



Programación Estacional Febrero – Abril 2013

CONTROL DE VERSIONES

Fecha confirmado	Versión	Comentarios
11/04/2013	2	Versión aprobada con nuevos valores de falla por decreto
22/02/2013	1	Versión preliminar con valores de falla propuestos



1.- Resumen ejecutivo.

Se recalcula la política estacional, atendiendo a lo dispuesto en la última sesión de 2012 del Directorio de ADME:

- en relación a las proyecciones del plan de expansión del parque generador y la representación de la falla que se tomaron según información recibida de DNE.
- no se usa la CAR en el modelo.
- se utiliza el modelo SIMSEE.

Además se actualiza la proyección de la demanda, los costos de los derivados del petróleo y el plan de mantenimientos. El resto de las hipótesis corresponden a las usadas para la programación estacional Noviembre 2012- Abril 2013.

Las hipótesis más relevantes a los efectos de valorar el embalse de G. Terra corresponden a los siguientes supuestos:

- Se analiza el escenario de demanda media previsto en enero de 2013.
- Falla: Se usa la siguiente representación:

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	6276	339.5
Entre 2 y 7	11481	600
Entre 7 y 14.5	45924	2400
Entre 14.5 y 100	76540	4000

- Se asume un precio de referencia del barril de petróleo correspondiente a WTI 95 US\$/barril o BRENT 114 U\$/bbl (spread WTI – BRENT en la última semana de enero de 2013).
- Se actualizó el cronograma de entrada de generación distribuida.
- Generación adicional: se incorporan unidades TG (un total de 200 MW instalados, 176MW efectivos) a partir de abril de 2013 (semana 14). Se actualiza la fecha de entrada en servicio de las turbinas del Ciclo Combinado para la semana 36 de 2014 y 44 del mismo año, combinándose el ciclo en la semana 14 de 2016.
- El trabajo en 500kV que indisponde generación en PTA por una semana se modeló durante la semana 15 de 2013 (abril) según información recibida del equipo de proyecto.

Además de la corrida con SimSEE para el caso base antes descrito, se corren dos casos con el modelo EdF:

- el caso base
- mismas hipótesis del caso base pero utilizando la representación de la falla que se viene usando hasta ahora para el simular el despacho físico (mismo ancho de los

escalones que la propuesta del caso base pero con los costos de falla 3 y 4 en 4800 y 8000 U\$/MWh) y en la simulación se considera que:

- se realiza el despacho de fuentes de generación por seguridad y calidad de abastecimiento.
- se utiliza 72,3 metros como cota mínima de la represa Dr. Gabriel Terra.

2.- Hipótesis

Las hipótesis del estudio fueron definidas considerando su relevancia en función del impacto estimado en el período estacional en curso.

Podrían existir limitaciones en el consumo de Gas Oil, sobre todo en el período previo a mayo o junio de 2013 (cuando se habilitaría la recepción en Terminal del Este) y en situaciones de baja hidráulicidad persistentes. Estos casos, de darse, se analizarán a la luz de las salidas del modelo en condiciones irrestrictas y con las hipótesis manejadas en este informe.

2.1.- Demanda y Falla

2.1.1.- Previsión de demanda

AÑO	Energía entregada a Trasmisión (GWh)	Tasa de CRECIMIENTO	Pérdidas TOTALES	Energía Vendida GWh	Tasa de CRECIMIENTO
2012	10,047	2.47%	18.88%	8,151	2.45%
2013	10,566	5.16%	18.79%	8,580	5.27%
2014	10,954	3.68%	18.54%	8,923	3.99%
2015	11,371	3.80%	18.54%	9,262	3.80%
2016	11,802	3.80%	18.54%	9,614	3.80%
2017	12,251	3.80%	18.54%	9,980	3.80%

(*) para estimar la Generación del período 2013 - 2017 se utilizó un modelo econométrico trimestral

HIPOTESIS de trabajo

- 1) Se tomaron temperaturas medias para las previsiones de los años 2013-2017.
- 2) Tasa de crecimiento estimadas del PIB: para el 2012 4%, para el 2013 3,7% y para el 2014 3,6% (fuente CINVE) y para el período 2015-2017 4%.
- 3) No se considera el nuevo Plan de sustitución de lámparas incandescentes por LFC
- 4) No se simularon restricciones de energía en 2013-2017.
- 5) Se prevé alcanzar un nivel de pérdidas totales del orden de los valores anteriores a la crisis económica del 2002
- 6) La Energía Generada es la entregada a Trasmisión.
- 7) No se incluyó la demanda del futuro emprendimiento Aratirí
- 8) Montes del Plata en la medida que ya su obra está en funcionamiento su demanda ya es recogida por el modelo y no es necesario adicionar en forma exógena.
- 9) Se supone que las tarifas de UTE se mantienen constantes en términos reales en el período proyectado.

2.1.2.- Representación de la falla

Se muestra a continuación la representación de la falla (el valor de Falla 1 se ajustará un 10% superior al costo de generación a gas oil de una central de referencia del tipo de CTR).

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	6276	339.5
Entre 2 y 7	11481	600
Entre 7 y 14.5	45924	2400
Entre 14.5 y 100	76540	4000

Tipo de cambio: 19.135

BCU interbancario vendedor al 21/02/2013

2.2.- Combustibles Líquidos

El barril de crudo WTI se encuentra aproximadamente a 95 USD/barril y el BRENT a 114 U\$\$/bbl. Se decide tomar esta referencia en base a la horizontalidad de las curvas de previsión de la EIA para lo que queda del período estacional.

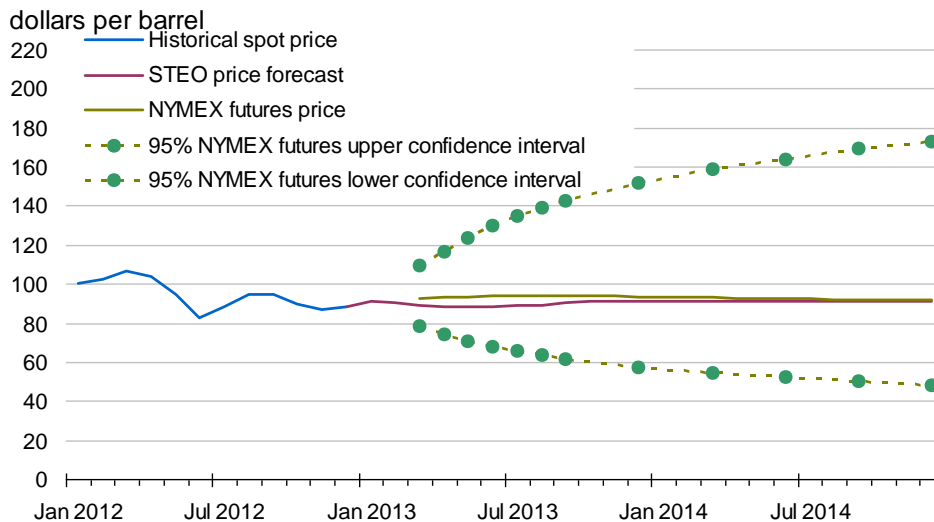
A partir de estos valores se estima un diferencial por tipo de combustible derivado y se incorporan los costos de internación proporcionados por ANCAP. Se toman valores ligeramente superiores a los registrados durante la semana 4 de 2013, en la que el WTI estuvo a 95 U\$\$/bbl y el BRENT a 114 U\$\$/bbl.

Valores resultantes:

Precio de combustible derivado (WTI / BRENT (USD/barril))	95 / 114
Fuel Oil (USD/Ton)	677
Gas Oil (USD/m3)	900
Fuel Oil Motores (USD/Ton)	737

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

West Texas Intermediate (WTI) Crude Oil Price

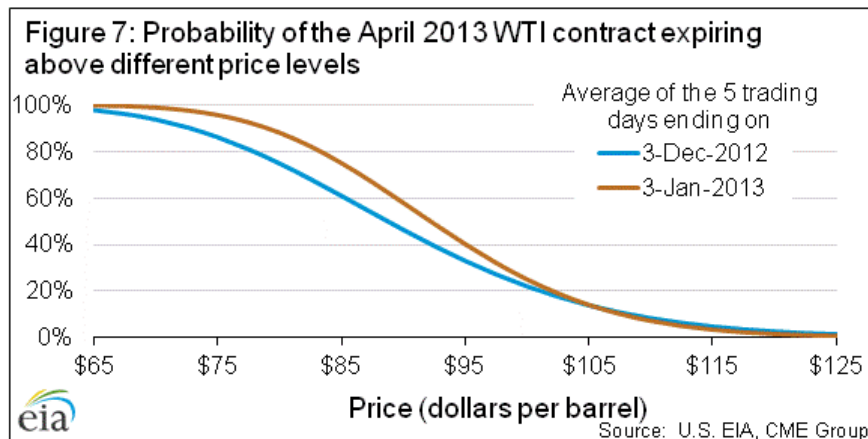


Note: Confidence interval derived from options market information for the 5 trading days ending January 3, 2013. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options contracts.

Source: Short-Term Energy Outlook, January 2013



De la misma fuente de información se obtienen las probabilidades de superación de cierto valor.



2.2.1.- Restricciones de abastecimiento

No se representan limitaciones en el abastecimiento de combustible durante el período de tiempo a considerar. Sin embargo podrían existir limitaciones en el suministro de gas oil en ciertos períodos de tiempo y en condiciones de baja hidraulicidad. En particular, si antes de mayo de 2013 (fecha en la que se estima estaría disponible la recepción de gas oil en Terminal del Este) se dieran escenarios de alto consumo, en el orden de lo que despacha el modelo en crónicas con 15% de excedencia, la logística no podría atender la demanda de gas oil. Por otra parte los resultados son muy sensibles a que la operativa en Terminal del Este esté disponible efectivamente en mayo para atender el posible incremento en el consumo del respaldo adicional de 200MW de unidades Turbo Gas. De haber cambios en estas variables debería repetirse el estudio.

2.2.2.- Gas Natural.

No se representa gas natural disponible como combustible para la central de generación de Punta del Tigre debido a lo escaso y aleatorio del suministro.

2.3.- Parque térmico

2.3.1.- Datos técnicos.

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

Se considera la planta de ciclo combinado a instalar en Punta del Tigre. Se pospuso para setiembre de 2014 (semana 36) la entrada en servicio de la primera turbina, quedando para la semana 44 de 2014 el ingreso al sistema de la segunda turbina y la combinación del ciclo (incrementándose la potencia a 500 MW, con un rendimiento a plena carga de 52.5%, una disponibilidad del 90% y una vida útil de 20 años, costos operación y mantenimiento aproximadamente 5 USD/MWh) se prevé para abril de 2016 (semana 16).

Valores a ingresar en el modelo, WTI 95 U\$S/bbl							
Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	PminTH (MW)	Consumo específico carga pleno gr/kWh	Consumo específico carga mínima gr/kWh	Variable no combustible (U\$S/MWh)	Variable Total pleno U\$S/MWh	Variable Total mínimo U\$S/MWh
C. Battle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	12.20	177.7	177.7
C. Battle Sala B	50.0	20.0	359.56	471.50	10.74	254.2	329.9
C. Battle Unidad 5	77.0	20.0	283.84	346.90	13.51	205.7	248.4
C. Battle Unidad 6	113.0	30.0	289.68	374.90	12.09	208.2	265.9
PTA	48.0	15.0	224.64	348.19	8.71	248.0	379.6
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	4.22	308.6	628.1
TGAA	20.0	10.0	375.43	469.29	3.70	403.6	503.5
PTB - ciclo combinado	170.0	30.0	241.10	241.10	3.50	260.3	260.3
APR	22.0	0.25	238.90	5434.98	10.00	264.4	5798.7
Motores MVA, MVB	50.0	1.0	250.00	250.00	12.50	278.8	278.8

2.3.2.- Coeficiente de disponibilidad de las unidades generadoras:

- En cuanto a las unidades de generación hidráulicas se propone mantener los valores estándar utilizados en programaciones anteriores, 99%.
- Con respecto a las unidades de generación térmica se resuelve conservar los valores de disponibilidad que se usaron en el PAM de setiembre 2012. Se adjunta el cuadro de valores reales registrados en el período enero 2012 - agosto 2012 y que contiene los valores adoptados (violeta).

