



Programación Estacional (PES) Mayo - Octubre 2017

ADME Abril 2017
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: 25/04/2017

Última actualización: 25/04/2017

1 Resumen Ejecutivo

El objetivo del presente informe es definir para el Período Estacional Mayo - Octubre 2017, la política de operación de largo plazo del embalse de la central G. Terra y realizar el análisis de la operación esperada para el período.

Los resultados para el semestre analizado son:

Considerando el precio de referencia del WTI 52USD/bbl y la proyección de demanda de marzo 2017, el costo total país ¹ en valor esperado es del orden de 300 MUSD.

Se observa que con Pe1% para todos los casos, el riesgo de ocurrencia de falla 3 + 4 en el período estacional es despreciable.

Con probabilidad 90% la cota de Bonete se encuentra siempre por encima de 75 metros en todo el período.

¹ El costo total país es la suma del costo operativo más los costos de falla. Estos costos refieren únicamente a costos gestionables a través de decisiones de despacho o que dependen de la energía que el modelo asigna a la generación en caso de las fuentes autodespachadas.

El costo marginal promedio del período se encuentra en el entorno de los 20 USD/MWh. Con Pe5% el costo marginal en el poste 1 en el período de estudio se encuentra por debajo de Falla 1.

Los resultados obtenidos con la sala de paso semanal y la sala de paso horario a grandes rasgos son similares.

En resumen, desde un punto de vista energético los estudios indican que no existen riesgos importantes para el sistema que ameriten acciones correctivas. Sin embargo, se hace notar que desde un punto de vista del suministro de los picos de potencia durante el invierno, se deben tomar acciones tendientes a asegurar la potencia firme disponible.

2 Principales resultados.

En esta sección se muestran los principales resultados aplicables a la operación del Período Estacional en el Caso Base con paso de tiempo semanal. En el sitio web de ADME se encuentra disponible las Salas SimSEE utilizadas para obtener dichos resultados y que permitirán el seguimiento de la operación durante el período Mayo – Octubre 2017.

Debido a que no hubo cambios significativos en el precio del barril de petróleo respecto al a Programación Estacional Noviembre – Abril 2017, se considera el mismo modelado usado en dicha Programación.

Los casos de estudio considerados en esta Programación Estacional se describen en la Tabla 1:

| Id caso | Descripción |
|---------------|--|
| 1 (Caso Base) | WTI indexado con iN3.4 demanda base (0,65 % previsión tasa crecimiento de la demanda para el año 2017) Paso de tiempo semanal Paso de tiempo horario |
| 2 | WTI indexado con iN3.4 demanda alta (2,65 % previsión tasa crecimiento de la demanda para el año 2017) Paso de tiempo semanal |
| 3 | Ídem Caso Base pero sin Exportación 300 MW en optimización Paso de tiempo semanal |

Tabla 1: Casos de Estudio de la Programación Estacional Mayo - Octubre 2017.

2.1 Resultados Semanales – Caso Base

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 para el Caso Base. Como se puede apreciar con probabilidad de excedencia 5% la trayectoria del lago se mantiene en el entorno de 80 metros durante el período estacional. Se observa además que con probabilidad 90% la cota se encuentra por encima de 75,5 metros en todo el período.

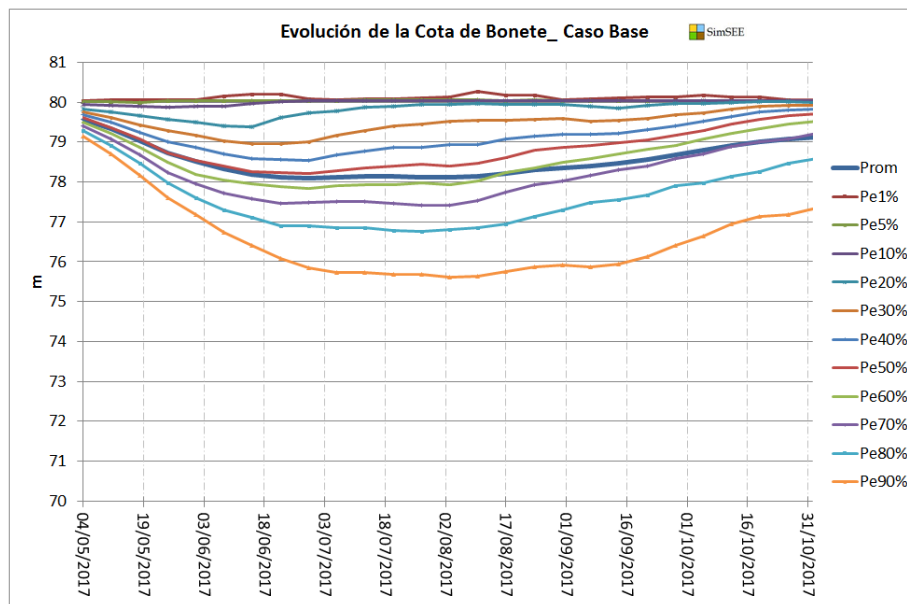


Fig. 1: Evolución de la cota de Bonete.

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 para el Caso Base. Como se puede apreciar en todo el período el costo marginal semanal en valor esperado presenta valores por debajo de 60 USD/MWh, a partir de Junio por debajo de 40 USD/MWh y a partir de Agosto por debajo de 20 USD/MWh .

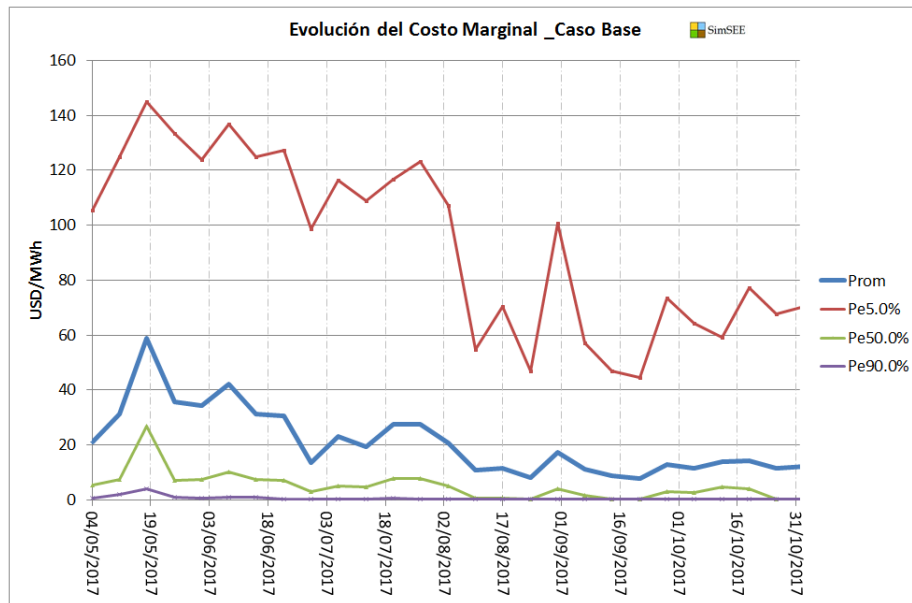


Fig. 2: Costo Marginal de generación.

2.1.3) Despacho promedio.

La Fig.3 muestra el despacho en valor esperado por fuente de generación en el período estacional para el Caso Base.

Se observa que en valor esperado en el período estacional la demanda va a ser cubierta casi en su totalidad con fuentes renovables, requiriendo únicamente térmica para cubrir picos y además en promedio se espera que los excedentes sean del orden del 20% al 25% de la demanda.

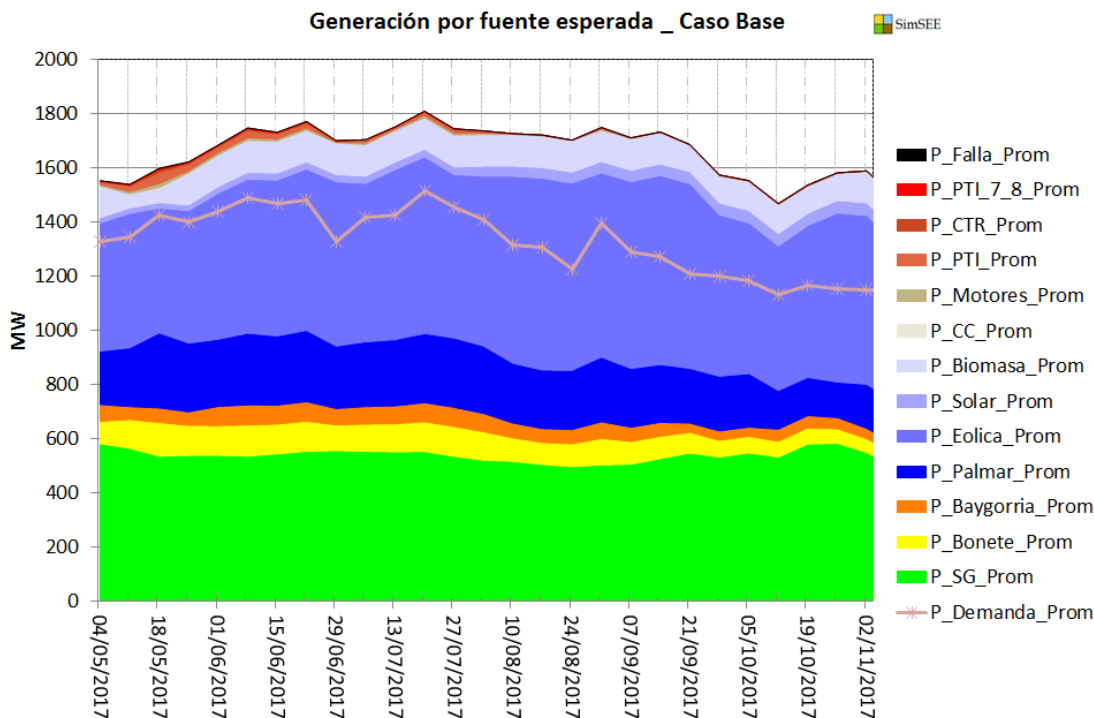


Fig. 3: Generación por fuente esperada.

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

La Fig.4 se muestra los cortes de probabilidad de la suma de energía de falla 3 y 4 acumulada para el conjunto de crónicas simuladas para el Caso Base. Como se puede apreciar, para el 0,1% de las crónicas simuladas la energía de falla acumulada 3+4 es del orden de 25 GWh (0,4% de la demanda en el período estacional Mayo - Octubre 2017) y para el 1% es nula.

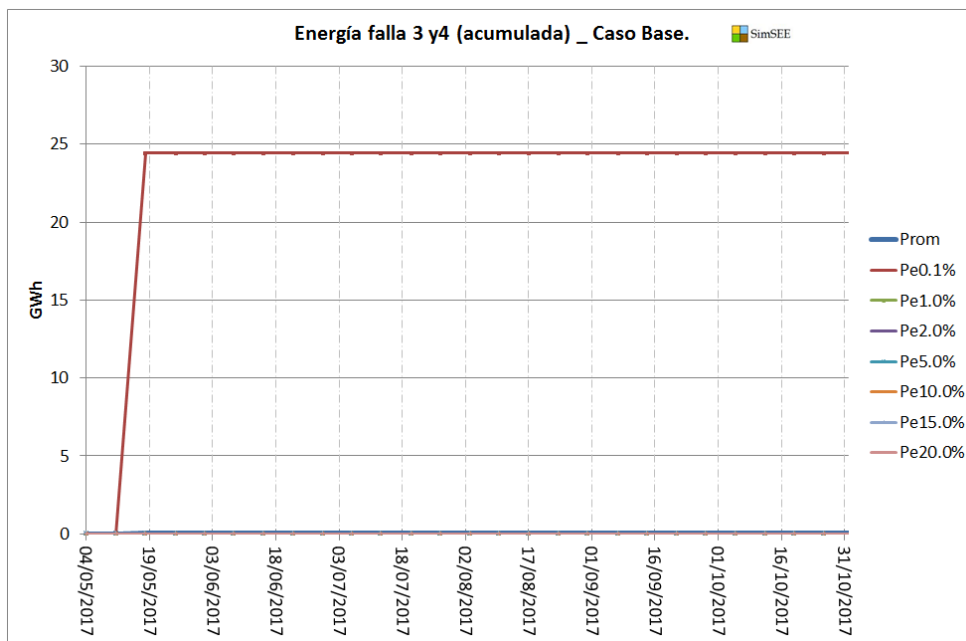


Fig. 4: Energía acumulada de falla 3 + 4 según cortes de probabilidad.

