



## **Reprogramación Estacional mayo 2012 – octubre 2012**

### **CONTROL DE VERSIONES**

<b>Fecha confirmado</b>	<b>Versión</b>	<b>Comentarios</b>
18/05/2012	1	Versión preliminar para agentes
22/6/2012	2	Se reprograma la programación estacional por ajuste de la previsión de demanda y escalones de falla según evaluación primaria del plan “Tu ahorro vale doble” y decreto del Poder Ejecutivo para ahorro en sector público. También se tiene en cuenta la incorporación de motores y turbinas alquilados por UTE.



## **Resumen ejecutivo**

El objetivo del presente informe es recalcular para el período estacional junio 2012 – octubre 2012, la política de operación de largo plazo del embalse de la central G. Terra y realizar el análisis de la operación esperada para el período, teniendo en cuenta las importantes modificaciones que se realizan referidas al respaldo térmico.

A estos efectos, sobre las hipótesis originales se realizan las consideraciones adicionales siguientes:

- **Demanda:** entre las semanas 20 y 31 de 2012 se reduce la proyección de la demanda en un 2.8% (de acuerdo a la evaluación primaria realizada por el grupo de demanda sobre el impacto de las medidas de ahorro adoptadas por el Poder Ejecutivo).
- **Falla:** durante las semanas 20 a 31 de 2012 se eliminan los escalones 1 y 2 de Falla, dado que se considera que el plan de ahorro vigente en ese período equivale a los efectos esperados por el despacho de esos 2 escalones. Fuera de ese período se mantiene la definición de los escalones de falla.
- **Generación arrendada:** se ajusta la potencia de las unidades TG (de un total de 100 MW se pasa a 88MW debido a la no disponibilidad de agua para la combustión). Se mantiene en 50MW la potencia a instalar de motores. Se considera como fecha de entrada en servicio la semana 27 del 2012.
- Se asumen tres alternativas para el precio de referencia del barril de petróleo, Base: 110 USD/barril, Bajo: 90 USD/barril y Alto: 120 USD/barril. El escenario de referencia considerado es el que corresponde a precio de barril base y demanda media con el decremento mencionado en el primer punto.
- Se considera una importación de energía en base al respaldo real obtenido de los países vecinos en los períodos anteriores y a la coyuntura actual en Argentina y Brasil. Esto lleva a considerar únicamente 70 MW con 90% de disponibilidad sólo en las horas de valle desde Brasil y sin respaldo adicional desde Argentina (ya sea en base a generación propia o desde Brasil a través de Garabí).
- **Incorporaciones:** eólica, a partir de enero de 2014, 75 MW y a partir de julio los restantes 75 MW correspondientes a la licitación eólica por 150 MW y 192 MW adicionales correspondientes a la licitación de ampliación de eólica a partir de enero de 2015. Se modela una expansión adicional en base a eólica por 150 MW a partir de enero de 2015 (corresponden a una estimación conservadora de las intenciones de leasing eólico de UTE por unos 200 MW y los 450 MW de la Convocatoria de eólica III). En cuanto a biomasa, se considera la incorporación de unos 60 MW netos firmes por parte de Montes del Plata (paulatinamente se incorpora potencia a partir de abril de 2013) y 40 MW para enero de 2014 (dos unidades de Bioenergy) y los restantes 160MW hasta completar 200MW de potencia instalada en centrales de biomasa previstos en el decreto 367/010, en forma gradual a partir de enero de 2015 (incluyen ampliación de UPM).



Para la simulación se considera que:

- Se elimina el modelado de los contratos de compra de energía no firme con comercializadores de Argentina.
- 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.

### **Hipótesis**

Las hipótesis del estudio fueron definidas considerando su relevancia en función del impacto estimado en el período estacional en curso. La representación de los detalles del sistema en plazos superiores a 24 meses más allá del período de análisis fue realizada en forma aproximada, tomando en consideración tanto su muy bajo impacto en el semestre como también el grado de incertidumbre asociado. En ese sentido, no fueron analizados ni representados fuera del período de relevancia:

- El respaldo que Brasil pueda suministrar cuando esté operativa la convertidora de Melo (prevista la finalización de las obras para el 31 de mayo de 2012, se estima que se atrasaría hasta setiembre de 2012) y la línea de 500 kV de interconexión que la vincula al SIN (entre julio y setiembre de 2013). Esta obra que actualmente se encuentra en construcción, deberá ser sometida a los ensayos finales y están pendientes aún los términos comerciales de los posibles intercambios a través de la misma y el levantamiento de las restricciones de transmisión del lado brasileño, lo que no se espera para antes de 2014, aunque en Brasil se postergó la construcción de la línea Santa Rita – Medici en 500 kV para el 2018 por lo que si no se adelanta, hasta esa fecha no se podrá transmitir 500MW sino cantidades menores limitadas por la red.
- Proyecto de planta de regasificación, cuya entrada en servicio se estima no ocurrirá antes de mayo de 2015.

## **Demanda y Falla**

### **Previsión de demanda**

<b>Energías en GWh</b>							
<b>Año</b>	<b>Tipo</b>	<b>Escenario Base</b>	<b>Incremento</b>	<b>Escenario Bajo</b>	<b>Incremento</b>	<b>Escenario Alto</b>	<b>Incremento</b>
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	PREVISIÓN	10,277	4.82%	10,151	3.53%	10,404	6.11%
2013	PREVISIÓN	10,597	3.11%	10,351	1.97%	10,842	4.21%
2014	PREVISIÓN	10,982	3.63%	10,661	2.99%	11,303	4.25%
2015	PREVISIÓN	11,381	3.63%	10,992	3.10%	11,770	4.14%
2016	PREVISIÓN	11,813	3.80%	11,356	3.32%	12,270	4.25%
2017	PREVISIÓN	12,223	3.47%	11,702	3.05%	12,744	3.86%

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

Poste	Horas/semana
1	5
2	30
3	91
4	42

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

Debido a los efectos de las medidas de ahorro, la demanda se reduce hasta la semana 31. En el período a analizar, semana 22 a 43 de 2012, el total de la demanda pasa de 4570 a 4509 GWh.

