

ANÁLISIS A LARGO PLAZO DE INCORPORAR LA DINÁMICA DEL NIÑO 3.4 EN EL SISTEMA ELÉCTRICO URUGUAYO

Fernanda Maciel, Pía Olave, Federico Purtscher

Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.

Julio 2011

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 y objetivo.

Las variaciones de temperatura superficial del mar (TSM) y los cambios en la presión atmosférica en la región ecuatorial del océano Pacífico interactúan dando origen al fenómeno que se conoce como El Niño-Oscilación Sur (ENOS).

El índice del Niño se asocia con las anomalías de TSM y presenta dos fases, una positiva o caliente cuando ocurre un aumento de las mismas, que se conoce como el fenómeno El Niño y tiene su pico cerca de fin de año. Cuando, al contrario, ocurre un enfriamiento de la TSM (fase fría o negativa del índice) se conoce como el fenómeno La Niña. Estos fenómenos tiende a repetirse típicamente cada 3 a 7 años, y ambos tienen efectos conocidos en las variaciones climáticas de varias regiones del planeta (Ropelewski y Halpert, 1987, 1989), en particular en el sudeste de América del Sur. Cuando ocurre un fenómeno El Niño tiende a aumentar la precipitación en Uruguay en ciertas épocas del año y, contrariamente, cuando ocurre un fenómeno La Niña tiende a llover menos (Pisciottano et al., 1994).

Existen distintos índices basados en la TSM según la región del Pacífico ecuatorial que se considere. En este trabajo se utilizó el índice Niño 3.4 (N3.4), que se calcula como el promedio de la TSM en el área definida por 120° O-170° O y 5° N-5° S (ver Figura 1).

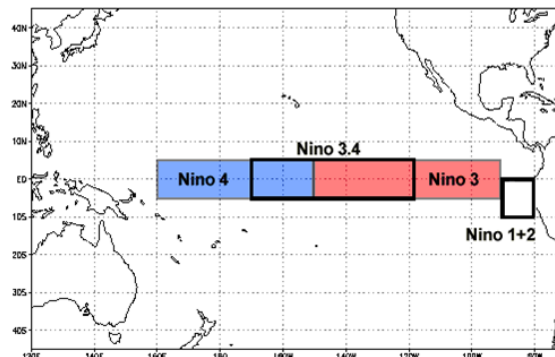


Figura 1- Región del Pacífico ecuatorial donde se calcula el índice N3.4

La variación de las precipitaciones debido a los fenómenos mencionados repercute en los aportes que llegan a las represas hidroeléctricas y, por lo tanto, puede afectar el costo de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en Uruguay. Estudios anteriores de Chaer et al. (2010) consideran el pronóstico del índice N3.4 en el proceso de optimización de la operación del sistema eléctrico en un horizonte de tiempo de un año (agosto de 2009 a julio de 2010). Al inicio de período seleccionado estaba claramente desarrollado un evento El Niño, por lo que se esperaban más lluvias en la región. El estudio revela que hay un impacto significativo en la operación del sistema al conocer previamente esta información.

En este trabajo se incorpora la dinámica del índice N3.4 en la optimización y simulación del sistema de energía eléctrica uruguayo, utilizando la plataforma SimSEE. Por lo tanto, el mismo puede afectar tanto la operación como los valores de los aportes a las represas hidroeléctricas en el período de simulación. Los resultados se evalúan en un horizonte de tiempo mucho mayor, alrededor de 40 años, con lo que se logra independizarse de las condiciones iniciales del índice. Tampoco es posible utilizar pronósticos a tan largo plazo, por lo que el mismo es simulado utilizando, como datos de entrenamiento, la serie semanal del índice N3.4 en el período de febrero de 1909 a julio de 2009.

El objetivo de este trabajo es realizar un análisis a largo plazo de cómo se ve afectada la operación del sistema eléctrico uruguayo y el costo de abastecimiento de la demanda (CAD) al incorporar la dinámica del índice N3.4 en la optimización y simulación del sistema, utilizando la plataforma SimSEE. El valor de incorporar esta dinámica se puede pensar como la diferencia del CAD entre un sistema que opera conociendo la dinámica de N3.4 y otro que opera sin conocerla.

2 Hipótesis de trabajo.

Se utilizó como base la sala del SimSEE denominada *planoptimo_2013_2026*, dejando la demanda y el precio del petróleo constante a partir del año 2009 y eliminando la expansión del parque generador.

La finalidad fue minimizar la variabilidad del sistema de manera de analizar con mayor independencia la incorporación de la dinámica del índice N3.4.

