

Evaluación del desempeño de una central de bombeo.

Mariana D'Agosto, Martín Pedrana y Daniela Roldán

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 Introducción

Debido a los proyectos existentes sobre la incorporación de importantes cantidades de generación eólica a la matriz energética (1200MW a 2015), se plantean dos problemas: la variabilidad inherente de este recurso y los posibles excedentes de energía vertida, el cual sería desperdiciado. Se han efectuado estudios que muestran que históricamente es en la noche cuando ocurren los vientos más fuertes, esto sumado a las futuras incorporaciones, llevará a que la energía generada por los molinos podría superar la demanda en las madrugadas.

Una central de bombeo es una central hidroeléctrica reversible que tiene la capacidad tanto de turbinar como de bombear agua, permitiendo de esta manera almacenar energía.

Cuenta con dos embalses a distinto nivel, un embalse superior y otro inferior conectados a través de tuberías de impulsión.

El funcionamiento de la central consiste en generar energía durante las horas de mayor demanda almacenando el agua en el embalse inferior mientras que en las horas de menor consumo, llamadas horas valle, la central funciona como motor bombeando agua al embalse superior. De esta manera se acumula energía para un aprovechamiento más racional de los recursos energéticos de un país.

Este tipo de Centrales otorga mayor flexibilidad al sistema eléctrico en donde se incorpora, permitiendo al despacho contar con otras opciones de optimización:

- cuando existen sobrantes de energías de despacho libre (por ejemplo eólica y solar) permite almacenar dicha energía en el embalse superior, en vez de exportarla a precios bajos o tener que sacar de servicio centrales, para luego utilizarla en momentos de menor oferta y mayor demanda.
- permite aprovechar eventuales importaciones de energía en períodos de valle para utilizar en períodos de punta.
- permite evitar el apagado de centrales con altos costos de arranque por períodos cortos.
- permite amortiguar la variabilidad de la energía eólica.

Por lo que una central hidráulica de bombeo permitirá solucionar, por una lado las variabilidades de la generación eólica debido a su rápida respuesta y flexibilidad frente a dichas variaciones, y por otro el aprovechamiento de posibles sobrantes de energía.

2 Objetivo.

El objetivo de este trabajo es:

- evaluar el desempeño de una central de bombeo en el sistema uruguayo, con el plan de expansión actual.

Para evaluar este objetivo se pretende que la central de bombeo acumule energías sobrantes y turbine cuando el sistema lo requiera. Se espera que a lo largo de un día la central acumule y entregue energía al sistema de manera que al final de este período la central vuelva a la situación inicial.

3 Hipótesis de trabajo.

Elección del lugar de instalación

Se parte de un trabajo realizado por UTE de donde se obtienen 124 posibles lugares para la instalación de una central de bombeo en nuestro país desde el punto de vista topográfico.

Se elige para el estudio Cuchilla de las Tres Cruces con las siguientes características:

Superficie del embalse superior (km ²)	Desnivel (m)	Altura del embalse superior (m)	Volumen del embalse superior (hm ³)	Energía (GWh)	Potencia (MW)
2,86	125	6	17,16	5,84	600

Análisis

El análisis se realizará en un escenario base proporcionado por la cátedra denominado "PlanUY2012-2022".

Para llegar a simular en corto plazo, se concatenan simulaciones a largo mediano plazo. Es decir, primero se simula a largo plazo, luego, con los resultados obtenidos se simula a largo plazo y finalmente con los resultados obtenidos en mediano plazo se simula a corto plazo.

A continuación se muestran en una tabla el paso de tiempo, período de observación y periodo de optimización para cada caso:

	Paso de tiempo	Período de simulación	Período de optimización
Largo plazo	1 semana	5 años	10 años
Mediano plazo	1 día	1 mes	6 meses
Corto plazo	1 hora	2 semanas	1 mes

Se simulará a partir del año 2016 suponiendo que se alcanza el plan de expansión de UTE a mediados del año 2015 y no se incorpora más eólica al sistema.

Largo plazo:

- Se supuso que las centrales hidráulicas de Palmar y Salto Grande son centrales de pasada, digamos que no se considera el embalse de dichas centrales ya que estos son considerables cuando el estudio es como máximo de una semana tiempo hasta el cual dichas centrales tienen embalse. Luego de ese tiempo se libera el agua y en un tiempo largo estos embalses se llenan y se vacían pasando a ser un ciclo.
- Se resuelve no considerar la central de bombeo a largo plazo ya que dado el funcionamiento que se desea que adquiriera la central de bombeo en una semana su balance de energía en cuanto a turbinado y bombeo sería nulo. Es decir se espera que la central al final de ese paso vuelva a como estaba al principio. El fin por el cual se incorpora la central es para que a lo largo de un día pueda bombear por la noche y turbinar en el día. Por lo que al final del día idealmente turbinó todo lo que había bombeado.

3.1 Proyección de la Demanda

Se parte de una demanda base del año 2007 y se expande año a año hasta el fin de la optimización con los siguientes valores:

Año	Demanda (GWh)
2009	8995
2010	9394
2011	9805
2012	10154
2013	10610,93
2014	11088,42
2015	11587,40
2016	12108,83
2017	12653,73
2018	13223,15
2019	13818,19
2020	14440,01
2021	15089,81
2022	15768,85
2023	16478,45
2024	17219,98
2025	17994,88

Adicionalmente también se considera la demanda de Aratiri a partir del año 2015 de 200MW.

3.2 Expansión de la generación

Parques eólicos:

Se tienen 4 parques eólicos de 2MW por unidad que se irán incorporando de la siguiente manera:

Cantidad de unidades	Año de incorporación
7	2008
5	2010
8	2011
167	2013
340	2014
70	2015

Totalizando al año 2015: 590 máquinas lo que equivale a 1180MW.

Generadores térmicos básicos:

Se tienen los siguientes generadores térmicos:

- A base de biomasa:
 - BiomasaAutoDespachada: unidades de 10MW, 9 se incorporan al 2013 y 9 más al 2014.
 - BiomasaConvocable: unidades de 10MW, una se incorpora en 2013 y una más en el 2014.
- A base de fuel oil:
 - CB-5ta-FOP: una unidad de 75MW, culmina su ciclo de vida en el 2021
 - CB-6ta-FOP: una unidad de 120MW, culmina su ciclo de vida en el 2021
 - SalaB FO: 1 unidad de 48 MW que deja de funcionar en el año 2015.
- A base de gas natural:
 - CC470 GN: unidades de 180MW, 2 se incorporan en 2014 y se agrega una más en 2015
 - PTI GN: 6 unidades de 49MW a partir del año 2014.
- A base de gas oil:
 - CTR_GO: 2 unidades de 100MW
 - PTI_GO: 6 unidades de 49MW se incorporan en el año 2012 y se agregan 7 más en el 2013, sale de funcionamiento en el 2014.
- Otros:
 - G_Dis80: unidades de 8MW, 4 se incorporaron en 2009 y se agregan 6 en el año 2011 (2 en mayo, 2 en setiembre y 2 en diciembre)
 - Motores: 8 unidades de 10MW a partir del año 2009.

