

VALORIZACIÓN DE LA CONGESTIÓN DE LA RED PARA LA INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA

José Munsch y Andrea Pizzini

Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.

Julio 2012

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.

1 Objetivo.

La tendencia creciente de la energía eólica en proyecto de conectarse al sistema eléctrico uruguayo plantea la incógnita de hasta qué punto es conveniente la instalación masiva de esta generación, cuando se alcanzan niveles tan altos que llegan a congestionar la red de transmisión involucrada en la evacuación de dicha generación. Estudios previos realizados por UTE advierten que la red tiene algunos cuellos de botella que impedirían aprovechar en algunos escenarios el 100 % de la energía eólica generada. En particular se resaltan las líneas de 150 kV Bonete – Montevideo y Bonete – Palmar. Ver figura 1.

Este trabajo tiene por objetivo comparar el beneficio para el sistema de aumentar la generación eólica conectada al sistema, con el aumento de costo producido por la congestión de la red y el consecuente corte de esta generación y el despacho de centrales de generación de costos naturalmente mayores.

Esto lleva naturalmente a analizar el beneficio para el sistema de realizar ampliaciones en la red de transmisión para dar camino a esta generación, y cómo estas ampliaciones repercuten en el despacho óptimo del sistema.

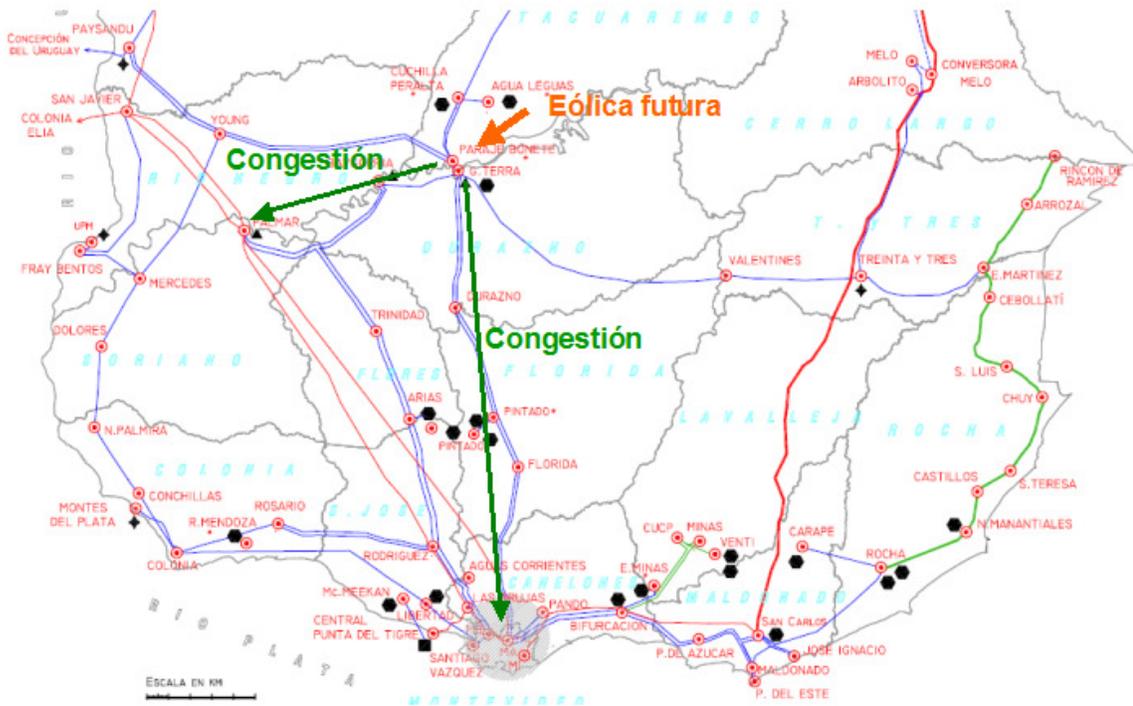


Figura 1- Problemática de la red.

2 Hipótesis de trabajo.

Para construir las salas utilizadas en este trabajo, se partió de la sala “original” *PlanUY_2012_2030.ese*.

Esta sala consta únicamente de 3 nodos:

- Montevideo
- Rivera
- Melo

Los nodos están relacionados por los arcos¹:

- Montevideo ↔ Rivera:
 - Potencia máxima: 100 MW
 - Rendimiento arco: 0.89
 - Peaje: USD/MWh 30
 - Factor de disponibilidad: 0.99
 - Tiempo de reposición: 24 horas

¹ Las flechas ↔ indican que cada conjunto de nodos se vinculan mediante dos arcos de iguales características, uno en un sentido y otro en el contrario.

- Montevideo \leftrightarrow Melo:
 - Entrada en servicio en 2014
 - Potencia máxima: 500 MW
 - Rendimiento arco: 0.95
 - Peaje: USD/MWh 30
 - Factor de disponibilidad: 0.99
 - Tiempo de reposición: 24 horas

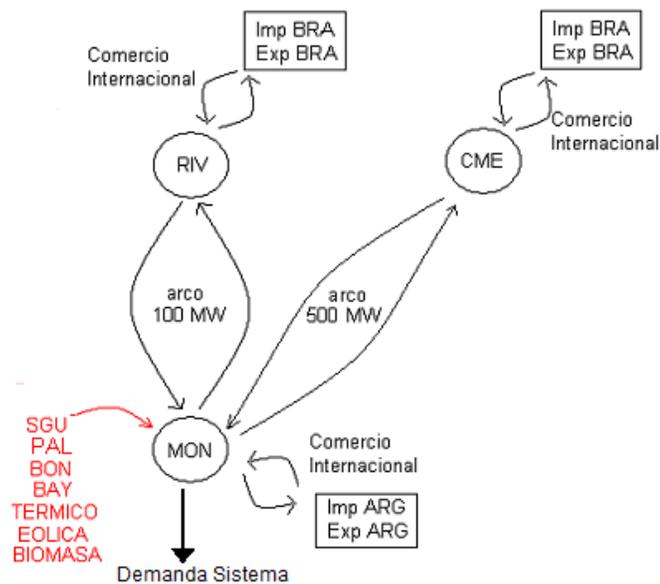


Figura 2- Sala original.

Las salas consideradas en este trabajo, introducen nuevos actores y algunas modificaciones a la sala original.

Los nuevos actores se detallan a continuación.

Nuevos nodos:

En primera instancia se agregó un único nodo a la sala, el nodo Bonete.

Nuevos arcos:

Los arcos originales entre Rivera y Montevideo se sustituyen por los nuevos arcos²:

- Bonete \leftrightarrow Rivera
- Bonete \leftrightarrow Montevideo

² Estos arcos son de iguales características que los arcos originales Rivera \leftrightarrow Montevideo.

Características de los arcos Bonete $\leftarrow \rightarrow$ Montevideo:

Rendimiento de los arcos:

$$\mu = 1 - \frac{I^2 R}{P}$$

Para calcular el rendimiento se consideró la resistencia de una línea de transmisión³ de 225 km (30.15 Ω). La potencia se consideró igual a 100 MW, y la corriente resulta igual a 385 A (para 150 kV).

El rendimiento resulta igual a 0.9553 pu.

Se considera que este arco tiene peaje cero.

La capacidad del arco Bonete \rightarrow Montevideo se varía a lo largo de este trabajo.

En las siguientes secciones se describen las demás modificaciones introducidas en la sala original.

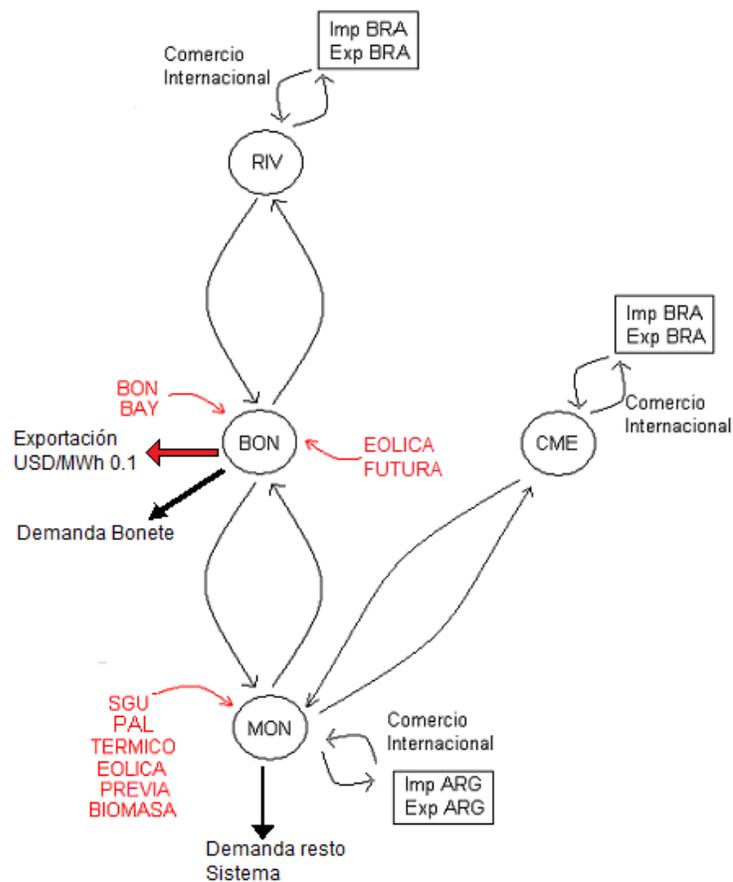


Figura 3- Sala original con modificaciones.

³ Conductor Hawk.

2.1 Proyección de la Demanda

Se tomó la proyección de energía para el sistema dada en la sala *PlanUY_2012_2030.ese*, la cual parte en el año 2009 con una energía igual a 9 GWh y que para el año 2025 alcanza los 18 GWh, con una tasa de crecimiento anual de aproximadamente 3 %.

Esta demanda, concentrada en el nodo Montevideo en la sala original, se divide para los estudios realizados en dos demandas, concentradas en los nodos Montevideo y Bonete (nuevo nodo creado para la realización de los estudios). Al nodo Bonete se le asocia el 8.4 % de la demanda total del país⁴. El resto se deja concentrado en Montevideo.

Además de la demanda del país repartida en estos dos nodos, se considera en las salas la demanda del gran cliente Aratirí, la cual se deja conectada al nodo Montevideo en todas las salas.

Esta demanda está disponible en la simulación a partir de 2015, con un consumo diario promedio de 200 MW.

2.2 Expansión de la generación

En la sala original, toda la generación del sistema (térmica, hidráulica, biomasa, eólica) se encuentra concentrada en el nodo Montevideo.

Para el estudio se mantuvo la expansión de generación considerada en la sala original *PlanUY_2012_2030.ese*, aunque se modificó su ubicación.

La generación térmica consiste básicamente en las máquinas ubicadas en Central Batlle, la Central Térmica de Respaldo y la Central Punta del Tigre, que funcionan a gas oil y/o fuel oil. En 2014, la Central Punta del Tigre pasa a funcionar con gas natural, y entre 2014 y 2015 queda disponible una nueva central, de Ciclo Combinado de 540 MW a gas natural. También se consideran un conjunto de generadores en base a biomasa (80 MW de generación existente desde el inicio de la simulación y 200 MW adicionales que se instalan para el 2014).

