



Programación Estacional (PES) Noviembre - Abril 2017

***ADME Octubre 2016
Montevideo - Uruguay.***

En la elaboración de esta Programación Estacional trabajaron:

Por ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas:

María Cristina Alvarez, Lorena Di Chiara, Felipe Palacio, Pablo Soubes y Ruben Chaer.

Por UTE, en el marco del Contrato de arrendamiento de Servicios:

Milena Gurin, Valentina Groposo, Gabriela Gaggero, Martín Pedrana y Hernán Rodrigo de la unidad PEG de UTE-Melilla.

Fecha: 19/10/2016

Última actualización: 20/10/2016

1 Resumen Ejecutivo

El presente documento contiene la Programación Estacional correspondiente al período Noviembre – Abril (inclusive) de 2017.

Las principales hipótesis que afectan el período de esta Programación Estacional (PES) son:

- Para el modelado de los aportes hidrológicos se utiliza el mismo modelo estocástico de aportes hidráulicos utilizado en la PES Mayo – Octubre 2016. Este modelo cuenta con la información de la anomalía de la temperatura de la superficie del océano Pacífico en la región conocida como zona N34 asociada al fenómeno de “El Niño” y la representación del costo marginal operativo de la región sur de Brasil por presentar los mismos una correlación importante con la condición de hidraulicidad de Uruguay. Este período estacional esta levemente influenciado por la presencia del fenómeno “Niña”.
- No se considera disponibilidad de Gas Natural para generación eléctrica en el período de estudio.



- El precio del petróleo se modela como un proceso estocástico con los pronósticos de corto plazo de la EIA de Abril de 2016. Se asume un costo inicial de 45 USD/bbl.
- De acuerdo a Resolución de Directorio de UTE R16-1466, se desafectan en forma definitiva del servicio las Unidades 5 y 6 de Central Batlle.
- Se estima que la fecha de entrada en operación de la primer unidad del ciclo combinado será en enero del 2017 y la segunda en Mayo 2017. El cierre del ciclo se estima para Octubre 2018.
- Incorporación de generación eólica y solar de acuerdo a cronograma acordado en Setiembre 2016 entre DNE-MIEM, UTE y ADME . Se considera un factor de planta total de la eólica conservador que tiene en cuenta los períodos de prueba de los parques que van entrando en servicio, el mismo es del entorno del 39%.
- Proyección de demanda realizada por el Grupo de Demanda de UTE en Octubre de 2016.

A los efectos de la valorización de los recursos para el despacho interno se ha considerado la posibilidad de exportación a un precio muy bajo (0.1 USD/MWh) de forma que solo se produce exportación de excedentes hidráulicos, eólicos y solares.

2 Principales resultados.

En esta sección se muestran los principales resultados aplicables a la operación del período estacional. En el sitio web de ADME está disponible la Sala SimSEE utilizada para obtener los mismos y que permitirán el seguimiento de la operación durante el período Noviembre – Abril 2017.

La variabilidad del precio del barril de petróleo es modelado según el modelo que se describe en el “Anexo I: Calibración del modelado estocástico CEGH del índice de precio de Petróleo.”

2.1 Resultados

2.1.1) Cota del lago de Rincón de Bonete.

La Fig.1 muestra la evolución de la cota del lago de Rincón de Bonete (Terra) en valor esperado y para diferentes cortes de probabilidad. Como se puede apreciar con probabilidad de excedencia 1% la trayectoria del lago se mantiene por debajo de 80 metros durante el período estacional. Se observa además que con probabilidad 50% la cota alcanza valores por debajo de 73 metros.

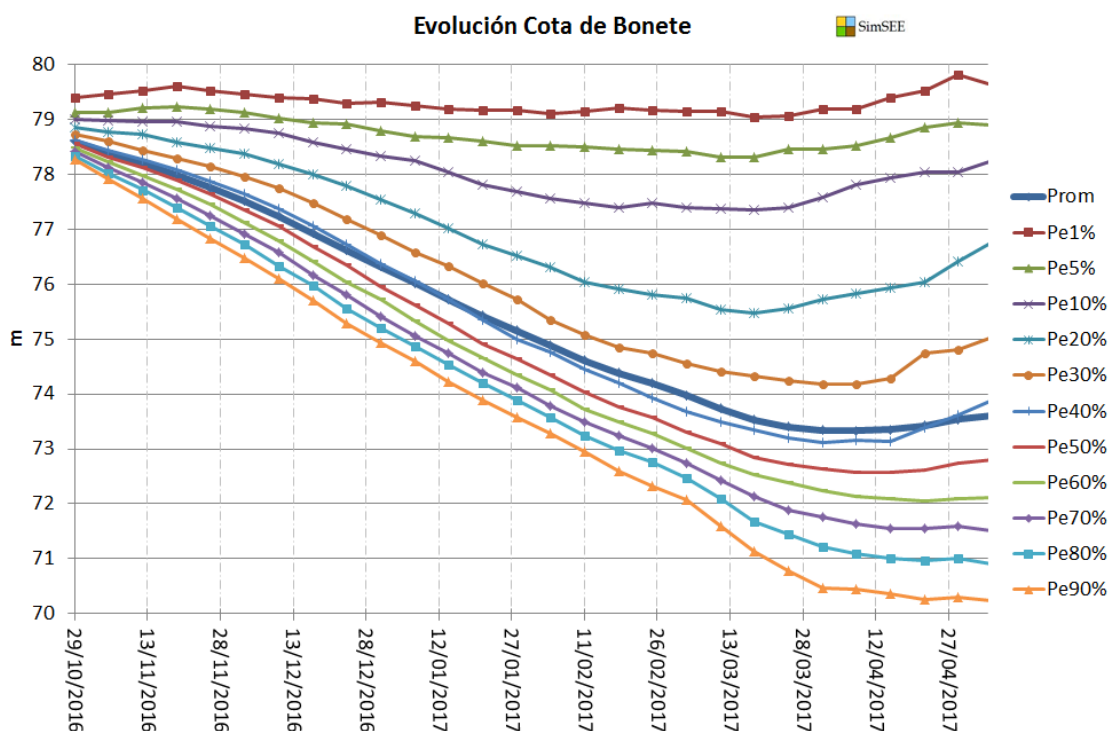


Fig. 1: Evolución de la cota de Bonete.

2.1.2) Costo Marginal.

En la Fig.2 se muestra la evolución proyectada del costo marginal semanal del sistema en promedio y con diferentes cortes de probabilidad. Como se puede apreciar en todo el período el costo marginal semanal en valor esperado presenta valores menores a 100 USD/MWh.

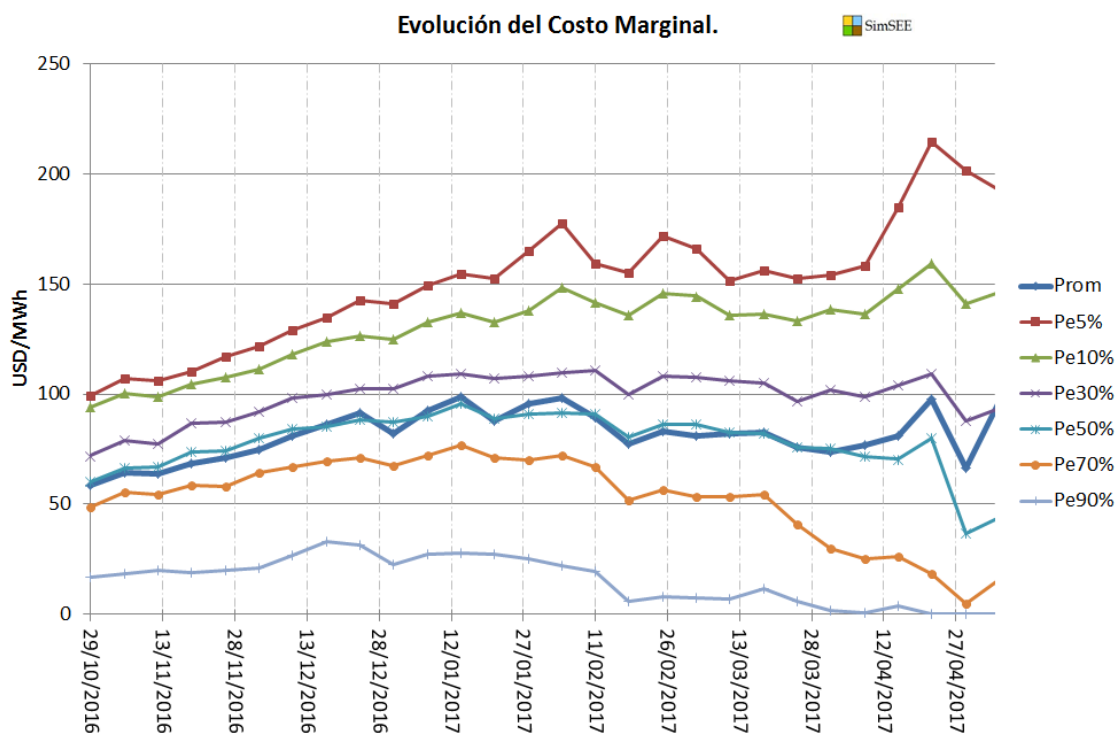


Fig. 2: Costo Marginal de generación.

2.1.3) Despacho promedio.

La Fig.3 muestra el despacho en valor esperado por fuente de generación en el período estacional. Debido a la presencia del fenómeno “Niña”, se espera contar con menor cantidad de aportes que la media histórica, por este motivo el valor esperado de los excedentes exportables de costo variable nulo son del orden del 4% de la demanda.

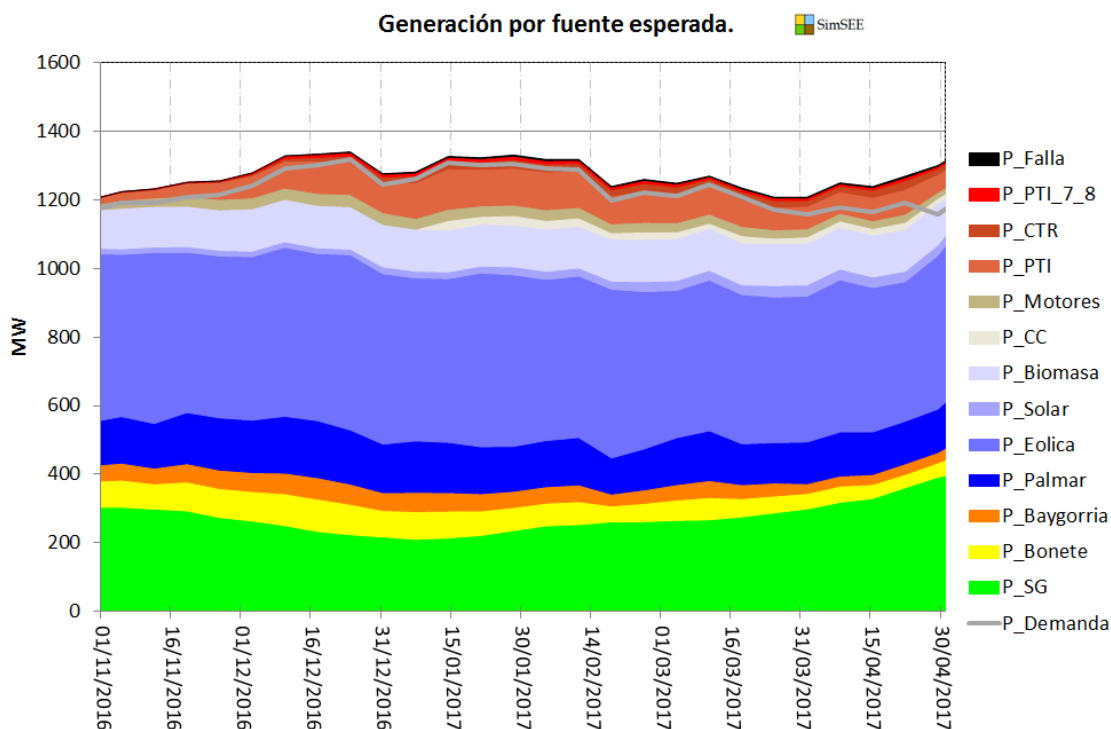


Fig. 3: Generación por fuente esperada.

2.1.4) Probabilidad de ocurrencia de cortes de energía (Falla 3+4).