3 Metodología.

3.1 Incorporación de N3.4

Se incorpora la dinámica del índice N3.4 a través de la fuente aleatoria “Lluvias” de la siguiente manera: primero se crea una serie de datos que contiene los valores semanales históricos –desde 1909 hasta 2009- de los aportes en las represas de Bonete, Palmar y Salto, y de N3.4. Estos últimos se obtienen a partir de la serie mensual interpolando para llevarlos a datos semanales. Se procesó esta serie con la aplicación “Análisis Serial”, utilizando overlapping 3 y filtro de orden 1, obteniéndose el sintetizador CEGH. De esta forma quedan definidas las funciones deformadoras no lineales que llevan las series del espacio real al espacio gaussiano y viceversa; y el filtro que relaciona los valores de los aportes y de N3.4 de cada semana con los de la semana anterior. Cabe destacar que estas relaciones son puramente estadísticas y no necesariamente representan fenómenos físicos. A continuación se presenta la matriz de correlaciones del filtro.

Bonete	0.716	0.049	0.075	0.028
Palmar	0.132	0.637	0.008	0.017
Salto	0.082	-0.010	0.791	0.024
N3.4	-0.001	0.003	0.011	0.990

3.2 Descripción de los escenarios

Para evaluar la influencia de la incorporación del índice N3.4 en el sistema se construyen dos escenarios diferentes y se comparan diferentes parámetros para ambos, haciendo énfasis en el costo de abastecimiento de la demanda.

El primero denominado operador menos informado optimiza utilizando la fuente aleatoria de lluvias sin incluir los valores de N3.4; o sea que construye su política de operación ignorando esa información (política de operación menos informada, POLI). Luego se simulan los aportes con la fuente que sí la incluye. De esta manera se somete al operador a enfrentarse a las condiciones impuestas considerando el Niño.

El operador más informado es aquel que considera los valores de N3.4 en la fuente de aportes tanto en la optimización como en la simulación (política de operación más informada, POMI).

Al utilizar la información de N3.4 para las simulaciones en ambos escenarios, se logró comparar solamente las diferencias respecto a la operación del sistema.

Dado que el sistema fue “congelado” en 2009 y que en ese entonces no estaba suficientemente respaldado, se supuso que se estaban imponiendo condiciones particulares que entorpecerían los resultados para el análisis; o sea que se estaría obligando a los operadores a actuar en forma extremadamente conservadora con el agua embalsada para evitar eventuales fallas futuras. Por eso se realizaron corridas en las que se disminuyeron los costos de falla simulando un mayor respaldo del sistema. También se realizó una corrida con el precio del petróleo variable, simulando su valor con la fuente iWTI propia de la sala.

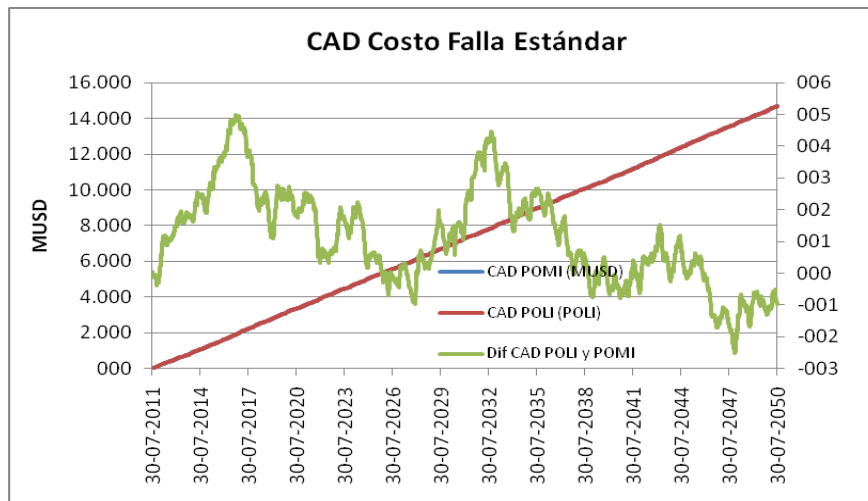
Se muestran los valores de falla considerados:

Profundidad de falla (%)	5	7,5	7,5	80
Costo de falla estándar (U\$D/MWh)	250	400	1200	2400
Costo de falla menor (U\$D/MWh)	200	200	200	400

