

# OPTIMIZACIÓN DE OFERTAS OCASIONALES DE ENERGÍA A BRASIL

*Beledo, Sebastián – Groposo, Valentina*

*Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.*

*Junio 2014*

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 desarrollar una metodología para generar ofertas de energía “para la semana siguiente” a ser realizadas a Brasil.

Dicha energía será de origen hidráulico y eólico no embalsable (los excedentes térmicos no son tomados en cuenta para estas ofertas). La venta se hará a través de la convertora de Melo y podrá tener un costo diferenciable según niveles de extracción prefijados y las condiciones del mercado brasilero frente al nuestro.

En términos generales, se intentará cumplir este objetivo a través de corridas de SimSEE que serán descritas a continuación, partiendo de una sala cuyo parque generador es el que se dispone al día de hoy, incluyendo las obras previstas hasta 2035, planteando diferentes escenarios de exportación.

## 2 Hipótesis de trabajo.

Como primera aproximación, se harán algunas suposiciones:

- Brasil fija el precio de venta de dicha energía en 7.00 USD/MWh, que es el precio (PLD) al cual vende sus excedentes (costo variable de Itaipú).
- La convertora no tiene mínimo técnico. Es de suponer que el hecho de que lo tenga, afectará la tabla de oferta de acuerdo al nivel de extracción.
- UY no impone un peaje en la convertora.

Posteriormente, se agrega y/o modifica alguna de ellas:

- Brasil “está caro” por los próximos años entonces el precio de venta de la energía asciende a 150.00 USD/MWh.
- UY impone un peaje en la convertora de 30.00 USD/MWh.

## 3 Metodología.

### SISTEMA CERRADO

En primer lugar, se hace un análisis de distintos aspectos del Sistema de Energía Eléctrica Nacional cerrado, es decir, sin intercambio alguno de energía con Argentina o

Brasil. Se pretende “cuantificar” la energía que podría ser exportada en las condiciones descritas supra.

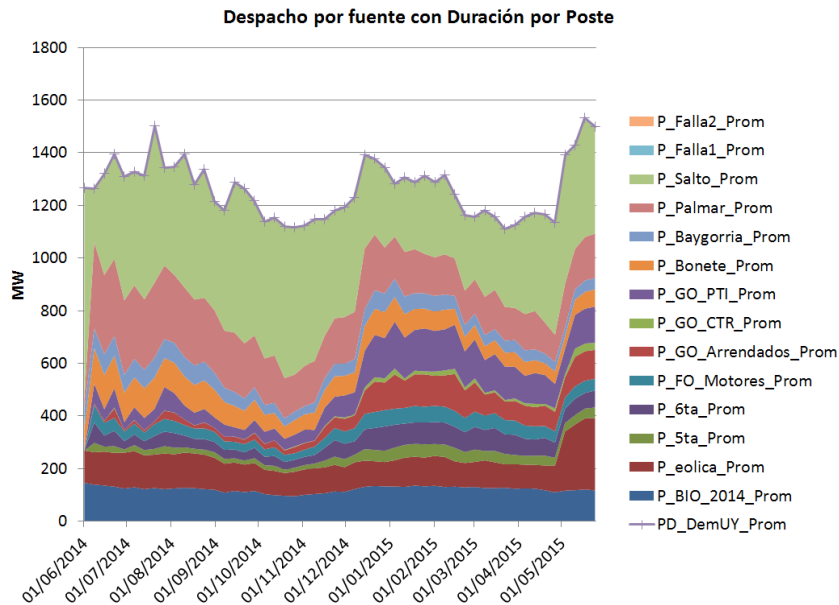
La herramienta principal que se utiliza para este análisis preliminar es la sala de SimSEE UY\_2014\_2030 confeccionada durante el curso con paso semanal, con la modificación siguiente: las centrales hidroeléctricas de Salto Grande y Palmar, modeladas en principio como centrales de pasada, fueron modificadas a centrales con embalse, importando dichos actores de la misma sala de paso diario también confeccionada durante el curso.

Se tomará como horizonte de optimización más de dos años (del 01/06/2014 al 01/07/2016) y de simulación un año (del 01/06/2014 al 01/06/2015). Se optimizarán 10 crónicas y simularán 100 crónicas con la Semilla Aleatoria de Optimización y Simulación n° 31.

### i) RESPALDO DEL SISTEMA

Previo a considerar cualquier intercambio energético con el exterior es necesario conocer la fortaleza del respaldo del sistema eléctrico. Para ello, se hace una corrida y se evalúa la evolución del despacho por fuente para satisfacer la demanda y la evolución de los escalones de falla a lo largo del periodo de estudio.

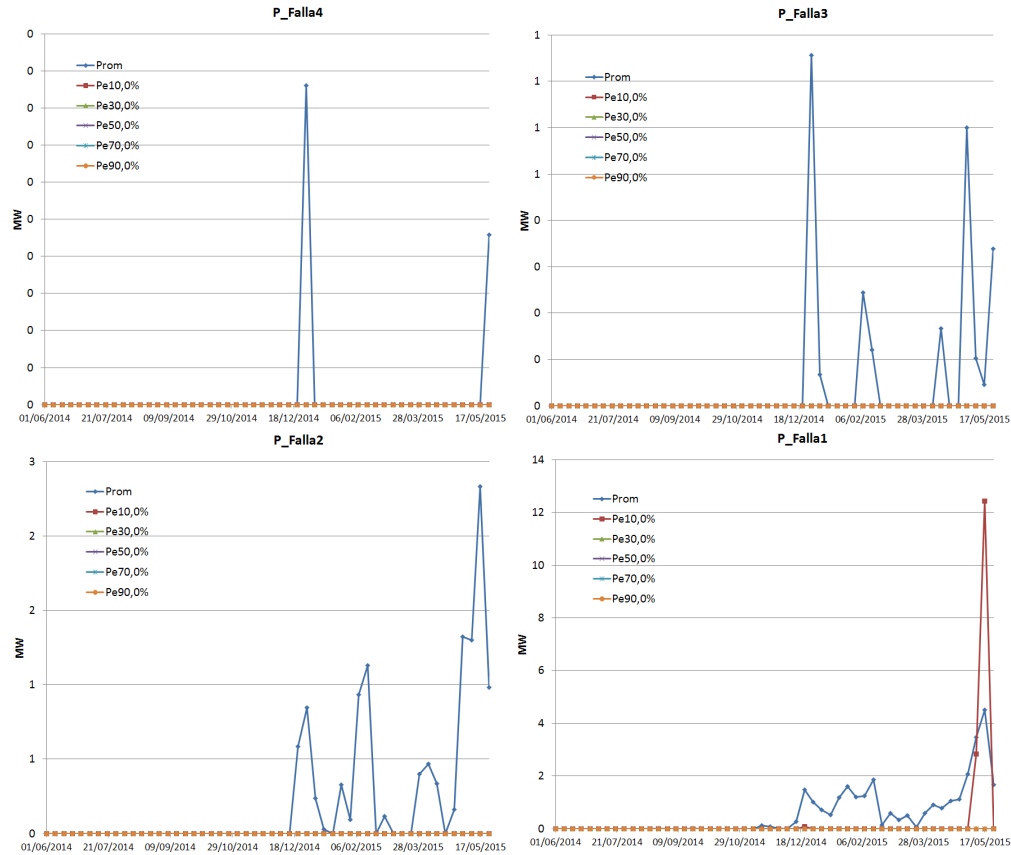
El despacho por fuente se describe en la siguiente figura, donde es claro que la demanda “cierra” la generación.



Los valores de profundidad y costo de cada escalón de falla se muestran en la figura, así como el índice multiplicador de los costos.

Escalones de Falla				
Numero de Escalones	4			
Escalón				
Profundidad[p.u.]	0,05	0,075	0,075	0,8
Costo[USD/MWh]	400	800	2000	4000
Índice Multiplicador de Costos de Falla:	iBRENT			
Borne:	iBRENT			

Los gráficos a continuación muestran la ocurrencia de las distintas fallas a lo largo del periodo de simulación.