La Fig.4 se muestra los cortes de probabilidad de la energía acumulada de la suma de las fallas 3 y 4 para el conjunto de crónicas simuladas. Como se puede apreciar, para el 1% de las crónicas simuladas la energía de falla acumulada 3+4 es del orden de 17 GWh (0,3% de la demanda en el período estacional Noviembre - Abril 2017).

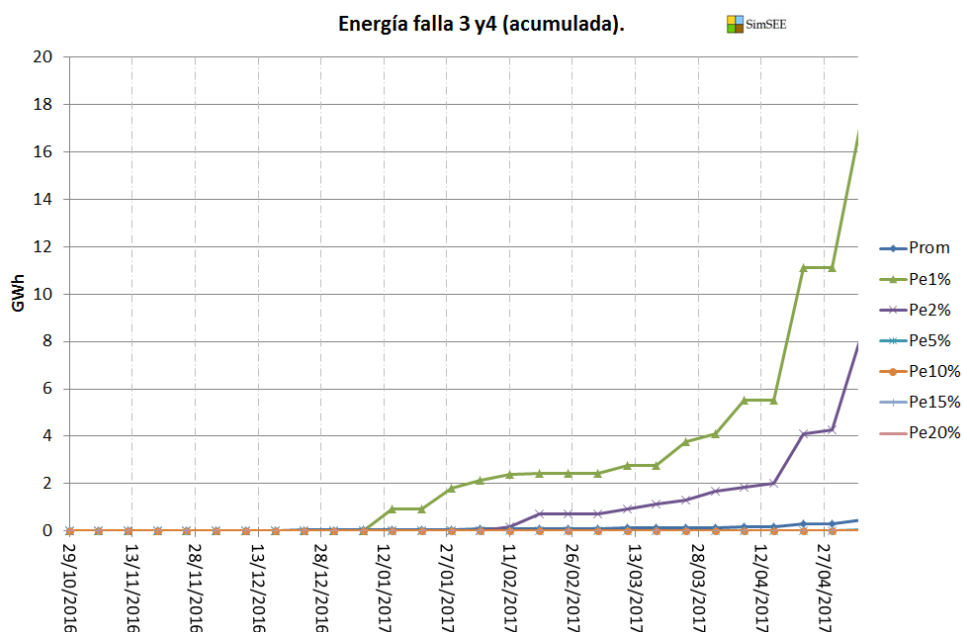


Fig. 4: Energía acumulada de falla 3 + 4 según cortes de probabilidad.

2.1.5) Costo Total.

El objetivo principal de la Programación Estacional es dar una valorización al agua del lago de Rincón de Bonete y disponer de una estimación de los costos operativos y consecuentemente una proyección del costo marginal de generación. En forma adicional, se incluye una estimación de los costos a nivel de generación para disponer de una referencia que debe ser considerada como tal. Para ello se asumen los siguientes valores para los pagos a nivel de generación:

- Generación distribuida de biomasa que incluye UPM: Pago por energía 90 US\$/MWh.
- Generación eólica: Pago por energía 71 US\$/MWh.
- Generación solar: Pago por energía 93 US\$/MWh.
- Generación hidroeléctrica: Pago por energía 10 USD/MWh.
- Pago por potencia puesta a disposición de la generación térmica de 12 USD/MWh.
- Los escalones de falla se valoran según decreto vigente.
- En las semanas de mayor demanda de verano, los excedentes exportables de origen hidráulico, eólico y solar se consideran como un ingreso de 75 US\$/MWh, el resto de las semanas se consideran de costo nulo.

La Fig.5 muestra el costo total operativo para el período estacional Noviembre - Abril 2017 resultante

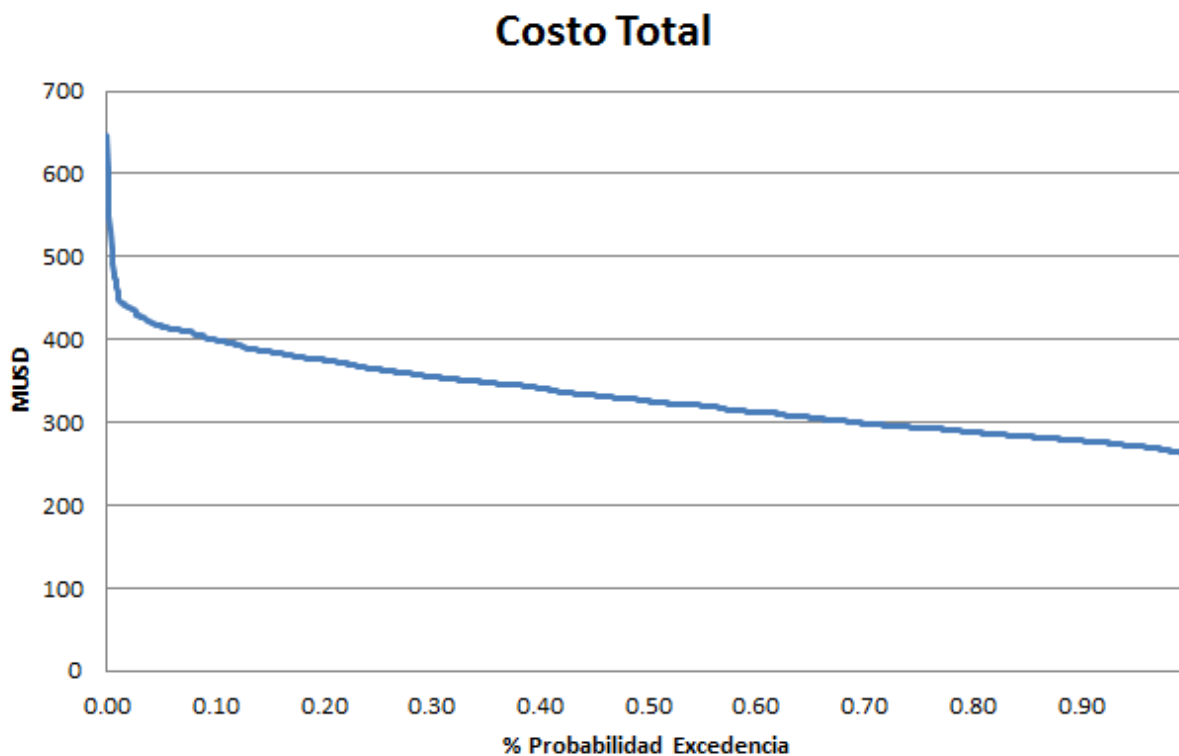


Fig. 5: Costos Totales Operativos del período estacional (Noviembre – Diciembre 2017).

3 Hipótesis detalladas.

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, sin un análisis exhaustivo, tomando en consideración tanto su muy bajo impacto en el semestre como también el grado de incertidumbre asociado a cada detalle.

Teniendo en cuenta las dos funciones principales de la Programación Estacional (PES), valorizar el lago de Terra y tener escenarios base para estimar el presupuesto de abastecimiento de la demanda, se resuelve seguir el criterio habitual de usar hipótesis conservadoras en cuanto a la expansión y disponibilidad de recursos en general. Estas hipótesis conservadoras aplican especialmente a la optimización.

Principales Hipótesis:

- Se usó un plan de expansión ajustado a los últimos datos disponibles, tomando márgenes de seguridad en cuanto a las fechas de entrada sobre todo en los generadores que ingresan más temprano y por tanto afectan más el despacho.



- Se actualizó el cronograma de entrada previsto para el Ciclo Combinado. Las fechas manejadas hoy para la entrada en servicio son 15/1/17 para la primera turbina y la segunda turbina cinco meses más tarde. Se prevé la combinación del ciclo para el 15/10/2018.
- De acuerdo a Resolución de Directorio de UTE R16-1466, se desafectan en forma definitiva del servicio las Unidades 5 y 6 de Central Batlle.
- Dada la situación de los países vecinos, se modela el sistema con baja disponibilidad de importación y costos a niveles de Falla.

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 tres variables de estado hidrológico, una para el río Negro, otra para el río Uruguay y la restante para incorporar el iN3.4. Se realiza la simulación con crónicas sintéticas.

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

3.1 Demanda y Falla

3.1.1) Previsión de demanda actualizada

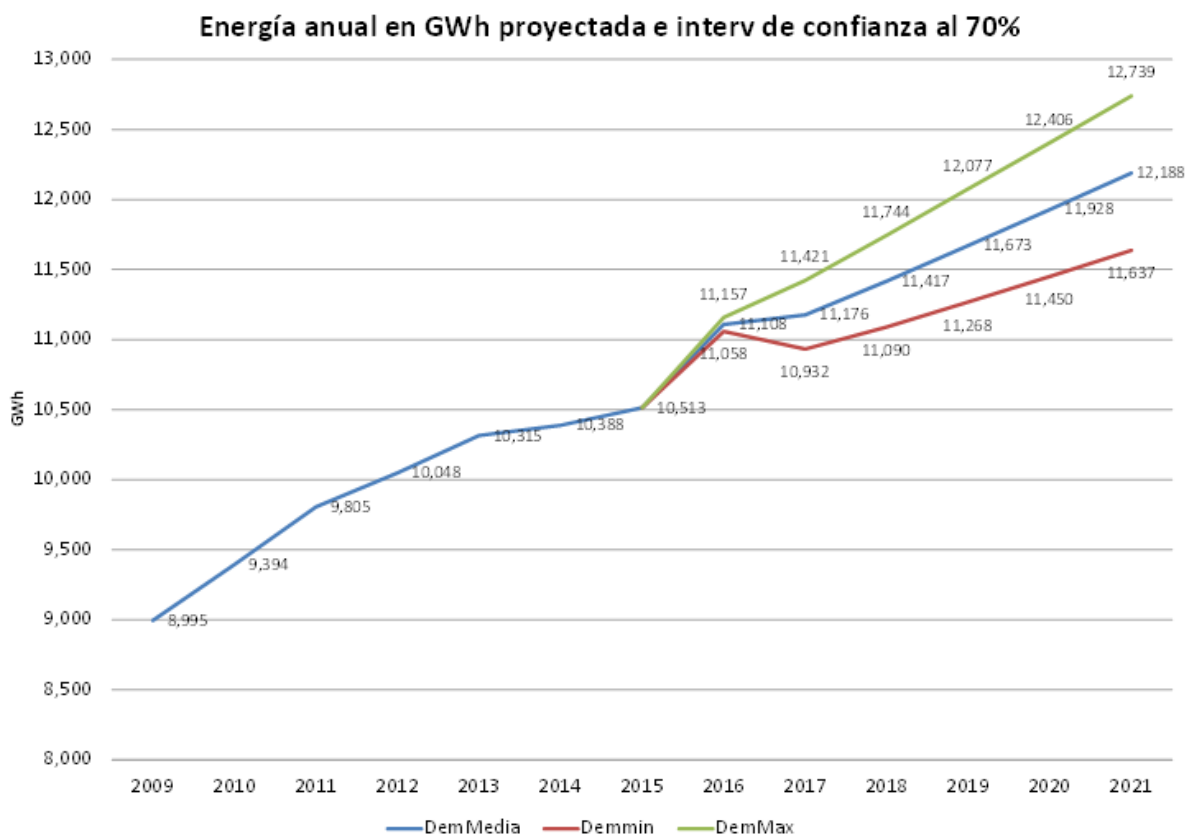
Energías en GWh							
Año	Tipo	Escenario Base	Incremento	Escenario Bajo	Incremento	Escenario Alto	Incremento
2009	REAL	8,995	2.45%	8,995	2.45%	8,995	2.45%
2010	REAL	9,394	4.43%	9,394	4.43%	9,394	4.43%
2011	REAL	9,805	4.38%	9,805	4.38%	9,805	4.38%
2012	REAL	10,048	2.47%	10,048	2.47%	10,048	2.47%
2013	REAL	10,315	2.66%	10,315	2.66%	10,315	2.66%
2014	REAL	10,388	0.71%	10,388	0.71%	10,388	0.71%
2015	REAL	10,513	1.21%	10,513	1.21%	10,513	1.21%
2016	PREVISIÓN	11,108	5.65%	11,058	5.18%	11,157	6.13%
2017	PREVISIÓN	11,176	0.62%	10,932	-1.14%	11,421	2.36%
2018	PREVISIÓN	11,417	2.15%	11,090	1.45%	11,744	2.83%
2019	PREVISIÓN	11,673	2.24%	11,268	1.61%	12,077	2.83%
2020	PREVISIÓN	11,928	2.19%	11,450	1.61%	12,406	2.73%
2021	PREVISIÓN	12,188	2.18%	11,637	1.63%	12,739	2.69%

Los datos presentados corresponden a la proyección del grupo de demanda, realizada a fines de Octubre de 2016.