La generación hidráulica consiste en las Centrales Salto Grande, Baygorria, Bonete y Palmar. Todas disponibles desde el inicio y durante todo el período de la simulación.

La generación eólica se modela como 4 grandes parques:

- *Eólico_L0*: Se compone de 40 MW disponibles desde el inicio de la simulación y 40 MW adicionales en 2013.
- *Eólico_L1*: 150 MW para el 2014.
- *Eólico_L2*: 200 MW para el 2014.
- *Eólico*: 200 MW para 2013 y aumenta gradualmente hasta 2400 MW en 2025.

Básicamente la mayor expansión de generación eólica, concentrada en los parques eólicos *Eólico_L1*, *Eólico_L2* y *Eólico*, se trasladan para el nuevo nodo Bonete, junto con la generación de las centrales hidráulicas de Baygorria y Bonete.

⁴ Para obtener este porcentaje se consideró la proyección de la demanda estación por estación realizada por UTE, y se calculó el “peso” de la demanda de las estaciones del centro del país. A saber, se consideraron las estaciones Florida, Mercedes, Paysandú, Bonete, Trinidad, Young y Durazno.

2.3 Comercio Internacional

Tanto en la sala original como en las salas consideradas en el estudio, el intercambio comercial (importaciones y exportaciones) con Argentina se modela conectado al nodo Montevideo.

- La exportación está limitada a 2 GW.
- La importación está limitada a 100 MW.

El intercambio comercial (importaciones y exportaciones) con Brasil a través de la convertora de Rivera se encuentra concentrado en el nodo Rivera y el intercambio a través de la convertora de Melo se encuentra concentrado en el nodo Melo.

El intercambio con Brasil se modela como spot-postizado. Los límites a las importaciones y exportaciones oscilan entre 50 MW y 70 MW dependiendo del poste en el caso de Rivera y está limitado a 500 MW en el caso de Melo. Adicionalmente, esta última se considera disponible a partir del 2013.

Adicionalmente al comercio internacional con Argentina y Brasil, cuyo modelo se mantiene igual al dado en la sala original, en el nodo Bonete se introduce un nuevo agente exportador, que compra energía a 0.1 USD/MWh.

Este nuevo actor fue introducido en las salas analizadas, con el objetivo de canalizar por allí la generación que eventualmente pueda “sobrar” en el nodo Bonete, por no poder ser transmitida por el arco Bonete→Montevideo a causa de la saturación de su capacidad.

Esto fue realizado con la finalidad de:

- Considerar en las simulaciones el costo de la energía no servida de los parques eólicos, actores a quienes se les debe pagar todo lo que produzcan, sin importar la situación del sistema y sus arcos.
- Cuantificar en las simulaciones la energía generada en el nodo Bonete que no pudo ser despachada.

2.4 Precio de los combustibles.

No se introdujeron modificaciones a la sala original *PlanUY_2012_2030.ese*.

Los precios de la generación con fuel oil y gas oil se ajustan con el índice iWTI.

Los precios de la generación con gas natural y biomasa tienen sus propios índices de ajuste.

2.5 Costos de falla.

No se introdujeron modificaciones a la sala original *PlanUY_2012_2030.ese*.

El costo de falla de la demanda del sistema, repartida entre los nodos Montevideo y Bonete, tiene los siguientes escalones:

- Profundidad 0.05 pu: 250 USD/MWh.
- Profundidad 0.075 pu: 400 USD/MWh.
- Profundidad 0.075 pu: 1200 USD/MWh.
- Profundidad 0.8 pu: 2400 USD/MWh.

El costo de falla de la demanda de Aratirí tiene solo un escalón de profundidad 1 pu de 500 USD/MWh.

3 Metodología.

Este trabajo consistió en la comparación de los resultados obtenidos en las simulaciones de largo plazo realizadas sobre las diferentes salas consideradas.

Para cada sala simulada se compararon el costo esperado de operación actualizado, la generación por fuente en valores esperados, la diferencia de costos marginales Montevideo-Bonete, el costo de congestión del arco Bonete→Montevideo, la generación de potencia eólica semanal media, la generación de potencia hidráulica semanal media en Bonete, la potencia exportada a USD/MWh 0.1 en Bonete, el costo de abastecimiento de la demanda acumulado y la diferencia de costos marginales Montevideo-Bonete.

Además, se comparó el beneficio de disponer de la generación eólica ampliando el sistema de transmisión, con el costo de la inversión involucrada.

4 Resultados del estudio

4.1 Sala 1: Capacidad Arco 10 GW

En esta sala se consideró el arco entre Bonete y Montevideo con una capacidad de 10 GW desde el inicio de la simulación, de manera que no haya límites al flujo de potencia por el mismo.

Costo esperado de operación actualizado: MUSD 5070 (tasa de descuento anual: 12 %).

Generación por fuente, valores esperados:

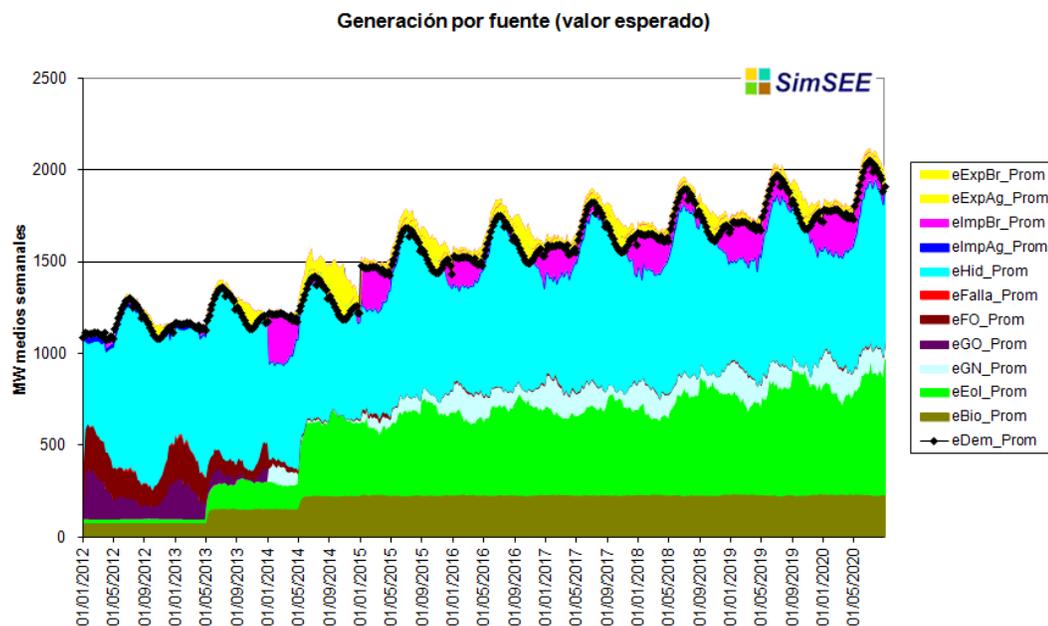


Figura 4

Diferencia de costos marginales Montevideo-Bonete:

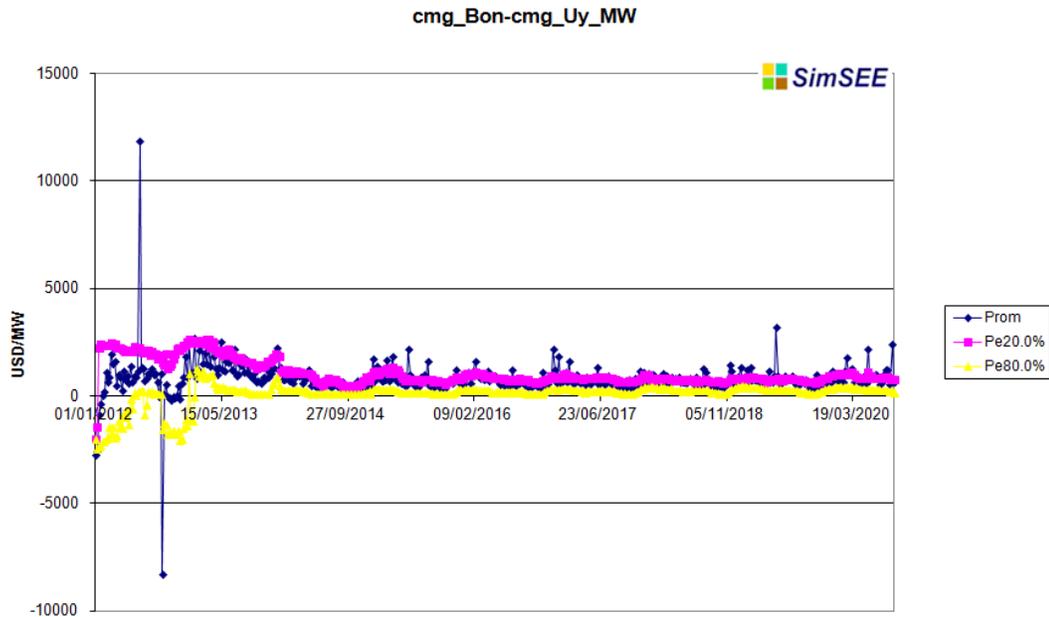


Figura 5

Costo de congestión arco Bonete→Montevideo:

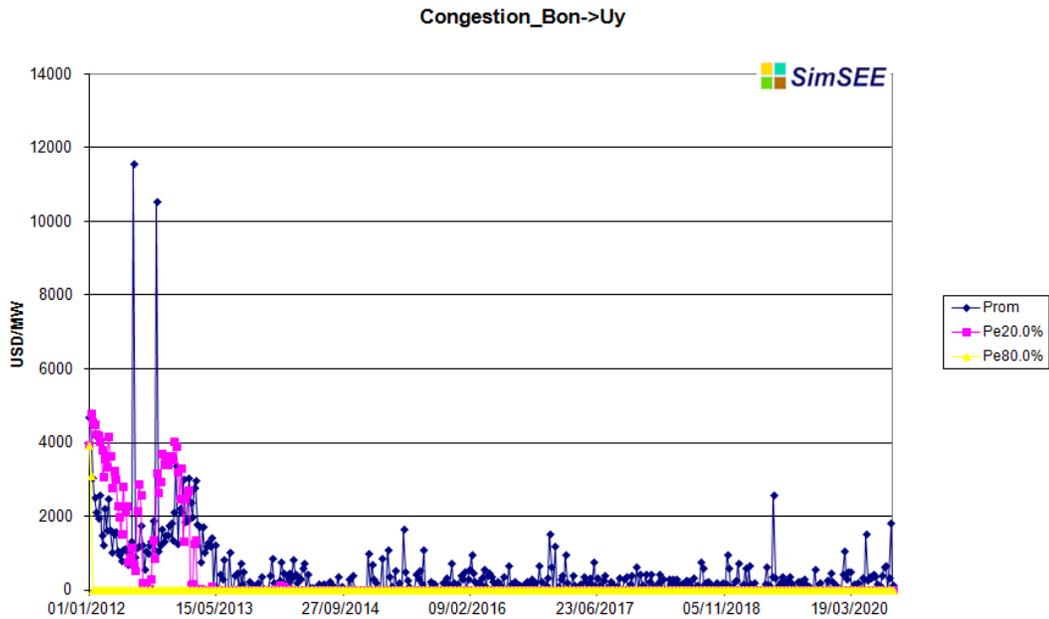


Figura 6

Potencia eólica semanal media:

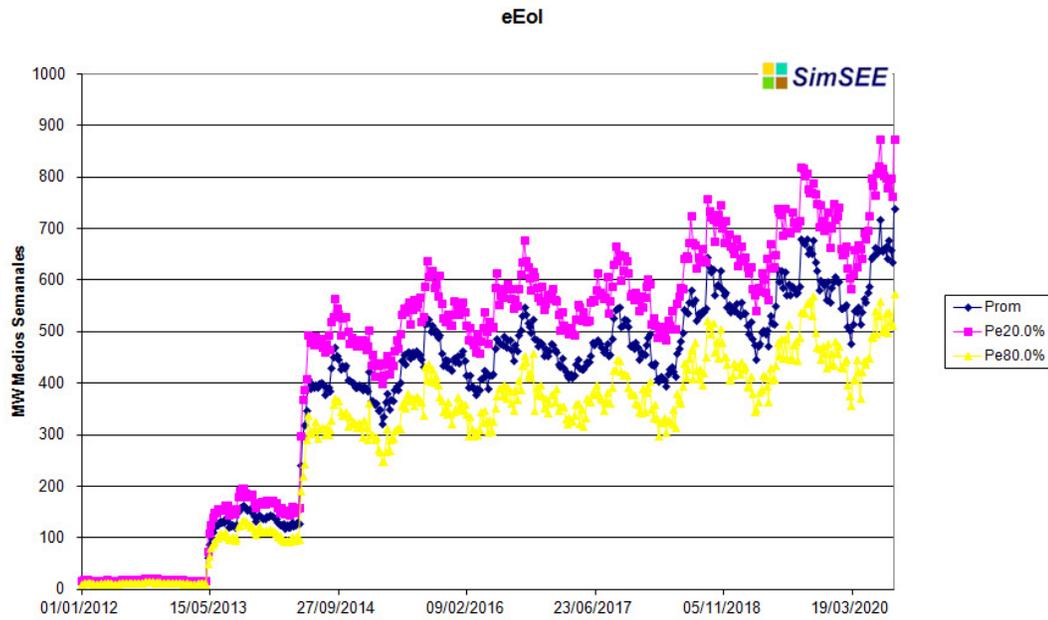


Figura 7

Potencia hidráulica semanal media en Bonete:

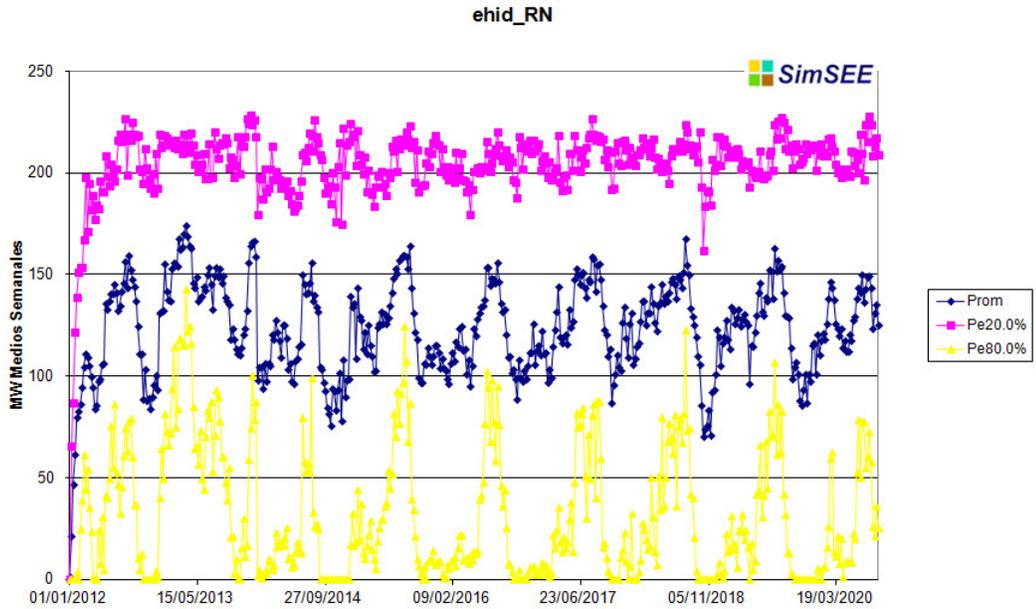


Figura 8

Potencia exportada a USD/MWh 0.1 en Bonete:

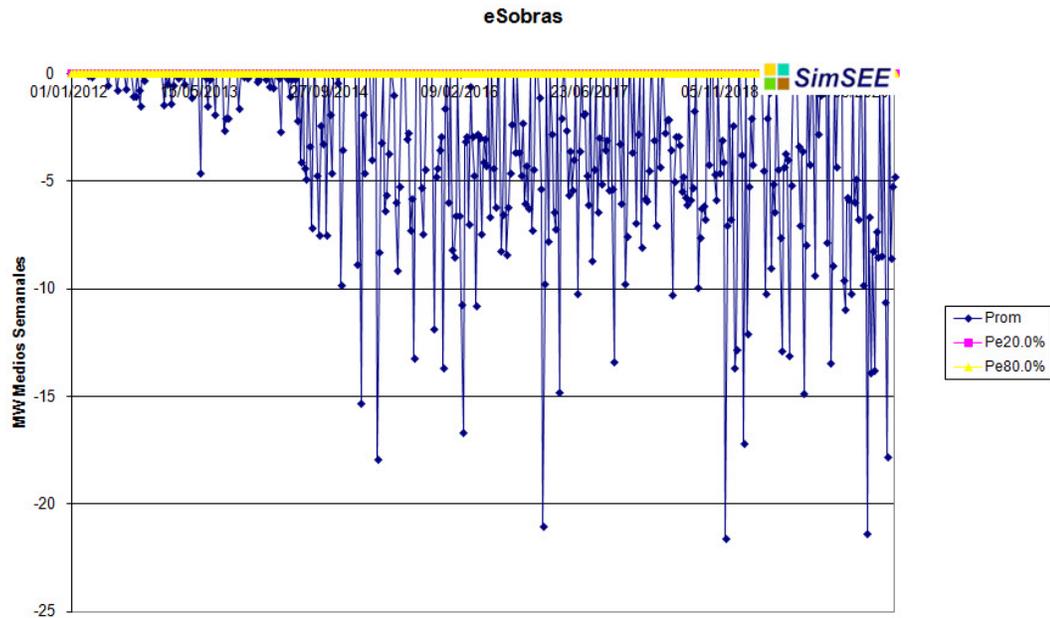


Figura 9

Costo abastecimiento demanda acumulado:

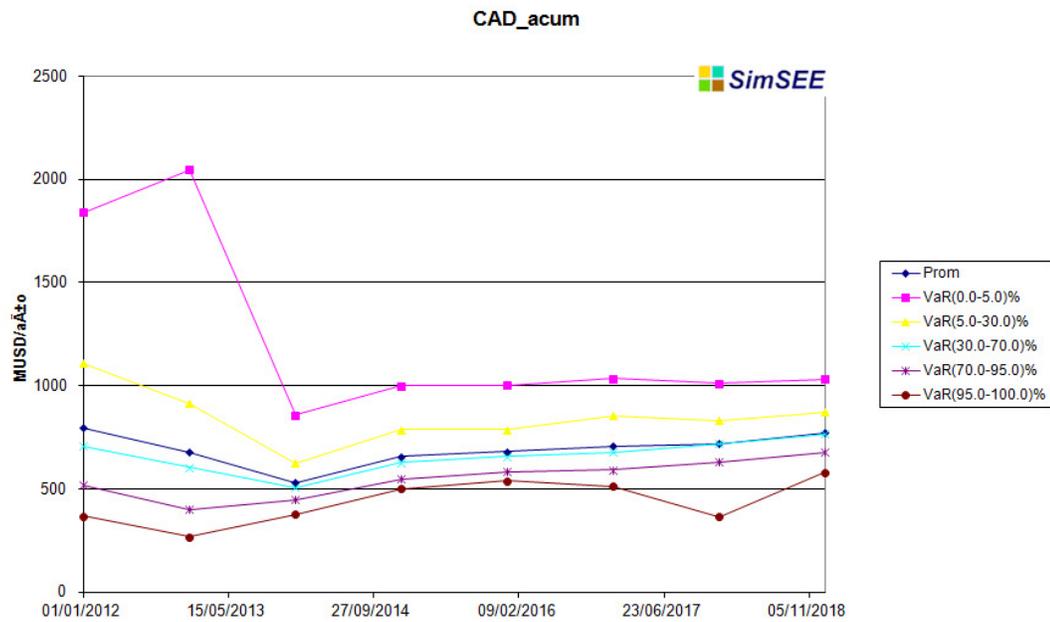


Figura 10

4.2 Sala 2: Capacidad Arco 300 MW

En este caso se consideró el arco entre Bonete y Montevideo con una capacidad de 300 MW desde el inicio de la simulación, de manera de acercarnos al caso “real” en el que se tienen tres vínculos de 150 kV de 100 MW que “saturan” (doble terna entre Bonete y Montevideo y simple terna entre Bonete y Palmar).

Costo esperado de operación actualizado: MUSD 5862 (tasa de descuento anual: 12 %).

