



Programación Estacional (PES) Mayo - Octubre 2016

ADME Abril 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: 21/04/2016

Última actualización: 04/05/2016

1 Cambios en las hipótesis de la propuesta a consideración de los Agentes.

Se modifica la cota inicial del lago de Bonete, originalmente de 80,5 al 20/04/2016 a 82,84 al 30/04/2016.

Se modifican los aportes iniciales de la siguiente forma:

Bonete de 2025 m³/s a 2780 m³/s

Palmar de 235 m³/s a 175 m³/s

Salto Grande Uruguay de 5175 m³/s a 4368 m³/s

Se pospone la fecha de entrada en servicio de la turbina 2 de Terra del 16/06/2016 al 15/08/2016.

Se sustituye la proyección de crecimiento de la demanda de febrero 2016 a la de de abril 2016.

2 Resumen Ejecutivo

El presente documento contiene la Programación Estacional correspondiente al período Mayo – Octubre (inclusive) de 2016.

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 Noviembre 2015 – Abril 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.
- 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 35 USD/bbl.
- Se supone indisponible la 5ta unidad y 6ta unidad de Central Batlle.
- Adelanto de la fecha de entrada en operación de la primer unidad del ciclo combinado a enero del 2017.
- De las unidad de APR C, se mantienen en servicio 2 de ellas que son propiedad de UTE, que se denominan de ahora en más UTE_TGSP.
- Incorporación de generación eólica y solar de acuerdo a cronograma acordado 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 38%.
- Conversora de Melo: Brasil pospuso para 2018 la realización de la línea Santa Rita - Medici, por lo que hasta esa fecha se estima que existirá un límite a la potencia efectiva a intercambiar de entre 200 y 300 MW. Las pruebas de la conversora se están llevando adelante en estos días, han finalizado los ensayos con transferencia desde Uruguay a Brasil y están en curso las transferencias Brasil - Uruguay.

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. La alta hidraulicidad del período asociada al fenómeno del Niño sumado a la mayor disponibilidad de energía eólica y solar implica que los recursos que no sean usados para sustituir gasoil antes y durante el invierno sean vendidos en las simulaciones como excedentes a un precio bajo.

La alta hidraulicidad se refleja en la cota inicial de Bonete y en la evolución de la cota en el periodo estacional.

3 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 Mayo – Octubre 2016.

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.”

3.1 Resultados

3.1.1) 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 la trayectoria del lago es mantenida por encima de 77 metros con probabilidad 95%.

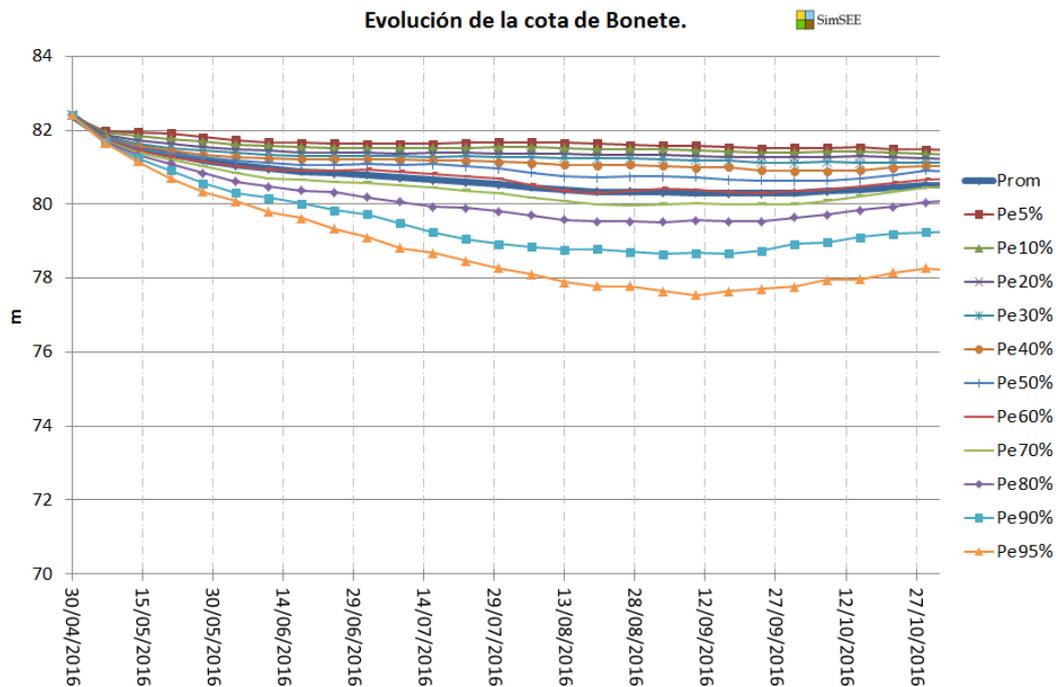


Fig. 1: Evolución de la cota de Bonete.

3.1.2) Costo Marginal.

En la Fig.2 se muestra la evolución proyectada del costo marginal del sistema en promedio y con diferentes cortes de probabilidad. Como se puede apreciar en todo el período el costo marginal en valor esperado presenta valores menores a 20 USD/MWh

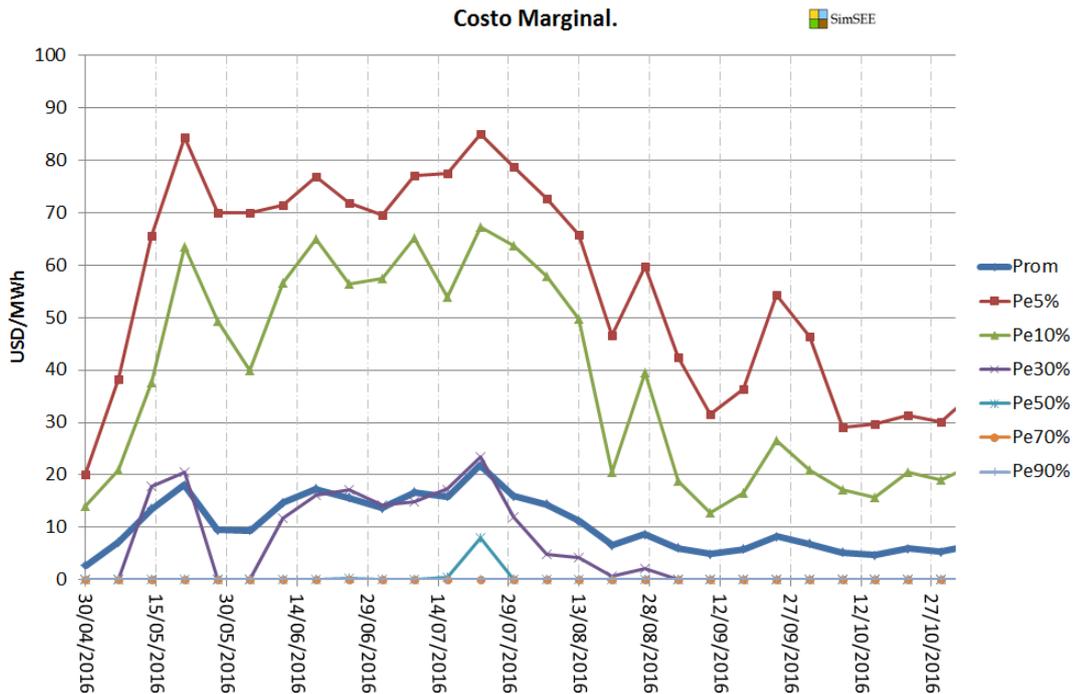


Fig. 2: Costo Marginal de generación.

3.1.3) Despacho promedio.

La Fig.3 muestra el despacho en valor esperado por fuente de generación. Debido a la alta hidraulicidad se dispone en valor esperado de excedentes exportables de costo variable nulo durante todo el período, además de los excedentes asociados a la generación térmica no utilizada.

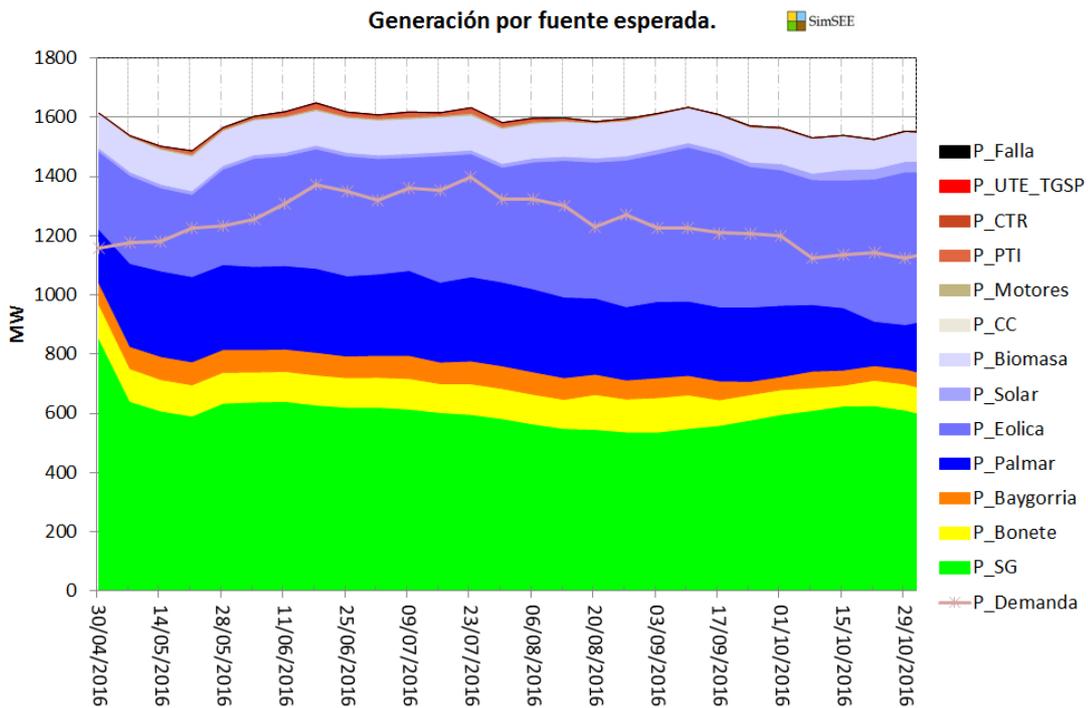


Fig. 3: Generación por fuente esperada.

3.1.4) 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 no se observan cortes de energía en el período estacional (Mayo - Octubre 2016).

