



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Programa Anual de Mantenimiento (PAM) Octubre 2016 – Marzo 2017

**ADME Octubre 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, Ruben Chaer y Marisa León.

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

Montevideo 04/10/2016



1 Resumen ejecutivo.

Actualmente el fenómeno El Niño se encuentra en un periodo neutro. Los modelos prevén la formación del fenómeno La Niña durante el próximo trimestre (Set-Oct-Nov) aunque de leve intensidad, manteniéndose hasta el trimestre Ene-Feb-Mar. Las previsiones de IRI de mayor alcance temporal indican el retorno a un periodo de neutralidad a partir del trimestre Feb-Mar-Abr. Estas previsiones muestran un cambio significativo frente a las disponibles en ocasión de la Programación Estacional de Mayo de 2016, en las que se preveía una fase La Niña más intenso y duradero.

La coyuntura en Argentina y en Brasil¹ 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.

Se analizan los siguientes casos:

- Caso 1: Ciclo combinado entra el 15/01/2016, mtto en PTI en 2017 comienzan en marzo, con iN3.4.
- Caso 2: Ciclo combinado entra el 20/02/2016, mtto en PTI en 2017 comienzan en junio, con iN3.4.

CASO	Entrada CC	Inicio Mtto PTI	iN3.4
1	15/01/2017	Marzo 2017	Si
2	20/02/2017	Junio 2017	Si

De los gráficos de excedencia de falla (ver apartado 3.2.2) se concluye que los mantenimientos mayores previstos no impactan significativamente al sistema en el período octubre 2016 – marzo 2017 en ninguno de los casos considerados. Sin embargo, si se extiende el horizonte temporal se observan diferencias en el riesgo de pasar por situaciones que superen falla 2 durante alguna semana del invierno de 2017 (86 crónicas en el caso 1 y 88 en el caso 2).

No se analizan aquí picos horarios de potencia.

La cota media de operación del lago de Central Terra es similar en ambos casos.

El costo medio de abastecimiento es similar en los casos 1 y 2 (la diferencia es de 0.8 MUSD inferior en el caso 2, del orden del 0.3% del costo operativo para el período).

¹ Si bien la inhabilitación por temas ambientales de la Central Candiota en Brasil complicó el intercambio con ese país, afectando las posibilidades de transferencia a través de la Conversora de Melo, se recibió de Brasil información que indica que las objeciones están solucionadas, de hecho la central ha entrado en servicio recientemente, por lo que se opta por mantener el escenario de intercambio manejado en la Programación Estacional de mayo de 2016.



Desde un punto de vista energético y de costos operativos los escenarios estudiados arrojan resultados similares. Por otra parte, dado que el preaviso informado por Generación de UTE para modificar la fecha de inicio de los trabajos en PTA es de 1 mes, podría postergarse la decisión si a la entrada del invierno del 2017 la situación lo amerita.

En virtud de las consideraciones anteriores se recomienda aceptar las solicitudes recibidas, señalando la importancia para la seguridad del sistema de la puesta en operación del ciclo combinado así como de la utilidad de tener disponible la interconexión con Brasil a través de la Conversora de Melo, ésta última fundamentalmente para atender posibles faltas puntuales de potencia durante el verano. También se señala que la confirmación definitiva de los trabajos sobre el sistema de control de PTA se dará con al menos 1 mes de anticipación, atendiendo a la situación del sistema.



2 Hipótesis.

Se toman las hipótesis correspondientes a la Programación Estacional vigente.

Las principales novedades consisten en:

- Se actualizaron los mantenimientos de acuerdo a las solicitudes recibidas por los responsables de las unidades generadoras.
- Se actualizó el cronograma de entrada previsto para el Ciclo Combinado. Se manejan dos casos: el primero con entrada en servicio el 15/01/2017 para la primer turbina, y la segunda el 15/05/2017, con la combinación del ciclo el 15/10/2018. El segundo caso con entrada de la primera turbina el 20/02/2017, la segunda el 30/06/2017 y la combinación el 30/12/2018.
- De acuerdo a Resolución de Directorio de UTE R16-1466, se desafectan en forma definitiva del servicio las Unidades 5 y 6 de Central Battle.
- Se usan el cronograma de expansión eólica actualizado a Setiembre de 2016.
- Se usa la proyección de demanda realizada por el Grupo de Demanda de UTE en Julio de 2016.
- Se actualizaron los costos de los combustibles.

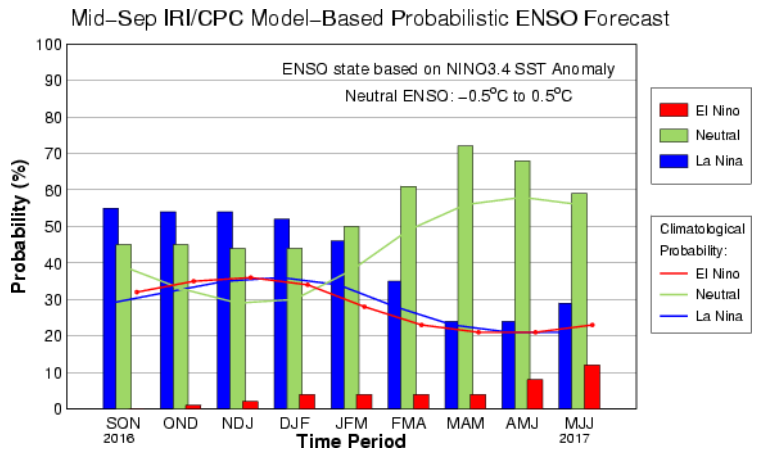
No se representan limitaciones en el abastecimiento de combustible durante el período a considerar.

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

2.1 Clima



Según CPTEC, actualmente el fenómeno El Niño se encuentra en un periodo neutro. Los modelos prevén la formación del fenómeno La Niña durante el próximo trimestre (Set-Oct-Nov) aunque de leve intensidad, manteniéndose hasta el trimestre Ene-Feb-Mar. Sigue gráfico con previsiones de IRI con mayor alcance temporal, en el cual se observa el retorno a un periodo de neutralidad a partir del trimestre Feb-Mar-Abr.