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 67 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.
- Excedentes de exportación, se suponen como máximo 300 MW con disponibilidad 30% a un costo de 18 USD/MWh y el resto valorizado a 6,3 USD/MWh por fuera de la optimización.

Con las hipótesis descritas anteriormente, en la Fig.5 se muestra el costo total operativo acumulado para el período estacional Mayo - Octubre 2017.

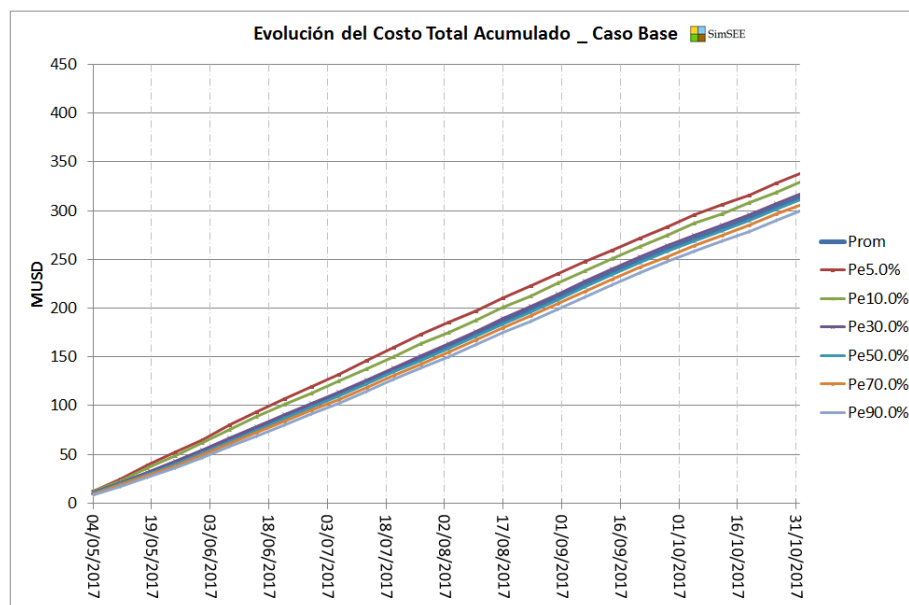


Fig. 5: Costos Totales Operativos del período estacional (Mayo– Octubre 2017).

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

- Se asume que no se dispone de gas natural en el período de estudio.
- Los términos del intercambio con Argentina están siendo revisados por ambos países. No hay al momento de realizar este estudio una resolución al respecto. Para la optimización, en el caso base se optó por suponer una exportación con una disponibilidad de 30% a 18USD/MWh. Estos valores se toman en base al comportamiento de la exportación en los últimos meses. Se analiza además un caso alternativo en que no se valora la exportación en la optimización.

Teniendo en cuenta las dos funciones principales de la Programación Estacional (PES), valorizar el lago de Terra y tener escenarios base para estimar los costos operativos ² 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 y de entre ellas se destacan las siguientes:

² Costos originados en decisiones del operador del sistema asociados al despacho de generación



- 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.
 - Ciclo Combinado: entrada en servicio el 01/05/2017 para la primera turbina, y la segunda el 01/07/2017, con la combinación del ciclo el 01/12/2018.
 - Cronograma de expansión eólica actualizado a Marzo de 2017
- Proyección de demanda realizada por el Grupo de Demanda de UTE en Marzo de 2017.
- El costo variable combustible se considera calibrado para un precio del barril de petróleo WTI de 52 USD/Barril.
- No se representan limitaciones en el abastecimiento de combustible durante el período de tiempo a considerar.
- Dada la situación de los países vecinos, se modela el sistema con baja disponibilidad de importación y costos a niveles de Falla.

Se utiliza la versión 153_Barumi 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.

El costo variable combustible se indexa 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 | REAL | 11,178 | 6.32% | 11,178 | 6.32% | 11,178 | 6.32% |
| 2017 | PREVISIÓN | 11,250 | 0.65% | 11,027 | -1.35% | 11,474 | 2.65% |
| 2018 | PREVISIÓN | 11,537 | 2.55% | 11,082 | 0.50% | 11,991 | 4.51% |
| 2019 | PREVISIÓN | 11,790 | 2.19% | 11,064 | -0.17% | 12,516 | 4.37% |
| 2020 | PREVISIÓN | 12,070 | 2.37% | 11,039 | -0.23% | 13,101 | 4.67% |
| 2021 | PREVISIÓN | 12,355 | 2.37% | 11,007 | -0.28% | 13,703 | 4.60% |
| 2022 | PREVISIÓN | 12,648 | 2.37% | 10,979 | -0.26% | 14,318 | 4.49% |

Los datos presentados corresponden a la proyección del grupo de demanda, realizada en marzo 2017.

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 | 4995 | 175 |
| Entre 2 y 7 | 17126 | 600 |
| Entre 7 y 14.5 | 68506 | 2400 |
| Entre 14.5 y 100 | 114176 | 4000 |

Tipo de cambio: 28.544

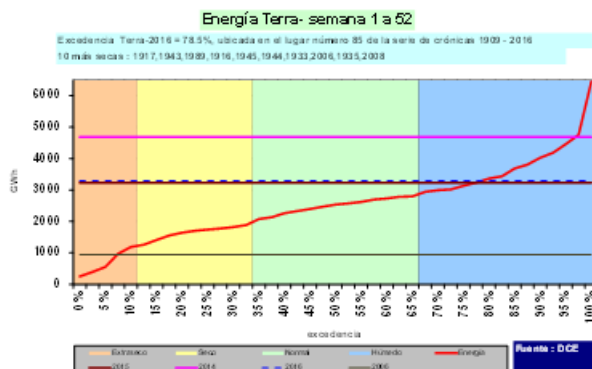
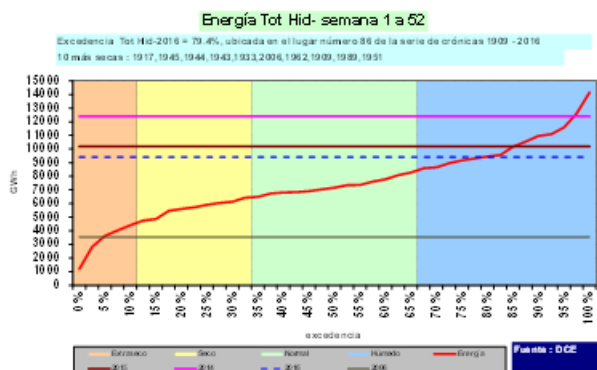
BCU interbancario vendedor al 31/03/2017

3.2 Situación hidrológica y clima

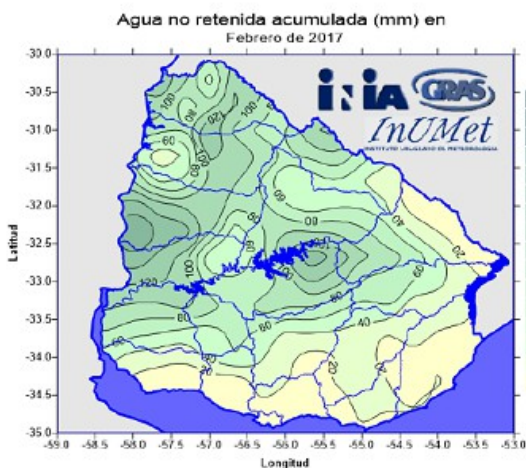
Se presenta en este apartado la situación actual y proyecciones climáticas para los meses venideros.

El sistema se encuentra en clase hidrológica 5 y continuará en ese nivel por 4 semanas.

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



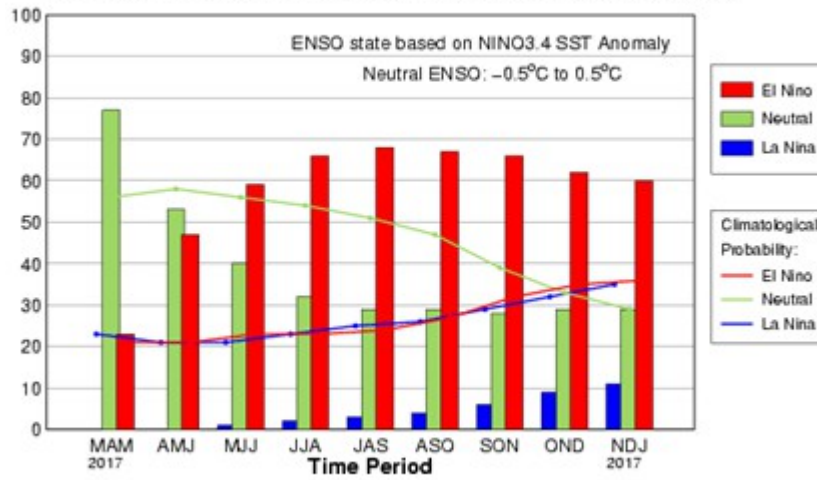
Agua disponible en suelos y agua no retenida (Fuente INIA, febrero de 2017 ³)



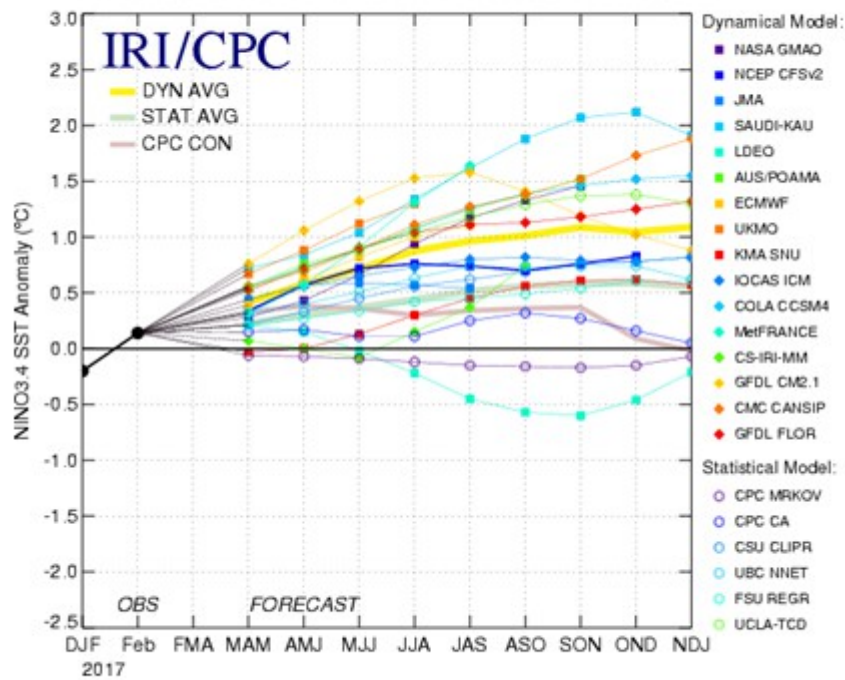
Según CPTEC, para la región Sur se indican lluvias con una probabilidad de estar 35% por encima de lo normal, un 40% dentro de lo normal y un 25% debajo de lo normal. Para el trimestre abril a junio la mayoría de los modelos océano-atmósfera indican condiciones de neutralidad con probabilidad de ocurrencia del fenómeno de El Niño para los próximos trimestres. Se adjunta también la última proyección del IRI que presenta estadísticas y proyecciones de mayor alcance temporal.