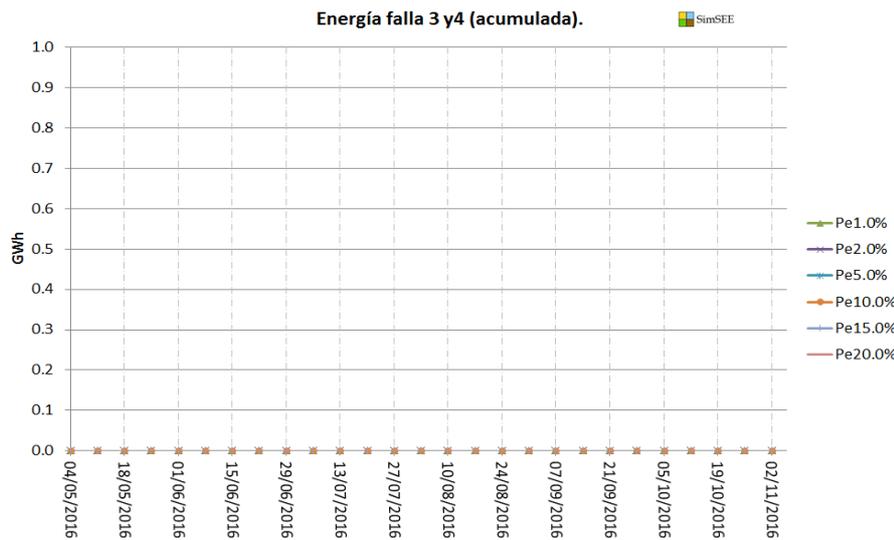


Fig. 4: Energía acumulada de falla 3 + 4 según cortes de probabilidad.

3.1.5) 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 69 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.
- El 90% de los excedentes exportables de origen hidráulico, eólico y solar se consideran como un ingreso (costo negativo) a 7 U\$/MWh.

La Fig.5 muestra el costo total operativo para el período estacional Mayo - Octubre 2016 resultante

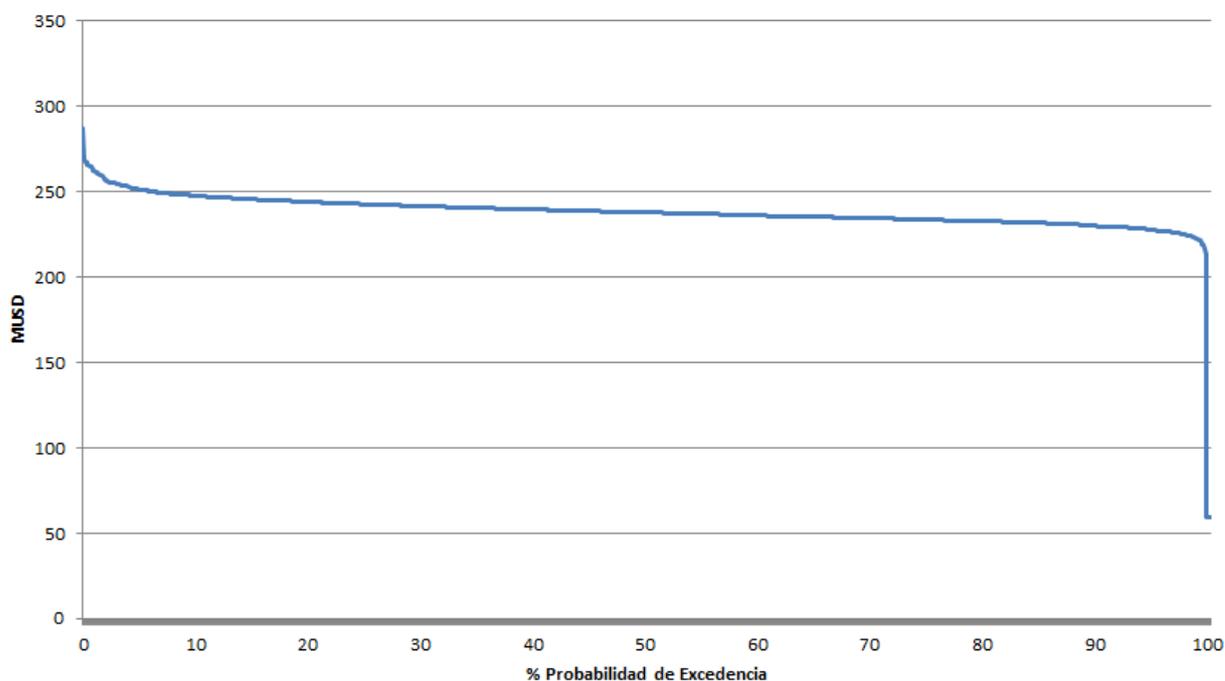


Fig. 5: Costos Totales Operativos del período estacional (May – Oct 2016).

4 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. Las situaciones de mayor impacto y más cercanas en el tiempo que no fueron representadas en detalle debido a su incertidumbre son las siguientes:

- Conversora de Melo: Brasil pospuso para 2018 la realización de la línea Santa Rita - Medici, por lo que hasta esa fecha se estima que existirá un límite a la potencia efectiva a intercambiar de entre 200 y 300 MW. Las pruebas de la conversora se están llevando adelante en estos días, han finalizado los ensayos con transferencia desde Uruguay a Brasil y están en curso las transferencias Brasil - Uruguay.
- Proyecto de planta de regasificación, cuya ejecución se ha visto interrumpida por la rescisión del contrato con GNLS. Se encuentra en curso un nuevo llamado a expresiones de interés, con carácter no vinculante, por lo que no están definidas aun las nuevas condiciones y plazos de ejecución, ni los términos del suministro de GNL.

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 tres meses más tarde. Se prevé la combinación del ciclo para el 15/2/2018.
- Sobre los mantenimientos y disponibilidades previstos para las calderas de Central BATTLE, tanto 5ta como 6ta unidad, no hay aún una decisión firme. Las unidades han sido intervenidas a los efectos de restablecer condiciones de seguridad operativa, pero falta la autorización de URSEA para que efectivamente queden disponibles para la explotación. Estos procesos se estima insuman no menos de dos meses. Cumplidas estas instancias, se espera que la 6ta unidad quede habilitada con 35% de disponibilidad, mientras que la 5ta unidad quedaría en reserva fría como respaldo de la 6ta. Como criterio conservador se elige no representar estas unidades en la PES.
- Se posterga la entrada en servicio de la unidad 2 de Central G. Terra respecto a la versión anterior de la Programación Estacional Mayo – Octubre 2016. La entrada en servicio prevista anteriormente era el 16/6/16, la nueva propuesta es para el 15/08/2016. En este lapso se espera poder realizar también trabajos sobre la unidad 3 de Palmar, aprovechando para cambiar el interruptor de 500kV y sobre la unidad 3 de Baygorria. El resto de



los trabajos previstos sobre unidades de G. Terra para este otoño se postergan para la primavera o el año que viene.

- Dada la situación de los países vecinos, se modela el sistema con baja disponibilidad de importación y costos a niveles de Falla. Para la exportación a Brasil se consideran 0,1 USD/MWh en optimización y se valoriza el 90% de la exportación a 7 USD/MWh.

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 35 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).

4.1 Demanda y Falla

4.1.1) Previsión de demanda actualizada

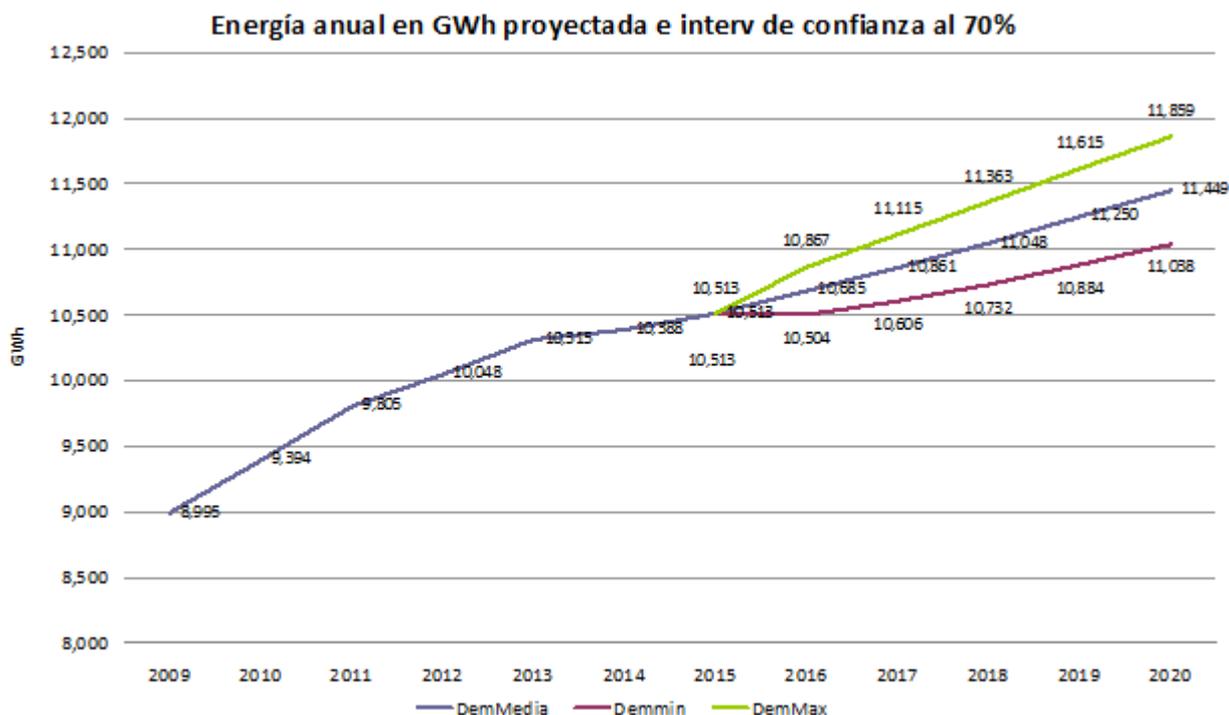
Energías en GWh							
Año	Tipo	Escenario Base	Incremento	Escenario Bajo	Incremento	Escenario Alto	Incremento
2009	REAL	8,995	2.45%	8,995	2.45%	8,995	2.45%
2010	REAL	9,394	4.43%	9,394	4.43%	9,394	4.43%
2011	REAL	9,805	4.38%	9,805	4.38%	9,805	4.38%
2012	REAL	10,048	2.47%	10,048	2.47%	10,048	2.47%
2013	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	10,708	1.85%	10,556	0.40%	10,860	3.29%
2017	PREVISIÓN	10,832	1.16%	10,583	0.25%	11,082	2.04%
2018	PREVISIÓN	11,032	1.85%	10,726	1.35%	11,339	2.32%
2019	PREVISIÓN	11,243	1.91%	10,886	1.50%	11,600	2.30%
2020	PREVISIÓN	11,452	1.86%	11,048	1.49%	11,856	2.21%

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



4.1.2) 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	4123	132
Entre 2 y 7	18742	600
Entre 7 y 14.5	74969	2400
Entre 14.5 y 100	124948	4000

