

Alternativa al modelado de la Falla en SimSEE.

Gabriela Gaggero, Adriana Vierci.

Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.

Julio 2015

Montevideo - Uruguay.

IMPORTANTE: Este trabajo se realizó en el marco del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) y fue evaluado por el enfoque metodológico, la pericia en la utilización de las herramientas adquiridas en el curso para la resolución del estudio y por la claridad de exposición de los resultados obtenidos. Se quiere dejar expresamente claro que no es relevante a los efectos del curso la veracidad de las hipótesis asumidas por los estudiantes y consecuentemente la exactitud o aplicabilidad de los resultados. Ni la Facultad de Ingeniería, ni el Instituto de Ingeniería Eléctrica, ni el o los docentes, ni los estudiantes asumen ningún tipo de responsabilidad sobre las consecuencias directas o indirectas que asociadas al uso del material del curso y/o a los datos, hipótesis y conclusiones del presente trabajo.

1 Objetivo.

El objetivo de este trabajo es analizar una metodología alternativa para el modelado de los escalones de falla en el programa SimSEE para el sistema eléctrico de nuestro país. En particular, se pretende evaluar si surgen mejoras en los resultados al modelar la falla de formas que parecen estar más ajustadas a la realidad que la modelación actual.

La motivación del estudio surge de la hipótesis de que un modelado más realista de la falla podría mejorar la gestión que realiza el programa del resto de los recursos, y en particular, el lago de Rincón del Bonete.

En lo que respecta al mayor realismo que se pretende introducir en la modelación cabe destacar que, con el modelado actual, ante imposibilidad de cumplir con la demanda, el sistema “enciende la máquina de falla 1 y/o falla 2” para satisfacer el pico de demanda y luego la apaga, es decir, modela el ahorro de la población como si pudiera producirse de una hora a la siguiente. El nuevo modelado, al introducir máquinas con restricciones en la cantidad mínima de pasos que deben permanecer encendidas y apagadas, pretende incorporar la idea de que una vez que la población es convocada a ahorrar, esta situación se mantiene por un tiempo y que asimismo cuando ha dejado de ahorrar, porque el estado de emergencia ha culminado, el estado de no-ahorro también es sostenido en el tiempo.

Por otra parte, al agregarle un costo de arranque a la máquina de falla para los primeros escalones, se encarece tomar la decisión de entrar en el primer escalón de falla, con respecto al modelado actual. Es deseable que la decisión de entrar en el escalón de falla 1 sea más costoso que una vez allí, permanecer en dicho estado.

Por último, las máquinas de falla 1 y 2 introducidas en este modelado, tienen un mínimo técnico distinto de cero para que las restricciones de encendido y apagado no pierdan sentido y menor que el 2% de la potencia promedio demandada en la semana, para representar que el ahorro que se logra con esos dos escalones puede, tanto al comienzo del estado de emergencia como al final, estar por debajo de dicho valor.

2 Hipótesis de trabajo.

Actualmente los escalones de falla están modelados como generadores térmicos básicos con una potencia determinada por un porcentaje de la demanda y un costo establecido por decreto. El primer escalón de falla tiene una profundidad de un 2% de la demanda y pretende modelar las restricciones voluntarias residenciales y comerciales. El segundo escalón tiene una profundidad de un 5% y modela la imposición de restricciones compulsivas al consumo residencial y comercial en calefacción, iluminación, etc. con reducción del alumbrado público y solicitud de restricciones de los consumos industriales no esenciales. La profundidad del tercer escalón es del 7.5% y se identifica con cortes rotativos entre las 17hs y las 23hs (de modo de minimizar la distorsión a la actividad productiva) hasta tres días por semana. El último escalón de falla modela los cortes intempestivos, de mayor duración y frecuencia, en las restantes horas del día, sin afectar a las empresas de servicio público y hospitales e instituciones semejantes y afectando indiscriminadamente al resto de los usuarios¹.

El nuevo modelado propuesto incluye dos máquinas alternativas para modelar las fallas 1 y 2 y dos escalones de falla para modelar las fallas 3 y 4. Las máquinas que se proponen incluyen un costo de arranque de USD 5 millones y la restricción de que una vez encendida, debe permanecer encendida por al menos dos semanas y que una vez apagada, debe permanecer apagada también, durante por lo menos dos semanas.

Para la modelación en SimSEE se utiliza la sala de la programación estacional de mayo – octubre del Despacho Nacional de Cargas avalada por ADME, adaptada a las particularidades del problema a analizar. Las hipótesis de la programación estacional se presentan en el anexo 3 y las que difieren, se detallan a continuación:

Demanda:

Para la demanda, se utiliza el actor “Demanda generada a partir de un año base y vector de energías anuales”. Como año base, se considera la curva de carga horaria del año 2012 obtenida con el programa EDF. Se considera la energía demandada en el año 2014 como punto de partida y se le aplican los coeficientes de crecimiento previstos para los próximos años por el grupo de demanda de UTE, proyectados en mayo de 2015 con una estimación propia del modelo trimestral elaborado por CINVE para DNE.

Gas Natural:

Se considera la entrada en funcionamiento de la regasificadora para julio del 2017, por lo cual a partir de ese momento se considera plena disponibilidad de Gas Natural Licuado.

Combustibles:

Para aislar el análisis del ruido que introduce la variación y variabilidad del petróleo, se asume un precio constante para el barril de crudo hasta el fin del análisis.

Para la realización del trabajo, se utilizó la última versión de SimSEE, v_117_Carqueja. La simulación se realizó con 1000 crónicas sintéticas.

¹ Extraído de: “El empleo de los costos de falla en los modelos técnico económicos del sistema eléctrico”
- Mario Ibarburu, Diciembre 1990.

3 Metodología.

Se realizan tres salas, una sala base con la modelación actual de la falla y otras dos con las diferentes máquinas utilizadas para el modelado. Todas las salas son de paso de tiempo semanal postizado², y el periodo analizado es de un año y medio, desde mayo de 2015 hasta fines de 2016. La simulación se realiza en todos los casos hasta el final del 2016, en tanto que la optimización llega hasta el final del 2018 para las dos salas alternativas y hasta el final del 2020 para la sala base. Para poder comparar los costos totales de las tres salas, se “enganchan” las dos salas alternativas con el costo futuro del caso base, asignando de esta manera, el mismo valor al costo desde principios del 2019 hasta el fin de los tiempos.

La sala Caso Base, que cuenta con la modelación actual de la falla, es la referencia contra la que se comparan los resultados arrojados por las variantes para valorar si existen mejoras en los costos y en la utilización de recursos, al modificar el modelado de la falla. La única diferencia entre las salas realizadas, es la modelación de la falla.

A continuación se describen las características de cada una de las salas:

Caso Base

El caso base es nuestro punto de referencia, contra el que se comparan los resultados obtenidos en las demás corridas. Esta sala presenta el estado actual del modelado, en el que las fallas de tipo 1 y 2 son generadores térmicos básicos sin restricciones de encendido y apagado, al igual que las fallas 3 y 4. La profundidad y el costo de los escalones de falla son los que siguen:

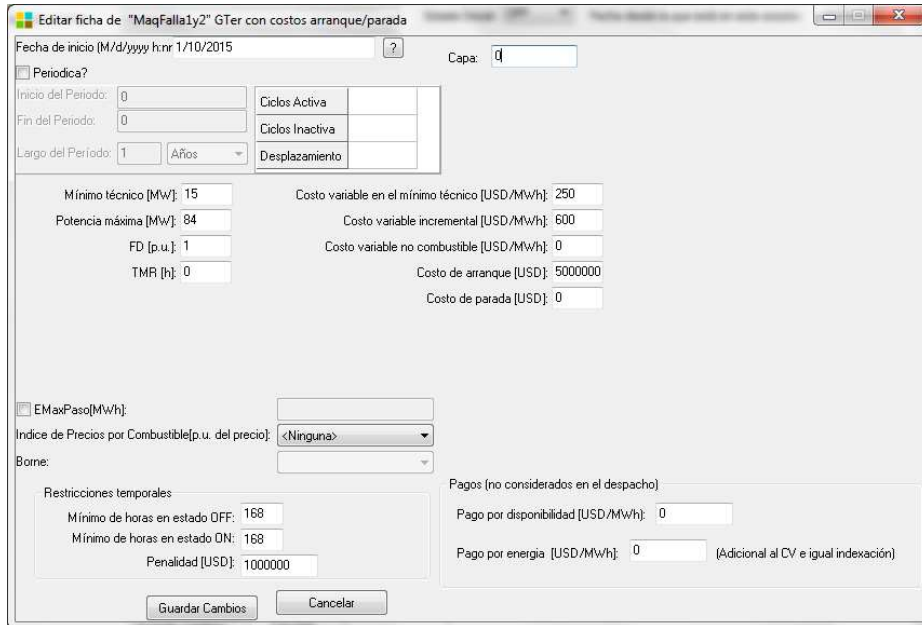
Escalones de Falla				
Numero de Escalones		<input type="text" value="4"/>		
Escalón				
Profundidad[p.u.]	0.02	0.05	0.075	0.855
Costo[USD/MWh]	250	400	2400	4000

² Se definen 4 postes de duración 5, 30, 91 y 42 horas respectivamente.

Opción 1 - generador térmico con costos de arranque y parada.

En este primer caso, se modela la falla 1 y 2 como una máquina térmica, con costo de arranque y parada. Se especifica su estado inicial como OFF y la fecha a partir de la cual está en ese estado es el inicio de los tiempos.

En cada ficha del generador se establecen los siguientes parámetros:



Editar ficha de "MaqFalla1y2" GTER con costos arranque/parada

Fecha de inicio (M/d/yyyy h:nr): 1/10/2015 ?

Capa: 0

Periodica?

Inicio del Periodo: 0

Fin del Periodo: 0

Largo del Periodo: 1 Años

Ciclos Activa:

Ciclos Inactiva:

Desplazamiento:

Mínimo técnico [MW]: 15

Potencia máxima [MW]: 84

FD [p.u.]: 1

TMR [h]: 0

Costo variable en el mínimo técnico [USD/MWh]: 250

Costo variable incremental [USD/MWh]: 600

Costo variable no combustible [USD/MWh]: 0

Costo de arranque [USD]: 5000000

Costo de parada [USD]: 0

EMaxPaso[MWh]:

Indice de Precios por Combustible[p.u. del precio]: <Ninguna>

Borne:

Restricciones temporales

Mínimo de horas en estado OFF: 168

Mínimo de horas en estado ON: 168

Penalidad [USD]: 1000000

Pagos (no considerados en el despacho)

Pago por disponibilidad [USD/MWh]: 0

Pago por energía [USD/MWh]: 0 (Adicional al CV e igual indexación)

Guardar Cambios Cancelar

- El costo de arranque de la máquina es de USD 5 millones.
- La potencia máxima para cada semana es el 7% de la potencia media demandada en dicha semana. Se crean tantas fichas como semanas tiene el periodo de optimización, cada una con una potencia igual al 7% de la potencia promedio demandada en dicha semana. La máquina es por tanto, de potencia variable semanal al igual que la falla 1 y 2 en el modelado original y en ambos casos se llega a cubrir el mismo porcentaje de la demanda.
- La potencia mínima para cada semana es 15MW. Se establece el mínimo técnico por debajo del 2% de la demanda porque fijarlo en el máximo que puede cubrirse con falla 1, ignora que la demanda reacciona de a poco a los estímulos para comenzar a ahorrar así como para dejar de ahorrar. Cabe mencionar que el 2% de la potencia media demandada por semana es, en promedio, aproximadamente 25MW para el periodo de optimización.
- El costo variable en el mínimo técnico es 250 USD/MWh, costo de la falla 1 en el caso base.
- El costo variable incremental es 600 USD/MWh, costo de la falla 2 en el caso base.
- Se impone una duración mínima en estado ON de 168 horas, adicionales a la primera semana en que la máquina se encuentra encendida.
- Se le impone una duración mínima en estado OFF de 168 horas, también adicionales al primer paso en el que está apagada.
- Se impone una penalidad de USD 10 millones en caso de no respetar las restricciones temporales establecidas.
- El factor de disponibilidad de la máquina es 1, es decir que es una máquina que no se rompe.