4 Resultados del estudio.

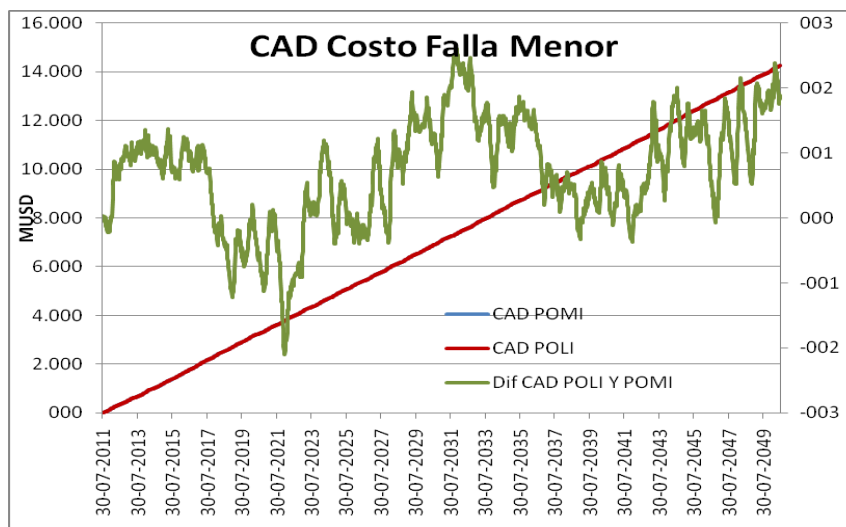
4.1 Costo de abastecimiento de la demanda

Se analiza el CAD para cada una de las Corridas realizadas; a precio de falla estándar y a precio de falla reducido, ambas con el precio del petróleo constante; y otra con precio de falla estándar y precio de petróleo variable. En cada uno de los Gráficos 1 a 3 se compara el CAD promedio acumulado para un operador más y uno menos informado.



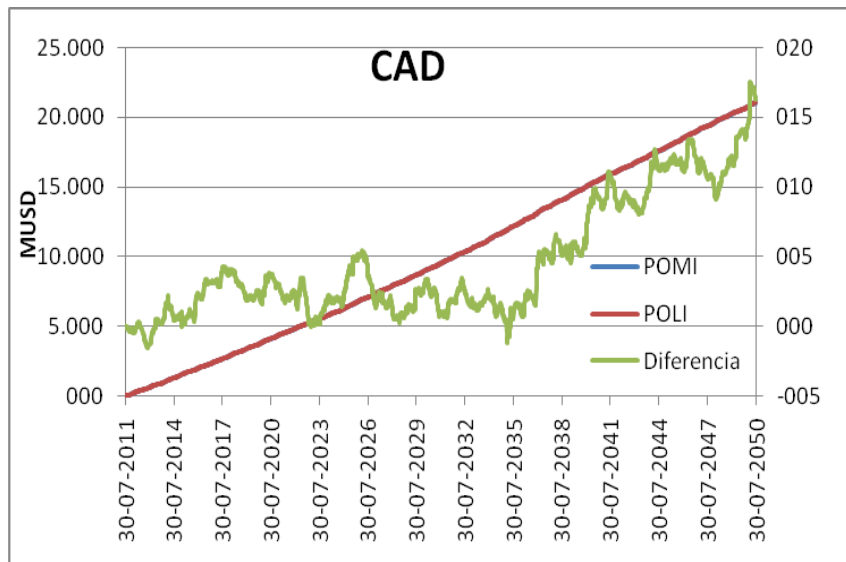
**Gráfico 1 – CAD promedio acumulado para cada PO (eje principal) y su diferencia (POLI-POMI, eje secundario)
Precio de Falla Estándar y precio de petróleo constante**

Al simular con un precio de falla estándar se observa un CAD muy similar para ambas Política de Operación (Gráfico 1). En el eje secundario se observa el valor de la diferencia del CAD, el cual se encuentra en el entorno de cero.



**Gráfico 2 – CAD promedio acumulado para cada PO (eje principal) y su diferencia (POLI-POMI, eje secundario)
Precio de Falla Reducido y precio de petróleo constante**

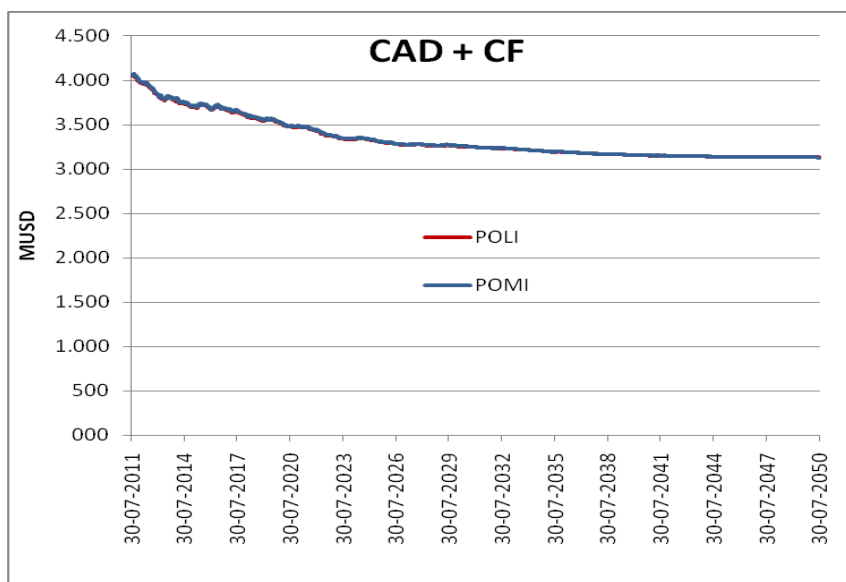
En las simulaciones con Precio de Falla menor (Gráfico 2), se observan los mismos resultados que para la corrida con precio de falla estándar: un CAD similar para ambas Políticas.