2.2 Demanda

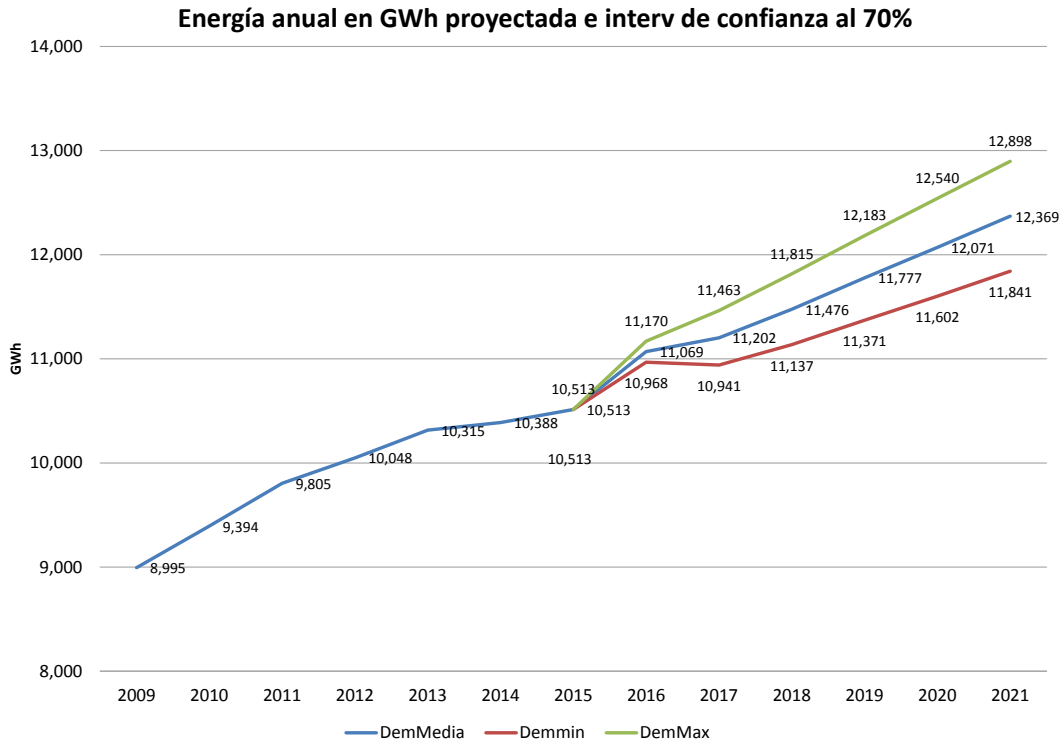
Energías en GWh							
Año	Tipo	Escenario Base	Incremento	Escenario Bajo	Incremento	Escenario Alto	Incremento
2009	REAL	8,995	2.45%	8,995	2.45%	8,995	2.45%
2010	REAL	9,394	4.43%	9,394	4.43%	9,394	4.43%
2011	REAL	9,805	4.38%	9,805	4.38%	9,805	4.38%
2012	REAL	10,048	2.47%	10,048	2.47%	10,048	2.47%
2013	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	REAL	10,513	1.21%	10,513	1.21%	10,513	1.21%
2016	PREVISIÓN	11,069	5.28%	10,968	4.33%	11,170	6.24%
2017	PREVISIÓN	11,202	1.20%	10,941	-0.25%	11,463	2.63%
2018	PREVISIÓN	11,476	2.45%	11,137	1.79%	11,815	3.07%
2019	PREVISIÓN	11,777	2.62%	11,371	2.10%	12,183	3.12%
2020	PREVISIÓN	12,071	2.50%	11,602	2.04%	12,540	2.93%
2021	PREVISIÓN	12,369	2.47%	11,841	2.06%	12,898	2.85%

Los datos presentados corresponden a la última proyección del grupo de demanda de UTE, realizada en Julio de 2016.

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

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

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

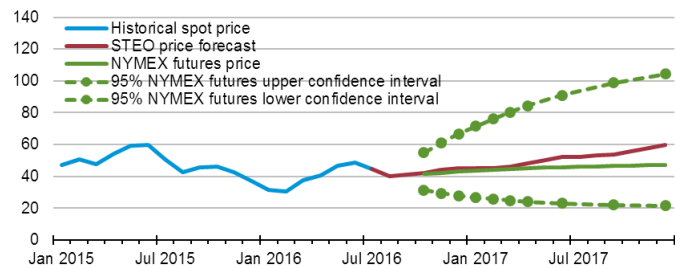


2.3 Precios de los combustibles

No se usan los precios de la PES vigente pues han evolucionado al alza los precios de los derivados.

Como la proyección del WTI permanece estable para los meses siguientes en niveles similares a los actuales (45USD/bbl para enero y febrero de 2017) se toma como referencia para el costo de los derivados los precios registrados en estas semanas.

West Texas Intermediate (WTI) Crude Oil Price
dollars per barrel



Note: Confidence interval derived from options market information for the 5 trading days ending Aug 4, 2016. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options contracts.
Source: Short-Term Energy Outlook, August 2016.

Precios de combustibles para PAM Octubre 2016-Marzo 2017
Referencia de Barril WTI (USD/barril)

Precio de combustible derivado	45
Gas Oil (USD/m3)	388
Fuel Oil Motores (USD/Ton)	309

Densidad de FO 1.03 Kg/l

Densidad de FOM 1.01 Kg/l

1 Barril=158.9872949 litros

Valores a ingresar en el modelo, WTI 45 U\$/bbl								
Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	PminTH (MW)	Consumo específico carga pleno gr/kWh	Consumo específico carga mínima gr/kWh	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C. Battle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	69.4	12.2	81.6	81.6
PTI 1-6	48.0	15.0	224.64	348.19	103.1	8.7	111.8	168.5
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	131.1	4.2	135.4	273.1
PTI 7-8	24.0	0.3	244.40	6048.90	112.2	10.0	122.2	2786.1
PTB - CC abierto	177.0	30.0	241.10	241.10	110.6	5.0	115.6	115.6
PTB - CC cerrado	532.0	30.0	181.30	181.30	83.2	5.0	88.2	88.2

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.².

2.4 Intercambio de Energía

Con Argentina

- 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:
Se modela como excedentes (Ver 2.5)

Con Brasil

- Importación Brasil:

² 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.



A través de Melo limitada a 200MW, subiendo a 300MW desde 2017. Se usa una CEGH que modela los PLDs del sistema Brasileiro, permitiendo la oferta de exportación a Uruguay sólo cuando el PLD está por debajo de 145 USD/MWh y con un sobre costo 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. La potencia a considerar es de 200MW por Melo y 45MW por Rivera durante 2016. Sube a 300MW 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.

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 el siguiente cronograma de incorporación y disponibilidad proporcionado por UTE en setiembre de 2016.

CASO 1

Potencia por turbina (MW)	15/01/2017	15/05/2017	15/08/17	15/10/2018	15/02/2019
TG1:	173	50%	60%	80%	85%
TG2:	173	0%	50%	80%	85%
TV:	185	0%	0%	50%	85%

CASO 2

Potencia por turbina (MW)	20/02/2017	30/06/2017	30/09/2017	30/12/2018	30/04/2019
TG1:	173	50%	60%	80%	85%
TG2:	173	0%	50%	80%	85%
TV:	185	0%	0%	50%	85%

Se considera una vida útil del CC 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.

2.7 Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:

Dado que durante 2016 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.

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

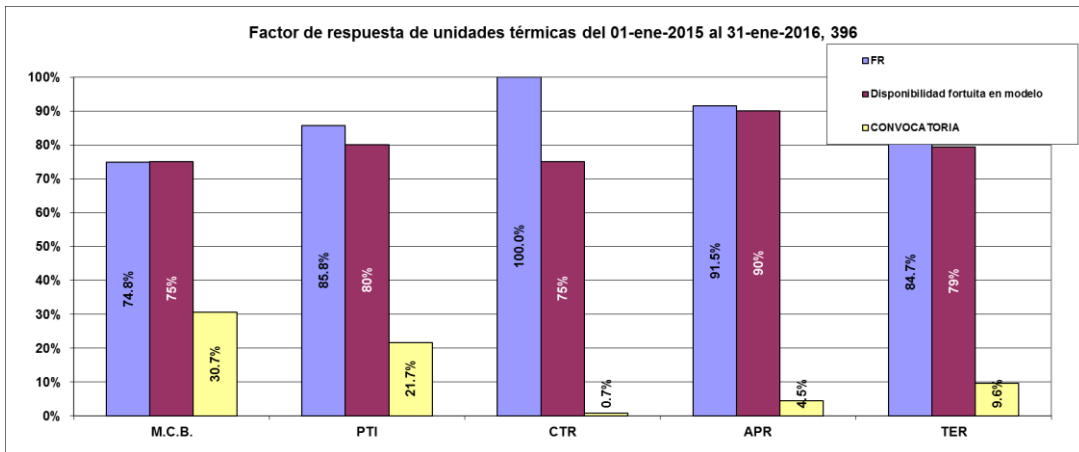


Gráfico 1

Se adoptó la siguiente tabla de valores base para la indisponibilidad fortuita reduciéndolas a partir del momento en que no se dispone de mantenimientos programados:

	CBO Motores	Punta del Tigre	Punta del Tigre 7 y 8	CTR La Tablada
Coef de Disponibilidad	75%	80%	90%	75%
Desde el 1/1/2017	75%	80%	80%	75%
Desde el 1/1/2018	65%	80%	80%	70%
Desde el 1/1/2019	65%	70%	80%	70%

2.8 Generación Distribuida

Se muestra a continuación 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.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

BIOMASA:

	Las Rosas	Liderdat	ERT (Fenirol)	Bioener	Alur	Wayerhae user	Galofer	Ponlar	Montes del Plata	Bioenergy	UPM	Arboreto (Lanas Trinidad)	Lumiganor
NOMBRE													
UBICACIÓN	MALDONADO	PAYSANDU	TACUAREMBO	RIVERA	BELLA UNIÓN	TACUAREMBO	TREINTA Y TRES	RIVERA	COLONIA		RIO NEGRO	FLORES	TREINTA Y TRES
OPERATIVO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	SI		
COMERCIALIZACIÓN	operativo	spot	contrato	contrato	contrato	contrato	contrato	contrato	contrato	contrato			
POTENCIA INSTALADA MW	1.2	5.0	10.0	12.0	10.0	12.0	14.0	7.5	200.0	40.00	161.00		
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	2018	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	65.0	45.00	20.00	0.60	11.40
FACTOR DE UTILIZACIÓN	15%	0%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	100%	70%	80%	70%	50%
AÑO COMIENZO			2015	2016	2012	2015	2015		2017	2018	2016	2014	2016
SEMANA COMIENZO			42	40	18	37	38		19	44	39	14	48
AÑO FIN			2015	2016	2015	2015	2015		2017	2019	2016	2015	2017
SEMANA FIN			42	44	52	38	38		20	44	42	14	48
POTENCIA DISPONIBLE			0	0	5.0	0	0		0	45	0	0.6	11.4
FACTOR DE UTILIZACIÓN			0%	0%	40%	0%	0%		0%	50%	0%	50%	70%

EOLICA:

Existente

Central Generadora	Agente Generador	Departamento	Potencia Autorizada (MW)	Año de Inicio	SEMANA INICIO
CARACÓLES 1 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	MALDONADO	10.00	2008	6
AGROLAND	AGROLAND S.A.	MALDONADO	0.25	2008	18
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	7.80	2008	29
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	4.00	2009	48
CARACÓLES 2 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	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.	TACUAREMBO	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	32
LUZ DE LOMA	LUZ DE LOMA S.A.	FLORIDA	20.00	2014	34
LUZ DE MAR	LUZ DE MAR S.A.	FLORIDA	18.00	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
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	ROUAR S.A.	COLONIA	65.10	2014	52
TALAS DEL MACIEL II	CADONAL S.A.	FLORES	50.00	2015	1
TALAS DEL MACIEL I	ASTIDEY S.A.	FLORES	50.00	2015	23
PERALTA I GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBO	50.00	2015	28
PERALTA II GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBO	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 VENTUS I	República Administradora de Fondos de Inversión S.A.	COLONIA	9.00	2015	41
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	VENGANO S.A.	MALDONADO	40.00	2015	48
PARQUE EÓLICO ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	COLONIA	9.00	2015	52
PARQUE EÓLICO JULIETA	IWERYL S.A.	DURAZNO	3.60	2016	8
PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	9.75	2016	19
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	R DEL ESTE S.A.	MALDONADO	50.00	2016	22
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	GLYMONT S.A.	FLORIDA	50.00	2016	30

Expansión



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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
VALENTINES	UTE + Accionistas	70.00	2016	40	35	2016	44	35
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	10.00	2016	40	10			
PAMPA	UTE + Accionistas	140.00	2016	41	70	2016	46	70
PARQUE EÓLICO VILLA RODRÍGUEZ	TOGELY COMPANY S.A.	10.00	2016	42	10			
PALOMAS	UTE	70.00	2016	46	35	2016	50	35
PARQUE EÓLICO KIYÚ	COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A.	48.60	2016	50	24	2016	51	24.6
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I ARIAS	VIENTOS DE PASTORALE S.A.	49.20	2017	12	25	2017	16	24.2
	UTE + Accionistas	70.00	2017	40	35	2017	44	35
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	50.00	2018	1	25	2018	4	25



Potencia Eólica acumulada:



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%

FOTOVOLTAICA:



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

2.9 Red de Trasmisión

Para 2016 están planificados trabajos sobre interruptores de 500kV que afectan la Central Palmar, con 5 días de indisponibilidad por interruptor con indisponibilidad de la/s unidad/es correspondiente/s:

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

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

Estación GIS Ciclo Combinado: la entrada del generador 1 a través de la GIS involucra indisponibilidades en la generación que se concentrarán básicamente entre los días 26 setiembre y 3 octubre próximos. El resto de la GIS no necesitaría indisponer la generación en lapsos de varios días. En cuanto a la ampliación de dos transformadores en PT5 involucrarán indisponibilidades en la generación, está prevista para 2017 pero no se cuenta aún con fechas firmes ni con un plan de trabajos que permita anticipar indisponibilidades.

Estación Kiyu y línea de 150 kV Kiyu-Punta del Tigre: fecha estimada de entrada en servicio Diciembre 2016.

Trabajos previstos en MVL: Solo se indisponer la barra de 30kV.

2.10 Modelo

Se utiliza la versión 137c_Zurah de SimSEE.

Fecha de optimización: 17/09/2016 – 31/12/2020

Fecha de la simulación: 17/09/16 – 31/12/2017 (semana 38 de 2016 a semana 52 de 2017)



Fecha de guarda de la simulación: 01/10/16 – semana 40 de 2016

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

La cota inicial del lago Bonete se estima en 81.17m.

Aportes iniciales, Bonete= 864 m³/s, Palmar= 220 m³/s, Salto=3060 m³/s.

Valor inicial del iN3.4: -0.5

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.

El costo “variable combustible” se considera calibrado para un precio del barril de petróleo WTI de 45 USD/Barril e indexado al precio de petróleo (índice “iPetroleo” en SimSEE) que se genera dentro de las Salas como el producto entre una Fuente del tipo Constante que da la tendencia (la proyección del valor esperado) y una Fuente del tipo Sintetizador CEGH que da la volatilidad (variación en torno a la tendencia).

Se realiza la simulación con 1000 crónicas sintéticas.

3 PAM octubre 2016– marzo 2017

Se decide correr los siguientes casos:

- Caso 1: Ciclo combinado entra el 15/01/2016, mtto en PTI en 2017 comienzan en marzo, con iN3.4.
- Caso 2: Ciclo combinado entra el 20/02/2016, mtto en PTI en 2017 comienzan en junio, con iN3.4.

CASO	Entrada CC	Mtto PTI 2017	iN3.4
1	15/01/2017	Marzo	Si
2	20/02/2017	Junio	Si

3.1 Cronograma

Sigue un diagrama con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades térmicas de UTE en el período octubre 2016 a diciembre 2018.

		PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS de UTE DEL S.I.N. AÑO 2016												
		01-oct	08-oct	15-oct	22-oct	29-oct	05-nov	12-nov	19-nov	26-nov	03-dic	10-dic	17-dic	24-dic
		40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
CBM		1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1
CTR1		x	x	x	x	x	x	x	x	x				
CTR2														
PTA1					x	x								
PTA2														
PTA3							x	x						
PTA4														
PTA5														
PTA6		x	x	x										
PTA 7-8														



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Comentarios:

X	Unidades indisponibles forzadas o que se representan indisponibles para estudiar robustez ante contingencias del Plan Propuesto
X	Unidades con mtto programado para esa fecha
	Ventana de mtto, los trabajos previstos pueden moverse dentro de estas fechas



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

X	Unidades indisponibles forzadas o que se representan indisponibles para estudiar robustez ante contingencias del Plan Propuesto
X	Unidades con mtto programado para esa fecha
	Ventana de mtto, los trabajos previstos pueden moverse dentro de estas fechas



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Segue un diagrama con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades hidráulicas en el período octubre 2016 a diciembre 2018.

		PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES HIDRÁULICOS de UTE DEL S.I.N. AÑO 2016												
		01-oct	08-oct	15-oct	22-oct	29-oct	05-nov	12-nov	19-nov	26-nov	03-dic	10-dic	17-dic	24-dic
BAY1														
BAY2														
BAY3														
PAL1														
PAL2			x	x	x									
PAL3														
BON1														
BON2														
BON3														
BON4														
CTM1														
CTM2														
CTM3														
CTM4														
CTM5														
CTM6														
CTM7														
CTM8							x	x	x	x	x	x	x	x
CTM9		x	x											
CTM10		x	x											
CTM11														
CTM12														
CTM13														
CTM14														

Comentarios:

- X Unidades indisponibles forzadas o que se representan indisponibles para estudiar robustez ante contingencias del Plan Propuesto
- x Unidades con mtto programado para esa fecha
- Ventana de mtto, los trabajos previstos pueden moverse dentro de estas fechas



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Comentarios:

X	Unidades indisponibles forzadas o que se representan indisponibles para estudiar robustez ante contingencias del Plan Propuesto
X	Unidades con mtto programado para esa fecha
	Ventana de mtto, los trabajos previstos pueden moverse dentro de estas fechas



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Comentarios:

X	Unidades indisponibles forzadas o que se representan indisponibles para estudiar robustez ante contingencias del Plan Propuesto
X	Unidades con mtto programado para esa fecha
	Ventana de mtto, los trabajos previstos pueden moverse dentro de estas fechas

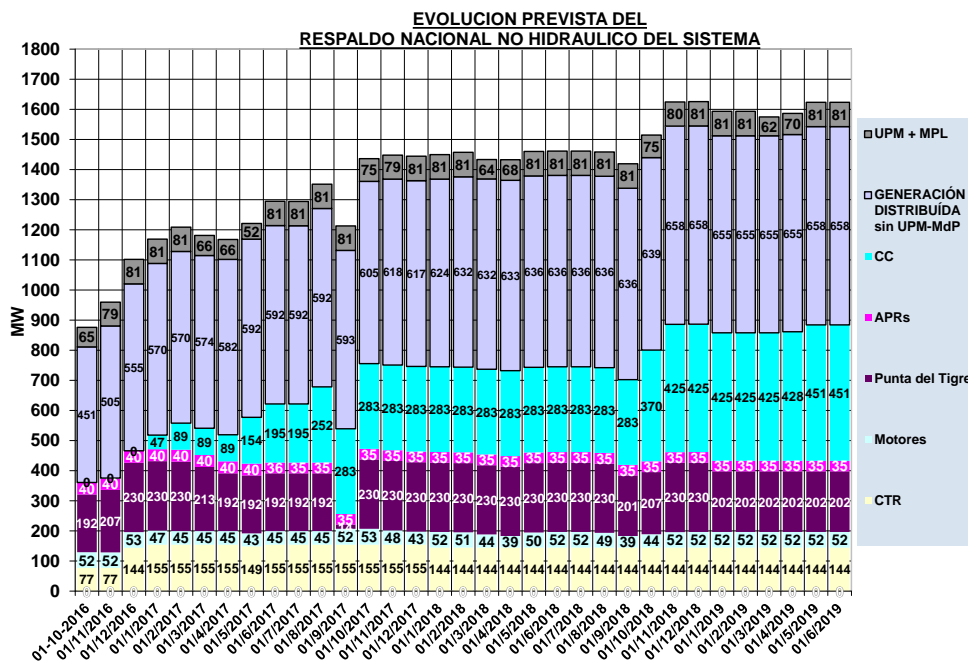
3.2 Resultados

Dado que existen eventos relevantes³ para los resultados del período que escapan al horizonte temporal que finaliza en marzo de 2017, se presenta la evolución hasta fines de 2017.

3.2.1 Respaldo no hidráulico del sistema

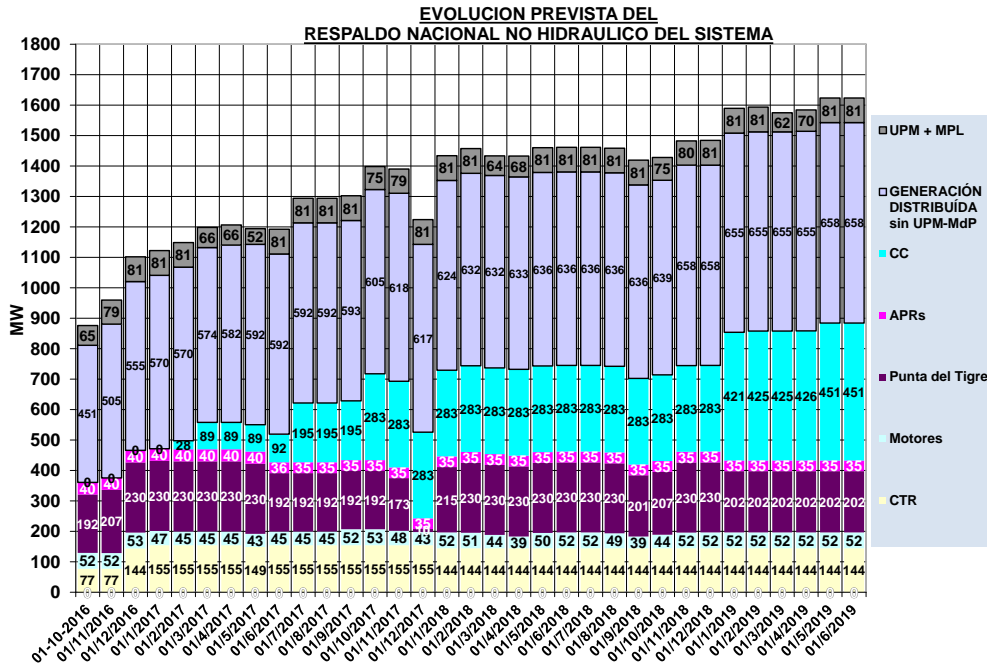
Se muestra a continuación un gráfico con la potencia media mensual resultante de aplicar el PAM y bajo las hipótesis de importación y expansión utilizadas (unidades no hidráulicas):

Ilustración 3.2-1: Caso 1: Ciclo combinado entrando el 15/01/2017



³ La entrada en servicio de las unidades del ciclo combinado de UTE y los trabajos de mantenimiento en la Central Punta del Tigre A, por cambio del sistema de control (indisponen por 1 mes cada una de las 6 unidades en forma consecutiva hasta finalizar con una indisponibilidad de 1 mes de toda la central).

Ilustración 3.2-2: Caso 2: Ciclo combinado entrando el 20/02/2017



3.2.2 Análisis de falla

Sigue un gráfico con la evolución de la falla en aquellas crónicas que alcanzan o superan Falla 2 en el período octubre de 2016 a diciembre de 2017.