Las fallas 3 y 4 se modelan como sigue

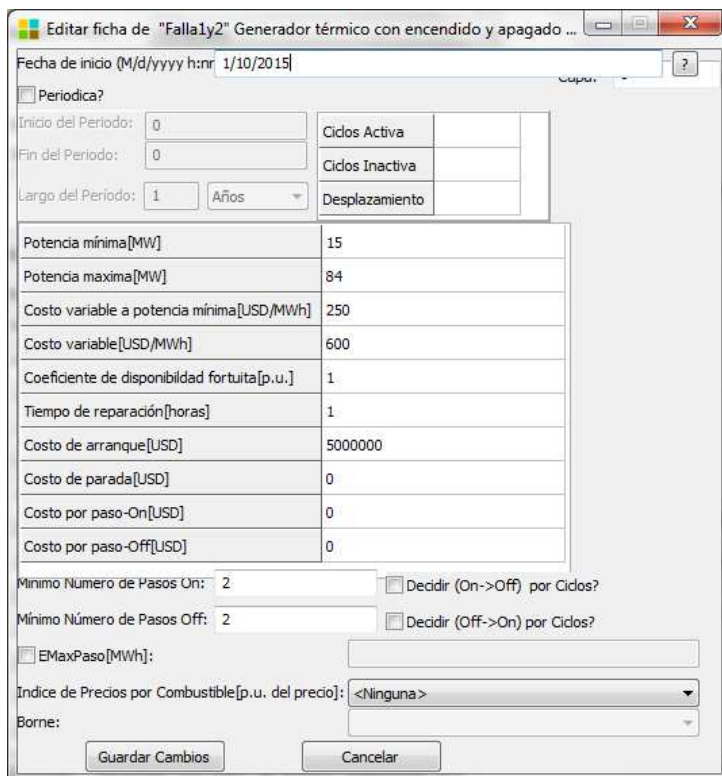
Escalones de Falla		
Numero de Escalones	2	
Escalón		
Profundidad[p.u.]	0.075	0.925
Costo[USD/MWh]	2400	4000

Se respeta la profundidad del tercer escalón de falla y el complemento del porcentaje de la demanda se asigna a la profundidad de la falla 4 que constituye el peor escenario.

Opción 2 - generador térmico con encendido y apagado por paso de tiempo restringido.

En esta segunda alternativa, la falla 1 y 2 se modela como un generador térmico con encendido y apagado por paso de tiempo restringido. Se define el estado inicial del mismo como apagado y el número de pasos de tiempo que debe estar en ese estado como 1.

En cada ficha del generador se establecen parámetros semejantes a los de la máquina anterior.



Fecha de inicio (M/d/yyyy h:nr) 1/10/2015

Periódica?

Inicio del Periodo: 0 Cycles Activa

Fin del Periodo: 0 Cycles Inactiva

Largo del Periodo: 1 Años Desplazamiento

Potencia mínima[MW]	15
Potencia máxima[MW]	84
Costo variable a potencia mínima[USD/MWh]	250
Costo variable[USD/MWh]	600
Coefficiente de disponibilidad fortuita[p.u.]	1
Tiempo de reparación[horas]	1
Costo de arranque[USD]	5000000
Costo de parada[USD]	0
Costo por paso-On[USD]	0
Costo por paso-Off[USD]	0

Mínimo Número de Pasos On: 2 Decidir (On->Off) por Ciclos?

Mínimo Número de Pasos Off: 2 Decidir (Off->On) por Ciclos?

EMaxPaso[MWh]:

Índice de Precios por Combustible[p.u. del precio]: <Ninguna>

Borne:

Guardar Cambios Cancelar

- El costo de arranque de la máquina es de USD 5 millones.
- La potencia máxima para cada semana es el 7% de la potencia media demandada en dicha semana.
- La potencia mínima para cada semana es 15MW.
- El costo variable en el mínimo técnico es 250 USD/MWh
- El costo variable es 600 USD/MWh.

- Se impone una duración mínima en estado ON de 2 pasos de tiempo, lo que implica que la máquina una vez prendida, debe estarlo por al menos dos semanas.
- Se impone asimismo una duración mínima en estado OFF de 2 pasos de tiempo.
- El factor de disponibilidad de la máquina es 1.

Las fallas 3 y 4 se modelan de la misma manera en las dos salas alternativas.

De las dos alternativas analizadas, el caso que modela la falla 1 y 2 con un generador de encendido y apagado por paso de tiempo restringido incorpora mayor complejidad al problema de optimización y simulación que el caso con un generador con costos de arranque y parada. A priori, se podría pensar que esto implicaría cambios en los resultados.

Por un lado, las restricciones temporales del generador térmico con costos de arranque y parada, es decir, las relativas al número de pasos que la máquina debe permanecer en estado ON y en estado OFF, no tienen aplicación durante la optimización, sino que aplican únicamente durante la simulación. Para tener en cuenta los costos de arranque y parada de este tipo de generador, se debe considerar el estado de la máquina como una variable de estado adicional de la función de Costo Futuro del sistema. Por lo tanto, al crear este generador se debe especificar su Estado Inicial (ON/OFF) y la fecha a partir de la cual está en ese estado. Por su parte, cuando se crea un generador térmico con encendido y apagado por paso de tiempo restringido, se debe definir el estado inicial del mismo (encendido/apagado), y el número de pasos de tiempo que permanece en ese estado inicial. En este caso, la complejidad agregada al problema es mayor que en el caso anterior, dado que las restricciones temporales sí afectan la optimización. Adicionalmente, el estado no debe solamente reconocer si la máquina está en estado “ON” u “OFF”, sino que también debe “guardar” la cantidad de pasos de tiempo que lleva en ese estado.³

Además de las dos salas principales de análisis descritas anteriormente, se realizaron otras corridas para evaluar la sensibilidad de los resultados frente al cambio de algunas de las hipótesis. En primer lugar se corren 2 salas donde se eleva el costo de arranque de las máquinas de USD 5 millones a USD 10 millones. La segunda modificación consiste en elevar el costo de la exportación de 1 USD/MWh a 130 USD/MWh para ambas salas. En tercer lugar se aumenta el tiempo en que las máquinas de falla 1 y 2 deben permanecer encendidas y apagadas de 2 a 3 semanas. Por último se modela la lluvia con una CEGH diferente para poder realizar la simulación con series históricas en lugar de sintéticas.

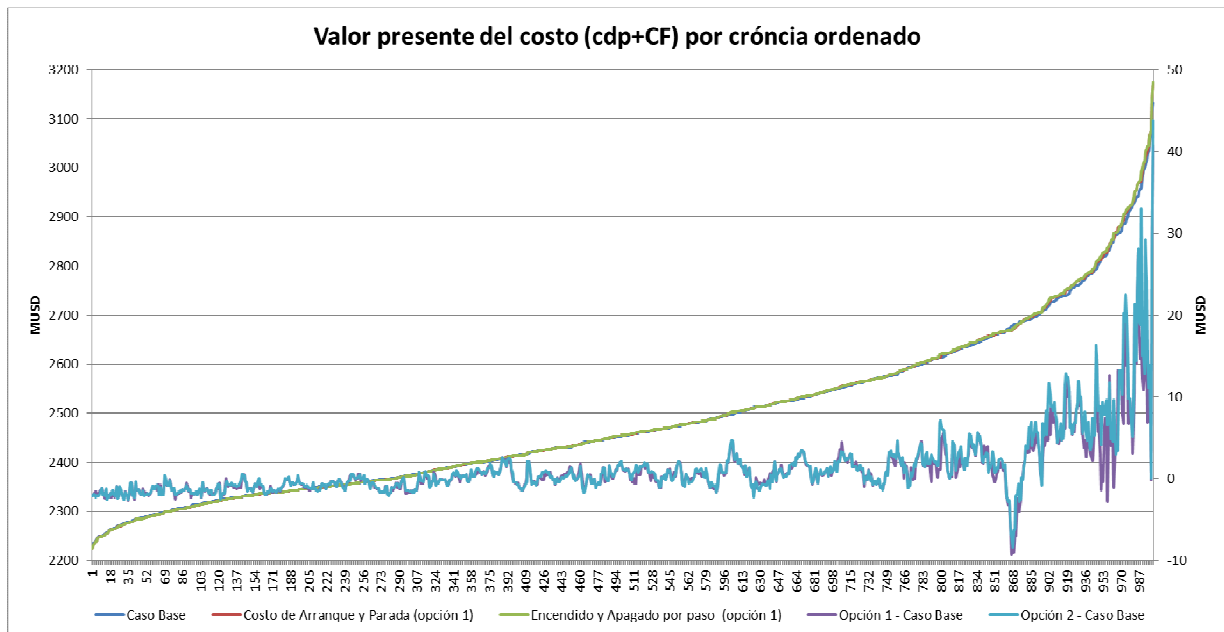
Para comparar los resultados, se realiza una plantilla SimRes3 para cada sala, lo que permite comparar los resultados obtenidos. Los resultados se muestran en el apartado siguiente, en histogramas obtenidos a través de dicho programa.