Factor de respuesta de unidades térmicas TV

Fecha inicio	01-01-2012		días		244																	
Fecha fin	31-08-2012																					
	5TA	6TA	SB	M.C.B.	PTI1	PTI2	PTI3	PTI4	PTI5	PTI6	CTR1	CTR2	TGAA	APR	TV	PTI	CTR	TGs	TER			
E Convocado GWh	451.5	661.8	223.3	469.1	262.9	261.5	254.1	257.0	247.8	246.0	447.2	445.9	29.7	14.3	1805.6	1529.3	893.1	2436.6	4257.6			
E Generado GWh	356.2	538.7	143.1	405.4	209.9	216.3	226.0	220.4	205.5	159.3	85.2	375.4	16.1	14.2	1443.3	1237.5	460.6	1712.3	3157.5			
P Conv (MWmed)	77.1	113.0	38.1	80.1	44.9	44.7	43.4	43.9	42.3	42.0	76.4	76.1	5.1	2.4	308.3	261.1	152.5	416.1	727.1			
P Gen (MWmed)	60.8	92.0	24.4	69.2	35.8	36.9	38.6	37.6	35.1	27.2	14.6	64.1	2.7	2.4	246.5	211.3	78.7	292.4	539.2			
FR	78.9%	81.4%	64.1%	86.4%	79.8%	82.7%	89.0%	85.8%	83.0%	64.8%	19.1%	84.2%	54.2%	98.9%	79.9%	80.9%	51.6%	70.3%	74.2%			
Disponibilidad fortuita en modelo	70%	70%	60%	85%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	50%	95%		80%	80%		76%			
POTENCIA MODELO	77	115	49	80	48	48	48	48	48	48	102	102	15	88					828			
CONVOCATORIA	100%	98.3%	77.8%	100.0%	93.5%	93.0%	90.4%	91.4%	88.2%	87.5%	74.9%	74.7%	33.8%	2.8%		90.7%	74.8%		87.8%			

Se observa que CTR1 estuvo indisponible forzada desde 19/02/2012, en el modelo las indisponibilidades forzadas de larga duración se representan directamente indisponiendo la unidad y por tanto se toma como valor representativo de indisponibilidad fortuita el correspondiente al F.R. de CTR2.

- 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	TGAA
Coef de Disponibilidad (%)	60%	70%	70%	85%	80%	80%	50%



2.3.3.- Mantenimiento programado

De acuerdo a las solicitudes de mantenimiento presentadas por los generadores se representa el mantenimiento programado según el siguiente detalle tanto para optimización como para simulación.

2.3.3.1.- Unidades de Generación Térmica de UTE

En la figura siguiente se indica el plan de mantenimiento programado aprobado para el período setiembre 2012 - mayo 2013 de las unidades térmicas de UTE, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- En la Central Motores de Central Batlle continúa indisponible la unidad 7 sin fecha de retorno informada en este momento.
- La unidad 6 de PTA se encuentra indisponible forzada. El tiempo de reparación se estima entre 2 y 4 meses. Se representó indisponible hasta la semana 21.
- CTRs: los trabajos sobre la unidad 1 terminaron. La unidad se encuentra disponible.
- CB5: se encuentra pendiente el lavado químico, que se había programado para marzo de 2012 y ha sufrido varias reprogramaciones, se haría en marzo de 2013 (desde el 1 al 22 de marzo).
- CB6: se encuentra pendiente la realización del mantenimiento mayor de 3 meses de duración con inicio previsto anteriormente en setiembre u octubre de 2012. Se estima que no se podría realizar antes de marzo de 2013 por complicaciones en el proceso licitatorio. Se reprogramará para setiembre de 2013 por 120 días, iniciando antes si las condiciones de la unidad lo hacen impostergable y se cuenta con los recursos para hacer los trabajos.
- Sala B: existe un mantenimiento rutinario programado para abril que se desplaza 15 días debido al trabajo en 500kV en la obra de la Estación Brujas, que requiere la línea PAL-MVB500.

2.4.- Parque hidráulico

Centrales hidráulicas del Río Negro

Los trabajos previstos sobre las unidades hidráulicas no tendrán impacto significativo sobre el sistema debido a su duración y flexibilidad en las ventanas temporales solicitadas (es posible ubicarlos en momentos propicios para el sistema).

Central Salto Grande

No se representan los mantenimientos de las unidades de esta central por realizarse los mismos durante el período de estiaje del río Uruguay (noviembre- febrero) y con dos unidades por año no simultáneas. No se afecta la potencia disponible de dicha central.

Coefficientes de disponibilidad 99% para todas las centrales.

2.5.- Generación Distribuida

La generación distribuida fue representada mediante una potencia equivalente, 100% de disponibilidad y costo nulo. 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.

A continuación se presenta el detalle usado en el escenario de referencia.

BIOMASA:

CARACTERIZACIÓN	NUMERACIÓN	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	26
	NOMBRE	Las Rosas	Liderdat	ERT (Fenirol)	Bioener	Alur	Wayerhaeuser	Galofer	Ponlar	200 MW Biomasa : Montes del Plata	200 MW Biomasa : 1ra etapa	UPM
AÑO DE INICIO	2004	2010	2009	2010	2010	2010	2010	2010	2012	2013	2014	
SEMANA DE INICIO	48	28	48	15	45	9	35	13	32	1		
POTENCIA DISPONIBLE MW	1.0	4.9	8.8	11.5	5.0	5.0	12.5	7.0	60.0	40.00	30.00	
FACTOR DE UTILIZACIÓN	15%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	100%	70%	95%	

RANGO 1	AÑO COMIENZO	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2013	2014	2012
	SEMANA COMIENZO	1	1	1	1	18	1	1	13	32	1	36
	AÑO FIN	2012	2012	2012	2012	2015	2012	2012	2012	2013	2014	2012
	SEMANA FIN	52	52	52	52	52	52	52	52	35	52	52
	POTENCIA DISPONIBLE	1.0	4.85	8.8	11.5	5.0	5	12.5	7	45	40	10
	FACTOR DE UTILIZACIÓN	5.00%	40%	50%	50%	40%	50%	70%	20%	100%	50%	100%



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

EOLICA:

Agroland	Nuevo Manantial 1	Caracoles 1	Nuevo Manantial 2	Kentilux	Caracoles 2	Libertador 2 (Ex Amplin 2)	Libertador 3 (Ex Amplin 3)	Luz de Mar	Luz de Loma (ex Fortuny)	Kentilux Ampliación	Nuevo Manantial 3	Fingano	Jistok	Palmatir	Luz de Río	Gemsa	Agua Leguas	Polesine	Estrellada	Molino de Rosas	Astidey	R del Sur	Libertador 4	Vientos de Pastoreale	Grupo Cobra Uruguay	Vengano	UTE- Electrobras Rosendo Mendoza	UTE Leasing 1 - Juan Pablo Terra	UTE Leasing 2 - Paloma Salto
2008	2010	2009	2009	2011	2010	2015	2015	2014	2014	2012	2014	2015	2015	2014	2014	2014	2014	2014	2015	2015	2015	2014	2015	2016	2015	2015	2014	2014	2015
18	36	6	48	14	25	14	14	10	10	49	23	14	14	10	14	23	30	23	10	45	36	12	32	1	23	27	26	36	12
0.3	9.0	10.0	4.0	10.0	10.0	7.5	7.5	18.0	20.0	7.20	5.00	50.0	50.00	50.00	42.00	100.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	49.20	48.60	40.00	65.00	67.50	100.00	
20%	15%	40%	18%	35%	40%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%
2012				2012				2014	2014					2014	2014	2014	2014	2014				2014					2014	2014	2015
1				14				10	10					10	14	23	30	23				12					26	36	12
2012				2012				2014	2014					2014	2014	2014	2014	2014				2014					2014	2015	2015
52				14				26	26					25	30	36	52	41				23					52	12	40
0.3				8				9	10					25	25	21	50	25				25					32.5	33.75	50
10%				40%				35%	35%					35%	35%	35%	35%	35%				35%					35%	35%	35%

Las fechas se ajustaron en base a datos recibidos de la DNE y en consulta con generación de UTE para los parques propios de UTE.

Se representa en el primer cuadro de cada planilla la potencia disponible y el factor de utilización que se tendría en el largo plazo. Para representar el ingreso paulatino de potencia a medida que avanzan las obras o para representar mejor el factor de utilización en el corto plazo se indican en el segundo cuadro las potencias y el factor de utilización para las fechas más cercanas.

A grandes rasgos, los cambios respecto a la programación realizada en noviembre son:

PES Noviembre 2012

parque	sem	año	potencia(MW)
Llamado 150 MW Eólica (Fingano, Jistok, Palmatir)	33	2014	150
Amplín 2 (Libertador 2)	30	2014	7.5
Amplín 3 (Libertador 3)	30	2014	7.5
Luz de Mar	36	2013	9.1
Luz de Loma (ex Fortuny)	18	2013	20
Llamado 150 MW eólica Ampliación (Agua Leguas, Luz de Río, Gemsa)	22	2015	192
Llamado 400 MW eólica Ampliación (Astidey, Estrellada, Molino de Rosas, Libertador 4, Polesine, Rdel Sur, Grupo Cobra Uruguay, Vengano, Pastorable)	27	2015	440
Kentilux Ampliación	9	2013	7.2

RePES enero 2013

parque	sem	año	potencia(MW)
Libertador 2 (Ex Amplín 2)	14	2015	7.5
Libertador 3 (Ex Amplín 3)	14	2015	7.5
Luz de Mar	10	2014	18
Luz de Loma (ex Fortuny)	10	2014	20
Kentilux Ampliación	49	2012	7.2
Nuevo Manantial 3	23	2014	5
Fingano	14	2015	50
Jistok	14	2015	50
Palmatir	10	2014	50
Luz de Río	14	2014	50
Gemsa	23	2014	42
Agua Leguas	30	2014	100
Polesine	23	2014	50
Estrellada	10	2015	50
Molino de Rosas	45	2015	50
Astidey	36	2015	50
R del Sur	12	2014	50
Libertador 4	32	2015	50
Vientos de Pastorable	1	2016	49.2
Grupo Cobra Uruguay	23	2015	48.6
Vengano	27	2015	40
UTE-Electrobras - Rosendo Mendoza	26	2014	65
UTE Leasing 1 - Juan Pablo Terra	36	2014	67.5
UTE Leasing 2 - Paloma Salto	12	2015	100

FOSIL:

NOMBRE	UTE Diesel	Zendaleather
AÑO DE INICIO	2005	2008
SEMANA DE INICIO	1	6
POTENCIA DISPONIBLE MW	6.0	3.20
FACTOR DE UTILIZACIÓN	2%	25%

Los factores de utilización utilizados para representar la potencia equivalente de los generadores distribuidos fueron los siguientes:

Generador	F.U. en el primer año simulado	F.U. en el largo plazo
Las Rosas	5%	15%
Liderdat	40%	70%
ERT (Fenirol)	50%	70%
Bioener	50%	70%
Alur	40%	70%
Wayerhaeuser	50%	70%
Galofer	70%	70%
Ponlar	20%	70%
Montes del Plata (60 MW netos a partir de 2013)	100%	100%
200 MW Biomasa: 1ra etapa	50%	70%
200 MW Biomasa: 2da etapa	50%	70%
UPM (30 MW)	95%	95%
Agroland	10%	20%
Nuevo Manantial 1	15%	15%
Caracoles 1	40%	40%
Nuevo Manantial 2	18%	18%
Llamado 150 MW (Eólica I)	35%	35%
Caracoles 2	40%	40%
Amplin 2	35%	35%
Amplin 3	35%	35%
Kentilux	35%	35%
Luz de Mar	35%	35%
Luz de Loma (antes Fortuny)	35%	35%
Llamado 150 MW eólica Ampliación (Eólica 2)	35%	35%
Llamado 400 MW (Eólica 2.5)	35%	35%
Kentilux Ampliación	35%	35%
UTE Diesel	2%	2%
Zendaleather	25%	25%

FOTOVOLTAICA:

Se espera la instalación de plantas según el siguiente cronograma:

- 1 MW julio de 2014
- 5 MW setiembre de 2014
- 30 MW marzo de 2015

2.6.- Red de Trasmisión

El cambio de conexión de la Central Punta del Tigre a la nueva estación Brujas 500kV se postergó. Este trabajo indisponde completamente la extracción de potencia de esta central por un período de a lo sumo una semana. Se instalará una línea de emergencia. En definitiva, durante la semana 15 de 2013 (abril) estará indisponible la generación instalada en PTA. Las restricciones de red a la salida de potencia desde PTA que actualmente es de unos 470MW se levantarán al terminar las obras en 500kV, cuya fecha definitiva se encuentra hoy en revisión por el equipo de proyecto.

2.7.- Comercio internacional**2.7.1.- Intercambios de Energía:****Importación Contingente:**

Para el año 2012 y 2013 se supondrá sin respaldo de importación de Argentina.

Alcanzado el invierno de 2014 (semana 18) y en adelante se supondrán (se supone que a partir de esa fecha la situación en Argentina haya mejorado y además existiría alguna disponibilidad a través de la convertora de Melo desde Brasil):

- 200MW con 65% de disponibilidad (semanas 1 a 17 y 41 a 52).
- se retoma el modelado de 140MW con 50% de disponibilidad entre las semanas 18 y 40.

Con respecto a la importación de Brasil por Rivera, se supondrá disponible una potencia de 70MW sólo en horas de valle con 90% de disponibilidad a un precio de PTA más 10% fuera del invierno (semanas 1 a 17 y 41 a 52).

Modelado de Importación**Optimización y simulación**

- Importación total a través de Argentina año 2012 y 2013
No se representó disponibilidad.
- Importación total a través de Argentina (desde la semana 18 de 2014 en adelante)
Semanas 1 a 17 y 41 a 52
200MW a Costo Variable de CTR+10% U\$/MWh salvo que este valor supere falla 1 en cuyo caso se utiliza el valor falla1 – 1.
65% de disponibilidad en todos los postes de demanda.
- Importación en invierno (Argentina y Melo)
Semanas 18 a 40
140MW a Costo Variable de CTR+10% U\$/MWh salvo que este valor supere falla 1 en cuyo caso se utiliza el valor falla1 – 1.
50% de disponibilidad en todos los postes de demanda.
- Importación a través de Convertora de Rivera (en todo el horizonte temporal)
Semanas 1 a 17 y 41 a 52 en horas valle (poste 4)
70 MW a costo de PTA +10%
90% de disponibilidad

Exportación

Optimización: no disponible

Simulación: Se permite sólo la exportación de excedentes de energía hidráulica no embalsable en las siguientes condiciones:



Potencia máxima de exportación, 500 MW en todos los postes.

Precio 1 US\$/MWh.

2.8.- Simulación: Cotas de inicio y otros

- Semana inicio 7/2013 (09/02/2013).
- Cotas de inicio
Terra: 78.16 m (estimada)
- **Resultados Período de Simulación:** Semanas 07/2013 a 18/2013.
- **Período de Optimización:** 2013-2016
- **Otras hipótesis:** El Embalse de la CHGT se discretiza en 8 pasos de stock, entre las cotas: 72.30 y 81.00m
- **Versión de Programa Murdoc/Murvagua:** 7.9
- **Versión de Programa SimSEE:** 3.75_CHAOS

3.- Resultados de la operación esperada con SimSEE

A continuación se analizan los resultados obtenidos para el caso base (demanda media, petróleo 95 USD).

3.1.- Política de operación de largo plazo de la central G. Terra (SimSEE)

La política de operación de largo plazo de la central G. Terra consiste en los valores del agua obtenidos de la optimización dada por el modelo de largo plazo con un mínimo valor que determina un despacho de fuentes de generación y falla con el objetivo de obtener un mínimo elegido de seguridad y calidad de abastecimiento.

Valores del agua de Terra de la optimización.

Se presentan los valores del agua de Terra de la optimización obtenidos del modelo de largo plazo, par las diferentes clases hidrológicas y stocks de Bonete.

En rojo se representan los valores de agua que superan el valor de falla 1, en marrón claro los valores de agua que superan al costo de la CTR pero son inferiores a falla1, y en celeste los valores que superan el costo de la 5^{ta} unidad de la Central Batlle:

Valor menor a 5ta. U. de CBO	Valor entre 5ta y CTR	Valor entre CTR y falla 1	Valor superior a falla 1
------------------------------	-----------------------	---------------------------	--------------------------

Se utilizan los valores de referencia para el primer escalón de falla indicado en la tabla anterior (339.5 USD/MWh) y el costo variable de las unidades térmicas para el escenario base (demanda media, petróleo 95 USD).

Tabla 1 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (USD/MWh) – clase hidrológica 1

CLASE 1		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		206	206	206	206	206	206	206	206
CTR		309	309	309	309	309	309	309	309
semana	Fecha inicial								
7	09-feb	1,999	1,111	608	392	290	237	203	170
8	16-feb	1,895	1,000	543	359	270	224	195	165
9	23-feb	1,796	895	484	329	253	215	189	161
10	02-mar	1,566	736	404	291	238	206	182	155
11	09-mar	1,395	626	357	271	229	199	176	151
12	16-mar	1,293	555	324	261	225	196	174	149
13	23-mar	1,193	478	300	256	219	191	170	146
14	30-mar	1,004	389	290	253	213	189	168	144
15	06-abr	633	331	265	235	209	184	164	141
16	13-abr	618	326	263	233	205	181	161	139
17	20-abr	599	321	261	231	203	180	161	138
18	27-abr	613	324	258	227	202	179	160	137

Tabla 2 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (USD/MWh) – clase hidrológica 2

CLASE 2		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		206	206	206	206	206	206	206	206
CTR		309	309	309	309	309	309	309	309
semana	Fecha inicial								
7	09-feb	1,607	846	483	336	266	223	192	161
8	16-feb	1,486	749	432	311	249	210	183	155
9	23-feb	1,400	672	393	288	234	201	177	151
10	02-mar	1,160	535	332	261	220	191	168	144
11	09-mar	991	448	296	244	209	183	161	138
12	16-mar	900	402	277	235	205	179	159	136
13	23-mar	810	354	261	227	198	174	154	131
14	30-mar	726	315	254	223	194	171	151	130
15	06-abr	439	279	242	216	190	167	148	126
16	13-abr	417	273	238	211	186	163	144	123
17	20-abr	401	269	236	209	183	162	142	121
18	27-abr	388	268	234	206	182	161	141	120

Tabla 3 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (USD/MWh) – clase hidrológica 3

CLASE 3		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		206	206	206	206	206	206	206	206
CTR		309	309	309	309	309	309	309	309
semana	Fecha inicial								
7	09-feb	1,184	619	388	293	246	210	181	151
8	16-feb	1,073	546	352	274	230	196	171	144
9	23-feb	977	482	319	257	216	186	164	139
10	02-mar	778	389	279	236	202	176	155	131
11	09-mar	634	335	256	220	190	166	145	123
12	16-mar	555	304	246	212	185	162	142	120
13	23-mar	470	276	232	203	178	156	136	115
14	30-mar	422	261	224	198	174	153	132	112
15	06-abr	323	246	220	194	170	148	128	107
16	13-abr	309	239	214	188	164	143	122	101
17	20-abr	298	236	211	185	161	140	120	98
18	27-abr	289	235	209	183	160	139	118	97

Tabla 4 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (USD/MWh) – clase hidrológica 4

CLASE 4		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		206	206	206	206	206	206	206	206
CTR		309	309	309	309	309	309	309	309
semana	Fecha inicial								
7	09-feb	809	444	311	260	225	193	167	138
8	16-feb	701	391	286	242	209	179	156	129
9	23-feb	594	344	271	228		195	169	148
10	02-mar	477	294	244	210		180	157	135
11	09-mar	394	262	224			193	167	145
12	16-mar	347	245	214			185	160	139
13	23-mar	297	229	200			174	151	130
14	30-mar	268	222	193			170	146	125
15	06-abr	256	213	187			163	140	119
16	13-abr	244	204	180			156	133	111
17	20-abr	234	199	176			152	129	107
18	27-abr	230	197	173			150	126	104

Tabla 5 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (USD/MWh) – clase hidrológica 5

CLASE 5		Valores del agua (USD/MWh)							
STOCK		2	3	4	5	6	7	8	9
5a CB		206	206	206	206	206	206	206	206
CTR		309	309	309	309	309	309	309	309
semana	Fecha inicial								
7	09-feb	464	307	248	216		189	163	140
8	16-feb	394	276	231			201	174	150
9	23-feb	329	247	214			185	159	136
10	02-mar	280	224	194			167	142	119
11	09-mar	243	201	175			150	126	102
12	16-mar	217	185	160			135	112	88
13	23-mar	198	170	145			121	97	73
14	30-mar	189	162	137			113	90	66
15	06-abr	179	153	128			104	81	58
16	13-abr	173	146	121			97	74	50
17	20-abr	167	139	114			90	67	44
18	27-abr	165	133	108			84	61	38

3.2.- Operación esperada (modelo SimSEE)

Se presentan los resultados de la simulación realizada a partir de la política de operación compuesta por la optimización (valor del agua de Terra) antes presentada.