**Gráfico 3 – CAD promedio acumulado para cada PO (eje principal) y su diferencia (POLI-POMI, eje secundario)
Precio de Falla Estándar y precio de petróleo variable**

Al dejar variable el precio del petróleo también se observa un CAD muy similar para ambas políticas (Gráfico 3), lo que se confirma observando que la diferencia entre ellas no es significativa al final del período de simulación.

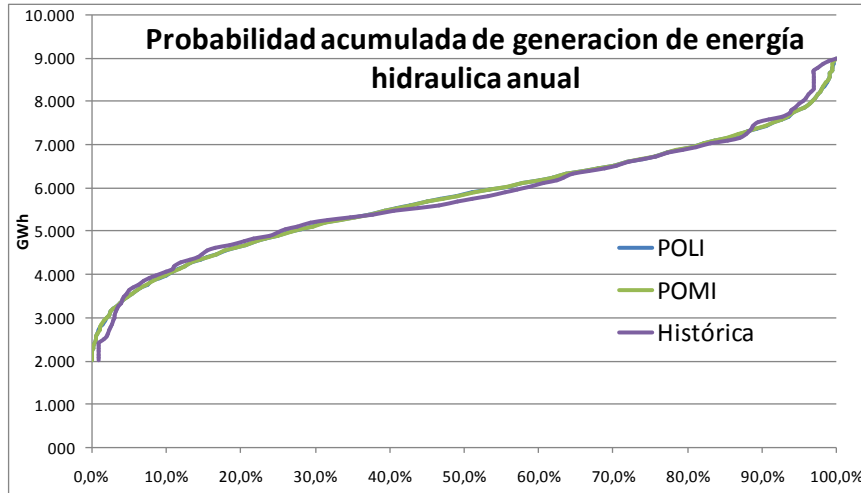
Se muestra a modo de ejemplo en el Grafico 4 la suma del CAD y el Costo Futuro (ambas en promedio y acumulados con un factor de 0.12 anual para un precio de falla reducido y manteniendo el precio de petróleo constante). Para ambas políticas de operación se utilizó el CF teniendo en cuenta la dinámica de N3.4. Al igual que para los casos anteriores se observa un comportamiento muy similar para la política más y menos informada. Para las demás corridas se obtuvo este mismo comportamiento (no se muestran los resultados).



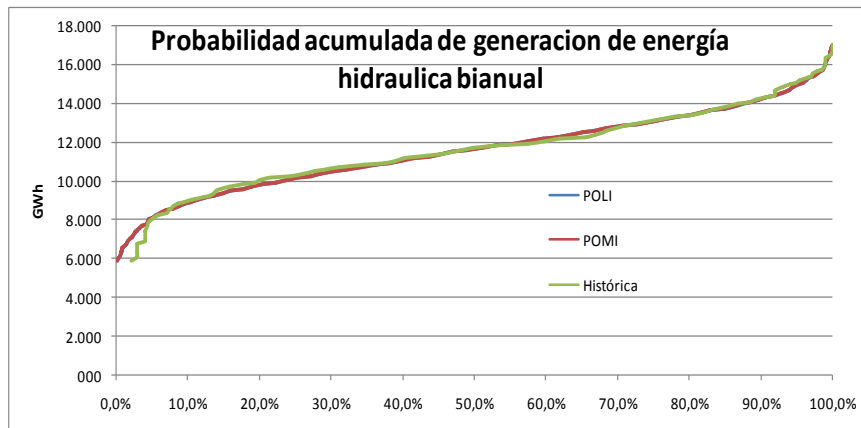
**Gráfico 4 - CAD+CF promedio actualizado
Precio de Falla Reducido y precio de petróleo constante**

