



**PROGRAMACIÓN ANUAL DE
MANTENIMIENTO**

**Programación Anual de Mantenimiento
octubre 2015 – marzo 2016**

CONTROL DE VERSIONES

Fecha confirmado	Versión	Comentarios
01/09/2015	1	Versión preliminar
15/10/2015	2	Se corrige Gantt de mantenimiento de CTM y se corrige fecha de Ciclo Combinado (error de tipeo)

Realizado por:	
Milena Gurin	mgurin@ute.com.uy
Martín Pedrana	mpedrana@ute.com.uy
Hernán Rodrigo	hrodrigo@ute.com.uy



1. Resumen ejecutivo.

Las previsiones asociadas al fenómeno ENSO indican un sesgo hacia un régimen más lluvioso de lo normal (El Niño) para el período en estudio.

Salvando la situación de las unidades turbo vapor de Central Batlle, no se solicitan mantenimientos de larga duración (la convocatoria de unidades térmicas ha sido inferior a la media debido al buen régimen de aportes que se ha dado en el invierno). Los trabajos necesarios sobre las calderas de Central Batlle no cuentan aún con fechas confirmadas y son de aprox. 4 meses de duración para cada unidad (5ta y 6ta), por lo que se decide presentarlas indisponibles en los modelos durante todo el horizonte del estudio. Dichos trabajos pueden ubicarse en cualquier momento, una vez que se cuente con los medios necesarios. La coyuntura en Argentina y en Brasil ha llevado a modelar la exportación de excedentes por vertimiento a Argentina a 7 USD/MWh y la exportación a Brasil a través de Conversora Melo (disponible desde diciembre de 2015) por hasta 200MW durante 2016 a 60 USD/MWh superior al marginal de Uruguay, disponible sólo cuando dicho marginal sea inferior a 85 USD/MWh. En cuanto a la importación, se mantienen las hipótesis de la PES vigente (ver detalles en punto 2.4 de este informe), agregando disponibilidad de Brasil a través de Conversora Melo sólo cuando el PLD sea inferior a 145 USD/MWh y con un sobrecosto de 300 USD/MWh. En la práctica sólo se dispone de potencia desde los países vecinos en condiciones de emergencia (sistema en condiciones de despacho de Falla).

Los valores considerados para la disponibilidad de recursos de generación y de importación 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 se concluye que los mantenimientos mayores previstos no impactan en el sistema.

Se observa que:

- Las unidades CB5 y CB6 se supusieron indisponibles en todo el horizonte temporal, por lo que de resolverse la realización de los mantenimientos mayores que las unidades necesitan, los mismos podrían ubicarse en cualquier momento del período en estudio.
- Se supuso que las unidades de APR arrendadas (por unos 250MW de potencia en total) están disponibles hasta el 30/6/16. Si esta situación se modificara, se haría necesario repetir este estudio.

En virtud de las consideraciones anteriores se recomienda:

- aceptar las solicitudes de mantenimiento recibidas.

En lo que sigue de este informe se presenta el PAM y el análisis de la probabilidad de ocurrencia y profundidad del despacho de Falla.

Se utiliza la versión 113_carqueja de SimSEE. La cota mínima operativa de Central Terra se establece en 72.3m, la cota inicial del lago Bonete se estima en 81.14m para el 3/10/15. 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 realiza la simulación con crónicas sintéticas.

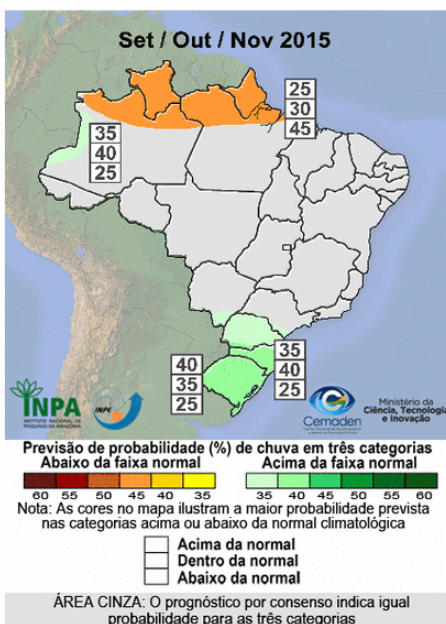
2. Hipótesis.

Las principales novedades consisten en:

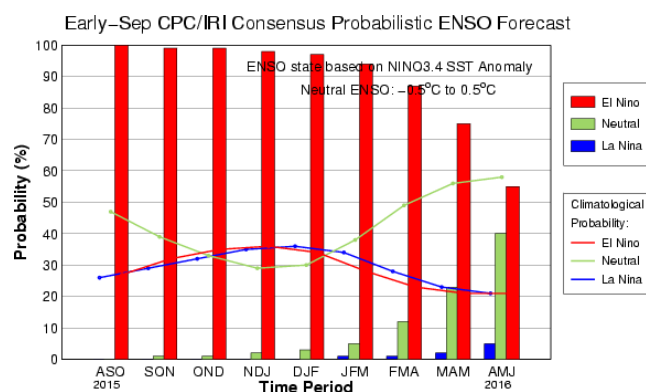
- Se actualizaron los mantenimientos de las demás unidades térmicas e hidráulicas de acuerdo a los nuevos cronogramas enviados por los responsables de las centrales.
- Se actualizó la fecha de entrada prevista para el Ciclo Combinado. TER advierte que existe incertidumbre sobre las nuevas fechas sugeridas, y el retraso podría ser mayor. No se hace un estudio de sensibilidad frente a esta variable dado que las fechas manejadas hoy en día (15/1/17 para la primera turbina) están suficientemente alejadas del fin del semestre en estudio y se supone que de existir un atraso significativo se incorporará al sistema respaldo térmico alternativo.
- Sobre los mantenimientos y disponibilidades previstos para las calderas de Central Batlle, tanto 5^{ta} como 6^{ta} unidad, no hay aún una decisión firme. Se decide hacer el estudio con estas unidades indisponibles en todo el horizonte temporal. De este modo los trabajos podrían realizarse en cualquier momento pues del estudio resulta que el sistema resiste una condición más exigente.
- Se actualizaron los cronogramas de expansión eólica y solar.
- Se usa la proyección de la demanda de la PES vigente.

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

2.1 Clima



Según CPTec para la región sudeste de Brasil la previsión indica igual probabilidad de lluvias para los tres terciles (salvo el extremo sur del estado de SP que tiene probabilidad de lluvias ligeramente por encima de la normal) y temperaturas por encima de la normal climatológica. Para la región sur, en los estados de RS SC hay mayores probabilidades de lluvias por encima de la normal climatológica y temperaturas ligeramente por encima de la normal. Sigue gráfico con previsiones del IRI con mayor alcance temporal:





PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTO

2.2 Demanda y Falla

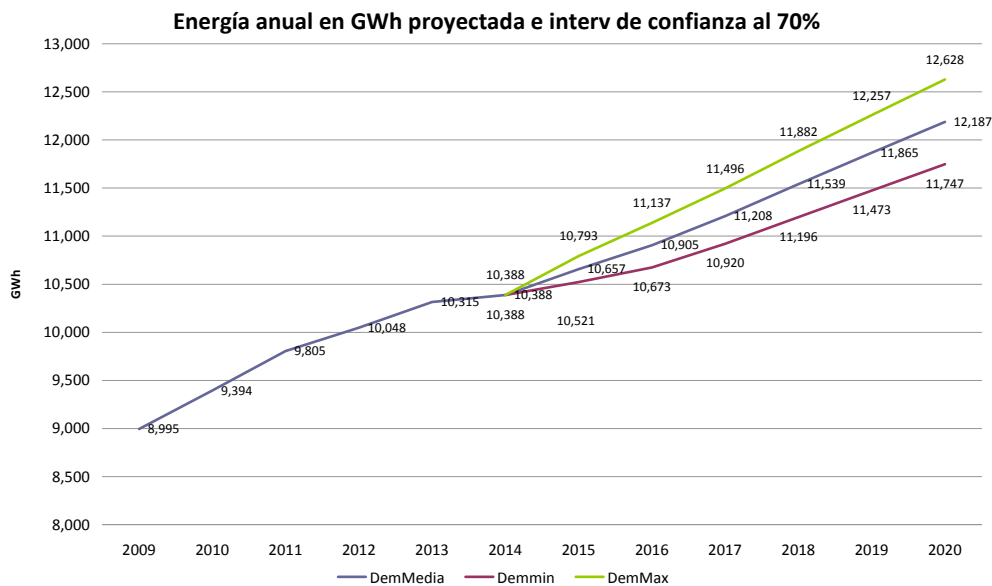
Energías en GWh							
Año	Tipo	Escenario		Escenario		Escenario	
		Base	Incremento	Bajo	Incremento	Alto	Incremento
2009	REAL	8,995	2.45%	8,995	2.45%	8,995	2.45%
2010	REAL	9,394	4.43%	9,394	4.43%	9,394	4.43%
2011	REAL	9,805	4.38%	9,805	4.38%	9,805	4.38%
2012	REAL	10,048	2.47%	10,048	2.47%	10,048	2.47%
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	10,657	2.59%	10,521	1.28%	10,793	3.90%
2016	PREVISIÓN	10,905	2.33%	10,673	1.45%	11,137	3.19%
2017	PREVISIÓN	11,208	2.78%	10,920	2.31%	11,496	3.22%
2018	PREVISIÓN	11,539	2.96%	11,196	2.53%	11,882	3.36%
2019	PREVISIÓN	11,865	2.82%	11,473	2.47%	12,257	3.16%
2020	PREVISIÓN	12,187	2.72%	11,747	2.39%	12,628	3.02%

Los datos presentados corresponden a la Programación Estacional vigente.

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.





PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTO

2.3 Precio de los combustibles

Se usan los valores de la PES vigente

REF WTI (US\$/Barril): 56			
Combustibles	U\$/m3	Densidad	U\$/T
Gasoil	547.3	0.845	647.7
Fueloil	383.2	1.030	372.0
Fueloil Motores	414.7	1.010	410.6

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.¹.