Mid-Mar IRI/CPC Model-Based Probabilistic ENSO Forecast



Mid-Mar 2017 Plume of Model ENSO Predictions



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 52 USD/barril. Se resuelve considerar un valor base de 52 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.

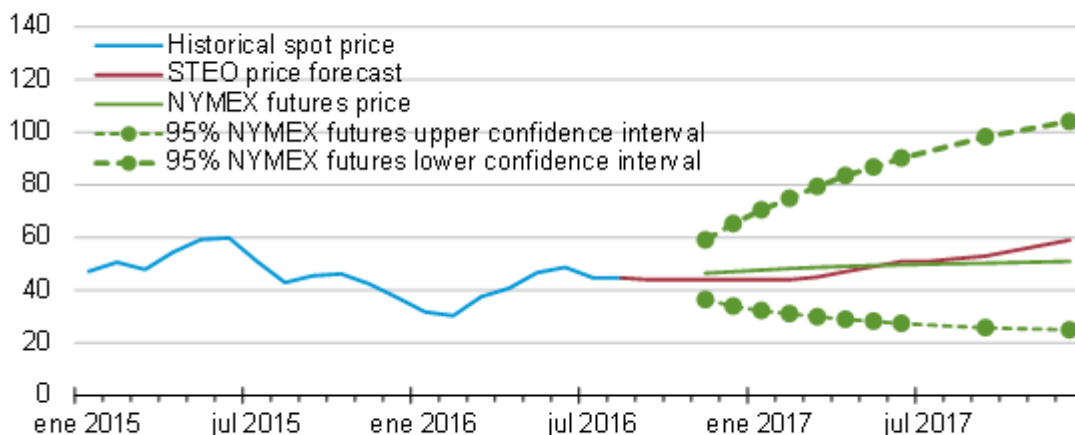
Valores resultantes:

| Referencia de Barril WTI (USD/barril) | | |
|---------------------------------------|--|------------|
| Precio de combustible derivado | | 52 |
| Fuel Oil (USD/Ton) | | 345 |
| Gas Oil (USD/m3) | | 457 |
| Fuel Oil Motores (USD/Ton) | | 373 |

La referencia para el valor del crudo Brent se toma igual 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 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.⁴

3.4 Casos a analizar

Se analizan los casos especificados en la Tabla 1.

3.5 Parque térmico

3.5.1) 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.

| Potencia por turbina (MW) | 02/05/2017 | 01/07/2017 | 02/09/17 | 01/12/2018 | 02/03/2019 |
|---------------------------|------------|------------|----------|------------|------------|
| TG1: | 181 | 80% | 80% | 80% | 85% |
| TG2: | 181 | 0% | 50% | 80% | 85% |
| TV: | 185 | 0% | 0% | 0% | 50% |

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, WTI 52 US\$/bbl | | | | | Variable Combustible US\$/MWh | Variable No Combustible US\$/MWh | Variable Total pleno US\$/MWh | Variable Total mínimo US\$/MWh |
|--|-------------------------|-------------|---------------------------------------|--|-------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| Unidad | Potencia pleno PCN (MW) | PminTH (MW) | Consumo específico carga pleno gr/kVh | Consumo específico carga mínima gr/kVh | | | | |
| C.Battle Motores | 10.0 | 1.0 | 224.6 | 224.6 | 83.8 | 12.2 | 96.0 | 96.0 |
| PTA 1-6 | 48.0 | 15.0 | 224.6 | 348.2 | 121.5 | 8.7 | 130.2 | 197.0 |
| CTR | 104.0 | 20.0 | 285.8 | 585.8 | 154.5 | 4.2 | 158.8 | 321.0 |
| PTI 7-8 | 24.0 | 0.3 | 244.4 | 6048.9 | 132.2 | 10.0 | 142.2 | 3281.4 |
| PTB - CC abierto | 181.3 | 29.9 | 245.7 | 481.0 | 132.9 | 5.0 | 137.9 | 265.1 |
| PTB - CC cerrado | 539.3 | 71.3 | 184.7 | 351.0 | 99.9 | 5.0 | 104.9 | 194.8 |

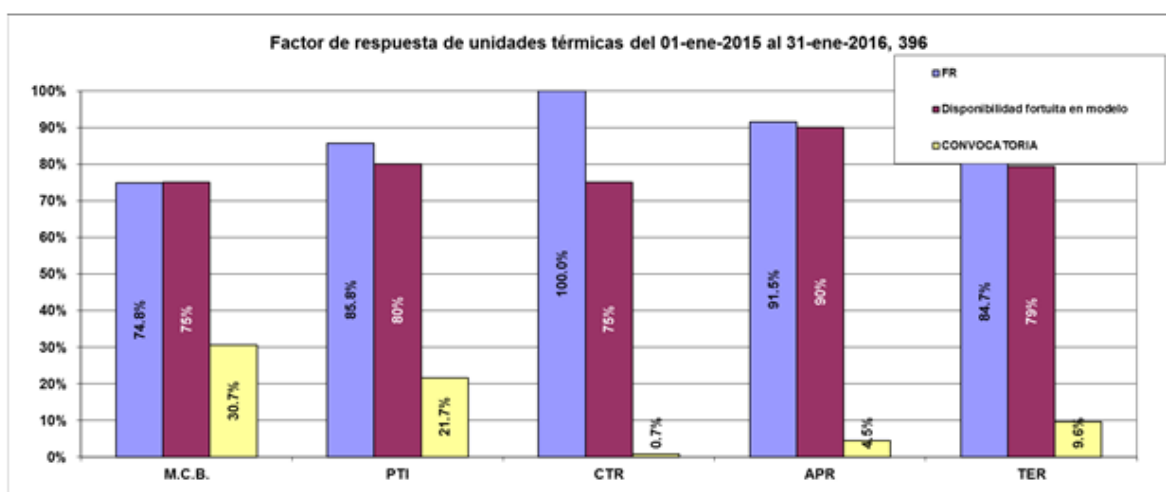
En el caso del PTB en ciclo abierto, el valor usado como mínimo técnico corresponde al valor alcanzado durante el ensayo de rendimiento. No se cuenta aún con un valor de mínimo técnico oficialmente informado.

4 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.

3.5.2) Coeficiente de disponibilidad de las unidades generadoras:

- Dado que durante 2016 la convocatoria de las unidades térmicas ha sido baja debido a la alta hidráulicidad, 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 debido a que el valor real calculado no es representativo al tener muy baja convocatoria. Dichos valores se van reduciendo a medida que la información sobre los mantenimientos programados pierde detalle:

| | 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% |

3.6 Mantenimiento programado

Se utiliza el PAM vigente (de Abril 2017).

3.7 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 | Lludat | ERT (Feniro) | Bloener | Alur | Wayemae user | Galofer | Ponlar | Montes de Plata | Bloenergy | UPM | Arboret (Lanas Trinidad) |
|-------------------------|-----------|----------|--------------|---------|-------------|--------------|---------------|---------|-----------------|-----------|-----------|--------------------------|
| UBICACION | MALDONADO | PAYSANDÚ | TACUAREMBO | RIVERA | BELLA UNIÓN | TACUAREMBO | TREINTAY TRES | RIVERA | COLONIA | | RIO NEGRO | FLORES |
| TIPO DE FUENTE PRIMARIA | 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 |
| SEMANA DE INICIO | 48 | 28 | 48 | 15 | 45 | 9 | 35 | 13 | 50 | 44 | 44 | 14 |
| 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 |
| FACTOR DE UTILIZACIÓN | 15% | 0% | 70% | 70% | 70% | 70% | 70% | 70% | 100% | 0% | 80% | 70% |
| AÑO COMIENZO | | | | 2017 | | | 2017 | | 2017 | 2018 | | |
| SEMANA COMIENZO | | | | 38 | | | 38 | | 19 | 44 | | |
| AÑO FIN | | | | 2017 | | | 2017 | | 2017 | 2019 | | |
| SEMANA FIN | | | | 39 | | | 41 | | 20 | 44 | | |
| POTENCIA DISPONIBLE | | | | 0 | | | 0 | | 0 | 45 | | |
| FACTOR DE UTILIZACIÓN | | | | 0% | | | 0% | | 0% | 0% | | |