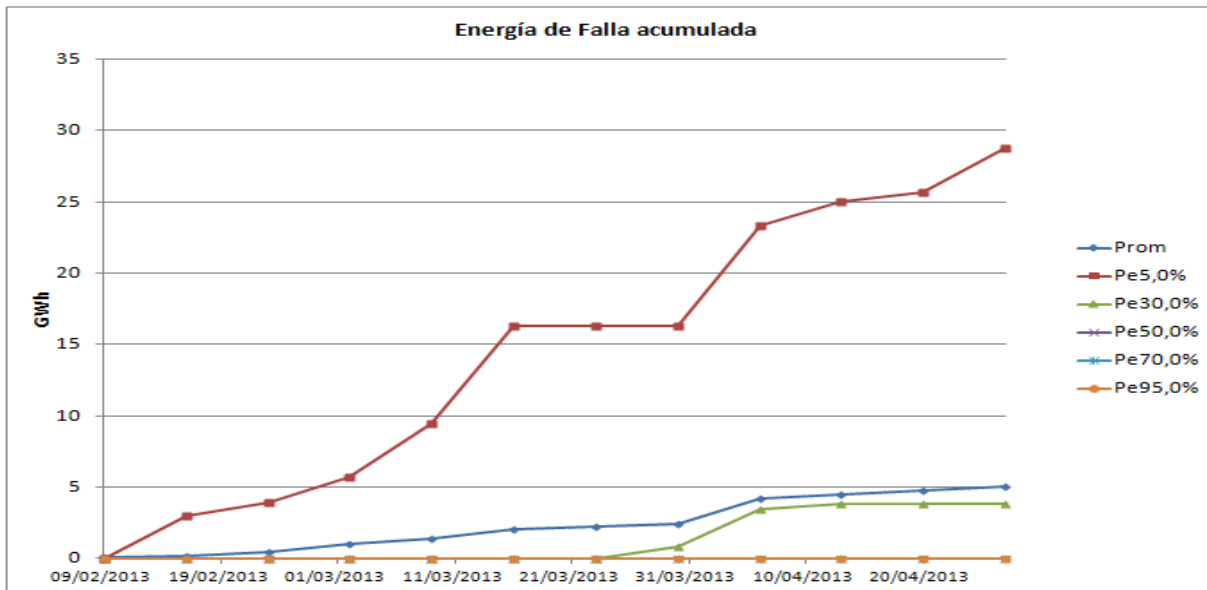
Tabla 6 Balance semestral (semanas 7/2013 a 18/2013) en valor esperado

GENERACION (GWh)	PEst Febrero-Abril 2013 SimSEE
Terra	199
Bay	143
Palmar	371
Total Río Negro	713
Salto Grande	670
Total Hidraulica	1383
Battle 5a Unidad	60
Battle 6a Unidad	127
Battle Sala B	28
PTI	230
CTR	52
TGAA	0
CTR + TGAA	52
APR 0	72
Gen. Emergencia UTE	53
Ciclo combinado	0
MVA/MVB (Aggreko)	21
Motores	103
Total Térmica	746
CEMSA 1	0
Imp Gas Bolivia (Cemsa 2 + Albanesi)	0
Importac. Ocasional	0
Imp. Conv. Rivera	14
Importación	14
Generación Distr.	111
UPM	56
Autoproductores	167
Exportación	-4
Falla 1	2
Falla 2	2
Falla 3	1
Falla 4	0
Total Falla	5
Demanda Total	2311

3.3.- Probabilidad de excedencia de Falla (SimSEE)

Se presenta en el siguiente gráfico la distribución de probabilidad de excedencia de energía de falla, para respaldo en condiciones normales y para todos los casos analizados.

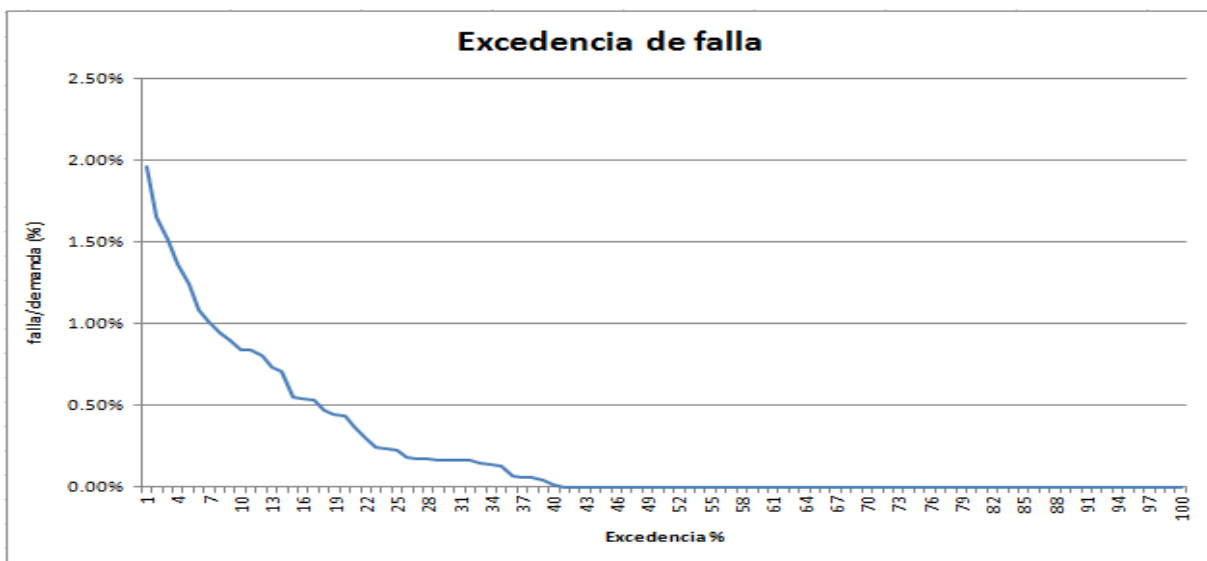
Gráfico 1 Probabilidad de Excedencia de Falla para el caso de referencia (demanda media ,precio de combustible medio).



3.3.1.- Falla global en el período estacional (SimSEE)

Se presenta en el siguiente gráfico la distribución de probabilidad de excedencia de energía de falla para el período (semanas 7 de 2013 a 18 de 2013), en % sobre la demanda del período.

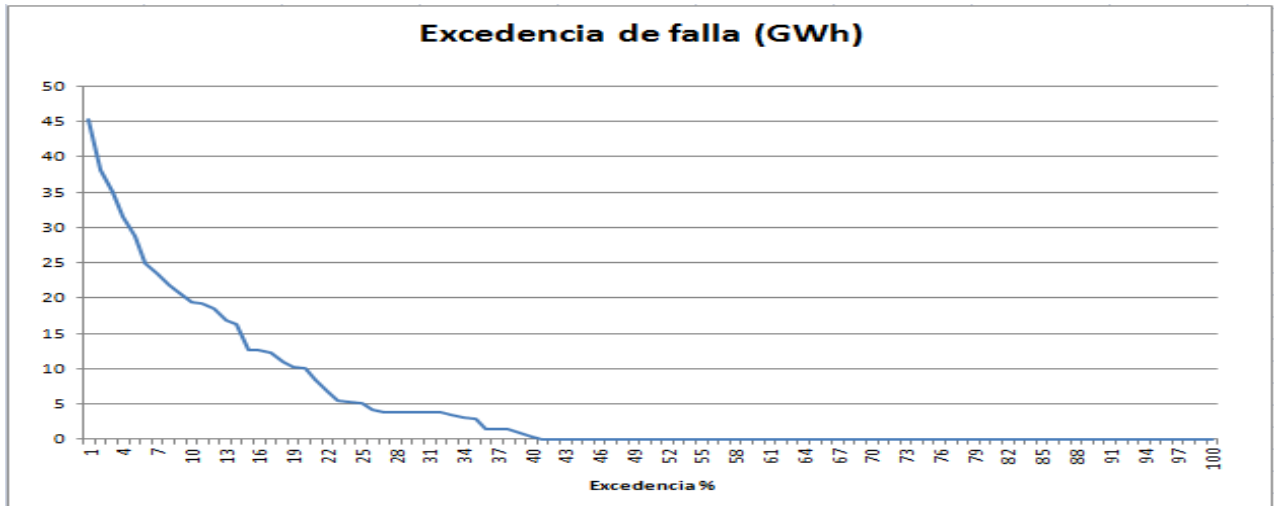
Gráfico 1: Probabilidad de Excedencia de Falla



Se observa que la probabilidad de ocurrencia de algún tipo de restricción al consumo en el período se sitúa en el 40%, alcanzándose una profundidad máxima en torno al 2%.

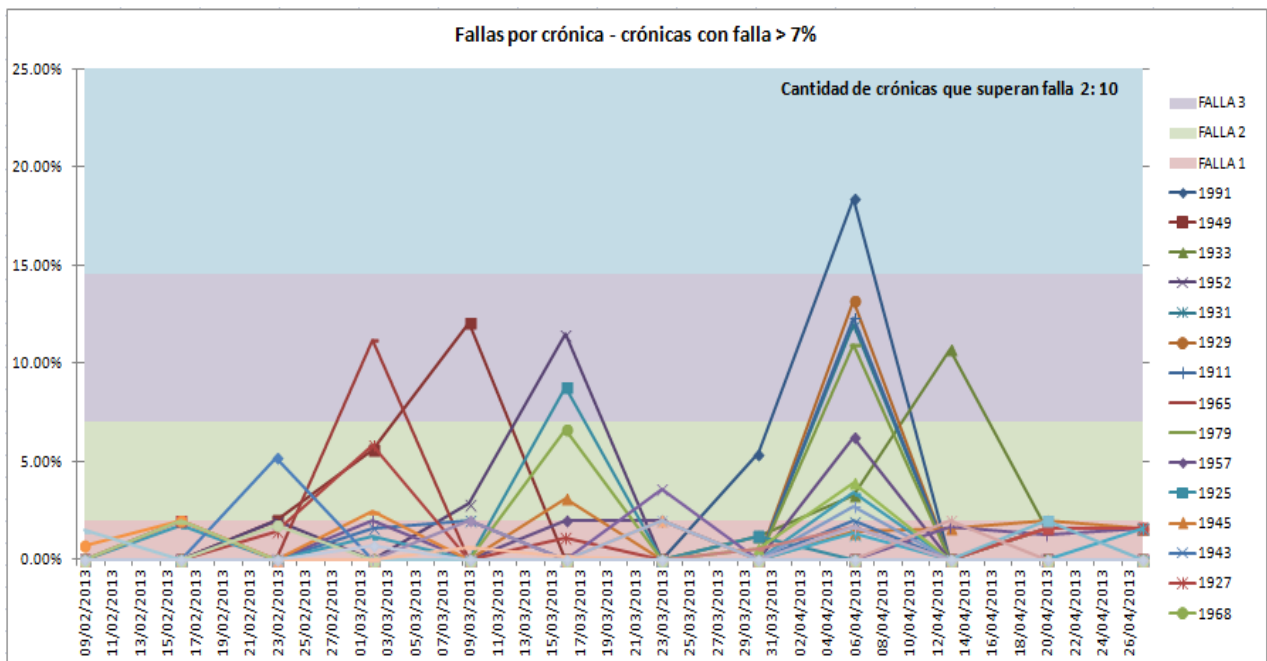
La distribución de falla en energía puede verse en el siguiente gráfico.