2.4 Intercambios

- Importación Argentina:

Fuera de las semanas 48 a 10 (verano) y semanas 18 a 40 (invierno)

200MW a Costo Variable como falla1 – 1 U\$/MWh (el valor de falla 1 se establece como el de CTR+10%). 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.

- Importación Brasil:

A través de Melo limitada a 200MW durante 2016, 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 usa la misma CEGH que para la importación, pero se habilita la exportación sólo cuando el marginal de Uruguay está por debajo de 85 USD/MWh y la oferta a Brasil se hace con un sobre costo de 60 USD/MWh.

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 U\$/MWh.

En la simulación los excedentes se valoran como ingresos por exportación a 7 USD/MWh.

¹ 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.

2.6 Parque generador nacional

La representación corresponde a la potencia que efectivamente las unidades entregan al sistema de trasmisión 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 agosto: en la semana 3 de 2017 se espera la entrada en servicio de la primera turbina de 177 MW, quedando para la semana 16 de 2017 el ingreso al sistema de la segunda turbina de 177MW y la combinación del ciclo para la semana 6 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 está siendo sometido a revisiones, podrían surgir eventualidades que retrasen las fechas propuestas.

Unidades APR: los 50MW 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. Los restantes 250MW continúan con contrato de arrendamiento hasta el 30/6/2016, pudiendo cancelarse con 2 meses de anticipación. Se modelan disponibles hasta el 30/6/2016.

2.1.1 Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:

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 a agosto de 2015.

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

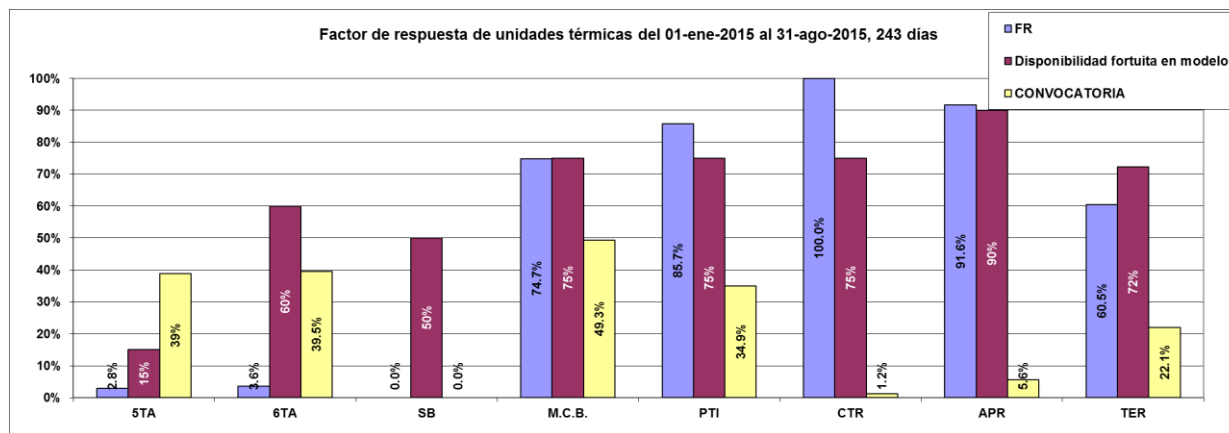


Gráfico 1

Se adoptó la siguiente tabla de valores base para la indisponibilidad fortuita.

	CBO Sala B	CBO 5ta	CBO 6ta	CBO Motores	Punta del Tigre	CTR La Tablada	APR A	APR B y C
Coef de Disponibilidad (%)	N/C	N/C	N/C	75%	75%	75%	90%	90%

Se recuerda que las calderas de Central Battle se consideraron indisponibles para este estudio.



PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTO

2.1.2 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.

BIOMASA:

NOMBRE	Las Rosas	Liderdat	ERT (Fenirol)	Bioener	Alur	Wayerhae user	Galofer	Ponlar	200 MW Biomasa: Montes del Plata	200 MW Biomasa: 1ra etapa	UPM	Arboreto (Lanas Trinidad)	Lumiganor
UBICACIÓN	MALDONADO	PAYSANDÚ	TACUAREMBÓ	RIVERA	BELLA UNIÓN	TACUAREMBÓ	TREINTA Y TRES	RIVERA	COLONIA		RIO NEGRO	FLORES	TREINTA Y TRES
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		2017		2014	2015
SEMANA DE INICIO	48	28	48	15	45	9	35	13		11		14	1
POTENCIA DISPONIBLE MW	1.0	4.9	8.8	11.5	5.0	5.0	12.5	7.0		40.00	30.00	0.60	11.40
FACTOR DE UTILIZACIÓN	15%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%		70%	100%	70%	70%
AÑO COMIENZO			2015	2015	2012	2015	2015			2017	2015	2014	2015
SEMANA COMIENZO			42	39	18	37	38			11	42	14	1
AÑO FIN			2015	2015	2015	2015	2015			2018	2015	2015	2016
SEMANA FIN			42	41	52	38	38			11	43	14	1
POTENCIA DISPONIBLE			0	0	5.0	0	0			40	0	0.6	11.4
FACTOR DE UTILIZACIÓN			0%	0%	40%	0%	0%			50%	0%	50%	50%