### **Representación de la falla**

A partir de la semana 32 y a los efectos de incluir como recursos disponibles para el despacho todos aquellos ubicados en el territorio nacional antes de despachar falla, en los modelos se representan los escalones de falla según se muestra en la tabla adjunta:

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (USD/MWh)
Entre 0 y 5	6589	331
Entre 5 y 12.5	7962	400
Entre 12.5 y 20	23886	1200
Entre 20 y 100	39810	2000



Tipo de cambio: 19.905

BCU interbancario vendedor al 20/04/2012

Para precios de petróleo de 90, 110 y 120 USD/barril, el valor de Falla 1 se ajustó a 309, 331 y 352 USD/MWh respectivamente. Estos valores se obtienen de incrementar en 10% el costo de una TG de referencia con rendimiento 30% y alimentada con Gas Oil.

### **Combustibles Líquidos**

En cuanto al precio del barril de petróleo y de los combustibles derivados, al ser variables sumamente relevantes, se analizan tres alternativas de referencia. Los pronósticos de precio del barril de petróleo se obtienen de la página de la EIA (US Energy Information Administration). A la fecha el barril de crudo se encuentra aproximadamente a 105 USD/barril. Se resuelve considerar un valor base de 110 USD/barril y estudiar la sensibilidad al precio del combustible mediante escenarios con 90 y 120 USD/barril de petróleo (corresponde aproximadamente a una banda que descarta colas del orden de 15 % de probabilidad). Se supondrá disponibilidad nula de gas natural argentino para PTA.

A partir de estos valores se estima un diferencial por tipo de combustible derivado y se incorporan los costos de internación proporcionados por ANCAP.

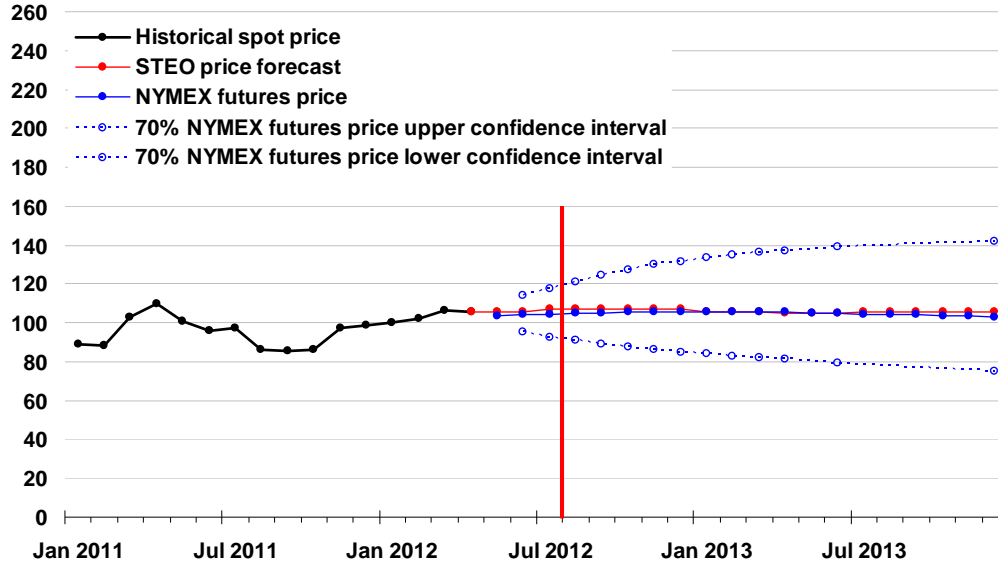
Valores resultantes:

Precio de combustible derivado	Referencia de Barril WTI (USD/barril)		
	90	110	120
Fuel Oil (USD/Ton)	656	750	817
Gas Oil (USD/m3)	849	910	967
Fuel Oil Motores (USD/Ton)	700	790	918

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

### West Texas Intermediate (WTI) Crude Oil Price

dollars per barrel



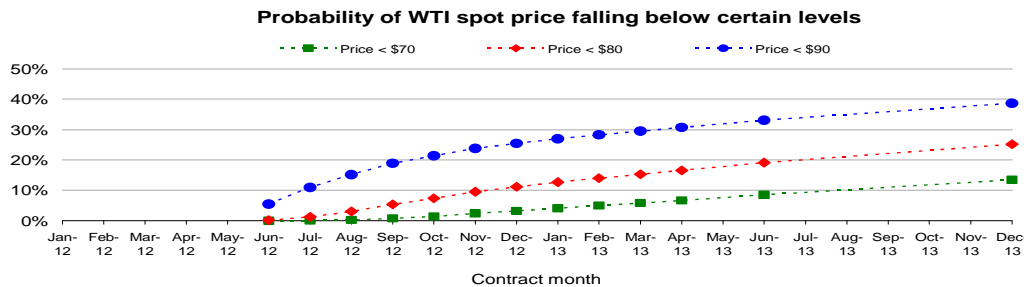
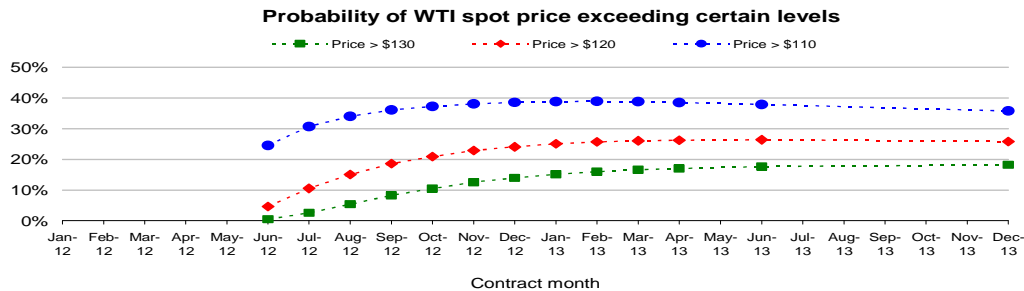
Intervals not calculated for months with sparse trading in "near-the-money" options contracts

Note: Confidence interval derived from options market information for the 5 trading days ending April 5, 2012

Source: Short-Term Energy Outlook, April 2012



De la misma fuente de información se obtienen las probabilidades de superación de los valores extremos elegidos. Se observa en las gráficas siguientes que las probabilidades de superación de los valores elegidos inferior y superior, se sitúan a mitad de la programación en el entorno del 15%.



