



Programación Estacional (PES) Noviembre - Abril 2016

***ADME Noviembre 2015
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: 05/11/2015

Última actualización: 26/11/2015

1. Resumen Ejecutivo

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

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

- Actualización del modelado estocástico de aportes hidráulicos con incorporación de 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”. En el mismo modelo se incorporó 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. Otra mejora incorporada al modelo de aportes hidrológicos es la separación de la variable de estado hidrológica en dos variables de estado para representar por separado el estado hidrológico de la cuenca del Río Negro y la cuenca del Río 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 octubre de 2015. Se asume un costo inicial de 50 USD/bbl.
- Se supone indisponible la 5ta unidad de Central Batlle.
- La 6ta unidad de Central Batlle se encuentra en servicio a partir del 1° de Marzo de 2016 con un factor de disponibilidad de 35%.
- Retraso en la fecha de entrada en operación de la primer unidad del ciclo combinado.
- Continuación de los arrendamientos de las 12 turbinas de gasoil (APR) hasta el 31 de Diciembre de 2015. Posteriormente se mantienen en servicio 8 unidades hasta el 29 de Febrero de 2016 y a partir de esa fecha se mantienen en servicio sólo 2 unidades.
- 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%.
- Entrada en operación de la interconexión con Brasil con límite de intercambio de entre 200 y 300 MW, con posibilidad de exportación a dicho país.

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 (0.01 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 verano 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.

Como comentario general se observa que con las mejoras introducidas en el modelo estocástico de aportes hidráulicos y posiblemente por las buenas condiciones iniciales, la evolución de la cota del lago de Bonete es aceptable sin necesidad de activar mecanismos de aversión al riesgo, por lo que en la presente Programación no se activan estos mecanismos.

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 2015 – Abril 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.”

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 la trayectoria del lago es mantenida por encima de su cota mínima (70 m) con una probabilidad de 99%.

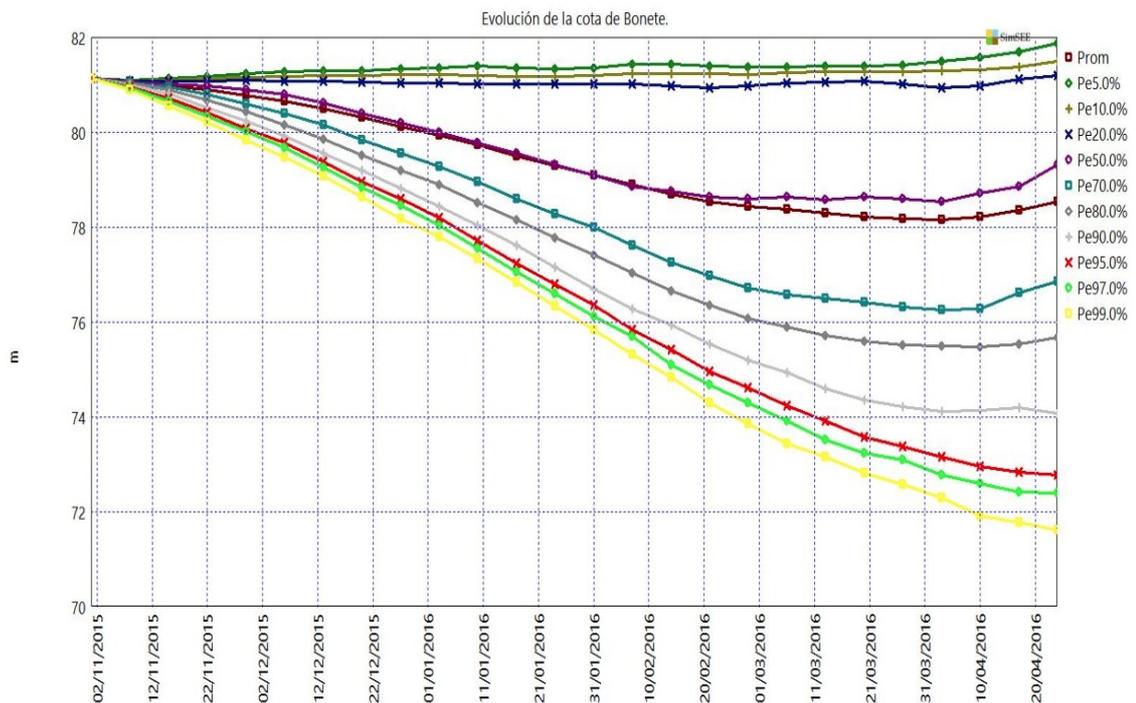


Fig. 1: Evolución de la cota de Bonete.

2.1.2) Costo Marginal.

En la Fig.2 se muestra la evolución proyectada del costo marginal del sistema en promedio y con diferentes cortes de probabilidad. Como se puede apreciar el costo marginal en valor esperado comienza en 0 USD/MWh, alcanza valores en el entorno de 60 USD/MWh en enero y a fines de abril termina en el entorno de los 25 USD/MWh.

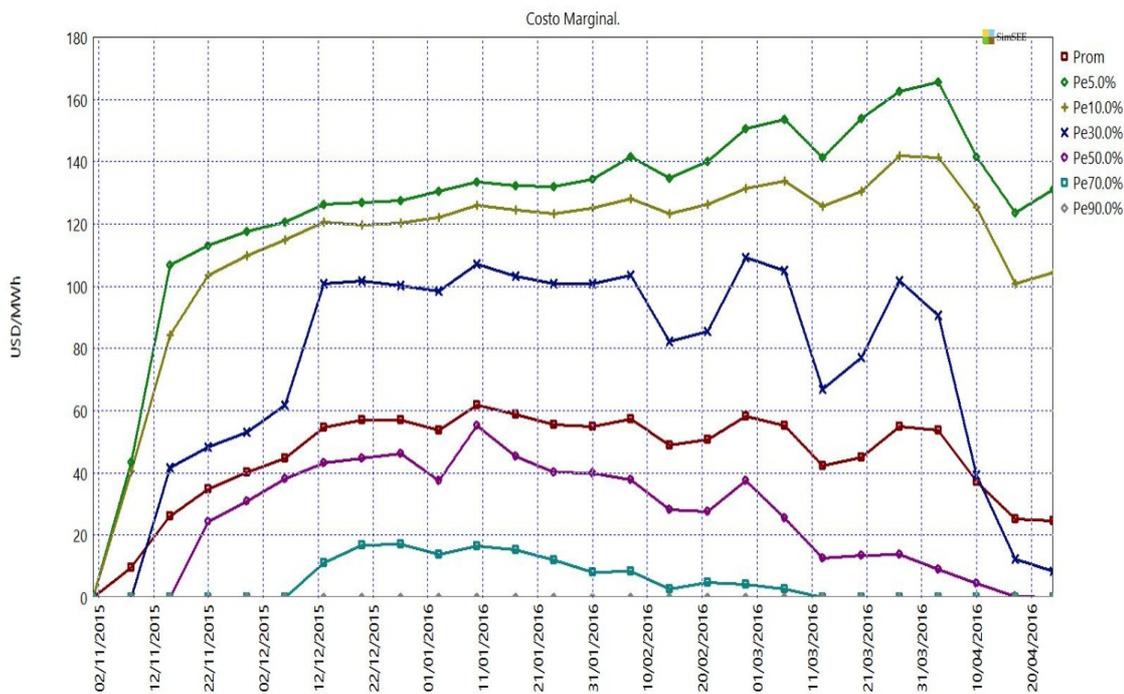


Fig. 2: Costo Marginal de generación.