Tipo de cambio: 31.237

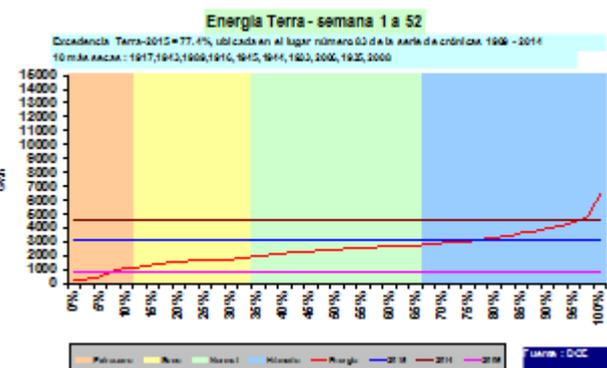
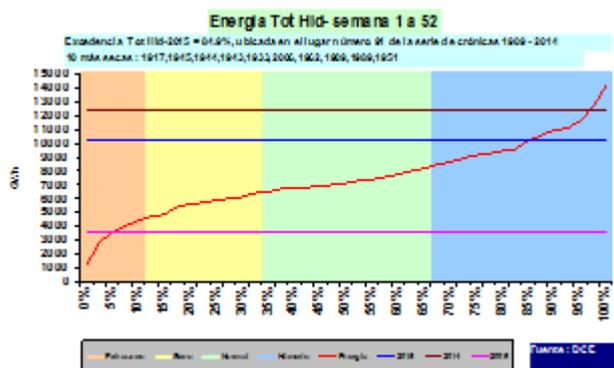
BCU interbancario vendedor al 06/04/2016

4.2 Situación hidrológica y clima

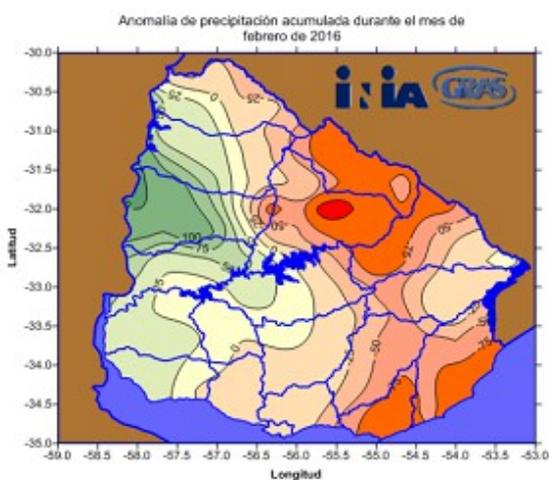
Se presenta en este apartado la situación actual y proyecciones climáticas para los meses venideros.

El sistema se encuentra en clase hidrológica 5 y continuará en ese nivel al menos por 3 semanas aún sin lluvias adicionales.

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



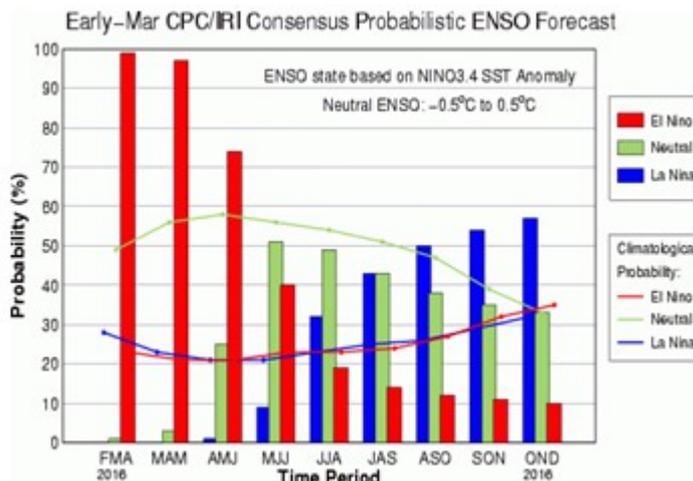
Agua disponible en suelos y agua no retenida (Fuente INIA, febrero 2016¹)



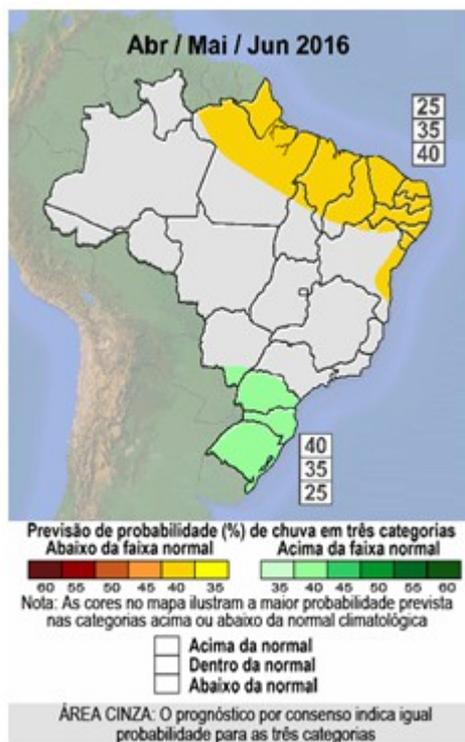
Según las proyecciones de la Universidad de Columbia², desde fines de Febrero hasta mediados de Junio de 2016, la temperatura de la superficie del mar en la región del Pacífico ecuatorial tendrá un fuerte sesgo hacia El Niño. Todas las variables atmosféricas fuertemente apoyan el patrón de El Niño, incluyendo la debilitación de los vientos alisios y el exceso de lluvias en el Pacífico ecuatorial en su región central-Este. Los modelos de predicción de ENSO, por consenso, indican fuertes condiciones de La Niña durante los dos últimos trimestres del año.

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

2 <http://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/>



Según CPTEC:



En el sur de Mato Grosso do Sul y la región meridional entera, el pronóstico indica una probabilidad de precipitación para el trimestre por encima de la normal climatológica, con la distribución del 40%, 35% y 25% para las categorías por encima, dentro y por debajo del rango normal climatológico, respectivamente. En este pronóstico todavía se considera una posible influencia del fenómeno de la Oscilación del Niño.



4.3 Combustibles.

4.3.1) Proyección de precios.

El pronóstico de precio del barril de petróleo se obtiene de la página de la EIA (US Energy Information Administration). Para enero la proyección indica un barril de crudo WTI aproximadamente a 35 USD/barril. Se resuelve considerar un valor central de 35 USD/barril y una banda de apertura de 95% de confianza.

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:

Precios de combustibles para la programación estacional Mayo-Octubre 2016

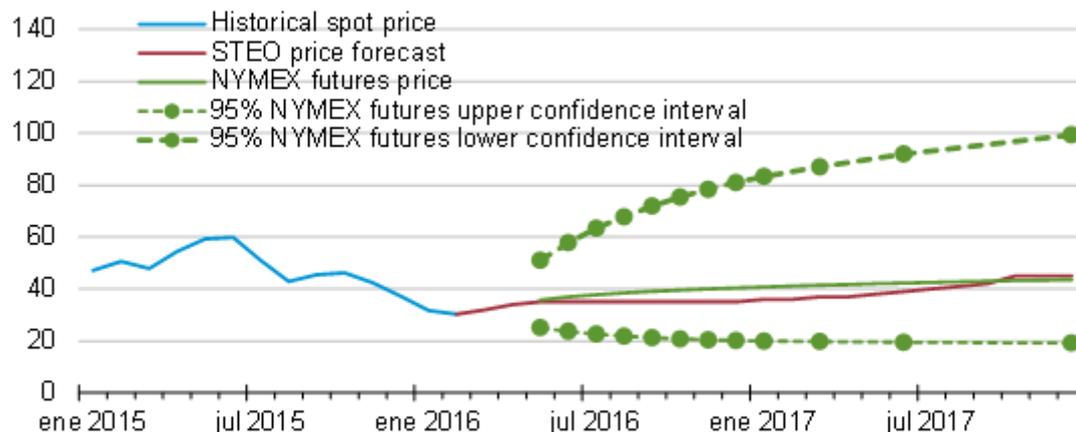
Precio de combustible derivado	Referencia de Barril WTI (USD/barril)		
	25	35	65
Fuel Oil (USD/Ton)	168	235	436
Gas Oil (USD/m3)	245	343	637
Fuel Oil Motores (USD/Ton)	182	255	473

Densidad de FO 1.03 Kg/l
Densidad de FOM 1.01 Kg/l
1 Barril=158.9872949 litros

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

West Texas Intermediate (WTI) Crude Oil Price

dollars per barrel



Note: Confidence interval derived from options market information for the 5 trading days ending Mar. 3, 2016. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options contracts.

Source: Short-Term Energy Outlook, March 2016.

4.3.2) Gas Natural.

Dado que aún no se cuenta con definiciones respecto al suministro de GNL se propone no representar disponibilidad de GN.³

[3] 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.

4.4 Parque térmico

4.4.1) 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 datos proporcionados por UTE en febrero: para el 15/01/2017 se espera la entrada en servicio de la primera turbina de 177 MW, quedando para el 15/04/2017 el ingreso al sistema de la segunda turbina de 177MW y la combinación del ciclo para la 15/02/2018 -incrementándose la potencia a 532 MW, con una disponibilidad del 90% y una vida útil de 20 años, costos operación y mantenimiento aproximadamente 5 US\$/MWh operando con Gas Oil. El cronograma podría sufrir cambios que modifiquen las fechas propuestas, pero las mismas son la mejor estimación disponible al día de hoy.

3 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.

Unidades UTE_TGSP (APR C): los 50MW arrendados en modalidad de leasing se consideran incorporados al parque generador nacional, por tanto permanecen en todo el horizonte de tiempo involucrado en el estudio. No se renovó el contrato de arrendamiento para los restantes 250MW.

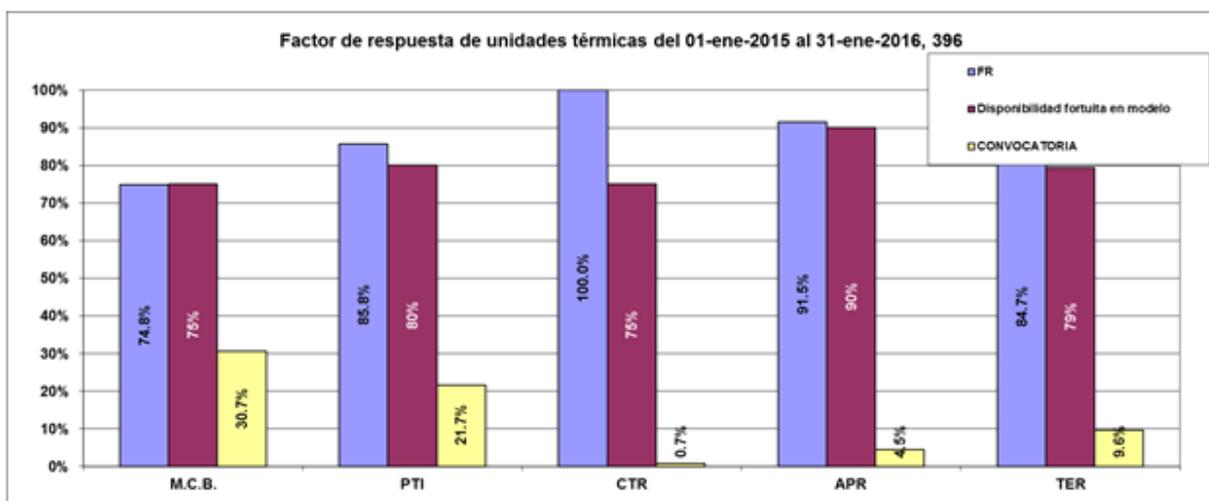
En la tabla siguiente se supone generación en base a Gas Oil y Fuel Oil.