Notes: Probability values calculated using NYMEX market data for the five trading days ending April 5, 2012. Values not calculated for months with little trading in "close-to-the-money" options contracts.

Source: EIA Short-Term Energy Outlook, April 2012, and CME Group (<http://www.cmegroup.com>)





### Restricciones de abastecimiento

No se consideran restricciones en el abastecimiento de combustible en el período a considerar.

### 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.

### Parque Térmico

#### 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 enero de 2014 la entrada en servicio de la primera turbina, quedando para la semana 18 de 2014 el ingreso al sistema de la segunda turbina y la combinación del ciclo se prevé para la semana 9 de 2016 (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).

Valores a ingresar en el modelo, WTI 90 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. Batlle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	12.20	169.4	169.4
C. Batlle Sala B	50.0	20.0	359.56	471.50	10.74	243.0	315.3
C. Batlle Unidad 5	77.0	20.0	283.84	346.90	13.51	196.9	237.6
C. Batlle Unidad 6	113.0	30.0	289.68	374.90	12.09	199.2	254.3
PTA	48.0	15.0	224.64	348.19	8.71	234.4	358.6
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	4.22	291.3	592.8
TGAA	20.0	10.0	375.43	469.29	3.70	380.9	475.2
PTB - ciclo combinado	170.0	30.0	241.10	241.10	3.50	245.7	245.7

Valores a ingresar en el modelo, WTI 110 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. Batlle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	12.20	189.6	189.6
C. Batlle Sala B	50.0	20.0	359.56	471.50	10.74	280.4	364.4
C. Batlle Unidad 5	77.0	20.0	283.84	346.90	13.51	226.4	273.7
C. Batlle Unidad 6	113.0	30.0	289.68	374.90	12.09	229.4	293.3
PTA	48.0	15.0	224.64	348.19	8.71	250.6	383.7
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	4.22	311.9	635.1
TGAA	20.0	10.0	375.43	469.29	3.70	408.0	509.1
PTB - ciclo combinado	170.0	30.0	241.10	241.10	3.50	263.1	263.1



Valores a ingresar en el modelo, WTI 120 U\$\$/bbl							
Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	PminTH (MW)	Consumo específico carga pleno gr/kWh	Consumo específico carga mínima gr/kWh	Variable no combustible (U\$\$/MWh)	Variable Total pleno U\$\$/MWh	Variable Total mínimo U\$\$/MWh
C. Batlle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	12.20	218.4	218.4
C. Batlle Sala B	50.0	20.0	359.56	471.50	10.74	304.5	396.0
C. Batlle Unidad 5	77.0	20.0	283.84	346.90	13.51	245.4	296.9
C. Batlle Unidad 6	113.0	30.0	289.68	374.90	12.09	248.8	318.4
PTA	48.0	15.0	224.64	348.19	8.71	265.8	407.2
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	4.22	331.2	674.6
TGAA	20.0	10.0	375.43	469.29	3.70	433.3	540.7
PTB - ciclo combinado	170.0	30.0	241.10	241.10	3.50	279.4	279.4

#### Coefficiente 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 abril 2012. Se adjunta el cuadro de valores reales registrados en el período 01-01-2012 a 27-04-2012 y que contiene los valores adoptados (violeta).

CTR1 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 factor de respuesta de CTR2.

El respaldo térmico asociado a las unidades generadoras de emergencia arrendadas se representó con la información disponible que surge de las ofertas adjudicadas. Se consideró como una unidad de importación de 138MW con 95% de disponibilidad y cuyo costo variable estimado, en base al rendimiento garantizado, se sitúa en los 278 USD/MWh<sup>1</sup>. Su entrada en servicio prevista es para el mes de julio (semana 27 de 2012) y a los efectos de la simulación se supuso disponible hasta fin del año 2013.

<sup>1</sup> Para un precio de barril de petróleo de 110 USD/barril.





# ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

## Factor de respuesta de unidades térmicas TV

Fecha inicio	01-01-2012	dias															118		
Fecha fin	27-04-2012																		
	5TA	6TA	SB	M.C.B.	PT11	PT12	PT13	PT14	PT15	PT16	CTR1	CTR2	TGAA	TV	PTI	CTR	TGs	TER	
E Convocado GWh	218.6	325.7	138.8	226.6	135.8	135.1	135.4	135.1	135.1	135.9	283.1	281.6	7.6	909.6	812.4	564.7	1377.1	2294.4	
E Generado GWh	164.0	255.9	75.0	187.5	102.9	110.6	117.4	108.8	106.3	73.6	85.2	226.6	0.0	682.4	619.6	311.8	931.4	1613.8	
P Conv (MWmed)	77.2	115.0	49.0	80.0	47.9	47.7	47.8	47.7	47.7	48.0	100.0	99.4	2.7	321.2	286.9	199.4	486.3	810.2	
P Gen (MWmed)	57.9	90.4	26.5	66.2	36.3	39.1	41.4	38.4	37.5	26.0	30.1	80.0	0.0	241.0	218.8	110.1	328.9	569.8	
FR	75.0%	78.6%	54.0%	82.7%	75.8%	81.8%	86.7%	80.5%	78.7%	54.2%	30.1%	80.5%	0.5%	75.0%	76.3%	55.2%	67.6%	70.3%	
Disponibilidad fortuita en modelo	70%	70%	60%	85%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	50%		80%	80%		76%	
POTENCIA MODELO	77	115	49	80	48	48	48	48	48	48	102	102	15					828	
CONVOCATORIA	100%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	99.4%	99.6%	99.4%	99.4%	100.0%	98.0%	97.5%	17.9%		99.6%	97.7%		97.8%	

- Como criterio general se adoptó la siguiente tabla de valores base para la indisponibilidad fortuita.

	CBO Sala B	CBO 5ta U	CBO 6ta U	CBO Motores	Punta del Tigre	CTR La Tablada	TGAA
<b>Coef de Disponibilidad (%)</b>	<b>60%</b>	<b>70%</b>	<b>70%</b>	<b>85%</b>	<b>80%</b>	<b>80%</b>	<b>50%</b>

## 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.

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

- CTRs: los trabajos sobre la unidad 1 la mantendrán indisponible hasta el 1º/10/2012.
- CB5: el lavado químico se realiza en octubre del 2012.
- CB6: se confirma la realización del mantenimiento mayor de 3 meses de duración para el período setiembre – noviembre de 2012.



seguida al considerar las ampliaciones del parque generador es incluir únicamente proyectos en los que se han completado algunas etapas de su ejecución.