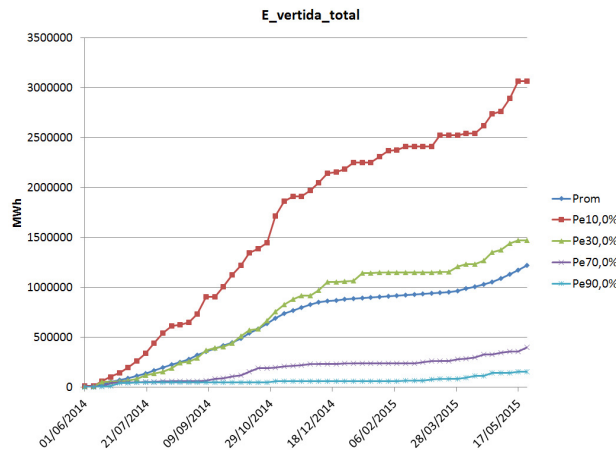
Es claro a partir de los gráficos anteriores que son muy pocas las semanas que en promedio se llega a la falla. Si se miran las curvas de excedencia, la mayoría se apilan en 0 MW. Por lo cual es razonable asumir que el sistema está bien respaldado.

## ii) ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA A EXPORTAR

De modo de cuantificar estimativamente la cantidad de energía disponible para exportar en las condiciones planteadas previamente, se visualizan otros resultados de la misma corrida del Sistema cerrado.

Partiendo de los datos de caudal vertido por las centrales Rincón del Bonete, Palmar y Salto Grande, todas modeladas como Centrales Hidroeléctricas con Embalse, se los convierte a potencia<sup>1</sup>. Se observan las curvas de excedencia de la "energía hidráulica vertida" semanal acumulada para el periodo de simulación para las tres centrales mencionadas previamente, así como la totalidad de dicha energía.

<sup>1</sup> A partir de los valores semanales de caudal turbinado promedio y los datos semanales de potencia promedio generada por cada central, y suponiendo que la generación de cada semana se da en las mismas condiciones de la represa, se halla el factor aproximado que lleva los primeros datos a los segundos. Se usa el mismo factor para hallar la potencia promedio semanal que se asociaría a cada valor de caudal vertido promedio semanal.



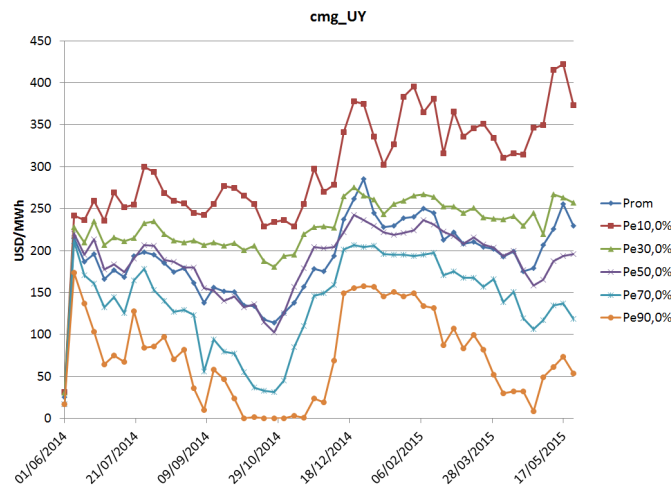
Al final del periodo los valores alcanzados se muestran en la siguiente tabla tanto del promedio como de las excedencias en MWh.

Prom [MWh]	Pe10,0%	Pe30,0%	Pe70,0%	Pe90,0%
1.217.174	3.061.359	1.470.545	399.949	153.096

Es una decisión de compromiso decidir qué nivel de riesgo UY es capaz de tomar para aprovechar esta energía hidráulica vertida al cabo de 1 año.

### iii) EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES

Por el hecho de tener limitaciones en el precio de venta de la energía en cuestión a Brasil, es que la evaluación de los costos marginales de la energía es de gran importancia.



Del andamio de los costos marginales a lo largo del año, se observa que el primer escalón de falla es alcanzado en el 10 % de las crónicas al final del periodo de simulación, pues el cmg corresponde al costo de este escalón (400 USD/MWh). El promedio sin embargo, siempre se encuentra por debajo de dicho valor.

De este gráfico no es posible reconocer cuál es la unidad generadora que “está marginando”, pues se ven los promedios ponderados por paso de tiempo y se están evaluando 100 crónicas. En simulaciones posteriores se hace este mismo análisis por poste y sí se aprecia el recurso que margina.

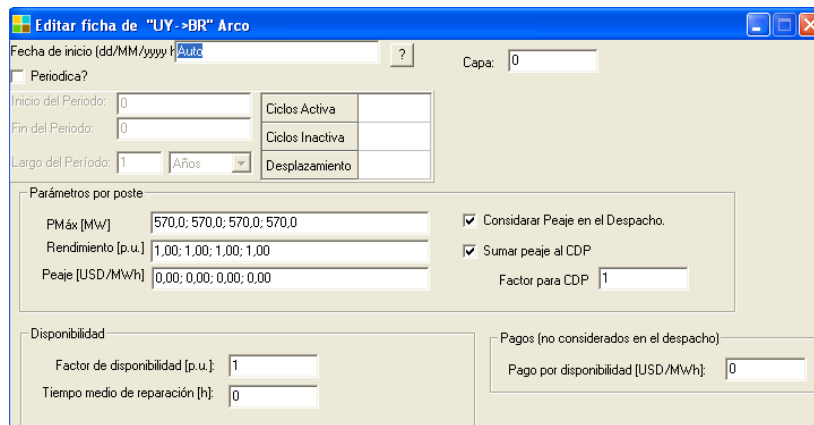
## **SISTEMA ABIERTO**

Teniendo cuantificado de modo aproximado el volumen de energía que es posible exportar de modo de disminuir la “energía vertida” en los embalses, ahora se trabaja con una sala en la cual el sistema está abierto: se incluye una exportación a Brasil a través de la convertora de Melo.

Se usa como base la sala descrita antes para la evaluación del sistema cerrado. Se tomará como horizonte de optimización más de dos años (del 01/06/2014 al 01/07/2016) y de simulación un año (del 01/06/2014 al 01/06/2015). Se optimizarán 10 crónicas y simularán 100 crónicas con la Semilla Aleatoria de Optimización y Simulación n° 31.

### ***SIMULACIÓN N°1***

Las hipótesis en esta primera simulación son la existencia de la convertora de Melo, modelada como un arco de la red “UY->BR” (que conecta el nodo UY con el nodo BR\_convertora) con parámetros los que se muestran en la siguiente figura. Se destaca la  $PM_{\text{máx}}[\text{MW}] = 570$  para todos los postes, así como Rendimiento unitario y Peaje nulo.

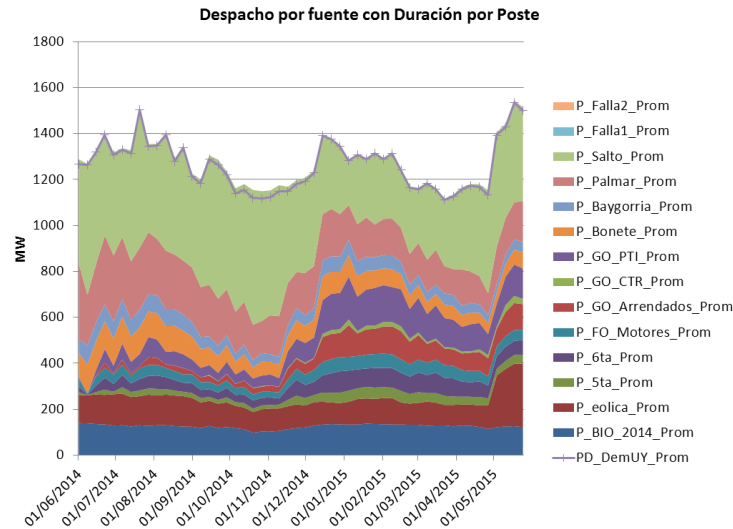


The screenshot shows the 'Editar ficha de "UY->BR" Arco' window. The parameters are as follows:

- Fecha de inicio (dd/MM/yyyy): 01/06/2014
- Capa: 0
- Periodica?:
- Inicio del Periodo: 0
- Fin del Periodo: 0
- Largo del Periodo: 1 Años
- Ciclos Activa: 0
- Ciclos Inactiva: 0
- Desplazamiento: 0
- Parámetros por poste:
  - PMáx [MW]: 570.0; 570.0; 570.0; 570.0
  - Rendimiento [p.u.]: 1.00; 1.00; 1.00; 1.00
  - Peaje [USD/MWh]: 0.00; 0.00; 0.00; 0.00
- Disponibilidad:
  - Factor de disponibilidad [p.u.]: 1
  - Tiempo medio de reparación [h]: 0
- Pagos (no considerados en el despacho):
  - Pago por disponibilidad [USD/MWh]: 0
- Other options:
  - Considerar Peaje en el Despacho.
  - Sumar peaje al CDP
  - Factor para CDP: 1

La venta de energía a Brasil se modela como un Spot de Mercado que extraerá energía del nodo BR\_convertora, con los parámetros  $PM_{\text{min}} = -100$  MW, inhabilitando la importación a UY ( $PM_{\text{máx}} = 0$  MW) y precio constante igual a 7 USD/MWh en todos los postes.