Generación por fuente, valores esperados:

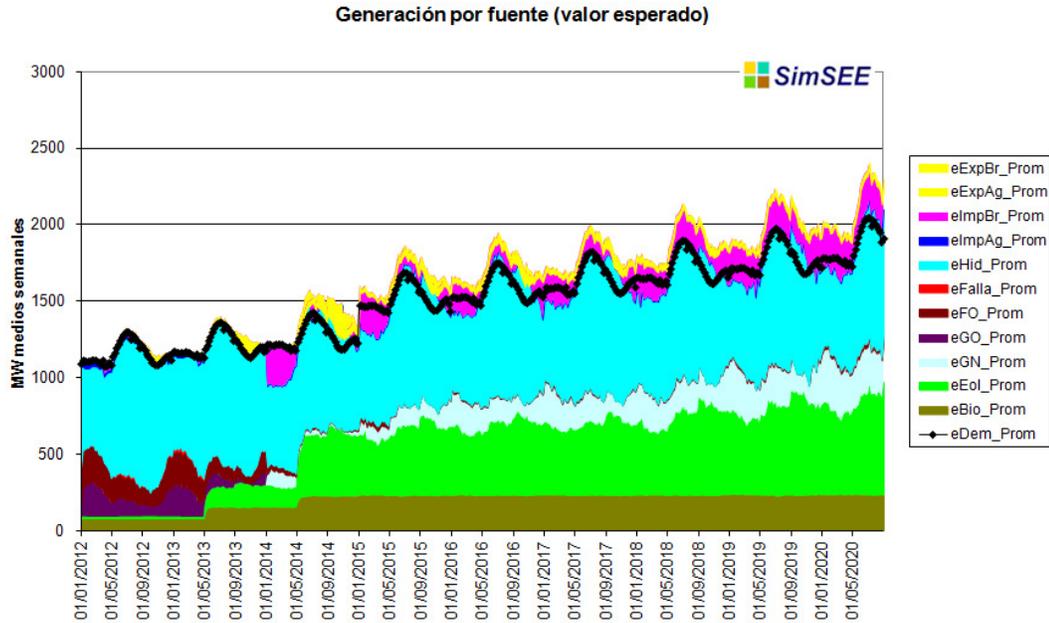


Figura 11

Diferencia de costos marginales Montevideo-Bonete:

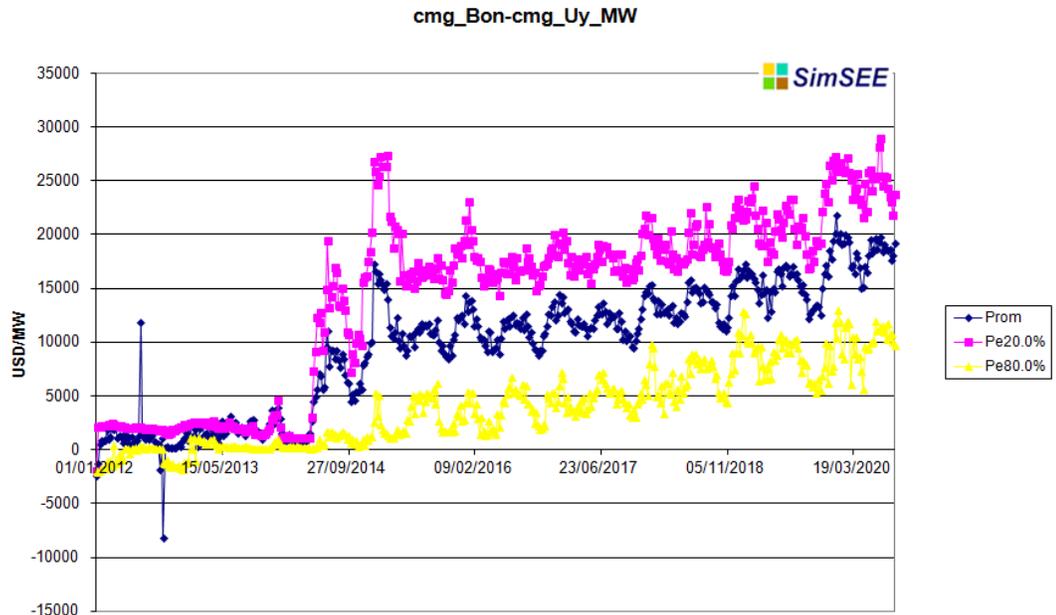


Figura 12

Costo de congestión arco Bonete→Montevideo:

Congestion_Bon->Uy

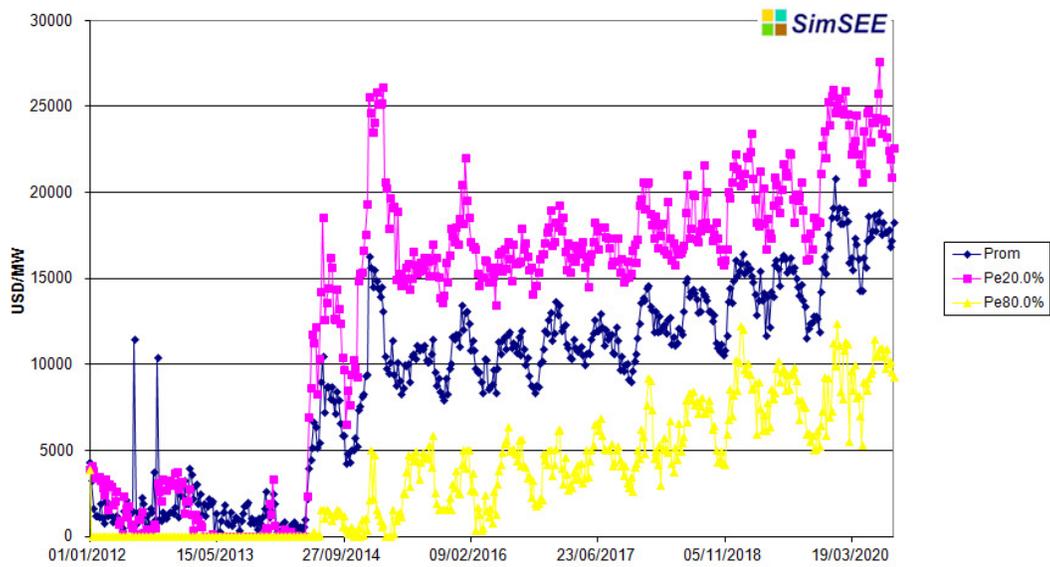


Figura 13

Potencia eólica semanal media:

eEol

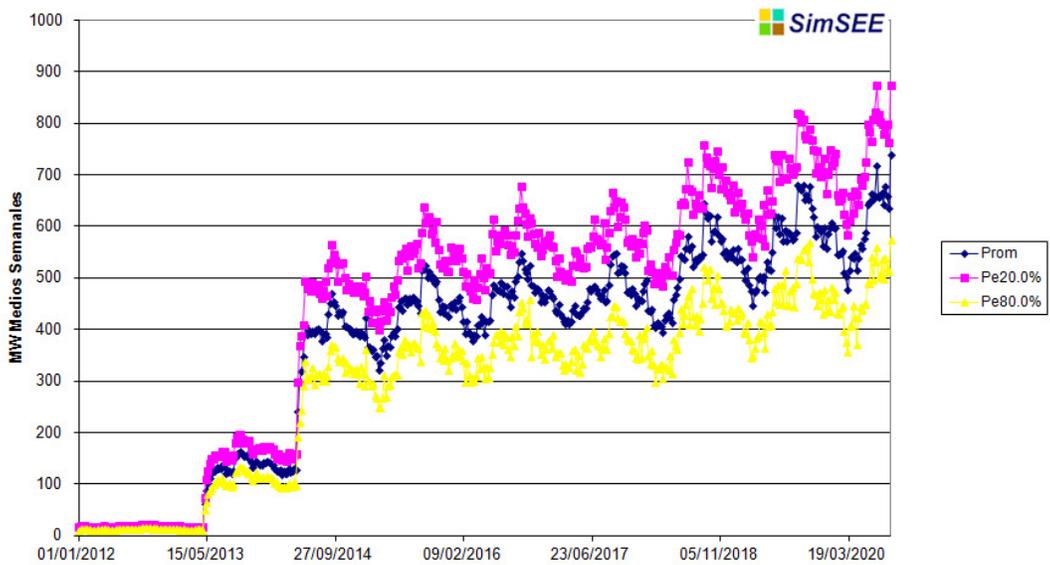
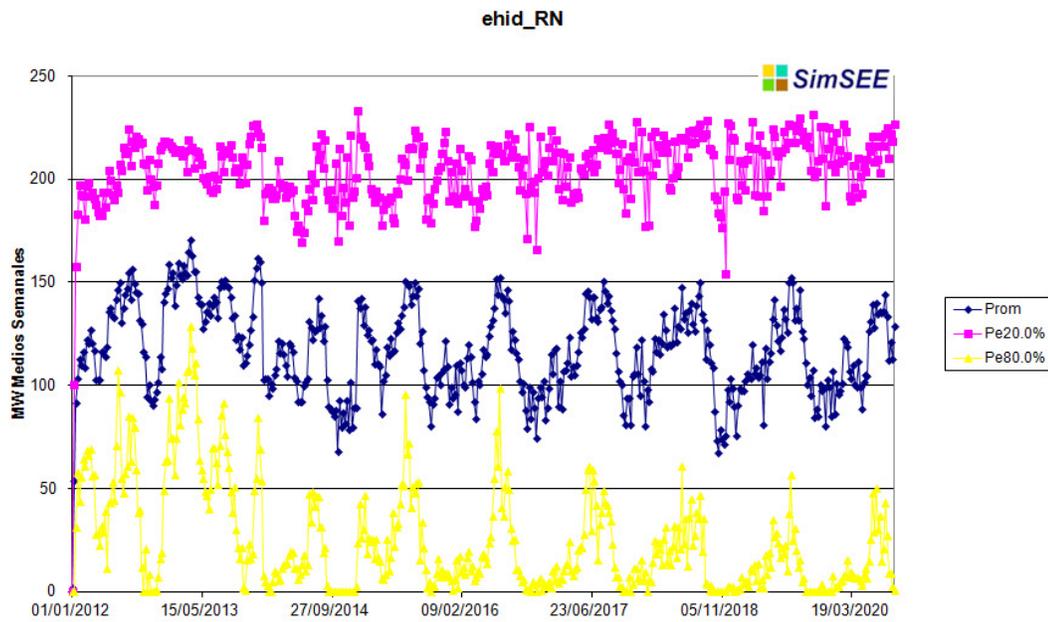
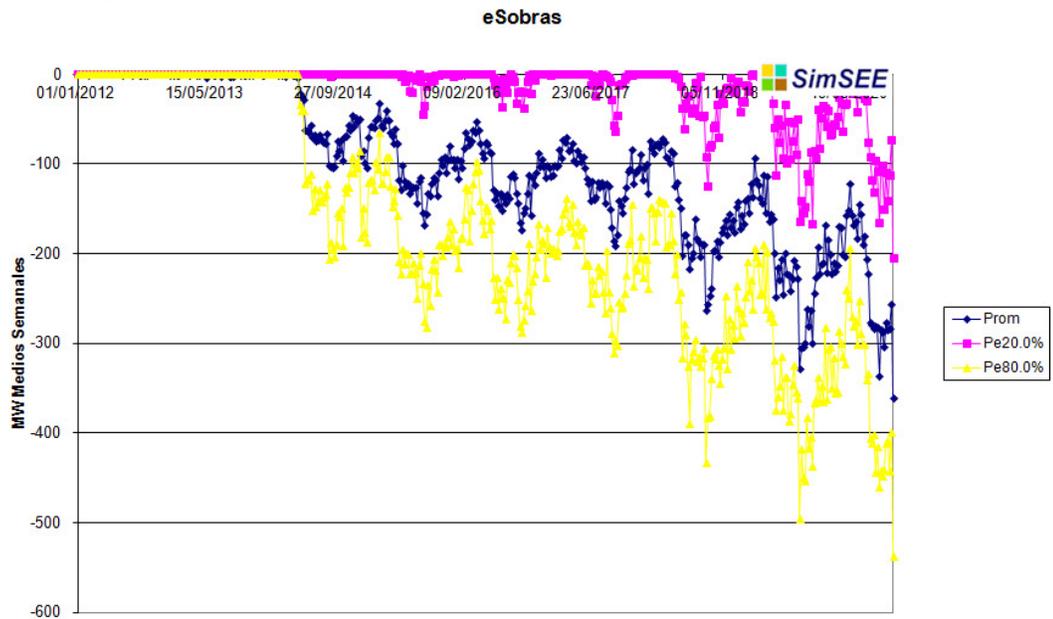