Montes del Plata: 70 MW



PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTO

EOLICA:

EXISTENTES			
Parque	Año	Semana	POTENCIA
AGROLAND	2008	18	0.25
CARACOLES 1	2009	6	10
CARACOLES 2	2010	25	10
CUCHILLA DEL PERALTA I	2014	19	50
ENGRAW	2012	43	3.6
JUAN PABLO TERRA	2014	31	67.2
LUZ DE LOMA	2014	34	20
LUZ DE MAR	2014	34	18
LUZ DE RIO	2014	30	50
MINAS I	2014	37	42
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	2009	48	4
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	2014	38	50
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	2014	29	7.7
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	2008	29	7.8
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	2011	17	17.2
PARQUE EÓLICO MALDONADO	2014	14	50
SANTA FE	2013	30	0.9
TALAS DEL MACIEL II	2015	1	50
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	2015	17	65.1
TALAS DEL MACIEL I	2015	23	50
PERALTA 1 GCEE	2015	28	50
PERALTA 2 GCEE	2015	31	50
MELOWIND	2015	35	50
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	2015	35	50
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	2015	37	40
TOTAL			813.75

EXPANSION			
Parque	Año	Semana	POTENCIA
con participación de UTE			
ARIAS	2017	37	35
ARIAS	2017	41	36
PALOMAS	2017	1	35
PALOMAS	2017	13	36
PAMPA	2016	40	70
PAMPA	2017	1	70
VALENTINES	2017	1	35
VALENTINES	2017	13	35
PRIVADOS			
PARQUE CERRO GRANDE	2016	29	25
PARQUE CERRO GRANDE	2016	41	25
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	2016	22	25
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	2016	34	25
PARQUE EÓLICO KIYÚ	2016	3	24
PARQUE EÓLICO KIYÚ	2016	15	24.6
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	2016	1	25
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	2016	12	25
Al Spot			
PARQUE EÓLICO JULIETA	2015	50	4
PARQUE EÓLICO ROSARIO	2015	41	9
PARQUE EÓLICO VENTUS I	2015	38	9
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	2016	3	10
PARQUE EÓLICO VILLA RODRIGUEZ	2016	26	10
PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ	2016	5	10



PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTO

Potencia Eólica acumulada:



Las fechas corresponden al ajuste realizado en Setiembre de 2015.

Otros generadores:

	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%



PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTO

FOTOVOLTAICA:

A continuación se presenta una tabla con los proyectos considerados:

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Comprometida (MW)	Estado Actual	Fecha Estimada E/S	
				Temprana	Tardía
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	21-09-2015	01-10-2015
TS	TESFERY S.A.	1	Convenio suscrito	02-11-2015	07-01-2016
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20	Convenio suscrito	15-11-2015	
EL NARANJAL	COLIDIM S.A.	50	Convenio suscrito	01-07-2016	
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16	Convenio suscrito	15-07-2016	
ABRIL	ACCONSTRUCTORA S.A.	1	Convenio suscrito		
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A.	10	Convenio suscrito		
CASALCO	CASALCO S.A. de TECNOVA RENOVABLES	1.75	Convenio suscrito		
DICANO	DICANO S.A. de TECNOVA RENOVABLES	11.25	Convenio suscrito		
FENIMA	FENIMA S.A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5	Convenio suscrito		
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A.	20	Convenio suscrito		
NATELU	NATELU S.A.	9.5	Convenio suscrito		
PETILCORAN	PETILCORAN S. A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5	Convenio suscrito		
VINGANO	VINGANO S.A.	1	Convenio suscrito		
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5	Convenio suscrito		

Fechas de entrada en servicio modeladas:

Fecha	Potencia en modelo (MW)
01-10-2015	58
15-11-2015	73
01-07-2016	123
15-07-2016	139
01-01-2017	220

2.7 Modelo

- Se utiliza la versión 113_carqueja de SimSEE.
- Fecha inicio de la simulación: 03/10/15
- La cota mínima operativa de Central Terra se establece en 72.3m
- La cota inicial del lago Bonete se estima en 81.14m
- 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 realiza la simulación con crónicas sintéticas.



**PROGRAMACIÓN ANUAL DE
MANTENIMIENTO**

3. PAM octubre 2015

Sigue un diagrama con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades térmicas de UTE en el período octubre 2015 a diciembre 2017.