³ http://www.adme.com.uy/simsee/biblioteca/manuales-simsee/man_simsee3_actores.pdf

4 Resultados del estudio.

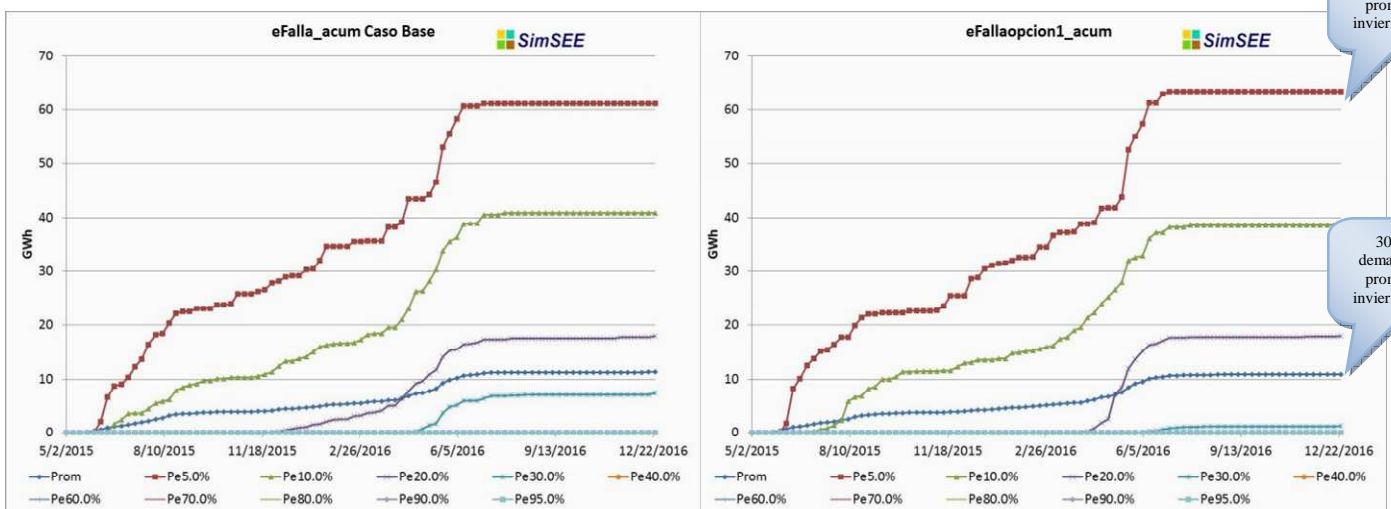
En términos generales, el análisis de las salidas obtenidas permite concluir que el nuevo modelado, tanto con el generador térmico con costos de arranque y parada como con el generador térmico con encendido y apagado por paso de tiempo restringido parece ser más realista, y los grandes números del sistema no cambian: costo total y energía de falla.

Gráfico 1. Costo total actualizado por crónica y ordenado y diferencia entre el caso base y las dos alternativas propuestas



El gráfico anterior muestra que los costos totales en los que se incurre en cada crónica, es decir, el costo directo del paso más el costo futuro actualizados, no varían en forma sustancial entre las alternativas propuestas y el caso base, a excepción de algunas de las 150 crónicas más caras.

Gráfico 2. Energía de falla acumulada. Comparación caso base con máquina con costo de arranque y parada



En lo referente a la energía, con la primera alternativa propuesta, el generador con costos de arranque y parada, se evidencia un incremento en la falla 1 y 2, con probabilidad de excedencia de 10%, debido a que la imposición de mantener la máquina prendida durante un período de tiempo, genera un incremento en la energía despachada de esta falla. Por otro lado, para esta misma máquina, se percibe una reducción en las fallas 3 y 4, pese a que como se vio, se mantiene prácticamente incambiada la falla total.

Con la máquina de encendido y apagado por paso de tiempo restringido, la nueva modelación genera una leve reducción en el despacho de energía de falla 3 y 4 al tiempo que la falla 1 y 2 se mantiene prácticamente incambiada al 5% de p.e. y disminuye levemente al 10% de p.e.

Este “traspaso” de falla 1 y 2 a falla 3 y 4 puede deberse a que el sistema no necesita despachar falla 3 y 4 porque logra manejar algunas situaciones de emergencia anticipando falla 1 y 2.

Gráfico 3. Energía de falla 1 y 2 acumulada con probabilidad de excedencia del 5%

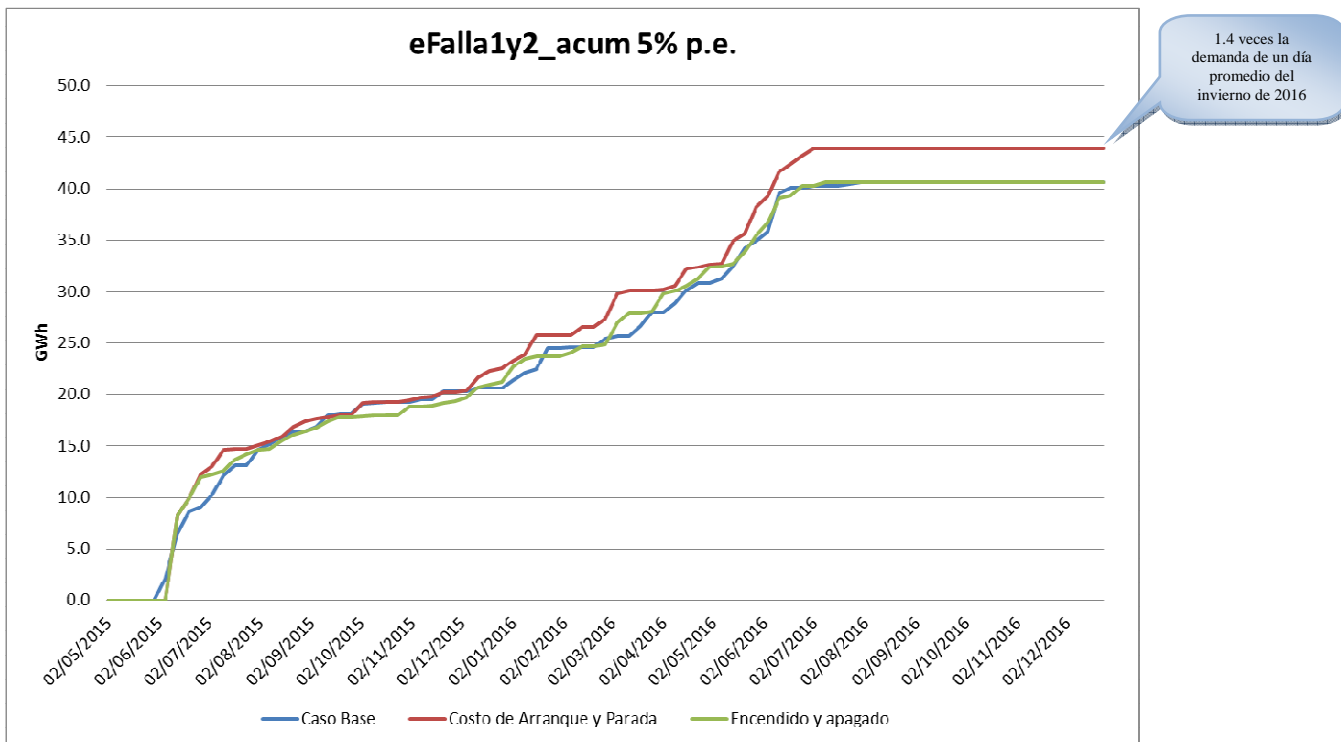


Gráfico 4. Energía de falla 1 y 2 acumulada con probabilidad de excedencia del 10%

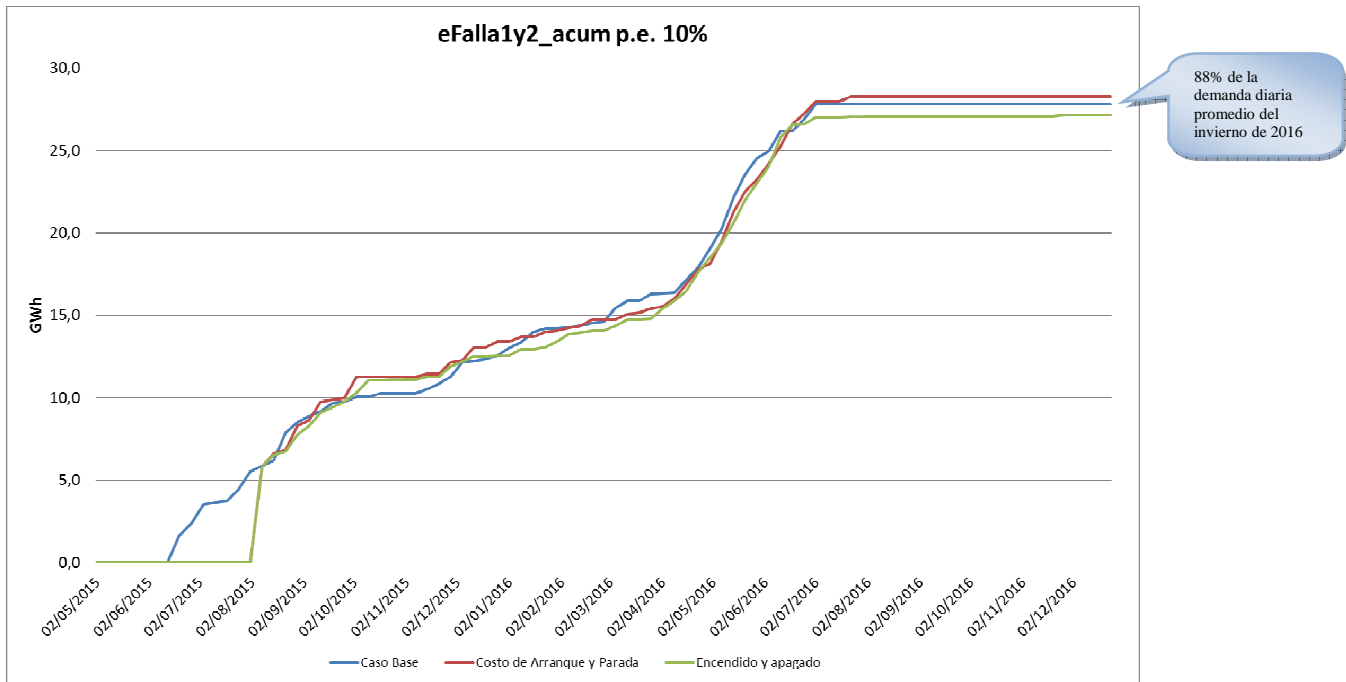


Gráfico 5. Energía de falla 3 y 4 acumulada con probabilidad de excedencia del 5%