4.2 Generación de energía hidráulica

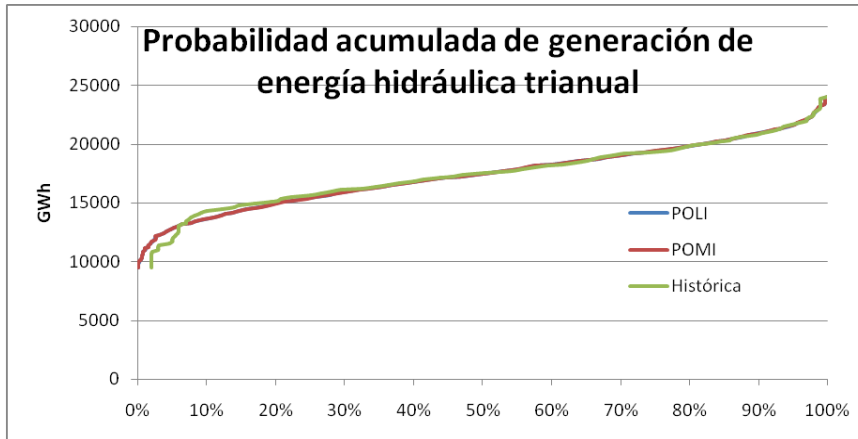
Se elaboraron histogramas globales para la Generación de Energía Hidráulica anual, bianual y trianual. En estos histogramas (Gráficos 5 a 7) se representan las probabilidades acumuladas para cada valor de energía. Se presentan los resultados para ambas políticas de operación en el caso de Precio de Falla reducido, comparándolos con los obtenidos utilizando en la simulación los datos históricos.



**Gráfico 5 - Probabilidad acumulada de Generación Hidráulica Anual
Precio de Falla Reducido
Comparación con la simulación utilizando datos históricos**



**Gráfico 6 – Probabilidad acumulada de Generación Hidráulica Bianual
Precio de Falla Reducido
Comparación con la simulación utilizando datos históricos**



**Gráfico 7 – Probabilidad acumulada de Generación Hidráulica Trianual
Precio de Falla Reducido
Comparación con la simulación utilizando datos históricos**

El Gráfico 5 muestra que las simulaciones con ambas políticas de operación se diferencian de la simulación con las series históricas en los períodos más húmedos y en los más secos. En los primeros, la simulación con datos históricos obtiene mayor generación de energía hidráulica anual, y lo contrario sucede en los segundos. A medida que se aumenta el período de análisis de la generación de la energía (Gráficos 6 y 7) se aprecia que se aproximan más a la simulación histórica en los períodos húmedos, pero aumenta la diferencia en los secos. En todos los casos, no hay diferencias apreciables entre la política más y menos informada.

Otro estudio realizado fue el cálculo de probabilidad acumulada de generación hidráulica anual, separando el valor del índice N34 en terciles.

Para independizarse de la estacionalidad de los datos se trabajó en el espacio gaussiano para determinar en qué tercil se encontraba cada valor del índice. Como consideramos la energía hidráulica generada anualmente, se tomaron promedios anuales de los valores de N3.4.