### Eólica:

Las potencias autorizadas son:

	Potencia Instalada(MW)	Potencias autorizadas (MW)			
		2012	2013	2014	2015
Agroland	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
Caracoles 1	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Nuevo Manantial 1	9.00	7.80	7.80	7.80	7.80
Nuevo Manantial 2	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Caracoles 2	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Kentilux	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Kentilux-Ampliación	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20
Amplin 2	7.50	---	---	7.35	7.35
Amplin 3	7.50	---	---	7.35	7.35
Llamado 150 MW - Ampliación	150.00	---	---	150.00	150.00
Llamado 150 MW - Ampliación.Eo. II	192.00	---	---	---	192.00
Expansión eólica adicional	150.00	---	---	---	150.00
<b>TOTALES</b>		<b>49.30</b>	<b>49.30</b>	<b>214.00</b>	<b>556.00</b>

Se utilizaron las siguientes potencias equivalentes:

	Potencia Instalada(MW)	Potencias promedio anuales equivalentes (MW)			
		2012	2013	2014	2015
Agroland	0.30	0.03	0.05	0.05	0.05
Caracoles 1	10.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Nuevo Manantial 1	9.00	1.35	1.35	1.35	1.35
Nuevo Manantial 2	4.00	0.72	0.72	0.72	0.72
Caracoles 2	10.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Kentilux	10.00	3.49	3.49	3.49	3.49
Kentilux-Ampliación	7.20	0.39	2.52	2.52	2.52
Amplin 2	7.50	0.00	0.00	1.16	2.63
Amplin 3	7.50	0.00	0.00	1.16	2.63
Llamado 150 MW - Ampliación	150.00	0.00	0.00	39.38	52.50
Llamado 150 MW - Ampliación.Eo. II	192.00	0.00	0.00	0.00	50.40
Expansión eólica adicional	150.00	0.00	0.00	0.00	39.38
<b>TOTALES</b>		<b>13.98</b>	<b>16.13</b>	<b>57.83</b>	<b>163.66</b>

## Biomasa:

Las potencias autorizadas son:

	Potencia Instalada(MW)	Potencias autorizadas (MW)			
		2012	2013	2014	2015
Las Rosas	1.20	1.00	1.00	1.00	1.00
Fenirol	10.00	8.80	8.80	8.80	8.80
Weyerhaeuser	12.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Bioener	12.00	11.50	11.50	11.50	11.50
Alur	10.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Galofer	14.00	12.50	12.50	12.50	12.50
Liderdat	5.00	4.85	4.85	4.85	4.85
Ponlar	7.50	7.00	7.00	7.00	7.00
Llamado biomasa <20MW	40.00	---	---	40.00	40.00
Llamado biomasa <20MW	160.00	---	---	---	160.00
UPM	120.00	40.00	40.00	40.00	40.00
Montes del Plata	200.00	---	60.00	60.00	60.00
<b>TOTALES</b>		<b>95.65</b>	<b>155.65</b>	<b>195.65</b>	<b>355.65</b>

Se utilizaron las siguientes potencias equivalentes:

	Potencia Instalada(MW)	Potencias promedio anuales equivalentes (MW)			
		2012	2013	2014	2015
Las Rosas	1.20	0.05	0.15	0.15	0.15
Fenirol	10.00	3.08	6.16	6.16	6.16
Weyerhaeuser	12.00	2.50	3.50	3.50	3.50
Bioener	12.00	5.75	8.05	8.05	8.05
Alur	10.00	0.50	0.51	0.50	0.50
Galofer	14.00	7.50	8.75	8.75	8.75
Liderdat	5.00	1.09	2.56	2.55	2.55
Ponlar	7.50	1.08	4.90	4.90	4.90
Llamado biomasa <20MW	40.00	0.00	0.00	20.00	28.00
Llamado biomasa <20MW	160.00	0.00	0.00	0.00	80.00
UPM	120.00	26.86	26.89	26.86	26.86
Montes del Plata	200.00	0.00	50.94	60.00	60.00
<b>TOTALES</b>		<b>48.41</b>	<b>112.41</b>	<b>141.42</b>	<b>229.42</b>

## Fósil

	Potencia Instalada(MW)	Potencias autorizadas (MW)			
		2012	2013	2014	2015
UTE Diesel	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
Zendaleather	3.72	3.20	3.20	3.20	3.20
<b>TOTALES</b>		<b>9.20</b>	<b>9.20</b>	<b>9.20</b>	<b>9.20</b>

Se utilizaron las siguientes potencias equivalentes:

	Potencia Instalada(MW)	Potencias promedio anuales equivalentes (MW)			
		2012	2013	2014	2015
UTE Diesel	6.00	0.12	0.12	0.12	0.12
Zendaleather	3.72	0.80	0.80	0.80	0.80
<b>TOTALES</b>		<b>0.92</b>	<b>0.92</b>	<b>0.92</b>	<b>0.92</b>

## Factores de utilización

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	30%	70%
ERT (Fenirol)	35%	70%
Bioener	50%	70%
Alur	15%	15%
Wayerhaeuser	50%	70%
Galofer	60%	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	35%	35%
Caracoles 2	40%	40%
Amplin 2	35%	35%
Amplin 3	35%	35%
Kentilux	35%	35%
Llamado 150 MW eólica Ampliación	35%	35%
Kentilux Ampliación	35%	35%
UTE Diesel	2%	2%
Zendaleather	25%	25%

La generación distribuida total considerada al fin de cada año, incluyendo UPM y Montes del Plata es la siguiente:

<b>Año</b>	<b>Pot Equivalente (MW)</b>	<b>Pot Instalada (MW)</b>
<b>2012</b>	<b>63.30</b>	<b>154.15</b>
<b>2013</b>	<b>129.47</b>	<b>214.15</b>
<b>2014</b>	<b>200.17</b>	<b>418.85</b>
<b>2015</b>	<b>394.00</b>	<b>920.85</b>

## **Red de Trasmisión**

El cambio de conexión de la Central Punta del Tigre a la nueva estación Brujas 500kV se postergó, actualizándose la fecha de fin a mediados de julio de 2012. Este trabajo tendría una duración máxima de una semana indisponiendo completamente la extracción de potencia de esta central, estando en consideración del equipo de proyecto la instalación de una línea de emergencia. Debido a que este trabajo es coordinable y postergable no fue representado.