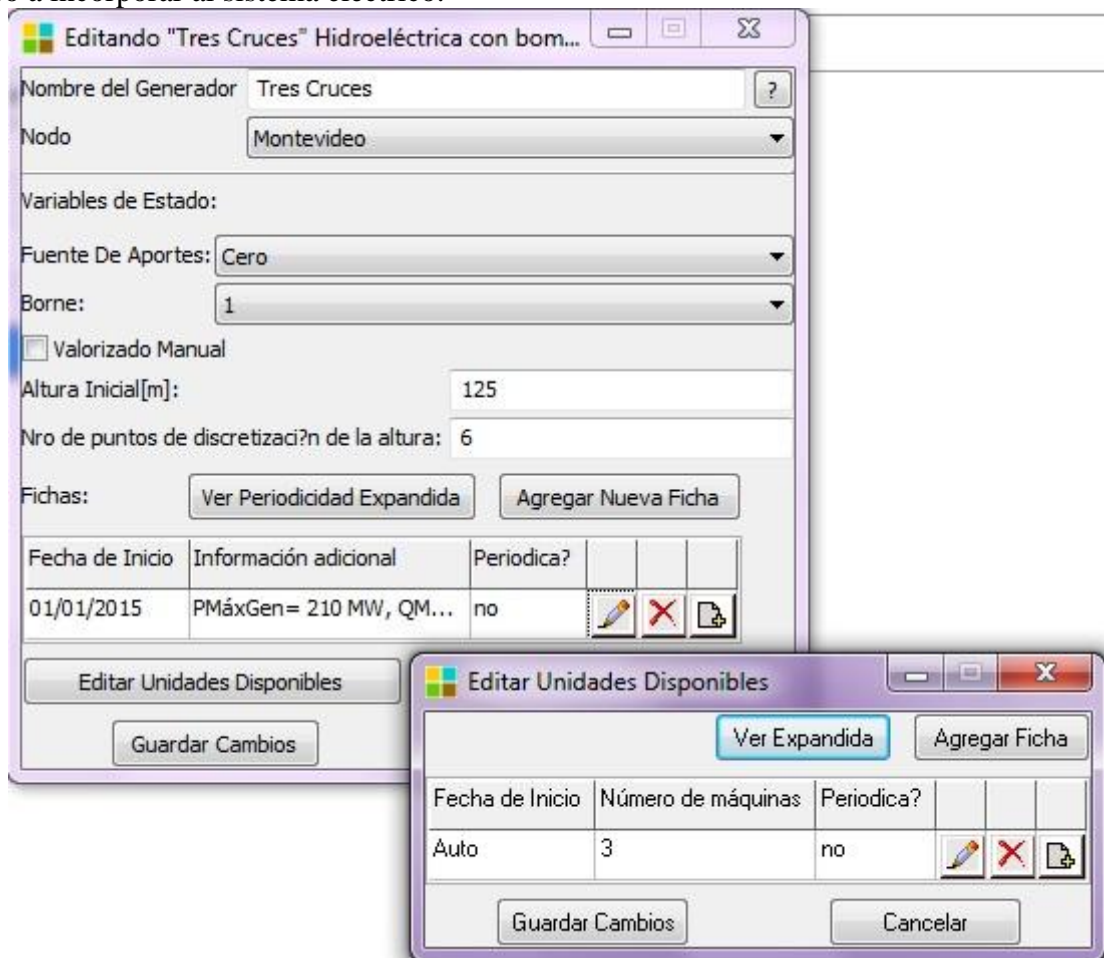
Centrales Hidráulicas

Se tienen 4 centrales hidráulicas convencionales con las características que se muestran en la siguiente tabla:

Central	Tipo	Discretizaciones	Potencia máxima generable por máquina (MW)	Total de máquinas
Baigorria	De pasada	---	36	3
Palmar	Con embalse	3	111	3
Bonete	Con embalse	10	38.8	4
Salto grande	Con embalse	3	135	7

Central de bombeo

En las siguientes figuras se muestra en modelo y parámetros asociados de la Central de Bombeo a incorporar al sistema eléctrico.



Editar ficha de "Tres Cruces" Hidroeléctrica con bombeo

Fecha de inicio (dd/MM/yyyy) ?

Periódica?

Cota mínima operación[m]	125
Cota máxima operación[m]	131
Puntos cota-volumen h[m]	125,00; 128,00; 131,00
Puntos cota-volumen V[Hm ³]	0,00; 8,58; 17,16
Cota de la descarga para cálculo del salto[m]	0
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(caQE)	0,001645291
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(cbQE)	6,89E-8
Rendimiento[p.u.]	0,86
Potencia máxima generable[MW]	210
Caudal máximo turbinable[m ³ /s]	48
Factor de disponibilidad[p.u.]	0,99
Tiempo de reparación[horas]	48
Ca filtración[m ³ /s]	0
Cb filtración[m ² /s]	0
Qa muy seco[m ³ /s]	0
Cota mínima para vertimiento[m]	130
Cota máxima para vertimiento[m]	133
Caudal vertido con la cota máxima[m ³ /s]	1000

Salto mínimo operativo: [m]:

Control de cota objetivo en la simulación

Controlar si está por debajo del objetivo

Controlar si está por encima del objetivo

Cota objetivo [m]:

Delta Valor del Agua [USD/Hm3]:

Valorización Manual

cv_Valorización Manual [USD/Hm3]:

Manejo de Cota Real

Tomar de la Fuente?

Fuente: <Agregar nueva...>

Borne:

EMaxPaso[MWh]

QErogado mínimo[m³/s]

Imponer QErogadoM in por Poste?

Control de Crecida cota de inicio [m]:

Crecida cota de Erogado a Pleno [m]:

Bombeo

PMáx [MW]:

QMáx [m3/s]:

Rendimiento [p.u.]:

3.3 Comercio Internacional

- Intercambio con Argentina:
 - Exportación: 2000MW
 - Importación: 100MW
- Intercambio con Brasil:
 - Rivera Livramento: capacidad de intercambio 70MW.
 - Conversora 500: capacidad de intercambio 500MW (a partir del 2013)

3.4 Precio de los combustibles

Para predecir el precio de los combustibles se utilizan los siguientes sintetizadores:

- iGNL para gas natural
- iBIO para biomasa
- iWTI para los derivados del petróleo

3.5 Costos de falla

Se consideran los 4 siguientes escalones de falla:

Escalón	1	2	3	4
Profundidad (pu)	0,05	0,075	0,075	0,8
Costo (USD/MWh)	250	400	1200	2400

Para Aratirí se considera un escalón de falla de profundidad 1pu y costo 500 USD/MWh

4 Metodología

- Análisis largo plazo:

Horizonte de tiempo: la simulación fue realizada en un período de 5 años y la optimización en 10 años.

Paso de tiempo: se dividió en 4 postes de duración 7, 28, 91 y 42 horas, con una duración de paso de tiempo de 168hs.

El costo futuro fue considerado cero.

Se tomaron 100 números de crónicas para la simulación y 5 para la optimización.

- Análisis a mediano plazo:

Horizonte de tiempo: la simulación fue realizada en un período de 1 mes y la optimización en 6 meses.

Paso de tiempo: se dividió en 4 postes de duración 6 cada uno, con una duración de paso de tiempo de 24hs.

El costo futuro fue considerado el de largo plazo.

Se tomaron 100 números de crónicas para la simulación y 5 para la optimización.

Este análisis fue realizado en dos etapas del año distintas considerando los momentos de mayor y menor SpeedUp del viento con lo que obtenemos dos comportamientos distintos de la eólica. Estos dos meses son Marzo y Setiembre.

- Análisis a corto plazo:

Horizonte de tiempo: la simulación fue realizada en un período de 1 semana y la optimización en 2 meses.

Paso de tiempo: se dividió en 1 postes de duración 1 hora.