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

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

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



3.1.2) 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 de CTR).

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	4228	149
Entre 2 y 7	17025	600
Entre 7 y 14.5	68100	2400
Entre 14.5 y 100	113500	4000

Tipo de cambio: 28.375

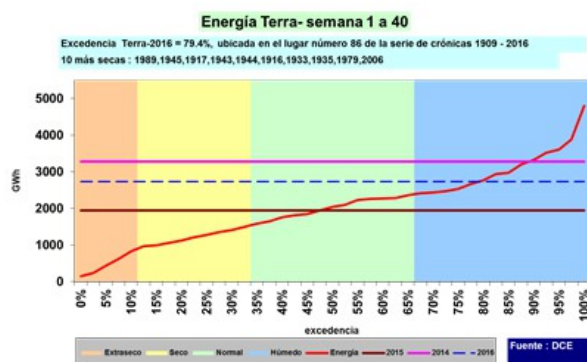
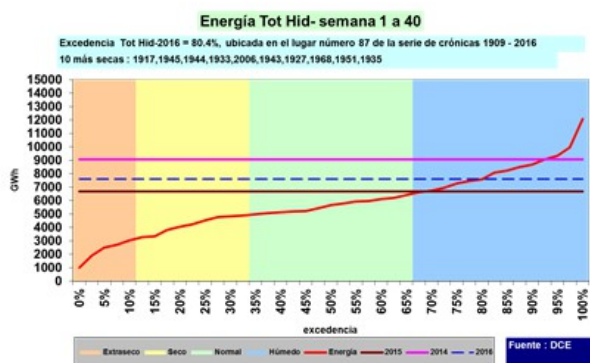
BCU interbancario vendedor al 05/10/2016

3.2 Situación hidrológica y clima

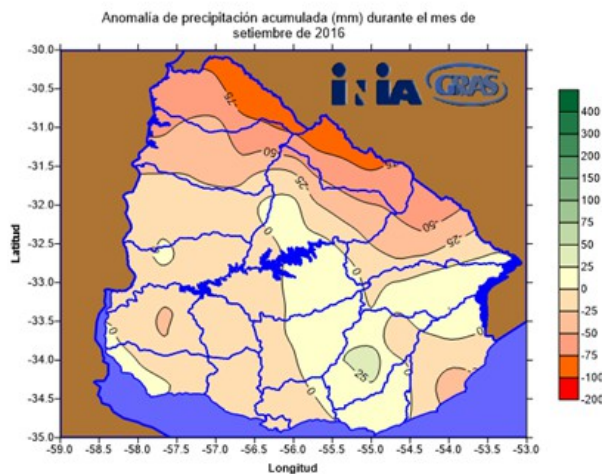
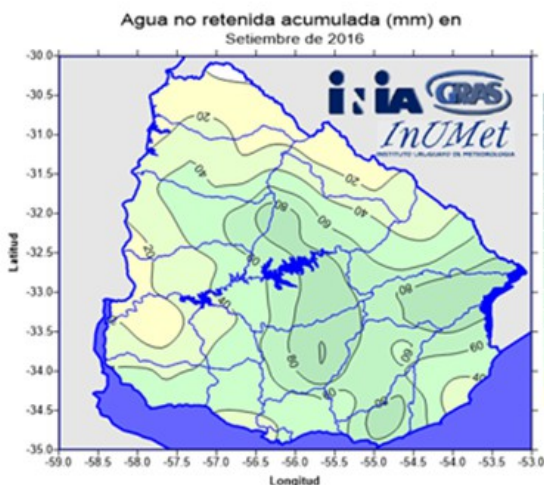
Se presenta en este apartado la situación actual y proyecciones climáticas para los meses venideros.

El sistema se encuentra en clase hidrológica 3 y continuará en ese nivel por 2 semanas, pasando luego a clase 2 de no ocurrir lluvias.

Siguen gráficos con las excedencias de la energía afluente al río Negro y al río Uruguay:



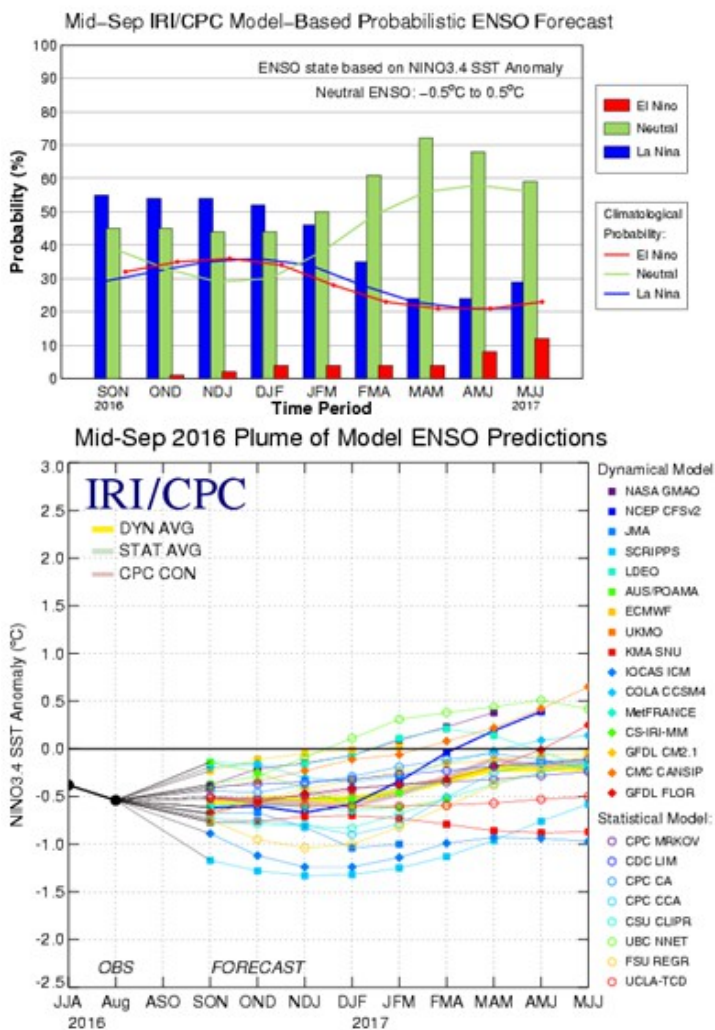
Agua disponible en suelos y agua no retenida (Fuente INIA, setiembre 2016¹)



Según CPTEC: la permanencia de la situación de neutralidad en el pacífico ecuatorial disminuye las posibilidades del establecimiento de la condición La Niña. Para el trimestre octubre a diciembre la mayoría de los modelos océano-atmósfera indican condicione de neutralidad. Se adjunta también la última proyección del IRI que presenta estadísticas y proyecciones de mayor alcance temporal.

¹<http://www.inia.uy/Publicaciones/Documentos%20compartidos/Informe%20agroclimatico%20INIA-GRAS%20Setiembre%20de%202016.pdf>





3.3 Combustibles.

3.3.1) Proyección de precios.

El pronóstico de precio del barril de petróleo se obtiene de la página de la EIA (US Energy Information Administration). Hoy el barril de crudo WTI se encuentra aproximadamente a 45 USD/barril. Se resuelve considerar un valor base de 45 USD/barril, evolucionando con tendencia según proyecciones de EIA. Se supondrá disponibilidad nula de gas natural argentino para PTA.

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

Valores resultantes:

La referencia para el valor del crudo Brent se estima en el entorno del mismo precio que el WTI, según valores actuales.

Precios de combustibles para PAM Octubre 2016-Marzo 2017

Referencia de Barril WTI (USD/barril)

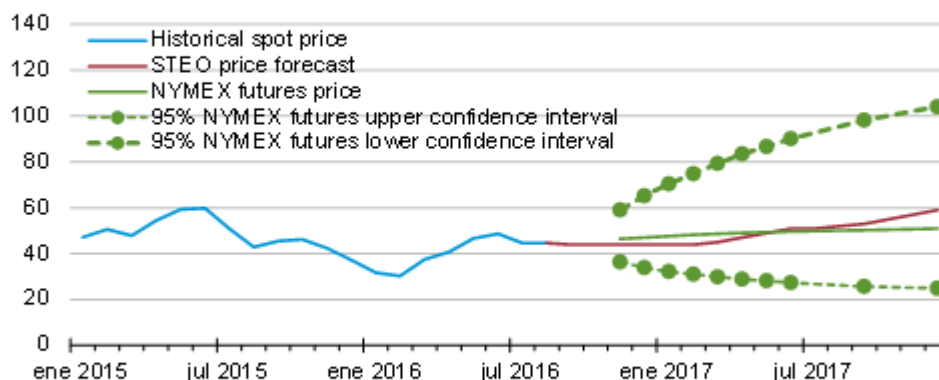
Precio de combustible derivado	45
Gas Oil (USD/m3)	388
Fuel Oil Motores (USD/Ton)	309

Densidad de FO 1.03 Kg/l

Densidad de FOM 1.01 Kg/l

1 Barril=158.9872949 litros

West texas intermediate (WTI) crude oil price
dollars per barrel



Note: Confidence interval derived from options market information for the 5 trading days ending Sep 1, 2016. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options contracts.

Source: Short-Term Energy Outlook, September 2016.

3.3.2) Gas Natural.

Dado que aún no se cuenta con definiciones respecto al suministro de GNL se propone no representar disponibilidad de GN.²

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

3.4 Parque térmico

3.4.1) Datos técnicos.

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

Ciclo Combinado:

Se considera la planta de ciclo combinado a instalar en Punta del Tigre según el siguiente cronograma de incorporación y disponibilidad proporcionado por UTE en setiembre de 2016.

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

Se considera una vida útil del CC de 20 años, costos operación y mantenimiento aproximadamente 5 US\$/MWh operando con gas oil. El cronograma podría sufrir cambios que modifiquen las fechas propuestas, pero las mismas son la mejor estimación disponible al día de hoy.

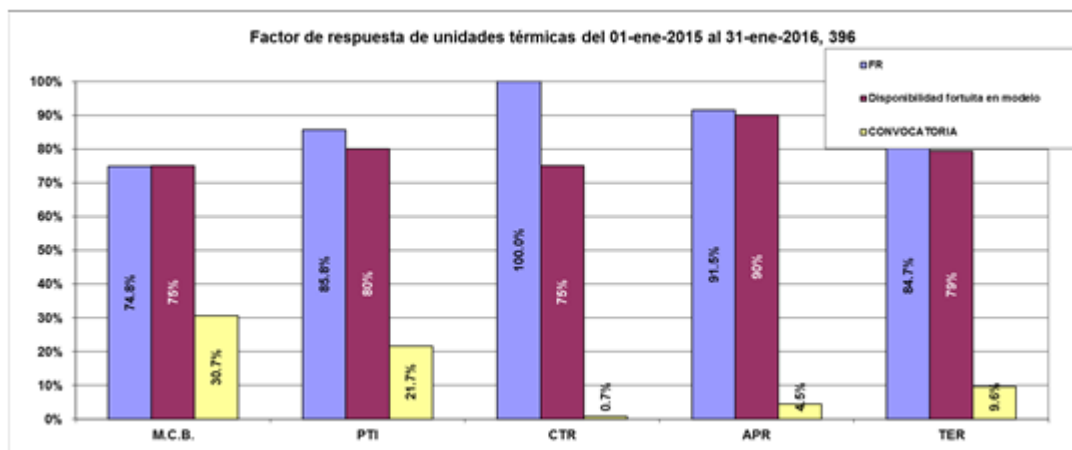
En la tabla siguiente se supone generación en base a Gas Oil y Fuel Oil.

Valores a ingresar en el modelo, WT 145 US\$/bbl								
Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	PminTH (MW)	Consumo específico carga pleno gr/kWh	Consumo específico carga mínima gr/kWh	Variable Combustible US\$/MWh	Variable No Combustible US\$/MWh	Variable Total pleno US\$/MWh	Variable Total mínimo US\$/MWh
C. Battle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	69.4	12.2	81.6	81.6
PT11-6	48.0	15.0	224.64	348.19	103.1	8.7	111.8	168.5
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	131.1	4.2	135.4	273.1
PT17-8	24.0	0.3	244.40	6048.90	112.2	10.0	122.2	2786.1
PTB - CC abierto	177.0	30.0	241.10	241.10	110.6	5.0	115.6	115.6
PTB - CC cerrado	532.0	30.0	181.30	181.30	83.2	5.0	88.2	88.2

3.4.2) Coeficiente de disponibilidad de las unidades generadoras:

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

En rojo se muestran los valores aplicados en los modelos como disponibilidad fortuita (los usados en el PAM vigente).