Valores a ingresar en el modelo, WTI 35 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. Battle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	12.20	69.5	69.5
C. Battle Unidad 5	65.0	20.0	297.80	346.90	13.51	83.5	95.0
C. Battle Unidad 6	113.0	30.0	289.68	374.90	12.09	80.2	100.2
PTA	48.0	15.0	224.64	348.19	8.71	99.9	150.0
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	4.22	120.2	242.0
APR C	24.0	0.3	244.40	6048.90	10.00	109.2	2465.4
PTB - ciclo combinado	177.0	30.0	241.10	241.10	5.00	102.9	102.9

4.4.2) Coeficiente de disponibilidad de las unidades generadoras:

- Dado que durante 2015 la convocatoria de las unidades térmicas ha sido baja debido a la alta hidráulicidad, se presentan los factores de respuesta para un período mayor al habitual, desde enero 2015 a enero de 2016.

En rojo se muestran los valores utilizados 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	CTR La Tablada	APR C
Coef de Disponibilidad (%)	75%	80%	75%	90%

Las disponibilidades fortuitas de las unidades en el modelo bajan a partir del momento en que no se dispone de mantenimientos programados a los siguientes valores:

	CBO Motores	Punta del Tigre	CTR La Tablada	APR C
Coef de Disponibilidad (%)	65%	70%	70%	80%

4.5 *Mantenimiento programado*

Se utiliza el PAM vigente (de abril 2016), actualizando la situación de CTR1 (pasa a estar en reserva, disponible solo para cubrir picos de demanda y su mantenimiento mayor se planifica para la próxima primavera) y la de la Unidad 2 de Terra (el fin de los trabajos se prevé para el 17/6/16).

4.5.1) Unidades de Generación Térmica de UTE

En la figura siguiente se indica el plan de mantenimiento programado de las unidades térmicas de UTE, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- La Central Battle se modela indisponible hasta el fin de la corrida.

Los trabajos programados sobre las unidades hidráulicas del río Negro, 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). Se representa la indisponibilidad forzada de la unidad 2 de Central Terra hasta el 17/6/16 (En abril se modifica la entrada en servicio para mediados de agosto). Se representó coeficientes de disponibilidad igual a 99% para las unidades de todas las centrales.



Comentarios:

X	Unidades indisponibles forzadas o que se representan indisponibles para estudiar robustez ante contingencias del Plan Propuesto
X	Unidad con mantenimiento programado para esta fecha
X	Ventana de mto, los trabajos previstos pueden moverse dentro de estas fechas
X	Máquina disponible como reserva fría no puede entrar junta con CB6
X	Disponible solo para los picos

4.6 Parque hidráulico

4.6.1) Central Salto Grande

Los trabajos considerados corresponden a los enviados por CTM. Se representan los trabajos en curso, con sus fechas estimadas de fin previstas.

Coefficientes de disponibilidad: 99% para todas las unidades .

4.7 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:

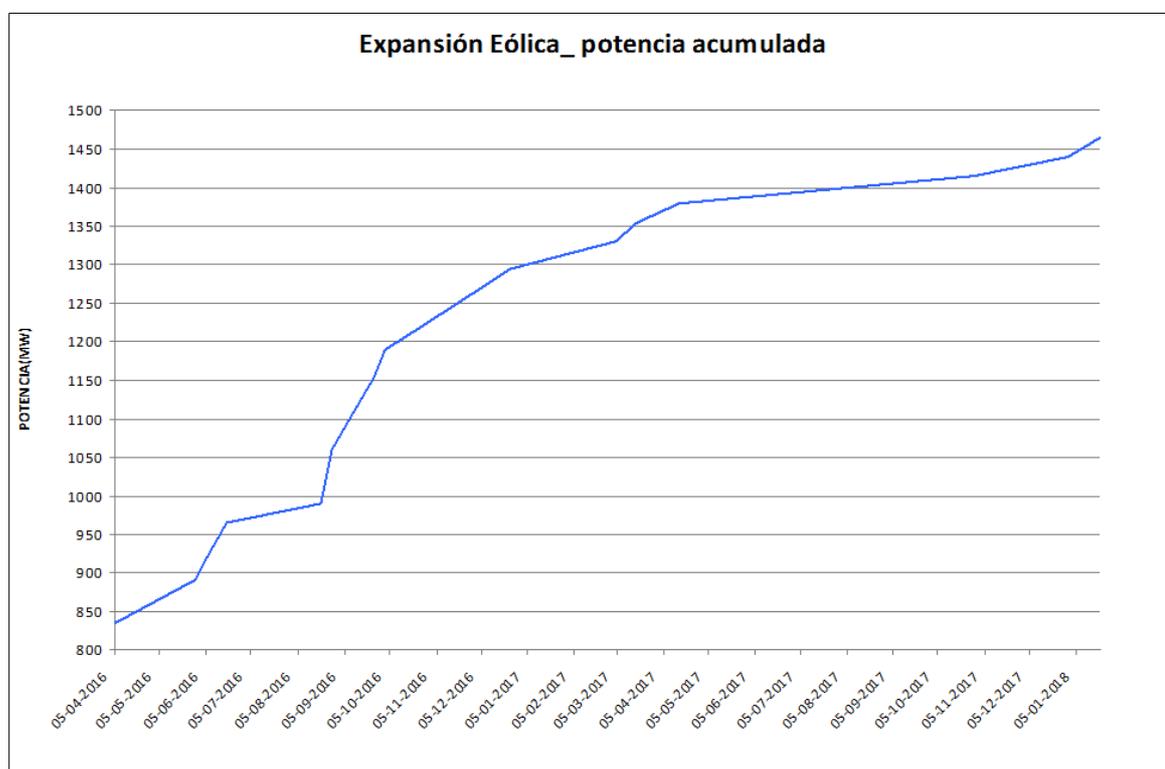
NOMBRE	Las Rosas	Liberlat	ERT (Fenitrol)	Bobenr	Alur	Wajerhee user	Galoter	Ponlar	Montes de Plata	Bioenerg/	URM	Arboreto (Lenas Trinidad)	Lumiganor
UBICACIÓN	MALDONADO	PAYSANDÚ	TACUAREMBO	RIVERA	BELLA UNIÓN	TACUAREMBO	TREINTA Y TRES	RIVERA	COLONIA		RIO NEGRO	FLORES	TREINTA Y TRES
TIPO DE FUENTE PRIMARIA	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Biomasa
AÑO DE INICIO	2004	2010	2009	2010	2010	2010	2010	2012	2013	2018	2007	2014	2016
SEMANA DE INICIO	48	28	48	15	45	9	35	13	50	44	44	14	48
POTENCIA DISPONIBLE MW	1.0	4.9	8.8	11.5	5.0	5.0	12.5	7.0	65.0	46.00	20.00	0.80	11.40
FACTOR DE UTILIZACIÓN	15%	0%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	100%	70%	80%	70%	50%
AÑO COMIENZO			2015	2015	2012	2015	2015			2018	2016	2014	2016
SEMANA COMIENZO			42	39	18	37	38			44	1	14	48
AÑO FIN			2015	2015	2015	2015	2015			2019	2015	2015	2017
SEMANA FIN			42	41	52	38	38			44	52	14	48
POTENCIA DISPONIBLE			0	0	5.0	0	0			45	17.5	0.8	11.4
FACTOR DE UTILIZACIÓN			0%	0%	40%	0%	0%			50%	90%	50%	70%

4.8 Eólica.

EXISTENTES			
Parque	Año	Semana	POTENCIA
AGROLAND	2008	18	0.25
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	2008	29	7.8
CARACOLES 1	2009	6	10
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	2009	48	4
CARACOLES 2	2010	25	10
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	2011	17	17.2
ENGRAW	2012	43	3.6
SANTA FE	2013	30	0.9
PARQUE EÓLICO MALDONADO	2014	14	50
CUCHILLA DEL PERALTA I	2014	19	50
LUZ DE RIO	2014	30	50
JUAN PABLO TERRA	2014	31	67.2
LUZ DE LOMA	2014	34	20
LUZ DE MAR	2014	34	18
MINAS I	2014	35	42
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	2014	35	50
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	2014	38	7.75
TALAS DEL MACIEL II	2015	1	50
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	2015	17	65.1
TALAS DEL MACIEL I	2015	23	50
PERALTA 1 GCEE	2015	28	50
PERALTA 2 GCEE	2015	31	50
MELOWIND	2015	35	50
PARQUE EOLICO CARAPE I	2015	35	50
PARQUE EOLICO CARAPE II	2015	37	40
JULIETA	2016	5	3.6
ROSARIO	2015	45	9
VENTUS 1	2015	40	9
TOTAL			835.4

EXPANSION				
Parque	Año	Fecha	Semana	POTENCIA
con participación de UTE				
ARIAS	2017	30-09-2017	40	35
ARIAS	2017	28-10-2017	44	36
PALOMAS	2016	26-11-2016	48	35
PALOMAS	2016	24-12-2016	52	36
PAMPA	2016	27-08-2016	35	70
PAMPA	2016	24-09-2016	39	70
VALENTINES	2016	01-10-2016	40	35
VALENTINES	2016	29-10-2016	44	35
PRIVADOS				
NUEVO PASTORALE I	2017	18-03-2017	12	25
NUEVO PASTORALE I	2017	15-04-2017	16	24.2
PARQUE CERRO GRANDE	2018	30-12-2017	1	25
PARQUE CERRO GRANDE	2018	20-01-2018	4	25
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	2016	28-05-2016	22	25
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	2016	11-06-2016	24	25
PARQUE EÓLICO KIVÚ	2016	20-08-2016	34	24
PARQUE EÓLICO KIVÚ	2016	03-09-2016	36	24.6
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	2016	04-06-2016	23	25
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	2016	18-06-2016	25	25
Al Spot				
18 de Julio	2016	16-07-2016	29	10
María Luz	2016	23-04-2016	17	10
Villa Rodriguez	2016	16-07-2016	29	10

Potencia Eólica acumulada:



4.9 Solar fotovoltaica.

En servicio:

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

Expansión:

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Comprometida (MW)	Fecha Estimada E/S
CASALCO	CASALCO S.A. de TECNOVA RENOVABLES	1.75	28-05-2016
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A.	10	01-10-2016
NATELU	NATELU S.A.	9.5	01-10-2016
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5	01-10-2016
EL NARANJAL	COLIDIM S.A.	50	15-10-2016
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16	15-10-2016
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A.	20	05-11-2016
TS	TESFERY S.A.	1	10-12-2016
ABRIL	ACCONSTRUCTORA S.A.	1	10-12-2016
DICANO	DICANO S.A. de TECNOVA RENOVABLES	11.25	10-12-2016
FENIMA	FENIMA S.A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5	10-12-2016
PETILCORAN	PETILCORAN S. A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5	10-12-2016
VINGANO	VINGANO S.A.	1	10-12-2016
	MIEM-UTE	0.28	12-02-2017

4.10 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 3-25	-
Interruptor 3-35	Central Palmar U2 y U3
Interruptor 4-15	Central Palmar U2 y U3



4.11 Intercambio de Energía

Con Argentina:

Se modela a partir de la semana 36 de 2016.