Ilustración 3.2-3

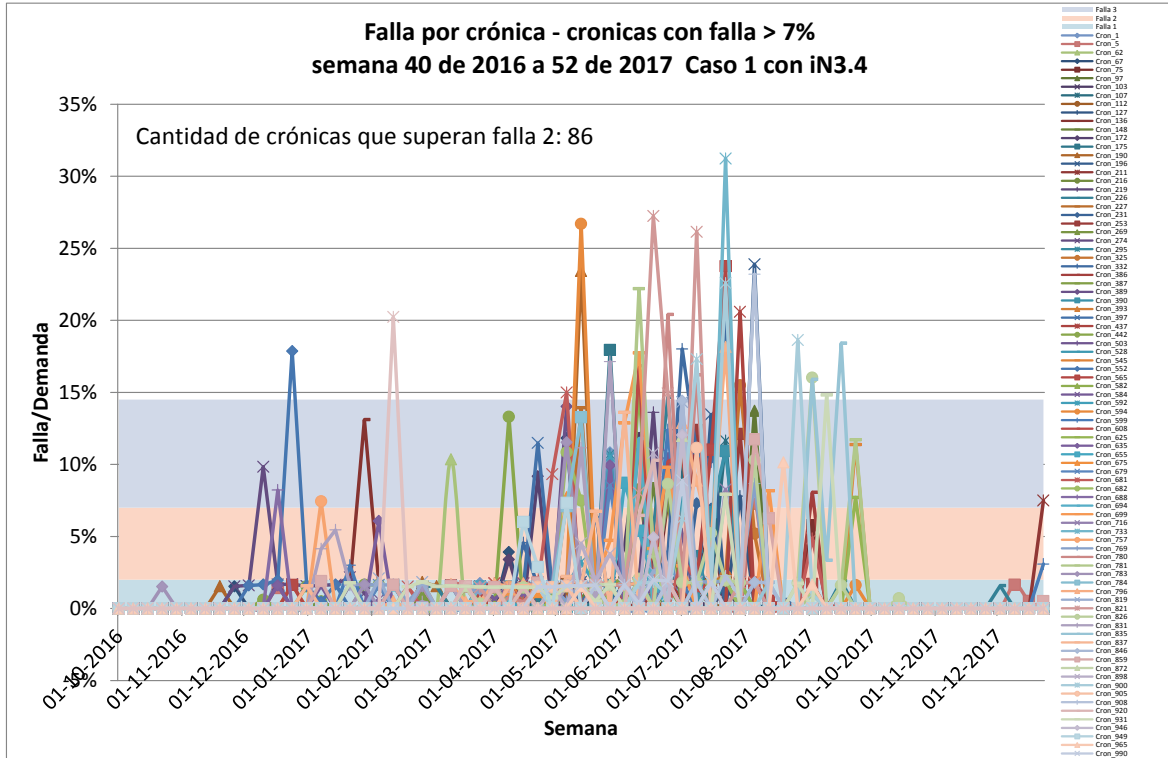
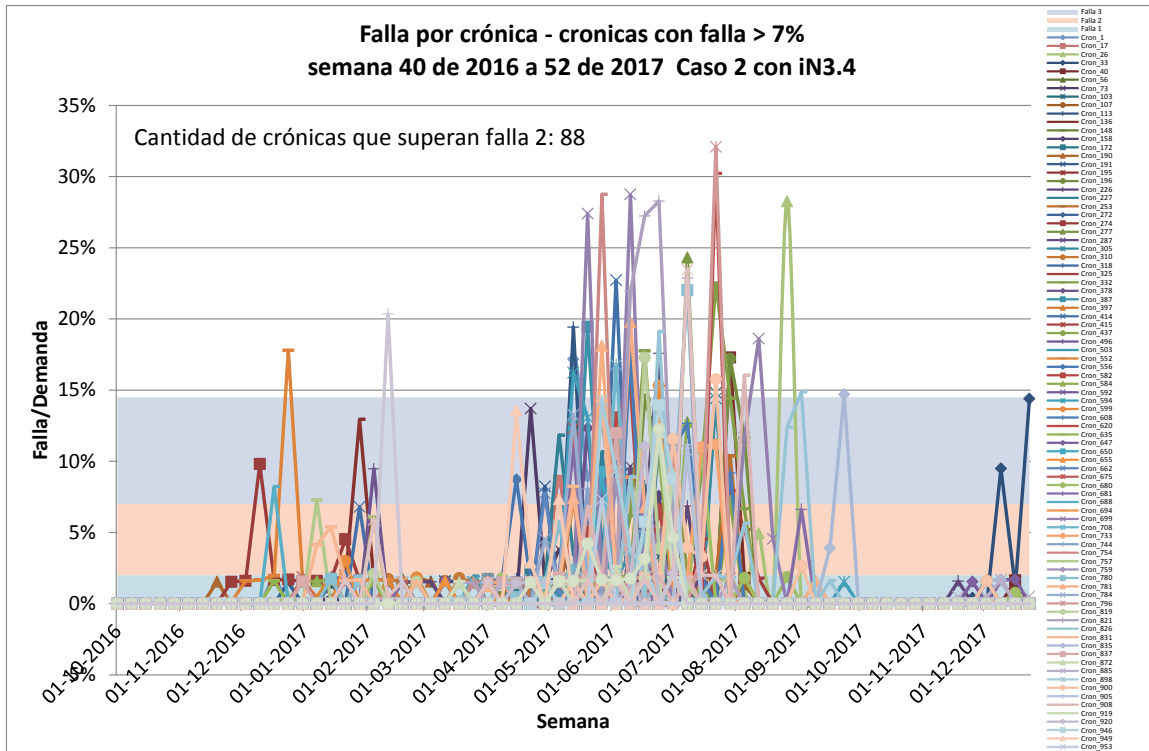


Ilustración 3.2-4



A continuación se presentan gráficamente las curvas de excedencia de falla en porcentaje de la demanda y en GWh:

Ilustración 3.2-6



Ilustración 3.2-7



A continuación se presentan gráficamente las curvas de excedencia de falla semanal.