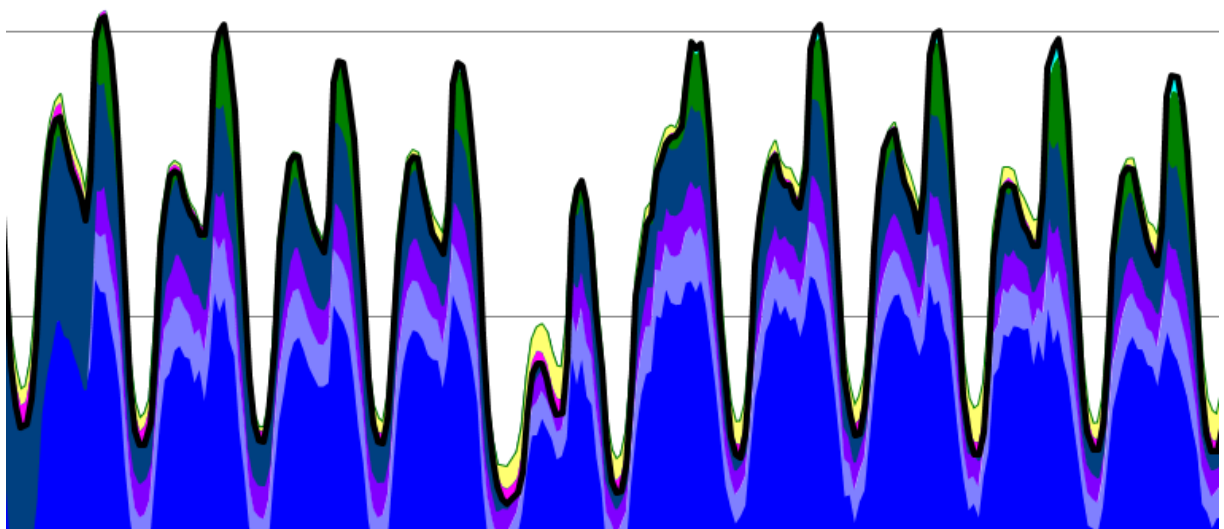
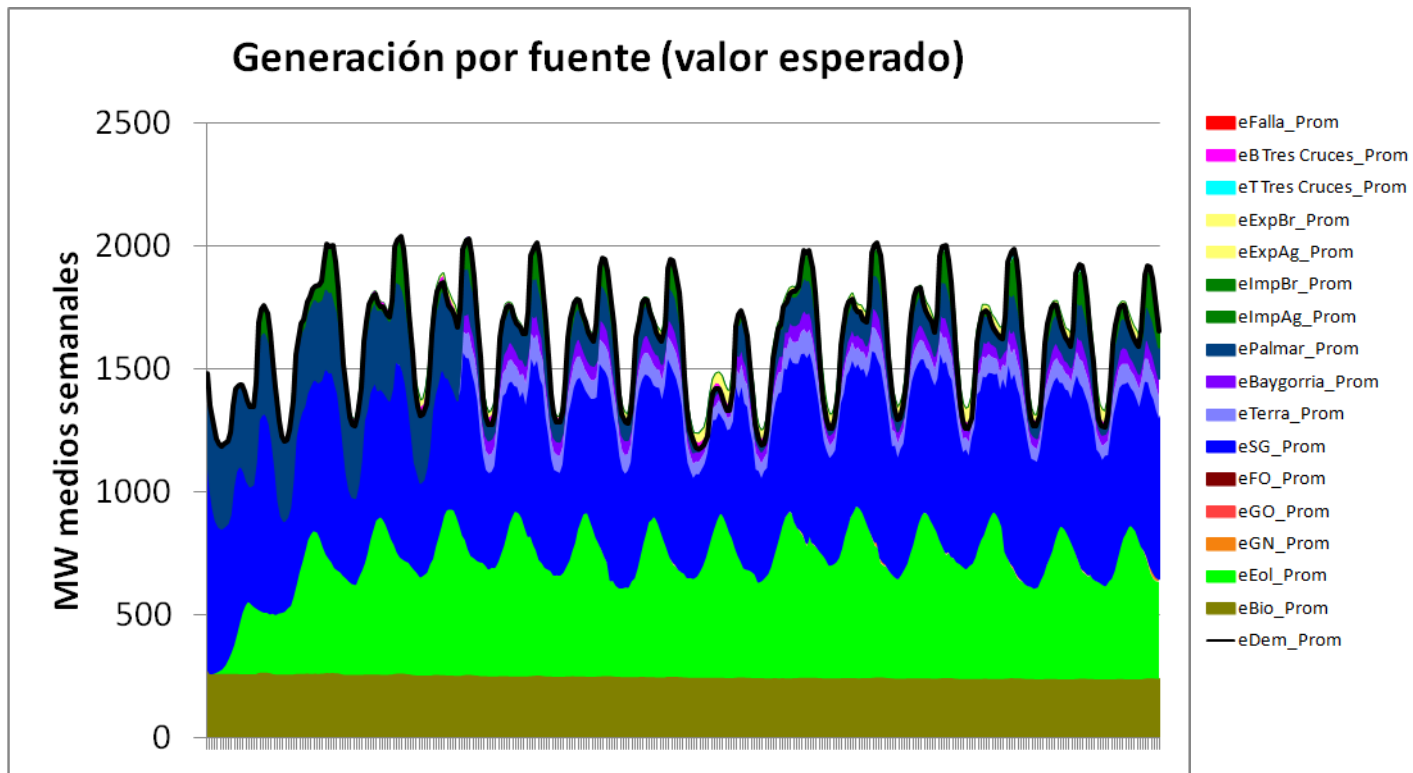
Se tomaron 100 números de crónicas para la simulación y 5 para la optimización.

En este análisis además de considerar el SpeedUp del viento se consideran los meses donde se dan los mayores picos de demanda, por lo que los meses considerados para este análisis son: enero, marzo, julio y setiembre. Para las simulaciones de enero y marzo se consideran los costo futuros de mediano plazo correspondientes a marzo, y para julio y setiembre se consideran los de setiembre.