2.1.3) Despacho promedio.

La Fig.3 muestra el despacho en valor esperado por fuente de generación. 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.

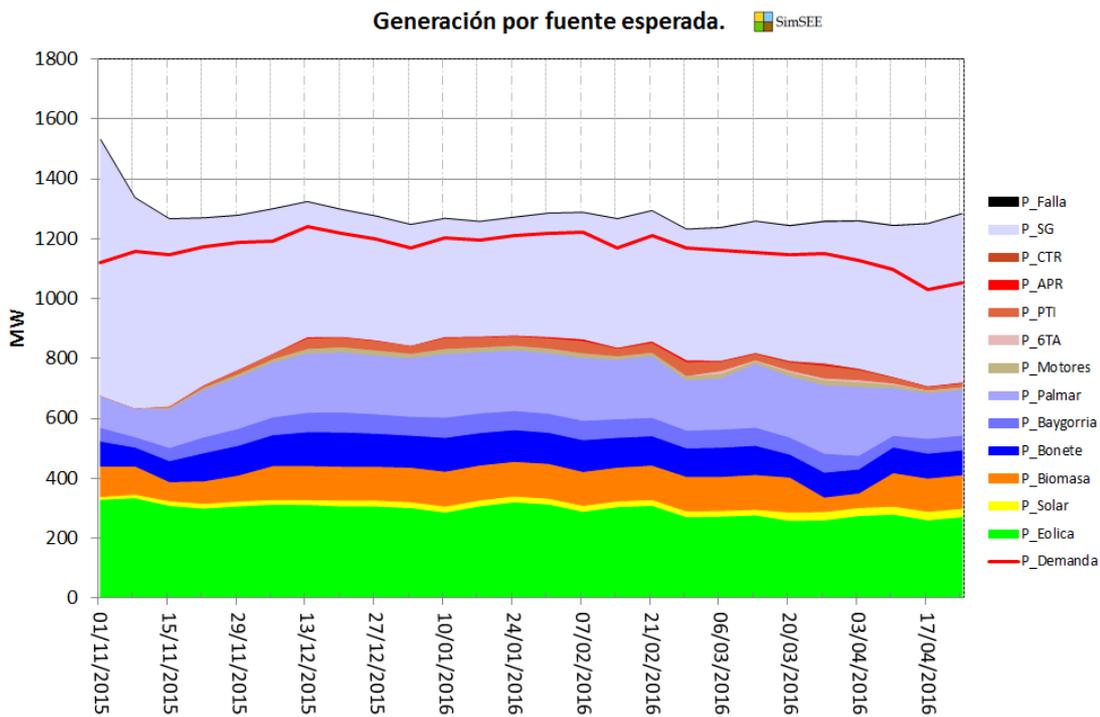


Fig. 3: Generación por fuente esperada.

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, la probabilidad de que los cortes de energía en el período estacional (Noviembre 2015 - Abril 2016) superen los 32GWh es de 0,1% (1 por mill) y con probabilidad 99% no hay cortes de energía.

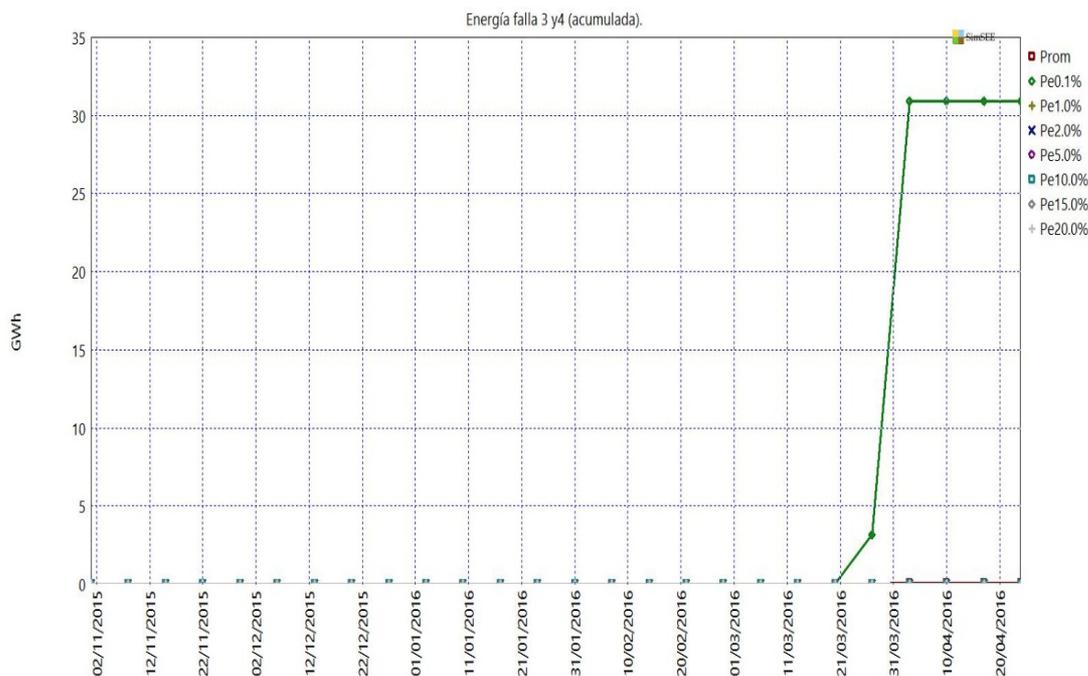


Fig. 4: Energía acumulada de falla 3 + 4 según cortes de probabilidad.