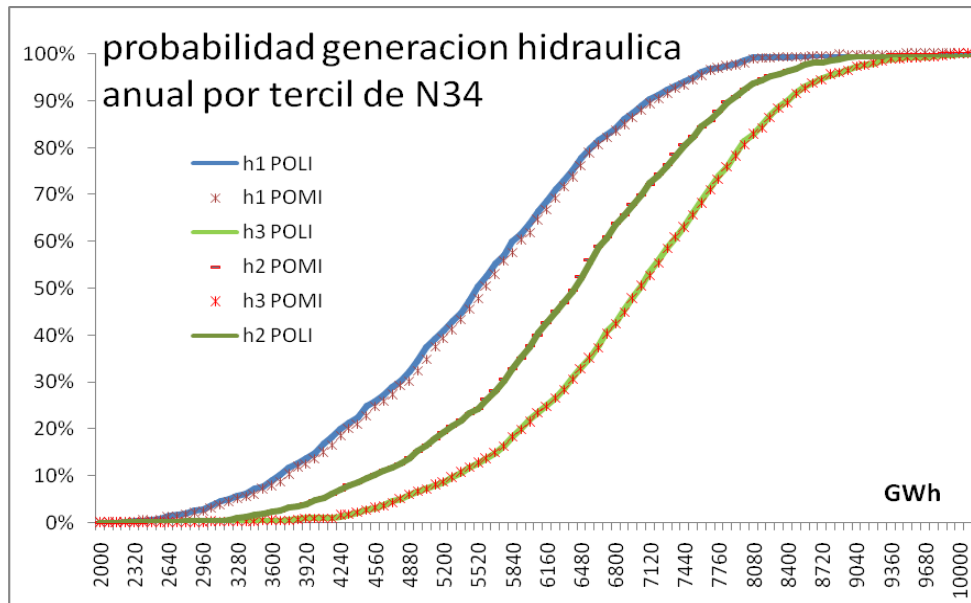


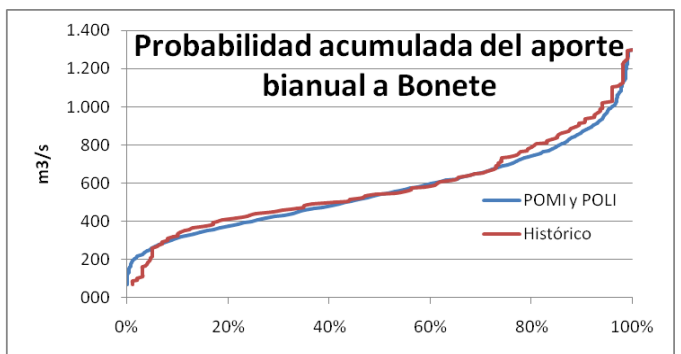
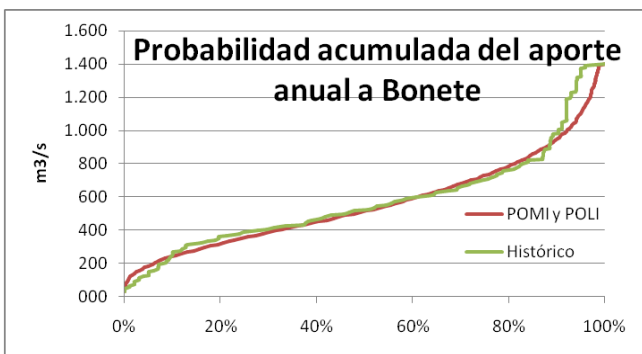
Gráfico 8 – Probabilidad acumulada de Generación de Energía Hidráulica por Tercil.

Referencias: h_i generación hidraulica en tercil i

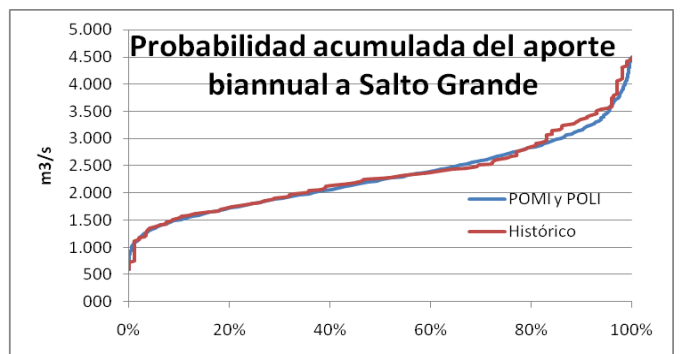
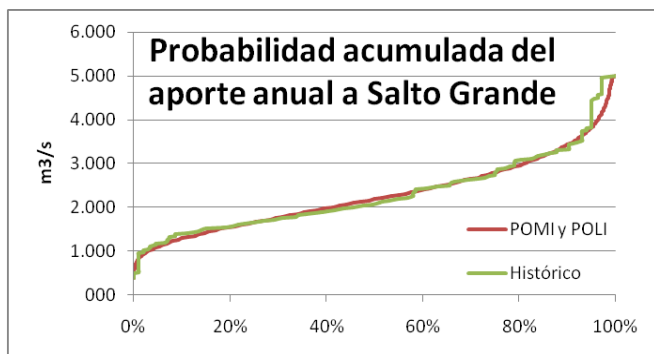
Hay dos apreciaciones para realizar: que para menores valores de N34 se espera menor generación hidráulica anual, y que sólo para el tercil con menor valor del N3.4, “más seco”, existe una pequeña diferencia siempre en favor del operador más informado.