El despacho por fuente para satisfacer la demanda se hace como se indica en el siguiente gráfico de áreas apiladas. No presenta grandes diferencias respecto del despacho para satisfacer la misma demanda en el caso del sistema cerrado.

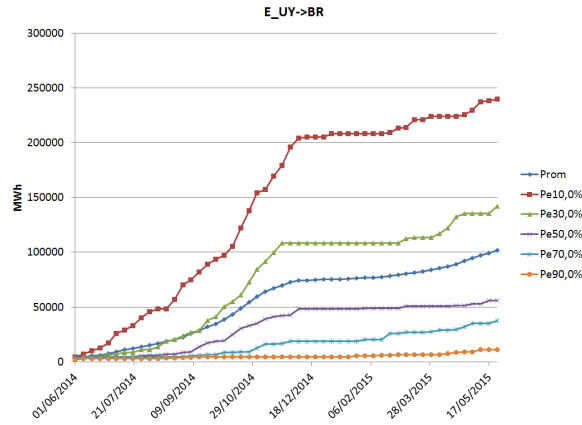


En este caso se ve que la generación es en ocasiones mayor a la demanda, lo cual correspondería a la exportación. Las semanas donde esto ocurre coinciden con las semanas que presentan exportación a Brasil a través de la convertora de Melo. La exportación a Brasil se representa en el siguiente gráfico en términos de potencia promedio semanal ponderada por duración del poste.



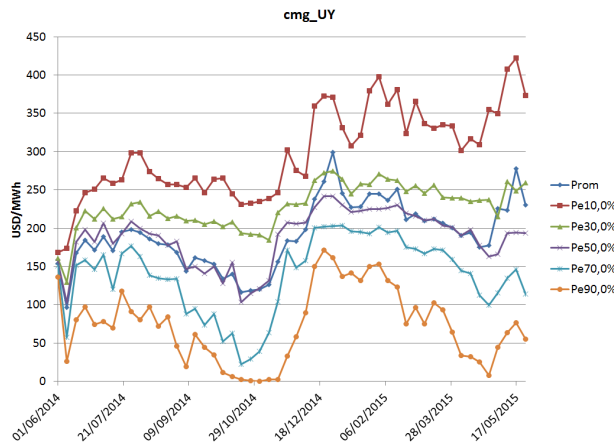
El total de la energía exportada a Brasil al cabo del año ascendió a los valores que se muestran en la siguiente tabla en promedio y distintos valores de excedencia. Para el promedio, la ganancia asciende a 711.326 USD.

Prom [MWh]	Pe10,0%	Pe30,0%	Pe70,0%	Pe90,0%
101.618	239.739	141.976	56.077	37.650



Con respecto a la falla y los distintos escalones, el comportamiento es prácticamente el mismo que se observó en el caso del sistema cerrado. Las curvas de excedencia se apilan sobre el 0 MW, mostrando apenas que menos del 10 % de las crónicas muestran fallas de tipo 2 a 4.

Con respecto al andamio del cmg\_UY, tiene el mismo comportamiento que tenía en el caso del sistema cerrado en cuanto al escalón de Falla 1 que ocurre en las últimas semanas del periodo de simulación.



Por último, también se cuantifica la energía hidráulica vertida total en los tres embalses, aun cuando fue habilitada la exportación de energía. Es notoriamente menor a la vertida en el sistema cerrado.

El período de simulación finaliza con los valores que se presentan en la siguiente tabla.

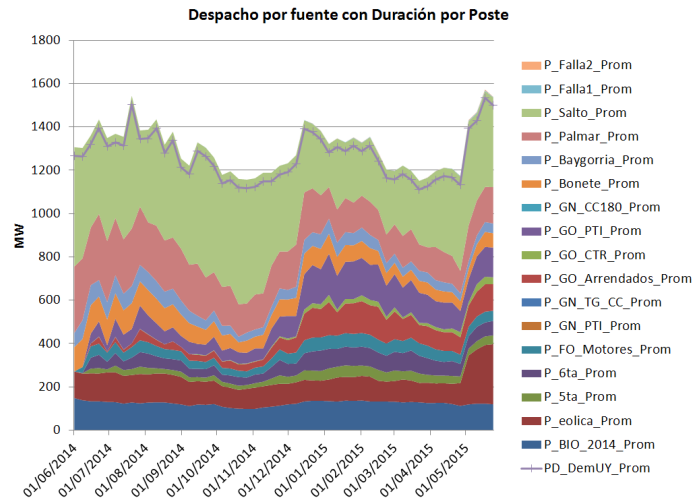
Prom [MWh]	Pe10,0%	Pe30,0%	Pe70,0%	Pe90,0%
1.145.389	2.810.665	1.405.289	352.388	156.266

Con la información hasta ahora presentada se puede ver que la energía hidráulica vertida se reduce en un 6%, y aproximadamente un 70% de la energía exportada correspondería a dicha hidráulica aprovechada, respecto del sistema cerrado.

### SIMULACIÓN N°2

A partir de la simulación anterior, se observó que la potencia en promedio exportada a Brasil es de aprox. 12 MW cada por hora considerando una exportación fija durante todas las horas del año (101618 MWh/8760 h). Se realizaron simulaciones varias con diferentes niveles de extracción levemente superiores a los mencionados 12 MW y no se observaron cambios significativos respecto a las fallas y cmg. En esta simulación se procede a elevar el nivel de exportación.

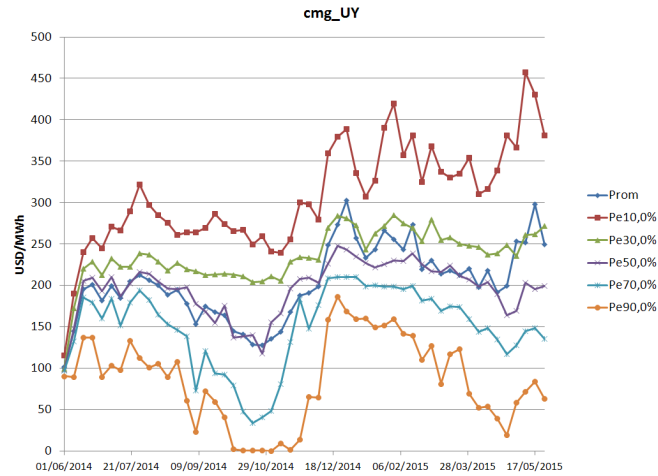
Se modela la exportación fija a Brasil como una demanda detallada de 40 MW en cada hora del año con una penalización alta de no abastecimiento, dada la imposibilidad de fijar la potencia a exportar a través del actor Spot de Mercado (es posible imponerle un valor máximo pero el simulador decide qué valor exportar entre 0 MWh y dicho valor). El despacho por fuente no presenta grandes cambios respecto de los casos anteriores.



Respecto de las fallas, la falla 1 con probabilidad de excedencia del 10% aumenta 6MW en magnitud respecto de la simulación N°1 para el sistema abierto a exportación. Las demás permanecen sin cambios significativos.

Los costos marginales son levemente mayores a los del sistema cerrado (del orden de los 10 USD/MWh), pero presentan aproximadamente el mismo andamio durante todo el periodo de evaluación. Sin embargo, cabe destacar que por estar representando la exportación como una demanda, los cmg\_UY que reporta el simulador no son representativos de la situación que se desea estudiar.