Gráfico 3: Probabilidad de Excedencia de Falla – Distribución de energía



3.3.2.- Análisis de la evolución semanal del despacho de Falla (SimSEE)

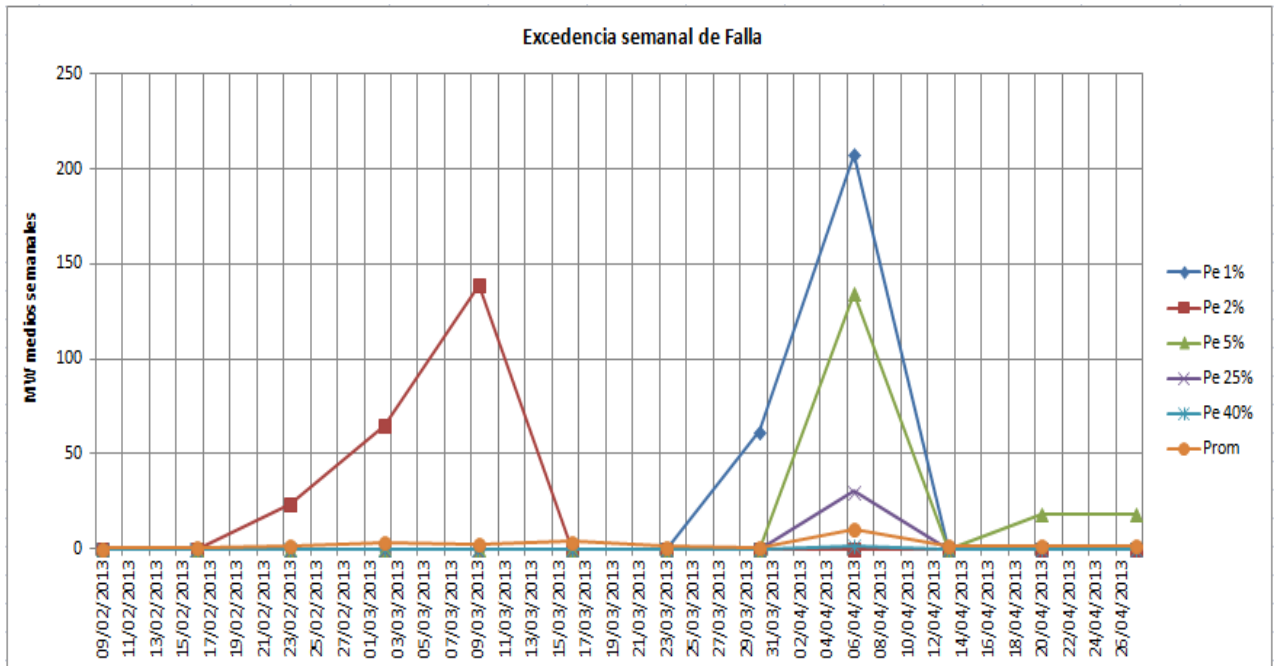
Gráfico 4. Crónicas con falla máxima superior al escalón F2 (Falla representada según Tabla 2).



La gráfica anterior indica que, considerando la **falla semanal**, el máximo nivel de falla alcanzado en el período estacional (semana 7 a 18) es del 18.4% % de la demanda, correspondiente a la crónica de 1991.

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

Gráfico 5. Curvas de excedencia semanal de falla



3.4.- Precio Marginal (SimSEE)

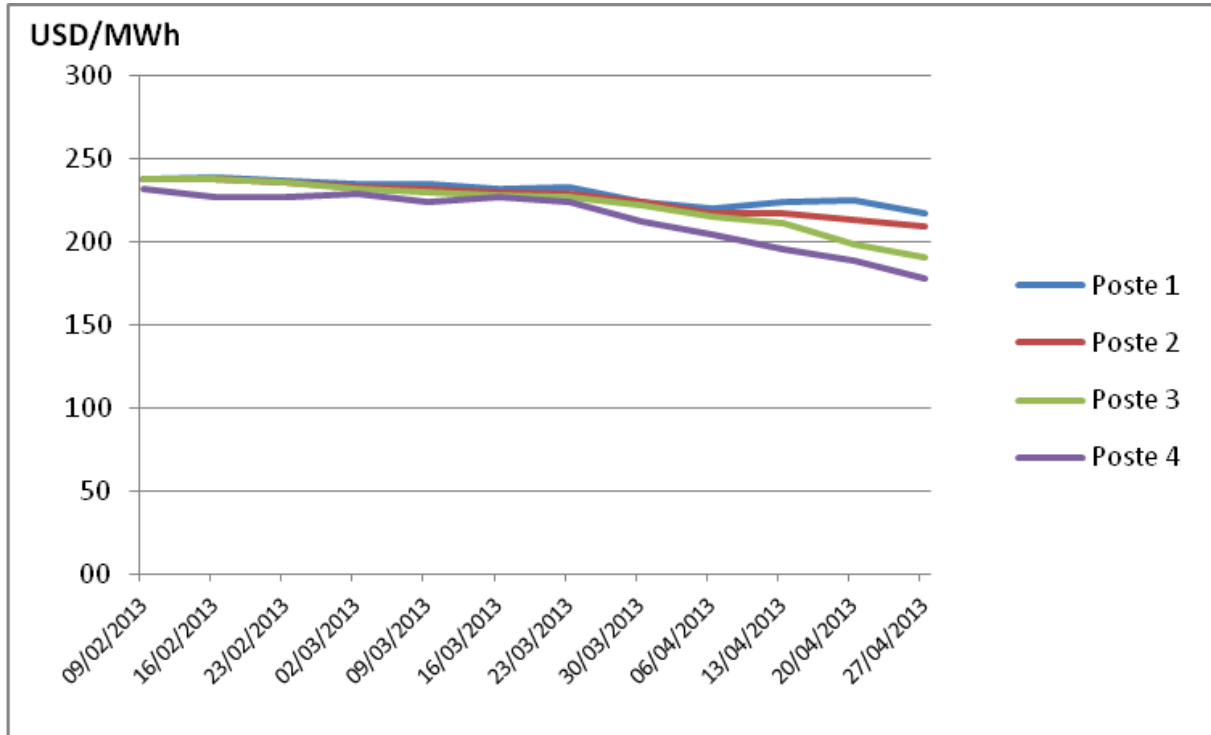
Se presentan información sobre los precios marginales en el período para el caso de referencia (demanda media y precio de barril de petróleo medio).

El Costo Marginal Promedio topeado en 250 USD/MWh, para el período es de 221.32 USD/MWh..

Tabla 7 Distribución de probabilidad del Costo Marginal medio topeado en 250 USD/MWh por crónica (USD/MWh) para el caso de referencia (demanda media, precio de combustible medio).

USD/MWh	GLOBAL	Pico	Resto	Valle
5%	250.0	250.0	250.0	250.0
30%	250.0	250.0	250.0	250.0
50%	249.8	249.8	249.8	249.8
70%	233.0	235.1	232.6	232.0
95%	92.1	127.7	97.7	50.4
promedio	221.32	227.1	222.4	214.2

Gráfico 6. Variación a lo largo del semestre (semanas 07 de 2013 a 18 de 2013) del Costo Marginal medio topeado en 250 USD/MWh por poste para el caso de referencia (demanda media y WTI a 95 USD/bbl).



4.- Anexo 1: Resultados con EDF

4.1.- Despacho por calidad y seguridad de abastecimiento (DCSA)

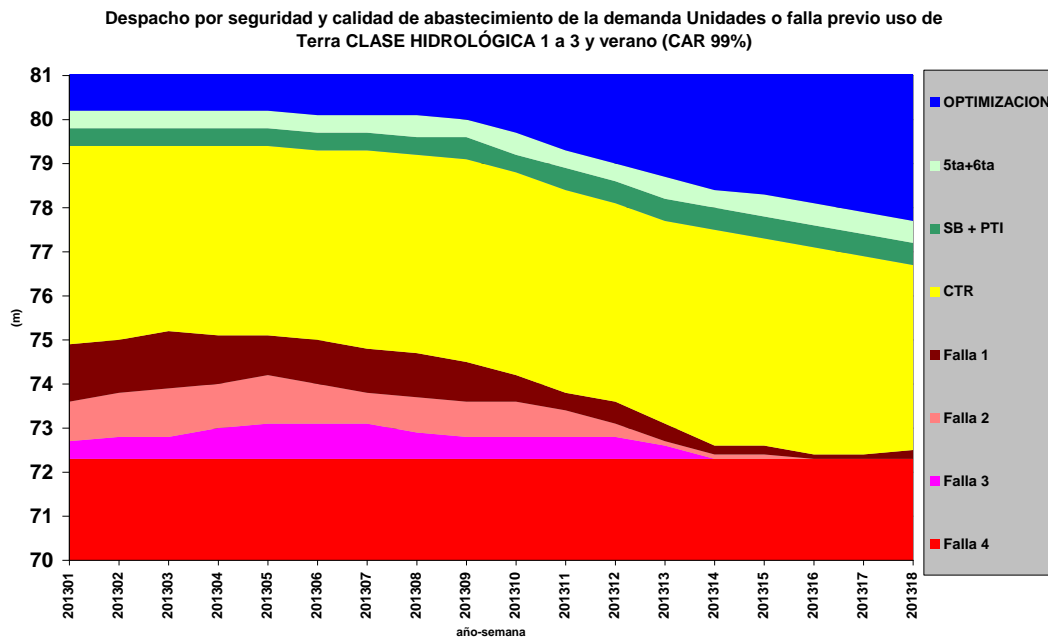
Se optimizó el embalse de Terra entre las cotas 72.3 y 81 m, en 8 pasos de stock. Las reservas almacenadas entre la cota 70 y 72.3 m se consideran de carácter estratégico para ser usadas sólo en caso de emergencia. La metodología de cálculo corresponde a la misma utilizada en la programación anterior.

Nivel de confianza usado en el modelo:

- a) Para clases hidrológicas 1 a 3 y verano se aplica la CAR 99%.
- b) Para clases hidrológicas 4 y 5 se aplica la CAR 98 %.

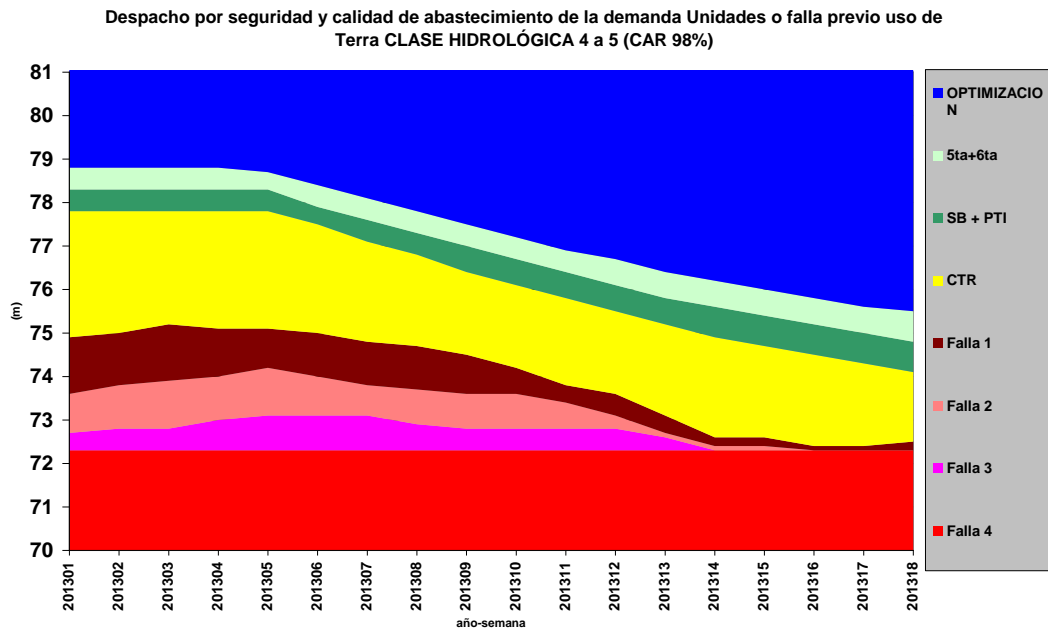
Se presenta en las siguientes gráficas la CAR ¹ según la clase hidrológica y el despacho de falla.