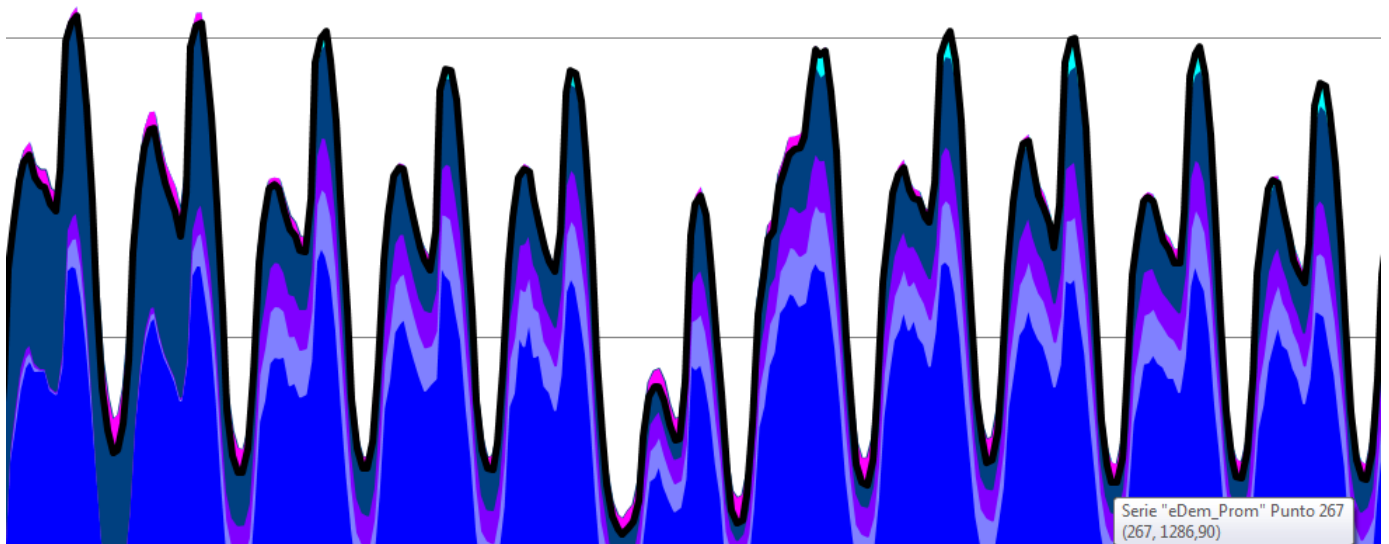
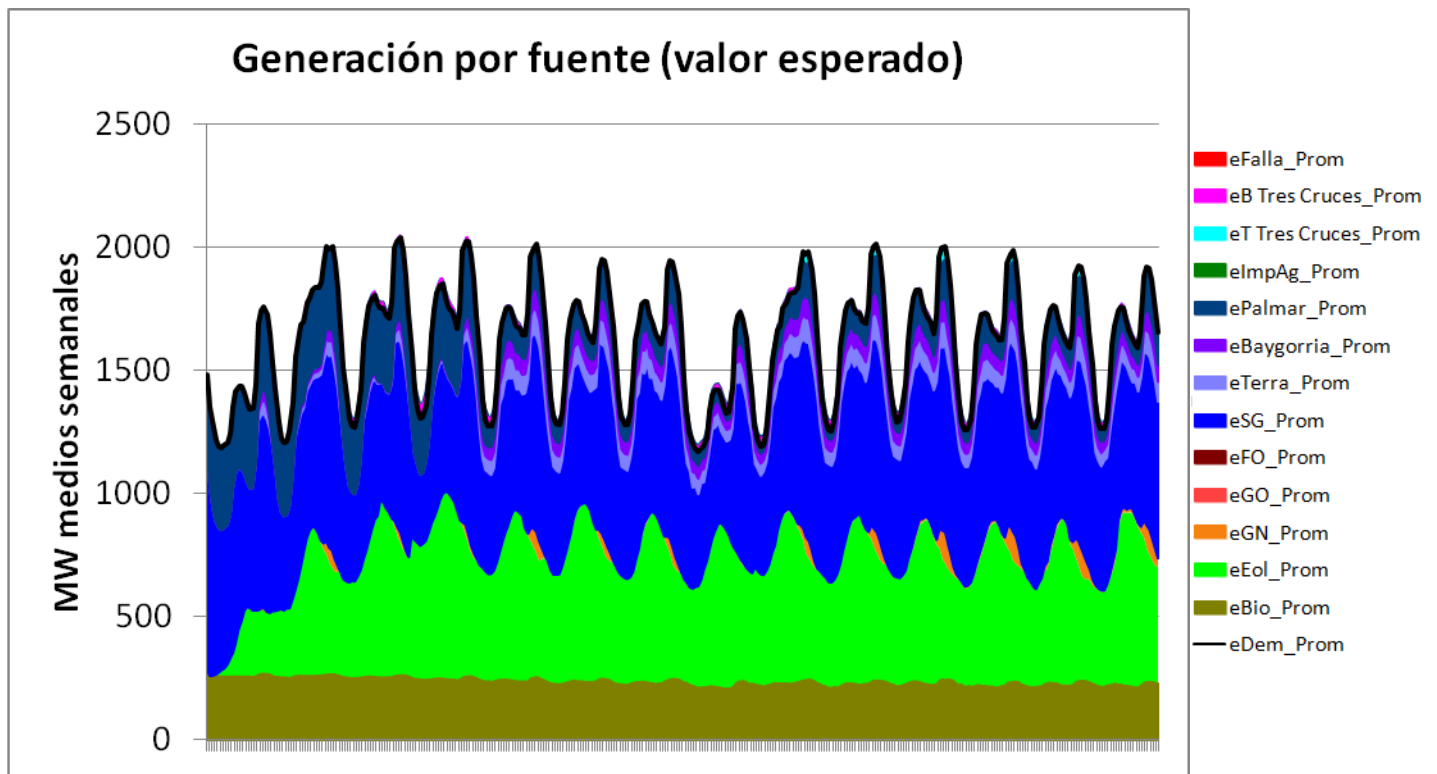
5 Resultados del estudio

A continuación se muestran los resultados obtenidos para la simulación del mes de setiembre. Se realizaron análisis con y sin exportación. Para el caso sin exportación también se varió la altura inicial del embalse superior.

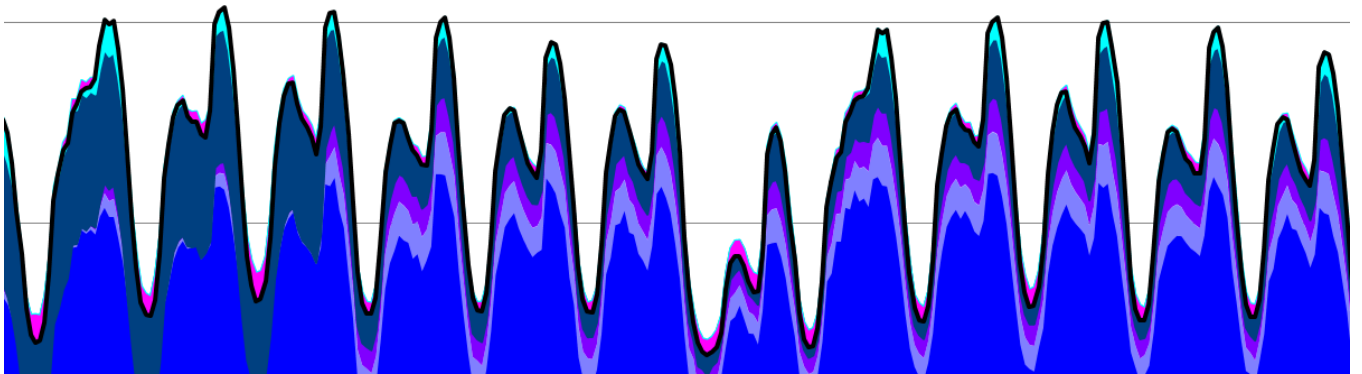
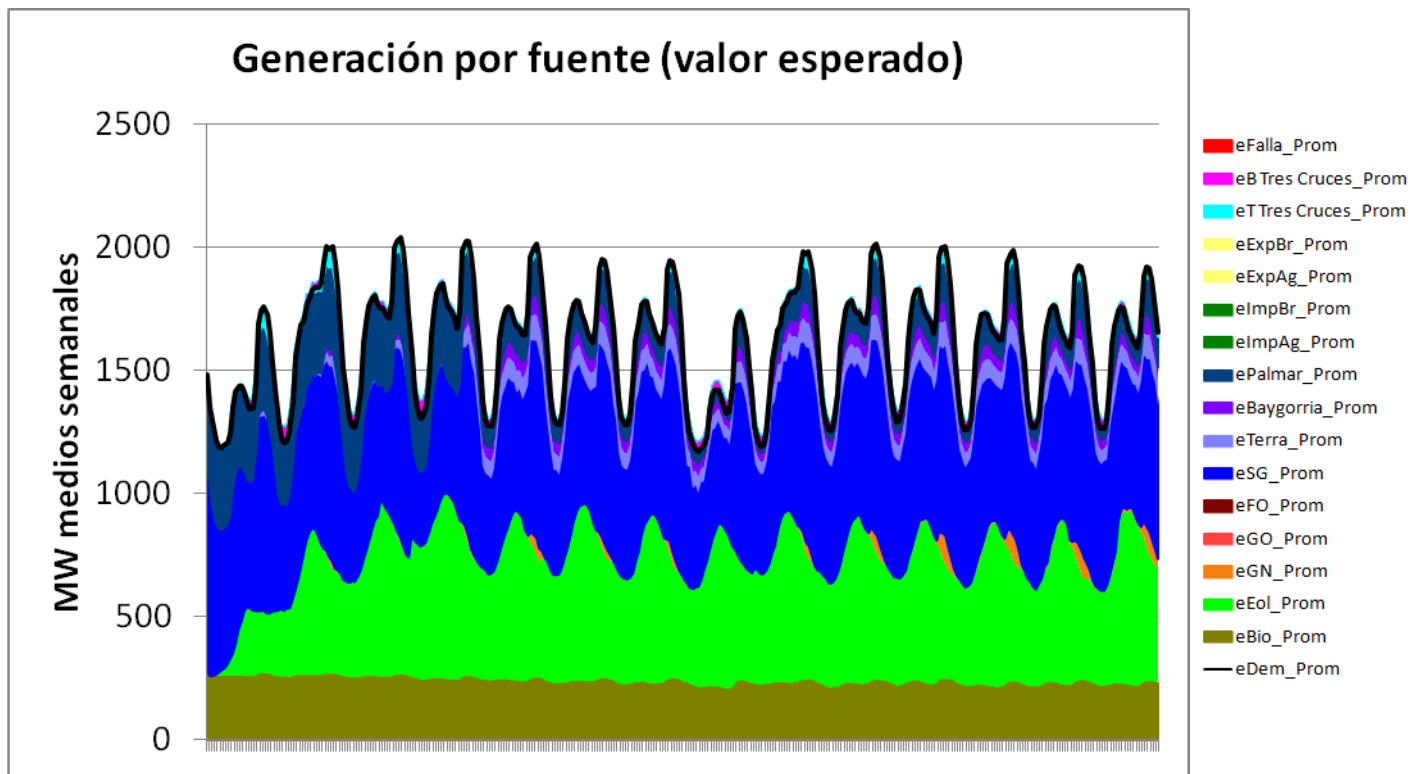
Generación por fuente considerando habilitadas las exportaciones y altura inicial del embalse superior 125m.