Figura 14

Potencia hidráulica semanal media en Bonete:



Potencia exportada a USD/MWh 0.1 en Bonete:



Costo abastecimiento demanda acumulado:
CAD_acum

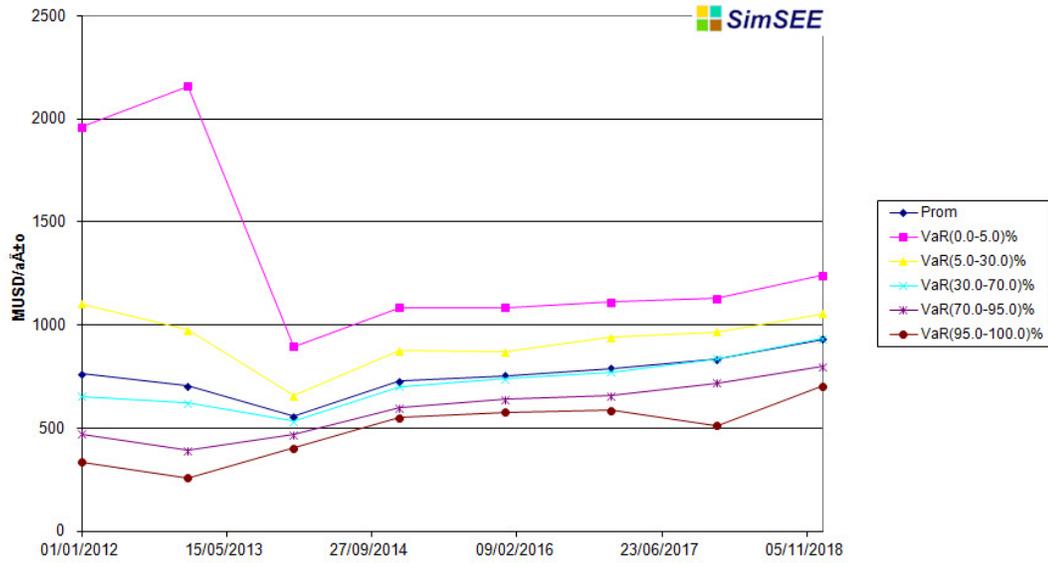


Figura 17

4.3 Sala 3: Capacidad Arco 300 MW +200 MW

Al inicio de la simulación, el arco entre Bonete y Montevideo se considera con una capacidad de 300 MW, como en la sala 2, pero a partir del 01/01/2014 se considera disponible una ampliación del arco a 500 MW.

Costo esperado de operación actualizado: MUSD 5336 (tasa de descuento anual: 12 %).

Generación por fuente, valores esperados:

Generación por fuente (valor esperado)

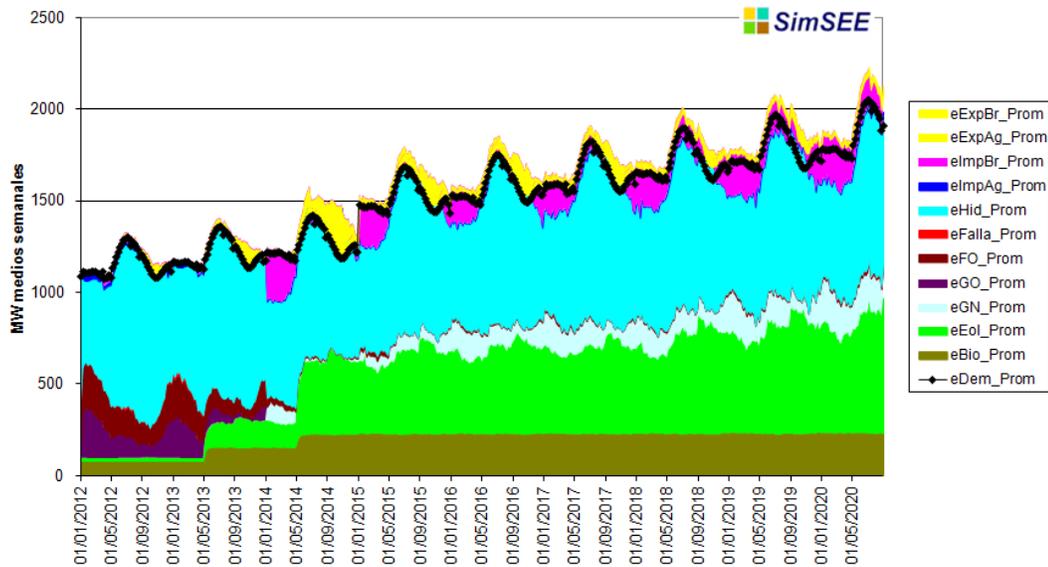


Figura 18

Diferencia de costos marginales Montevideo-Bonete:

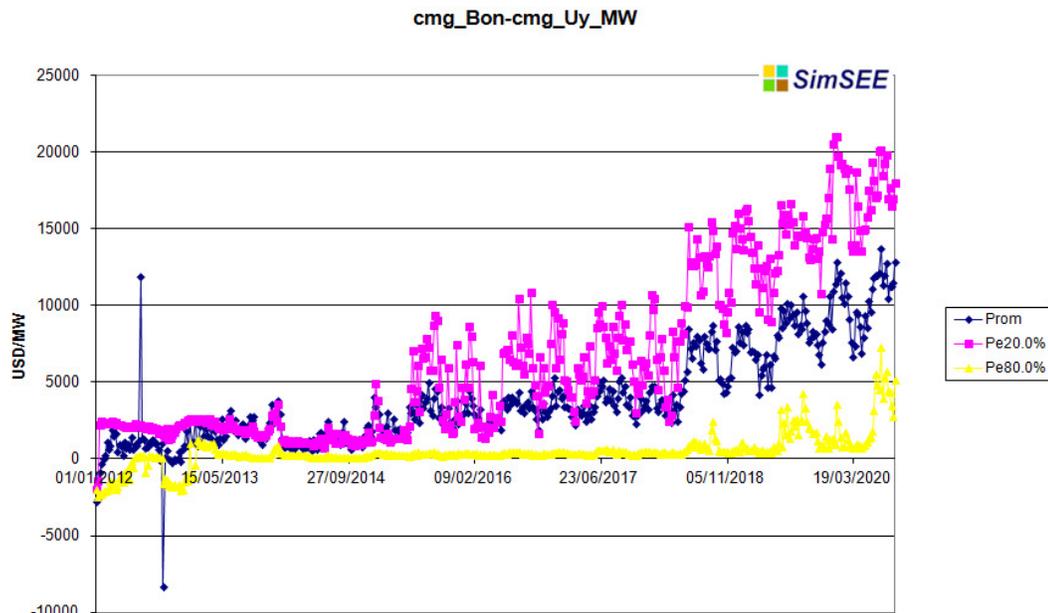


Figura 19

Costo de congestión arco Bonete→Montevideo:

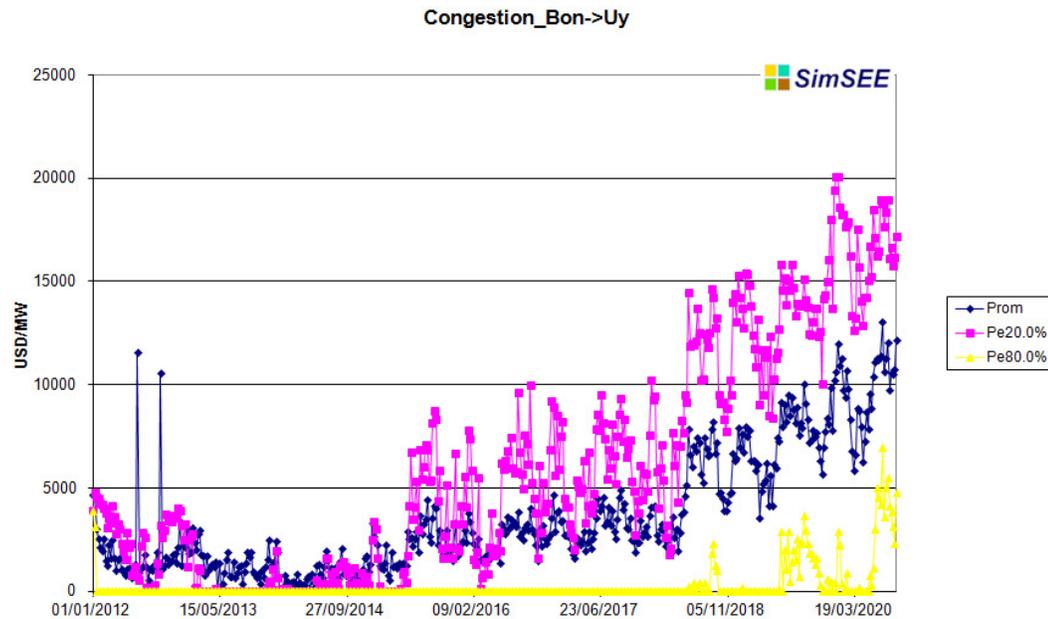


Figura 20

Potencia eólica semanal media:

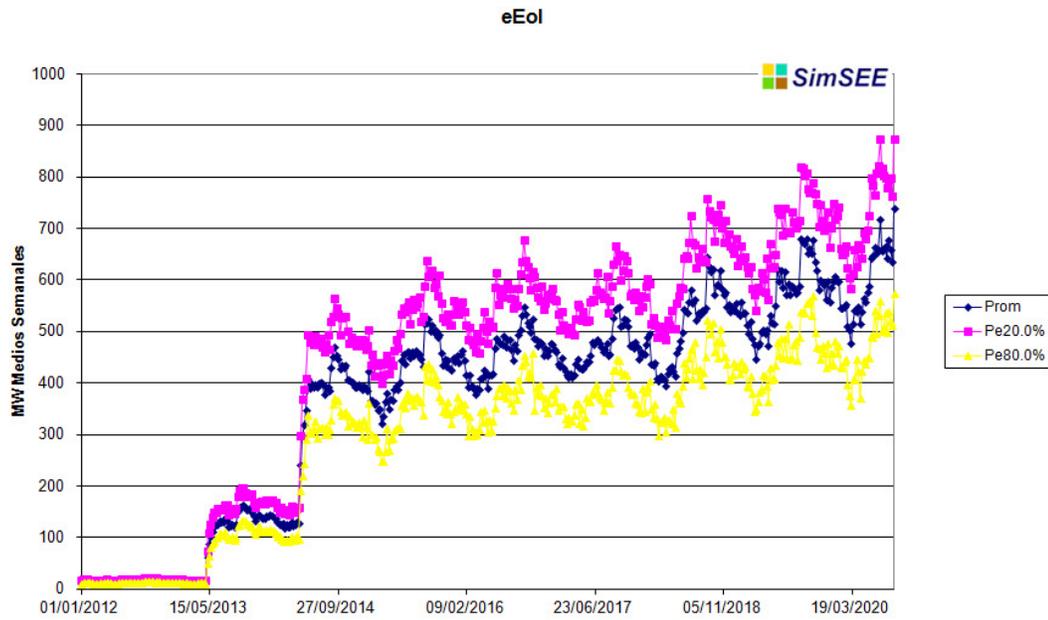


Figura 21

Potencia hidráulica semanal media en Bonete:

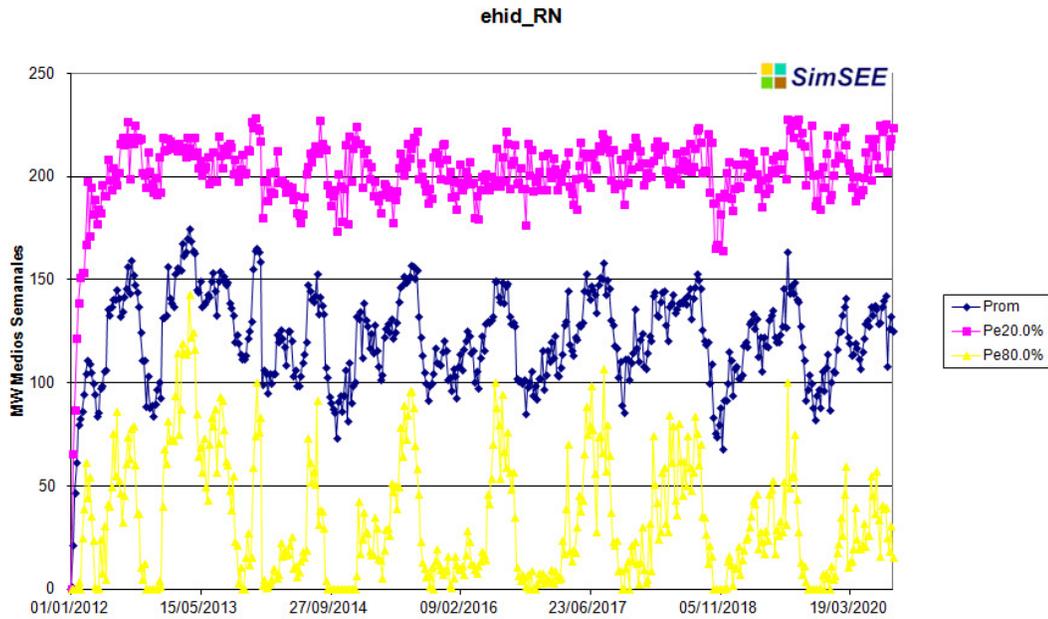


Figura 22

Potencia exportada a USD/MWh 0.1 en Bonete:

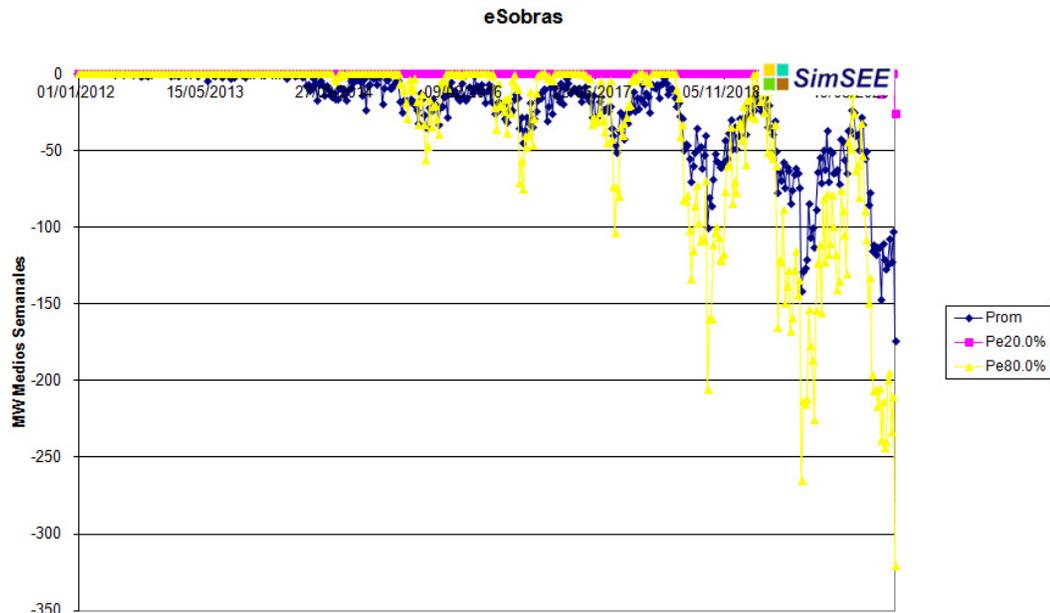


Figura 23

Costo abastecimiento demanda acumulado:

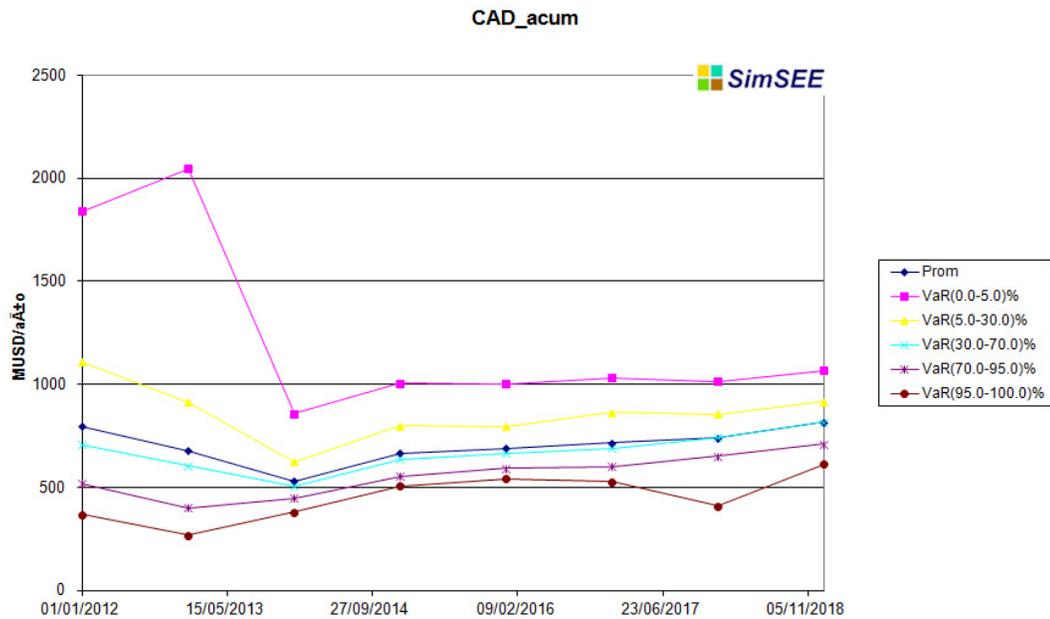


Figura 24

4.4 Sala 4: Capacidad Arco 300 MW + 400MW

Al inicio de la simulación, el arco entre Bonete y Montevideo se considera con una capacidad de 300 MW, como en la sala 2, pero a partir del 01/01/2014 se considera disponible una ampliación del arco a 700 MW.

Costo esperado de operación actualizado: MUSD 5139 (tasa de descuento anual: 12 %).

Generación por fuente, valores esperados:

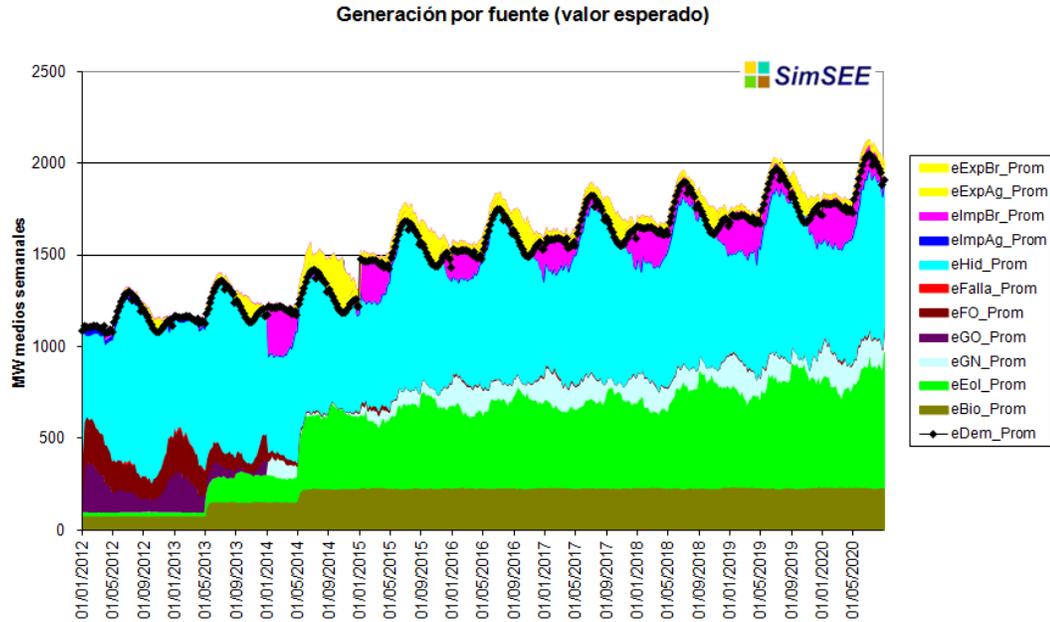


Figura 25

Diferencia de costos marginales Montevideo-Bonete:

cmg_Bon-cmg_Uy_MW

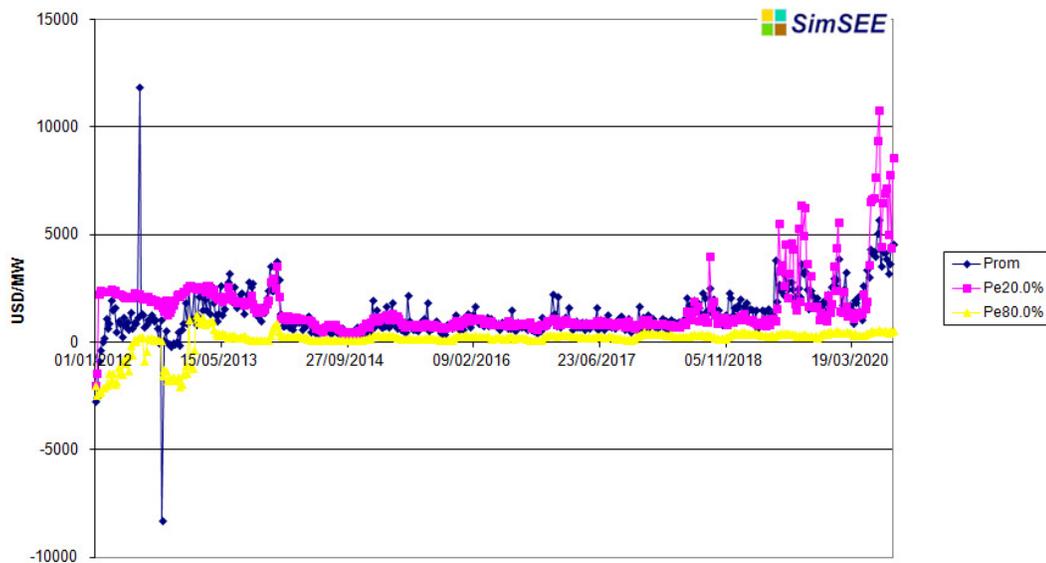


Figura 26

Costo de congestión arco Bonete→Montevideo:

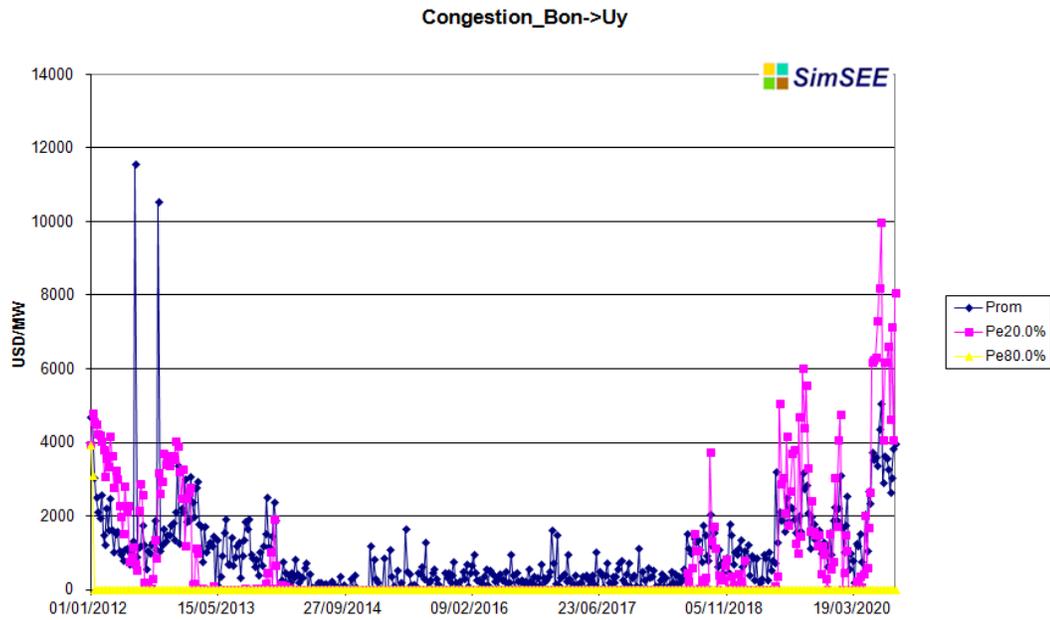


Figura 27

Potencia eólica semanal media:

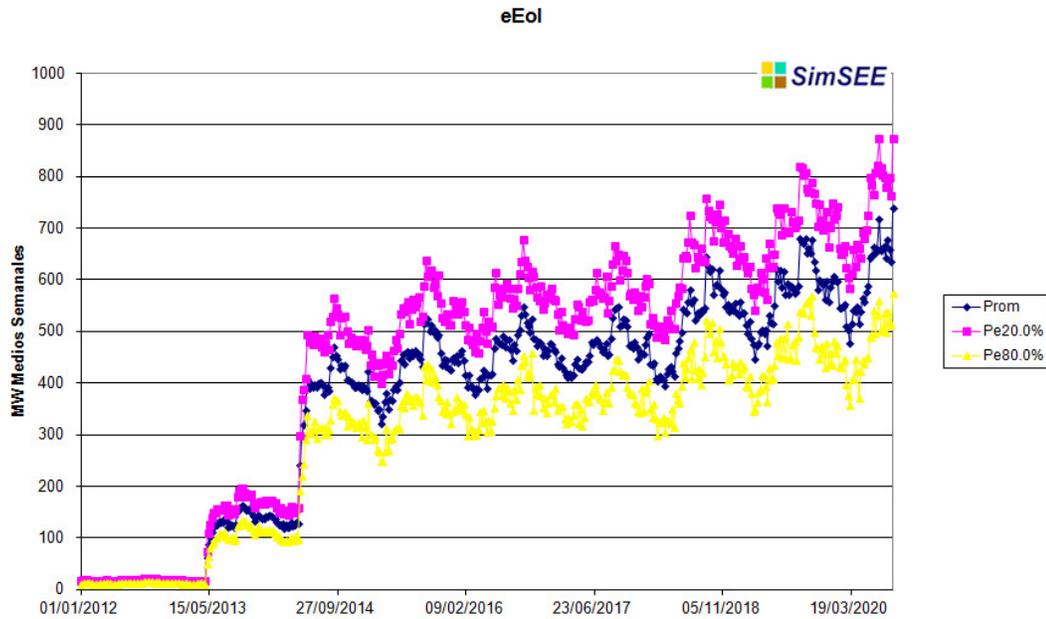


Figura 28

Potencia hidráulica semanal media en Bonete:

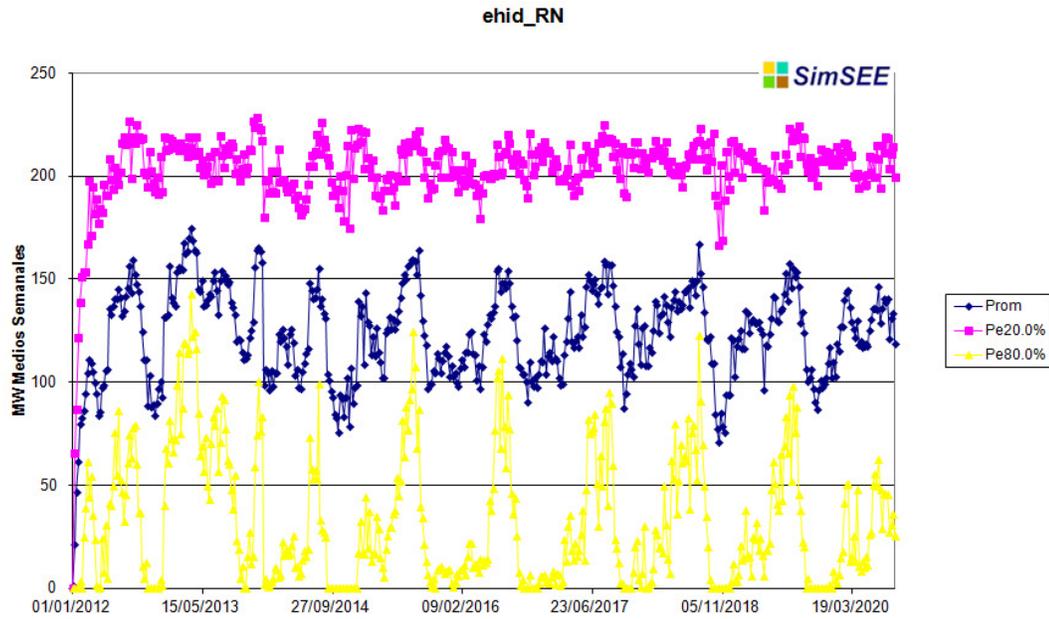


Figura 29

Potencia exportada a USD/MWh 0.1 en Bonete:

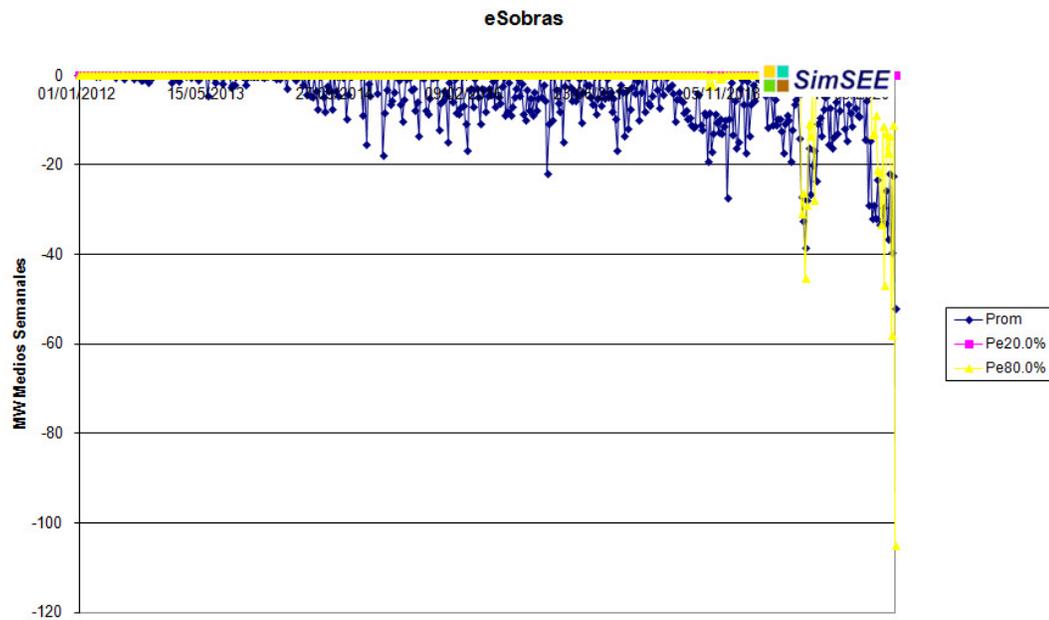


Figura 30

Costo abastecimiento demanda acumulado:

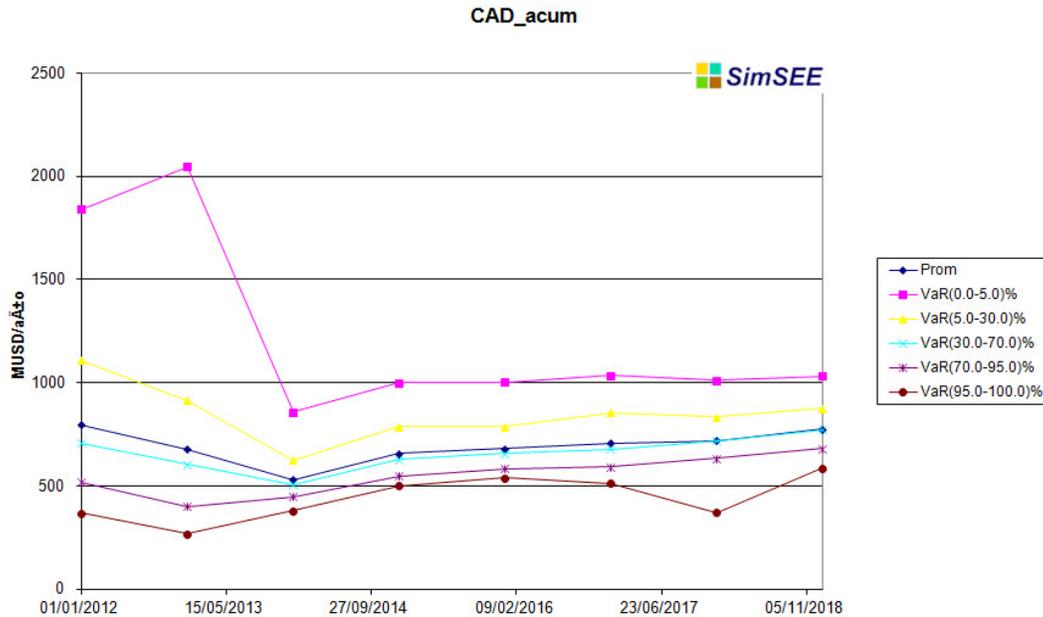


Figura 31

5 Conclusiones

Comentarios sobre las gráficas:

Generación por fuente, valores esperados:

Estas gráficas muestran el despacho por fuente resultante en cada simulación.