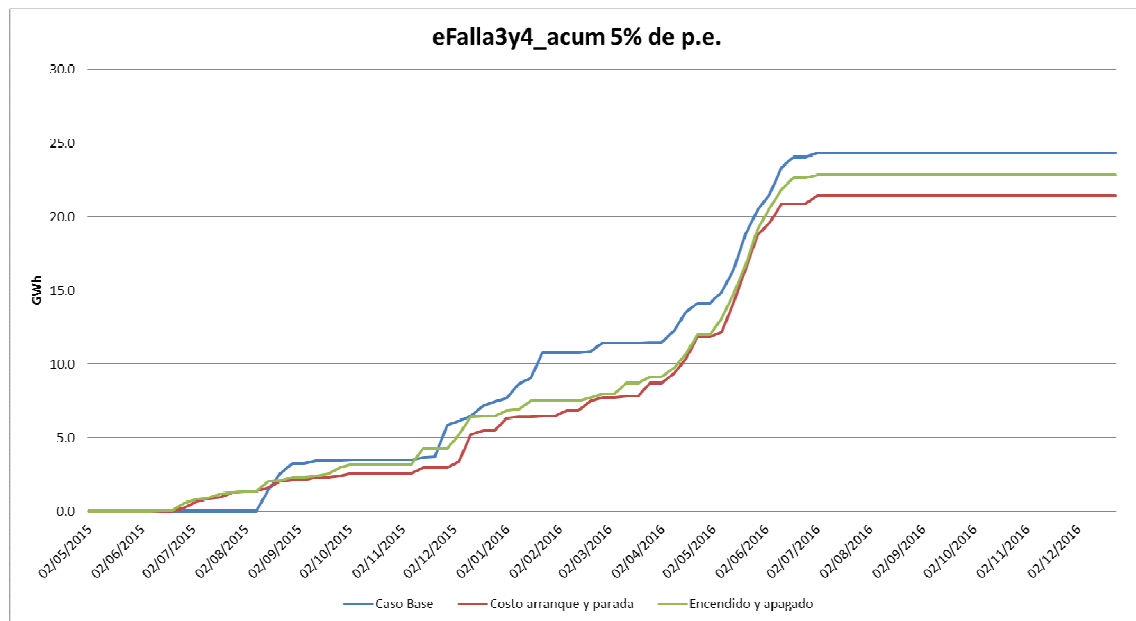
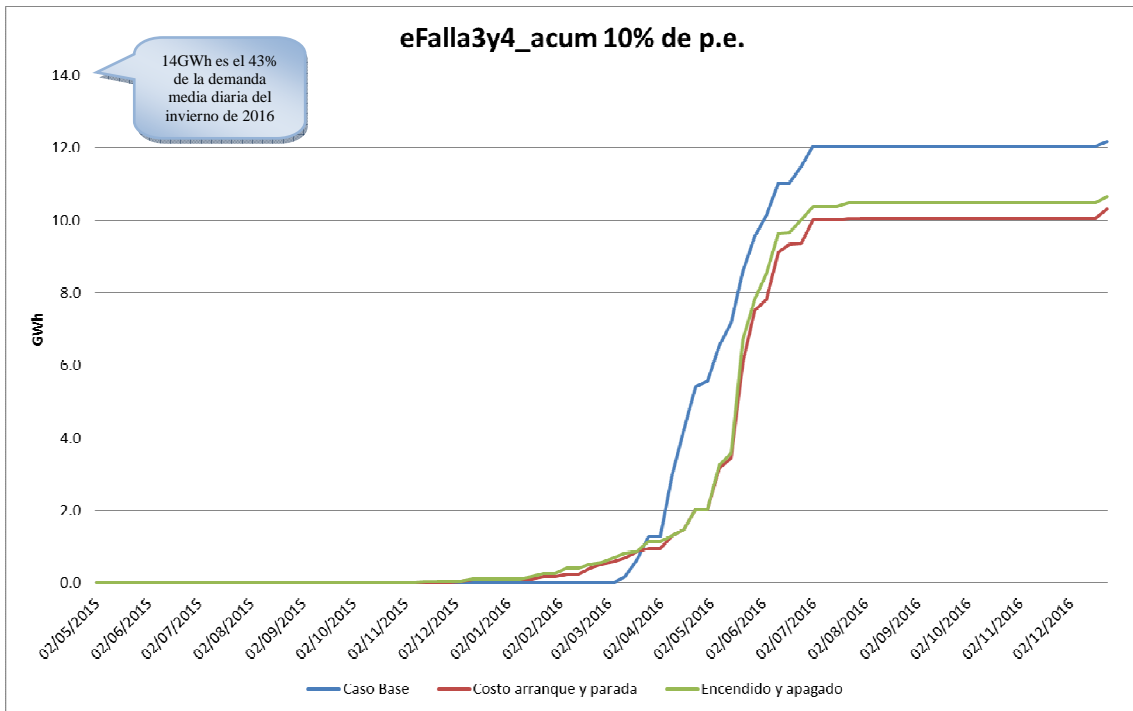


Gráfico 6. Energía de falla 3 y 4 acumulada con probabilidad de excedencia del 10%



En lo que refiere a la Cota del Embalse de Bonete, cuyo manejo fue en parte el incentivo para la realización del trabajo, se evidencia, con ambas máquinas, una leve mejora al comienzo del periodo de simulación, y especialmente en los niveles más bajos del embalse.

Gráfico 7. Cota de Bonete con probabilidad de excedencia del 90%

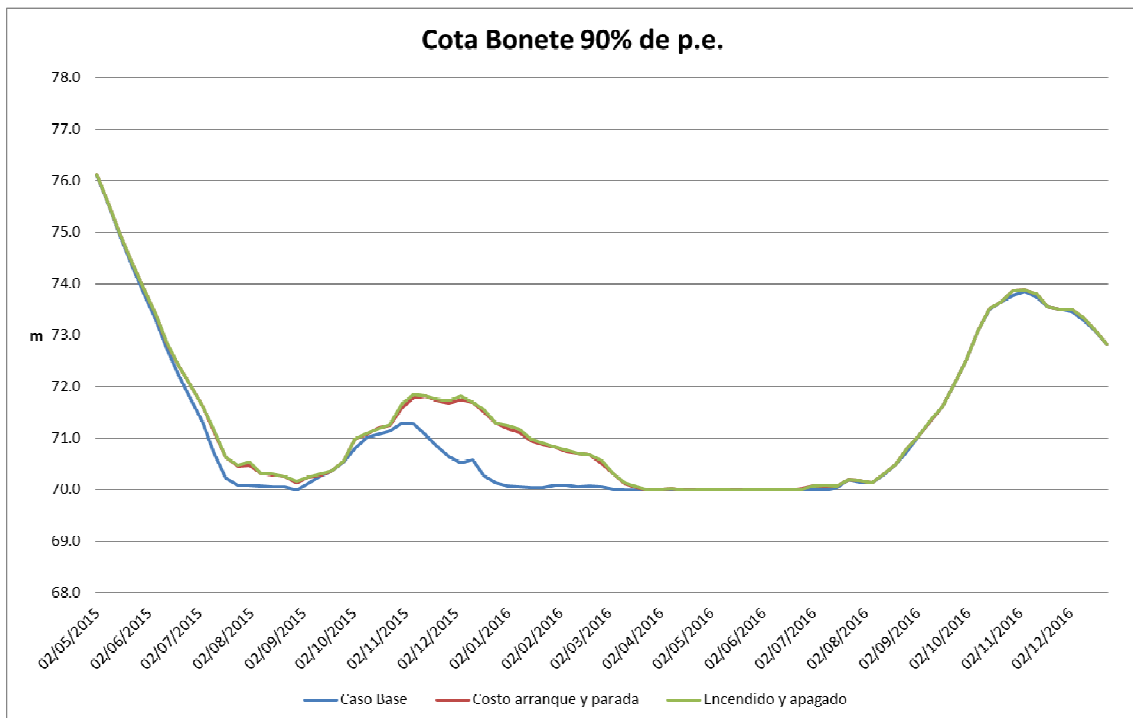
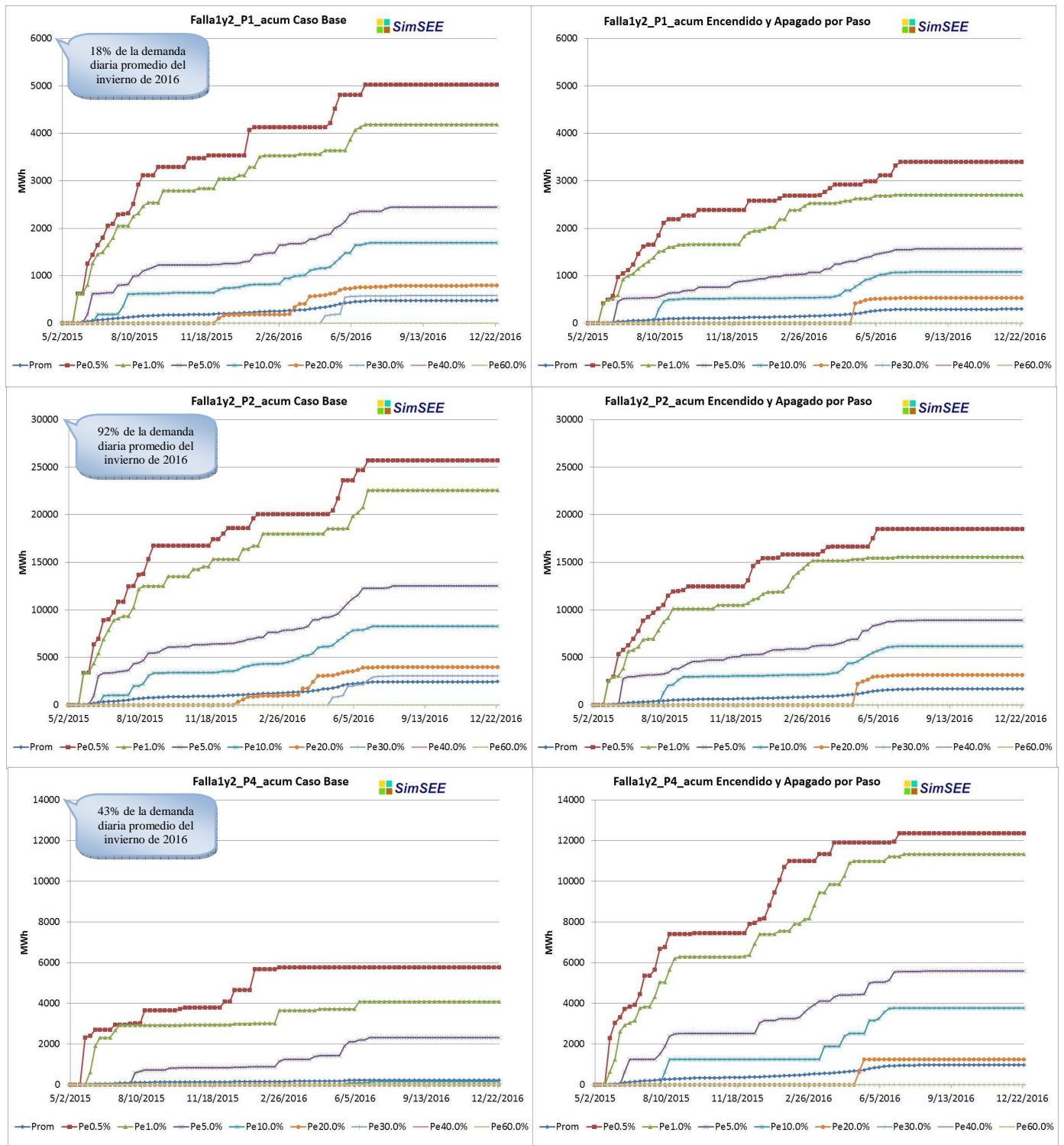


Gráfico 8. Energía de falla por poste, en postes 1, 2 y 4⁴



⁴ La falla por poste para el caso del generador con costos de encendido y apagado por paso de tiempo se presenta en el anexo 2, dada la similitud de los resultados.

Como se muestra en los gráficos anteriores, el nuevo modelado de la falla permite “distribuir” la falla entre los postes de una forma más realista, objetivo principal de nuestro trabajo. En particular, no es factible despachar falla 1 y/o 2 en el poste 1 de una semana, que es necesario en situaciones extremas cuando no son suficientes los recursos para abastecer los picos de demanda, y “apagar la máquina de falla” para el poste siguiente ya que se trata de procesos que llevan su tiempo. Destacamos como positivo que la nueva modelación “desplace” energía de falla 1 y 2 de los postes 1 y 2 (horas de mayor demanda) a los postes 3 y 4 (horas de menor demanda). Este desplazamiento se debe a la mejor distribución de la falla a lo largo de la semana, ante la imposición de no poder despachar falla únicamente en las horas de mayor demanda y generando por lo tanto que la “falla” no actúe únicamente en las horas pico sino que se mantenga activa en los demás postes.