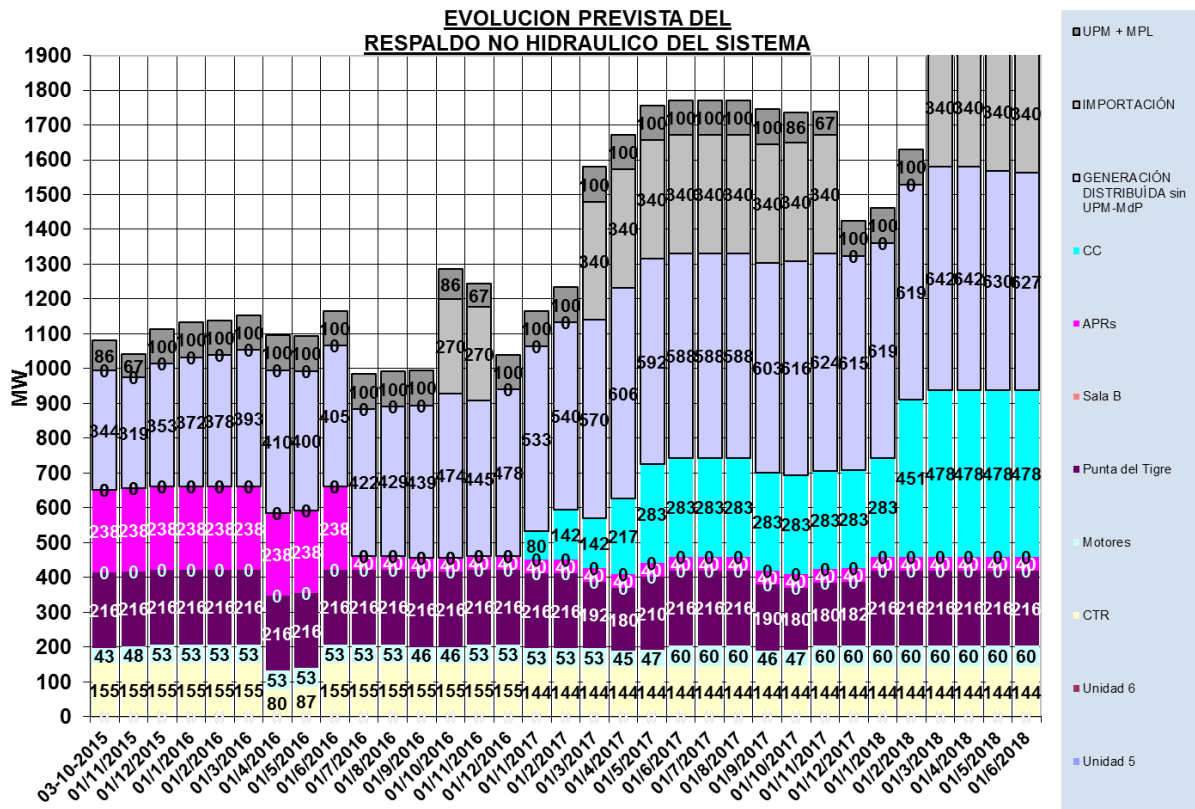
PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS DEL S.I.N. AÑO 2015													
	03-oct	10-oct	17-oct	24-oct	31-oct	07-nov	14-nov	21-nov	28-nov	05-dic	12-dic	19-dic	26-dic
	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
CBSB	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
CBU5	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
CBU6	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
CBM	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CTR1													
CTR2													
PTA1													
PTA2													
PTA3													
PTA4													
PTA5													
PTA6													



PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTO

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):

Gráfico 2





PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTO

Segue un diagrama con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades hidráulicas de UTE en el período octubre 2015 a diciembre 2017.

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES HIDRAULICOS DEL S.I.N. AÑO 2015													
	03-oct	10-oct	17-oct	24-oct	31-oct	07-nov	14-nov	21-nov	28-nov	05-dic	12-dic	19-dic	26-dic
	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
BAY1													
BAY2													
BAY3													
PAL1													
PAL2													
PAL3						X	X	X					
BON1		X	X										
BON2													
BON3													
BON4													
CTM1							X	X	X	X	X	X	X
CTM2													
CTM3													
CTM4													
CTM5													
CTM6													
CTM7													
CTM8													
CTM9													
CTM10													
CTM11													
CTM12													
CTM13													
CTM14													



PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTO

3.1 *Análisis de mantenimientos mayores de Trasmisión*

No se tiene confirmada la fecha para los trabajos de mantenimiento sobre los interruptores de 500kV de la subestaciones del SIN.