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 a 90 US\$/MWh.
- Generación eólica a 71 US\$/MWh.
- Generación solar a 93 US\$/MWh.
- Generación hidroeléctrica a 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 Noviembre 2015 – Abril 2016 resultante

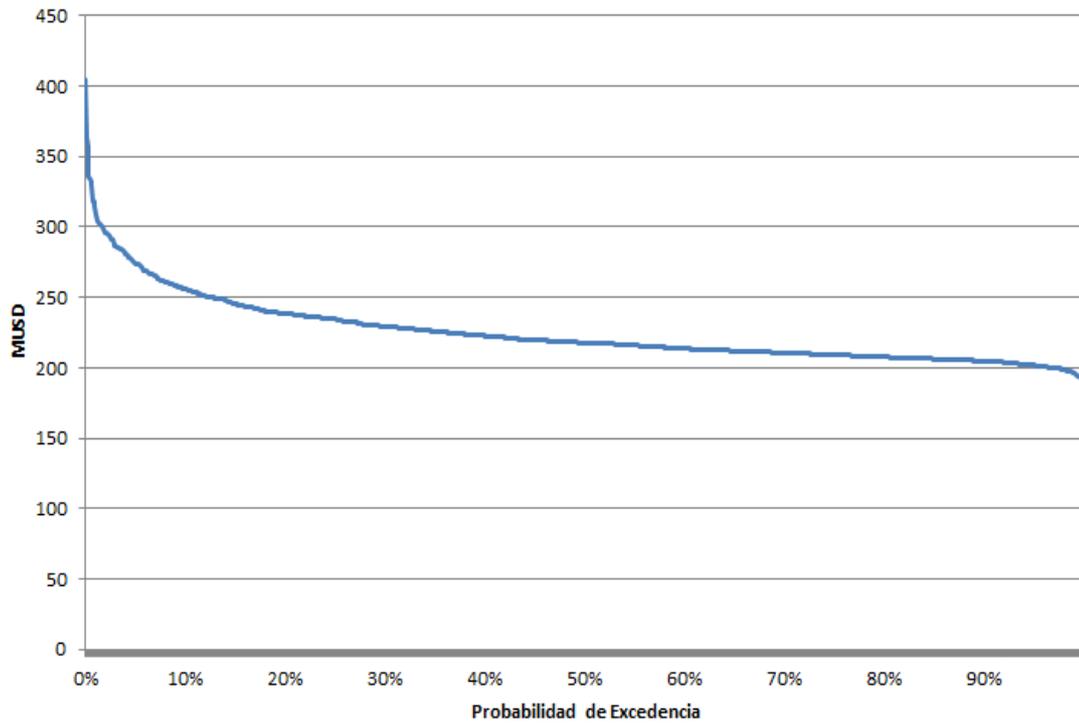


Fig. 5: Costos Totales Operativos del período estacional (Nov. 2015-Abril 2016).

3. Hipótesis detalladas.

A continuación se presentan las hipótesis elaboradas por UTE en el marco del contrato de arrendamientos de servicios. Las mismas fueron elaboradas en coordinación con DNE-MIEM y ADME.

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. En los hechos, recientemente Brasil mantuvo precios elevados y no ha tomado ofertas de energía más barata desde el sistema uruguayo.
- Proyecto de planta de regasificación, cuya ejecución se ha visto interrumpida por la rescisión del contrato con GNLS. No están definidas aún las nuevas condiciones y plazos de ejecución, ni los términos del suministro de GNL.
- Teniendo en cuenta las dos funciones principales de la PES, valorizar el lago de Terra y tener escenarios base para proyectar la operación del sistema, 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 usa 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.
- La Sala B se ha dado de baja, según Resolución del Directorio de UTE R 15.-2311, así como la turbina de Maldonado, según Resolución del Directorio de UTE R 15.-2306.
- La 5ta unidad de Central Batlle se asume que se encuentra indisponible durante todo el horizonte de estudio. La 6ta unidad entraría en servicio a partir del 1° de Marzo de 2016.
- 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 considera un escenario con potencias limitadas a 200MW por Melo y 45MW por Rivera, con 70% de disponibilidad y costo 0,1 USD/MWh tanto en optimización como en simulación. Ver detalles en punto 1.9.
- El 90% de la energía excedentaria (de origen eólico, hidráulico y biomasa autodespachable) se considera que se puede colocar en los sistemas vecinos y se valora en la simulación a 7 USD/MWh (precio actualmente pagado por el mercado argentino). El restante 10% se considera que no se puede colocar y se valora a cero.



Se utiliza la versión 113_carqueja de SimSEE. Se usa el sintetizador de aportes CEGH “SintetizadorCEGH_BPS_iN34_cmoBR” que incorpora una señal para el fenómeno ENSO y una serie de costos marginales de Brasil a los efectos de modelar el intercambio con ese país. Se usan dos variables de estado hidrológico, una para el río Negro y otra para el río Uruguay. Se realiza la simulación con crónicas sintéticas.

Los costos variables son indexados a un índice de volatilidad de petróleo. Este índice está calibrado para un precio de WTI de 50 USD/Barril y 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 entorno a la tendencia).

3.1. Demanda y Falla

3.1.1) Previsión de demanda

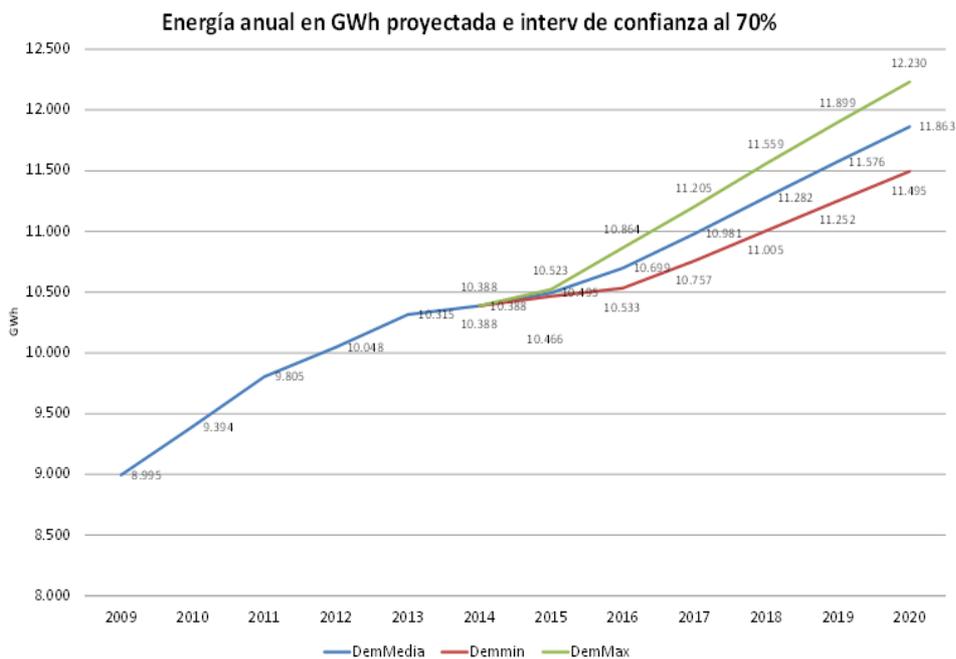
		Energías en GWh					
Año	Tipo	Escenario Base	Incremento	Escenario Bajo	Incremento	Escenario Alto	Incremento
2009	REAL	8.995	2.45%	8.995	2.45%	8.995	2.45%
2010	REAL	9.394	4.43%	9.394	4.43%	9.394	4.43%
2011	REAL	9.805	4.38%	9.805	4.38%	9.805	4.38%
2012	REAL	10.048	2.47%	10.048	2.47%	10.048	2.47%
2013	REAL	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	PREVISIÓN	10.495	1.03%	10.466	0.75%	10.523	1.30%
2016	PREVISIÓN	10.699	1.94%	10.533	0.64%	10.864	3.24%
2017	PREVISIÓN	10.981	2.64%	10.757	2.13%	11.205	3.14%
2018	PREVISIÓN	11.282	2.74%	11.005	2.30%	11.559	3.16%
2019	PREVISIÓN	11.576	2.60%	11.252	2.24%	11.899	2.94%
2020	PREVISIÓN	11.577	2.48%	11.495	2.16%	12.230	2.78%

Los datos presentados corresponden a la última proyección del grupo de demanda de UTE, realizada en octubre de 2015.