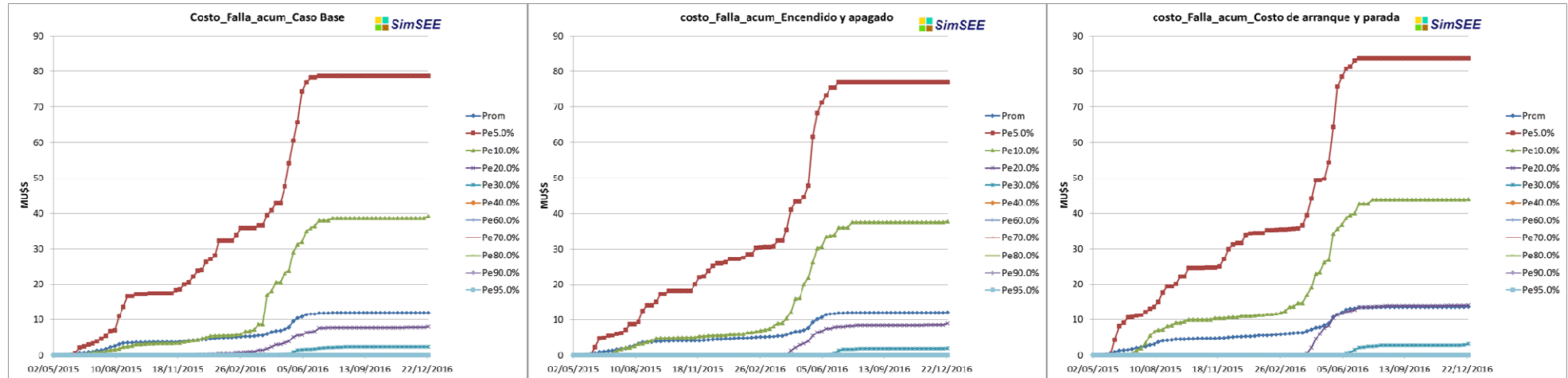
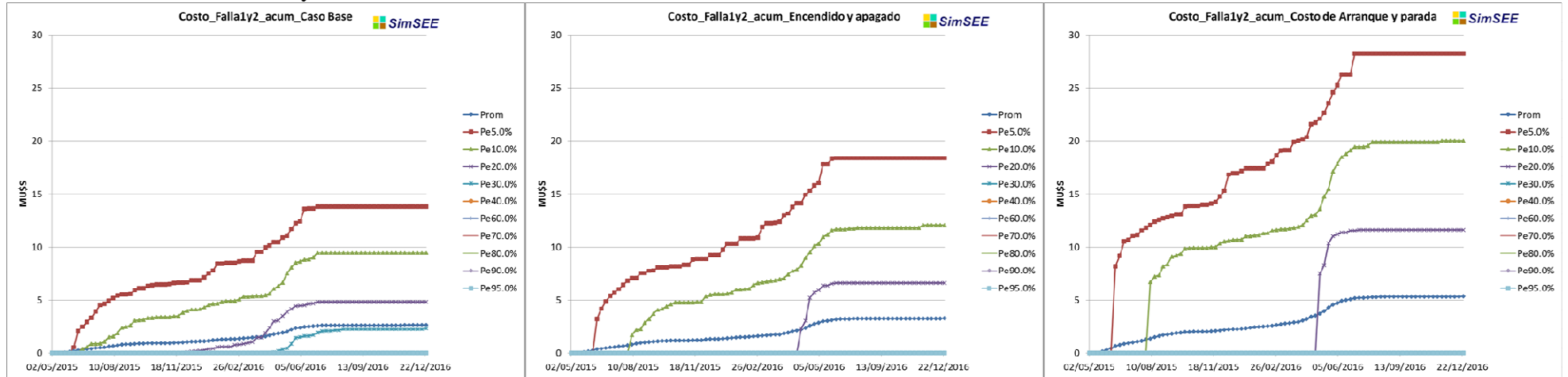
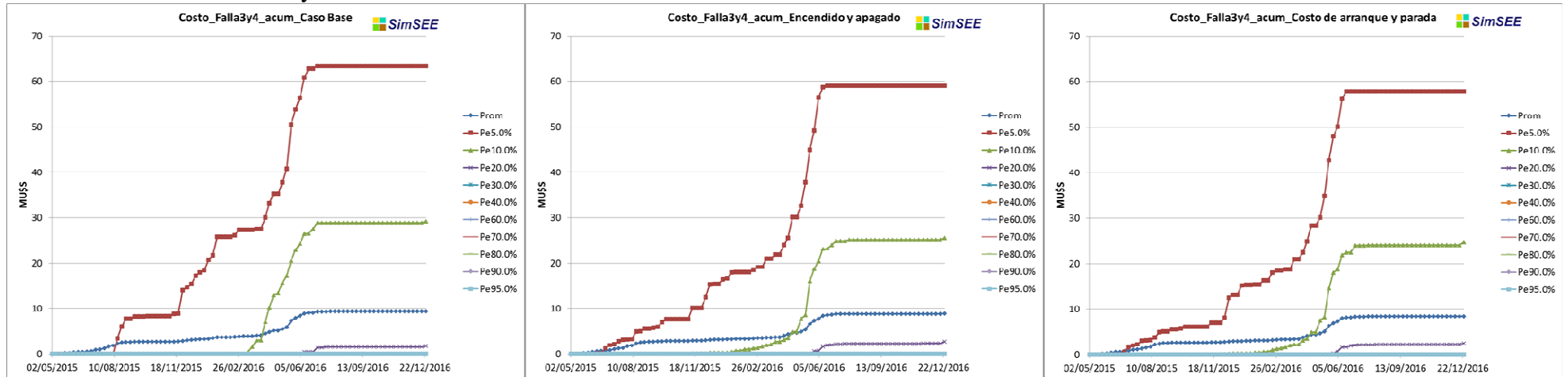
Gráfico 9. Costo de falla acumulado


Gráfico 10. Costo de falla 1 y 2 acumulado.

Gráfico 11. Costo de falla 3 y 4 acumulado


Como se evidencia en los gráficos anteriores, el costo de falla total acumulado no varía para el generador con encendido y apagado por paso de tiempo restringido pero presenta un leve aumento para el generador con costos de arranque y parada. Es en el costo de falla 1 y 2 donde se presentan las diferencias más destacables entre las alternativas analizadas. Ambos aumentan con respecto al caso base pero, por ejemplo, el generador con costos de arranque y parada casi duplica el costo de falla 1 y 2 del generador con encendido y apagado por paso de tiempo restringido para la excedencia del 20%. El costo de falla 3 y 4 acumulado disminuye levemente en ambos casos. La diferencia en los costos de falla 1 y 2 se condice con la diferencia de energía de falla 1 y 2 despachada por las distintas alternativas: se percibe un incremento para el generador con costos de arranque y parada y una variación sensiblemente menor para el generador de encendido y apagado por paso de tiempo restringido (la energía de falla 1 y 2 para este generador se mantiene prácticamente incambiada al 5% de p.e y disminuye levemente al 10% de p.e). Por último, parece razonable que el costo de falla 3 y 4 disminuya ya que la energía despachada disminuye para ambas alternativas.

Análisis de casos alternativos

Con el primer caso alternativo se concluye que elevar el costo de arranque de las máquinas a USD 10 millones, no representa grandes cambios en las conclusiones del análisis. Asimismo tampoco cambian sustancialmente los resultados al elevar el precio de la exportación. Por otro lado, se corroboró que aumentar el tiempo en que la máquina de falla 1 y 2 debe permanecer prendida y apagada de 2 a 3 semanas, tampoco afecta los grandes números.

Por último se realiza un caso modelando la lluvia con una CEGH diferente que permite realizar la simulación con series históricas en lugar de hacerlo con sintéticas. En este caso, los resultados son muy similares entre las dos máquinas, generando un incremento en la falla 1 y 2 respecto al caso base con probabilidad de excedencia de 5%, lo que podría explicarse por la imposición de mantener las máquinas prendidas. En el caso de la falla 3 y 4, pese a que el promedio de la energía permanece incambiado respecto a lo observado con series sintéticas, con probabilidad de excedencia de 5% se observa un incremento en la falla con una de las máquinas, al tiempo que se reduce esta falla con la otra máquina.

Gráfico 12. Energía de falla 1 y 2 acumulada con probabilidad de excedencia del 5% corrida con series históricas

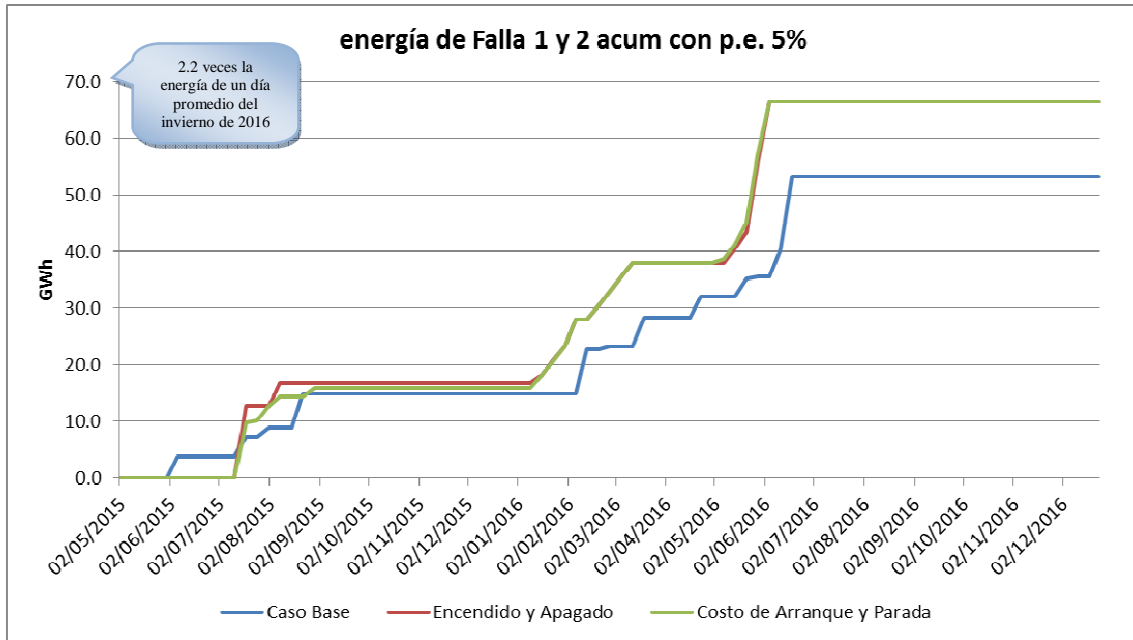
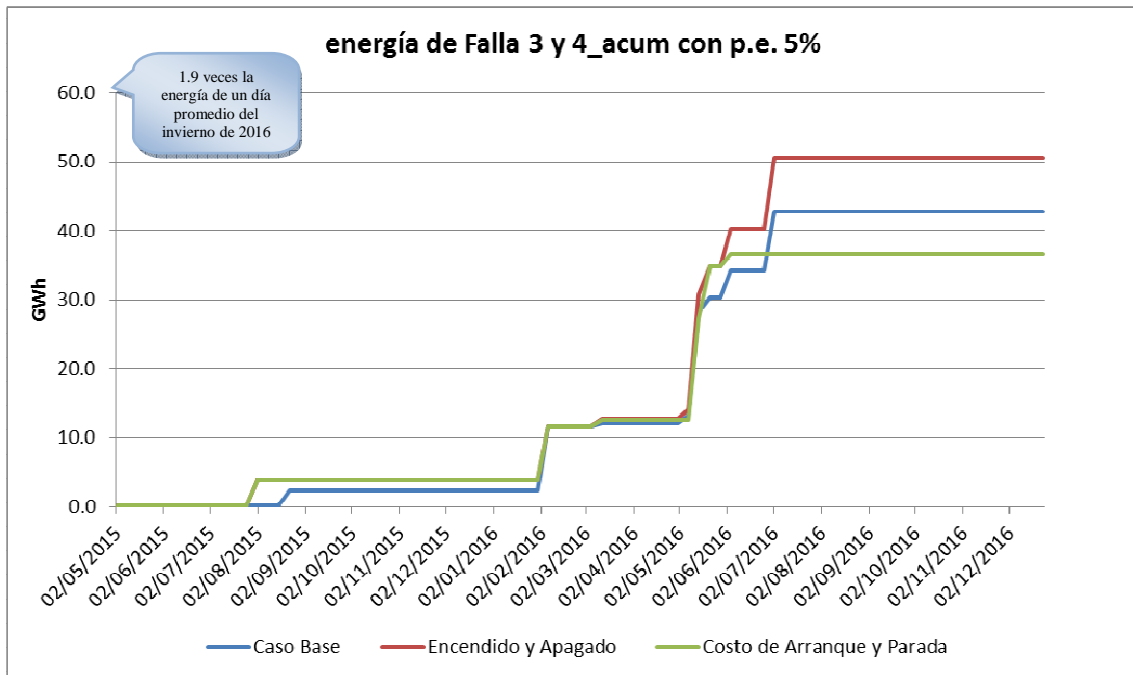