Gráfico 7 Despacho por calidad y CAR 99%

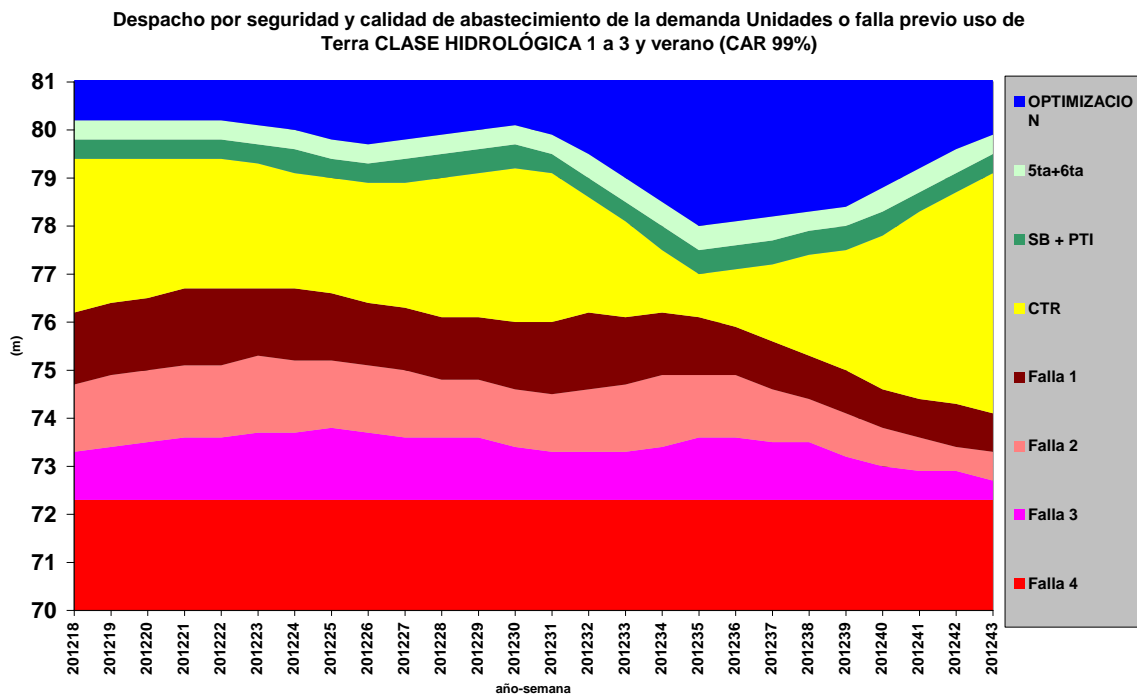


¹ CAR-Curva de Aversión al Riesgo. En la gráfica no se presenta las restricciones al vertimiento.

Gráfico 8 Despacho por calidad y CAR 98%



La restricción de vertimiento no fue representada en la simulación.



La restricción de vertimiento no fue representada en la simulación.



4.2.- Política de Operación de Largo Plazo de la Central G. Terra

La política de operación de largo plazo de la central G. Terra consiste en los valores del agua obtenidos de la optimización dada por el modelo de largo plazo. Consiste del valor que determina un despacho de fuentes de generación y falla con el objetivo de obtener un mínimo elegido de seguridad y calidad de abastecimiento.

4.3.- Valores del agua de Terra de la optimización.

Se presentan los valores del agua de Terra de la optimización obtenidos del modelo de largo plazo. La política 1171 es la que usa los valores propuestos de falla y la 1162 con los costos de falla 3 y 4 en 4800 y 8000 U\$/MWh.

En rojo se representan los valores de agua que superan el valor de falla 1, en marrón claro los valores de agua que superan al costo de la CTR, y en celeste los valores que superan el costo de la 5^{ta} unidad de la Central Batlle.

Valor menor a 5ta. U. de CBO	Valor entre 5ta y CTR	Valor entre CTR y falla 1	Valor superior a falla 1
---------------------------------	--------------------------	------------------------------	-----------------------------

Tabla 7 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 1

VALORES DEL AGUA (U\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1171	1171	1171	1171	1171	1171	1171	1171
	CLASE	1	1	1	1	1	1	1	1
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	206	206	206	206	206	206	206	206
	CTR	309	309	309	309	309	309	309	309
	FALLA 1	328	328	328	328	328	328	328	328
semana	Fecha inicial								
7	9-Feb	3070	1890	1000	540	340	277	242	217
8	16-Feb	2930	1700	850	460	310	264	235	212
9	23-Feb	2740	1480	700	400	287	255	229	208
10	2-Mar	2600	1280	590	350	277	248	224	205
11	9-Mar	2370	1030	490	316	270	238	219	202
12	16-Mar	2090	810	420	301	254	230	215	198
13	23-Mar	2060	700	410	290	246	239	222	206
14	30-Mar	2090	700	410	294	252	231	216	199
15	6-Apr	1130	490	296	245	240	227	212	196
16	13-Apr	1150	500	290	251	235	223	208	189
17	20-Apr	1300	540	311	256	243	231	214	197
18	27-Apr	1310	540	312	259	245	228	212	195
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

VALORES DEL AGUA (U\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1162	1162	1162	1162	1162	1162	1162	1162
	CLASE	1	1	1	1	1	1	1	1
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	206	206	206	206	206	206	206	206
	CTR	309	309	309	309	309	309	309	309
	FALLA 1	328	328	328	328	328	328	328	328
semana	Fecha inicial								
6	2-Feb	6370	4020	2100	960	470	316	264	233
7	9-Feb	6110	3660	1770	770	410	295	256	226
8	16-Feb	5820	3270	1440	620	360	280	248	219
9	23-Feb	5430	2800	1130	510	320	274	239	213
10	2-Mar	5140	2370	890	440	303	264	231	209
11	9-Mar	4680	1850	680	380	290	251	222	205
12	16-Mar	4110	1380	540	350	279	236	216	201
13	23-Mar	4020	1130	520	360	271	232	226	210
14	30-Mar	4090	1130	520	360	272	234	220	203
15	6-Apr	2090	690	326	253	240	231	216	199
16	13-Apr	2140	700	340	245	237	227	212	192
17	20-Apr	2440	780	360	256	246	235	218	200
18	27-Apr	2470	780	360	259	249	233	216	198
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

Tabla 8 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 2

VALORES DEL AGUA (U\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1171	1171	1171	1171	1171	1171	1171	1171
	CLASE	2	2	2	2	2	2	2	2
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	206	206	206	206	206	206	206	206
	CTR	309	309	309	309	309	309	309	309
	FALLA 1	328	328	328	328	328	328	328	328
semana	Fecha inicial								
7	9-Feb	2620	1400	690	400	280	240	209	186
8	16-Feb	2430	1210	590	350	263	228	200	179
9	23-Feb	2310	1070	510	315	256	225	199	180
10	2-Mar	2060	870	430	284	241	213	189	171
11	9-Mar	2000	770	390	278	243	216	194	176
12	16-Mar	1830	650	350	273	238	214	195	176
13	23-Mar	1590	450	296	242	223	195	177	157
14	30-Mar	1670	470	308	246	210	189	173	153
15	6-Apr	740	360	258	221	209	195	178	157
16	13-Apr	1000	440	281	236	231	217	200	180
17	20-Apr	980	430	276	240	223	208	190	168
18	27-Apr	970	420	277	237	220	202	185	162
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

VALORES DEL AGUA (U\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1162	1162	1162	1162	1162	1162	1162	1162
	CLASE	2	2	2	2	2	2	2	2
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	206	206	206	206	206	206	206	206
	CTR	309	309	309	309	309	309	309	309
	FALLA 1	328	328	328	328	328	328	328	328
semana	Fecha inicial								
6	2-Feb	5540	3020	1360	610	350	267	231	201
7	9-Feb	5190	2640	1110	510	314	257	222	193
8	16-Feb	4800	2250	890	430	290	243	211	185
9	23-Feb	4560	1950	740	380	274	240	208	184
10	2-Mar	4040	1520	570	329	260	226	195	174
11	9-Mar	3930	1310	500	320	264	225	198	179
12	16-Mar	3590	1040	430	313	254	219	198	179
13	23-Mar	3050	640	360	280	225	203	181	160
14	30-Mar	3220	680	370	282	223	193	176	155
15	6-Apr	1310	460	268	230	215	199	181	159
16	13-Apr	1830	590	306	242	238	221	204	183
17	20-Apr	1790	580	302	247	229	212	193	171
18	27-Apr	1780	570	301	247	226	206	188	164
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

Tabla 9 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 3

VALORES DEL AGUA (U\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1171	1171	1171	1171	1171	1171	1171	1171
	CLASE	3	3	3	3	3	3	3	3
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	206	206	206	206	206	206	206	206
	CTR	309	309	309	309	309	309	309	309
	FALLA 1	328	328	328	328	328	328	328	328
semana	Fecha inicial								
7	9-Feb	2220	1020	500	309	239	203	175	153
8	16-Feb	2000	860	430	277	228	196	169	150
9	23-Feb	1750	680	350	254	213	184	160	142
10	2-Mar	1610	610	324	240	204	178	156	139
11	9-Mar	1370	490	276	221	191	165	145	129
12	16-Mar	1280	430	262	218	192	167	148	129
13	23-Mar	1310	360	256	222	201	173	155	134
14	30-Mar	1520	390	271	249	203	178	162	138
15	6-Apr	520	291	232	202	183	165	148	125
16	13-Apr	440	252	220	195	171	153	136	109
17	20-Apr	470	258	224	197	174	156	138	110
18	27-Apr	450	258	221	194	172	154	135	103
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

VALORES DEL AGUA (U\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1162	1162	1162	1162	1162	1162	1162	1162
	CLASE	3	3	3	3	3	3	3	3
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	206	206	206	206	206	206	206	206
	CTR	309	309	309	309	309	309	309	309
	FALLA 1	328	328	328	328	328	328	328	328
semana	Fecha inicial								
6	2-Feb	4800	2240	910	430	279	228	194	164
7	9-Feb	4370	1840	720	360	258	219	186	158
8	16-Feb	3920	1510	580	319	246	210	179	155
9	23-Feb	3400	1140	440	279	232	197	167	146
10	2-Mar	3120	980	400	262	223	189	161	141
11	9-Mar	2630	740	327	245	208	173	149	131
12	16-Mar	2460	590	315	244	208	172	151	132
13	23-Mar	2490	490	298	260	203	180	158	137
14	30-Mar	2900	540	315	289	215	183	165	142
15	6-Apr	860	350	238	209	188	168	150	127
16	13-Apr	680	290	226	201	177	155	137	111
17	20-Apr	720	305	230	205	179	158	140	113
18	27-Apr	690	297	232	201	176	155	137	106
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tabla 10 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 4

VALORES DEL AGUA (US\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1171	1171	1171	1171	1171	1171	1171	1171
	CLASE	4	4	4	4	4	4	4	4
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	206	206	206	206	206	206	206	206
	CTR	309	309	309	309	309	309	309	309
	FALLA 1	328	328	328	328	328	328	328	328
semana	Fecha inicial								
7	9-Feb	1470	570	300	218	175	146	119	96
8	16-Feb	1300	480	269	205	165	137	110	95
9	23-Feb	1130	420	242	185	150	125	101	89
10	2-Mar	1010	370	227	170	141	118	97	86
11	9-Mar	890	350	210	165	141	117	99	89
12	16-Mar	690	328	182	153	130	106	94	80
13	23-Mar	670	204	162	140	116	97	83	66
14	30-Mar	690	177	146	128	102	86	71	53
15	6-Apr	228	186	156	132	109	94	79	58
16	13-Apr	224	178	149	126	104	89	74	53
17	20-Apr	219	176	147	124	100	88	72	51
18	27-Apr	217	170	144	122	98	85	71	52
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

VALORES DEL AGUA (US\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1162	1162	1162	1162	1162	1162	1162	1162
	CLASE	4	4	4	4	4	4	4	4
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	206	206	206	206	206	206	206	206
	CTR	309	309	309	309	309	309	309	309
	FALLA 1	328	328	328	328	328	328	328	328
semana	Fecha inicial								
6	2-Feb	3290	1170	470	282	212	172	143	111
7	9-Feb	2830	900	380	241	190	156	128	99
8	16-Feb	2470	700	332	226	180	147	119	95
9	23-Feb	2120	600	289	207	162	133	107	89
10	2-Mar	1870	510	278	187	152	124	101	86
11	9-Mar	1620	500	238	182	151	121	102	89
12	16-Mar	1210	470	204	167	138	109	96	80
13	23-Mar	1170	228	176	153	121	99	83	67
14	30-Mar	1210	199	154	139	106	87	71	54
15	6-Apr	276	200	162	136	114	93	79	58
16	13-Apr	264	193	154	130	108	88	74	54
17	20-Apr	251	188	152	127	105	86	73	51
18	27-Apr	246	178	149	124	102	83	71	52
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