## **Comercio internacional**

### **Intercambios de Energía:**

#### ***Importación Contingente:***

Para el año 2012 y 2013 se supondrá sin respaldo de importación de Argentina en el invierno. Para el resto del año (semanas 1 a 17 y 41 a 52) se supondrán 200MW con 65% de disponibilidad.

Para el año 2014 se vuelven a considerar las hipótesis del año 2011.

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.

## **Modelado de Importación**

### **Optimización y simulación**

- **Importación total a través de Argentina año 2012 y 2013**
  - 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 U\$/MWh.
  - 65% de disponibilidad en todos los postes de demanda.
- **Importación total a través de Argentina año 2014**
  - Semanas 18 a 40
  - 140MW a Costo de falla1 -1 U\$/MWh
  - 50% de disponibilidad en todos los postes de demanda.
  - Resto de las Semanas
  - 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 U\$/MWh.
  - 65% de disponibilidad en todos los postes de demanda.

- Importación a través de Conversora 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

### ***Modelado de 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 USD/MWh

## **RESULTADOS**

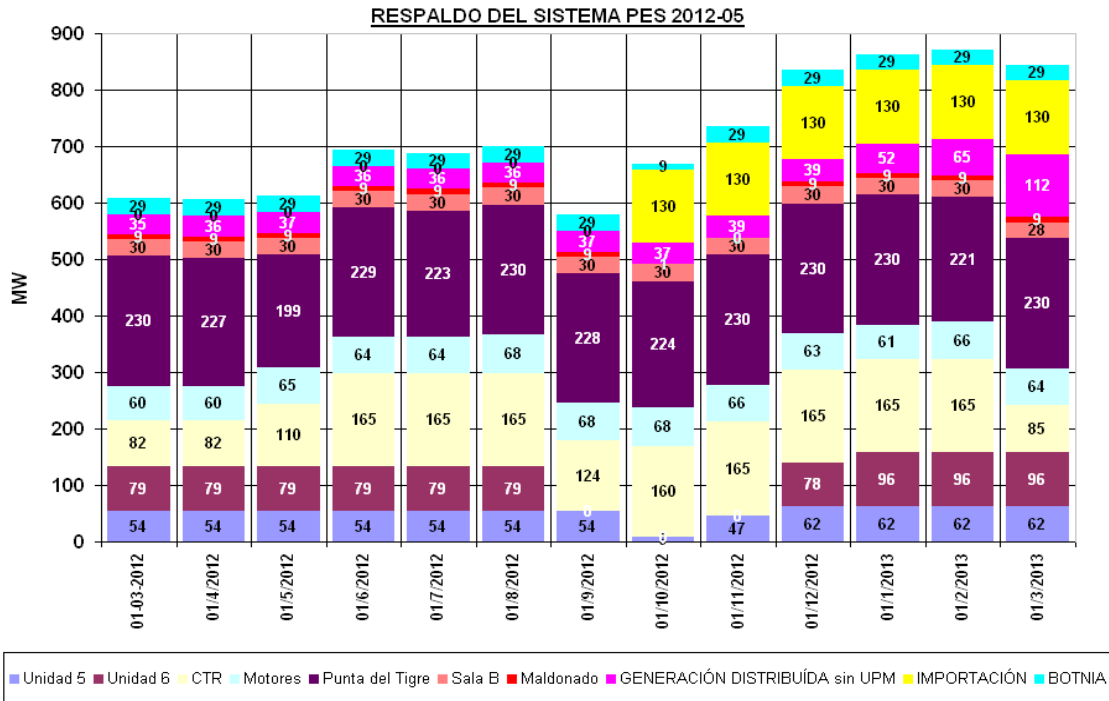
### **Simulación: Cotas de inicio y otros**

- Semana inicio 18/2012 (28/04/2012).
- Cotas de inicio  
Terra: 77.00 m (estimada)
- Resultados Período de Simulación: Semanas 18/2012 a 43/2012.
- Período de Optimización: 2012-2015
- 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

### **Despacho por calidad y seguridad de abastecimiento (DCSA)**

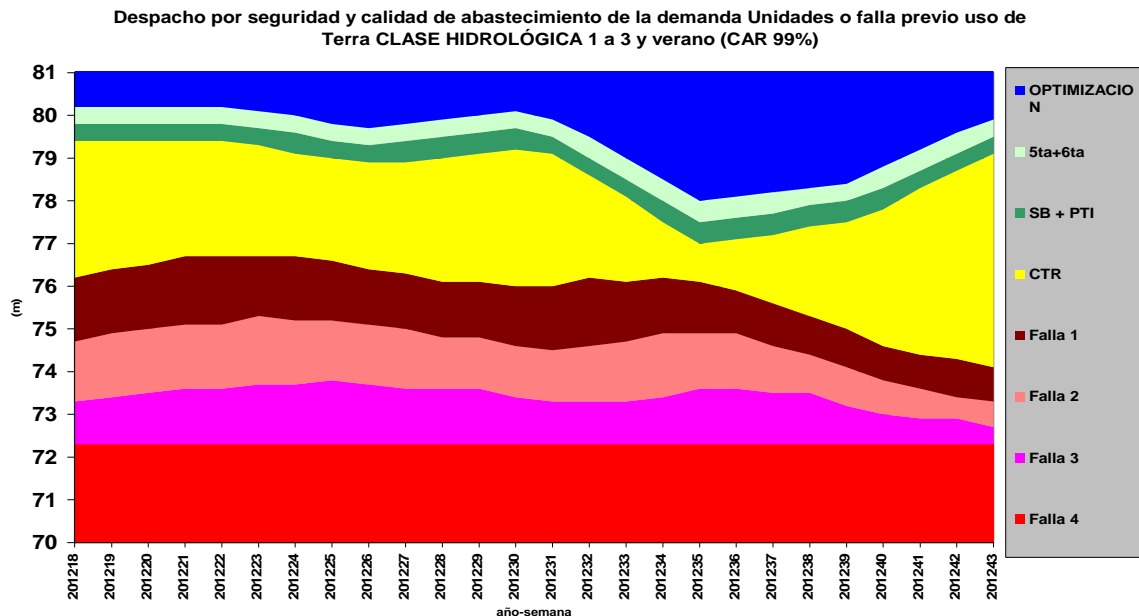
Se optimizará el embalse de Terra entre las cotas 72.3 y 81 m, en 8 pasos de stock. Las reservas almacenadas entre la cota 70 y 72.3 m se consideran de carácter estratégico para ser usadas sólo en caso de emergencia. La metodología de cálculo corresponde a la misma utilizada en la programación anterior.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