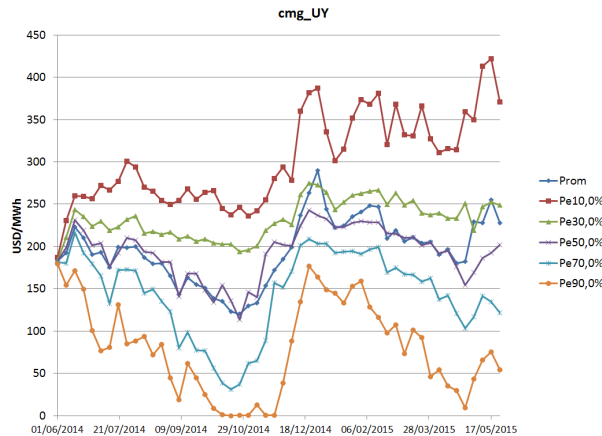
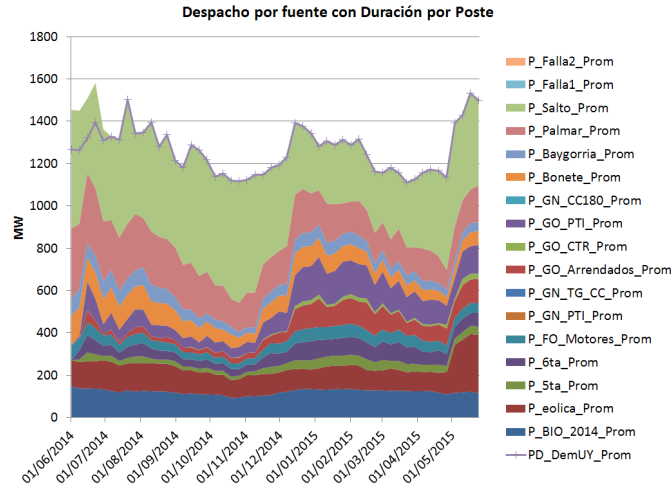
La energía hidráulica vertida total al final del periodo de estudio y sus curvas de excedencia se presentan a continuación.

<i>Prom [MWh]</i>	<i>Pe10,0%</i>	<i>Pe30,0%</i>	<i>Pe70,0%</i>	<i>Pe90,0%</i>
1.159.813	2.995.177	1.423.869	326.446	123.627

La energía hidráulica vertida disminuye en un 5% y la energía total exportada asciende a 350.400 MWh, con una ganancia de 2.452.800 USD.

### SIMULACIÓN N°3

Se analizaron cuatro casos: exportando 100MW, 200MW, 300MW y 500MW durante un mes en horas de valle (de 11 a 7hs). Se modela la exportación como una demanda con un altísimo costo de falla, como se hizo en la simulación anterior. Sólo se muestran el caso extremo de 500MW de exportación dada la similitud de los resultados para los distintos niveles de extracción.



Se observa que al incrementar el nivel de exportación no se incurre en más fallas, ni en el corto ni el largo plazo (1 año). Además, el costo marginal no se ve afectado al final del periodo, aunque sí varía sensiblemente durante el mes que se está exportando.

De la gráfica de abastecimiento de la demanda o despacho por fuente se observa que la exportación se cubre principalmente con generación térmica (si se compara el abastecimiento con el obtenido con el sistema cerrado).

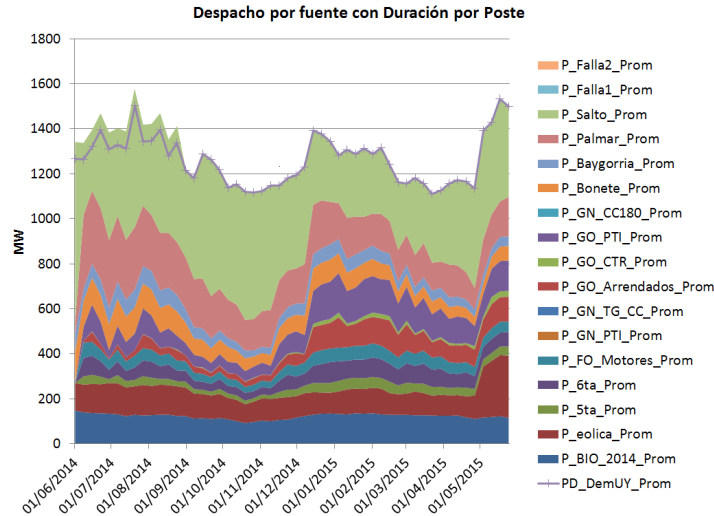
Los valores finales de energía hidráulica vertida y sus respectivas curvas de excedencia son las siguientes.

Prom [MWh]	Pe10,0%	Pe30,0%	Pe70,0%	Pe90,0%
1.158.716	2.814.231	1.401.053	352.947	165.685

La energía total hidráulica vertida disminuye en un 5%. La exportación totaliza una cantidad de energía vendida de 135.000 MWh generando una ganancia de 945.000 USD.

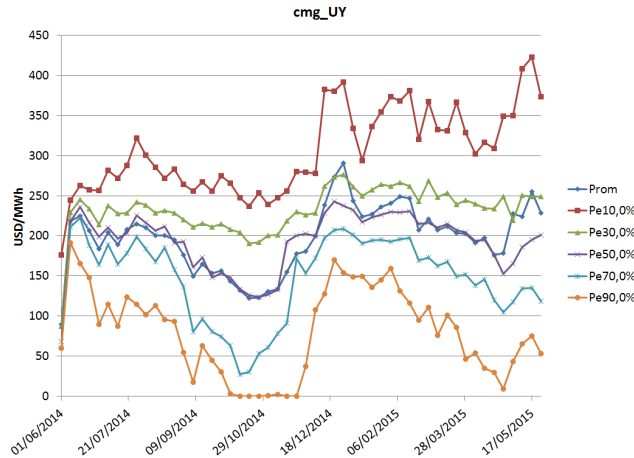
### SIMULACIÓN N°4

Vista la poca variabilidad del comportamiento del sistema en los casos anteriores, se realizó una nueva simulación exportando un monto fijo de 200MW en horas de valle durante 3 meses, también modelada como una demanda como se explicó en la simulación anterior.



Se observa que la probabilidad de falla no sufre grandes cambios (sí hay cambios en alguna de las crónicas pues cambian las curvas de excedencia del 10% de los distintos escalones de falla).

El costo marginal durante los meses de exportación aumenta pero disminuye al final del periodo de evaluación.



La energía hidráulica vertida total al cabo del periodo de estudio disminuye. El valor promedio alcanzado así como los correspondientes a las curvas de excedencia se muestran a continuación.

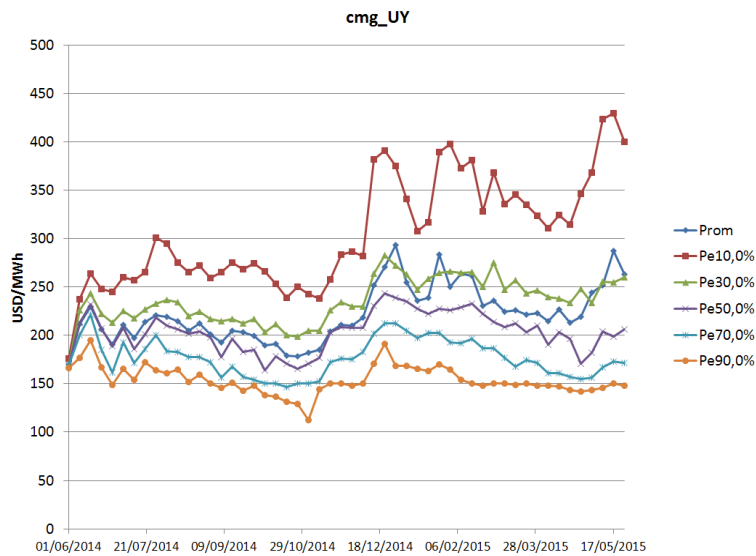
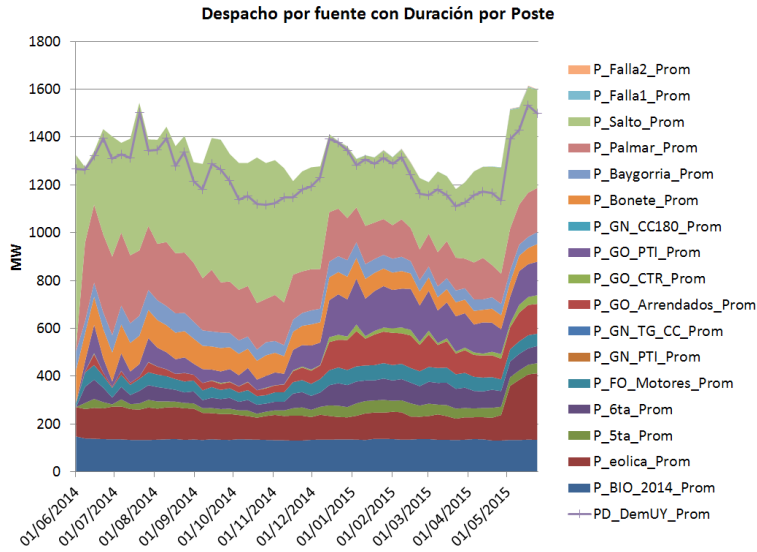
Prom [MWh]	Pe10,0%	Pe30,0%	Pe70,0%	Pe90,0%
1.196.074	2.908.346	1.462.055	381.104	198.068