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).

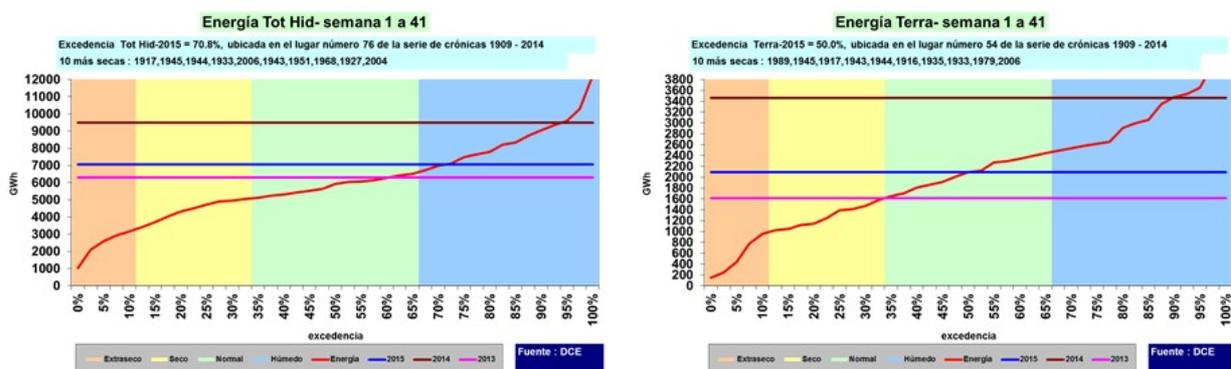
Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	4909	167
Entre 2 y 7	17637	600
Entre 7 y 14.5	70548	2400
Entre 14.5 y 100	117580	4000

Tipo de cambio: 29,395
BCU interbancario vendedor al 16/10/2015

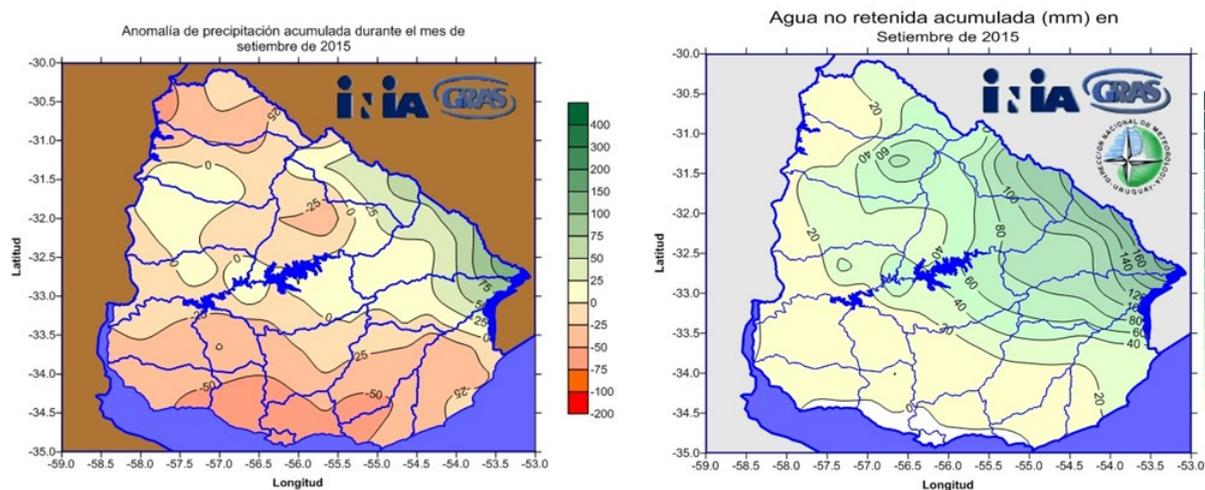
3.2. Situación hidrológica y clima

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

El sistema se encuentra en clase hidrológica 5 y continuará en ese nivel al menos por 3 semanas aún sin lluvias adicionales. Siguen gráficos con las excedencias de la energía afuente al río Negro y al total hidráulico (incluyendo río Uruguay) en las primeras 41 semanas de cada año:



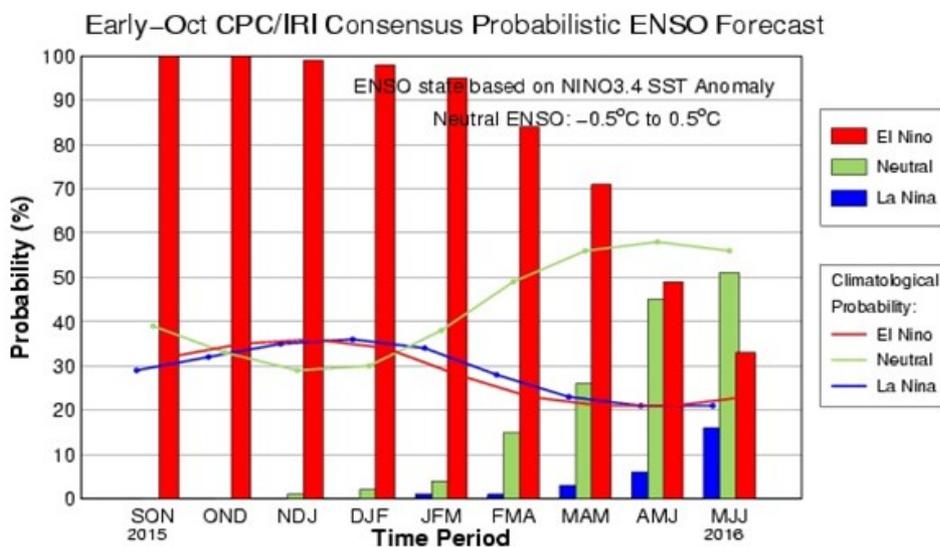
Agua disponible en suelos y agua no retenida (Fuente INIA, setiembre de 2015)



Las lluvias en lo que va del año para la cuenca del río Negro fueron altas en enero, muy bajas hasta junio y por encima de lo normal en adelante.

