15/8/15, en particular aquellas horas en que la demanda superó los 1750 MW.

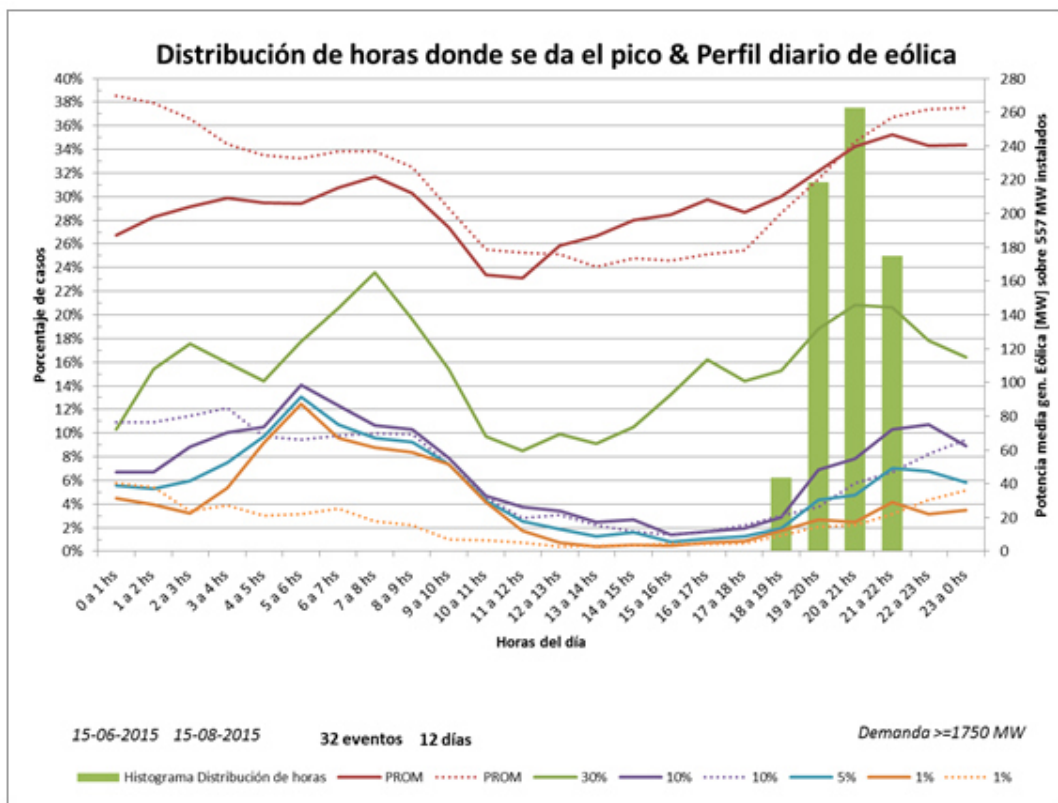


Fig. 14: Distribución del pico de la demanda y de la generación eólica.

La Fig.14 muestra la distribución horaria del pico de demanda y de la generación eólica. Se ve que entre las 18 y las 19 hs hubo un 6% en que la demanda superó los 1750 MW y en un 10% de esos períodos diarios del invierno la potencia eólica fue inferior a los 20 MW. La "firmeza" de la eólica es muy baja, al menos con los datos disponibles al día de hoy para estudiar el problema.

- 6 Dado que una vez otorgado el mantenimiento la unidad no puede quedar disponible en plazos breves, para los que se tienen pronósticos de eólica con altos niveles de confianza, se optó por analizar la disponibilidad estadística de eólica.
- 7 Este análisis se repetirá pero con la información de 5 series anuales de viento real, convertidas a potencia eólica (usando el año 2015 para calibrar esta conversión de viento disponible a potencia eólica efectivamente generada). De esta forma se espera mejorar la significación estadística de los resultados.