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

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

3.5 *Mantenimiento programado*

Se utiliza el PAM vigente (de Octubre 2016).

3.5.1) **Unidades de Generación Térmica de UTE.**

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

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

		PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2017 - Caso 1																																																										
		31-dic	07-ene	14-ene	21-ene	28-ene	04-feb	11-feb	18-feb	25-feb	04-mar	11-mar	18-mar	25-mar	01-abr	08-abr	15-abr	22-abr	29-abr	06-may	13-may	20-may	27-may	03-jun	10-jun	17-jun	24-jun	01-jul	08-jul	15-jul	22-jul	29-jul	05-ago	12-ago	19-ago	26-ago	02-sep	09-sep	16-sep	23-sep	30-sep	07-oct	14-oct	21-oct	28-oct	04-nov	11-nov	18-nov	25-nov	02-dic	09-dic	16-dic	23-dic							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52							
	CBM	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2					
	CTR1																																																											
	CTR2																																																											
	PTA1										X	X	X	X																									X	X	X	X																		
	PTA2																								X	X	X	X										X	X	X	X																			
	PTA3										X	X	X	X																								X	X	X	X																			
	PTA4																									X	X	X	X										X	X	X	X																		
	PTA5																																				X	X	X	X																				
	PTA6																																				X	X	X	X																				
	PTA 7-8																																																											
	CC TG1 caso 1																																																											
	CC TG2 caso 1																																																											
	CC Comb caso 1																																																											

Comentarios:

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



PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS DEL S.I.N. AÑO 2018 - Caso 1	
	1 30-dic 2 06-ene 3 13-ene 4 20-ene 5 27-ene 6 03-feb 7 10-feb 8 17-feb 9 24-feb 10 03-mar 11 10-mar 12 17-mar 13 24-mar 14 31-mar 15 07-abr 16 14-abr 17 21-abr 18 28-abr 19 05-may 20 12-may 21 19-may 22 26-may 23 02-jun 24 09-jun 25 16-jun 26 23-jun 27 30-jun 28 07-jul 29 14-jul 30 21-jul 31 28-jul 32 04-ago 33 11-ago 34 18-ago 35 25-ago 36 01-sep 37 08-sep 38 15-sep 39 22-sep 40 29-sep 41 06-oct 42 13-oct 43 20-oct 44 27-oct 45 03-nov 46 10-nov 47 17-nov 48 24-nov 49 01-dic 50 08-dic 51 15-dic 52 22-dic
CBM	
CTR1	1 1
CTR2	
PTA1	1 1
PTA2	
PTA3	
PTA4	
PTA5	
PTA6	X X
PTA 7-8	X X X X X X X X
CC TG1 caso 1	
CC TG2 caso 1	
CC Comb caso 1	
	dis p 50%

Comentarios:

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

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

3.5.2) Unidades de Generación Hidroeléctrica.



		PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS de UTE e HIDRÁULICOS DEL SIN AÑO 2016 - Caso 1												
		40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
		01-oct	08-oct	15-oct	22-oct	29-oct	05-nov	12-nov	19-nov	26-nov	03-dic	10-dic	17-dic	24-dic
PAL1						X								
PAL2							X							
PAL3								X						
BCN1														
BCN2														
BCN3														
BCN4														
CTM1														
CTM2														
CTM3														
CTM4														
CTM5														
CTM6														
CTM7														
CTM8							X	X	X	X	X	X	X	X
CTM9		X	X											
CTM10		X	X											
CTM11														
CTM12														
CTM13														
CTM14														

Comentarios:

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



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

Comentarios:

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

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES HIDRÁULICOS DEL S.I.N.AÑO 2018	
	30-dic 06-ene 13-ene 20-ene 27-ene 03-feb 10-feb 17-feb 24-feb 03-mar 10-mar 17-mar 24-mar 31-mar 07-abr 14-abr 21-abr 28-abr 05-may 12-may 19-may 26-may 02-jun 09-jun 16-jun 23-jun 30-jun 07-jul 14-jul 21-jul 28-jul 04-ago 11-ago 18-ago 25-ago 01-sep 08-sep 15-sep 22-sep 29-sep 06-oct 13-oct 20-oct 27-oct 03-nov 10-nov 17-nov 24-nov 01-dic 08-dic 15-dic 22-dic
BAY1	
BAY2	
BAY3	
PAL1	
PAL2	
PAL3	
BON1	
BON2	
BON3	
BON4	
CTM1	
CTM2	
CTM3	
CTM4	
CTM5	
CTM6	
CTM7	
CTM8	
CTM9	
CTM10	
CTM11	
CTM12	
CTM13	
CTM14	

Comentarios:

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

3.6 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	Liderlat	ERT (Fentrol)	Boener	Aur	Wayenae User	Gabiter	Portar	Montes del Plata	Bioenergy	UPM	Ahorito (Lana Trinidad)	Lumiganor
UBICACIÓN	MALDONADO	PAYSANDU	TACUAREMBO	RIVERA	BELLA UNIÓN	TACUAREMBO	TREINTAYTRES	RIVERA	COLONIA		RIO NEGRO	FLORES	TREINTAYTRES
TPODE FUENTE PRIMARIA	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa
AÑO DE INICIO	2004	2010	2009	2010	2010	2010	2010	2012	2013	2018	2007	2014	2015
SEMANA DE INICIO	48	28	48	15	45	9	35	13	50	44	44	14	48
POTENCIA DISPONIBLE MW	1.0	4.9	8.8	11.5	5.0	5.0	12.5	7.0	65.0	45.00	20.00	0.60	11.40
FACTOR DE UTILIZACIÓN	15%	0%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	100%	0%	80%	70%	50%
AÑO COMIENZO			2015	2015	2012	2015	2015		2017	2018	2015	2014	2015
SEMANA COMIENZO			42	40	18	37	38		19	44	39	14	48
AÑO FIN			2015	2015	2015	2015	2015		2017	2019	2015	2015	2017
SEMANA FIN			42	44	50	38	38		20	44	42	14	48
POTENCIA DISPONIBLE			0	0	5.0	0	0		0	45	0	0.6	11.4
FACTOR DE UTILIZACIÓN			0%	0%	40%	0%	0%		0%	0%	0%	50%	70%

3.7 Eólica.

Existente

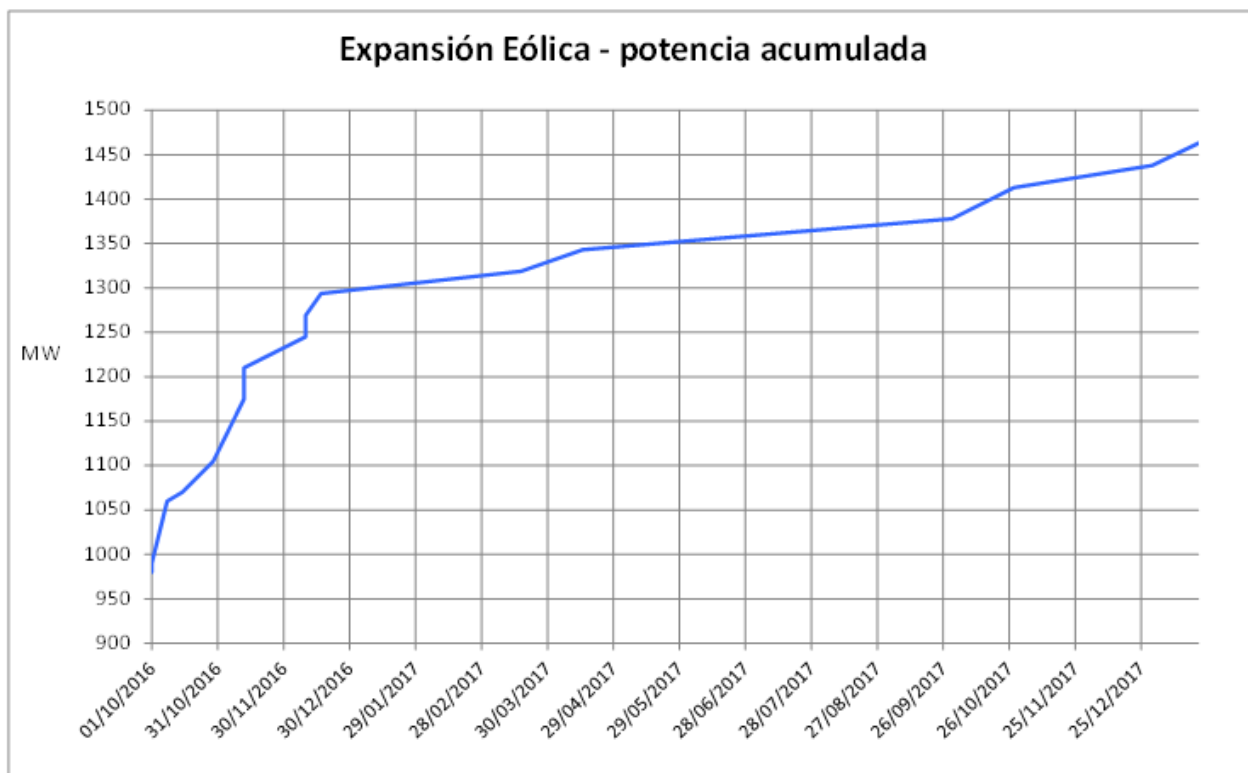


Central Generadora	Agente Generador	Departamento	Potencia Autorizada (MW)	Año de Inicio	SEMANA INICIO
CARACOLES 1 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	MALDONADO	10.00	2008	6
AGROLAND	AGROLAND S.A.	MALDONADO	0.25	2008	18
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	7.80	2008	29
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	4.00	2009	48
CARACOLES 2 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	MALDONADO	10.00	2010	25
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	KENTILUX S.A.	SAN JOSÉ	17.20	2011	17
ENGRAW	ENGRAW EXPORT & IMPORT CO. S.A.	FLORIDA	3.60	2012	43
SANTA FE	LAVADERO DE LANAS BLENGIO S.A.	SAN JOSÉ	0.90	2013	30
PARQUE EÓLICO MALDONADO	R DEL SUR S.A.	MALDONADO	50.00	2014	14
CUCHILLA DEL PERALTA I	PALMATIR S.A.	TACUAREMBÓ	50.00	2014	19
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	7.70	2014	29
LUZ DE RÍO	LUZ DE RÍO S.A.	FLORIDA	50.00	2014	30
JUAN PABLO TERRA	UTE	ARTIGAS	67.20	2014	32
LUZ DE LOMA	LUZ DE LOMA S.A.	FLORIDA	20.00	2014	34
LUZ DE MAR	LUZ DE MAR S.A.	FLORIDA	18.00	2014	34
MINAS I	GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A. - GEMSA	LAVALLEJA	42.00	2014	37
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	POLESINE S.A.	FLORIDA	50.00	2014	38
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	ROUAR S.A.	COLONIA	65.10	2014	52
TALAS DEL MACIEL II	CADONAL S.A.	FLORES	50.00	2015	1
TALAS DEL MACIEL I	ASTIDEY S.A.	FLORES	50.00	2015	23
PERALTA I GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50.00	2015	28
PERALTA II GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50.00	2015	31
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	FINGANO S.A.	MALDONADO	50.00	2015	35
MELOWIND	ESTRELLADA S.A.	CERRO LARGO	50.00	2015	35
PARQUE EÓLICO VENTUS I	República Administradora de Fondos de Inversión S.A.	COLONIA	9.00	2015	41
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	VENGANO S.A.	MALDONADO	40.00	2015	48
PARQUE EÓLICO ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	COLONIA	9.00	2015	52
PARQUE EÓLICO JULIETA	IWERYL S.A.	DURAZNO	3.60	2016	8
PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	9.75	2016	19
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	R DEL ESTE S.A.	MALDONADO	50.00	2016	22
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	GLYMONT S.A.	FLORIDA	50.00	2016	30

Expansión:

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Autorizada (MW)	Año inicio 1	Semana inicio 1	Potencia inicio 1	Año inicio 2	Semana inicio 2	Potencia inicio 2
VALENTINES	UTE + Accionistas	70.00	2016	40	35	2016	44	35
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	10.00	2016	40	10			
PANPA	UTE + Accionistas	140.00	2016	41	70	2016	46	70
PARQUE EÓLICO VILLA RODRÍGUEZ	TOGELY COMPANY S.A.	10.00	2016	42	10			
PALOMAS	UTE	70.00	2016	46	35	2016	50	35
PARQUE EÓLICO KIYÚ	COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A.	48.60	2016	50	24	2016	51	24.6
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I	VIENTOS DE PASTORALE S.A.	49.20	2017	12	25	2017	16	24.2
ARIAS	UTE + Accionistas	70.00	2017	40	35	2017	44	35
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	50.00	2018	1	25	2018	4	25

Potencia Eólica acumulada:



3.8 Solar fotovoltaica.

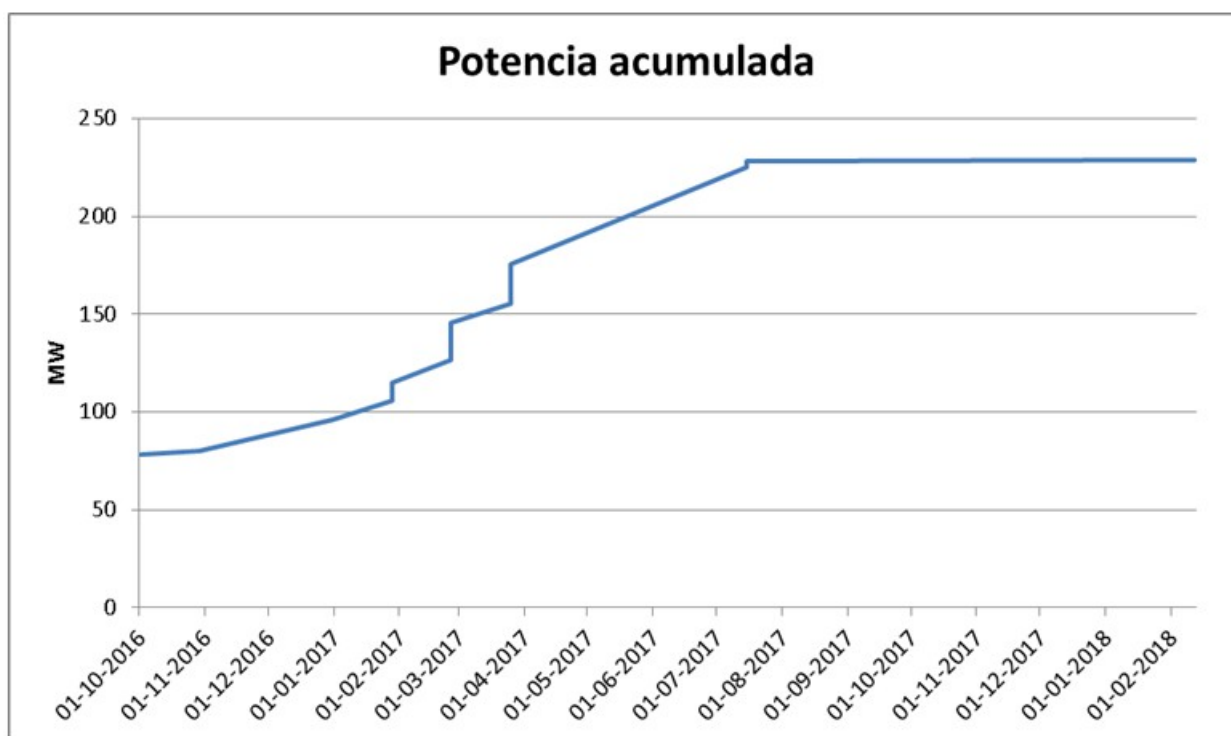
En servicio:

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Comprometida (MW)
ASAHI	MIEM-UTE	0.5
LA JACINTA	JACINTA SOLAR FARMS S.R.L.	50
RADITON	RADITON S.A. de TECN OVA RENOVABLES	8
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20
	TOTAL	78.5

Expansión:

Central Generadora	Agente Generador	Potencia	Fecha Estimada E/S
CASALCO	CASALCO S.A. de TECNOVA RENOVABLES	1.75	29-10-2016
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16	31-12-2016
NATELU	NATELU S.A.	9.5	28-01-2017
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5	28-01-2017
DICANO	DICANO S.A. de TECNOVA RENOVABLES	11.25	25-02-2017
FENIMA	FENIMA S.A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5	25-02-2017
PETILCORAN	PETILCORAN S. A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5	25-02-2017
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A.	10	25-03-2017
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A.	20	25-03-2017
EL NARANJAL	COUDIMS.A.	50	15-07-2017
TS	LAFEMR S.A.	1	15-07-2017
ABRIL	ACCONSTRUCTORAS.A.	1	15-07-2017
VINGANO	VINGANO S.A.	1	15-07-2017
	MEMUTE	0.28	12-02-2018

Potencia Solar acumulada:



3.9 Red de Trasmisión.

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 4-15	Central Palmar U2 y U3

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

Estación GIS Ciclo Combinado: no necesitaría indisponer la generación por períodos de varios días seguidos. En cuanto a la ampliación de dos transformadores en PT5 involucrarán indisponibilidades en la generación, está prevista para 2017 pero no se cuenta aún con fechas firmes ni con un plan de trabajos que permita anticipar indisponibilidades.

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

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

3.10 Intercambio de Energía

Con Argentina:

Importación Argentina:

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

200MW a Costo Variable como falla1 – 1 USD/MWh (el valor de falla 1 se establece como el de CTR+10%). Con 65% de disponibilidad en todos los postes de demanda.

Exportación a Argentina:

No se modela expresamente, para el tratamiento de la exportación ver el punto 2.9 Excedentes.

Con Brasil

Importación Brasil:

A través de Melo limitada a 200MW, subiendo a 300MW desde 2017. Se usa una CEGH que modela los PLDs del sistema Brasileiro, permitiendo la oferta de exportación a Uruguay sólo cuando el PLD está por debajo de 145 USD/MWh y con un sobrecosto de 300 USD/MWh. En la práctica equivale a energía disponible para asistencia ante emergencias a costos superiores a Falla 1.

Exportación Brasil:

Se considera la misma situación que para los excedentes vendidos a Argentina, se valoran a 0,1 USD/MWh tanto en optimización como en simulación. La potencia a considerar es de 200MW por Melo y 45MW por Rivera durante 2016. Sube a 300MW desde 2017 a través de Melo.



Excedentes

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

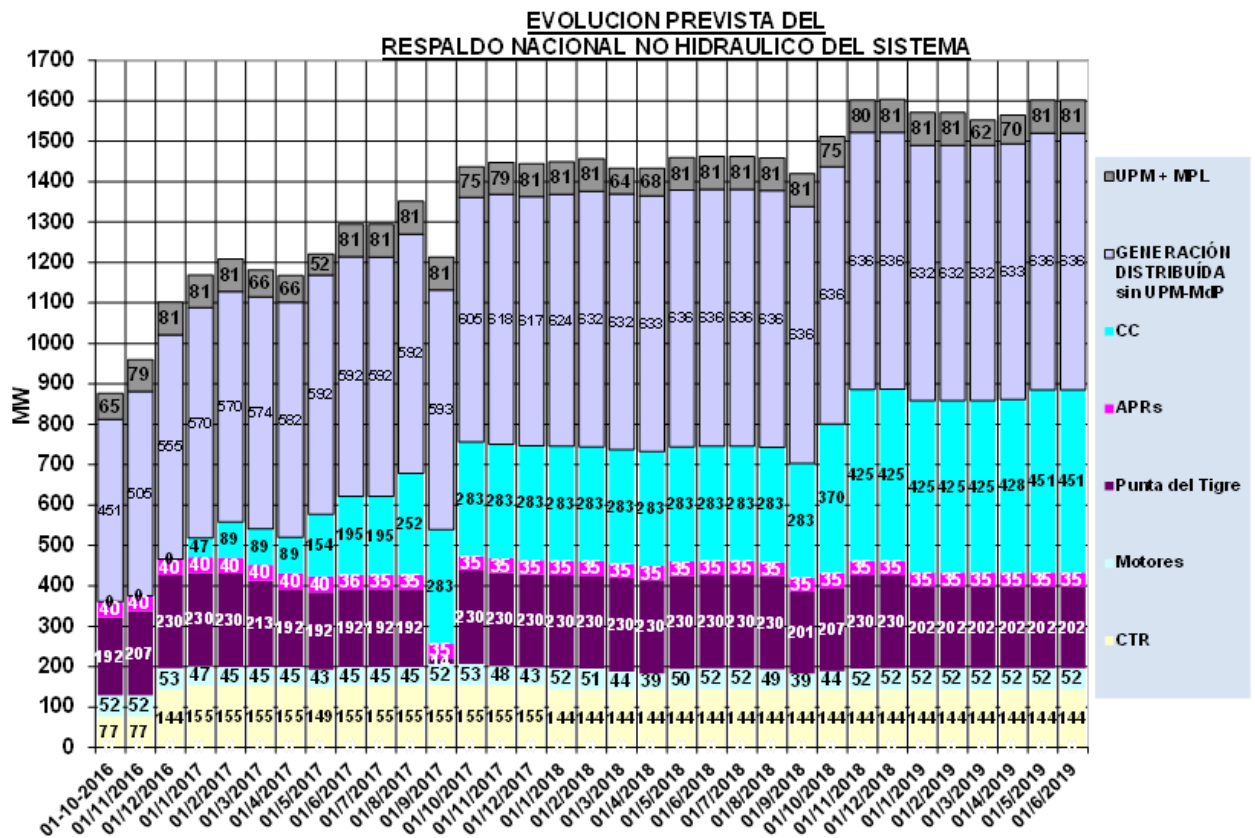
En los balances económicos, parte de los excedentes se consideran energía vertida y parte (correspondiente a una estimación de los excedentes durante las olas de calor que ocurran en el verano) se valora como ingresos por exportación a 75 USD/MWh.

3.11 Estado inicial del sistema.

- Semana inicio: semana 41 (08/10/2016).
- Fecha guarda simulación: semana 44 (29/10/2016).
- Cotas de inicio actualizada
- Terra: 79,84 m
- **Período de Simulación:** 08/10/2016 – 03/12/2017.
- **Período de Optimización:** 08/10/2016 – 31/12/2020
- **Versión de Programa SimSEE:** 142_Zahira

3.12 Respaldo no hidráulico del sistema

Se muestra a continuación el respaldo no hidráulico previsto en el caso base para los próximos años (no se considera CTR1 en el período en que está disponible solo para cubrir picos de demanda):



4 Anexo I: Calibración del modelado estocástico CEGH del índice de precio de Petróleo.

El presente punto describe el modelado estocástico del índice de precios de petróleo en SimSEE aplicable a la Programación Estacional Noviembre – Abril 2017 (PES_NOV2016).

En SimSEE se llama Fuente a una entidad que actúa de fuente de valores que pueden ser utilizados por los demás modelos durante la optimización/simulación.

En las Salas SimSEE utilizadas para la PES_NOV2016, todos los costos variables de las centrales térmicas están separados en “variable combustible” y “variable no combustible”. El costo “variable combustible” se considera calibrado para un precio del barril de petróleo WTI de 45 USD/Barril e indexado por un índice de precio de petróleo “iPetroleo” que se genera dentro de las Salas como el producto entre una Fuente del tipo Constante que genera la tendencia (la proyección del valor esperado) y una Fuente del tipo Sintetizador CEGH que da la volatilidad (variación entorno de la tendencia).

Descripción general de la Fuente CEGH.