Según las proyecciones de la Universidad de Columbia, desde fines de Setiembre hasta mediados de Octubre de 2015, la temperatura de la superficie del mar en la región del Pacífico ecuatorial presenta una fuerte señal de 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 la continuación de fuertes condiciones de El Niño durante el trimestre Octu-

bre-Diciembre en curso. Es posible un suave fortalecimiento de dichas condiciones a finales de la primavera, con un ligero debilitamiento del fenómeno durante el otoño de 2016.





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). Para enero la proyección indica un barril de crudo WTI aproximadamente a 50 USD/barril. Se resuelve considerar un valor central de 50 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 Noviembre-Abril 2016

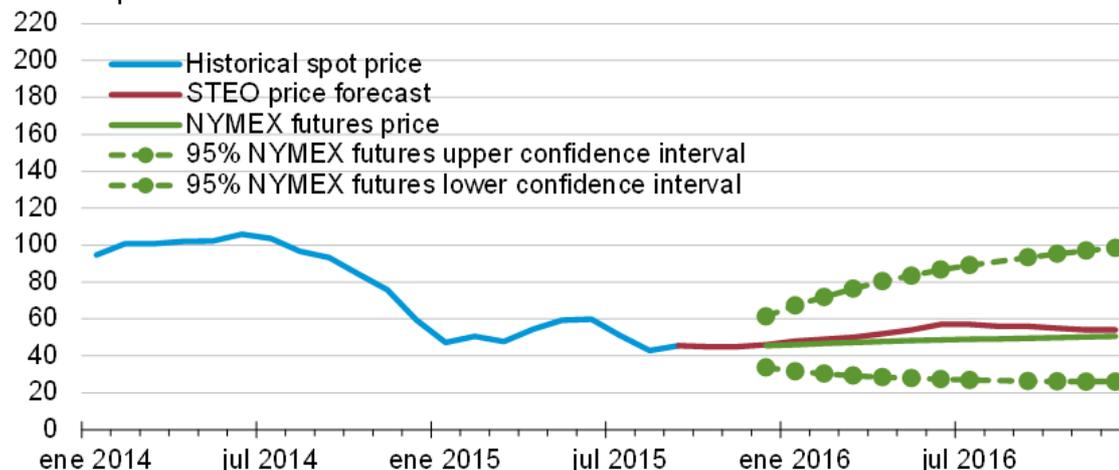
Precio de combustible derivado	Referencia de Barril WTI (USD/barril)		
	50	30	70
Fuel Oil (USD/Ton)	327	196	458
Gas Oil (USD/m3)	436	262	611
Fuel Oil Motores (USD/Ton)	356	213	498

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 de 2 U\$S/barril por encima del 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 Oct. 1, 2015. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options contracts.

Source: Short-Term Energy Outlook, October 2015.

3.3.2) Gas Natural.

Dado que aún no se cuenta con definiciones comerciales respecto al suministro de GNL y a que la fecha de entrada en servicio de la planta todavía presenta incertidumbre, se propone no representar disponibilidad de G.N.

Se supondrá disponibilidad nula de gas natural argentino para PTA ¹.

3.3.3) Combinación de casos a analizar - demanda/combustible

Se realizará un solo caso correspondiente a un incremento en la demanda de 2015 igual a 1.03% y con una banda de precio WTI a 50 USD/barril de valor central y 95% de confianza para los valores extremos.

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 datos proporcionados en octubre por UTE: en la semana 14 de 2017 se espera la entrada en servicio de la primera turbina de 177 MW, quedando para la semana 27 de 2017 el ingreso al

¹ El suministro desde Argentina, tanto por su escasa disponibilidad como por el precio, que resulta en costos de generación similares a la generación con Gas Oil, no incide en la operación óptima del sistema en el período estacional

sistema de la segunda turbina de 177 MW y la combinación del ciclo para la semana 18 de 2018, incrementándose la potencia a 532 MW. Se espera una disponibilidad del 90% y una vida útil de 20 años, costos operación y mantenimiento aproximadamente 5 US\$/MWh operando con Gasoil. El cronograma está siendo sometido a revisiones, podrían surgir eventualidades que modifiquen las fechas propuestas.

Unidades APR: los 50MW arrendados en modalidad de leasing se consideran incorporados al parque generador nacional, por tanto permanecen en todo el horizonte de tiempo involucrado en el estudio. Los restantes 250MW continúan hasta el 31/12/2015.

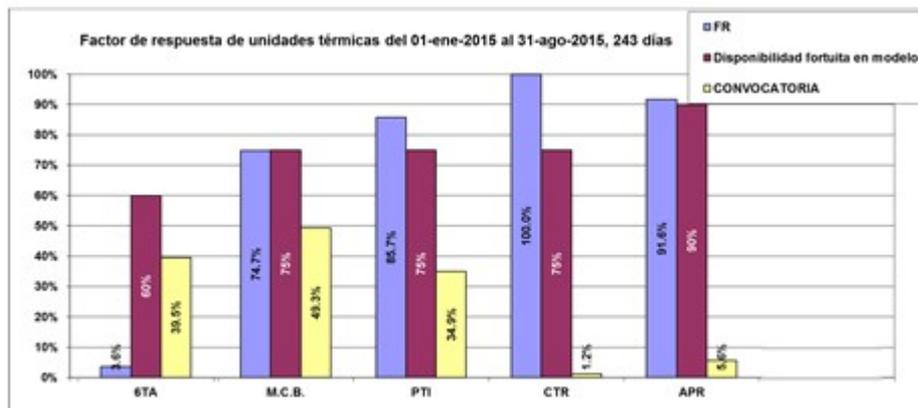
A partir del 01/01/2016 se encuentran en servicio 200MW (salen de servicio 50MW) y desde el 01/03/2016 permanecen en servicio únicamente los 50MW del leasing.