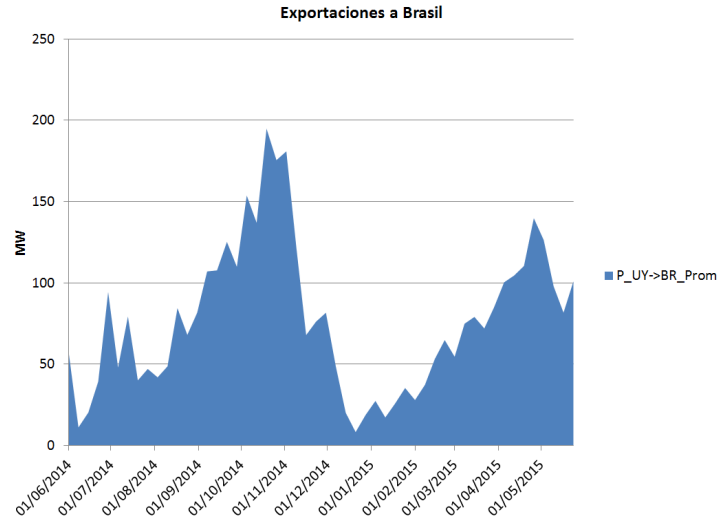
La energía hidráulica vertida al cabo del año de simulación se reduce en un 2%. El total de la energía exportada a Brasil es de 165.600 MWh, que representaría un ingreso de 1.159.200 USD.

### SIMULACIÓN N°5

Viendo los resultados de las simulaciones anteriores, se analiza ahora la situación frente al siguiente escenario: Brasil teniendo un PLD medio de 150 USD/MWh por los siguientes dos años, lo cual representa un cambio muy importante frente a los 7 USD/MWh que se utilizó como hipótesis en las simulaciones anteriores.

Esta simulación es idéntica a la N°1 con la única diferencia del precio del Spot de Mercado que modela la exportación de Brasil a través de la convertora con peaje nulo.





La totalidad de la energía exportada a lo largo del año de simulación fue de 674.747 MWh, que al precio definido como el PLD caro de Brasil (150 USD/MWh) significaría una venta por USD 101.212.024.

La energía hidráulica vertida alcanza los valores siguientes.

Prom [MWh]	Pe10,0%	Pe30,0%	Pe70,0%	Pe90,0%
1.001.130	2.612.226	1.209.149	337.243	175.415

La energía hidráulica vertida total disminuye con respecto a la vertida en el caso del sistema cerrado en un 18%.

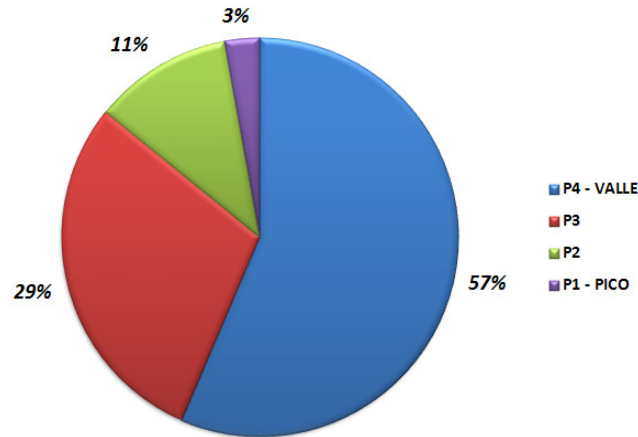
## ANÁLISIS POR POSTE – 1 CRÓNICA

Se observa también ahora cómo es despachada dicha energía en los cuatro postes y los costos marginales en los mismos.

Los resultados a continuación corresponden únicamente a la simulación de 1 crónica de modo de poder reconocer en los gráficos de los costos marginales por poste cuál es la máquina o recurso que está marginando. Lo que se desea verificar es que el costo marginal sea el precio de la exportación (es decir, los 150.00 USD/MWh) cuando se está exportando a Brasil.

Como primer resultado de este análisis se aprecia cuál es la distribución de la exportación de energía a Brasil dentro de los 4 postes. Se ve claramente que la mayor cantidad de energía (57% del total) se exporta en los valles, y sólo un 3% en los picos. Esto serviría para simplificar la propuesta de exportación y reducirla únicamente los postes 3 y 4, por ejemplo.

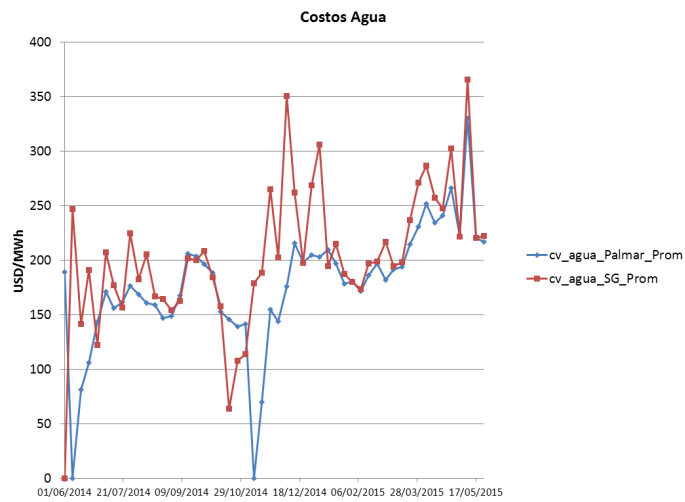
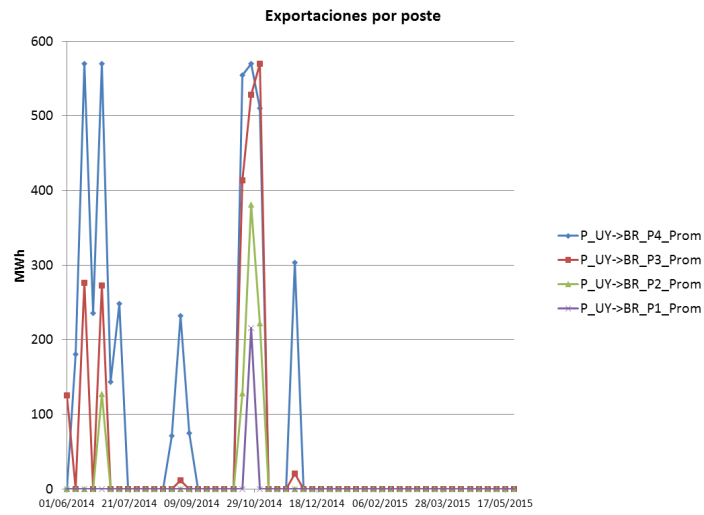
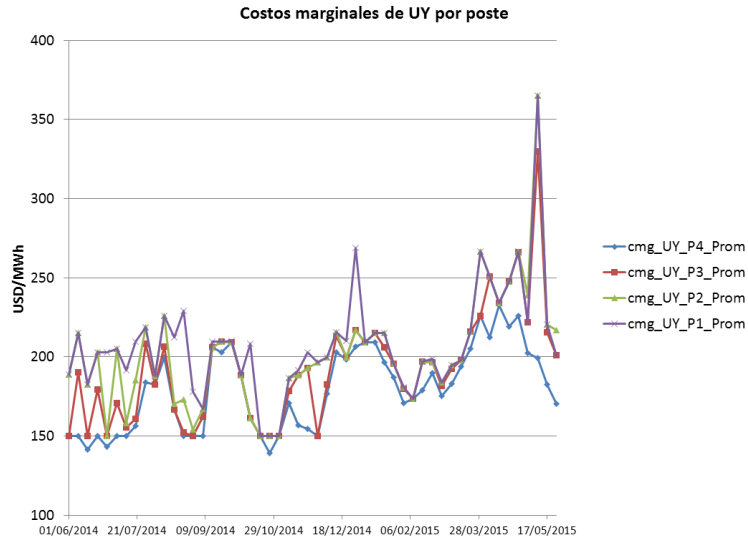
Distribución de exportación a Brasil en los cuatro postes