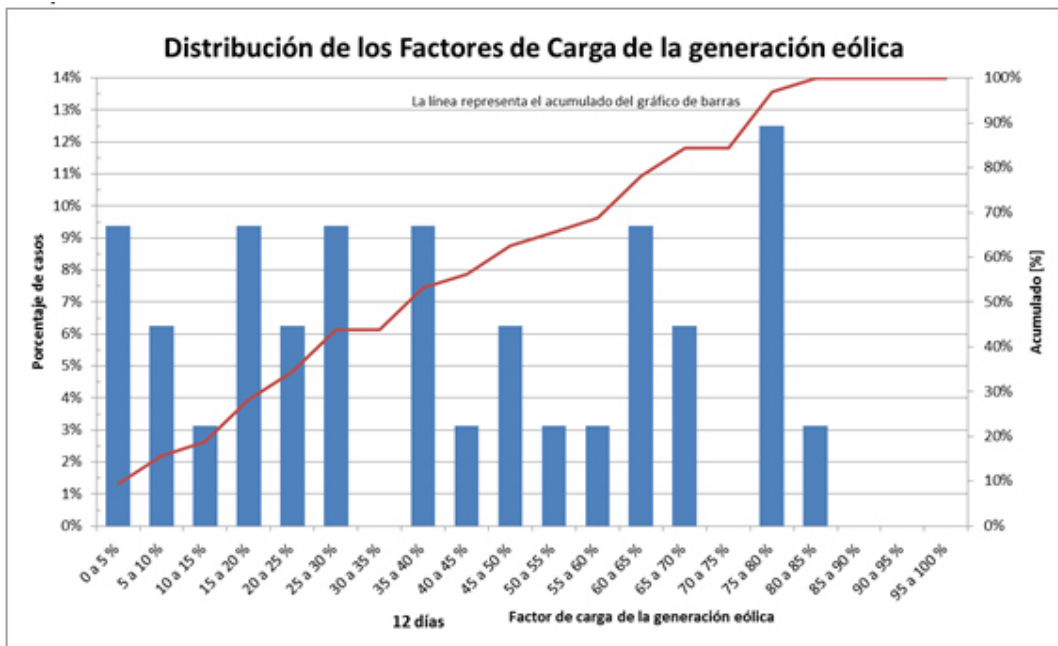


Fig. 15: Distribución de los factores de carga de la eólica.

La Fig.15 muestra la distribución de los factores de carga de la generación eólica. Se observa que en un 10% de los casos el factor de carga de la eólica fue inferior al 5%, con lo cual la potencia eólica que podría asegurarse con 90% de confianza, para una potencia total instalada de 557 MW, es de unos 28 MW. Para una potencia instalada de unos 850 MW (esperada para junio de 2016), un factor de 5% da unos 40 MW "firmes" durante los picos de demanda de invierno con 90% de confianza.

6. ANALISIS ATRASO ENTRADA CICLO COMBINADO

En esta sección se analizan los mismos cuatro casos detallados en la Tabla 12 con la única diferencia de haber considerado un atraso de 3 meses en la entrada de las unidades del ciclo combinado.

En la Fig.16 se observan la potencia de falla semanales para los cuatro casos con Probabilidad de Excedencia 5 %.

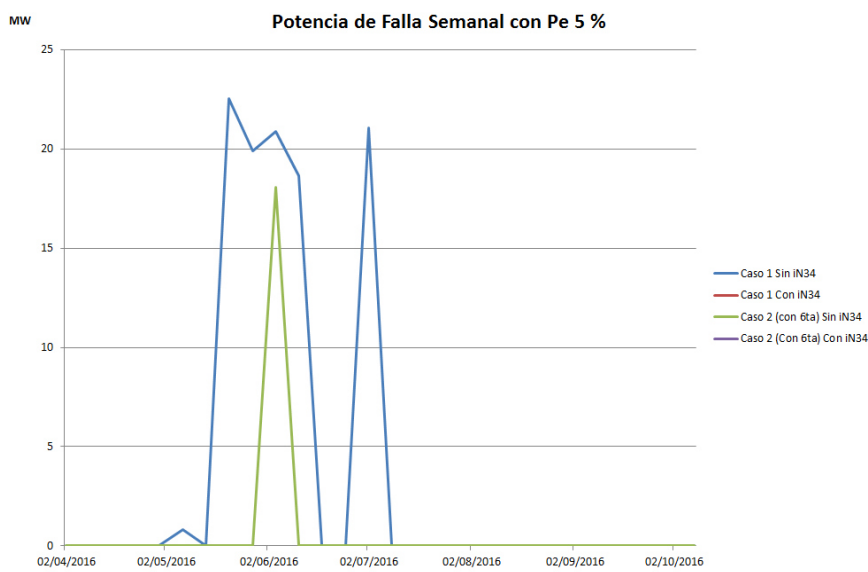


Fig. 16: Potencia de Falla Semanal con Pe 5 % de los 4 casos

En los resultados de la Fig.16, no se observa riesgo de Falla significativa

En la Fig.17 se observa la evolución del promedio de la cota de Bonete de los 4 casos.