- **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 se modela como Excedentes.

Con Brasil

Importación Brasil:

A través de Melo limitada a 200MW desde abril de 2016, subiendo a 300MW desde 2017. Se usa una CEGH que modela los PLDs del sistema Brasileiro, permitiendo la oferta de exportación a Uruguay sólo cuando el PLD está por debajo de 145 USD/MWh y con un 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. El 90% de la energía intercambiada por este concepto se valora a 7 USD/MWh en los balances económi-



cos. 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.

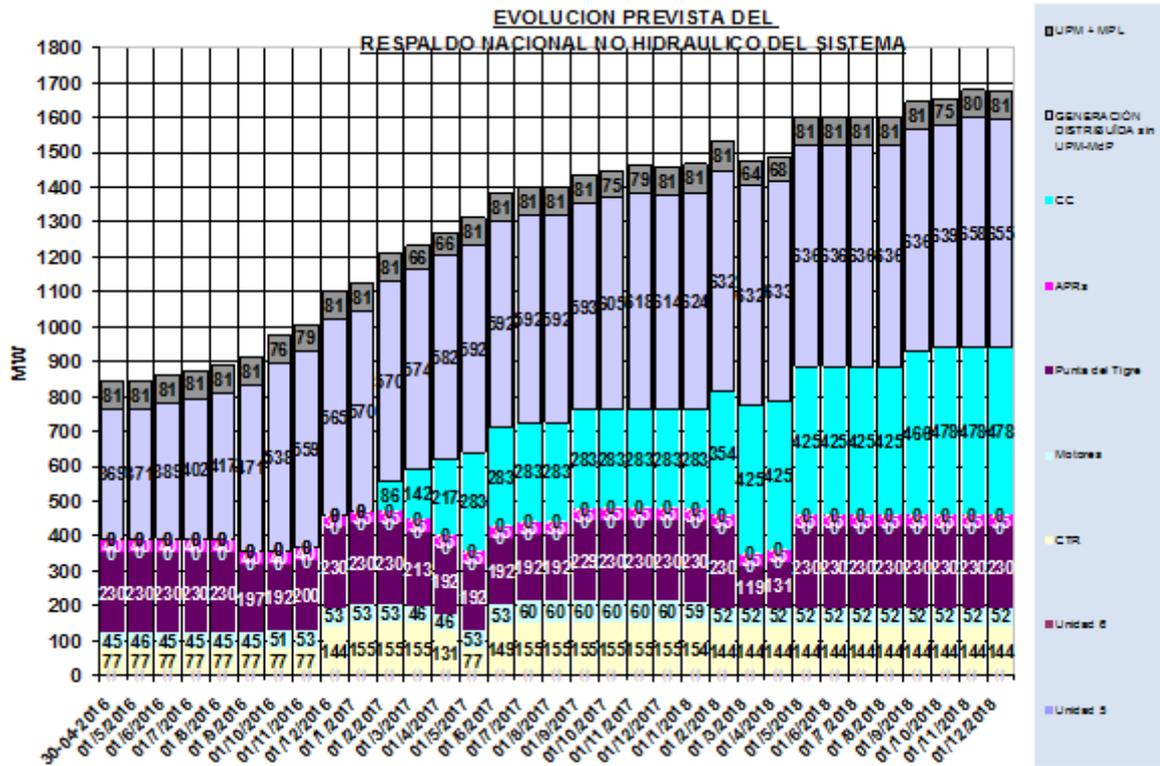
En los balances económicos el 90% de los excedentes se valoran como ingresos por exportación a 7 USD/MWh (precio pagado actualmente por el mercado argentino).

4.12 Estado inicial del sistema.

- Semana inicio: semana 18 (30/04/2016).
- Fecha guarda simulación: semana 18 (30/04/2016).
- Cotas de inicio actualizada
- Terra: 82,84 m
- **Resultados Período de Simulación:** Semanas 18/2016 a 43/2016.
- **Período de Optimización:** 2016-2019
- **Versión de Programa SimSEE:** 128_Tia

4.13 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):



5 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 Mayo – Octubre 2016 (PES_MAY2016).

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_MAY2016, 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 35 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

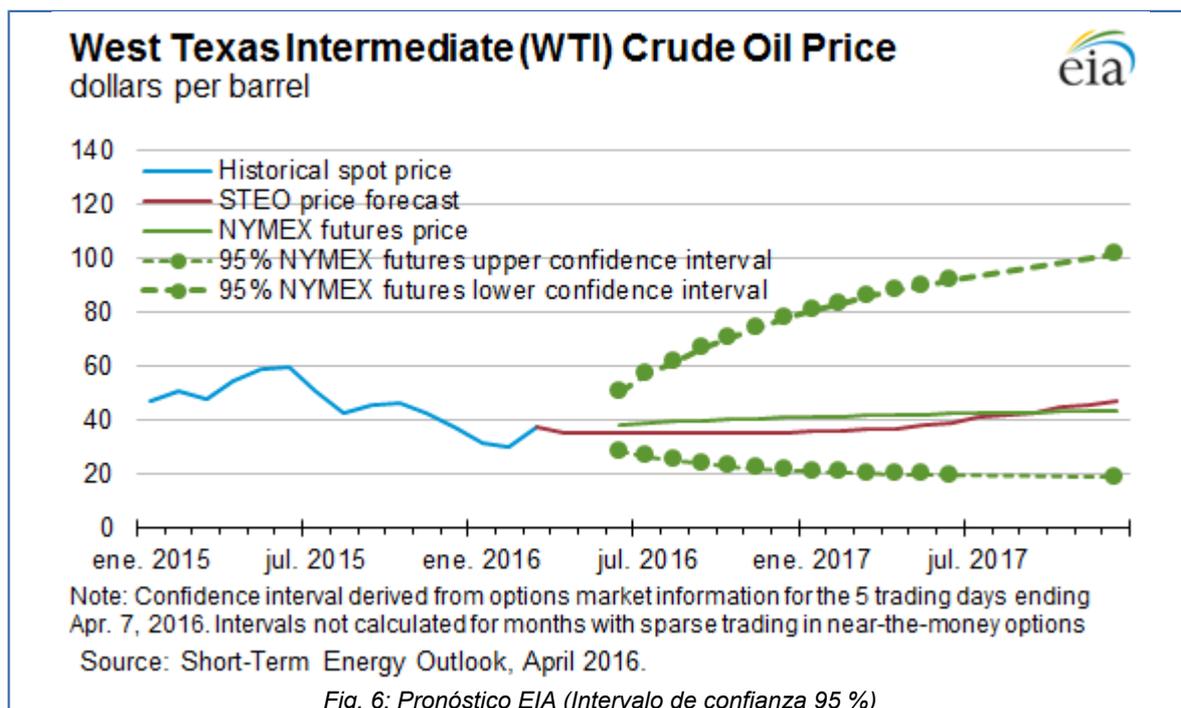
Datos históricos de la Fuente CEGH de volatilidad del petróleo.

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 1° 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, Abril 2016) que se encuentra en la Fig.6.

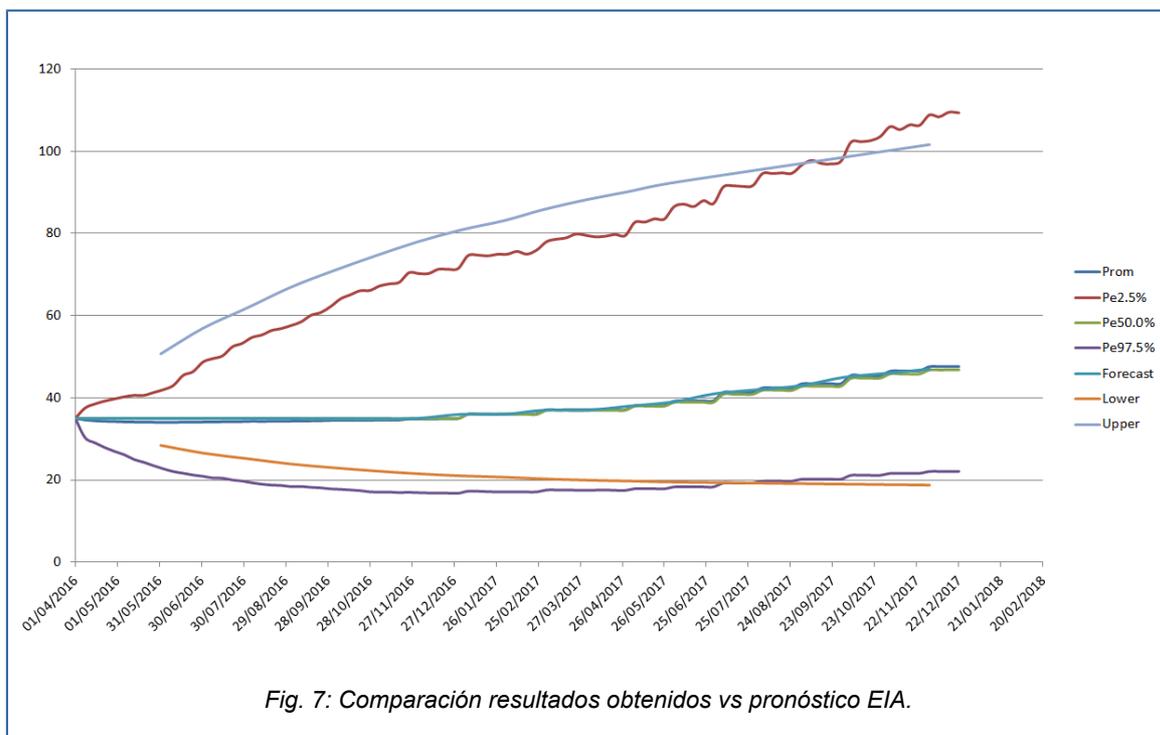


Para realizar la calibración se ajustaron los parámetros del sistema lineal para reflejar la volatilidad implícita del proceso estocástico que impone la apertura del cono de confianza 95% mostrado en trazo verde punteado en la Fig.6.