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



Se presenta en las siguientes gráficas la CAR<sup>2</sup> según la clase hidrológica y el despacho de falla.

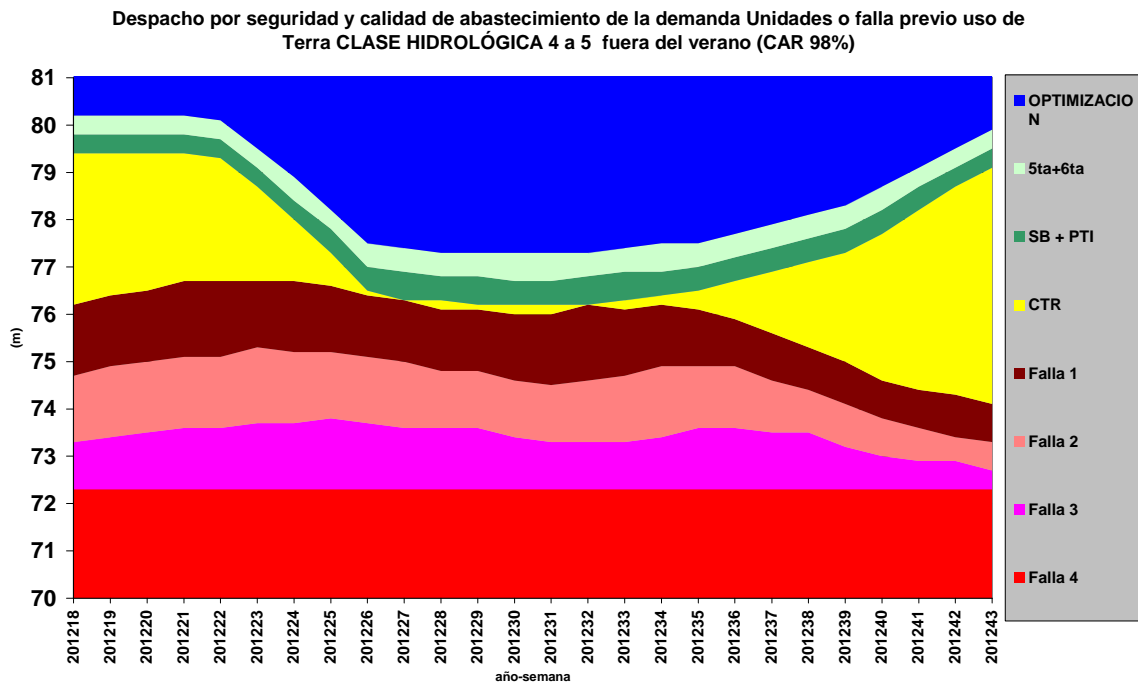
Gráfico 1 Despacho por calidad y CAR 99%



<sup>2</sup> CAR-Curva de Aversión al Riesgo. En la gráfica no se presenta las restricciones al vertimiento.



Gráfico 2 Despacho por calidad y CAR 98%



### 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.

#### 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. 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<sup>ta</sup> 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 1. Tabla de valor del agua de la central Dr. Gabriel Terra (USD/MWh) – clase hidrológica 1-.

VALORES DEL AGUA (U\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1099	1099	1099	1099	1099	1099	1099	1099
	CLASE	1	1	1	1	1	1	1	1
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	226	226	226	226	226	226	226	226
	CTR	312	312	312	312	312	312	312	312
	FALLA 1	331	331	331	331	331	331	331	331
semana	Fecha inicial								
22	26-May	1860	1420	1000	690	510	390	310	264
23	2-Jun	1790	1270	840	570	430	333	277	241
24	9-Jun	1760	1190	750	520	390	307	270	241
25	16-Jun	1600	1010	620	430	340	281	254	226
26	23-Jun	1550	950	560	390	312	281	258	234
27	30-Jun	1430	830	480	350	296	272	250	222
28	7-Jul	1360	740	430	326	287	265	244	221
29	14-Jul	1230	630	390	309	278	260	237	212
30	21-Jul	1070	540	360	300	276	260	238	207
31	28-Jul	970	490	350	295	277	263	242	214
32	4-Aug	970	480	350	299	281	268	247	216
33	11-Aug	920	450	340	301	284	272	251	218
34	18-Aug	820	420	323	297	280	267	244	202
35	25-Aug	780	400	314	294	277	265	243	209
36	1-Sep	680	370	308	289	275	262	240	202
37	8-Sep	710	370	311	291	279	265	245	212
38	15-Sep	570	350	304	289	277	263	245	203
39	22-Sep	540	360	303	294	284	274	259	212
40	29-Sep	550	360	306	294	287	278	262	214
41	6-Oct	570	370	314	291	286	278	262	232
42	13-Oct	620	380	319	292	287	281	269	241
43	20-Oct	660	400	322	298	291	282	272	245
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