Las Fuentes del tipo Sintetizador CEGH (Correlación en Espacio Gaussiano con Histograma) permiten modelar procesos estocásticos identificando, en base a la serie histórica de datos los parámetros del modelo. Por construcción el modelo logra sintetizar series con igual dependencia temporal con su pasado (mantiene la memoria del proceso) y con igual histograma de amplitudes que la serie histórica. Los parámetros que definen el sintetizador son un conjunto de funciones no lineales invertibles que mapean en forma unívoca el espacio real con un espacio gaussiano. Estas funciones son las llamadas Deformadores. En el espacio gaussiano se identifica un sistema lineal (Para mayor información sobre la fuente CEGH se recomienda leer: “Fundamentos de modelo CEGH de procesos estocásticos multivariados.”

http://www.adme.com.uy/simsee/biblioteca/cegh_fundamentos.pdf

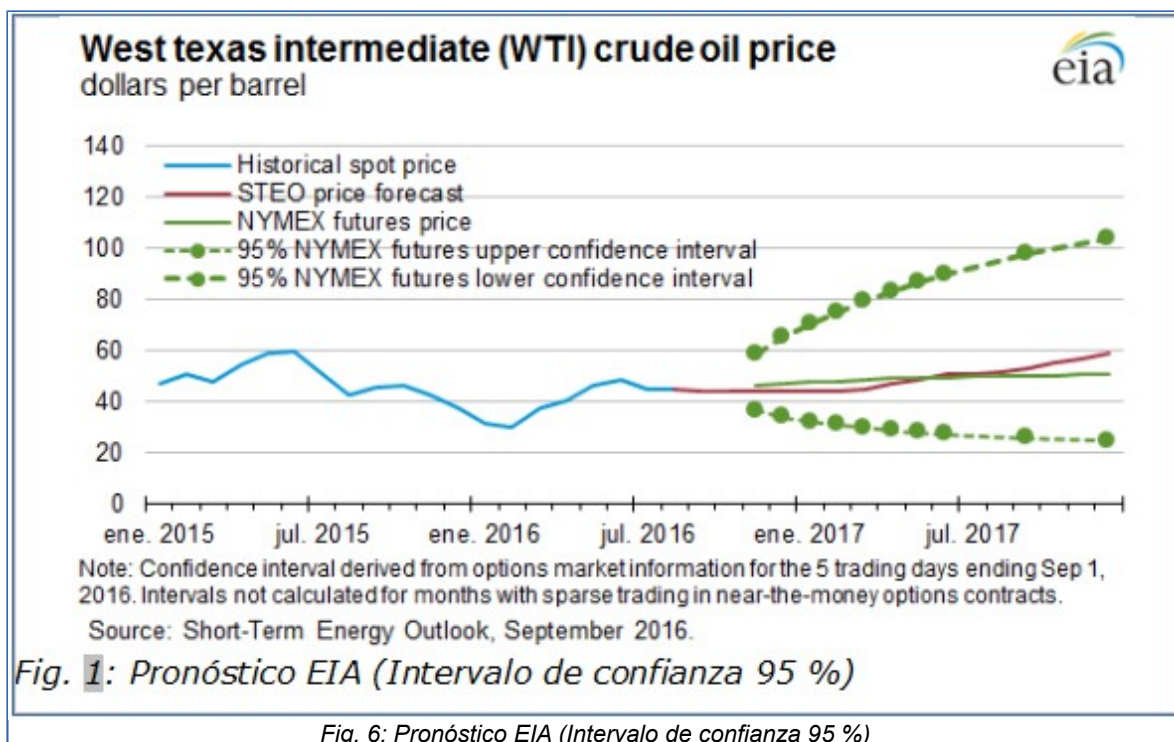
Datos históricos de la Fuente CEGH de volatilidad del petróleo.

Para la construcción de la Fuente CEGH de volatilidad del precio de petróleo, se contó con información de una serie de 268 semanas (5 años aproximadamente) de datos históricos del precio de barril de petróleo de paso semanal a partir del 1º de enero de 2005. Es de destacar que el año 2008, con alta volatilidad del precio del petróleo, se encuentra comprendido dentro de estos datos. El procedimiento de calibración del CEGH consiste en primero quitar la tendencia y luego identificar el modelo CEGH de la variabilidad sobre la serie sin tendencia.

En función de estos datos se armaron las funciones deformantes para transformar al mundo gaussiano dicha serie de datos. Se identificó un filtro lineal de orden 1 resultandos los siguientes parámetros: $A = 0.966$ y $B = 0.261$ donde por construcción del modelo CEGH se debe cumplir: $A^2 + B^2 = 1$

Ajuste del CEGH de volatilidad del petróleo.

Se ajustó el modelado del precio del Petróleo (fuente CEGH y tendencia) de acuerdo a la proyección de la EIA (Short-Term Energy Outlook, September 2016) que se encuentra en la Fig.6.



Para realizar la calibración se ajustaron los parámetros del sistema lineal para reflejar la volatilidad implícita del proceso estocástico que impone la apertura del cono de confianza 95% mostrado en trazo verde punteado en la Fig.6.

Como resultado de la calibración, los nuevos valores del filtro lineal son: $A=0.983$ y $B = 0.133$. En la Fig.7 se muestra el ajuste logrado en la calibración graficando encima de las pro-

yecciones de la EIA el cono de confianza 95% obtenido por simulación de 1000 realizaciones del proceso con el modelo calibrado.

Se creó el archivo CEGH_volatilidad_petroleo_Nov_Abr_2017.txt con los nuevos parámetros para su uso en las Salas SimSEE relacionadas con la PES_NOV2016.

El aumento del valor de A de 0.966 a 0.985 indica que la inercia del proceso actual es algo superior a la que aparentaba en la identificación del modelo realizada previamente. O dicho en forma complementaria, la volatilidad implícita actual es inferior a la anterior. Seguramente

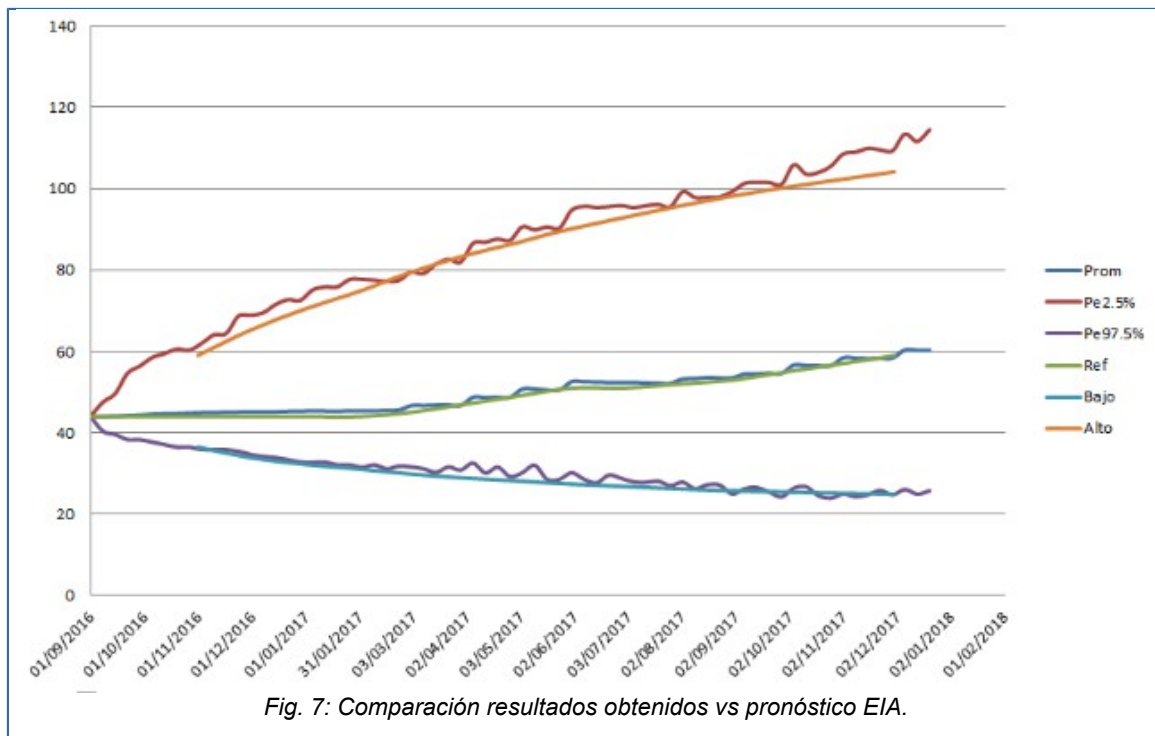


Fig. 7: Comparación resultados obtenidos vs pronóstico EIA.

esto se deba a que la identificación anterior del proceso incluía al año 2008 en que se registró un pico del valor del petróleo.

Si bien el horizonte temporal incluido en la Fig.7 es suficiente a los propósitos de la PES_NOV2016. En las Salas SimSEE publicadas se completó la tendencia del petróleo haciendo un empalme gradual con el escenario “Referencia” de petróleo de largo plazo de la EIA (ver Fig.8) a los efectos de disponer de Salas coherentes en caso de querer realizar proyecciones de más largo plazo con las mismas.

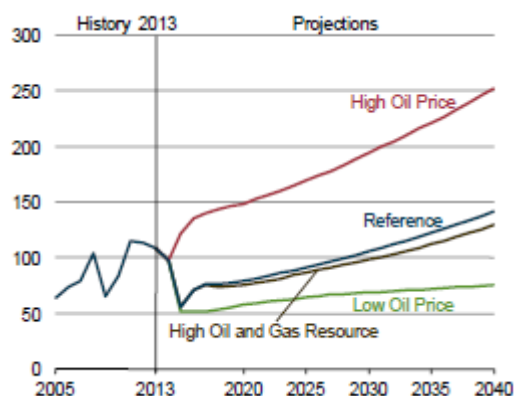


Fig. 8: Proyección de largo plazo de EIA del precio del barril de petróleo, Annual Energy Outlook 2015

5 Anexo II: Proyección de convocatoria e ingresos al Spot.

Convocatoria para recurso con costo variable mayor o igual a 30 USD/MWh.

En la Fig. 9 se presenta los resultados de la convocatoria promedio semanal en el período estacional, lo que es equivalente a la fracción del tiempo en que en promedio el costo marginal es mayor que 30USD/MWh. Como se puede apreciar el valor esperado semanal de ser convocado es mayor al 50% en todas las semanas del período.

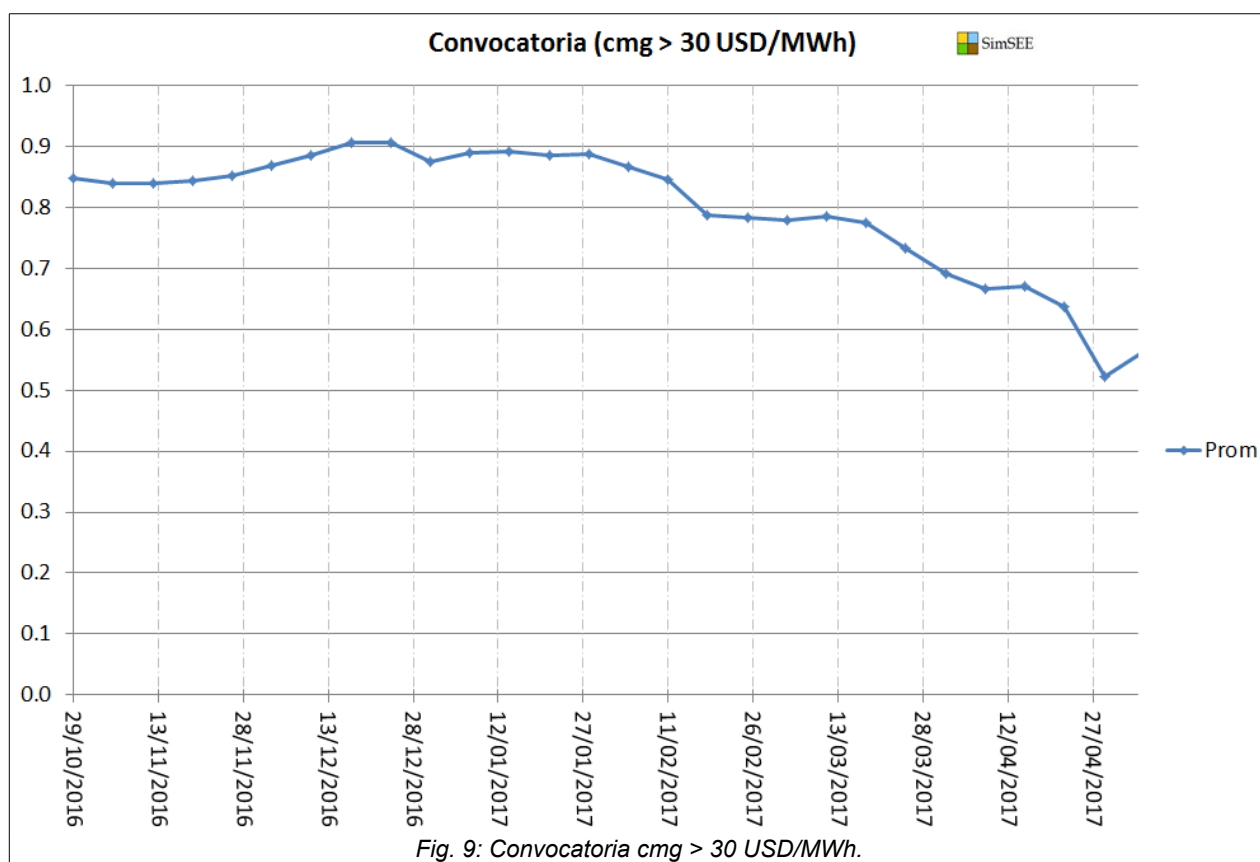


Fig. 9: Convocatoria cmg > 30 USD/MWh.