3.8 Eólica.

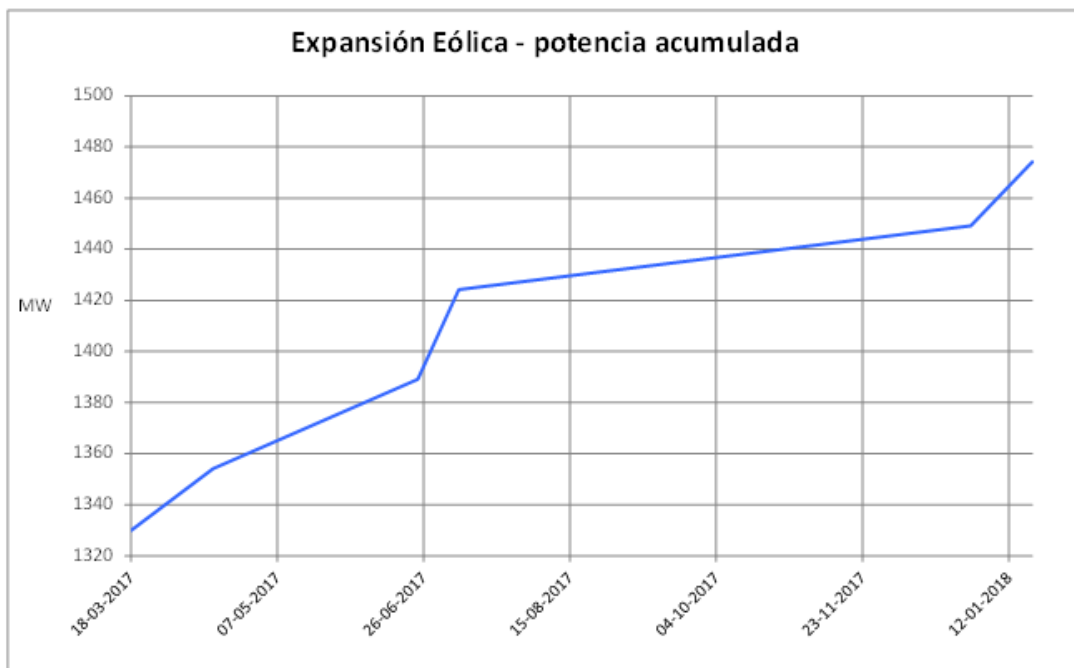
Existente

| Centro Generador | Agente Generador | Departamento | Potencia Autorizada (MW) | Fecha de inicio |
|---|--|--------------|--------------------------|-----------------|
| CARACOL 1 de I PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGU | UTE | MALDONADO | 10.00 | 10-02-2009 |
| CARACOL 2 de I PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGU | UTE | MALDONADO | 10.00 | 23-06-2010 |
| CUCHILLA DEL PERALTA I | PALMATIR S.A. | TACUAREMBO | 50.00 | 13-05-2014 |
| ENGRAW | ENGRAW EXPORT & IMPORT CO. S.A. | FLORIDA | 3.60 | 25-10-2012 |
| JUAN PABLO TERRA | UTE | ARTIGAS | 67.20 | 13-04-2015 |
| LA BETTINA | AGROLAND S.A. | MALDONADO | 0.25 | 30-04-2008 |
| LUZ DE LOMA | LUZ DE LOMA S.A. | FLORIDA | 20.00 | 07-11-2014 |
| LUZ DE MAR | LUZ DE MAR S.A. | FLORIDA | 18.00 | 27-08-2014 |
| LUZ DE RÍO | LUZ DE RÍO S.A. | FLORIDA | 50.00 | 01-08-2014 |
| MELOWIND | ESTRELLADA S.A. | CERRO LARGO | 50.00 | 10-11-2015 |
| MINAS I | GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A. - GEMSA | LAVALLEJA | 42.00 | 15-09-2014 |
| NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2 | NUEVO MANANTIAL S.A. | ROCHA | 4.00 | 01-12-2009 |
| PA LOMAS | NICEFIELD S.A. | SALTO | 70.00 | 07-02-2017 |
| PAMPA | UTE + Accionistas | TACUAREMBO | 141.60 | 13-12-2016 |
| PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO | IKEROL COMPANY S.A. | ROCHA | 10.00 | 02-02-2017 |
| PARQUE EÓLICO ARTILLEROS | UTE + Electrobras | COLONIA | 65.10 | 24-12-2014 |
| PARQUE EÓLICO CARAPÉ I | FINGANO S.A. | MALDONADO | 50.00 | 23-09-2015 |
| PARQUE EÓLICO CARAPÉ II | VENGANO S.A. | MALDONADO | 40.00 | 04-12-2015 |
| PARQUE EÓLICO FLORIDA I | POLESINE S.A. | FLORIDA | 50.00 | 23-09-2014 |
| PARQUE EÓLICO FLORIDA II | GLYMONT S.A. | FLORIDA | 49.50 | 11-08-2016 |
| PARQUE EÓLICO JULIETA | IWERV S.A. | DURAZNO | 3.60 | 22-02-2016 |
| PARQUE EÓLICO KIYÚ | COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A. | SAN JOSÉ | 48.60 | 20-01-2017 |
| PARQUE EÓLICO LIBERTAD | TOGELY COMPANY S.A. | SAN JOSÉ | 7.70 | 22-07-2014 |
| PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1 | NUEVO MANANTIAL S.A. | ROCHA | 7.80 | 25-06-2008 |
| PARQUE EÓLICO MARGALENA | KENTILUX S.A. | SAN JOSÉ | 17.20 | 02-01-2013 |
| PARQUE EÓLICO MALDONADO | R DEL SUR S.A. | MALDONADO | 50.00 | 10-04-2014 |
| PARQUE EÓLICO MALDONADO II | R DEL ESTE S.A. | MALDONADO | 50.00 | 16-06-2016 |
| PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ | TOGELY COMPANY S.A. | SAN JOSÉ | 9.75 | 11-05-2016 |
| PARQUE EÓLICO ROSARIO | TOGELY COMPANY S.A. | COLONIA | 9.00 | 29-12-2015 |
| PARQUE EÓLICO SOLÍS DE MATA QIO | POSADAS & VECINO S.A. | CANELONES | 10.00 | 09-11-2016 |
| PARQUE EÓLICO VENITUS I | República Administradora de Fondos de Inversión S.A. | COLONIA | 9.00 | 15-10-2015 |
| PARQUE EÓLICO VILLA RODRÍGUEZ | TOGELY COMPANY S.A. | SAN JOSÉ | 10.00 | 10-02-2017 |
| PERALTA I GCEE | AGUA LEGUAS S.A. | TACUAREMBO | 50.00 | 01-10-2015 |
| PERALTA II GCEE | AGUA LEGUAS S.A. | TACUAREMBO | 50.00 | 01-10-2015 |
| SANTA FE | LAVADERO DE LANAS BLENGIO S.A. | SAN JOSÉ | 0.90 | 24-07-2013 |
| TALAS DEL MAO EL I | ASTI DEY S.A. | FLORES | 50.00 | 07-12-2015 |
| TALAS DEL MAO EL II | CADONAL S.A. | FLORES | 50.00 | 12-02-2015 |
| VALENTINES | UTE + Accionistas | FLORIDA | 70.00 | 05-01-2017 |

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 |
|--------------------------------|---------------------------|--------------------------|--------------|-----------------|-------------------|--------------|-----------------|-------------------|
| PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALEI | VIENTOS DE PASTORALE S.A. | 48.20 | 2017 | 12 | 25 | 2017 | 16 | 24.2 |
| ARIAS | LTE + Accionistas | 70.00 | 2017 | 26 | 35 | 2017 | 28 | 35 |
| PARQUE CERRO GRANDE | LADANER S.A. | 50.00 | 2018 | 1 | 25 | 2018 | 4 | 25 |

3.8.1) Potencia Eólica acumulada:



3.9 Solar fotovoltaica.

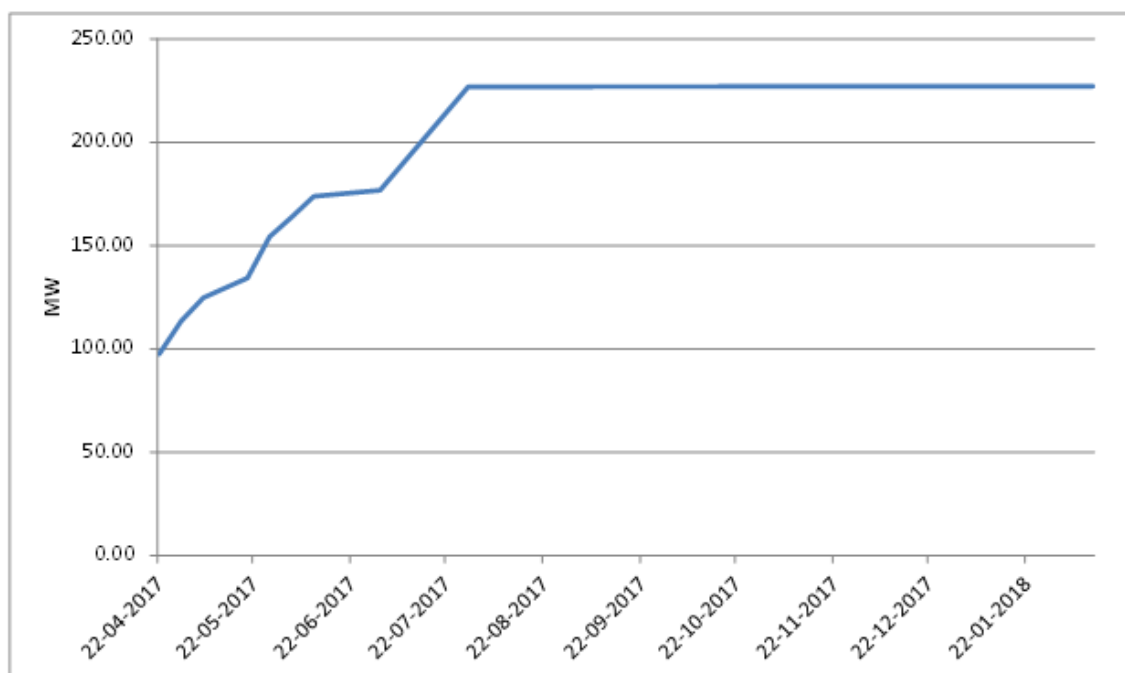
En servicio:

| 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 |
| CASALCO | CASALCO S.A. de TECNOVA RENOVABLES | 1.75 |
| | TOTAL | 80.25 |

Expansión:

| Central Generador | Agente Generador | Potencia Comprometida (MW) | Fecha Estimada E/S |
|-------------------|--|----------------------------|--------------------|
| NATELU | NATELU S.A. | 9.5 | 22-04-2017 |
| YARNEL | YARNEL S.A. | 9.5 | 22-04-2017 |
| DEL LITORAL | JOLIPARK S.A. | 16 | 29-04-2017 |
| DICANO | DICANO S.A. de TECNOVA RENOVABLES | 11.25 | 06-05-2017 |
| FENIMA | FENIMA S.A. de TECNOVA RENOVABLES | 9.5 | 20-05-2017 |
| MENAFRA SOLAR | GIACOTE S.A. | 20 | 27-05-2017 |
| PETILCORAN | PETILCORAN S. A. de TECNOVA RENOVABLES | 9.5 | 08-06-2017 |
| ARAPEY SOLAR | GIACOTE S.A. | 10 | 10-06-2017 |
| TS | LA FEMIR S.A. | 1 | 01-07-2017 |
| ABRIL | ACCONSTRUCTORA S.A. | 1 | 01-07-2017 |
| VINGANO | VINGANO S.A. | 1 | 01-07-2017 |
| EL NARANJAL | COLIDIM S.A. | 50 | 29-07-2017 |
| | MIEM-UTE | 0.28 | 12-02-2018 |

Potencia Solar acumulada:



3.10 Red de Trasmisión.

Para 2017 están planificados trabajos sobre interruptores de 500kV que afectan la Central Palmar, con 5 días de indisponibilidad por interruptor a coordinar en función de la situación energética.

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 in-

disponibilidades 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.

Transformador de MVA para antes de Agosto con 6 días de mantenimiento pero no continuos y a coordinar.

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

3.11 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:

Se modela una potencia máxima de 300 MW con un 30% de disponibilidad a un costo de 18 USD/MWh. En el caso 3 esta exportación no se considera.

Con Brasil

- A través de Melo una potencia máxima de 300MW. 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 una situación de colocación de excedentes, se valoran a 0,1 USD/MWh tanto en optimización como en simulación. La potencia a considerar es de 300MW por Melo y 45MW por Rivera.

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 se valora como ingresos por exportación.



3.12 Estado inicial del sistema.

Se utiliza la versión 153_Barumi de SimSEE.

Fecha de optimización: 20/04/2016 – 31/12/2020

Fecha de la simulación: 20/04/2017 – 01/01/2019

Fecha de guarda de la simulación: 29/04/2017 – semana 18 de 2017

La cota mínima operativa de Central Terra se establece en 70m.

La cota inicial del lago Bonete se estima en 80 m.

Aportes al inicio, Bonete= 500 m³/s, Palmar= 0 m³/s, Salto= 6500m³/s.

Valor inicial del iN3.4: 0.3

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.

Demanda: Se utilizará como demanda base la del año 2016, considerando la demanda real de ese año sin las demandas propias de UPM ni MdP. Se conservan los valores proyectados de energía en marzo por el grupo de Demanda de UTE para los años siguientes.