Como resultado de la calibración, los nuevos valores del filtro lineal son: $A=0.985$ y $B = 0.173$. En la Fig.7 se muestra el ajuste logrado en la calibración graficando encima de las proyecciones 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_May_Oct_2016.txt con los nuevos parámetros para su uso en las Salas SimSEE relacionadas con la PES_MAY2016.

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



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_MAY2016. 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.

En la Fig.9 a se presentan los resultados obtenidos en la simulación del precio del barril de petróleo con el modelo incluido en la Sala SimSEE en donde se puede apreciar el empalme logrado entre los pronósticos de corto plazo y el escenario de Referencia de largo plazo.

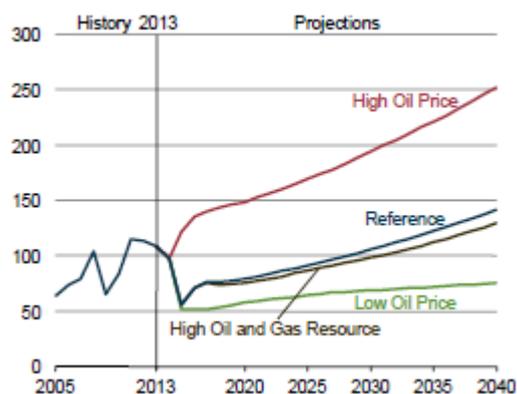


Fig. 8: Proyección de largo plazo de EIA del precio del barril de petróleo, Annual Energy Outlook 2015

Proyección del precio del barril de petróleo de largo plazo

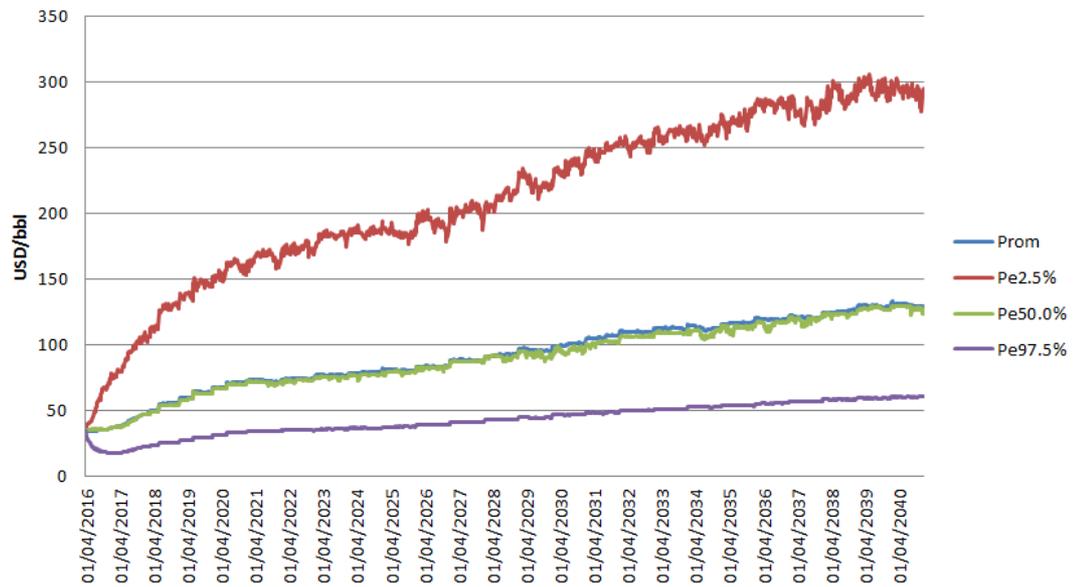
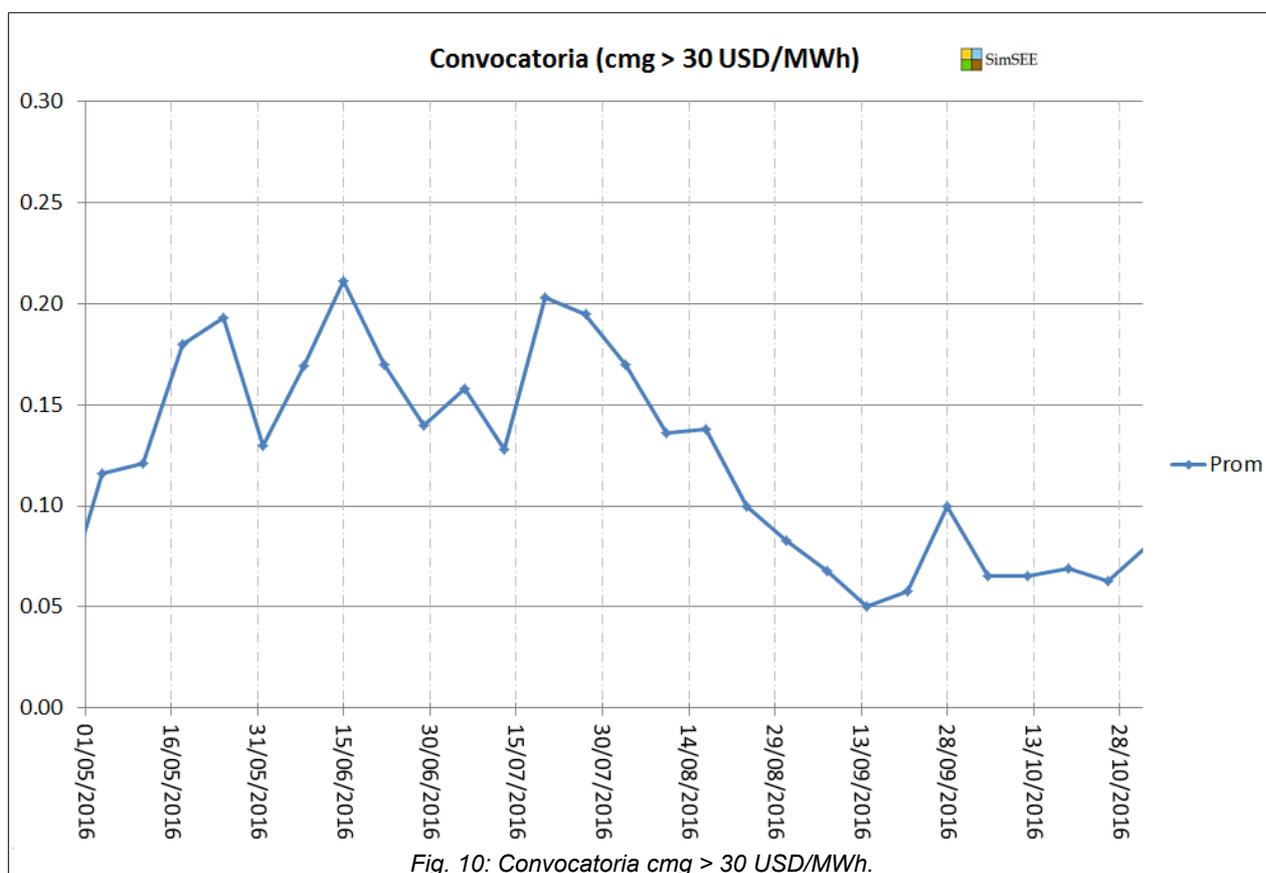


Fig. 9: Proyección del precio del petróleo de largo plazo.

6 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. 10 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 menor al 25% en todas las semanas del período.



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

Las Fig. 11, Fig. 12 y Fig. 13 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%.