4.3 Aportes a las represas, caudales vertidos globales y niveles en el embalse de Bonete

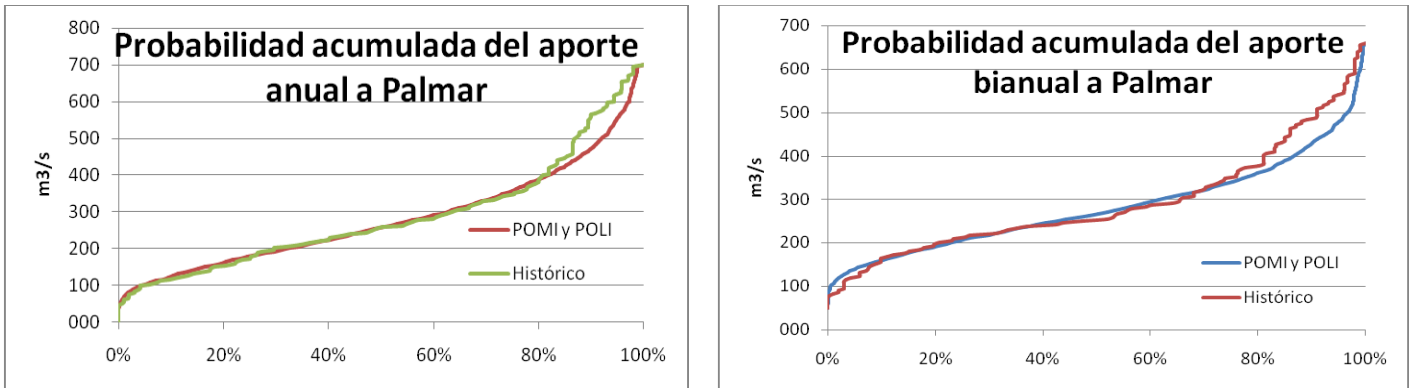
En los Gráficos 6 a 8 se presentan las probabilidades acumuladas de los aportes anuales y bianuales a las represas de Bonete, Salto Grande y Palmar. Los aportes son iguales para el operador más y menos informado debido a que se utiliza la misma simulación para ambos. Como ya se observó para la energía eléctrica de origen hidráulico en la sección anterior, en los casos más húmedos y más secos hay diferencia con la simulación realizada utilizando datos históricos. Al aumentar el período de análisis de los aportes (de anual a bianual) se acentúan las diferencias en los períodos más secos, esto se aprecia principalmente en los Gráficos 6 y 8.



**Gráfico 6 - Probabilidad Acumulada del Aporte Anual y Bianual a Bonete
Precio de Falla Reducido y precio de petróleo constante**

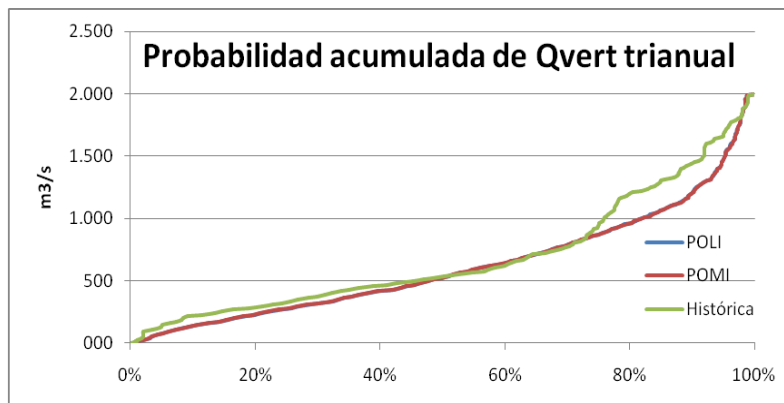


**Gráfico 7 - Probabilidad Acumulada del Aporte Anual y Bianual a Salto Grande
Precio de Falla Reducido y precio de petróleo constante**



**Gráfico 8 – Probabilidad Acumulada del Aporte Anual y Bianual a Palmar
Precio de Falla Reducido y precio de petróleo constante**

Se presenta a continuación el histograma de Probabilidad Acumulada del Caudal de Vertido Trianual en Bonete, Palmar y Salto a precio de falla menor y a precio de petróleo constante (Gráfico 9). Se observa que las diferencias entre la POMI y la POLI son insignificantes, pero ambas se diferencian de la simulación con datos históricos en los casos más húmedos principalmente. Para el caudal vertido anual y bianual se obtuvieron resultados similares a estos (no se muestran los gráficos).



**Gráfico 9 - Probabilidad Acumulada del Caudal de Vertido Trianual
Precio de Falla Reducido y precio de petróleo constante**

En los Gráficos 10 y 11 se presenta el Nivel Promedio en Bonete para cada política de operación y sus Histogramas Globales, respectivamente. Las diferencias entre las distintas políticas de operación no son significativas.

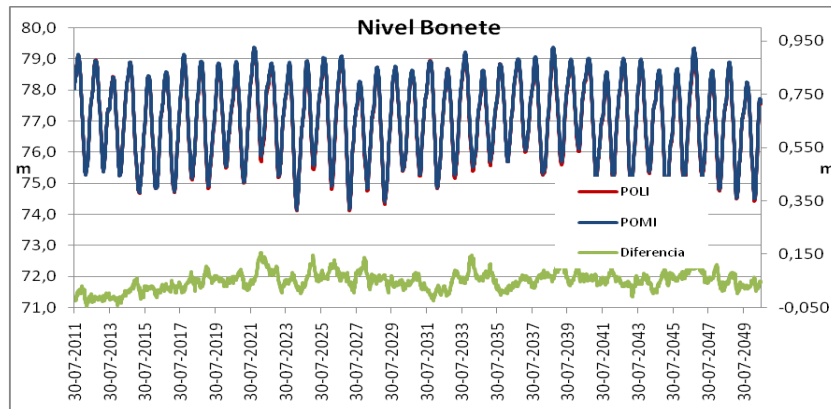


Gráfico 10 – Nivel promedio en el embalse de Bonete para cada PO (eje principal) y su diferencia (POMI-POLI, eje secundario) Precio de Falla Reducido y precio de petróleo constante