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

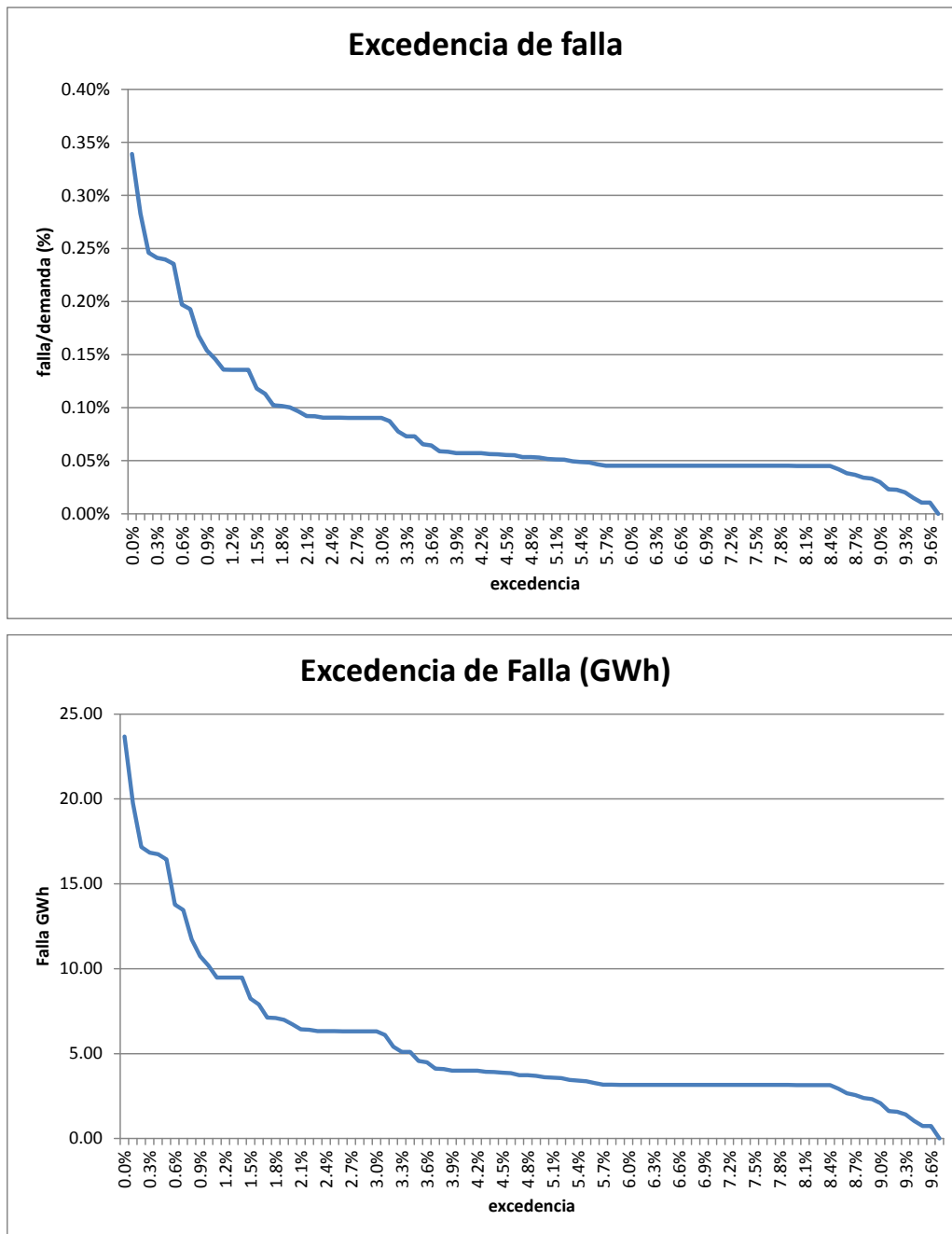
Interruptor 2-15	Central Palmar U1
Interruptor 3-15	Central Palmar U2
Interruptor 3-25	-
Interruptor 3-35	Central Palmar U2 y U3
Interruptor 4-15	Central Palmar U2 y U3

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

3.2 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 2015 marzo 2016.

Ilustración 3-1



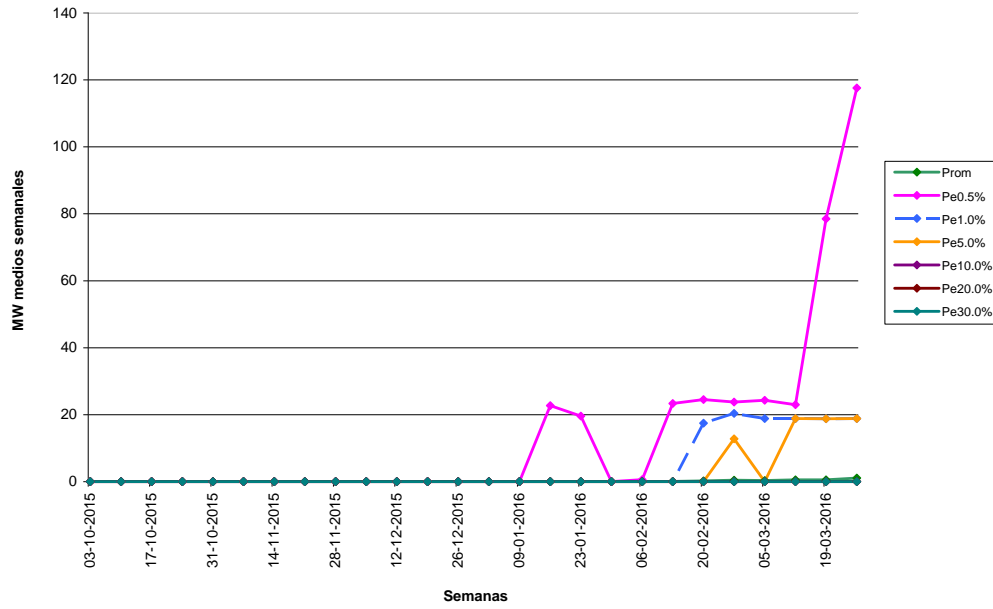
A continuación se presentan gráficamente las curvas de excedencia de falla semanal.



PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTO

Ilustración 3-2

Excedencia semanal de Falla



3.3 Evolución de la cota del lago de Bonete

Ilustración 3-3: caso sin CVaR

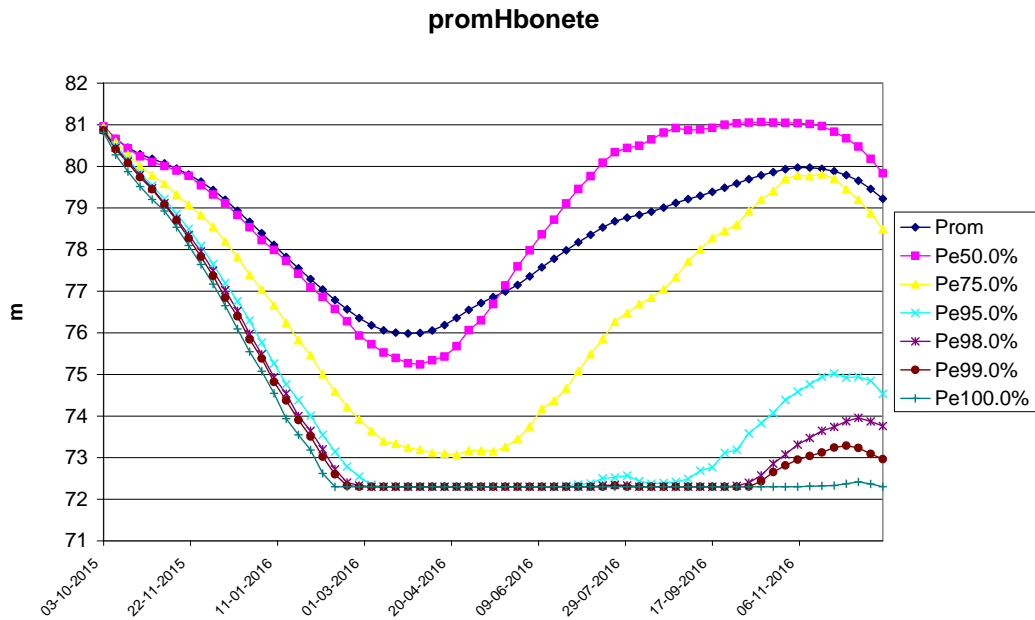
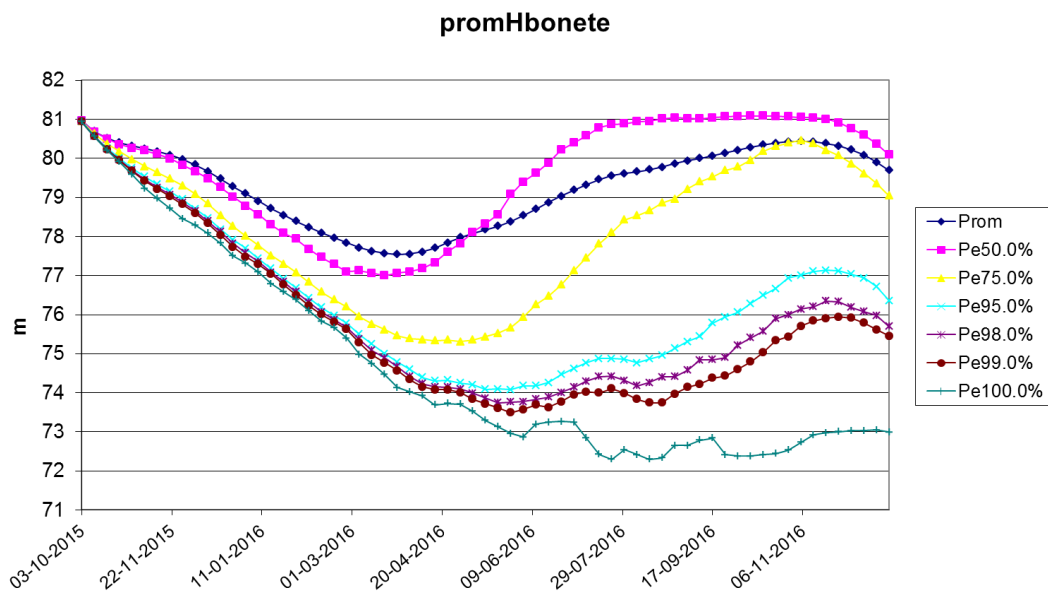