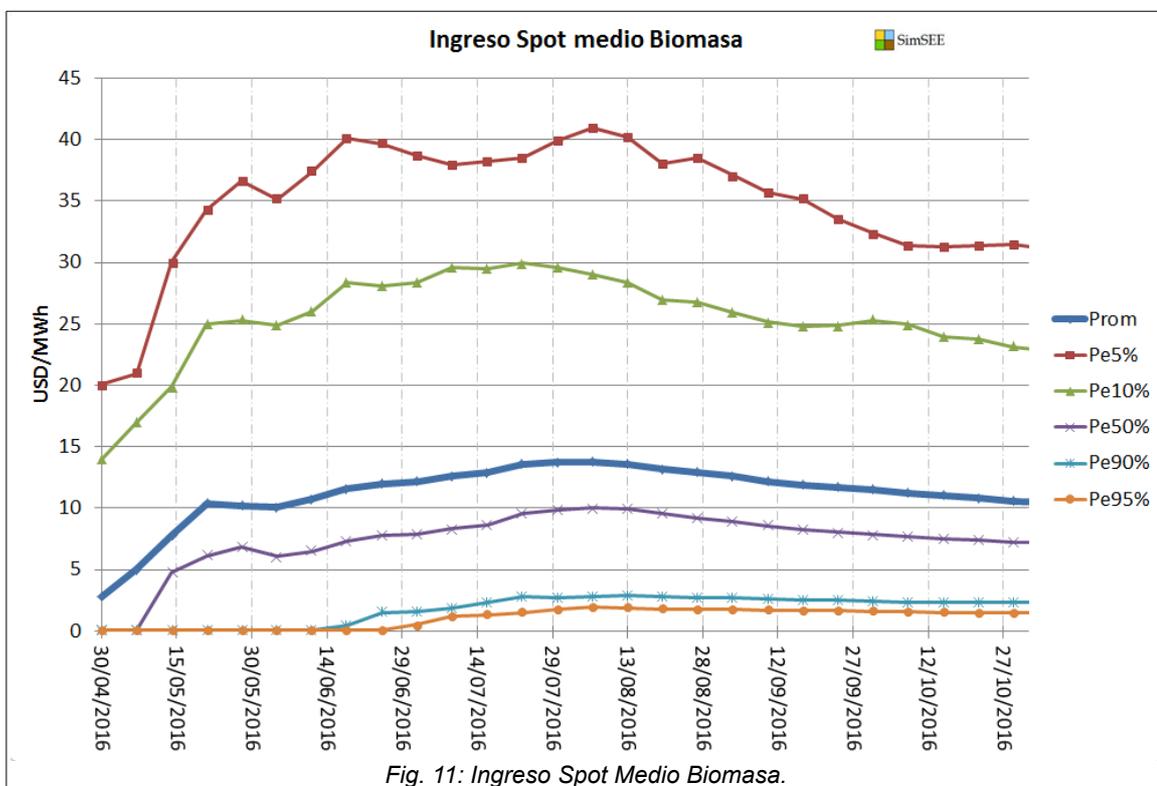
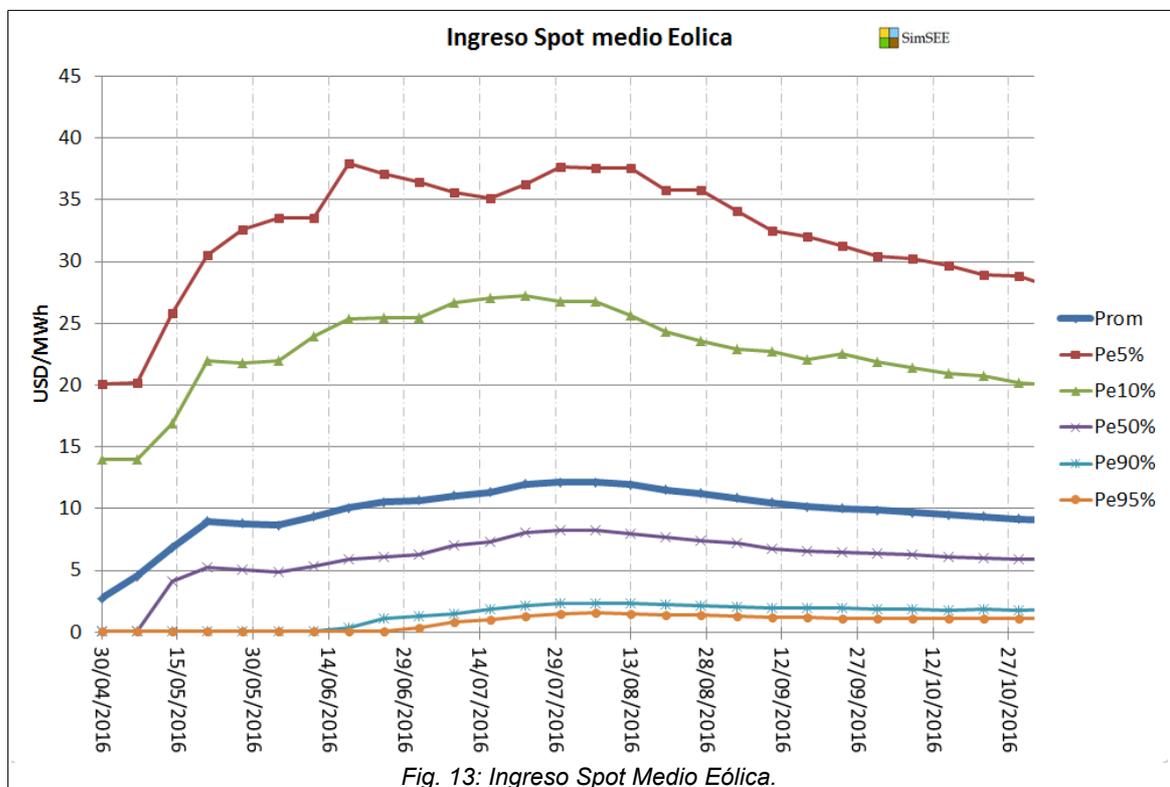
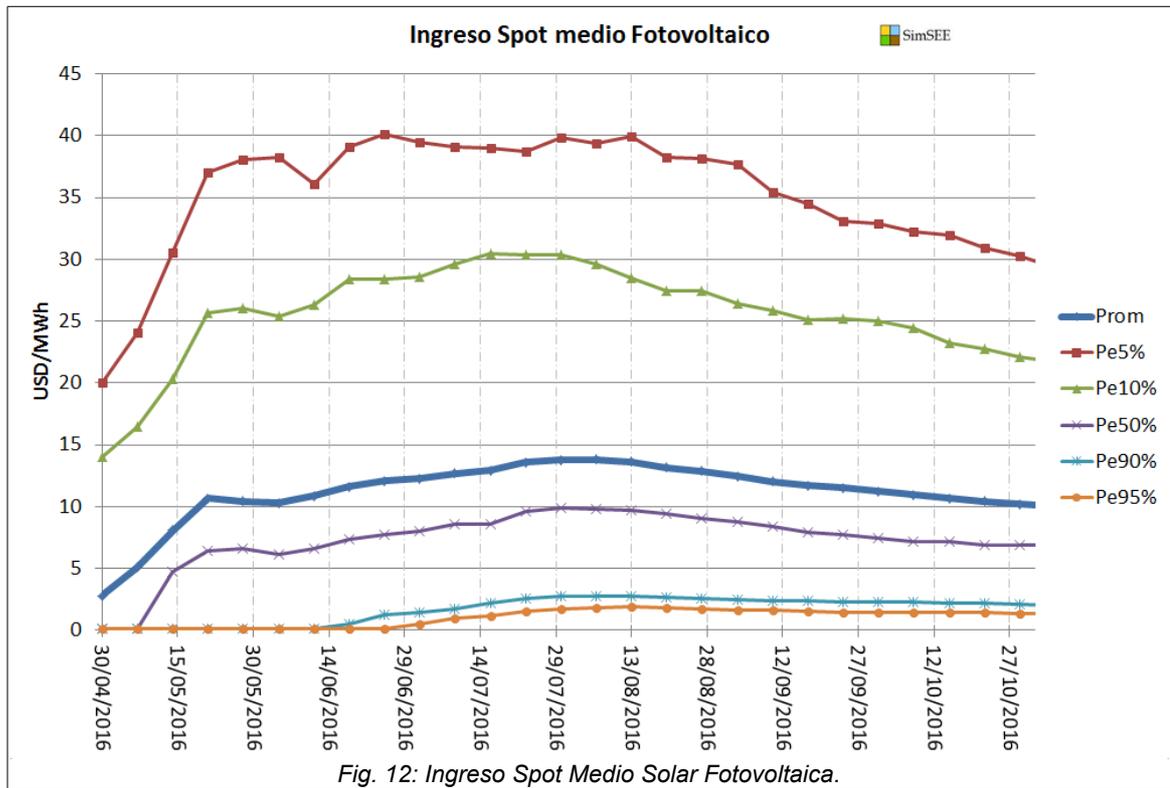


Fig. 11: Ingreso Spot Medio Biomasa.



Factor de Planta Promedio Semanal Eólico y Solar Fotovoltaico.

En la Fig. 14 se presenta el Factor de Planta promedio semanal de la generación eólica y solar fotovoltaica en el período estacional.

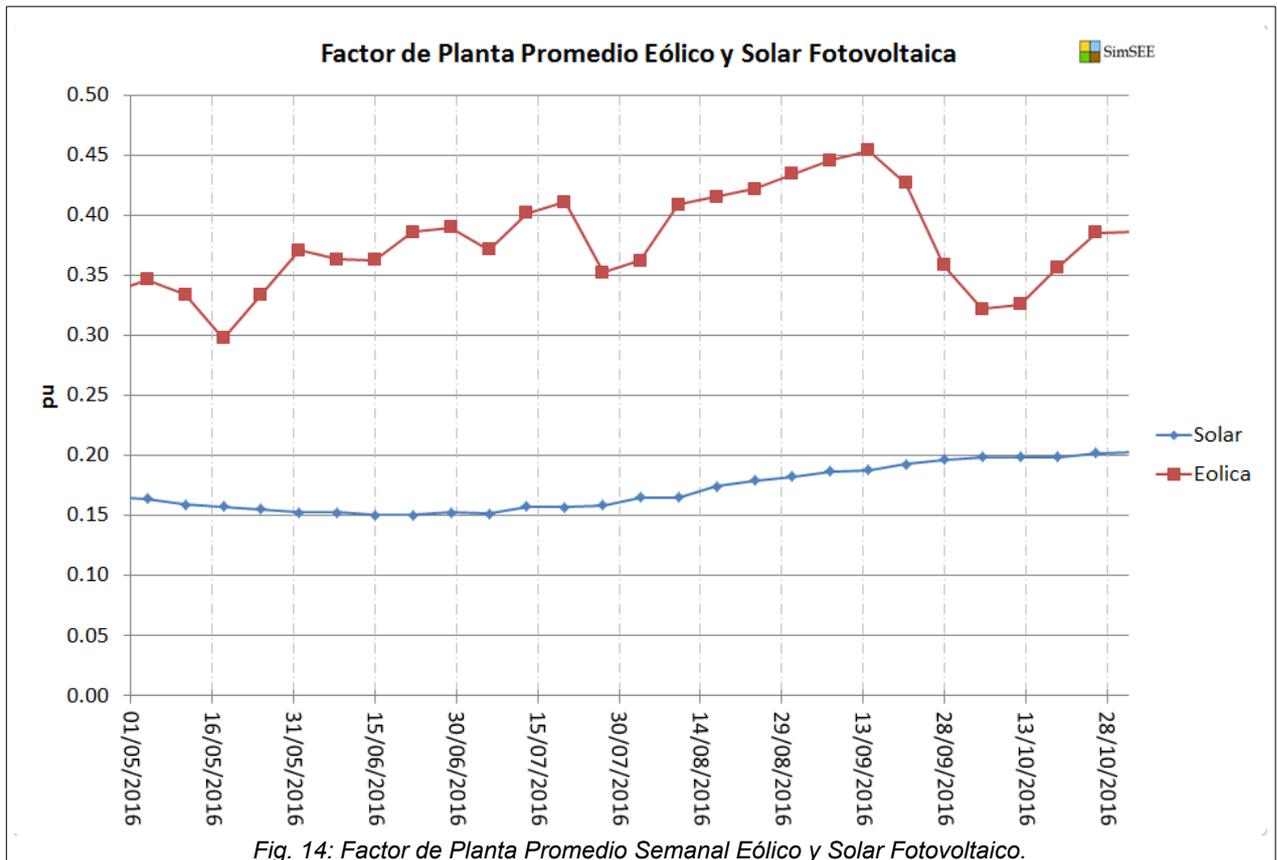


Fig. 14: Factor de Planta Promedio Semanal Eólico y Solar Fotovoltaico.

Ingreso Acumulado por tipo de tecnología.

En las Fig. 15, Fig. 16 y Fig. 17 se presentan los ingresos acumulados en el mercado Spot asociados a la instalación de 1MW de Solar Fotovoltaica, Eólica y Biomasa respectivamente.