En las tablas siguientes se supone generación en base a Gas Oil y Fuel Oil

Valores a ingresar en el modelo, WT 50 US\$/bbl								
Unidad	Potencia pleno PCN (MW)	PminTH (MW)	Consumo específico carga pleno gr/kWh	Consumo específico carga mínima gr/kWh	Variable no combustible (US\$/MWh)	Variable Total pleno US\$/MWh	Variable Total mínimo US\$/MWh	
C. Batlle Motores	10.0	1.0	224.62	224.62	12.20	92.2	92.2	
C. Batlle Unidades	113.0	30.0	289.68	374.90	12.09	106.8	134.7	
PTA	48.0	15.0	224.64	348.19	8.71	124.6	188.4	
CTR	104.0	20.0	285.75	585.79	4.22	151.7	306.5	
APR A	22.0	0.3	237.90	5412.23	10.00	132.8	2802.6	
APR B y C	24.0	0.3	244.40	6048.90	10.00	136.1	3131.1	
PTB - ciclo combinado	177.0	30.0	241.10	241.10	5.00	129.4	129.4	

3.4.2) Coeficiente de disponibilidad de las unidades generadoras:

- En cuanto a las unidades de generación hidráulicas se propone mantener los valores estándar utilizados en programaciones anteriores, 99%.
- Dado que durante 2015 la convocatoria de las unidades térmicas ha sido baja debido a la alta hidráulicidad, se presentan los factores de respuesta para el período enero a agosto de 2015.
- En rojo se muestran los valores aplicados hasta ahora en los modelos como disponibilidad fortuita



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

	CBO Motores	Punta del Tigre	CTR La Tablada	APR A	APR B y C	CBO 6TA
Coef de Disponibilidad (%)	75%	80%	75%	90%	90%	35%

3.4.3) Mantenimiento programado

De acuerdo a las solicitudes de mantenimiento presentadas por los generadores para el PAM de octubre 2015, se representa el mantenimiento programado según el siguiente detalle tanto para optimización como para simulación.

3.4.3.A) 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 Batlle se modela indisponible hasta el fin de la corrida.

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

Comentarios:

- El color rojo indica la ventana posible de mantenimientos y la X indica donde se elige el mantenimiento y su extensión.
- Para los motores de Central Batlle se indica la cantidad de unidades indisponibles por semana.
- El color negro indica unidad indisponible forzada.

Biomasa (por entrar)		
Nombre	Lumiganor	Bioenergy
Ubicación	Treinta y Tres	Tacuarembó
Tipo de fuente primaria	Biomasa	Biomasa
Fecha entrada parcial.	26/11/2016	01/11/2017
Potencia entrada parcial [MW]	11.4	45
Factor de uso entrada parcial	50%	50%
Potencia media efectiva [MW]	5.7	22.5
Fecha de ingreso total al sistema	26/11/2017	01/11/2018
Potencia disponible final (MW)	11.4	45
Factor de uso entrada final	70%	70%
Potencia media efectiva [MW]	7.98	31.5

3.7. Eólica.

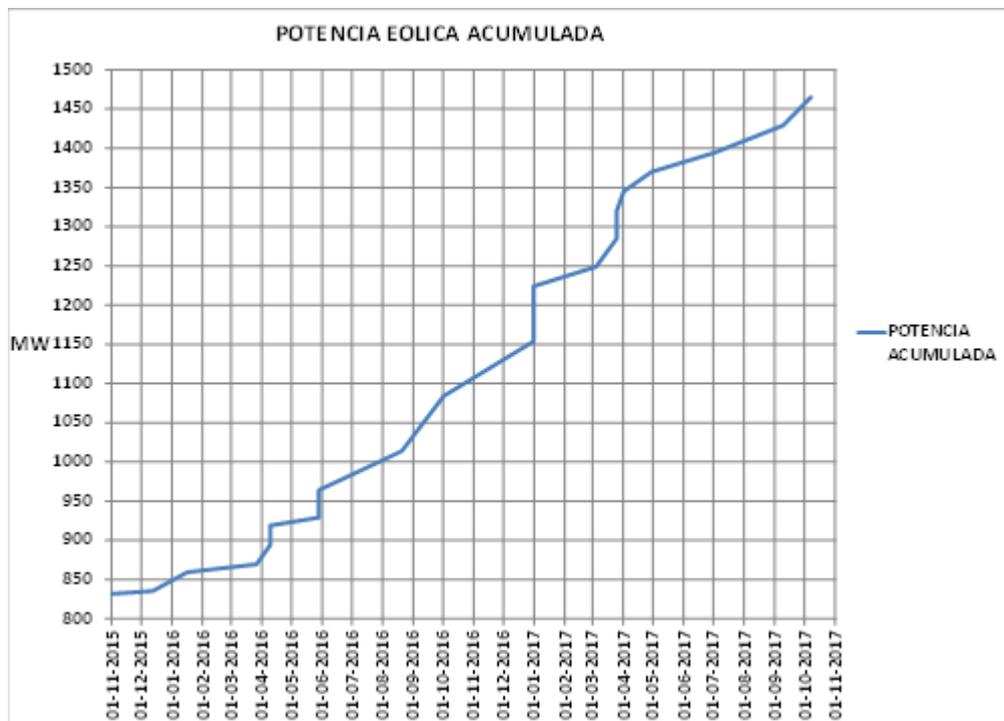
3.7.1) Potencia eólica en operación.

Central Generadora	Agente Generador	Departamento	Potencia Autorizada (MW)	Año de Inicio de la	SEMANA INICIO
AGROLAND	AGROLAND S.A.	MALDONADO	0.25	2008	18
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	7.80	2008	29
CARACOLÉS 1	UTE	MALDONADO	10.00	2009	6
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	NUEVO MANANTIAL S.A.	ROCHA	4.00	2009	48
CARACOLÉS 2	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	31
LUZ DE MAR	LUZ DE MAR S.A.	FLORIDA	18.00	2014	34
LUZ DE LOMA	LUZ DE LOMA S.A.	FLORIDA	20.00	2014	34
MINASI	GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A. - GEMSA	LAVALLEJA	42.00	2014	37
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	POLESINE S.A.	FLORIDA	50.00	2014	38
TALAS DEL MACIEL II	CADONAL S.A.	FLORES	50.00	2015	1
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	ROUAR S.A.	COLONIA	65.10	2015	17
TALAS DEL MACIEL I	ASTIDEY S.A.	FLORES	50.00	2015	23
PERALTA 1 GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50.00	2015	28
PERALTA 2 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 CARAPÉ II	VENGANO S.A.	MALDONADO	40.00	2015	37

3.7.2) Potencia eólica en proceso de incorporación.

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
PARQUE EÓLICO VENTUS I	RAFISA	9.00	2015	44	9			
PARQUE EÓLICO ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	9.00	2015	44	9			
PARQUE EÓLICO JULIETA	IVERYL S.A.	3.60	2015	50	3.6			
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	R DEL ESTE S.A.	50.00	2016	15	25	2016	28	25
PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ	TOGELY COMPANY S.A.	10.00	2016	13	10			
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	10.00	2016	22	10			
PARQUE EÓLICO VILLA RODRÍGUEZ	TOGELY COMPANY S.A.	10.00	2016	22	10			
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	GLYMONT S.A.	50.00	2016	22	25	2016	34	25
PARQUE EÓLICO KIYŪ	COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A.	48.60	2016	3	24	2016	15	24.6
PAMPA	UTE + Accionistas	140.00	2016	40	70	2017	1	70
PALOMAS	UTE	71.00	2017	1	35	2017	13	36
VALENTINES	UTE + Accionistas	70.00	2017	1	35	2017	13	35
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	50.00	2017	10	25	2017	14	25
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I	VIENTOS DE PASTORALE S.A.	49.20	2017	18	25	2017	27	24.2
ARIAS	UTE + Accionistas	70.00	2017	37	35	2017	41	36

3.7.3) Potencia Eólica acumulada:



3.8. Solar fotovoltaica.

A continuación se presenta una tabla con los proyectos en servicio y en vías de incorporación.