Ilustración 3.2-8: Caso 1 con iN3.4

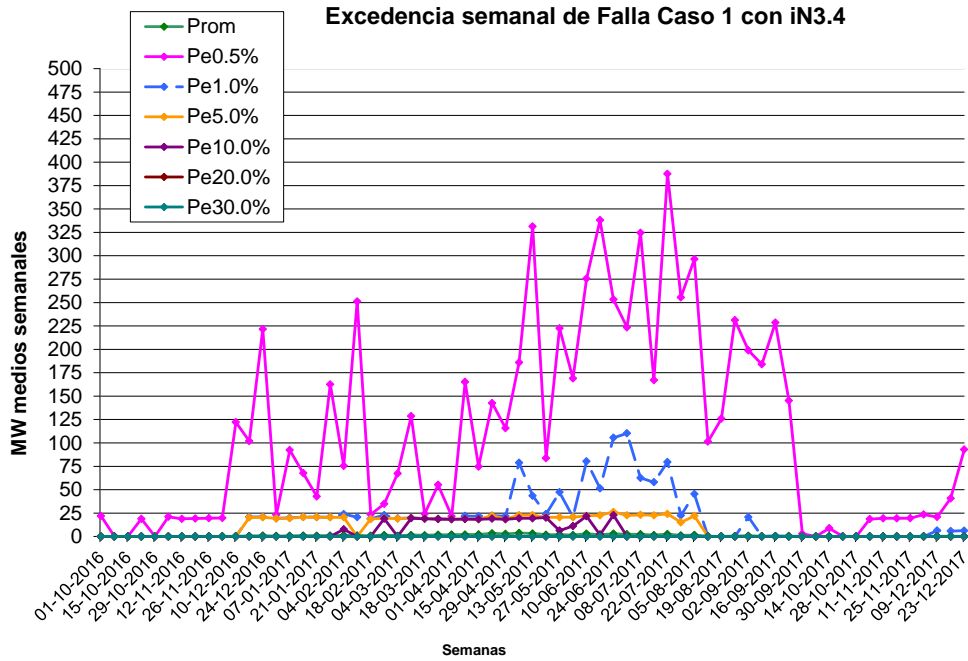
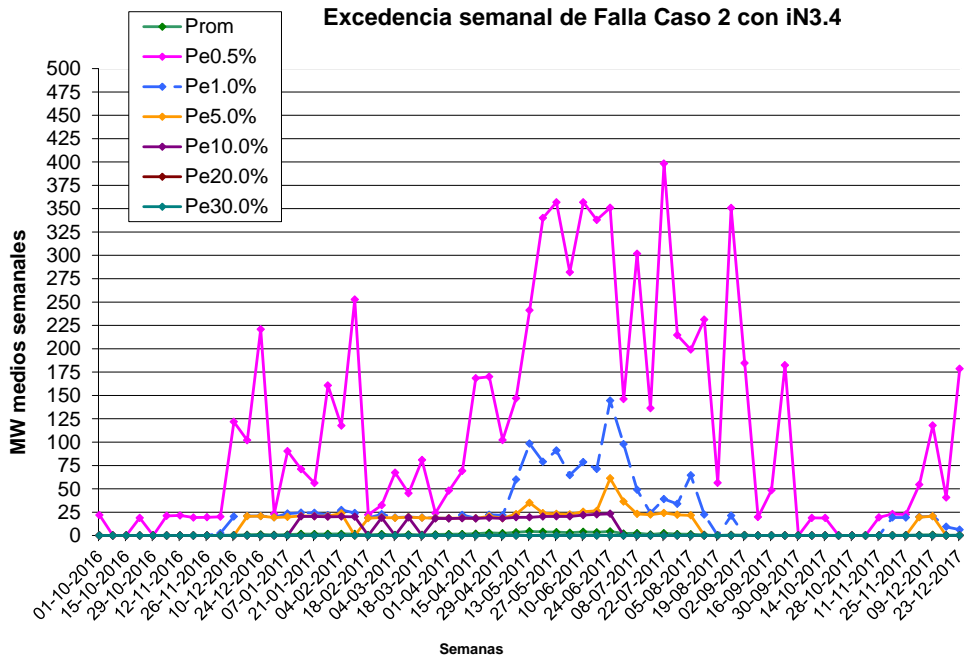
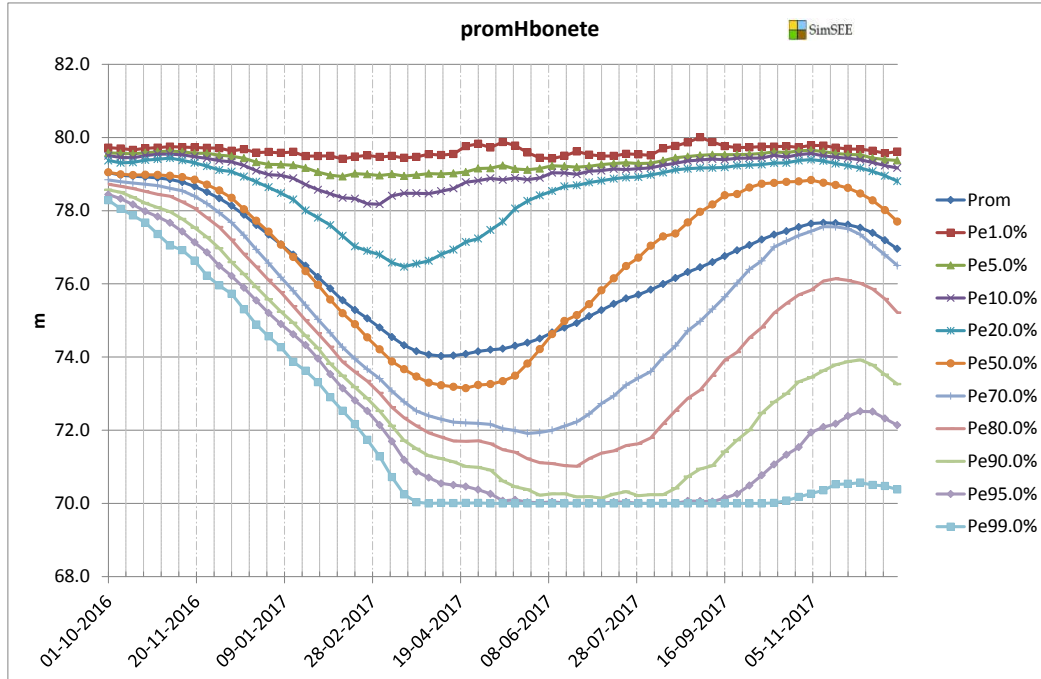


Ilustración 3.2-9: Caso 2 con iN3.4



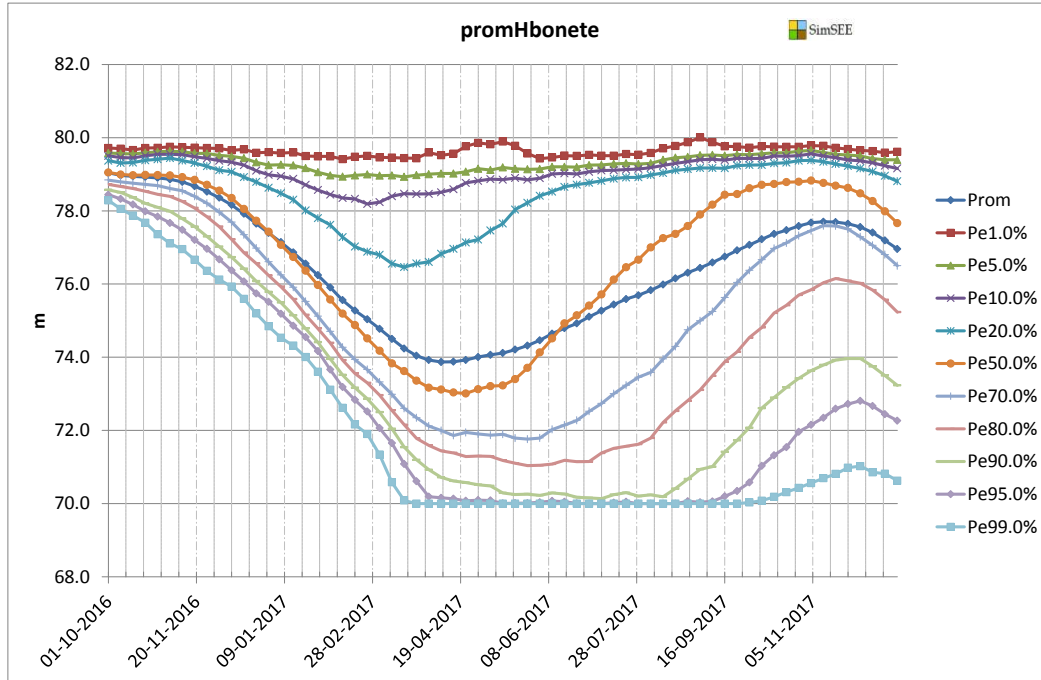
3.2.3 Evolución de la cota del lago de Bonete

Ilustración 3.2-11: Caso 1 con iN3.4



Hay 614 crónicas que en alguna semana del período pasan por cotas inferiores a 72.3 m.