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

<b>VALORES DEL AGUA (U\$S/MWh)</b>									
	POLÍTICA Nro	1099	1099	1099	1099	1099	1099	1099	1099
	CLASE	2	2	2	2	2	2	2	2
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	226	226	226	226	226	226	226	226
	CTR	312	312	312	312	312	312	312	312
	FALLA 1	331	331	331	331	331	331	331	331
semana	Fecha inicial								
22	26-May	1410	750	440	340	278	226	193	157
23	2-Jun	1290	630	400	313	256	219	187	147
24	9-Jun	1160	510	330	278	239	211	181	138
25	16-Jun	1040	470	319	270	234	202	173	128
26	23-Jun	820	360	267	241	220	196	167	122
27	30-Jun	800	370	273	241	220	197	168	120
28	7-Jul	840	390	281	252	223	202	174	132
29	14-Jul	950	440	300	265	237	218	192	157
30	21-Jul	820	380	290	258	240	222	195	157
31	28-Jul	580	336	279	249	236	216	187	145
32	4-Aug	540	320	275	247	233	213	182	136
33	11-Aug	510	311	272	252	235	218	187	137
34	18-Aug	530	322	277	262	241	225	195	145
35	25-Aug	510	321	280	264	245	228	197	145
36	1-Sep	480	317	282	265	247	231	200	147
37	8-Sep	450	314	280	266	250	230	198	144
38	15-Sep	440	318	288	271	260	239	215	162
39	22-Sep	400	313	288	275	263	244	228	175
40	29-Sep	420	317	293	280	268	252	237	197
41	6-Oct	460	329	300	284	274	260	242	222
42	13-Oct	470	330	300	284	274	260	243	221
43	20-Oct	480	331	299	284	272	259	245	222
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

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

VALORES DEL AGUA (U\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1099	1099	1099	1099	1099	1099	1099	1099
	CLASE	3	3	3	3	3	3	3	3
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	226	226	226	226	226	226	226	226
	CTR	312	312	312	312	312	312	312	312
	FALLA 1	331	331	331	331	331	331	331	331
semana	Fecha inicial								
22	26-May	1040	450	266	234	194	158	129	91
23	2-Jun	930	380	250	219	187	156	126	87
24	9-Jun	760	309	221	201	172	142	113	72
25	16-Jun	670	293	229	208	179	152	123	77
26	23-Jun	580	287	233	209	186	159	130	83
27	30-Jun	630	298	239	215	191	165	135	89
28	7-Jul	630	299	242	220	194	167	136	90
29	14-Jul	530	276	236	216	192	164	129	88
30	21-Jul	420	254	229	212	188	158	122	78
31	28-Jul	360	256	231	213	188	157	118	72
32	4-Aug	390	260	238	218	194	163	123	77
33	11-Aug	360	262	234	217	193	161	119	72
34	18-Aug	370	264	235	219	195	161	119	68
35	25-Aug	400	268	244	228	208	175	130	74
36	1-Sep	360	271	247	233	216	184	135	75
37	8-Sep	350	275	250	240	223	193	143	78
38	15-Sep	334	279	262	240	233	209	166	93
39	22-Sep	334	286	268	251	238	222	185	108
40	29-Sep	334	288	272	259	241	231	208	146
41	6-Oct	350	303	281	271	248	242	227	184
42	13-Oct	380	298	282	272	253	240	229	195
43	20-Oct	400	305	286	274	259	240	234	206
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

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

VALORES DEL AGUA (U\$/MWh)									
	POLÍTICA Nro	1099	1099	1099	1099	1099	1099	1099	1099
	CLASE	4	4	4	4	4	4	4	4
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	226	226	226	226	226	226	226	226
	CTR	312	312	312	312	312	312	312	312
	FALLA 1	331	331	331	331	331	331	331	331
semana	Fecha inicial								
22	26-May	620	254	173	149	116	88	70	42
23	2-Jun	550	222	163	137	106	82	64	36
24	9-Jun	500	209	161	137	108	85	61	33
25	16-Jun	360	193	158	131	103	79	55	27
26	23-Jun	311	191	156	129	101	75	53	25
27	30-Jun	304	196	161	133	105	76	57	30
28	7-Jul	286	195	161	134	106	76	55	30
29	14-Jul	315	202	169	141	113	84	57	34
30	21-Jul	315	213	184	157	129	98	67	40
31	28-Jul	291	220	192	166	136	104	71	44
32	4-Aug	313	230	205	179	149	114	78	50
33	11-Aug	295	238	212	187	156	120	80	48
34	18-Aug	299	237	213	189	158	120	78	42
35	25-Aug	301	234	213	189	159	121	75	41
36	1-Sep	270	237	222	202	174	135	88	42
37	8-Sep	274	240	229	211	186	149	97	40
38	15-Sep	280	245	233	218	197	165	118	56
39	22-Sep	280	256	236	228	207	182	141	74
40	29-Sep	288	259	248	238	218	196	162	94
41	6-Oct	288	261	243	238	222	199	170	119
42	13-Oct	300	273	247	242	229	207	181	133
43	20-Oct	301	271	248	240	225	205	181	133
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

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

<b>VALORES DEL AGUA (U\$S/MWh)</b>									
	POLÍTICA Nro	1099	1099	1099	1099	1099	1099	1099	1099
	CLASE	5	5	5	5	5	5	5	5
	STOCK	2	3	4	5	6	7	8	9
	5ta	226	226	226	226	226	226	226	226
	CTR	312	312	312	312	312	312	312	312
	FALLA 1	331	331	331	331	331	331	331	331
semana	Fecha inicial								
22	26-May	231	102	73	54	38	23	13	5
23	2-Jun	264	110	80	59	42	26	14	6
24	9-Jun	224	113	85	63	45	29	16	6
25	16-Jun	187	119	89	67	48	31	17	6
26	23-Jun	188	124	94	71	52	34	19	7
27	30-Jun	190	134	102	78	58	39	22	9
28	7-Jul	216	142	110	84	63	43	26	11
29	14-Jul	217	146	116	88	67	45	27	13
30	21-Jul	196	145	117	89	65	44	25	11
31	28-Jul	193	154	125	96	70	48	27	13
32	4-Aug	197	160	130	99	71	48	27	12
33	11-Aug	202	170	140	108	76	52	29	12
34	18-Aug	214	179	150	117	83	57	32	13
35	25-Aug	223	187	157	126	90	61	35	14
36	1-Sep	220	191	164	131	96	63	36	14
37	8-Sep	220	198	171	141	105	68	37	13
38	15-Sep	221	207	180	151	114	76	42	15
39	22-Sep	227	214	189	160	124	84	47	18
40	29-Sep	233	221	197	169	136	95	52	19
41	6-Oct	241	231	210	186	156	117	71	29
42	13-Oct	244	238	221	200	174	140	96	45
43	20-Oct	252	243	226	208	184	155	116	61
Valor entre 5ta y CTR		Valor entre CTR y falla 1			Valor superior a falla 1				

## Operación esperada

Se presentan los resultados obtenidos a partir de la política de operación compuesta por la optimización (valor del agua de Terra) antes presentada y aplicando el despacho por seguridad y calidad de abastecimiento. Se detallan los diferentes casos estudiados.