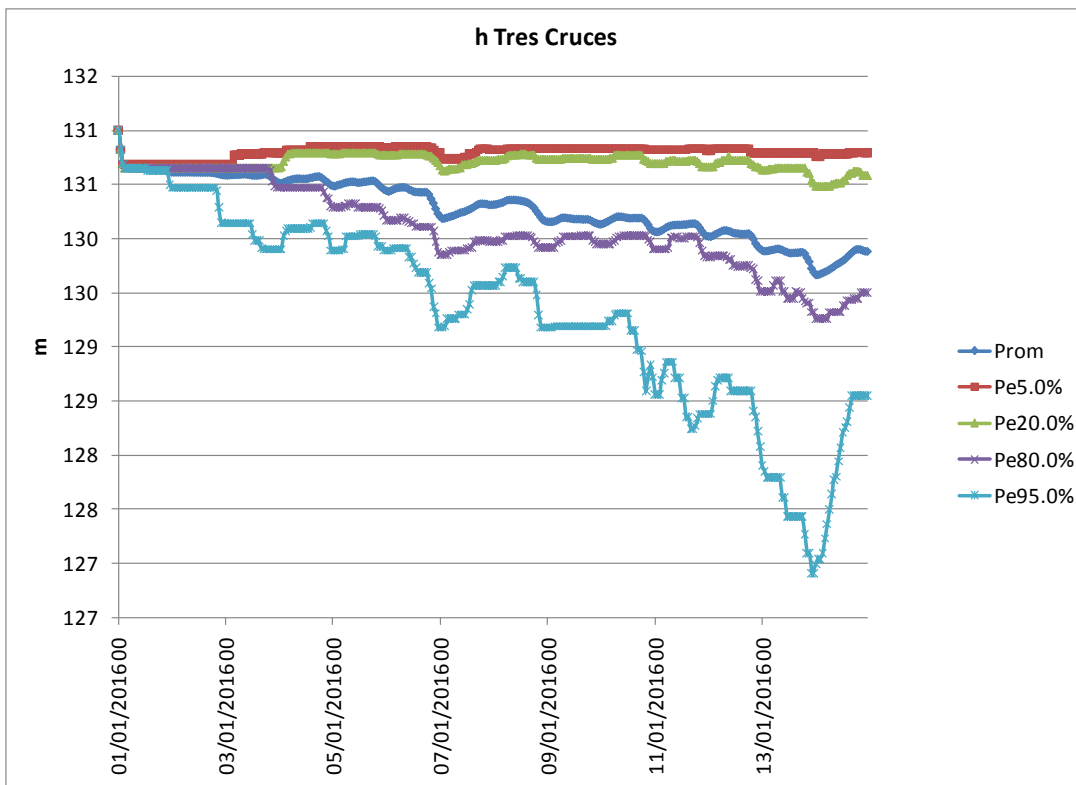
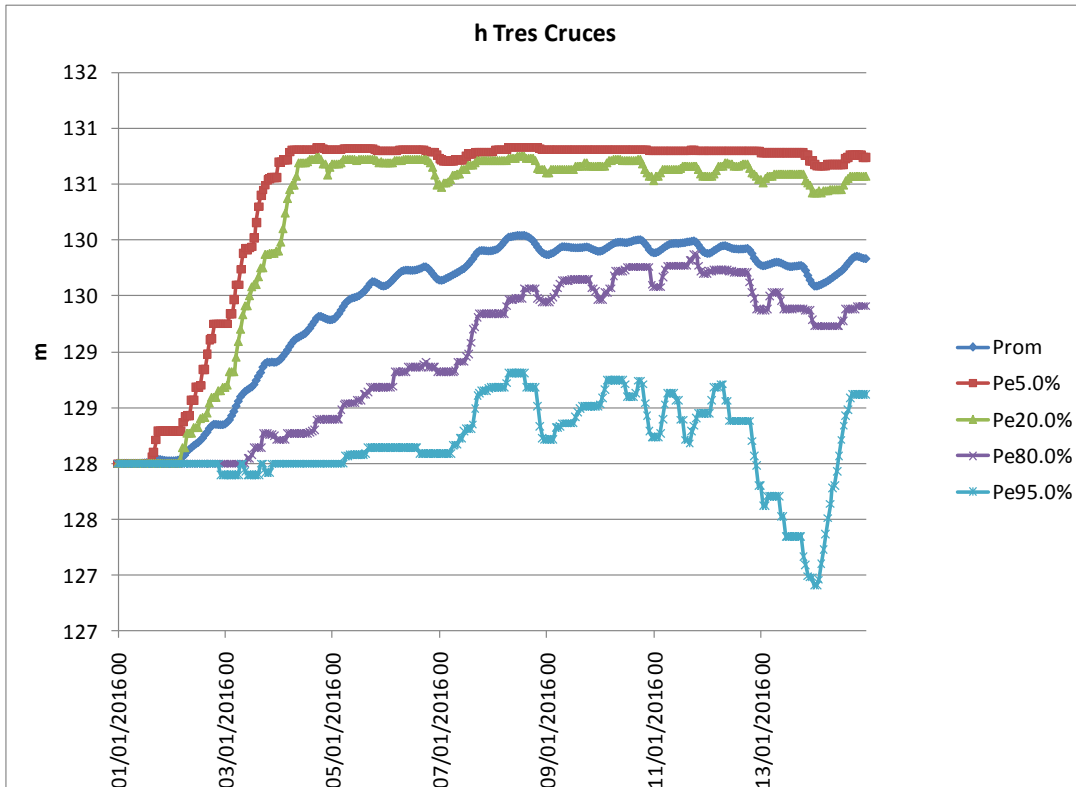
Generación por fuente considerando deshabilitadas las exportaciones y altura inicial del embalse superior 125m.