Gráfico 13. Energía de falla 3 y 4 acumulada con probabilidad de excedencia del 5% corrida con series históricas

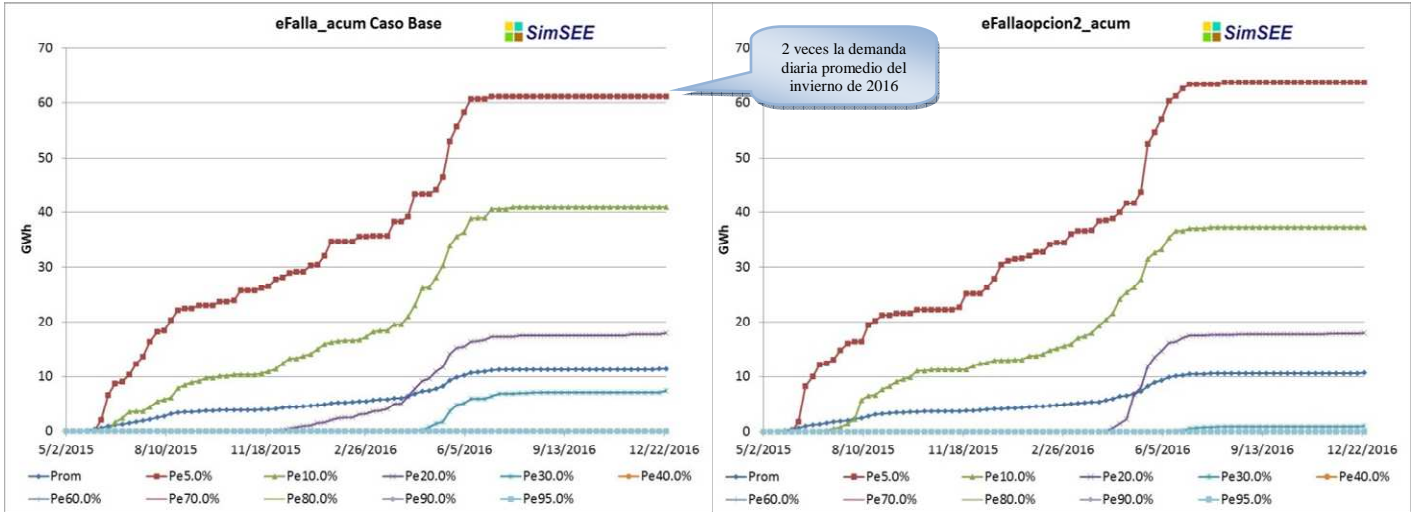


5 Posibles futuros trabajos.

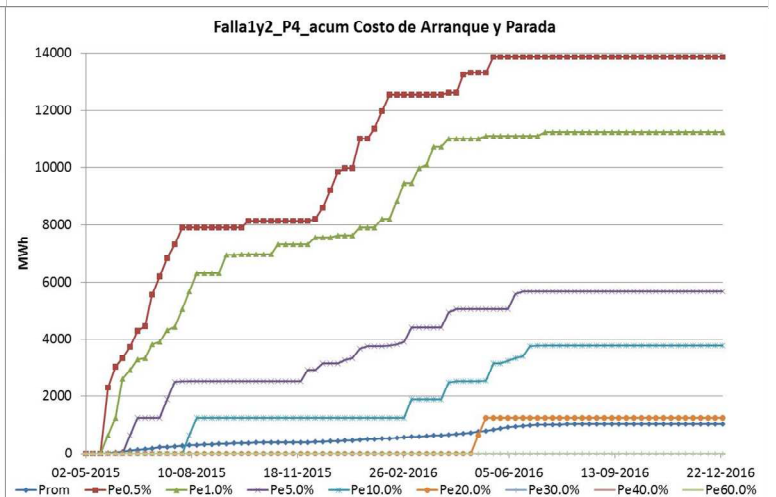
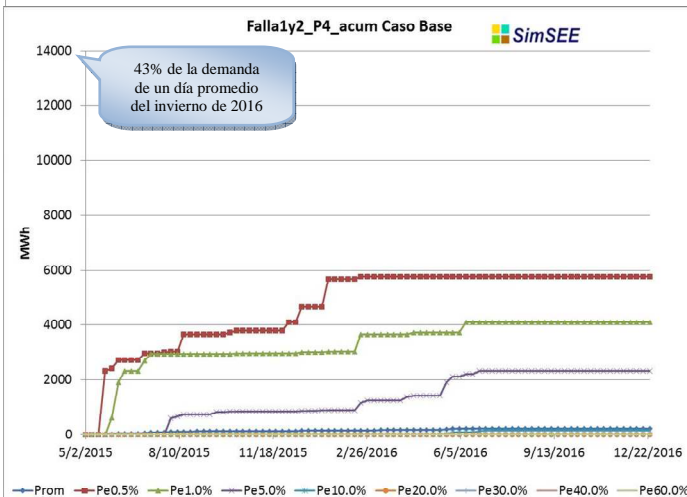
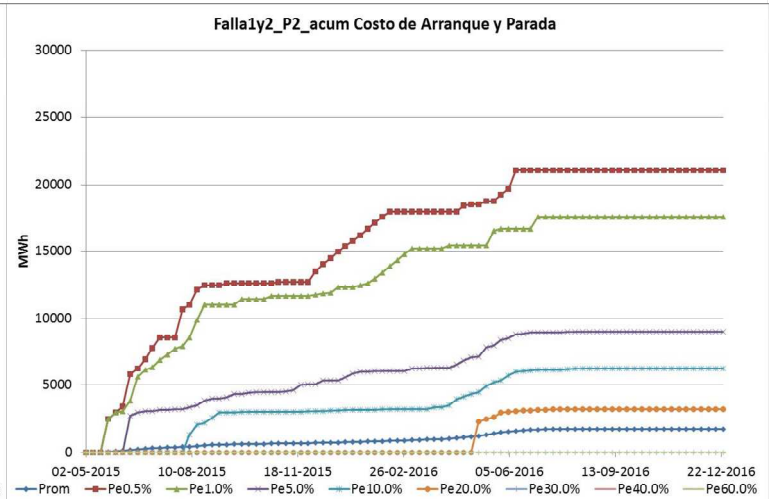
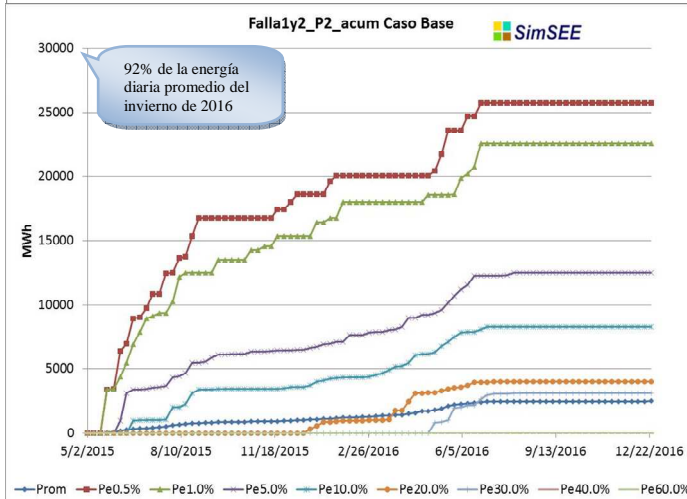
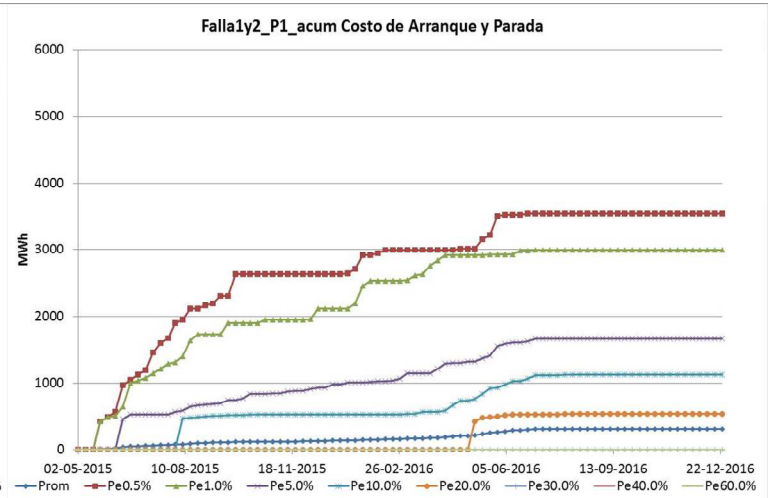
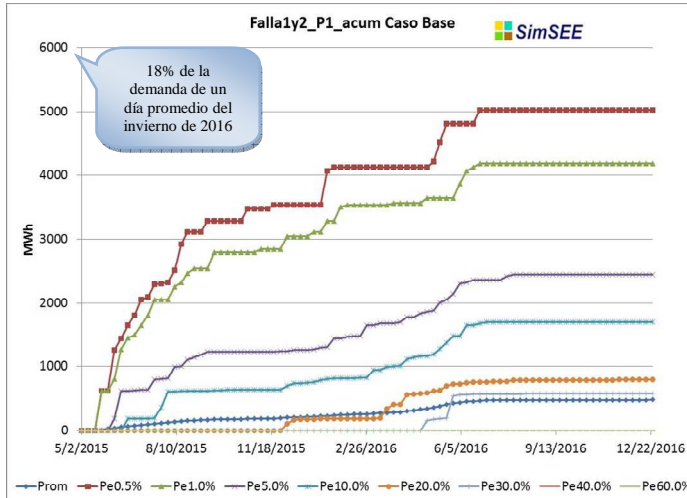
Entendemos que el presente trabajo podría ser un buen punto de partida para continuar estudiando alternativas al modelado de la falla. En particular, podría ser interesante continuar desarrollando algunas de las variantes presentadas aquí. Una que podría ser de gran interés, es estudiar cómo evoluciona la falla, si en lugar de imponerle a las diferentes máquinas dos semanas en cada estado, se le impone un período de tiempo más prolongado, por ejemplo un mes.