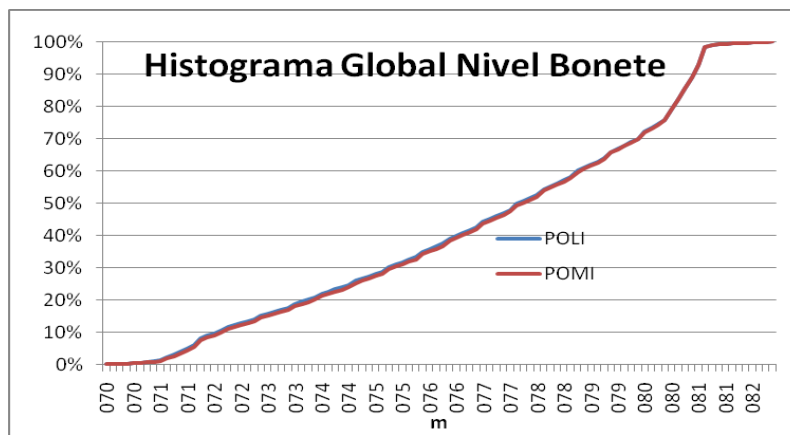


Gráfico 11 – Probabilidad Nivel de Bonete Precio de Falla Reducido y precio de petróleo constante

5 Conclusiones y posibles futuros trabajos.

No se obtienen diferencias en el CAD al agregar mayor respaldo al sistema (i.e. disminuir los precios de falla). Cuando se deja variable el precio del petróleo, la política de operación más informada parece sacarle más ventaja a la menos informada, al final del período de simulación. De todas formas esta ventaja sigue siendo no significativa.

Las simulaciones no logran captar el comportamiento histórico de los aportes en los casos más secos y más húmedos, Esto se ve reflejado también en los análisis realizados al caudal vertido global y a la generación de energía eléctrica de origen hidráulico.

Para ambas políticas de operación ocurre que hay una mayor generación de energía de origen hidráulico anual cuando el índice N3.4 está más alto y una menor generación cuando está más bajo, pero las diferencias entre la POMI y la POLI no son sustanciales.

La principal conclusión que se obtuvo del estudio realizado es que a largo plazo y con la dinámica del Niño modelada de esta forma, no es significativa la diferencia entre una política de operación más informada que considere el índice N3.4, y otra menos informada que no lo considere.

Se elaboraron dos posibles explicaciones que pueden ser complementarias:

1) el sistema de energía eléctrica de Uruguay está muy interconectado, por lo que modificaciones en la política de operación se compensan y a largo plazo no se obtienen grandes diferencias ni beneficios de utilizar una u otra. Esto no quita que a mediano plazo, en escalas de un año aproximadamente pueda ser útil incorporar información climática y pronósticos de las mismas.

2) Puede ocurrir que la forma de incorporar el índice N3.4 no sea la más adecuada debido a que no se considera la estacionalidad semanal, es decir, el hecho de que según la semana del año puedan haber distintas correlaciones con sus respectivas semanas anteriores; y que no se considera que hay épocas del año en que el índice N3.4 afecta más la precipitación de la región que en otras y que esa afectación a veces está desfasada en el tiempo.

El punto 2) deja planteados posibles trabajos futuros que se podrían realizar considerando lo mencionado.

6 Referencias

Chaer, R., R. Terra, A. Díaz y J. Zorrilla (2010). “Considering the information of the Niño 3.4 index in the operation of the electrical system of Uruguay”. 33er IAEE Río de Janeiro 2010.

PisciottanoG., A. Díaz, G. Cazes y C.R. Mechoso (1994). “El Niño-Southern Oscillation Impact on Rainfall in Uruguay”. *Journal of Climate*, Vol7, pp. 1286-1302.

Ropelewski, C. F., y M. S. Halpert (1987). “Global and regional scale precipitation patterns associated with El Niño–Southern Oscillation”. *Mon. Wea. Rev.*, Vol. 115, pp. 1606–1626.

Ropelewski, C. F., y M. S. Halpert (1989). “Precipitation patterns associated with the high index phase of Southern Oscillation”. *Journal of Climate*, Vol. 2, pp. 268–284.

Material de apoyo del curso