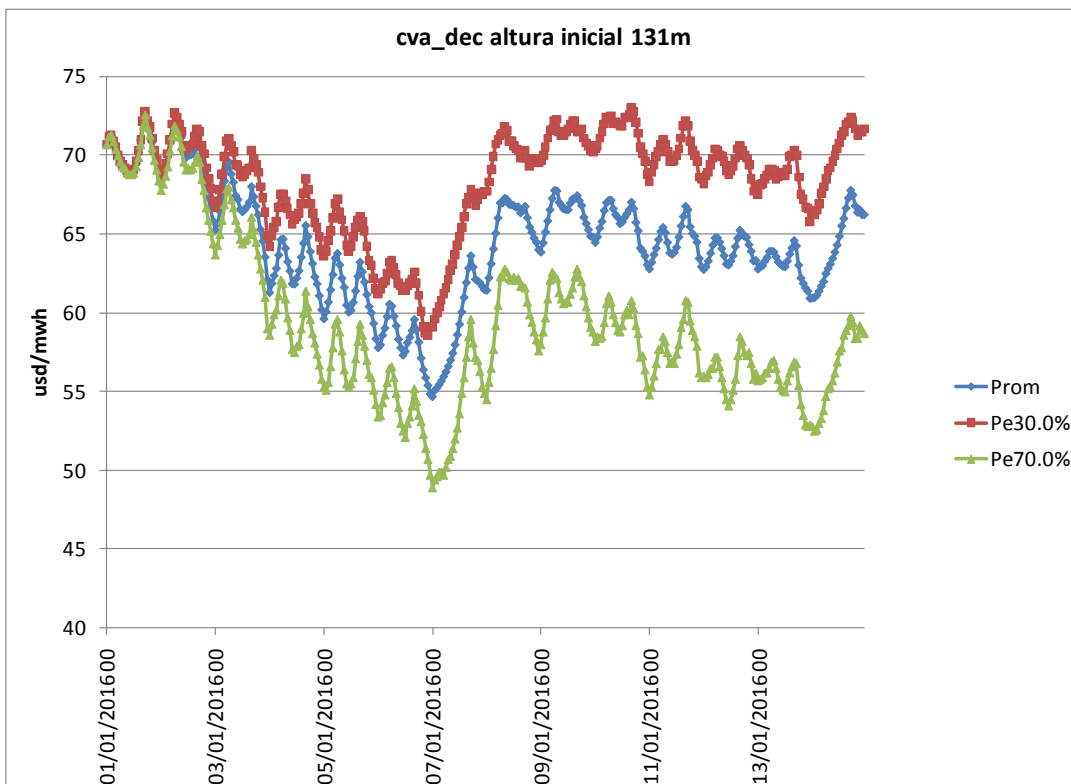
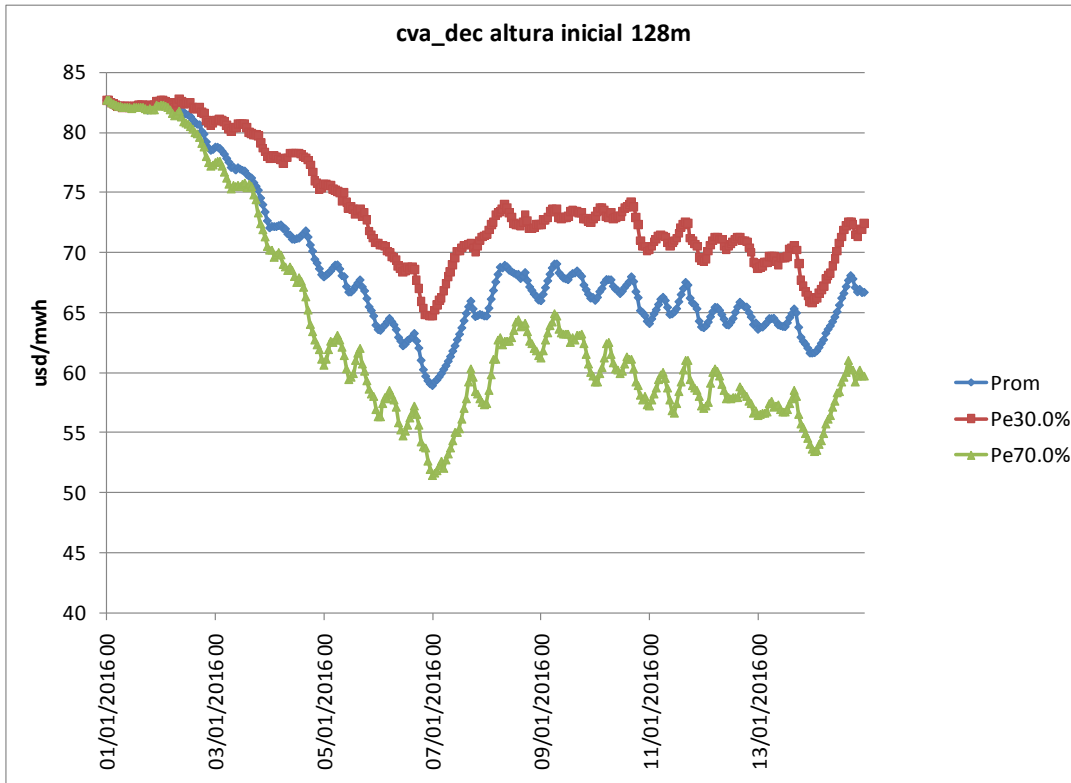
Generación por fuente considerando deshabilitadas las exportaciones y altura inicial del embalse superior 128m.



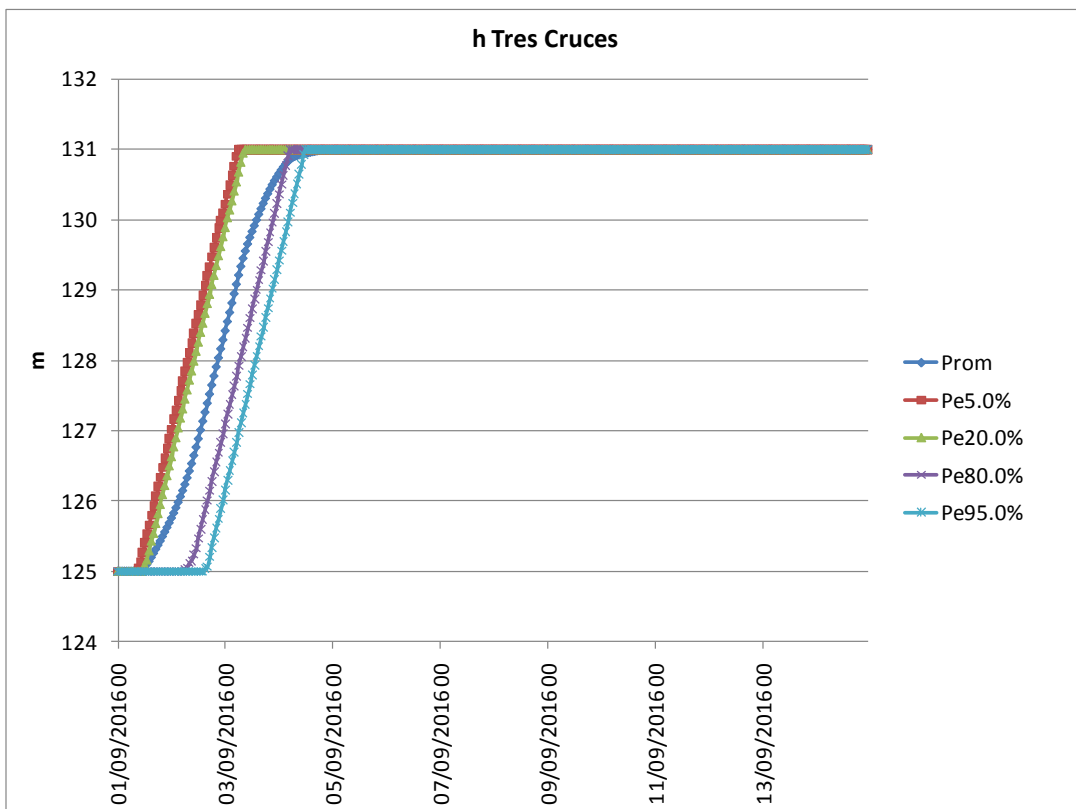
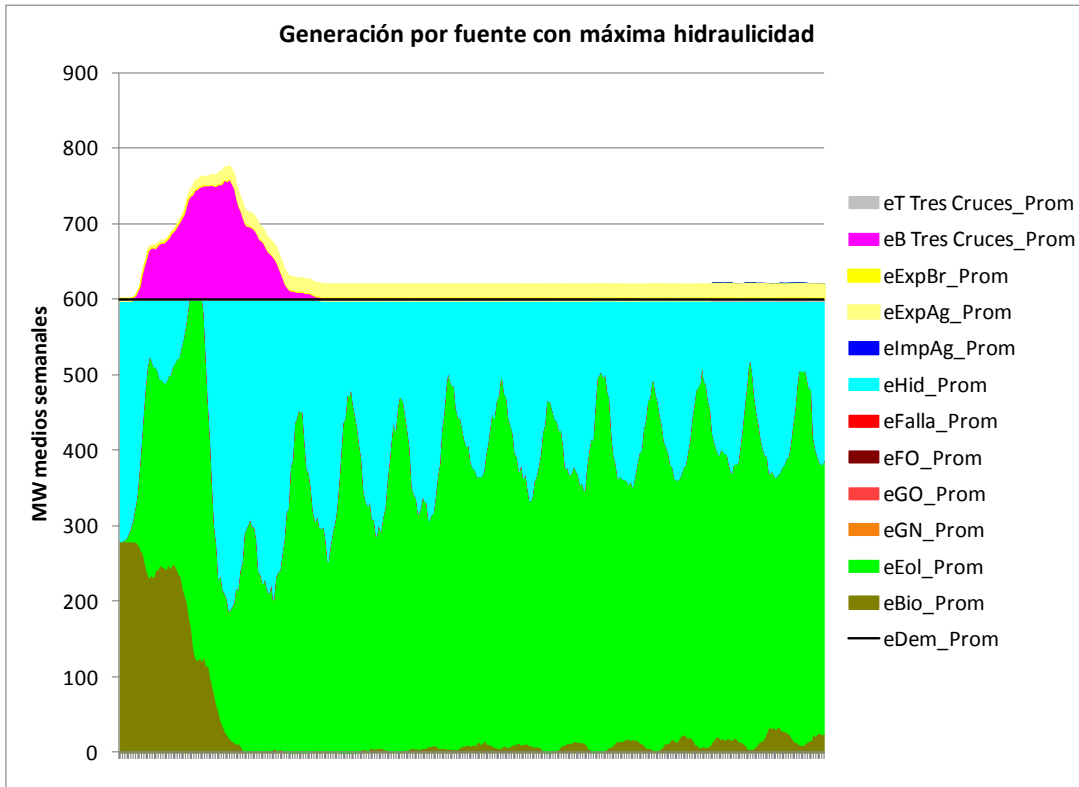
A continuación se muestran los resultados obtenidos para el mes de enero comparando el comportamiento de la central de bombeo para distintas alturas iniciales, 128 metros que equivale a un embalse con agua acumulada a la mitad de su capacidad y con 131 metros que representa el embalse lleno. Se muestra el valor para el promedio y las probabilidades de excedencia correspondientes