Proyección del precio visto semanal al Spot acumulados desde el inicio del período por tipo de fuente.

Las Fig. 10, Fig. 11 y Fig. 12 muestran la proyección de los ingresos acumulados desde el inicio del período estacional para centrales de biomasa, eólica y solar respectivamente que vendan su energía al mercado Spot.

Se define el Ingreso Spot Medio como el Ingreso por la Energía generada valorizada al precio Spot en todo el período (acumulado) dividido la Energía generada en todo el período (acumulado) por tipo de fuente.

En el caso de la generación con biomasa se asume que el factor de disponibilidad es 85%.

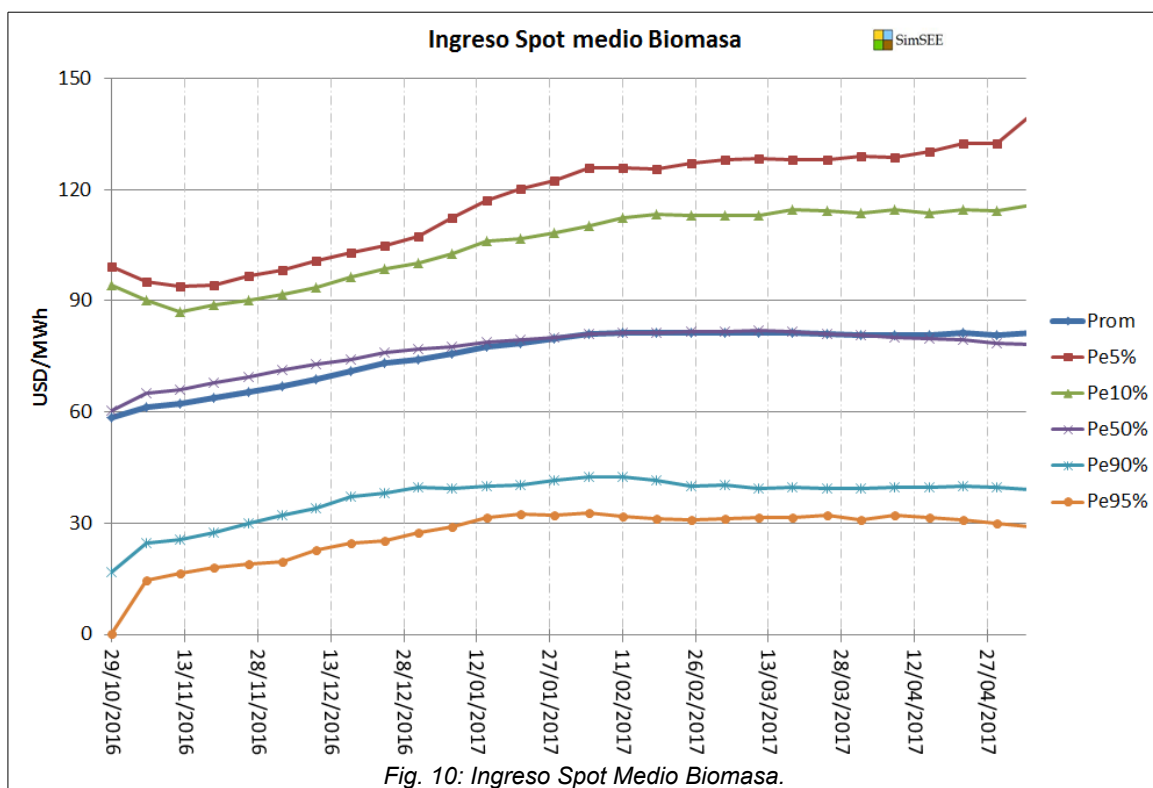
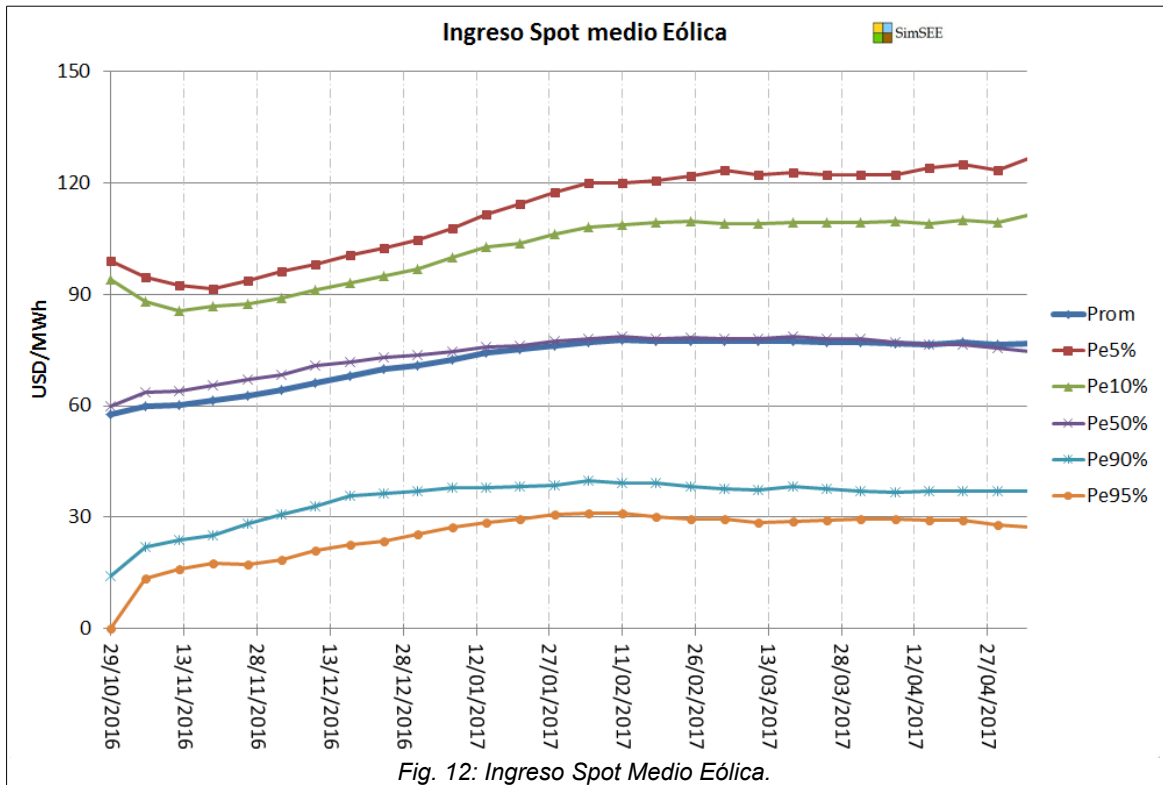
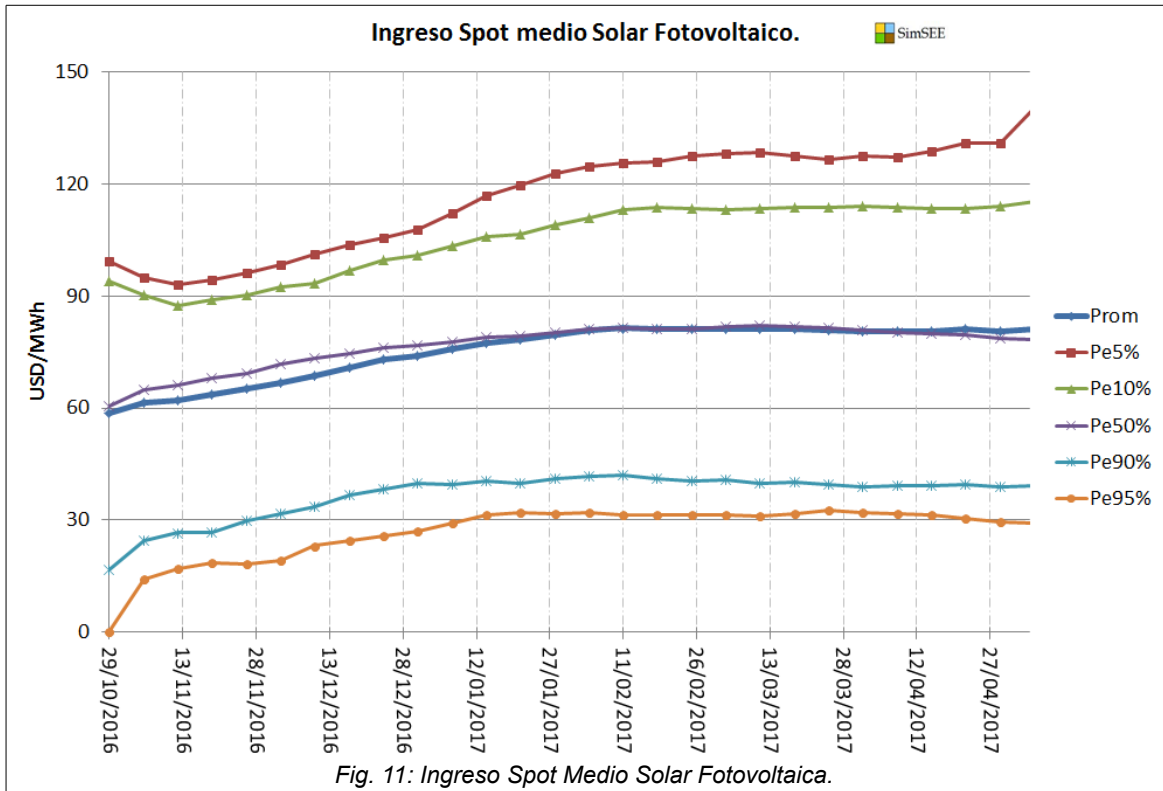


Fig. 10: Ingreso Spot Medio Biomasa.



Factor de Planta Promedio Semanal Eólico y Solar Fotovoltaico.

En la Fig. 13 se presenta el Factor de Planta promedio semanal de la generación eólica y solar fotovoltaica en el período estacional.