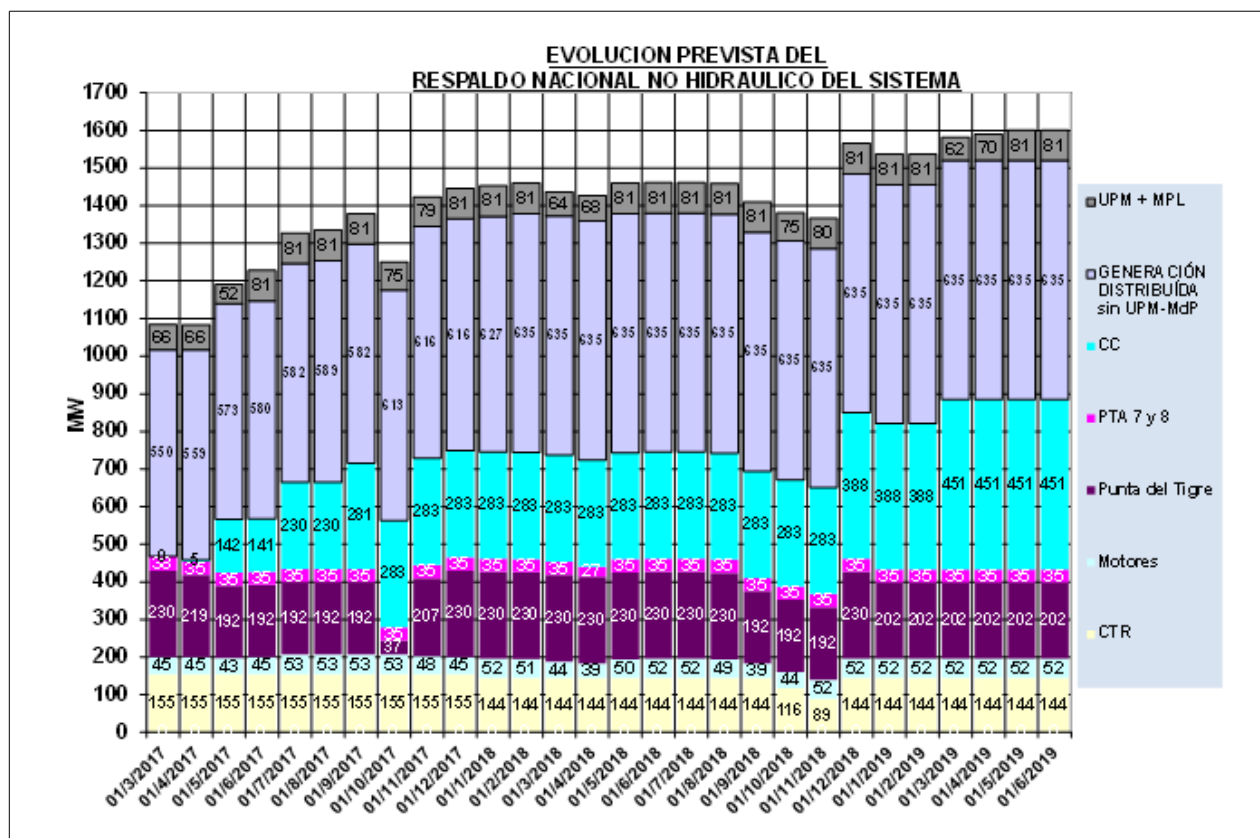
El costo “variable combustible” se considera calibrado para un precio del barril de petróleo WTI de 52 USD/Barril e indexado al precio de petróleo (índice “iPetroleo” en SimSEE) que se genera dentro de las Salas como el producto entre una Fuente del tipo Constante que da la tendencia (la proyección del valor esperado) y una Fuente del tipo Sintetizador CEGH que da la volatilidad (variación en torno a la tendencia).

Se realiza la simulación con 1000 crónicas sintéticas



3.13 Respaldo no hidráulico del sistema

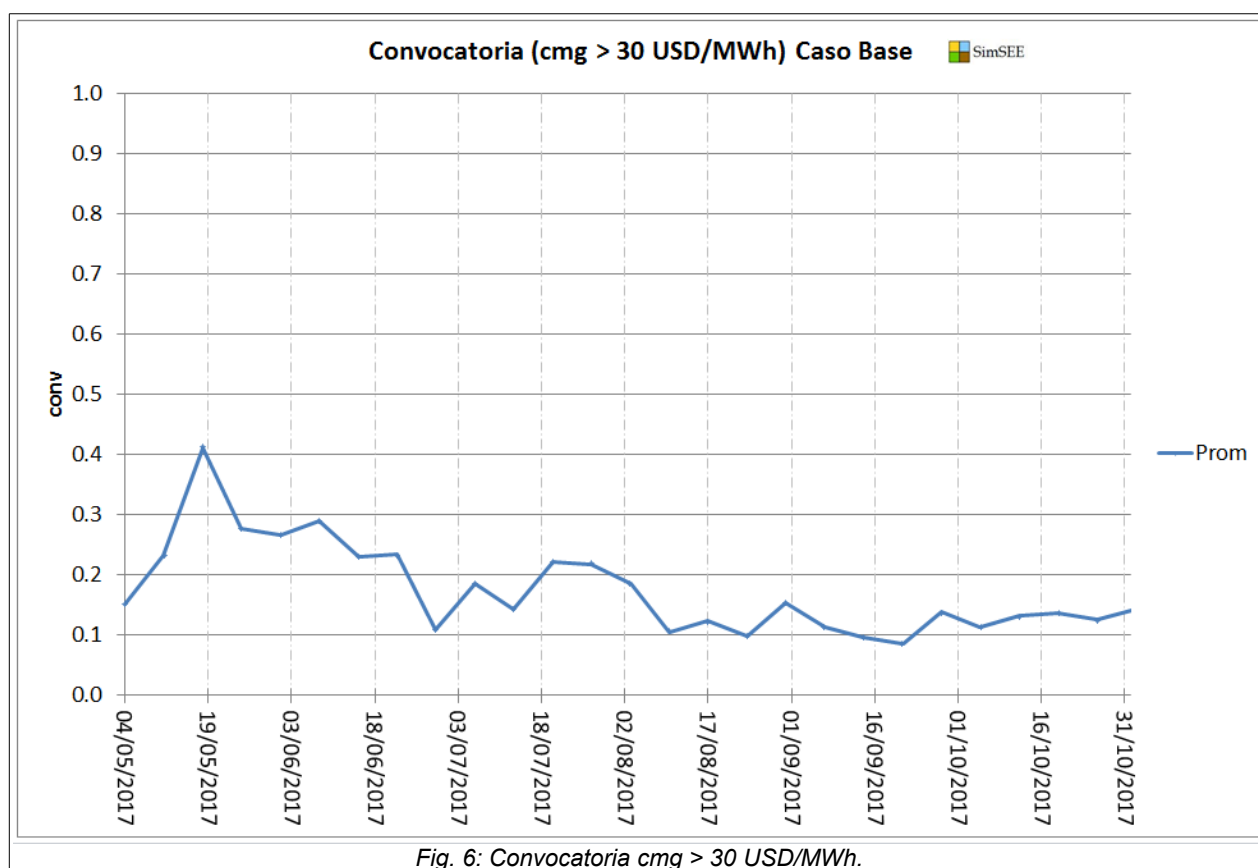
Se muestra a continuación un gráfico con la potencia media mensual resultante de aplicar el PAM y bajo las hipótesis de importación y expansión utilizadas (unidades no hidráulicas):



Anexo I: Proyección de convocatoria e ingresos al Spot.

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

En la Fig. 6 se presenta los resultados, para el Caso Base 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 en todo el período es del orden del 20%.



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

Las Fig. 7, Fig. 8, Fig. 9, Fig. 10 y Fig. 11 muestran la proyección de los ingresos acumulados desde el inicio del período estacional para centrales de biomasa, eólica, solar, centrales del Río Negro y Salto Grande 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%.

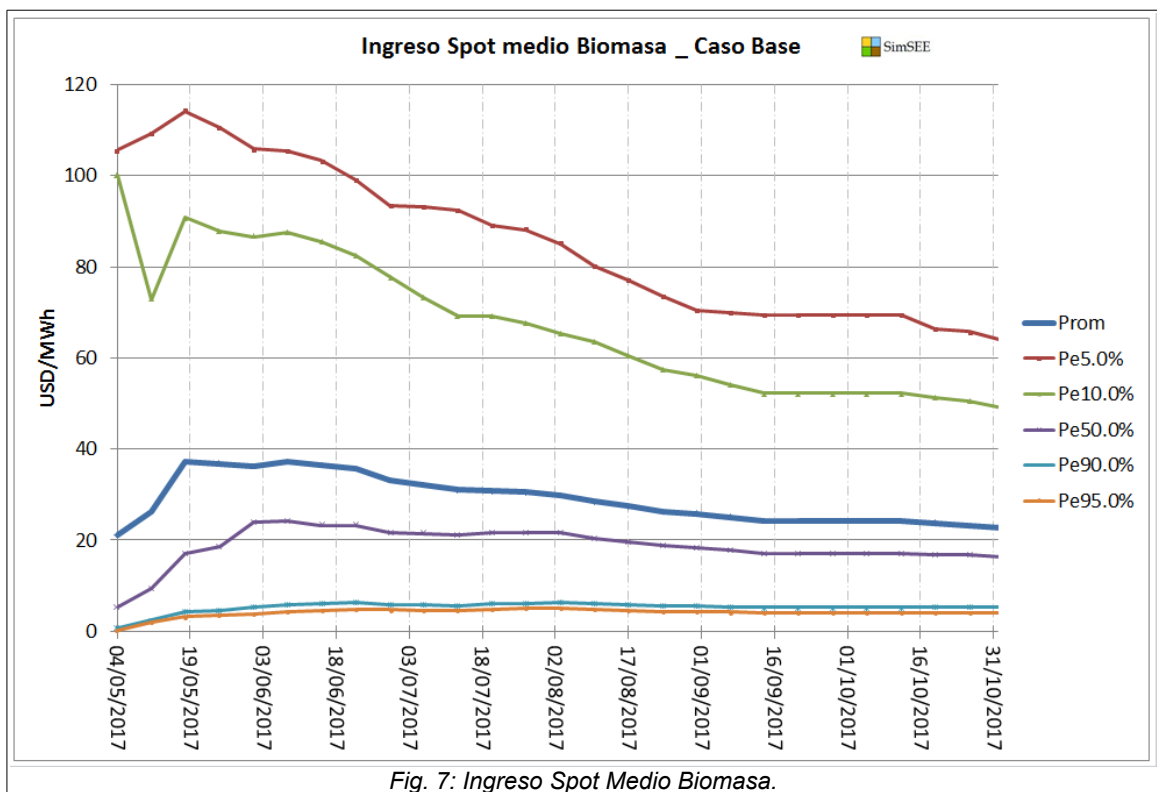


Fig. 7: Ingreso Spot Medio Biomasa.