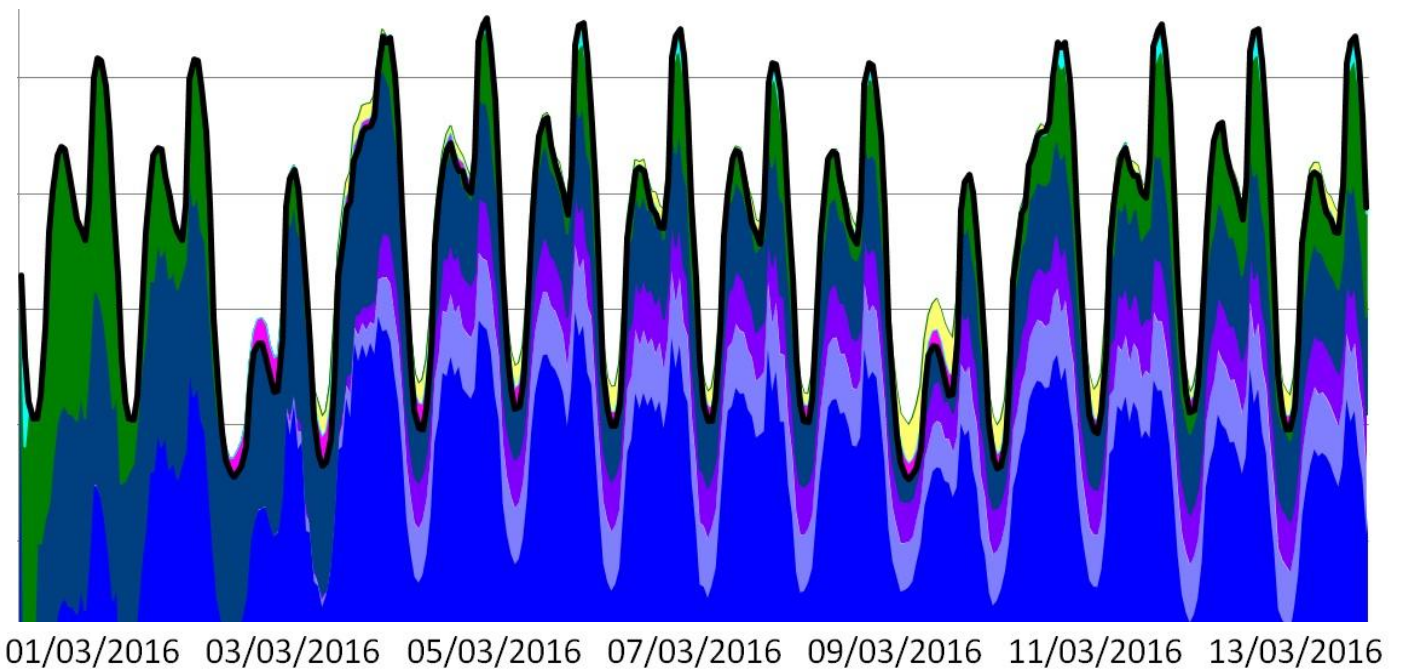
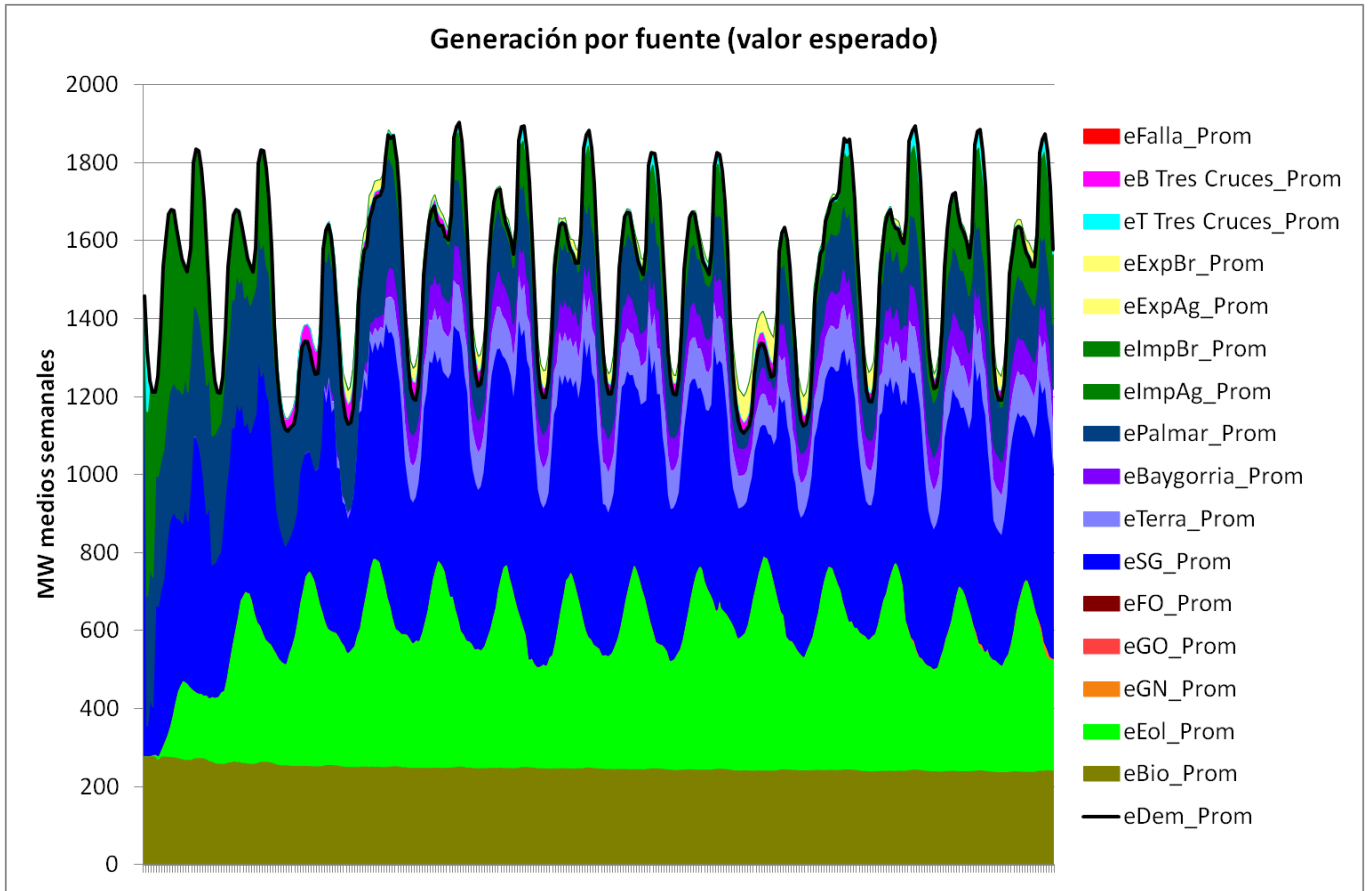
A continuación se muestran los resultados obtenidos para el mes de enero comparando los costos variables de la central de bombeo (valor del agua embalsada) para distintas alturas iniciales, 128 metros que equivale a un embalse con agua acumulada a la mitad de su capacidad y con 131 metros que representa el embalse lleno. Se muestra el valor promedio y las probabilidades de excedencia