## Balance energético

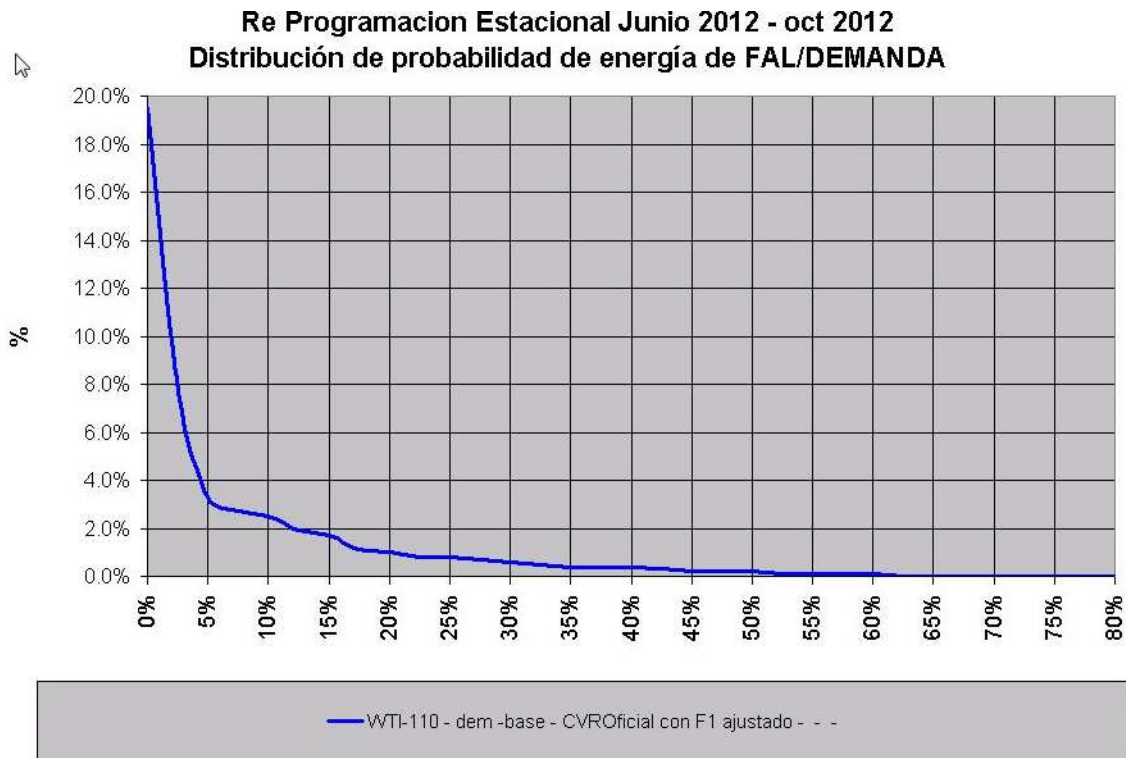
Tabla 11 Balance semestral (semanas 22-2012 a 43-2012) en valor esperado

GENERACION (GWh)	W11-110 - dem - base - CVR Oficial con F1 ajustado - -
Terra	298
Baygorria	214
Palmar	753
Total Rfo Negro	1265
Salto Grande	1880
Total Hidráulica	3145
Batlle 6ª Unidad	119
Batlle 6ª Unidad	133
Batlle Sala B	36
PTA TGE GN	0
PTA TGE GO	492
CTR+TGAA	79
Motores	167
Total Térmica	1026
CEM SA I +GM SA	0
RIVERA 70 MW	2
CEM SA II	0
CONTINGENTE RESTO	4
GEN DIST	135
GEN ARREND. EMERG.	116
BOT NIA	110
Exportación	-73
FALLA 1	12
FALLA 2	6
FALLA 3	16
FALLA 4	10
TOTAL Falla	44
Demanda Total	4509

### 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 22 de 2012 a 43 de 2012), en % sobre la demanda del período.

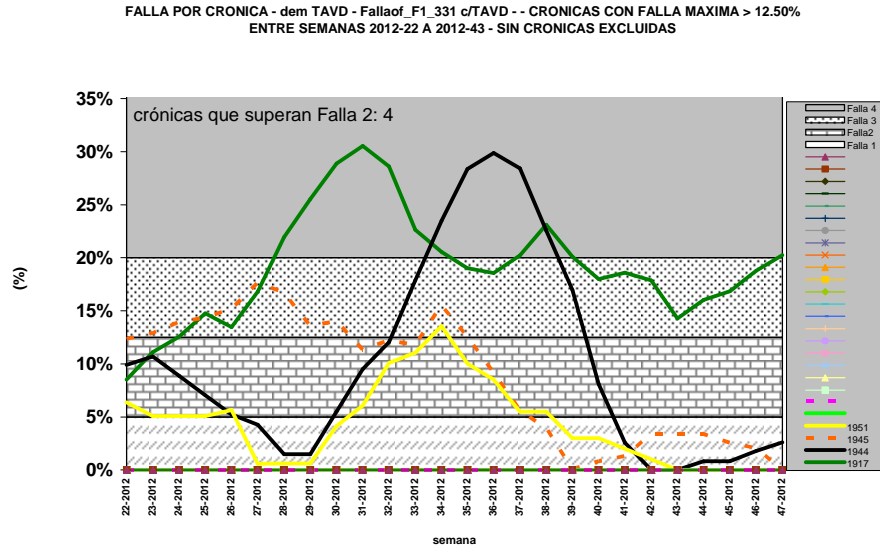
Gráfico 3 Probabilidad de Excedencia de Falla





## Análisis de la evolución semanal del despacho de Falla

Gráfico 4 Crónicas con falla máxima superior al escalón F2



Las gráficas anteriores indican 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 corresponde a las crónicas de 1917 y 1944.