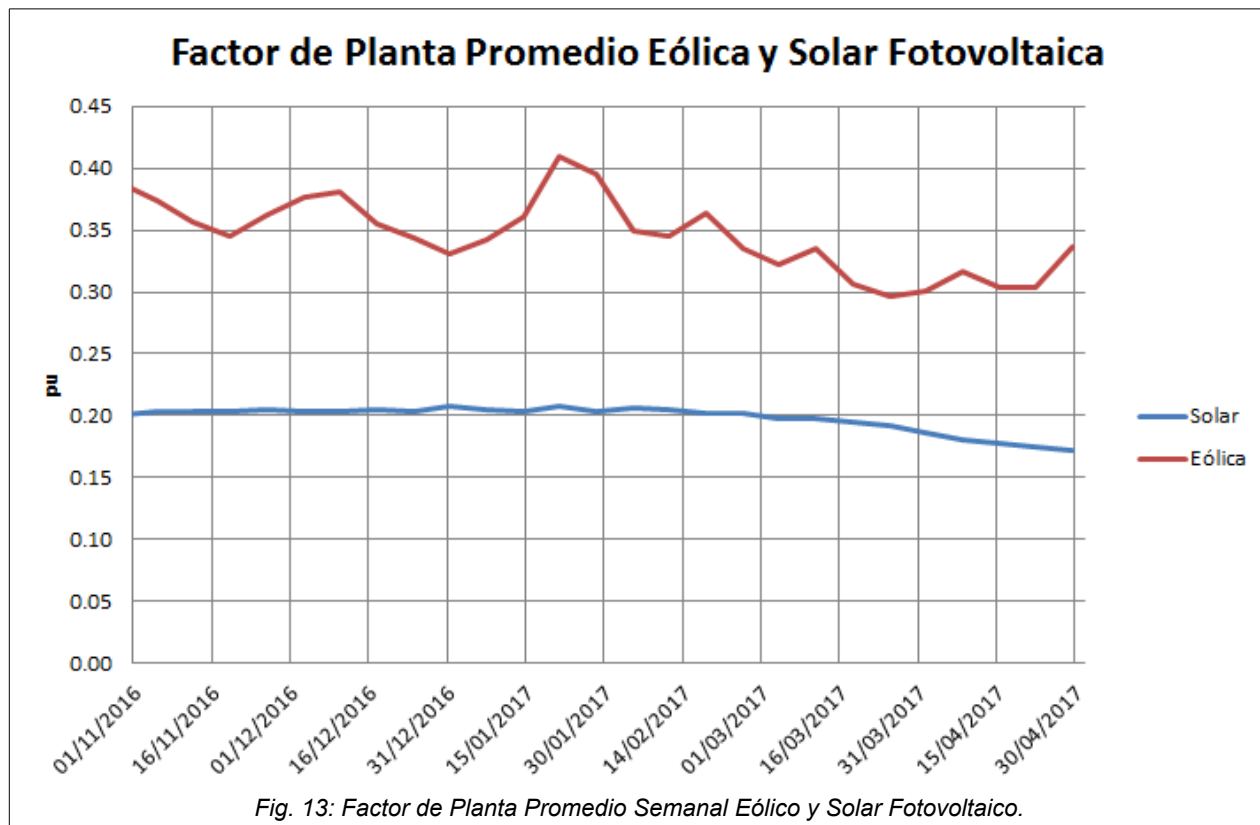


Fig. 13: Factor de Planta Promedio Semanal Eólico y Solar Fotovoltaico.

Ingreso Acumulado por tipo de tecnología.

En las Fig. 14, Fig. 15 y Fig. 16 se presentan los ingresos acumulados en el mercado Spot asociados a la instalación de 1MW de Solar Fotovoltaica, Eólica y Biomasa respectivamente.

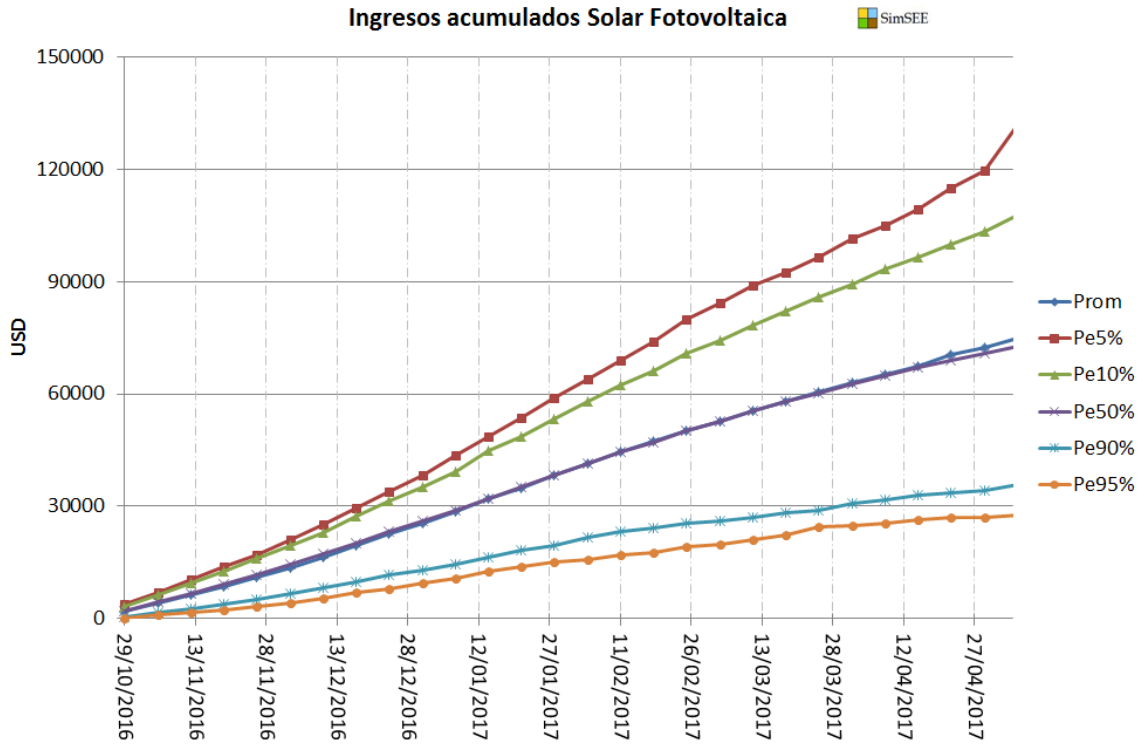


Fig. 14: Ingresos acumulados 1MW al Spot de Solar Fotovoltaica.

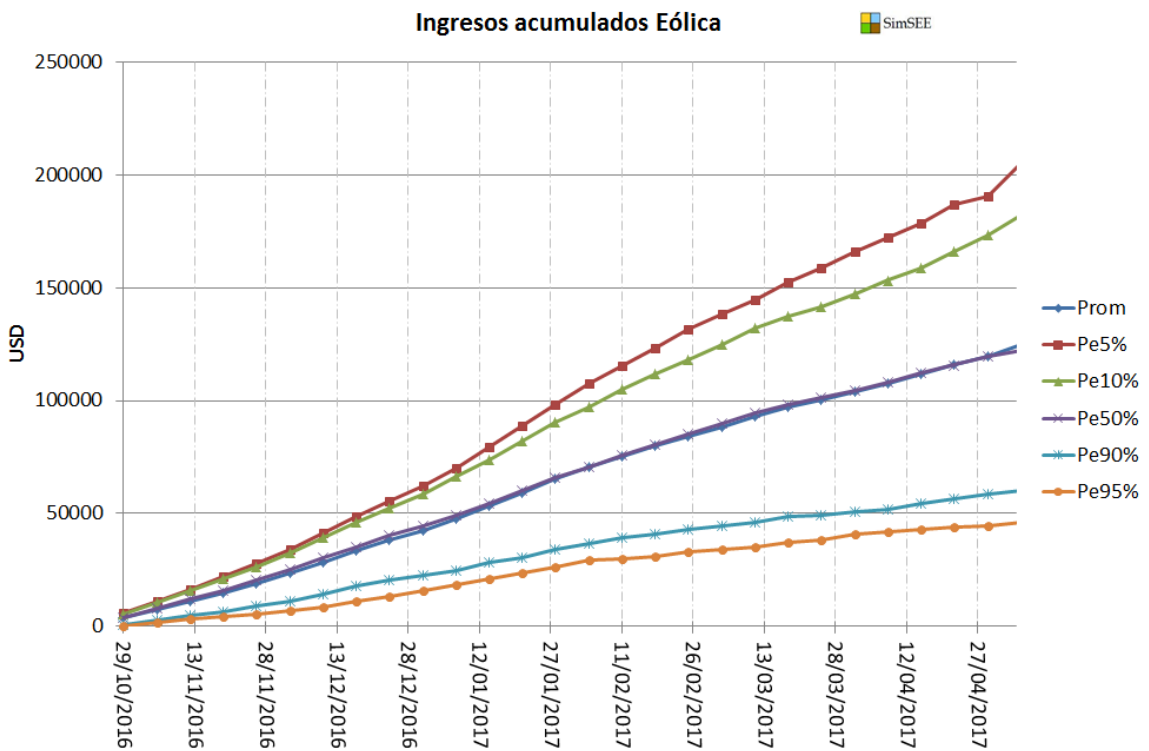


Fig. 15: Ingresos acumulados 1MW al Spot de Eólica.

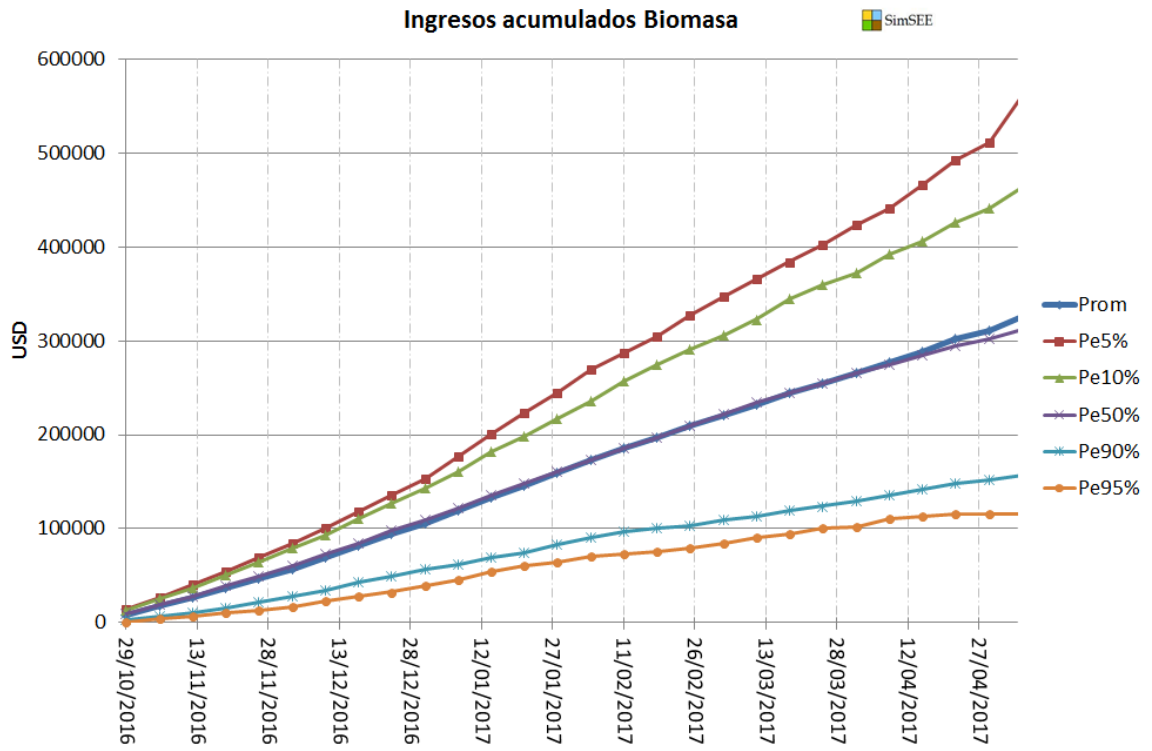


Fig. 16: Ingresos acumulados 1MW al Spot de Biomasa.



Índice de contenido

1 Resumen Ejecutivo.....	1
2 Principales resultados.....	3
2.1 Resultados.....	3
2.1.1)Cota del lago de Rincón de Bonete.....	3
2.1.2)Costo Marginal.....	4
2.1.3)Despacho promedio.....	4
2.1.4)Probabilidad de ocurrencia de cortes de energía (Falla 3+4).....	5
2.1.5)Costo Total.....	6
3 Hipótesis detalladas.....	7
3.1 Demanda y Falla.....	9
3.1.1)Previsión de demanda actualizada.....	9
3.1.2) Representación de la falla.....	10
3.2 Situación hidrológica y clima.....	11
3.3 Combustibles.....	13
3.3.1)Proyección de precios.....	13
3.3.2)Gas Natural.....	14
3.4 Parque térmico.....	15
3.4.1)Datos técnicos.....	15
3.4.2)Coeficiente de disponibilidad de las unidades generadoras.....	15
3.5 Mantenimiento programado.....	16
3.5.1)Unidades de Generación Térmica de UTE.....	16
3.5.2)Unidades de Generación Hidroeléctrica.....	18
3.6 Generación Distribuida.....	21
3.7 Eólica.....	21
Potencia Eólica acumulada:.....	22
3.8 Solar fotovoltaica.....	23
Potencia Solar acumulada:.....	24
3.9 Red de Trasmisión.....	24
3.10 Intercambio de Energía.....	25
Con Argentina:.....	25
Con Brasil.....	25
Excedentes.....	26
3.11 Estado inicial del sistema.....	26
3.12 Respaldo no hidráulico del sistema.....	26
4 Anexo I: Calibración del modelado estocástico CEGH del índice de precio de Petróleo.....	28
5 Anexo II: Proyección de convocatoria e ingresos al Spot.....	31