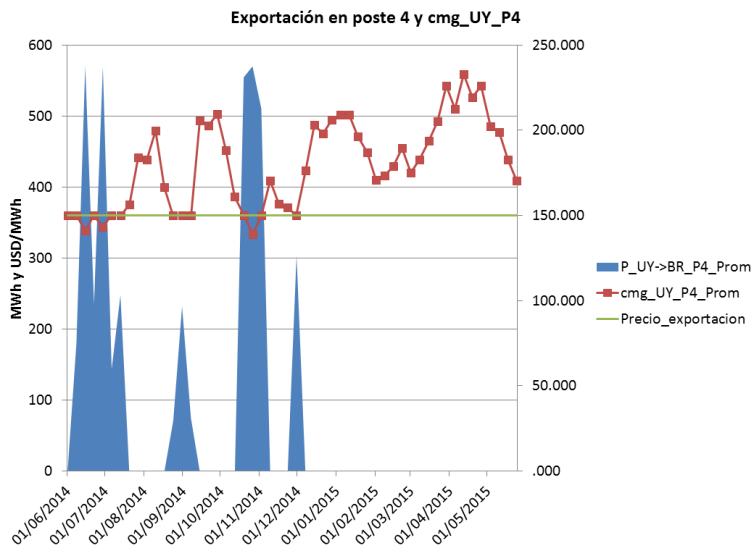
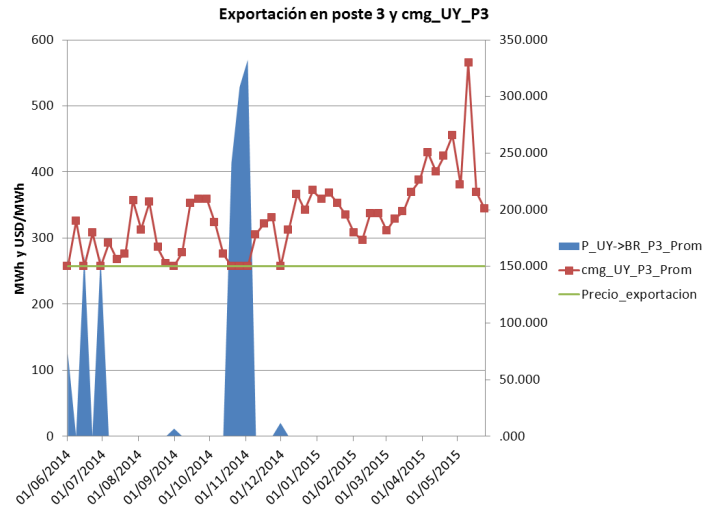
Al observar los costos marginales por poste, se ve claramente cuándo se exporta en cada poste, o sea cuando el cmg es 150 USD/MWh (más adelante se describe detalladamente para los postes 3 y 4). Cuando es mayor, es fácil identificar cuál es la máquina o recurso que está marginando, si se tienen desglosados los costos de generación de cada una de las máquinas térmicas así como los costos del agua<sup>2</sup>.

Como ejemplo, se observa lo que sucede el día 20/07/2014 (la octava semana u octavo punto graficado comenzando de la izquierda) en el poste 4. El cmg es de 156.39USD/MWh y al observar el gráfico de los valores del agua, se ve que el valor del agua de la central Palmar es también de 156.39USD/MWh, por lo tanto es esta unidad generadora “la que está marginando”.

<sup>2</sup> Cabe destacar que dada la complejidad del sistema uruguayo a lo largo del Río Negro (las tres centrales encadenadas, dos de ellas con embalse) no se evalúa el valor del agua de la central hidroeléctrica Terra, pero sí se hace en Salto Grande y Palmar que no tienen centrales encadenadas aguas abajo.



Continuando con la suposición de exportación habilitada en todos los postes, se analiza en detalle la exportación y los costos marginales de UY en los postes 3 y 4. En los siguientes gráficos se ve claramente que la exportación se da cuando el cmg es igual a 150 USD/MWh (precio de la exportación).





### ***SIMULACIÓN N° 6***

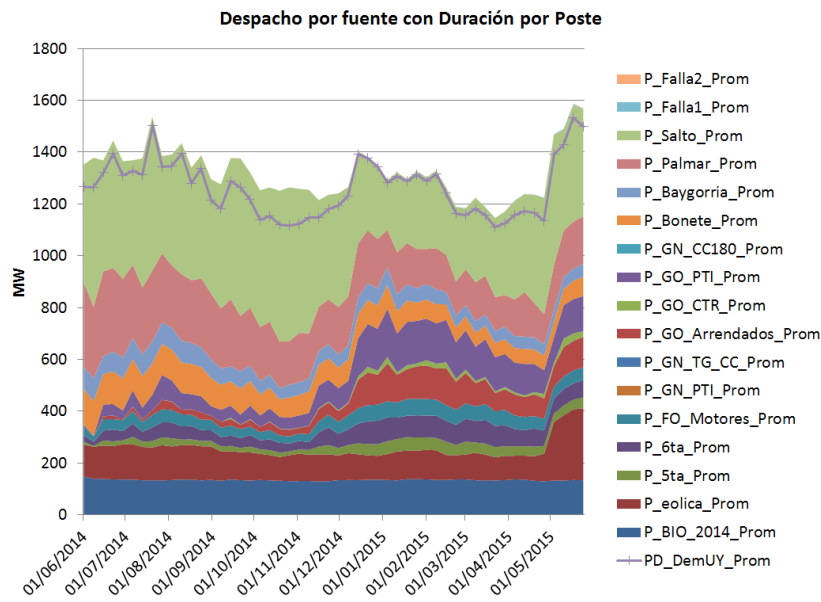
A partir de lo visto en la simulación anterior, se la repite aplicándole las siguientes modificaciones:

- La exportación modelada a través del actor Spot de Mercado se limita a los postes 3 y 4, con potencia máxima a extraer de 570 MW.
- Se agrega un peaje de 30 USD/MWh, el cual se sumará al costo directo del paso (o CDP) y se tendrá en cuenta para el despacho.

Se hacen simulaciones de 100 crónicas y de 1 crónica para analizar los cmg por poste y la exportación también por poste.

#### **Resultados generales de simulación de 100 crónicas**

El despacho por fuente se muestra a continuación. Se pueden apreciar los distintos niveles de exportación a lo largo del año.



La energía hidráulica vertida al final del período así como las curvas de excedencia se muestran a continuación.

<i>Prom [MWh]</i>	<i>Pe10,0%</i>	<i>Pe30,0%</i>	<i>Pe70,0%</i>	<i>Pe90,0%</i>
961.705	2.575.370	1.176.628	278.763	114.887

La energía hidráulica vertida disminuye en un 21% respecto del sistema cerrado. La exportación y las ganancias correspondientes se muestran a continuación.

<b>Exportación</b>	512.935 MWh	
	61.552.200	USD
<b>Peaje</b>		
	15.378.510	USD
<b>INGRESO TOTAL</b>		
	76.930.710	USD

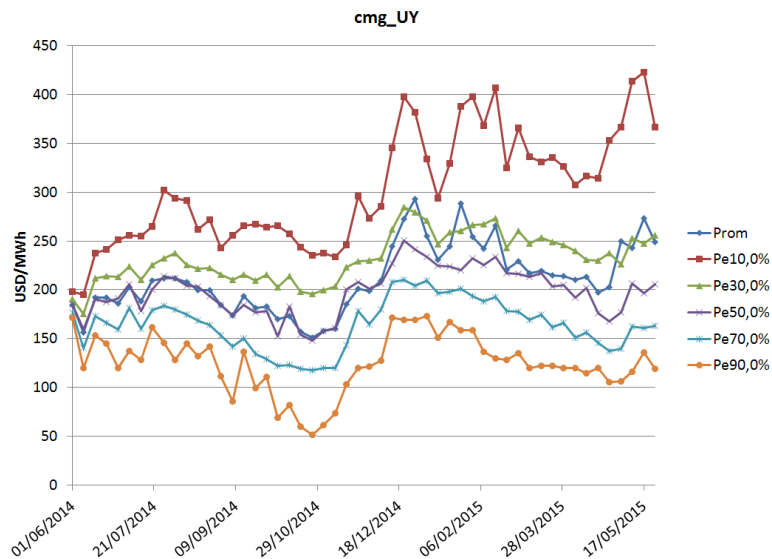
La distribución de la exportación a lo largo del año de estudio se muestra en términos de potencia exportada por semana ponderada por duración del poste.