Ilustración 3.2-12: Caso 2 con iN3.4



Hay 623 crónicas que en alguna semana del período pasan por cotas inferiores a 72.3 m

3.2.4 Balance energético y costos operativos

Tabla 3.2-1

BALANCE ENERGÉTICO Y COSTOS					
SimSEE					
semana 40 de 2016 a 13 de 2017					
GENERACIÓN (GWh)	Caso 1	Caso 2	COSTO (MUS\$)	Caso 1	Caso 2
Terra	334	336	Salto Grande	8.9	8.9
Baygorria	218	219	Motores FO	7.0	7.0
Palmar	665	669	Térmico Fuel oil	7.0	7.0
Río Negro	1216	1224	Ciclo Combinado	3.1	1.5
Salto Grande	1491	1491	PTI 1-6	23.4	23.8
Total Hidráulica	2707	2715	PTI 7 y 8	1.8	1.9
Motores	93	94	CTR	3.4	3.7
Ciclo Combinado	30	14	Térmico gas oil	31.7	31.0
PTI 1-6	230	234	Térmico GN	0.0	0.0
PTI 7 y 8	16	18	Costo variable no combustible	3.6	3.5
CTR	29	31	Total Térmico	38.7	38.0
Total Térmica	398	391	Eólica privados	122.0	122.0
Eólica UTE	211	211	GEN DIST (biomasa+fósil)	14.7	14.7
Eólica privados	1719	1719	UPM	9.0	9.0
Eólica Total	1930	1930	Montes del Plata	25.6	25.6
GEN DIST (biomasa+fósil)	163	163	Solar	17.0	17.0
UPM	62	62	Total Autop + otros	66.2	66.2
Montes del Plata	284	284	Integración Spot	-1.8	-1.8
Solar	182	182	Exportación Melo	0.0	0.0
Excedentes	-33	-33	Exportación Rivera	0.0	0.0
Integración Spot	-300	-300	Imp. Rivera	0.0	0.0
Exportación Melo	0	0	Imp. Contingente Arg.	0.6	0.5
Exportación Rivera	0	0	Imp. Melo	0.1	0.2
Imp. Rivera	0	0	Total Intercambios	-1.0	-1.1
Imp. Contingente Arg.	4	3	Cargo Fijo	0.0	0.0
Imp. Melo	0	1	FALLA 1	0.3	0.3
FALLA 1	2.4	2.6	FALLA 2	0.1	0.2
FALLA 2	0.2	0.3	FALLA 3	0.2	0.2
FALLA 3	0.1	0.1	FALLA 4	0.1	0.1
FALLA 4	0.0	0.0	TOTAL Falla	0.6	0.7
TOTAL Falla	2.7	3.0	Costo Operativo País	225.9	225.1
Demanda Total	5401	5401	Costo Total País	226.6	225.8
			Cota promedio final (m)	74.16	74.04

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.
- 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)

4 ANEXOS

4.1 ANEXO 1- Información de Agentes

Luz de Mar S.A.

Fecha recibido: 14-09-2016

Los mantenimientos programados para el parque eólico Pintado son los siguientes:

- 1) Está previsto comenzar el service de dos años a finales de septiembre. Este mantenimiento se alargará hasta noviembre.
- 2) Cada turbina tendrá una parada de un día. Una vez terminado el service, no habría que realizar más trabajos hasta junio del 2017.

Fuete: Ignacio Estrada <iestrada@luzdemar.com.uy>

Estrellada S.A. (Melowind)

Fecha recibido: 31-08-2016

Mantenimientos mayores en la playa de maniobras de AT planificadas para el mes de Abril 2017 y los mantenimientos individuales en cada aerogenerador.

Fuete: Andres Borges <andres.borges@enel.com>

Astidey S.A.

Fecha de recibido: 24-08-2016

Está previsto para esa semana (s36 2016), siempre y cuando las condiciones lo favorezcan (baja generación) el mantenimiento anual del Trafo 150/30 , con lo que estaríamos realizando un corte programado de nuestro parque de aproximadamente 6 horas.

Fuete: Martín de Souza <mde Souza@astidey.com.uy>

Palmatir S.A.

Fecha de recibido: 23-08-2016

No tenemos previsto realizar ninguna parada completa por mantenimiento para el periodo mencionado.

Fuete: Juan Ignacio Moran <juan.moran@atlanticayield.com>



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Cadonal S.A

Fecha de recibido: 23-08-2016

No tenemos previstas salidas de servicio completas por mantenimiento.

Fuente: Juan Ignacio Moran <juan.moran@atlanticayield.com>

Bioener S.A.

Fecha de recibido: 22-08-2016

Indisponible desde la s40 a la s44 de 2016

Fuete: Eloy Cortizas <eloy.cortizas@bioener.com.uy>

R del Sur S.A. (Maldonado I)

Fecha de recibido: 19-08-2016

Periodo oct-16 a mar-17	PLAN MAESTRO DE ACTIVIDADES PREVISTAS DEL PE MALDONADO_I (UY)																									
	OCT				NOV				DIC				ENE				FEB				MAR					
	SEMANA																									
	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Preventivo (3MM)																										
Preventivo Menor	5	5	5	5																						
Preventivo Mayor																										5
Toma de Muestras Aceite	5	5	5	5																						5
Inspecciones de Palas desde el Suelo																										
Inspecciones preventivas Multiplicadoras																										
Revisión anual Elevadores						7	7	7	4																	
Revisión anual Líneas de Vida							5	5	5	5	5															
Revisión anual Descensores de Emergencia	5	5	5																							
Revisión anual extintores (2º año carga - 5º año ensayo)																										
Inspección de Celdas MT AEG																										
Mtto SET																										

*) Dentro del recuadro azul, se indica el número de aeros a trabajar en la semana.

Fuente: Pablo Lorente <plorente@rdelsur.com.uy>

Se consultó y corresponde a una máquina por vez, no más de 8 horas diarias, máximos 2 días seguidos de indisponibilidad.

R del Este S.A. (Maldonado II)

Fecha de recibido: 19-08-2016



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Periodo oct-16 a mar-17	PLAN MAESTRO DE ACTIVIDADES PREVISTAS DEL PE MALDONADO_II (UY)																									
	OCT			NOV					DIC			ENE		FEB			MAR									
	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Preventivo (3M)	2.5																									
Preventivo Menor						5	5	5	5	5																
Preventivo Mayor																										
Toma de Muestras Aceite						5	5	5	5	5																
Inspecciones de Palas desde el Suelo																										
Inspecciones preventivas Multiplicadoras																										
Revisión anual Elevadores																										
Revisión anual Líneas de Vida																										
Revisión anual Descensores de Emergencia									5	5	5	5	5													
Revisión anual extintores (2º año carga - 5º año ensayo)																										
Inspección de Celdas MT AEG																										
Mto SET																										

*) Dentro del recuadro azul, se indica el número de aeros a trabajar en la semana.

Fuete: Pablo Lorente <plorente@rdelsur.com.uy>

Se consultó y corresponde a una máquina por vez, no más de 8 horas diarias, máximos 2 días seguidos de indisponibilidad.



Celulosa y Energía Punta Pereira S.A. (Montes del Plata)

Fecha de recibido: 14-08-2016

Indisponible desde s19 a s20 de 2017

Fuente: Enrique Debera <enrique.debera@montesdelplata.com.uy>

Agua Leguas S.A. - Peralta I

Fecha de recibido: 12-08-2016

Las plantas Peralta I y II cuentan con 50 aerogeneradores. El mantenimiento de estos equipos se realiza uniformemente distribuido a lo largo del año. Se prevén 2200hrs de mantenimiento por año, horas que son distribuidas alternativamente entre los 50 aerogeneradores.