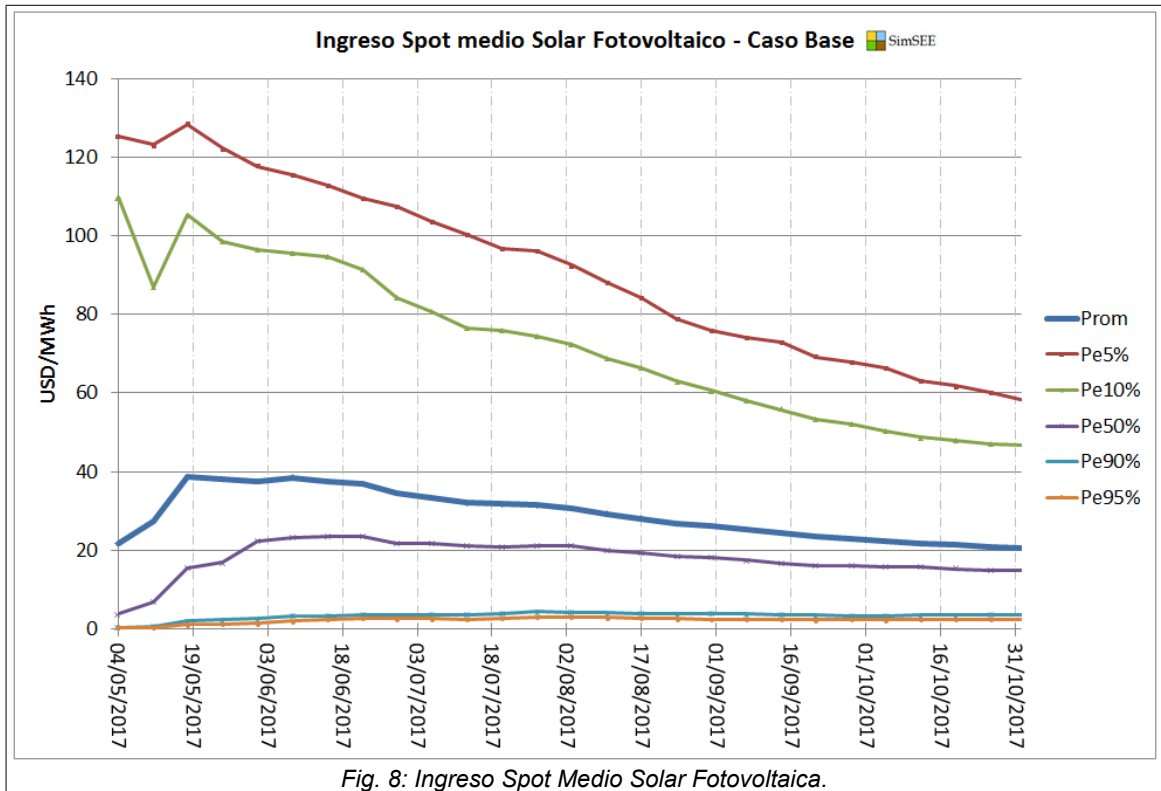


Fig. 8: Ingreso Spot Medio Solar Fotovoltaica.

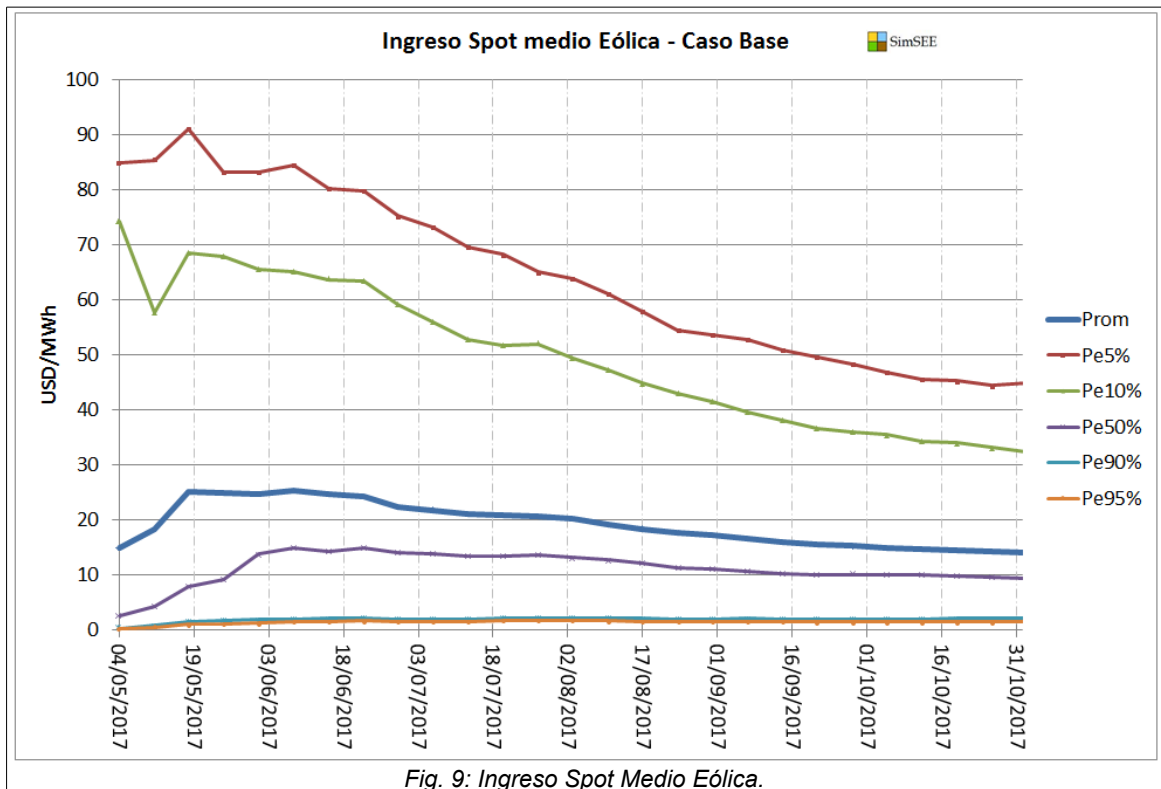


Fig. 9: Ingreso Spot Medio Eólica.

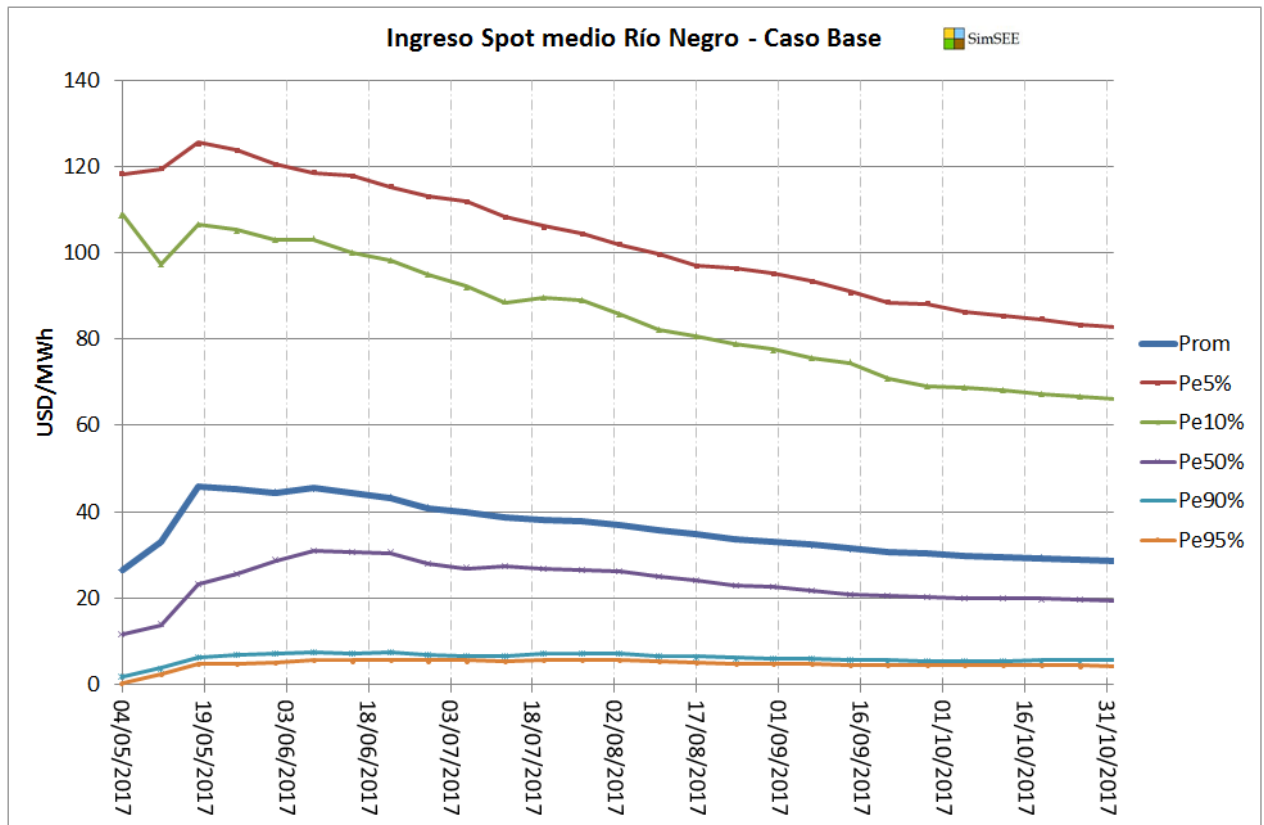


Fig. 10: Ingreso Spot Medio Río Negro.

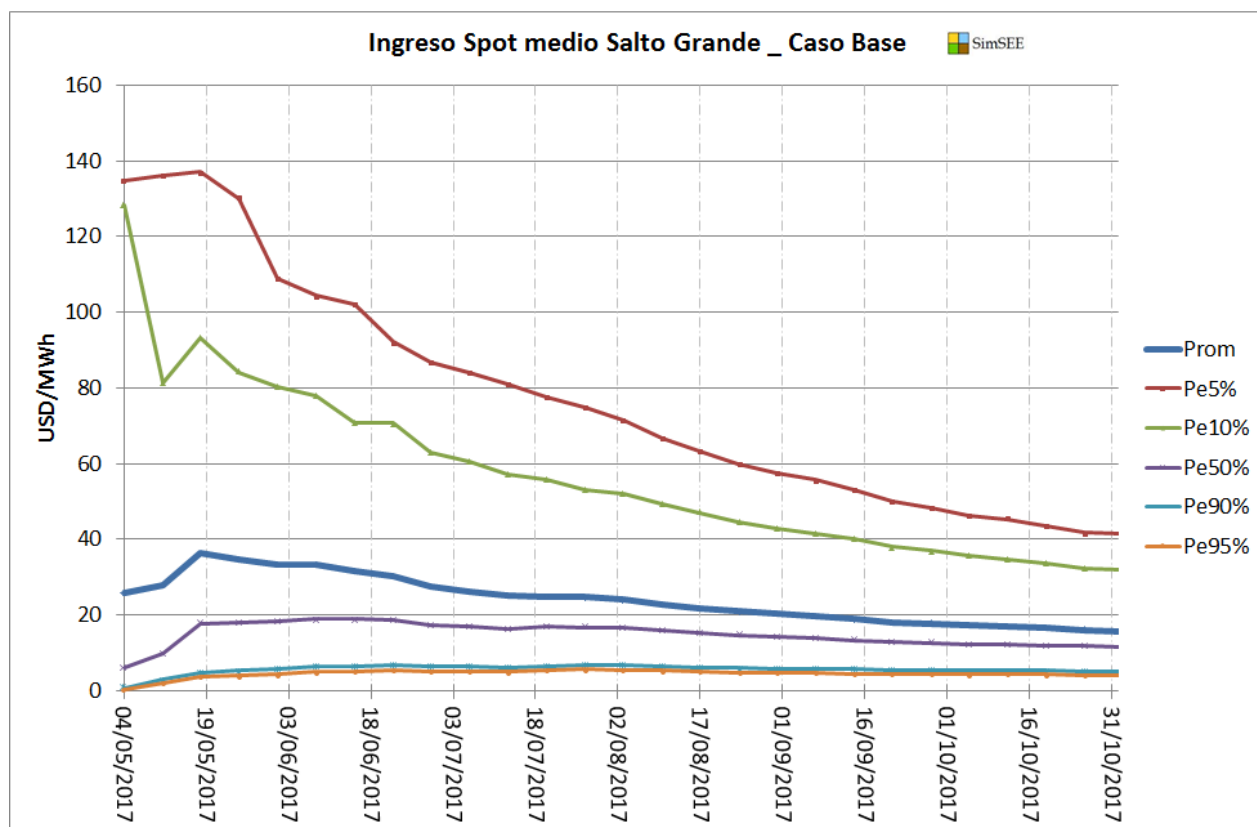


Fig. 11: Ingreso Spot Medio Salto Grande.