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Comprometida (MW)	Estado Actual	Fecha Estimada E/S Temprana
ASAHI	MIEM-UTE	0.5	En servicio	
LA JACINTA	JACINTA SOLAR FARM S.R.L.	50	En servicio (Habilitación Final)	
RADITON	RADITON S.A. de TECNOVA RENOVABLES	8	Permiso para pruebas y ensayos	
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20	Convenio suscripto	15/11/2015
CASALCO	CASALCO S.A. de TECNOVA RENOVABLES	1.75	Convenio suscripto	15/11/2015
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16	Convenio suscripto	15/12/2015
EL NARANJAL	COLIDIM S.A.	50	Convenio suscripto	15/03/2016
NATELU	NATELU S.A.	9.5	Convenio suscripto	15/04/2016
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5	Convenio suscripto	15/04/2016
TS	TESFERY S.A.	1	Convenio suscripto	15/07/2016
ABRIL	ACCONSTRUCTORA S.A.	1	Convenio suscripto	15/07/2016
DICANO	DICANO S.A. de TECNOVA RENOVABLES	11.25	Convenio suscripto	15/07/2016
FENIMA	FENIMA S.A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5	Convenio suscripto	15/07/2016
PETILCORAN	PETILCORAN S. A. de TECNOVA RENOVABLES	9.5	Convenio suscripto	15/07/2016
VINGANO	VINGANO S.A.	1	Convenio suscripto	15/07/2016
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A.	10	Convenio suscripto	15/09/2016
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A.	20	Convenio suscripto	15/09/2016
	MIEM-UTE	0.48		15/02/2017

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

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

3.10. Intercambio de Energía

Con Argentina:

- Importación Argentina:
 - Fuera de las semanas 48 a 10 (verano) y semanas 18 a 40 (invierno).
 - 200 MW 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:
 - Se modela como venta de excedentes.

Con Brasil

- Importación Brasil:
 - A través de Melo limitada a 200 MW durante 2016, subiendo a 300 MW 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 económicos. 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).



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 derivados de petróleo en SimSEE aplicable a la Programación Estacional Noviembre 2015 – Abril 2016 (PES_NOV2015).

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_Nov2015, 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 50 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

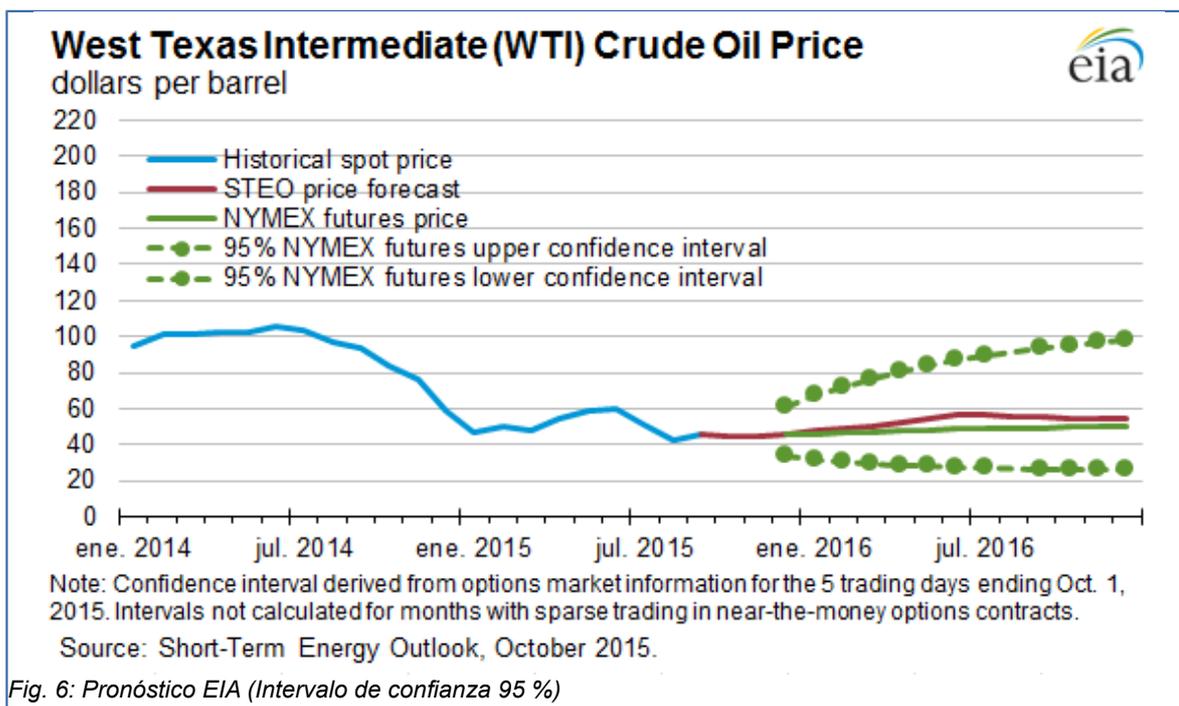
Datos históricos de la Fuente CEGH de volatilidad del petróleo.

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, October 2015) 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_Nov15.txt con los nuevos parámetros para su uso en las Salas SimSEE relacionadas con la PES_Nov2015.