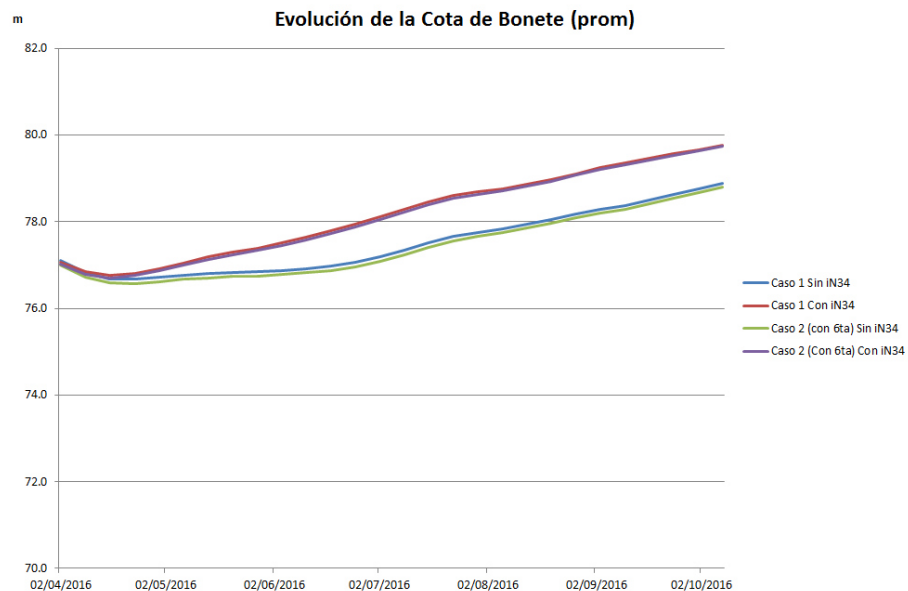


Fig. 17: Evolución Cota de Bonete (prom.) de los 4 casos.

Se puede observar que la diferencia en la evolución de la cota de Bonete se da si se considera o no modelada la señal del Niño en los aportes.



Índice

1.INFORME PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTO (PAM) Abril – Septiembre 2016.....	1
1.1.Resumen ejecutivo.....	1
2.Hipótesis.....	4
2.1.Clima.....	5
2.2.Demanda.....	5
2.3.Precios de los combustibles.....	6
2.4.Intercambios internacionales.....	7
Con Brasil.....	7
2.5.Excedentes.....	7
2.6.Parque generador nacional.....	8
2.7.Factor de respuesta unidades térmicas sujetas al despacho centralizado:.....	8
2.8.Generación Distribuida.....	9
2.9.Red de Transmisión.....	11
2.10.Modelo.....	12
3.PAM abril – setiembre 2016.....	13
3.1.Cronograma.....	13
3.2.Resultados.....	16
3.2.1)Respaldo no hidráulico del sistema.....	16
3.2.2)Análisis de falla.....	17
3.2.3)Evolución de la cota del lago de Bonete.....	19
3.2.4)Balance energético y costos.....	20
4.Anexos.....	21
4.1.ANEXO- Información de Agentes.....	21
4.1.1)Resumen de solicitudes de mantenimiento de unidades generadoras de UTE....	21
4.1.2)Resumen de solicitudes de mantenimiento de unidades generadoras de CTM – SG.....	27
5.ABASTECIMIENTO DE LOS PICOS DE LA DEMANDA DURANTE INVIERNO 2016...28	28
5.1.Objetivo.....	28
5.2.Metodología.....	28
5.3.Desarrollo.....	28
5.4.Conclusión.....	30
5.5.Anexo: potencia eólica firme durante el pico de demanda en invierno.....	31
6. ANALISIS ATRASO ENTRADA CICLO COMBINADO.....	33