En la Tabla 2 se muestra el Ingreso Medio por MWh y el Costo Marginal medio en el período Estacional de cada una de las tecnologías para el Caso Base.

| Tecnología | Ingreso Medio Estacional (USD/MWh) |
|-----------------------|------------------------------------|
| Eólica | 19,3 |
| Solar | 29,3 |
| Biomasa | 29,0 |
| Río Negro | 36,1 |
| Salto Grande | 24,3 |
| Costo marginal | 21,0 |

Tabla 2: Ingreso y Costo Marginal Medio en el período Estacional.

Anexo II: Comparación resultados Caso Base Semanal y Horario

Diferencias en el modelado

A diferencia de la sala de paso semanal, en la sala de paso horario se consideran los embalses de Salto Grande y Palmar.

La CEGH de aportes hidrológicos horario se construyó utilizando la CEGH de aportes hidrológicos de paso semanal y la herramienta "Fraccionador".

De los resultados obtenidos, se observa que las únicas diferencias significativas se presentan en los primeros meses del período en los resultados de los costos marginales promedios del poste 1 son bastante mayores a los costos marginales horarios.

Costos totales

En la tabla a continuación se muestran los resultados de los costos totales acumulados en el período estacional con la sala modelada con paso semanal y horario. Se observa que las diferencias oscilan entre 2% y 3%.

| Costos Totales Acumulados en el Período Estacional (MUSD) | | | | | | | |
|---|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Prom | Pe5% | Pe10% | Pe30% | Pe50% | Pe70% | Pe90% |
| Semanal | 303 | 328 | 319 | 307 | 301 | 296 | 290 |
| Horario | 310 | 338 | 326 | 313 | 307 | 302 | 296 |

Evolución de la Cota de Bonete

En la Fig. 12 se muestra la comparación de la evolución de la cota de Bonete. Se observa que el andamio de la cota es análogo en ambos casos.

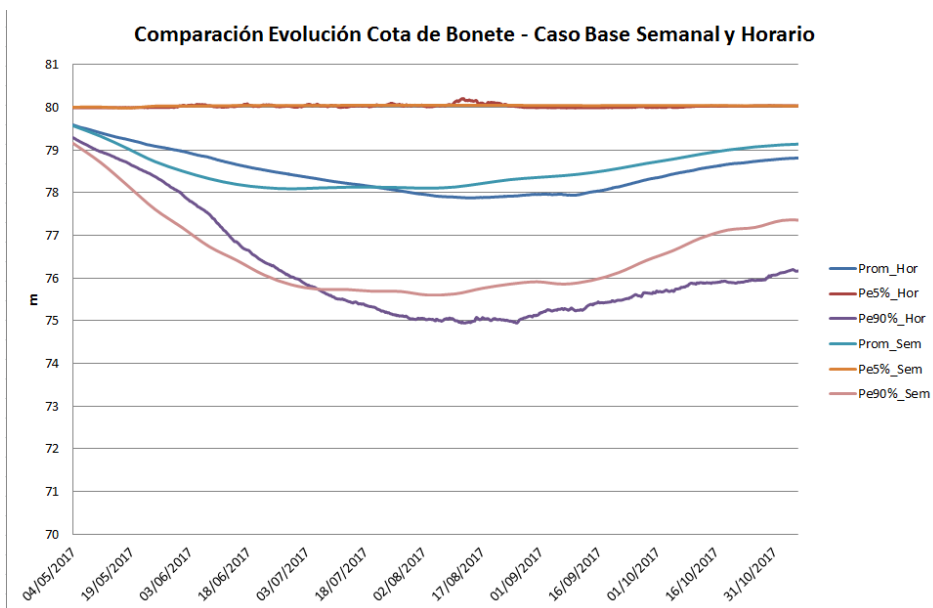


Fig. 12: Comparación de la Evolución de la Cota de Bonete.

Energía de Falla 3 + 4.

En la Fig. 13 se muestra la comparación de la energía de falla 3+4 acumulada. Se observa que es ligeramente mayor en el caso horario, aunque con Pe1% es menor al 0,1% de la demanda.

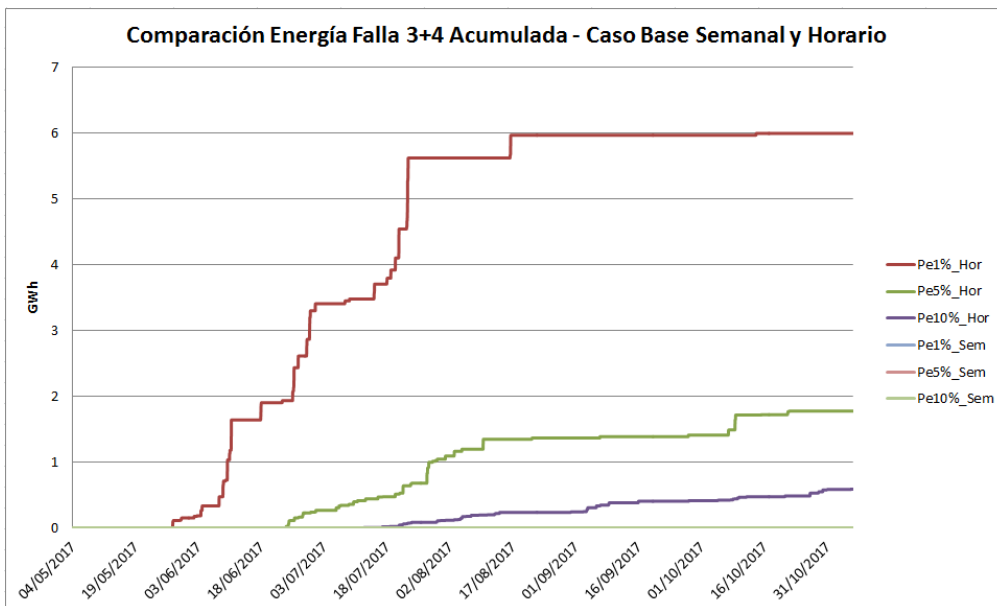


Fig. 13: Comparación de la Evolución de la Energía de Falla 3+4 acumulada.

Evolución de los costos marginales del sistema.

En la Fig. 14 se muestra la comparación de los costos promedios marginales del sistema horarios y semanales promedios y en los postes 1 y 5.

Se observa que en los primeros meses los resultados del poste 1 presenta valores bastante mayores a los valores máximos horarios.

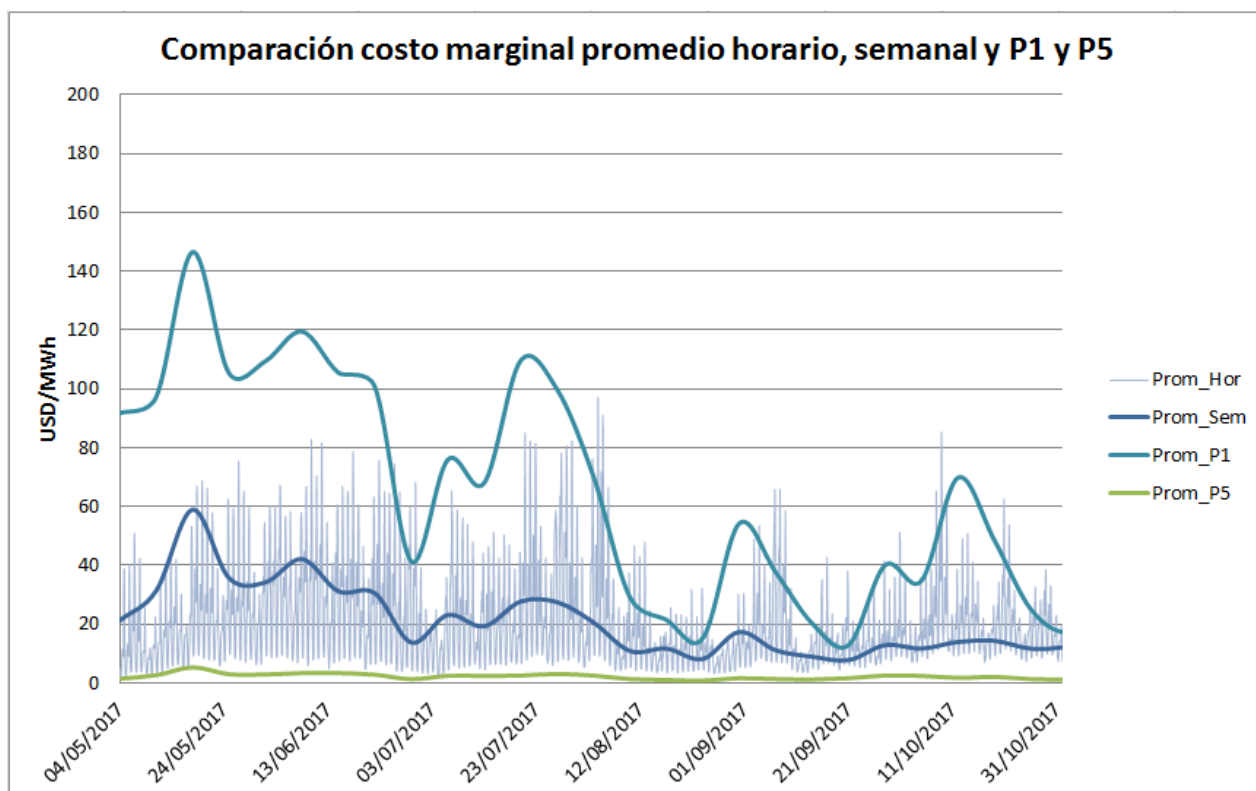


Fig. 14: Comparación del costo marginal promedio horario y semanal en el poste 1 y 5.

En la Fig. 15 se muestra la comparación de los costos marginales del sistema horarios y semanales promedio semanal y en los postes 1 y 5 con Pe5% y Pe50%.

Se observa que con Pe5% el costo marginal horario se encuentra dentro de la banda de los postes 1 y 5 semanal. Análogamente para el caso con Pe50%.

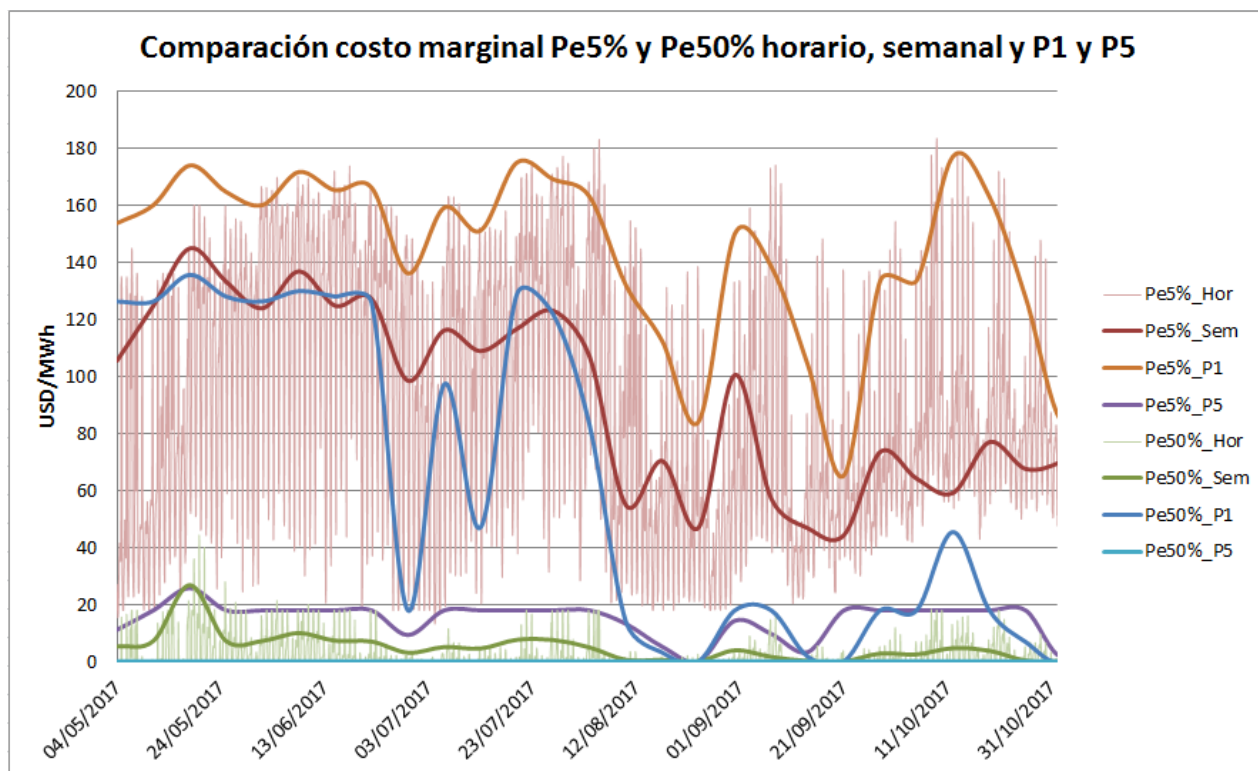


Fig. 15: Comparación del costo marginal horario y semanal en el poste 1 y 5 con Pe5% y Pe50%.