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

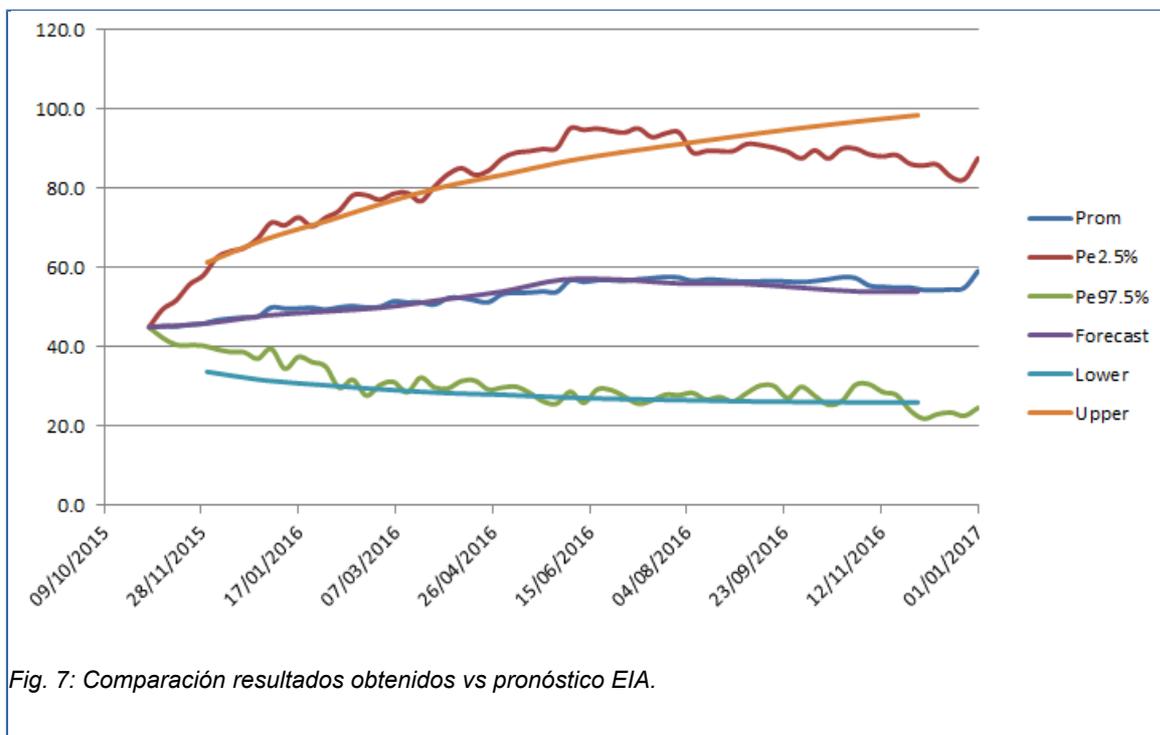


Fig. 7: Comparación resultados obtenidos vs pronóstico EIA.

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_Nov2015. 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.

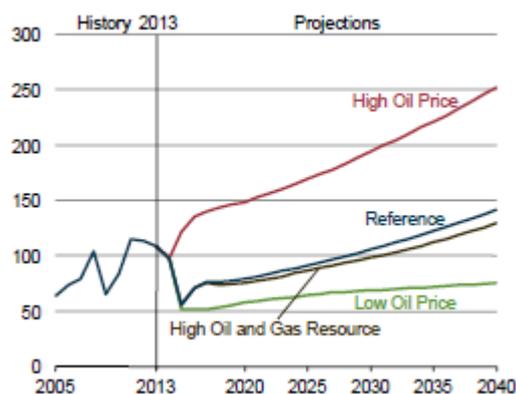


Fig. 8: Proyección de largo plazo de EIA del precio del barril de petróleo, Annual Energy Outlook 2015

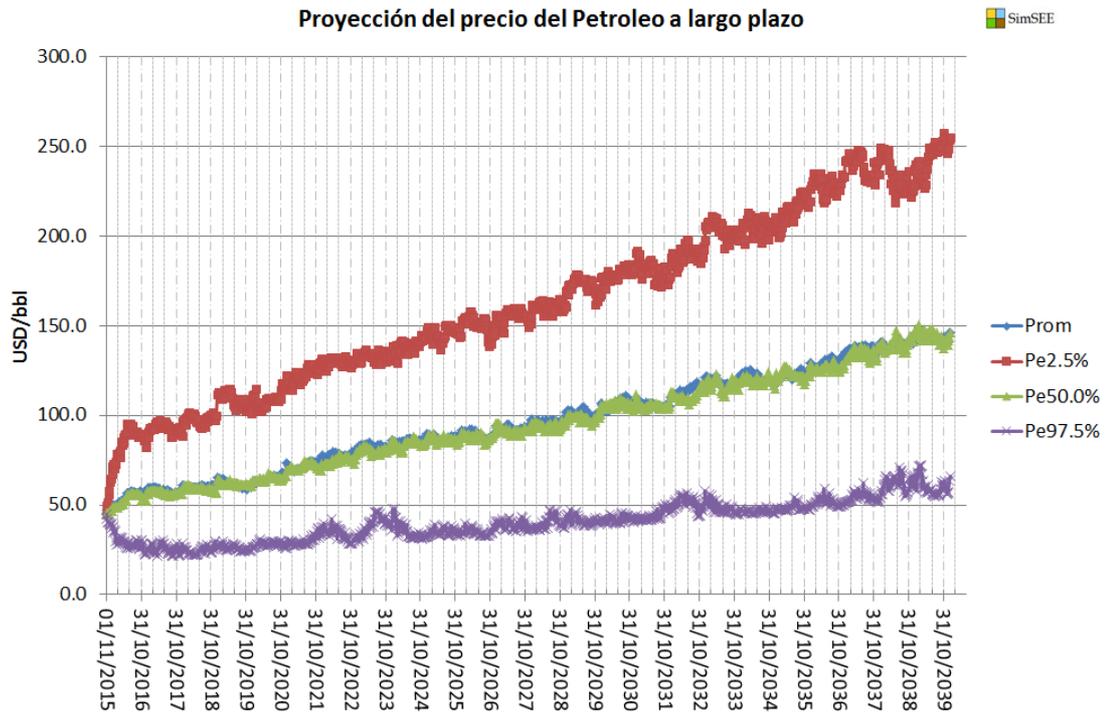


Fig. 9: Proyección del precio del petróleo de largo plazo.



Índice de contenido

1. Resumen Ejecutivo.....	1
2. Principales resultados.....	2
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.....	5
2.1.4) Probabilidad de ocurrencia de cortes de energía (Falla 3+4).....	6
2.1.5) Costo Total.....	6
3. Hipótesis detalladas.....	8
3.1. Demanda y Falla.....	10
3.1.1) Previsión de demanda.....	10
3.1.2) Representación de la falla.....	11
3.2. Situación hidrológica y clima.....	12
3.3. Combustibles.....	14
3.3.1) Proyección de precios.....	14
3.3.2) Gas Natural.....	15
3.3.3) Combinación de casos a analizar - demanda/combustible.....	15
3.4. Parque térmico.....	15
3.4.1) Datos técnicos.....	15
3.4.2) Coeficiente de disponibilidad de las unidades generadoras:.....	16
3.4.3) Mantenimiento programado.....	17
3.4.3.A) Unidades de Generación Térmica de UTE.....	17
3.5. Parque hidráulico.....	18
3.5.1) Centrales hidráulicas del Río Negro.....	18
3.5.2) Central Salto Grande.....	18
3.6. Generación Distribuida.....	21
3.7. Eólica.....	22
3.7.1) Potencia eólica en operación.....	22
3.7.2) Potencia eólica en proceso de incorporación.....	22
3.7.3) Potencia Eólica acumulada:.....	23
3.8. Solar fotovoltaica.....	24
3.9. Red de Trasmisión.....	24
3.10. Intercambio de Energía.....	25
Con Argentina:.....	25
Con Brasil.....	25
Excedentes.....	25
3.11. Estado inicial del sistema.....	26
3.12. Respaldo no hidráulico del sistema.....	26
Anexo I: Calibración del modelado estocástico CEGH del índice de precio de Petróleo.....	27