6 ANEXO

1. Energía de falla acumulada. Comparación caso base con máquina con encendido y apagado por paso de tiempo restringido.



2. Energía de falla por poste, en postes 1, 2 y 4 para el generador con costos de arranque y parada.



3. Síntesis de las hipótesis de la programación estacional de mayo – octubre del Despacho Nacional de Cargas:

Principales Hipótesis:

- Usar 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 considera una central de respaldo ante situaciones de emergencia (en caso de estar despachando falla) por lo tanto no se incluye en el modelado de las centrales disponible para el despacho óptimo.
- La 5ta y 6ta unidades de la Central Batlle están indisponibles, con perspectivas de continuar en esta situación por varios meses, no descartándose que continúen así por el resto del año. Esta indisponibilidad es relevante en cuanto a las perspectivas energéticas del sistema. Actualmente las Gerencias de Generación y Planificación de UTE están evaluando la situación de estas unidades a los efectos de proponer las acciones a tomar. Mientras no se tenga una definición se resuelve representar 5ta y 6ta indisponibles hasta la salida de los mantenimientos previstos en el PAM, luego de los cuales regresan al servicio con 50% de disponibilidad⁵.
- Dada la situación de los países vecinos, se modela el sistema sin intercambios hasta la semana 36 de 2016. A partir de ese momento se modela:
 - Brasil por Rivera: disponible fuera del invierno, 70MW con 90% de disponibilidad solo en los valles, a precio de PTA + 10%,
 - Brasil por Melo: seguimos el modelado en base a series crónicas en función de los PLDs del sistema Brasileiro:
 - 2016 con 200MW fuera del verano, 70% de disponibilidad y costo (Falla1 - 1) solo cuando el PLD en Brasil sea menor a 136 U\$\$/MWh
 - desde el 2017 idem pero con 300MW.
 - Argentina: fuera del verano y del invierno, con 200MW y 65% de disponibilidad a costo de (Falla 1 -1).
 - No se modela exportación, pero se identifican excedentes para una posible valoración de ingresos por exportación en la simulación.

La idea es no modelar recursos que no tienen aún definidos sus términos comerciales de explotación en base a conjeturas difíciles de sustentar. En cuanto aparezcan novedades se realizaría una reprogramación estacional incorporando al modelo los términos comerciales y técnicos que se hayan acordado.

Se utiliza la versión 1.05c_tranquera de SimSEE, con la representación de aportes hidráulicos la CEGH “CEGH_BPS50_PGT_04042014_y_cmoBRSUL_050711” que es una CEGH que tiene los deformadores de la CEGH de lluvias original (CEGH_BPS50_PGT_04042014) para las tres cuencas y tiene los deformadores de la CEGH “CEGH_BPS50_cmoBRSUL_050711” para los costos marginales de Brasil. Se realiza la simulación con crónicas sintéticas.

⁵ La 5ta unidad vuelve en mayo de 2016 y la 6ta en noviembre de 2015.

Se realizan dos casos, el caso 1 con costos variables fijos en las unidades térmicas para todo el período y un caso 2 con los costos variables indexados a un índice de volatilidad de petróleo. En el caso 2 el costo “variable combustible” se considera calibrado para un precio del barril de petróleo WTI de 56 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 entorno de la tendencia).

Demanda y Falla

Previsión de demanda

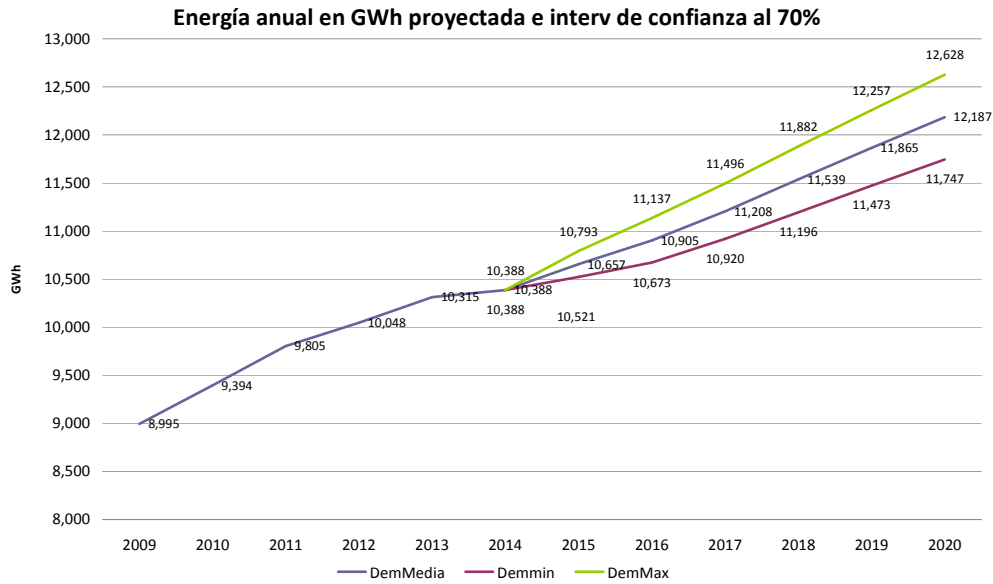
		Energías en GWh					
Año	Tipo	Escenario Base	Incremento	Escenario Bajo	Incremento	Escenario Alto	Incremento
2009	REAL	8,995	2.45%	8,995	2.45%	8,995	2.45%
2010	REAL	9,394	4.43%	9,394	4.43%	9,394	4.43%
2011	REAL	9,805	4.38%	9,805	4.38%	9,805	4.38%
2012	REAL	10,048	2.47%	10,048	2.47%	10,048	2.47%
2013	REAL	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	10,657	2.59%	10,521	1.28%	10,793	3.90%
2016	PREVISIÓN	10,905	2.33%	10,673	1.45%	11,137	3.19%
2017	PREVISIÓN	11,208	2.78%	10,920	2.31%	11,496	3.22%
2018	PREVISIÓN	11,539	2.96%	11,196	2.53%	11,882	3.36%
2019	PREVISIÓN	11,865	2.82%	11,473	2.47%	12,257	3.16%
2020	PREVISIÓN	12,187	2.72%	11,747	2.39%	12,628	3.02%

Los datos presentados corresponden a la última proyección del grupo de demanda de UTE, realizada en mayo de 2015 en base a una parametrización propia del modelo trimestral elaborado por CINVE para la DNE.

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

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

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



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	5517	208
Entre 2 y 7	15913	600
Entre 7 y 14.5	63120	2400
Entre 14.5 y 100	105200	4000

Tipo de cambio: 26,523
BCU interbancario vendedor al 14/05/2015

Combustibles

Proyección de precios

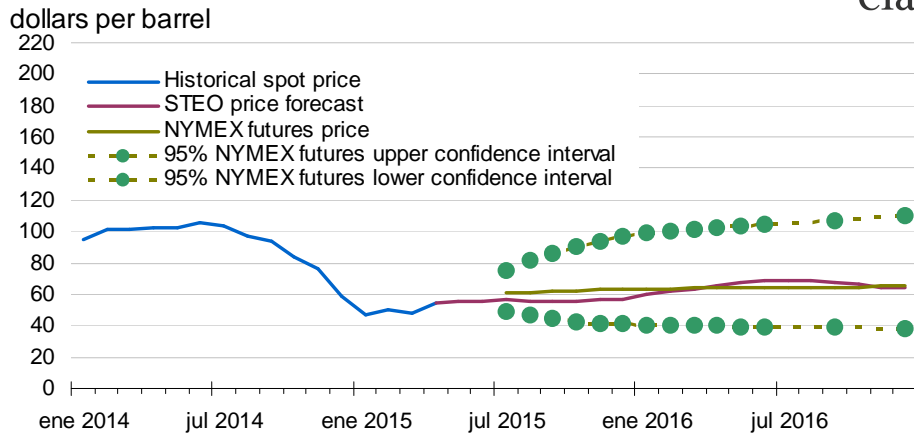
El pronóstico de precio del barril de petróleo se obtiene de la página de la EIA (US Energy Information Administration). Hoy el barril de crudo WTI se encuentra aproximadamente a 56 USD/barril. Se resuelve considerar un valor base de 56 USD/barril. Se supondrá disponibilidad nula de gas natural argentino 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:

REF WTI (US\$/Barril):		56	
Combustibles	US\$/m3	Densidad	US\$/T
Gasoil	547.3	0.845	647.7
Fueloil	383.2	1.030	372.0
Fueloil Motores	414.7	1.010	410.6

La referencia para el valor del crudo Brent se estima en el entorno de 5 US\$/barril por encima del WTI, según valores actuales.

West Texas Intermediate (WTI) Crude Oil Price



Note: Confidence interval derived from options market information for the 5 trading days ending May, 2015. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options contracts. Source: Short-Term Energy Outlook, May 2015.

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, no se representa disponibilidad de G.N.

Combinación de casos a analizar - demanda/combustible

Se realizará un solo caso correspondiente a un incremento en la demanda de 2015 igual a 2.59% y con un precio WTI de 56 USD/barril.

Parque térmico

Datos técnicos.