Adicionalmente a estos mantenimiento hay una parada anual de 8hs para trabajos en las estaciones elevadoras de Peralta I y II. Cada una de las estaciones se detendrá 8hs alternativamente. Estos trabajos están previstos para mayo del 2017.

Fuente: Rodrigo Gaya <gaya@segheliotec.com>

UPM

Indisponible hasta el 24/10/2016

4.1.1 Resumen de solicitudes de mantenimiento de unidades generadoras de UTE

CENTRALES TERMICAS	
Enviado por:	Julio Pastorin
Fecha de recepción:	13/09/2016
Solicitud de aclaración:	

PTI:

U6, 20 días, cambio chimenea, semestre en curso.

U1, 10-15 días, cambio álabes etapa 1 compresor.

U3, 10-15 días, cambio álabes etapa 1 compresor.

Cambio sistema de control: durante 2017, todas las unidades, una por vez, un mes cada una, una a continuación de la otra, más un mes las 6 unidades indisponibles. En caso de reprogramación, antelación 30 días.



CTR:

Sin requerimientos, salvo el trabajo en curso en U1.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

CENTRAL	Terra, Baygorria y Palmar
Enviado por:	Federico Sosa
Fecha de recepción:	02/09/16
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 Baygorria	CH Baygorria	CH Baygorria
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)	U1	U2	U3
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;	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
Cantidad de días previstos de mantenimiento y ventanas posibles para realización del mismo. A su vez informar preferencias de fechas.	10 días en segundo semestre de 2016	18 días en primer semestre de 2017	10 días en segundo semestre de 2016
Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de trasmisión);	Disminución de la potencia de la Central en 34 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 34 Mw	Disminución de la potencia de la Central en 34 Mw
Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad;	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
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.	Cambio de protecciones del generador	Cambio de protecciones del generador	Cambio de protecciones del generador



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Identificación del Participante o Agente solicitante (Central en el caso de UTE)	CH Terra	CH Terra	CH Terra	CH Terra	CH Terra	CH Terra	CH Terra	CH Terra	CH Terra
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)	U 4	U 1	U 2	U 3	U 4	U 1	U 2	U 3	U 4
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;	Reparación patas de apoyo del generador	Reparación del Disyuntor de la Unidad	Reparación del Disyuntor de la Unidad	Reparación del Disyuntor de la Unidad	Reparación del Disyuntor de la Unidad	Mantto Progr. Cambio Regulador de velocidad. Cambio Protecciones Eléc. Gen.	Mantto Progr. Cambio Regulador de velocidad. Cambio Protecciones Eléc. Gen.	Mantto Progr. Cambio Regulador de velocidad. Cambio Protecciones Eléc. Gen.	Mantto Progr. Cambio Regulador de velocidad. Cambio Protecciones Eléc. Gen.
Ensayos a realizarse que pueden afectar la confiabilidad o seguridad del sistema, de existir;	No corresponde	Pruebas de func. del disyuntor	Pruebas de func. del disyuntor	Pruebas de func. del disyuntor	Pruebas de func. del disyuntor	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.	15 días en el primer semestre 2017	3 días en el primer semestre 2017	3 días en el primer semestre 2017	3 días en el primer semestre 2017	3 días en el primer semestre 2017	28 días en el segundo semestre 2017	28 días en el segundo semestre 2017	28 días en el segundo semestre 2017	28 días en el segundo semestre 2017
Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de trasmisión);	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 38 Mw	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 38 Mw	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 38 Mw
Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad;	No corresponde	No corresponde	No corresponde	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;		ALSTOM GRID Argentina	ALSTOM GRID Argentina	ALSTOM GRID Argentina	ALSTOM GRID Argentina	Emerson	Emerson	Emerson	Emerson
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.						Suministro y Cambio del Reg. Vel. Contratado a empresa Emerson. Fecha propuesta por la empresa 07/08/17	Suministro y Cambio del Reg. Vel. Contratado a empresa Emerson. Fecha propuesta por la empresa 18/09/17	Suministro y Cambio del Reg. Vel. Contratado a empresa Emerson. Fecha propuesta por la empresa 23/10/17	Suministro y Cambio del Reg. Vel. Contratado a empresa Emerson. Fecha propuesta por la empresa 27/11/17



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Identificación del Participante o Agente solicitante (Central en el caso de UTE)	CH Constitución	CH Constitución	CH Constitución
Identificación del o los equipos que estarán indisponibles (unidad generadora)	U3	U2	U1
Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;	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
Cantidad de días previstos de mantenimiento y ventanas posibles para realización del mismo. A su vez informar preferencias de fechas.	16 días en el segundo semestre de 2017	25 días en segundo semestre de 2016	16 días en primer semestre de 2017
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 111 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
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;	Probable cambio de Trafos de 500 kV (bobinas nuevas)	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	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



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

CENTRAL	CTM-SG
Enviado por:	CTM
Fecha de recepción:	06/06/2016 – 18/08/2016
Solicitud de aclaración:	--/--/--
Tipo de Generación:	Hidráulica
Unidades informadas:	1 a 14

CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO ESTACIONAL DE GENERADORES

Del 01/08/2016 hasta el 31/12/2015

CTM SALTO GRANDE

Reprog. Trimestral Agosto/2016 - Octubre/2016

Máquina	Día Desde	Día Hasta	Tipo de Mantenimiento	Tarea	Día Desde	Día Hasta	Tipo de Mantenimiento	Tarea
SGDEHI03	13-11-17	28-01-18	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI04	11-01-18	12-04-18	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI07	25-01-17	27-04-17	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI08	14-11-16	11-02-17	Mantenimiento Mayor	General				
SGDEHI09	19-09-16	04-10-16	Mantenimiento Menor	General	11-11-19	27-01-20	Mantenimiento Mayor	General
SGDEHI10	19-09-16	04-10-16	Mantenimiento Menor	General	23-01-20	14-04-20	Mantenimiento Mayor	General
SGDEHI11	11-09-17	26-09-17	Mantenimiento Menor	General	12-11-18	29-01-19	Mantenimiento Mayor	General
SGDEHI12	11-09-17	26-09-17	Mantenimiento Menor	General	14-01-19	12-04-19	Mantenimiento Mayor	General

Reprograma estiaje 2016-2017:

_Unidad Generadora 08: F/Servicio desde 07/11/2016 al 04/02/2017 Mto. Mayor y desde 04/04/2017 al 21/04/2017 cambio protecciones bloque.

_Unidad Generadora 07: F/Servicio desde 06/02/2017 al 21/04/2017 Mto Mayor y cambio de protecciones.



ÍNDICE

1	RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2	HIPÓTESIS.....	4
2.1	Clima.....	5
2.2	Demanda.....	6
2.3	Precio de los combustibles.....	7
2.4	Intercambio de Energía.....	8
2.5	Excedentes.....	9
2.6	Parque generador nacional.....	9
2.7	Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:.....	10
2.8	Generación Distribuída.....	10
2.9	Red de Trasmisión.....	14
2.10	Modelo.....	14
3	PAM OCTUBRE 2016– MARZO 2017.....	16
3.1	Cronograma.....	16
3.2	Resultados.....	28
3.2.1	Respaldo no hidráulico del sistema.....	28
3.2.2	Análisis de falla.....	29
3.2.3	Evolución de la cota del lago de Bonete.....	35
3.2.4	Balance energético y costos operativos.....	37
4	ANEXOS.....	38
4.1	ANEXO 1- Información de Agentes.....	38
4.1.1	Resumen de solicitudes de mantenimiento de unidades generadoras de UTE.....	41
4.1.2	Resumen de solicitudes de mantenimiento de unidades generadoras de CTM-SG.....	45