Anexo III: Comparación resultados casos semanales.

En las Fig. 16 , Fig. 17 y Fig. 19 se observan las comparaciones de las evoluciones de la cota de Bonete, Costo Marginal y Costo Total Acumulado, en valor esperado para los tres casos analizados.

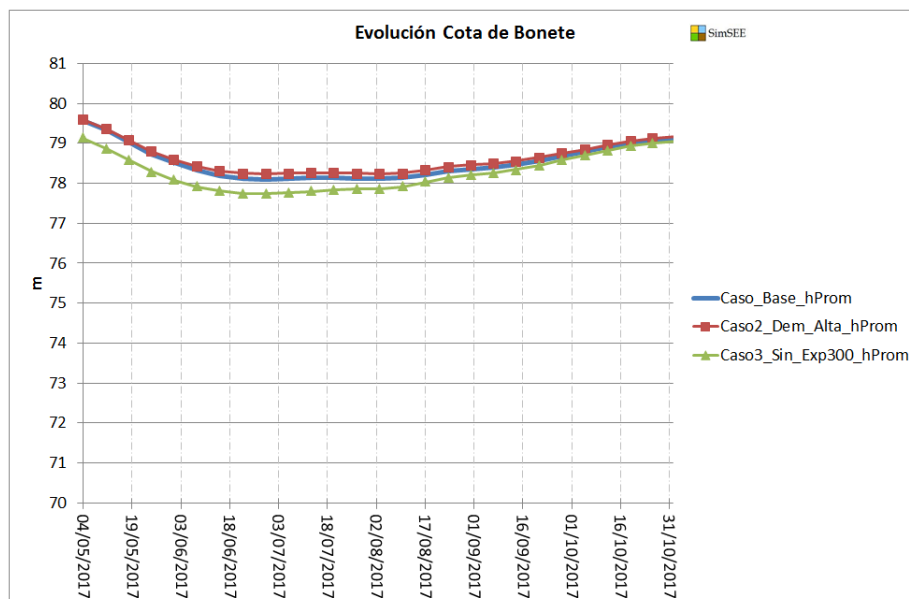


Fig. 16: Comparación Evolución Cota de Bonete para Caso Base, Caso 2 Demanda alta y Caso 3 Sin Exportación de 300 MW

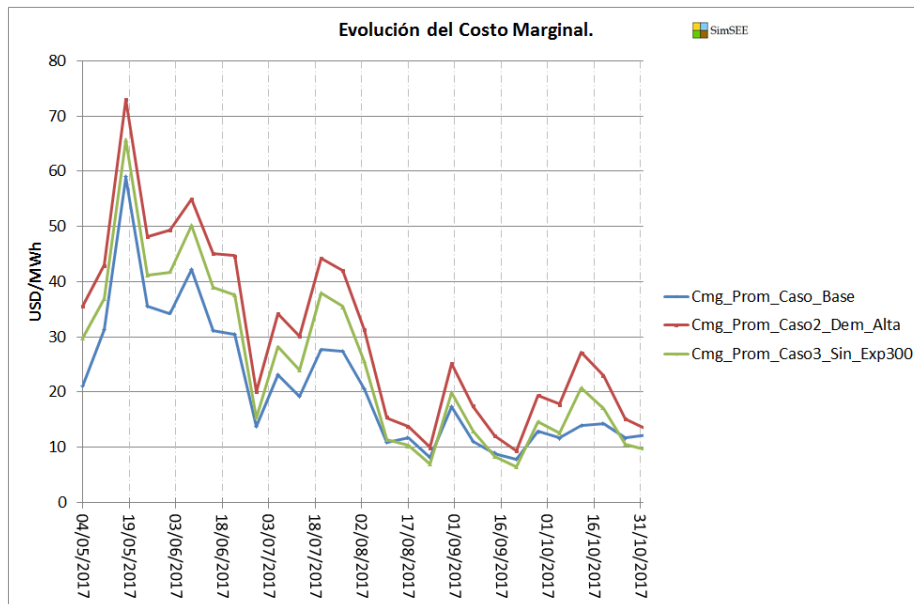


Fig. 17: Comparación Evolución del Costo Marginal para los tres casos analizados

En la Fig. 18 se observa la energía de Falla acumulada de los escalones 3 y 4 con probabilidad de excedencia del 0,1 %.

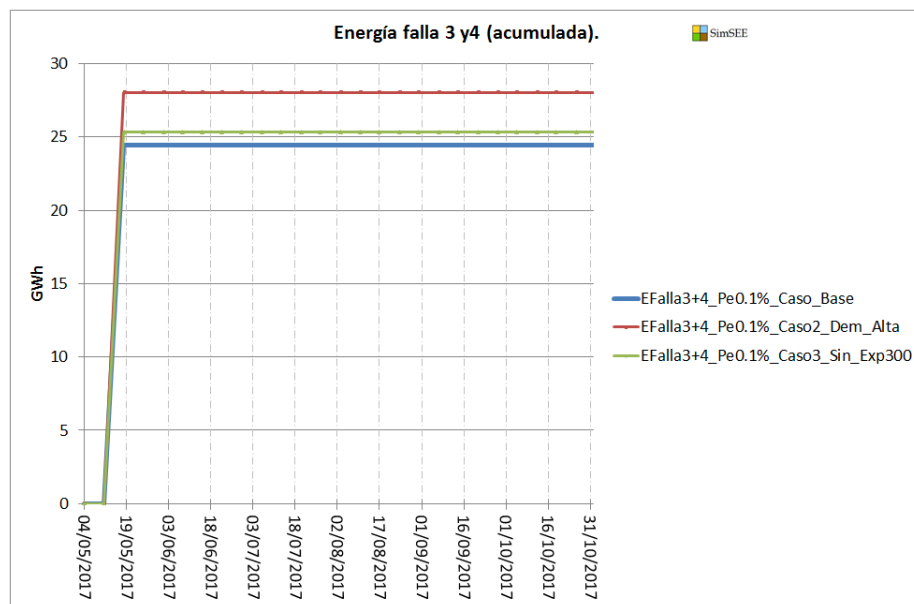


Fig. 18: Comparación Energía de Falla 3 +4 acumulada Pe 0,1% para los tres casos analizados.

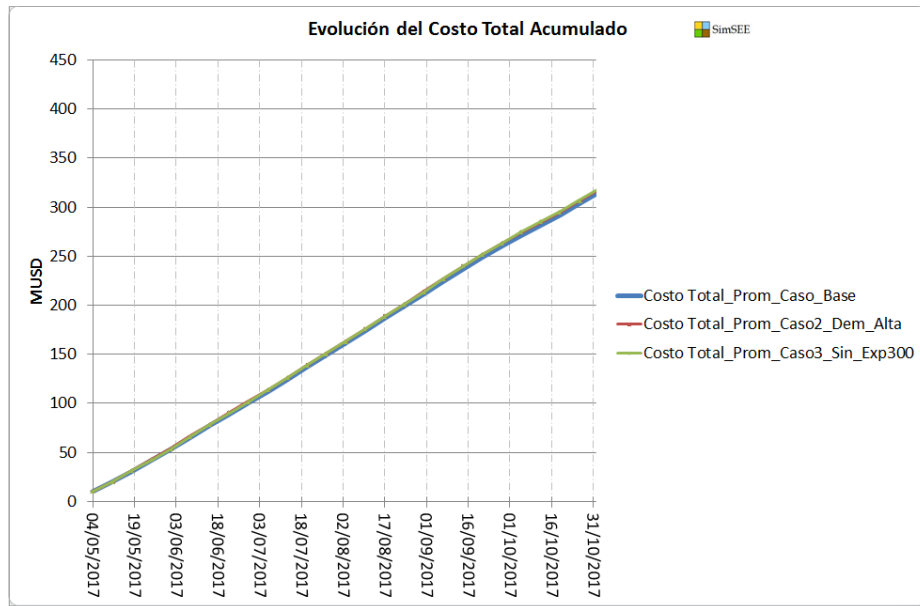


Fig. 19: Evolución del costo total acumulado en valor esperado para los tres casos analizados



Índice de contenido

| | |
|--|----|
| 1 Resumen Ejecutivo..... | 1 |
| 2 Principales resultados..... | 2 |
| 2.1 Resultados Semanales – Caso Base..... | 2 |
| 2.1.1)Cota del lago de Rincón de Bonete..... | 2 |
| 2.1.2)Costo Marginal..... | 3 |
| 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..... | 9 |
| 3.2 Situación hidrológica y clima..... | 10 |
| 3.3 Combustibles..... | 13 |
| 3.3.1)Proyección de precios..... | 13 |
| 3.3.2)Gas Natural..... | 14 |
| 3.4 Casos a analizar..... | 14 |
| Se analizan los casos especificados en la Tabla 1..... | 14 |
| 3.5 Parque térmico..... | 14 |
| 3.5.1)Datos técnicos..... | 14 |
| 3.5.2)Coeficiente de disponibilidad de las unidades generadoras:..... | 15 |
| 3.6 Mantenimiento programado..... | 15 |
| 3.7 Generación Distribuida..... | 16 |
| 3.8 Eólica..... | 16 |
| 3.8.1)Potencia Eólica acumulada:..... | 17 |
| 3.9 Solar fotovoltaica..... | 17 |
| Potencia Solar acumulada:..... | 18 |
| 3.10 Red de Trasmisión..... | 18 |
| 3.11 Intercambio de Energía..... | 19 |
| Con Argentina:..... | 19 |
| Con Brasil..... | 19 |
| Excedentes..... | 19 |
| 3.12 Estado inicial del sistema..... | 20 |
| 3.13 Respaldo no hidráulico del sistema..... | 21 |
| Anexo I: Proyección de convocatoria e ingresos al Spot..... | 22 |
| Anexo II: Comparación resultados Caso Base Semanal y Horario..... | 27 |
| Diferencias en el modelado..... | 27 |
| Costos totales..... | 27 |
| Evolución de la Cota de Bonete..... | 27 |
| Energía de Falla 3 + 4..... | 28 |
| Evolución de los costos marginales del sistema..... | 29 |
| Anexo III: Comparación resultados casos semanales..... | 31 |