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

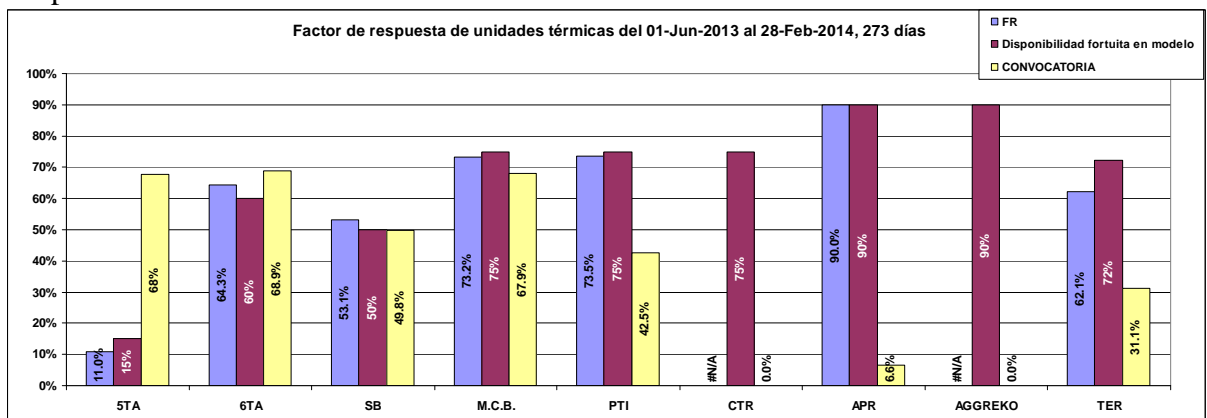
Ciclo Combinado: Se considera la planta de ciclo combinado a instalar en Punta del Tigre según datos de UTE (en la semana 23 de 2016 se espera la entrada en servicio de la primera turbina(177 MW), quedando para la semana 36 de 2016 el ingreso al sistema de la segunda turbina (177MW) y la combinación del ciclo para la semana 23 de 2017 - 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 - se prevé en la semana 23 de 2017).

Una central de APR se modela disponible hasta la entrada la primera turbina del Ciclo Combinado y las dos centrales de APR restantes hasta la entrada de la segunda.

Coefficiente de disponibilidad de las unidades generadoras:

- En cuanto a las unidades de generación hidráulicas se propone mantener los valores estándar utilizados en programaciones anteriores, 99%.
- Dado que en el verano de 2015 el tiempo de convocatoria de las unidades térmicas fue casi nulo, debido a la alta hidraulicidad, se decide utilizar el mismo período que se usó para calcular los valores de factores de respuesta para el PAM Abril-Setiembre 2015.

En rojo se muestran los valores propuestos para uso en los modelos como disponibilidad fortuita, salvo para el caso de las unidades turbo vapor de Central Batlle que se consideran indisponibles hasta la ejecución de los mantenimientos mayores, regresando a la operación con 50% y 60% para CB5 y CB6 respectivamente.



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

	CBO Motor es	Punta del Tigre	CTR La Tabla da	APR A	APR B y C
Coef de Disponibilidad (%)	75%	75%	75%	90%	90%

Unidades de Generación Térmica de UTE

En la figura siguiente se indica el plan de mantenimiento programado sugerido para el período abril 2015- diciembre 2016 de las unidades térmicas de UTE, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- La 5ta unidad de Central Batlle se modela indisponible hasta el mantenimiento mayor de marzo-mayo de 2016. Vuelve con una disponibilidad de 50%.
- La 6ta unidad de Central Batlle se modela indisponible hasta el mantenimiento mayor de setiembre-noviembre de 2015, volviendo al servicio con disponibilidad de 60%.

Se da de baja la Sala B de central Batlle desde el inicio de la corrida por considerarse una central de respaldo ante situaciones de emergencia.

Parque hidráulico

Centrales hidráulicas del Río Negro

Los trabajos previstos sobre las unidades hidráulicas, 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).

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	Liderdat	ERT (Fenirol)	Bioener	Alur	Wayerhae user	Galofer	Ponlar	200 MW Biomasa: Montes del Plata	200 MW Biomasa: 1ra etapa	UPM	Arboreto (Lanas Trinidad)	Lumiganor
UBICACIÓN	MALDONADO	PAYSANDÚ	TACUAREMBÓ	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		2017		2014	2016
SEMANA DE INICIO	48	28	48	15	45	9	35	13		11		14	1
POTENCIA DISPONIBLE MW	1.0	4.9	8.8	11.5	5.0	5.0	12.5	7.0		40.00	30.00	0.60	20.00
FACTOR DE UTILIZACIÓN	15%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%		70%	100%	70%	70%
AÑO COMIENZO			2015	2015	2012	2015	2015			2017	2015	2014	2015
SEMANA COMIENZO			42	39	18	37	38			11	42	14	1
AÑO FIN			2015	2015	2015	2015	2015			2018	2015	2015	2018
SEMANA FIN			42	41	52	38	38			11	43	14	27
POTENCIA DISPONIBLE			0	0	5.0	0	0			40	0	0.6	10
FACTOR DE UTILIZACIÓN			0%	0%	40%	0%	0%			50%	0%	50%	70%

Montes del Plata:

Según información recibida se representa de la siguiente manera:

50 MW hasta la semana 14 de 2015.

60 MW hasta la semana 24 de 2015, luego pasa a 70MW.

EOLICA (actualización a mayo de 2015 según datos de UTE):

EXISTENTES			
Parque	Año	Semana	POTENCIA
AGROLAND	2008	18	0.25
CARACOLES 1	2009	6	10
CARACOLES 2	2010	25	10
CUCHILLA DEL PERALTA I	2014	19	50
ENGRAW	2012	48	3.6
JUAN PABLO TERRA	2014	36	30
JUAN PABLO TERRA	2014	38	34.8
LUZ DE LOMA	2014	35	20
LUZ DE MAR	2014	35	18
LUZ DE RIO	2014	30	50
MINAS I	2014	35	42
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	2009	48	4
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	2014	35	50
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	2014	29	7.75
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	2008	29	7.8
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	2011	14	17.2
PARQUE EÓLICO MALDONADO	2014	14	50
SANTA FE	2013	30	0.9
TALAS DEL MACIEL II	2015	1	50
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	2015	17	65.1
TOTAL			521.4
EXPANSION			
Parque	Año	Semana	POTENCIA
con participación de UTE			
ARIAS	2017	1	35
ARIAS	2017	12	36
PALOMAS	2016	31	35
PALOMAS	2017	1	36
PAMPA	2016	26	70
PAMPA	2016	35	70
VALENTINES	2016	35	35
VALENTINES	2016	47	35
PRIVADOS			
MELOWIND	2015	31	25
MELOWIND	2015	43	25
PARQUE CERRO GRANDE	2016	29	25
PARQUE CERRO GRANDE	2016	41	25
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	2015	33	25
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	2015	35	25
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	2015	36	20
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	2015	38	20
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	2016	22	25
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	2016	34	25
PARQUE EÓLICO KIYÚ	2015	30	24
PARQUE EÓLICO KIYÚ	2015	42	24.6
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	2016	1	25
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	2016	12	25
PERALTA 1 GCEE	2015	28	25
PERALTA 1 GCEE	2015	30	25
PERALTA 2 GCEE	2015	35	25
PERALTA 2 GCEE	2015	44	25
TALAS DEL MACIEL I	2015	26	50
Al Spot			
Julieta	2015	30	4
Rosario	2015	31	9
Ventus 1	2015	27	9
18 de Julio	2016	3	10
Villa Rodriguez	2016	3	10
María Luz	2016	1	10

FOTOVOLTAICA:

Se espera tener 60 MW disponibles a partir del 14/07/2015 (proyectos en fondo oscuro en la tabla que sigue). Luego aumentarían a 225 MW el 15/10/2015. A continuación se presenta una tabla con los proyectos considerados.

Central Generadora	Agente Generador	Pot. Instalada (MW)	Situación firma de Contrato (*)
LA JACINTA	JACINTA Solar Farm (ex Fotowatio)	50	Firmó Contrato 30/6/2014
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16	Firmó Contrato 9/10/2014
EL NARANJALA	COLIDIM S.A.	25	Firmó Contrato 9/10/2014
EL NARANJAL B	COLIDIM S.A.	25	Firmó Contrato 9/10/2014
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A. (Young)	20	Firmó Contrato 13/10/2014 (**)
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A. (Arapey)	10	Firmó Contrato 13/10/2014 (***)
SET ARTIGAS	ALTO CIELO (ex GIACOTE S.A.) (Artigas)	5	Firmó Contrato 13/10/2014
SET TOMÁS GOMENSORO	ALTO CIELO (ex GIACOTE S.A.) (T. Gomensoro)	5	Firmó Contrato 13/10/2014
SET RIVERA	ALTO CIELO (ex GIACOTE S.A.) (Rivera)	5	Firmó Contrato 13/10/2014
SET TECUAREMBÓ	ALTO CIELO (ex GIACOTE S.A.) (Tacuarembó)	5	Firmó Contrato 13/10/2014
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5	Firmó Contrato 13/10/2014 (****)
NATELU	NATELU S.A.	9.5	Firmó Contrato 13/10/2014 (****)
CASALCO	CASALCO S.A.	1.75	Firmó Contrato el 12/08/2014 (*)
RADITON	RADITON S.A.	8	Firmó Contrato el 12/08/2014 (*)
DICANO	DICANO	11.25	feb.2013- conv firmó agosto 2013
FENIMA	FENIMA	9.5	
PETILCORAN	PETILCORAN	9.5	

Comercio internacional

Importación Contingente:

Dada la situación de los países vecinos, en el caso base se modela el sistema sin intercambios hasta la semana 36 de 2016. A partir de ese momento se modela tal como se detalla a continuación.

Modelado de Importación

Optimización y simulación

- **Importación Argentina:**
Fuera de las semanas 48 a 10 (verano) y semanas 18 a 40 (invierno).
200MW a Costo Variable como falla1 – 1 U\$\$/MWh (el valor de falla 1 se establece como el de CTR+10%).
65% de disponibilidad en todos los postes de demanda.
- **Importación Conversora Melo:**
Se modela en base a series crónicas en función de los PLDs del sistema Brasileiro.
Hasta fines de 2016 fuera de las semanas 48 a 10 (verano).
70% de disponibilidad.
200MW a Costo Variable como falla1 – 1 U\$\$/MWh (el valor de falla 1 se establece como el de CTR+10%) solo cuando el PLD en Brasil sea menor a 136 U\$\$/MWh
A partir de 2017 idem pero con 300MW.
- **Importación a través de Conversora de Rivera**
Semanas 1 a 17 y 41 a 52 en horas valle (poste 4)
70 MW a costo de PTA +10%
90% de disponibilidad

Exportación

Optimización: no disponible

Simulación: Se permite sólo la exportación de excedentes de energía hidráulica no embalsable y eólica en las siguientes condiciones:

Potencia máxima de exportación, 500 MW en todos los postes. Precio 1 US\$/MWh. La idea se identificar excedentes para una posible valoración de ingresos por exportación en la simulación.

Simulación: Cotas de inicio y otros

- Semana inicio 20/2015 (16/05/2015).
- Cotas de inicio
Terra: 76.4 m (estimada)
- **Resultados Período de Simulación:** Semanas 20/2015 a 43/2015.
- **Período de Optimización:** 2015-2018
- **Versión de Programa SimSEE:** 105c_Tranquera

Notas:

- Se valoriza la generación distribuida de biomasa y los autoprodutores a 90 US\$/MWh.
- Se valoriza la generación eólica a 80 US\$/MWh.
- Se valoriza la generación solar a 93 US\$/MWh.
- Los escalones de falla se valoran según decreto vigente.
- Se valoriza la exportación a 10 US\$/MWh.
- En la tabla anterior los costos fijos se estiman según los siguientes datos:
 - Costo convertora Rivera = 0.215 MU\$ * cantidad de meses.
 - Costo APR (250 MW) = 0.55 MU\$ * 10 turbinas * cantidad de meses.