Tabla 11 Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (US\$/MWh) – clase hidrológica 5

VALORES DEL AGUA (U\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1171	1171	1171	1171	1171	1171	1171	1171
	CLASE	5	5	5	5	5	5	5	5
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	206	206	206	206	206	206	206	206
	CTR	309	309	309	309	309	309	309	309
	FALLA 1	328	328	328	328	328	328	328	328
semana	Fecha inicial								
7	9-Feb	760	303	191	135	102	86	72	49
8	16-Feb	630	260	171	119	91	78	63	44
9	23-Feb	560	270	158	112	89	76	61	44
10	2-Mar	490	214	136	98	81	67	52	37
11	9-Mar	350	180	110	81	67	54	41	27
12	16-Mar	263	157	89	71	59	46	33	20
13	23-Mar	330	117	81	66	53	41	29	17
14	30-Mar	460	100	78	65	51	39	27	17
15	6-Apr	131	81	61	48	37	26	17	8
16	13-Apr	120	80	61	48	36	26	16	8
17	20-Apr	130	81	61	47	36	26	17	8
18	27-Apr	132	82	62	47	35	25	17	10
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

VALORES DEL AGUA (U\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1162	1162	1162	1162	1162	1162	1162	1162
	CLASE	5	5	5	5	5	5	5	5
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	206	206	206	206	206	206	206	206
	CTR	309	309	309	309	309	309	309	309
	FALLA 1	328	328	328	328	328	328	328	328
semana	Fecha inicial								
6	2-Feb	1610	420	233	160	116	93	78	54
7	9-Feb	1380	380	214	149	109	90	74	50
8	16-Feb	1100	327	193	132	96	81	65	45
9	23-Feb	1010	295	182	123	93	78	63	44
10	2-Mar	800	277	157	105	84	69	54	37
11	9-Mar	540	220	122	85	70	56	41	27
12	16-Mar	370	196	93	74	60	46	33	20
13	23-Mar	530	121	84	68	54	41	29	17
14	30-Mar	770	106	80	67	52	39	27	17
15	6-Apr	133	83	62	49	38	26	17	8
16	13-Apr	123	83	62	48	36	26	16	8
17	20-Apr	132	83	62	48	37	26	17	8
18	27-Apr	135	83	63	48	35	25	17	10
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

4.4.- Balance energético

Tabla 12: Balance semestral (semanas 7-2013 a 18-2013) en valor esperado

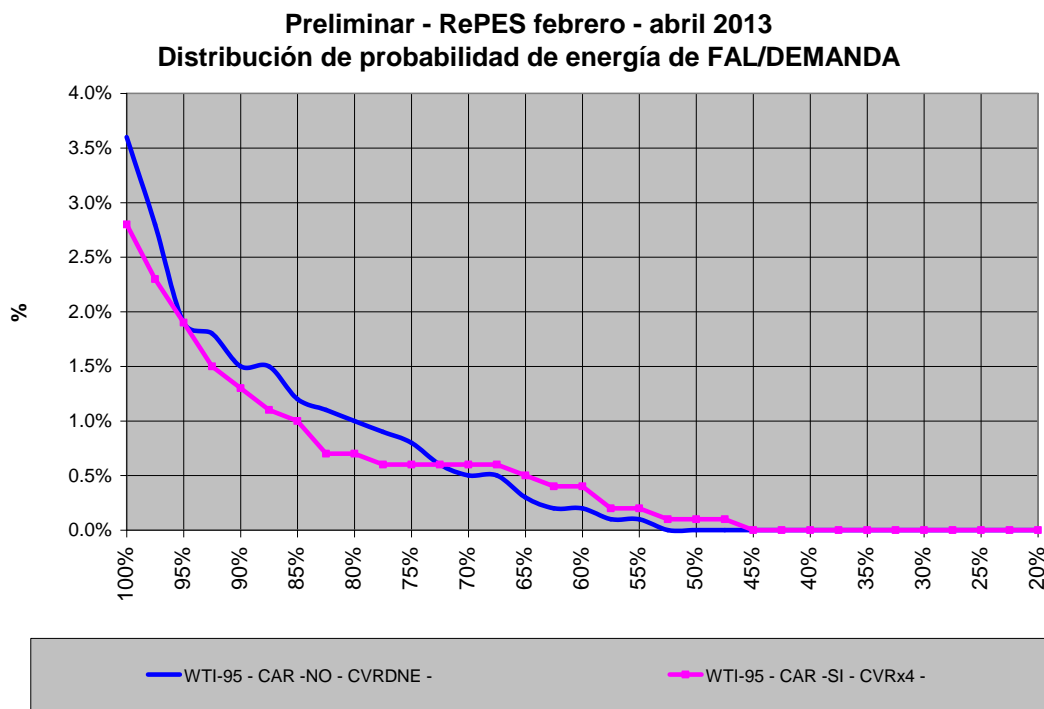
Preliminar - RePES febrero - abril 2013 - Semanas 7/2013 a 18/2013 2013 SI - 2014 NO - 2015 NO - 2016 NO - 2017 ESCENARIO Seco - Costos - (0.0% - 1		
GENERACIÓN (GWh)	WTI-95 - CAR -NO - CVRDNE -	WTI-95 - CAR -SI - CVRx4 -
Terra	201	114
Baygorria	160	85
Palmar	407	281
Total Río Negro	768	480
Salto Grande	661	661
Total Hidráulica	1430	1141
Battle 5ª Unidad	53	65
Battle 6ª Unidad	108	126
Battle Sala B	21	35
PTA TGE GN	0	0
PTA TGE GO	208	258
PTA CC GN	0	0
PTA CC GO	0	0
CTR+TGAA	56	158
Motores	92	102
Total Térmica	538	745
CEMSA I +GMSA	0	0
RIVERA 70 MW	7	18
CONTINGENTE INV	0	0
CEMSA II	0	0
OC GO	0	0
GEN DIST	104	104
UPM	60	60
GEN ARREND. AGGREKO	14	33
APR GN	0	0
APR GO	93	151
Exportación	-10	-13
FALLA 1	3	3
FALLA 2	5	5
FALLA 3	2	1
FALLA 4	1	0
TOTAL Falla	11	10
Demanda Total	2248	2248

4.5.- Probabilidad de Excedencia de Falla

4.5.1.- Falla global en el período estacional

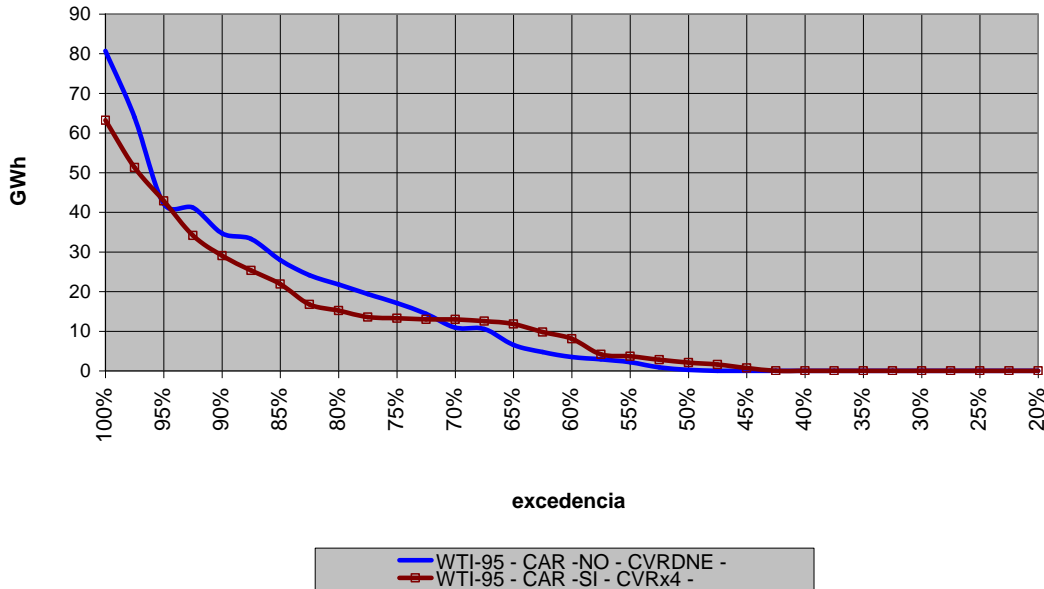
Se presenta en el siguiente gráfico la distribución de probabilidad de excedencia de energía de falla para el período (semanas 7 de 2013 a 18 de 2013), en % sobre la demanda del período.

Gráfico 9: Probabilidad de Excedencia de Falla



Se observa que la probabilidad de ocurrencia de algún tipo de restricción al consumo en el período se sitúa en el 50%, alcanzándose una profundidad máxima en torno al 3%. La distribución de falla en energía puede verse en el siguiente gráfico.

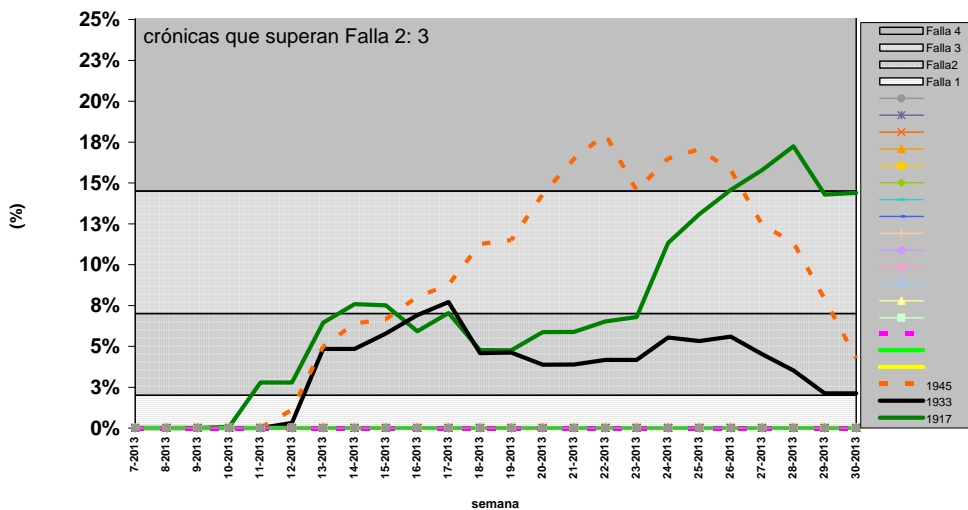
**Preliminar - RePES febrero - abril 2013
Distribución de probabilidad de energía de FAL**



4.5.2.- Análisis de la evolución semanal del despacho de Falla

Gráfico 10: Caso base, crónicas con falla máxima superior al escalón F2 (Falla representada según Tabla 8).