Cabe destacar que en estas mismas condiciones, si el peaje hubiera sido nulo (se realizó la simulación pero no se presentan aquí los resultados pues son muy similares a los de esta simulación, pero sí se incluye en la sección Resultados), los niveles de exportación hubieran sido un 32% mayores (679.363MWh al cabo de un año).

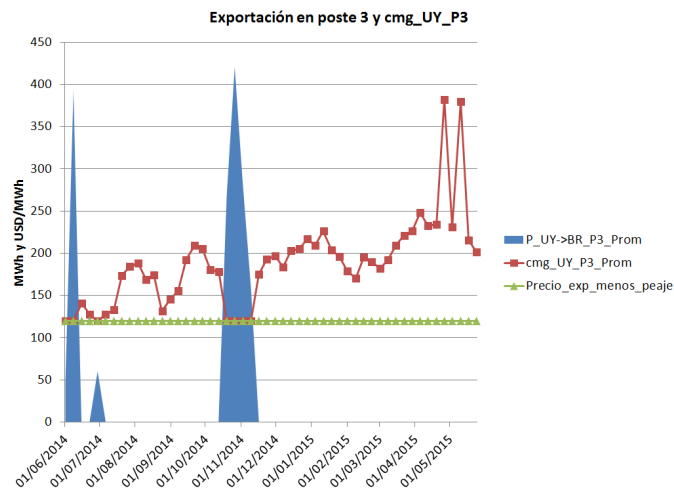
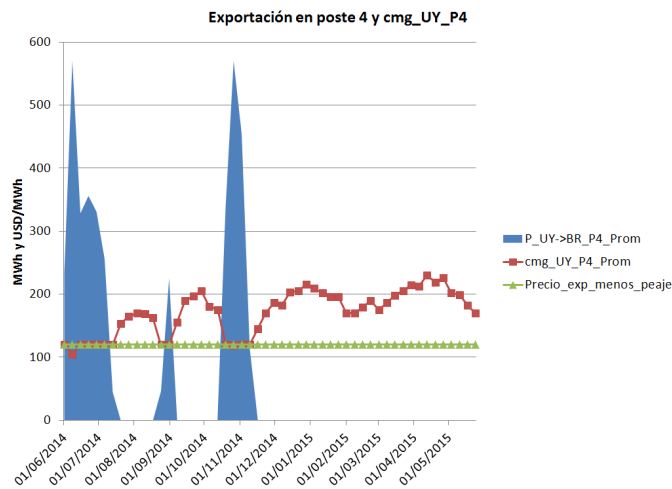
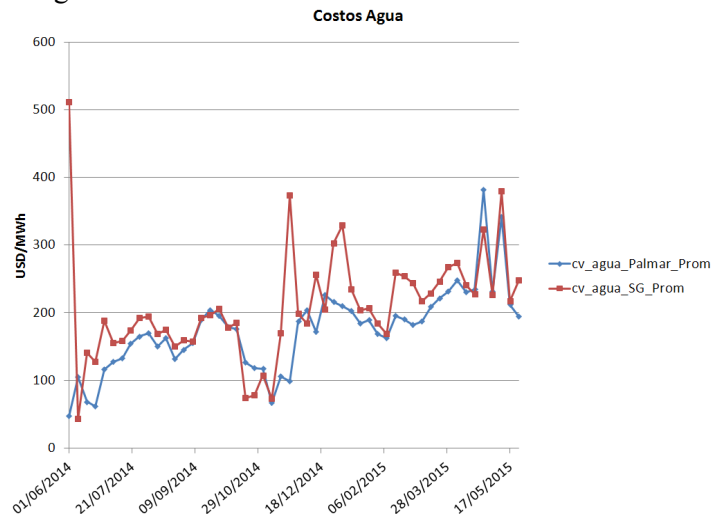
La ocurrencia y profundidad de las fallas no difiere significativamente de las observadas en el caso de sistema cerrado.

Los cmg\_UY tienen un andamio como se muestra en la figura siguiente. Suben en promedio en el orden de 30-40 USD/MWh respecto del sistema cerrado durante todo el año.



**Simulación 1 crónica**

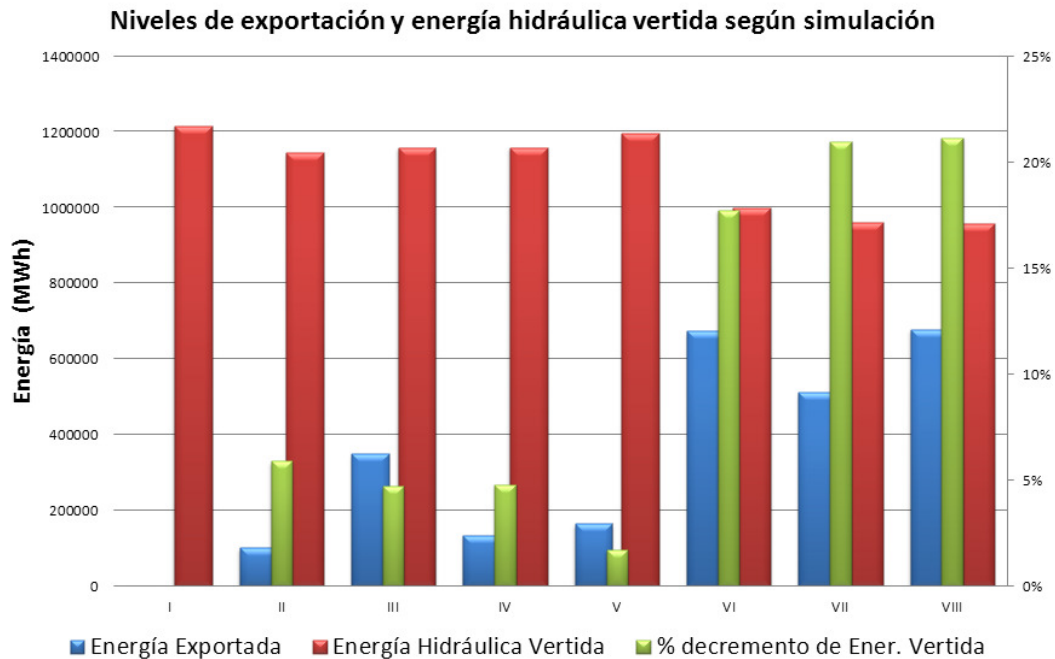
Pueden hacerse las mismas observaciones que para la simulación anterior acerca de los tres gráficos que siguen.



## 4 Resultados del estudio.

De modo de visualizar conjuntamente algunos resultados de las simulaciones se presenta el siguiente gráfico que muestra los niveles de energías exportadas y energías hidráulicas vertidas.