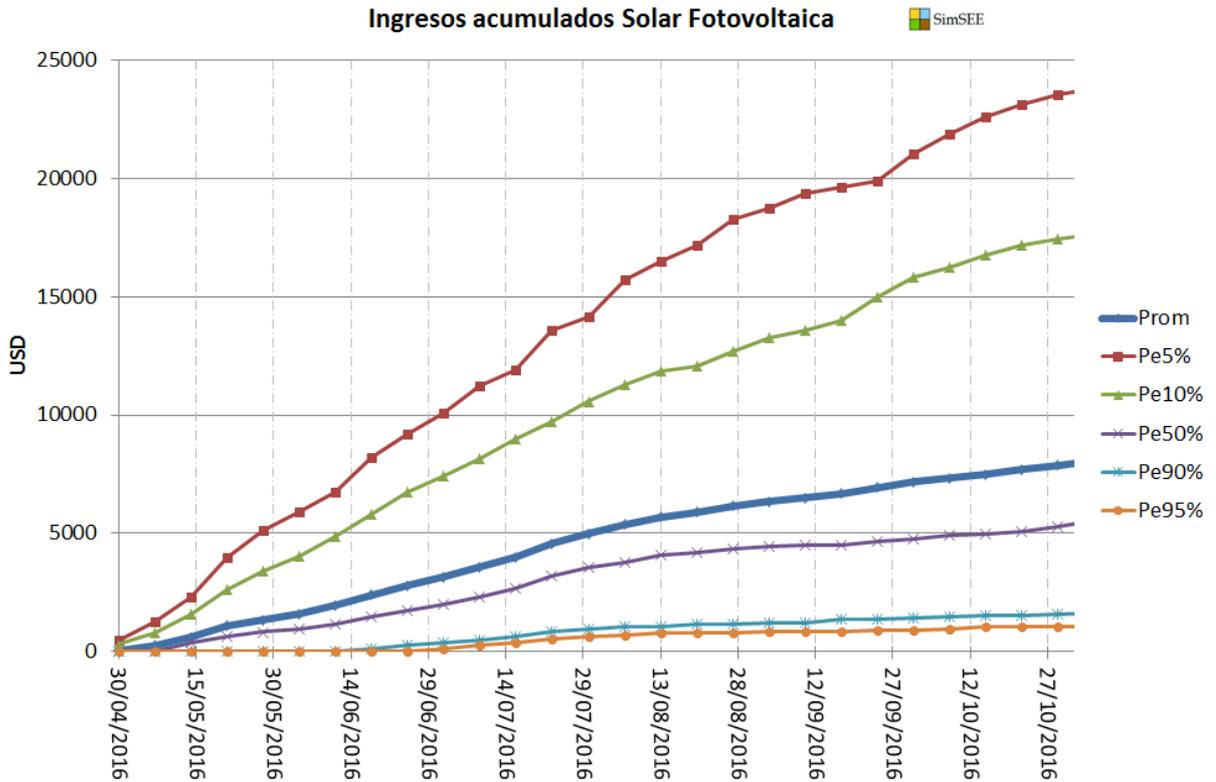


Fig. 15: Ingresos acumulados 1MW al Spot de Solar Fotovoltaica.

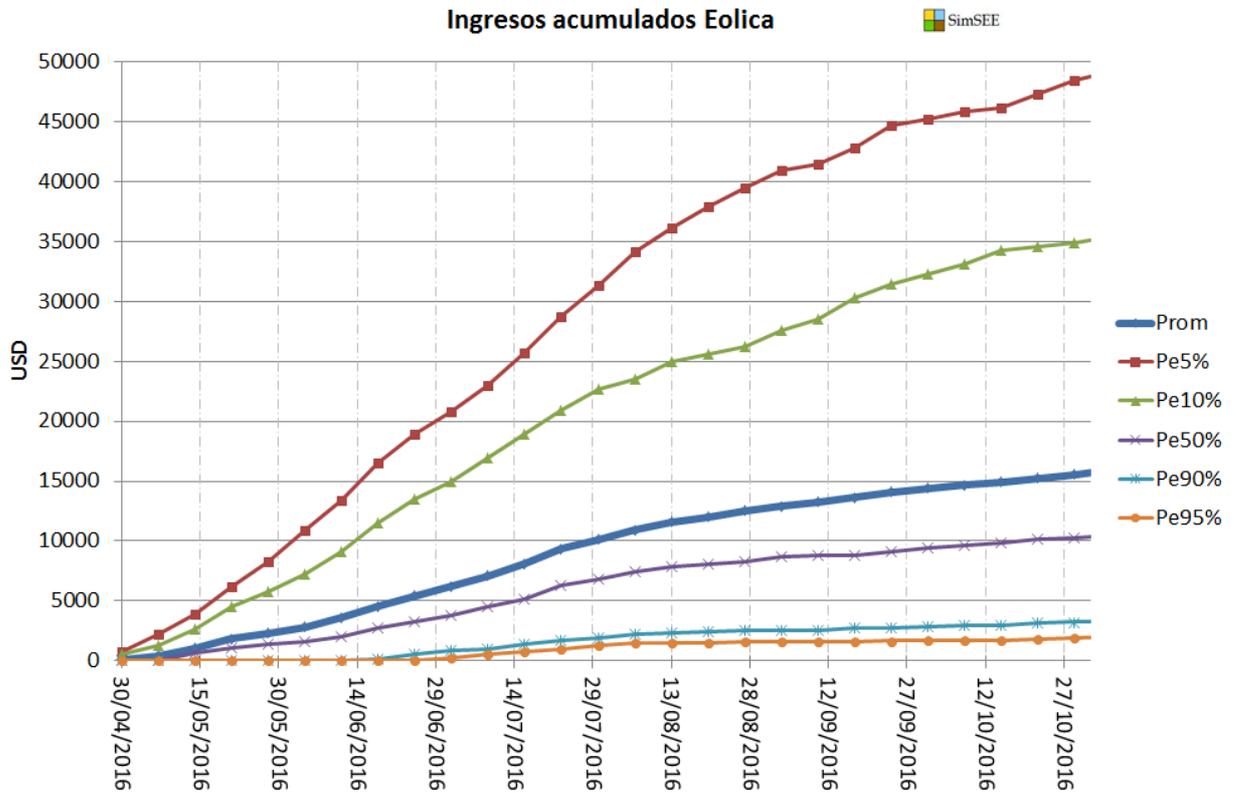


Fig. 16: Ingresos acumulados 1MW al Spot de Eólica.

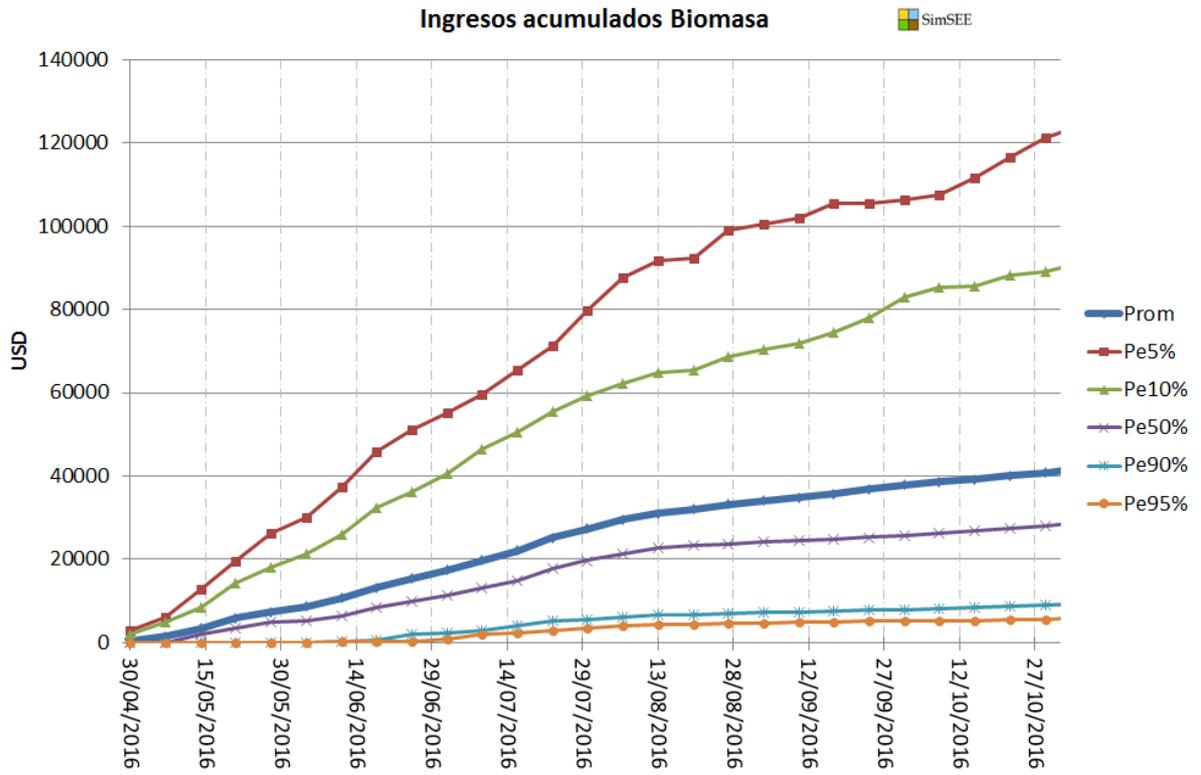


Fig. 17: Ingresos acumulados 1MW al Spot de Biomasa.



Índice de contenido

1 Cambios en las hipótesis de la propuesta a consideración de los Agentes.....	1
2 Resumen Ejecutivo.....	2
3 Principales resultados.....	3
3.1 Resultados.....	3
3.1.1)Cota del lago de Rincón de Bonete.....	3
3.1.2)Costo Marginal.....	4
3.1.3)Despacho promedio.....	4
3.1.4)Probabilidad de ocurrencia de cortes de energía (Falla 3+4).....	5
3.1.5)Costo Total.....	1
4 Hipótesis detalladas.....	2
4.1 Demanda y Falla.....	4
4.1.1)Previsión de demanda actualizada.....	4
4.1.2) Representación de la falla.....	5
4.2 Situación hidrológica y clima.....	5
4.3 Combustibles.....	8
4.3.1)Proyección de precios.....	8
4.3.2)Gas Natural.....	9
4.3.3)Combinación de casos a analizar - demanda/combustible.....	9
4.4 Parque térmico.....	9
4.4.1)Datos técnicos.....	9
4.4.2)Coeficiente de disponibilidad de las unidades generadoras:.....	10
4.5 Mantenimiento programado.....	11
4.5.1)Unidades de Generación Térmica de UTE.....	11
4.6 Parque hidráulico.....	14
4.6.1) Central Salto Grande.....	14
4.7 Generación Distribuida.....	14
4.8 Eólica.....	15
Potencia Eólica acumulada:.....	16
4.9 Solar fotovoltaica.....	17
4.10 Red de Trasmisión.....	17
4.11 Intercambio de Energía.....	18
Con Argentina:.....	18
Con Brasil.....	18
Excedentes.....	19
4.12 Estado inicial del sistema.....	19
4.13 Respaldo no hidráulico del sistema.....	19
5 Anexo I: Calibración del modelado estocástico CEGH del índice de precio de Petróleo.....	21
6 Anexo II: Proyección de convocatoria e ingresos al Spot.....	25