Ilustración 3-4: caso con CVaR



3.4 Balance energético y costos

Tabla 3-1: caso sin CVaR

BALANCE ENERGÉTICO Y COSTOS

PAM oct 2015-
marzo 2016

SimSEE

semana 40 de 2015 a 13 de 2016

GENERACIÓN (GWh)	SimSEE
Terra	503
Baygorria	317
Palmar	989
Rio Negro	1809
Salto Grande	2299
Total Hidráulica	4108
Batlle 5ª Unidad	0
Batlle 6ª Unidad	0
Batlle Sala B	0
Ciclo Combinado	0
PTA TGE GO	304
CTR	11
APR	98
Motores	132
Total Térmica	545
Imp. Rivera	0
Imp. Contingente Arg.	0
Imp. Melo	2
Eólica UTE	176
Eólica privados	1644
Eólica Total	1820
GEN DIST (biomasa+fósil+MdP)	636
UPM	167
Solar	79
Excedentes	-353
Exportación Melo	-24
FALLA 1	1.2
FALLA 2	0.6
FALLA 3	0.4
FALLA 4	0.1
TOTAL Falla	2.3
Demanda Total	6982

COSTO (MUS\$)	SimSEE
Batlle 5ª Unidad	0.0
Batlle 6ª Unidad	0.0
Batlle Sala B	0.0
Motores FO	13.8
Térmico Fuel oil	13.8
Ciclo Combinado	0.0
Térmico GN	0.0
PTA GO	46.9
CTR	2.1
APR	16.3
Térmico gas oil	65.3
Total Térmico	79.1
Salto Grande	23.0
Imp. Rivera	0.0
Imp. Contingente Arg.	0.0
Imp. Melo	0.6
Eólica privados	131.5
GEN DIST (biomasa+fósil+MdP)	57.2
UPM	24.2
Solar	7.1
Excedentes	-0.4
Exportación Melo	-1.6
Cargo Fijo	24.6
Total Intercambios	-1.4
Total Autop + otros	88.6
FALLA 1	0.3
FALLA 2	0.3
FALLA 3	1.0
FALLA 4	0.4
TOTAL Falla	2.0
Costo Operativo UTE	345.3
Costo Operativo País	322.3
Costo Total UTE	347.3
Costo Total País	324.3
Cota promedio final (m)	77.15

Tabla 3-2: caso con CVaR

SimSEE CVaR		PAM oct 2015- marzo 2016	
semana 40 de 2015 a 13 de 2016			
GENERACIÓN (GWh)	SimSEE	COSTO (MUS\$)	SimSEE
Terra	478	Battle 5ª Unidad	0.0
Baygorria	287	Battle 6ª Unidad	0.0
Palmar	904	Battle Sala B	0.0
Rio Negro	1669	Motores FO	18.2
Salto Grande	2299	Térmico Fuel oil	18.2
Total Hidráulica	3968	Ciclo Combinado	0.0
Battle 5ª Unidad	0	Térmico GN	0.0
Battle 6ª Unidad	0	PTA GO	60.3
Battle Sala B	0	CTR	0.7
Ciclo Combinado	0	APR	22.6
PTATGE GO	391	Térmico gas oil	83.6
CTR	4	Total Térmico	101.8
APR	136	Salto Grande	23.0
Motores	175	Imp. Rivera	0.0
Total Térmica	705	Imp. Contingente Arg.	0.0
Imp. Rivera	0	Imp. Melo	0.0
Imp. Contingente Arg.	0	Eólica privados	131.5
Imp. Melo	0	GEN DIST (biomasa+fósil+MdP)	57.3
Eólica UTE	176	UPM	24.2
Eólica privados	1644	Solar	7.1
Eólica Total	1820	Excedentes	-0.4
GEN DIST (biomasa+fósil+MdP)	636	Exportación Melo	-1.3
UPM	167	Cargo Fijo	24.6
Solar	79	Total Intercambios	-1.7
Excedentes	-374	Total Autop + otros	88.6
Exportación Melo	-19	FALLA 1	0.1
FALLA 1	0.3	FALLA 2	0.0
FALLA 2	0.0	FALLA 3	0.0
FALLA 3	0.0	FALLA 4	0.0
FALLA 4	0.0	TOTAL Falla	0.1
TOTAL Falla	0.3	Costo Operativo UTE	367.9
Demanda Total	6982	Costo Operativo País	344.9
		Costo Total UTE	368.0
		Costo Total País	345.0
		Cota promedio final (m)	78.38

Nota: a los efectos de valorar la falla se tomaron los valores decretados por el P.E. (CTR+10% para el primer escalón, 600 U\$\$/MWh para el segundo, 2400 U\$\$/MWh para el tercero y 4000 U\$\$/MWh para el cuarto).



PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTO

ÍNDICE

1. RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2. HIPÓTESIS.....	3
2.1 Clima.....	3
2.2 Demanda y Falla.....	4
2.3 Precio de los combustibles.....	5
2.4 Intercambios.....	5
2.5 Excedentes.....	5
2.6 Parque generador nacional.....	6
2.7 Modelo.....	10
3. PAM OCTUBRE 2015.....	11
3.1 Análisis de mantenimientos mayores de Trasmisión.....	17
3.2 Análisis de falla.....	18
3.3 Evolución de la cota del lago de Bonete.....	20
3.4 Balance energético y costos.....	21