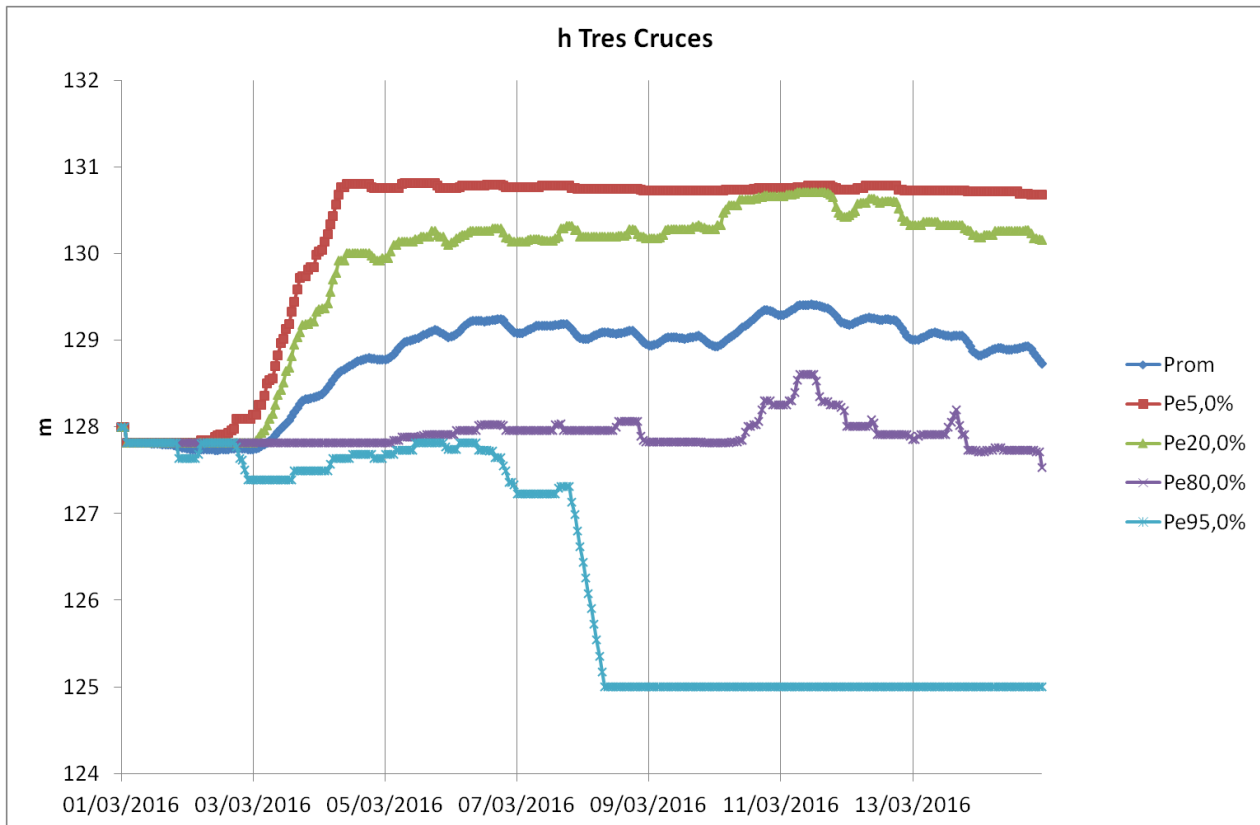


A continuación se muestra el resultado obtenido para el mes de setiembre considerando una demanda plana de 600MW, con mucha generación eólica y máxima hidráulica a modo de visualizar el comportamiento de la central de bombeo y el llenado del embalse superior.



En las siguientes gráficas se muestra la simulación de las 2 primeras semanas del mes de marzo. Se compara la generación por fuente con la altura del embalse superior de la central de bombeo.





Se ve que hasta el 6/3/2016 la central bombea la mayor parte del tiempo como se observa en el gráfico de generación por fuente, de igual forma la altura del embalse va aumentando hasta un poco mas de 4 metros. Luego de esta fecha hasta el 9/3/2016 la central turbinada más de lo que bombea por lo que la altura promedio de su embalse disminuye levemente. Luego del 9/3 hasta el 11/3 bombea por lo que la altura del embalse sube, y el resto del intervalo turbinada por lo que su embalse baja.

6 Conclusiones

Observando los resultados obtenidos se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- El valor del agua de la central instalada es claramente mayor al de las exportaciones o importaciones, por lo que se prefiere despachar utilizando el comercio internacional a maniobrar la central de bombeo. La central de bombeo es más útil para el sistema con el comercio exterior cerrado.
- La central de bombeo varía su desempeño según la altura inicial del embalse superior, tendiendo siempre al comienzo a alcanzar una altura media y mantenerla luego.
- Se observa que para el caso con el embalse lleno el modelo utiliza la central para turbinar dicha agua embalsada y así generar energía en los picos de demanda.
- El costo variable al inicio de la simulación, como era de esperar, es menor para el caso en que la altura inicial es mayor tendiendo en ambos casos a un mismo valor aproximado al final de la simulación
- Para el caso en que la demanda se la considera plana, con mucha eólica y máxima hidráulica, la central de bombeo se comporta como una carga para el sistema llenando el embalse superior aprovechando las sobras de energía y guardando dicha agua para su uso futuro. Cabe destacar que para dicho caso la exportación se limitó a unos pocos MW de manera que la central pueda bombear lo máximo posible.

7 Posibles futuros trabajos.

A continuación se listan posibles futuros trabajos vinculados con el estudio realizado:

- Evaluar el modelo con escenarios de eólica que superen ampliamente la demanda.
- Evaluar económica y energéticamente la instalación de una central de bombeo en escenarios de incorporación de energía eólica crecientes.
- Analizar a partir de qué cantidad de incorporación de eólica se justifica la inversión de una central de bombeo.
- Analizar el comportamiento de la central de bombeo para distintos caudales admisibles de turbinado y bombeo.
- Estudiar sobre cómo calcular el valor del agua embalsada en la central de bombeo.