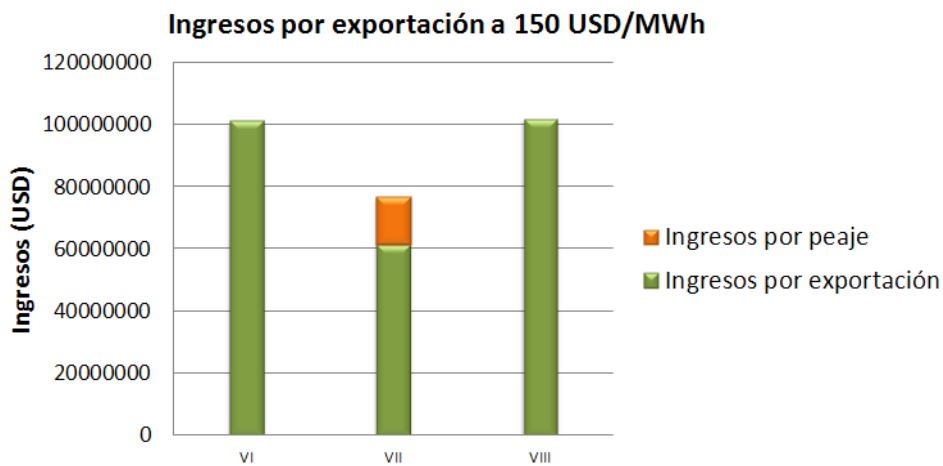
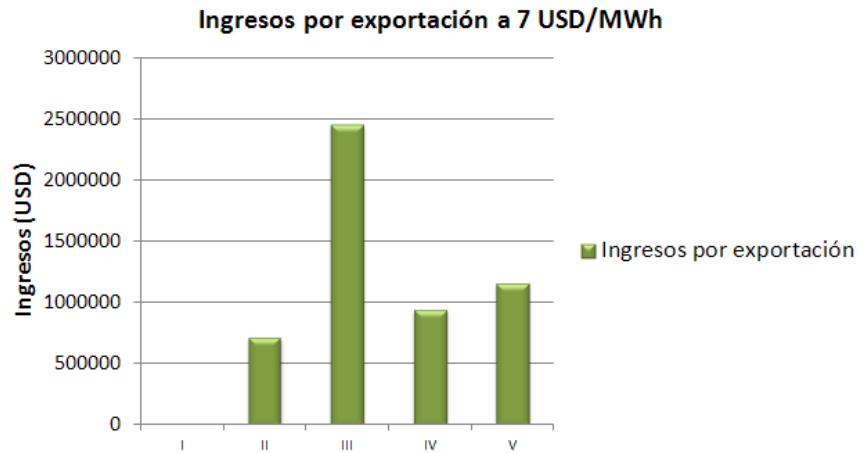
Se puede concluir que la situación de máximo decremento de energía hidráulica vertida respecto del caso base es la de “Exportación libre en los P3 y P4 a 150 USD/MWh con un peaje de 30 USD/MWh” junto con “Exportación libre en los P3 y P4 a 150 USD/MWh con peaje nulo”. Sin embargo, la VII no es la que genera mayores ganancias para UY, como se muestra en los gráficos que siguen.



### REFERENCIAS:

- I. Sistema Cerrado
- II. Exp. Libre en todos los postes 7USD/MWh, peaje 0 USD/MWh
- III. Exp. 40 MW todas las hs del año
- IV. Exp. 500 MW en horas de valle durante 1 mes
- V. Exp. 200 MW en horas de valle durante 3 meses
- VI. Exp. Libre en todos los postes 150 USD/MWh, peaje nulo
- VII. Exp. Libre en los P3 y P4, 150 USD/MWh y peaje 30 USD/MWh
- VIII. Exp. Libre en los P3 y P4, 150 USD/MWh y peaje nulo

Como era de esperar, el nivel de exportación es muy sensible al precio fijado para dicha venta y al valor del peaje impuesto en la convertora.



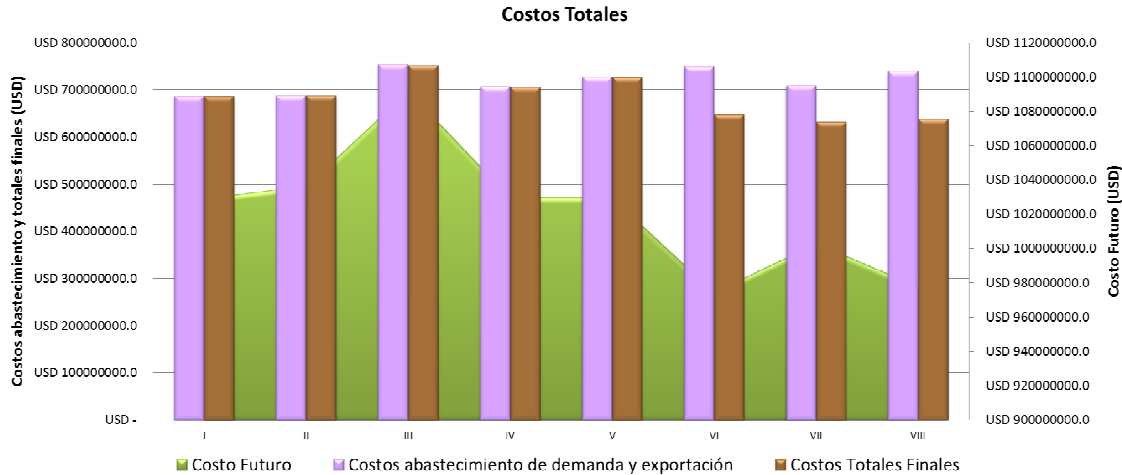
Por último, se estudian los costos totales de abastecimiento de demanda y exportación, así como los costos totales finales del período (incluyendo los ingresos por exportación). También se muestra la cota final de Bonete y el costo futuro para todos los casos.

Simulación	Costos abastecimiento de demanda y exportación	Ingresos por exportación	Ingresos por peaje	Costos Totales Finales	Costo Futuro	Cota Final Bonete (m)
I	USD 687,281,249	USD -	USD -	USD 687,281,249	USD 1,029,452,493	73.58
II	USD 688,883,671	USD 711,326	USD -	USD 688,172,345	USD 1,036,697,156	73.55
III	USD 755,826,210	USD 2,452,800	USD -	USD 753,373,410	USD 1,091,923,293	73.51
IV	USD 707,848,166	USD 945,000	USD -	USD 706,903,166	USD 1,030,015,171	73.61
V	USD 728,441,132	USD 1,159,200	USD -	USD 727,281,932	USD 1,029,957,245	73.63
VI	USD 750,335,224	USD 101,212,050	USD -	USD 649,123,174	USD 974,822,131	73.30
VII	USD 709,857,854	USD 61,552,200	USD 15,378,510	USD 632,927,144	USD 1,003,499,010	73.39
VIII	USD 740,392,441	USD 101,904,450	USD -	USD 638,487,991	USD 977,978,540	73.25

**Referencias:**

	No se obtienen beneficios al cabo del año respecto del caso sin exportación.
	Se obtienen beneficios al cabo del año respecto del caso sin exportación.
	La cota final de Bonete es mayor a la del sistema cerrado en 3 cm o más.
	La variación de la cota de Bonete respecto al sistema cerrado está entre +3 y -3 cm.
	La disminución de la cota de Bonete respecto del sistema cerrado es mayor a 3 cm.

En el siguiente gráfico se superpone a los valores del costo futuro, los costos de abastecimiento de la demanda y exportación junto con los costos totales finales.



A partir del gráfico anterior, se puede concluir que los tres casos más beneficiosos, tomando en cuenta el costo final de cada caso, son los VI, VII y VIII, que son los casos con exportación modelada como Spot de Mercado a 150 USD/MWh. Dentro de éstos, se destaca el VIII por tener el menor (costo total final + costo futuro). Si no se incluye el costo futuro, el más beneficioso de estos tres es el VII. Comparando este caso con el caso sin exportación, se observa que el monto ahorrado sería de 54: USD. Si se considera un costo total de la convertora de 300: USD, la inversión se pagaría (considerando solamente el beneficio de los ingresos por exportación) en 5 años y medio.

Los casos del II al V no presentan beneficios económicos. Por ende, no es conveniente la exportación (bajo ninguna modalidad) a precios del orden de los 7 USD/MWh.

## 5 Posibles futuros trabajos.

Las posibles líneas futuras de este trabajo se enumeran a continuación:

- Un análisis en profundidad de los costos marginales frente a las distintas modalidades de exportación.
- Modelación de la exportación como un Spot de Mercado (postizado o no) con mínimo técnico, de modo de analizar el comportamiento del sistema frente a requerimientos de mínima energía para iniciar la exportación a través de la convertora.
- Modelación de la exportación como un Spot de Mercado (postizado o no) con un nivel fijo de energía (de este modo no sería necesario modelar dicha exportación a través de una demanda, como se hizo en el presente trabajo).
- Realizar simulaciones de exportación con nivel fijo de energía con precios mayores que 7 USD/MWh y analizar el comportamiento del sistema con dicho aumento.

## 6 Anexos

### ANEXO I) ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA A EXPORTAR

A continuación se muestran las curvas de excedencia así como el promedio de la “energía vertida” en las tres centrales modeladas con embalse al cabo de un año de simulación en el caso del sistema cerrado.