FALLA POR CRONICA - CAR NO - WT195 - CVR-DNE -- CRONICAS CON FALLA MAXIMA > 7.00% ENTRE SEMANAS 2013-7 A 2013-18 - SIN CRONICAS EXCLUIDAS

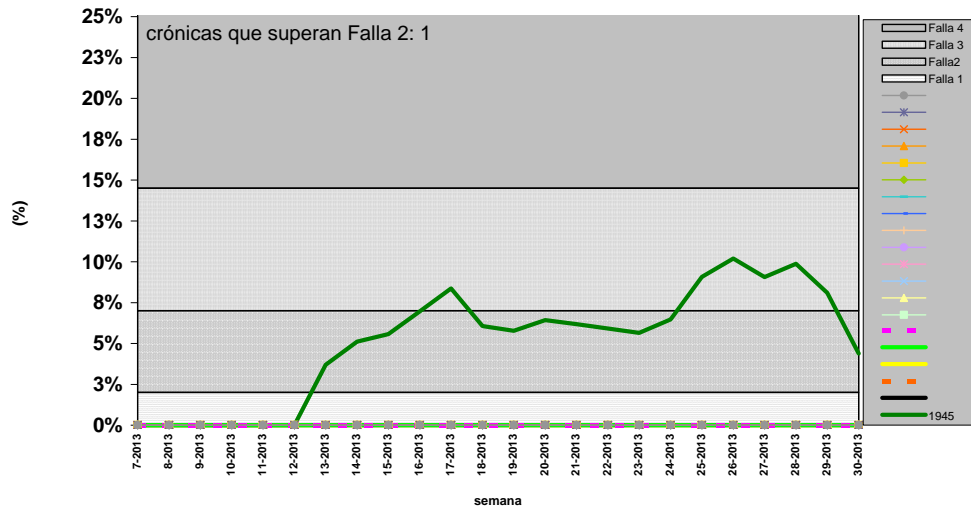


La gráfica anterior indica que, considerando la **falla promedio de 5 semanas** (para modelar el impacto de los lagos de corto plazo en el despacho de falla), la máxima profundidad de

falla alcanzada es del orden del 18% y que hay 3 crónicas que superan el despacho de falla 2.

Sigue un gráfico similar para el caso alternativo, con los escalones de falla 3 y 4 en 4800 y 8000 U\$/MWh y con CAR:

FALLA POR CRONICA - WT195 - CVR-x4 -- CRONICAS CON FALLA MAXIMA > 7.00% ENTRE SEMANAS 2013-7 A 2013-18 - SIN CRONICAS EXCLUIDAS



La gráfica anterior indica que, considerando la **falla promedio de 5 semanas** (para modelar el impacto de los lagos de corto plazo en el despacho de falla), el máximo nivel de falla alcanzado en el período estacional es del 10 % de la demanda, correspondiente a la crónica de 1945.

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

Gráfico 11: Excedencia despacho de FALLA

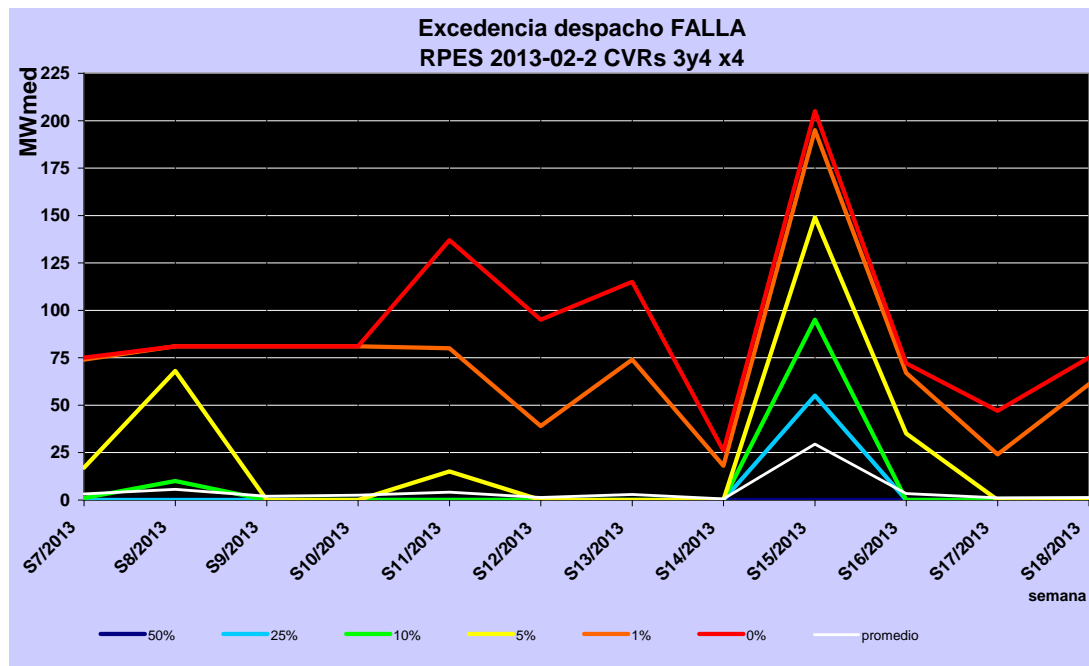
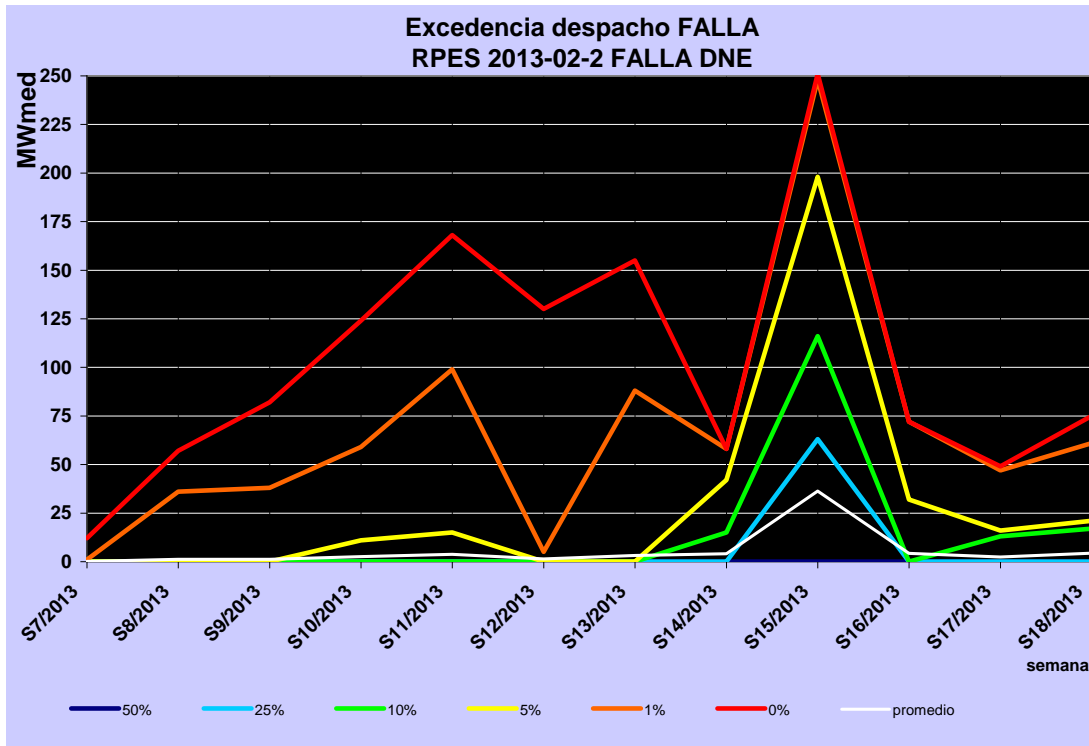


Tabla 13: Análisis semanal de Abastecimiento de la demanda

Análisis semanal de Abastecimiento de la demanda

CAR NO - WTI95 - CVR-DNE -

Crónicas de clase : 1 a 5 (101cr), en la semana7

Filtro Crónicas : todas las crónicas

Falla 1, Falla 2, Falla 3, Falla 4 , tal que sean >0

Semana	Fecha inicio	Probabilidad Ocurrencia de RCE (%)	Cant crónicas con RCE	RCE promedio (crónicas con RCE)(GWh)	Demanda (GWh)	RCE prom (cr. con RC)/ demanda (%)	RCE máx/ demanda (%)
7-2013	9-2	2.0%	2	1.1	202.6	1%	1%
8-2013	16-2	3.0%	3	6.5	194.5	3.3%	5%
9-2013	23-2	2.0%	2	10.1	194.3	5.2%	7%
10-2013	2-3	5.9%	6	7.4	194.3	3.8%	11%
11-2013	9-3	7.9%	8	7.9	192.4	4.1%	15%
12-2013	16-3	4.0%	4	5.9	190.8	3.1%	11%
13-2013	23-3	4.0%	4	13.3	192.7	6.9%	14%
14-2013	30-3	10.9%	11	6.3	174.1	3.6%	6%
15-2013	6-4	37.6%	38	16.2	186.1	8.7%	23%
16-2013	13-4	9.9%	10	7.2	173.5	4.1%	7%
17-2013	20-4	10.9%	11	3.7	170.8	2.2%	5%
18-2013	27-4	13.9%	14	5.3	181.7	2.9%	7%

Análisis semanal de Abastecimiento de la demanda

WTI95 - CVR-x4 -

Crónicas de clase : 1 a 5 (101cr), en la semana7

Filtro Crónicas : todas las crónicas

Falla 1, Falla 2, Falla 3, Falla 4 , tal que sean >0

Semana	Fecha inicio	Probabilidad Ocurrencia de RCE (%)	Cant crónicas con RCE	RCE promedio (crónicas con RCE)(GWh)	Demanda (GWh)	RCE prom (cr. con RC)/ demanda (%)	RCE máx/ demanda (%)
7-2013	9-2	10.9%	11	5.0	202.6	2%	6%
8-2013	16-2	11.9%	12	7.9	194.5	4.1%	7%
9-2013	23-2	5.0%	5	6.6	194.3	3.4%	7%
10-2013	2-3	5.0%	5	8.6	194.3	4.4%	7%
11-2013	9-3	7.9%	8	8.6	192.4	4.5%	12%
12-2013	16-3	2.0%	2	11.3	190.8	5.9%	8%
13-2013	23-3	4.0%	4	12.3	192.7	6.4%	10%
14-2013	30-3	3.0%	3	3.4	174.1	1.9%	3%
15-2013	6-4	35.6%	36	13.9	186.1	7.4%	18%
16-2013	13-4	5.9%	6	9.5	173.5	5.4%	7%
17-2013	20-4	4.0%	4	4.5	170.8	2.6%	5%
18-2013	27-4	2.0%	2	11.4	181.7	6.3%	7%



ÍNDICE

1.- Resumen ejecutivo.....	2
2.- Hipótesis.....	3
2.1.- Demanda y Falla	3
2.2.- Combustibles Líquidos	4
2.3.- Parque térmico	5
2.4.- Parque hidráulico.....	9
2.5.- Generación Distribuida	9
2.6.- Red de Trasmisión	12
2.7.- Comercio internacional.....	13
2.8.- Simulación: Cotas de inicio y otros	14
3.- Resultados de la operación esperada con SimSEE	15
3.1.- Política de operación de largo plazo de la central G. Terra (SimSEE)	15
3.2.- Operación esperada (modelo SimSEE)	18
3.3.- Probabilidad de excedencia de Falla (SimSEE).....	19
3.4.- Precio Marginal (SimSEE).....	21
4.- Anexo 1: Resultados con EDF	23
4.1.- Despacho por calidad y seguridad de abastecimiento (DCSA)	23
4.2.- Política de Operación de Largo Plazo de la Central G. Terra.....	25
4.3.- Valores del agua de Terra de la optimización.	25
4.4.- Balance energético	31
4.5.- Probabilidad de Excedencia de Falla	32