Para el caso de capacidad del arco 10 GW, es posible observar el despacho del caso “ideal” en el que toda la energía eólica que se genera es utilizada para abastecer la demanda o para exportar.

En cambio, para el caso de capacidad del arco 300 MW, que representa un caso más “real”, es posible observar que no toda la energía eólica generada es utilizada para el abastecimiento de la demanda y para exportar, sino que se vende a USD/MWh 0.1, a causa de la congestión del arco.

Esto se observa en la parte superior del gráfico, donde las importaciones desde Brasil y Argentina y la generación hidráulica “sobrepasan” la curva de la demanda.

Este efecto se observa también para el caso de capacidades del arco de 500 MW y 700 MW, pero en menor medida.

Diferencia de costos marginales Montevideo-Bonete y Costo de Congestión arco Bonete →Montevideo:

Se observa la similitud del comportamiento del costo de congestión del arco y de la diferencia de costos marginales de los nodos extremos.

La diferencia entre ellos son las pérdidas del arco.

En el caso de capacidad del arco 10 GW se observa como el beneficio de aumentar la capacidad del arco es nulo.

Para el caso de capacidad del arco 300 MW, se observa como el beneficio de aumentar la capacidad del arco se vuelve significativo a partir del 2013, año en que comienza a entrar en servicio la generación eólica en Bonete.

En promedio, se tiene un beneficio de USD 12500 por semana por MW adicional de capacidad en el arco.

Para el caso en que la capacidad del arco aumenta en 2014 a 500 MW, el beneficio aumenta significativamente tiempo después del aumento de capacidad del arco, y el beneficio que se obtiene si se continúa ampliando la capacidad es menor, en promedio, USD 5000 por semana por MW adicional disponible en el arco.

Para el caso en que la capacidad del arco aumenta en 2014 a 700 MW, el beneficio es casi nulo, y se vuelve más significativo por el año 2018, con un valor significativamente menor, en promedio, USD 2500 por semana por MW adicional disponible en el arco.

Es importante tener en cuenta que el costo de congestión se mide en USD por cada MW adicional por semana, lo que significa que, si se dispone de 1 MW adicional en una determinada semana, se tendría un determinado beneficio esa semana, pero luego, si a partir de esa semana la capacidad del arco es 1 MW mayor, la simulación energética a futuro sería distinta, y el beneficio a partir de esa semana sería menor al indicado en las gráficas actuales.

Potencia eólica semanal media, Potencia hidráulica semanal media en Bonete y Potencia exportada a USD/MWh 0.1 en Bonete:

Se observa que en todas las simulaciones, la generación hidráulica semanal media en Bonete es muy similar, oscilando entre los 100 MW y los 150 MW.

Sucede lo mismo para la generación eólica, que tiene un promedio semanal de 0 MW hasta el 2013, de 150 MW durante el 2013, y luego de 500 MW aproximadamente hasta el final de la simulación.

La generación exportada en Bonete a USD/MWh 0.1 en cambio, tiene un comportamiento diferente.

Esta generación representa la energía “sobrante” (principalmente eólica) generada en Bonete, que no puede ser utilizada en el sistema para abastecer la demanda, ni exportada, debido a la limitación del arco.

Por el tipo de contrato que se asume para la energía eólica (el contrato paga igual se despachen o no los generadores) es importante observar que esta energía no aprovechada igual genera un costo.

En el caso de capacidad del arco 10 GW, la energía “sobrante” es nula, no hay congestión del arco y toda la generación hidráulica y eólica generada es utilizada para abastecer la demanda o para exportar.

En el caso de capacidad del arco 300 MW, la suma de la generación hidráulica y eólica que es posible utilizar para abastecer la demanda o exportar, es la que “pasa” por el arco, o sea, 300 MW como máximo. Todo el excedente, se pierde, lo que se representa con la venta a USD/MWh 0.1 en Bonete.

Para los casos en que la capacidad del arco aumenta en 2014 a 500 MW y 700 MW, se obtiene un comportamiento similar, pero como la capacidad del arco es mayor a partir de 2014, la energía “sobrante” es significativamente menor.

El caso en que la capacidad del arco llega a 700 MW se asemeja en gran medida al caso de capacidad 10 GW.

Costo abastecimiento demanda acumulado:

Las curvas de costo de abastecimiento de la demanda acumulado son de forma similar en todos los casos simulados.

Las siguientes tablas comparan el costo de abastecer la demanda año a año para el promedio, y probabilidad de excedencia 5 %.

CAD_acum MUSD/año				
Año	Prom 10 GW	Prom 300 MW	Prom 300 MW + 200 MW	Prom 300 MW + 400 MW
01/01/2012	795.06	763.30	794.96	794.96
31/12/2012	678.31	704.69	678.56	678.61
31/12/2013	529.78	557.56	531.00	529.76
31/12/2014	658.28	728.66	665.59	658.41
31/12/2015	680.49	753.53	688.91	680.66
30/12/2016	707.55	790.28	717.09	707.87
30/12/2017	718.10	835.17	740.96	720.04
30/12/2018	772.54	932.13	815.06	776.31

Tabla 1- Costo Acumulado Abastecimiento Demanda, promedios.

CAD_acum MUSD/año				
Año	P. Exc. 5 % 10 GW	P. Exc. 5 % 300 MW	P. Exc. 5 % 300 MW + 200 MW	P. Exc. 5 % 300 MW + 400 MW
01/01/2012	1838.73	1960.96	1838.73	1838.73
31/12/2012	2047.62	2157.48	2047.62	2047.62
31/12/2013	858.07	897.33	858.88	858.03
31/12/2014	1000.29	1085.67	1005.71	1000.13
31/12/2015	1003.57	1084.44	1001.33	1002.19
30/12/2016	1035.26	1112.74	1033.04	1035.54
30/12/2017	1010.27	1130.39	1014.79	1010.96
30/12/2018	1030.48	1240.55	1067.99	1031.70

Tabla 2- Costo Acumulado Abastecimiento Demanda, probabilidad de excedencia 5 %.

Se observa que cuanto menos limitante es el arco, más bajos son los costos.

Adicionalmente se observa una dispersión mayor entre las gráficas de valor esperado, y de probabilidad de excedencia 5% para los casos de capacidades del arco menores.

Una posible interpretación sería que al disponer de mayor flexibilidad para la transferencia de energía entre los nodos Bonete y Montevideo, es posible tomar mejores decisiones de cómo trasladar en el tiempo el uso de la energía, bajando el costo no solo del promedio sino de los casos extremos (menor exposición al riesgo).

Costo actualizado de operación:

Caso	Costo actualizado de operación (MUSD) ⁵	Beneficio ampliación (MUSD)
10 GW	5070	--
300 MW	5862	--
500 MW	5336	526
700 MW	5139	723

Tabla 3- Costo Actualizado de Operación en valor esperado, beneficio esperado obtenido de las ampliaciones.

Puede observarse claramente que el costo de operación actualizado es mínimo cuando se logra una capacidad del arco tal que no produce congestiones.

El beneficio de disponer para el 2014 de una ampliación de la capacidad del arco de 200 MW es de MUSD 526.

Si la ampliación es del doble, el beneficio es de MUSD 723.

Se observa que la relación entre la magnitud de la ampliación y la magnitud del beneficio no son lineales.

El costo del kilómetro de línea de 150 kV, doble terna, conductor Hawk (200 MW entre las dos ternas) es de aproximadamente MUSD/km 0.2.

Por lo tanto, para una longitud de 225 km, se tiene que la inversión sería:

Ampliación en 200 MW: MUSD 45.

Ampliación en 400 MW: MUSD 90.

Esto muestra claramente el beneficio para el sistema de disponer de más capacidad en el arco. Esta afirmación también queda reforzada por los costos de congestión analizados anteriormente.

⁵ Tasa descuento anual 12 %.

Beneficio de continuar instalando eólica:

A continuación se presentan los costos actualizados de operación obtenidos en las simulaciones antes descritas, y en simulaciones análogas pero sin la eólica futura en Bonete, para una tasa de descuento anual de 12 %.

Caso	Costo actualizado de operación CON eólica (MUSD)	Costo actualizado de operación SIN eólica (MUSD)
300 MW	5862	5860
500 MW	5336	5725
700 MW	5139	5725

Tabla 4- Costo Actualizado de Operación en valor esperado, con eólica vs sin eólica.

Continuar instalando generación eólica es beneficioso para el sistema siempre que la capacidad del arco no sea una limitante.

Para el caso de 300 MW, con congestión del arco, se tiene un costo de operación prácticamente igual con y sin eólica.

En cambio, si el arco es de mayor capacidad, se observa un importante ahorro en el costo de operación al disponer de más generación eólica.

6 Posibles futuros trabajos.

Alcance de las conclusiones obtenidas:

El trabajo realizado permite concluir que disponer de capacidad adicional entre los nodos Montevideo y Bonete es muy beneficioso para el sistema, permitiendo el ahorro de importantes sumas de dinero en costos de operación.

Así mismo, cuanto mayor es la capacidad del arco, mayor es el beneficio de disponer de la generación eólica, la que contribuye al ahorro del costo de operación.

No obstante, es fundamental tener en cuenta las simplificaciones realizadas en este estudio, cuando se analizan los resultados obtenidos.

El sistema eléctrico uruguayo fue dividido en apenas 4 nodos, con dos demandas desglosadas en Montevideo y Bonete, y con toda la generación térmica y de biomasa, Salto Grande, Palmar y los intercambios con Argentina ubicados en Montevideo.

Salvo por la eólica actual, toda la eólica simulada se consideró concentrada en Bonete, lo cual no es así en la realidad.

Se consideró un único arco de 300 MW que conecta toda esta generación, más la generación hidráulica de Bonete y Baygorria con Montevideo, cuando en el sistema real, este es uno de los posibles caminos que toma la potencia.

La ubicación distribuida de la generación eólica y el disponer de un sistema de transmisión mallado, y con las redes de 150 kV y 500 kV funcionando “en paralelo” hacen que los resultados obtenidos en este estudio no puedan asociarse con el sistema eléctrico uruguayo “real”.

Sin embargo, la metodología utilizada podría ser aplicada en estudios futuros donde se modele con mayor precisión el sistema.