

VATES. Operación óptima con consideración de pronósticos de producción de Energías Intermitentes y de Demanda con Respuesta.

Ruben Chaer, Administración del Mercado Eléctrico, rchaer@adme.com.uy
Juan Felipe Palacio, Administración del Mercado Eléctrico, fpalacio@adme.com.uy
Federico Barreto, Administración del Mercado Eléctrico, fbarreto@adme.com.uy
Pablo Soubes, Administración del Mercado Eléctrico, psoubes@adme.com.uy
Eliana Cornalino, Administración del Mercado Eléctrico, ecornalino@adme.com.uy

Resumen

La incorporación masiva de Energías Intermitentes (EI) como ser la Eólica y Solar a los sistemas de generación implica la introducción de fuentes de generación intermitentes que necesitan de acciones de Filtrado (pensadas como acciones para la eliminación de las intermitencias) del lado del Operador del Sistema. Estas acciones de Filtrado involucra en el caso de Uruguay la gestión principalmente de la producción de las centrales hidroeléctricas y mínimamente la del parque de generación térmica. En Uruguay, todas las plantas de generación de EI reciben Consigna de Generación Máxima (CGM) desde el Operador del Sistema por lo cual se puede en todo instante limitar la generación de EI como una acción más de Filtrado. Obviamente, usar la CGM significa un Vertimiento de energía (viento, sol, equivalente al Vertimiento en una central hidroeléctrica). La posibilidad de conocer con anticipación la generación de las EI permite al Operador saber cuáles serán las acciones de Filtrado que necesitará tomar. Esto sin duda facilita la toma de decisiones de operación. Por otro lado, el conocimiento anticipado de la disponibilidad de EI permite programar usos que de otra forma no serían programables y que implicarían un Vertimiento. Estos usos pueden ir desde Ofertas de Exportación a países vecinos, a consumos internos en base a una Señal de Precios en Tiempo Real con Pronóstico (SPTRP) que permita la implementación de una Demanda con Respuesta (DR) capaz de interpretar y aprovechar dicha señal. La SPTRP, para que sea aprovechable debe contener un pronóstico de por lo menos 72 horas que permita a las DR desplazarse en las horas. Por ejemplo, la carga de un auto-eléctrico, el calentamiento de agua o el riego de un cultivo. En este trabajo se muestra la plataforma VATES, desarrollada por el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería (IIE-FING) en conjunto con la Administración Del Mercado Eléctrico (ADME) de Uruguay para el modelado y simulación de la Operación Óptima del sistema de generación de Uruguay incorporando en tiempo real pronósticos de las siguientes 168 horas de generación de EI para la generación de una SPTRP y la incorporación de un modelo de la nube de DR y su comportamiento. La plataforma se encuentra operativa en forma piloto en ADME en base al parque de generación actual y con las fuentes de pronósticos disponibles. En el trabajo se muestran resultados en base al sistema actual y una proyección de lo que podría ser dentro de unos años si se implementara la SPTRP.

1. Introducción

Uruguay se encuentra culminando un proceso de cambio en la matriz de generación eléctrica desde una basada en generación hidroeléctrica y térmica hacia otra con generación hidroeléctrica, eólica y solar. En la futura matriz, solo se necesitará de la generación térmica durante algunos picos de demanda con poco aporte eólico o durante sequías prolongadas.

En la *Figura 1* se muestra la evolución de la capacidad instalada de generación eólica, solar y la demanda mínima, media y máxima. Se puede observar que a partir de Agosto del 2016 la demanda máxima y capacidad instalada de eólica coinciden, por lo que es esperable que en algunas horas del día exista un excedente de generación que puede ser exportada a países interconectados, “vertida” (Restricción operativa de la generación máxima de los parques) o creando una nueva demanda que sea capaz de absorber dicho excedente. En la *Figura 2* se muestra un ejemplo de la operación real del sistema durante el 6/1/16 en donde fue necesaria la limitación de energía eólica durante la madrugada.

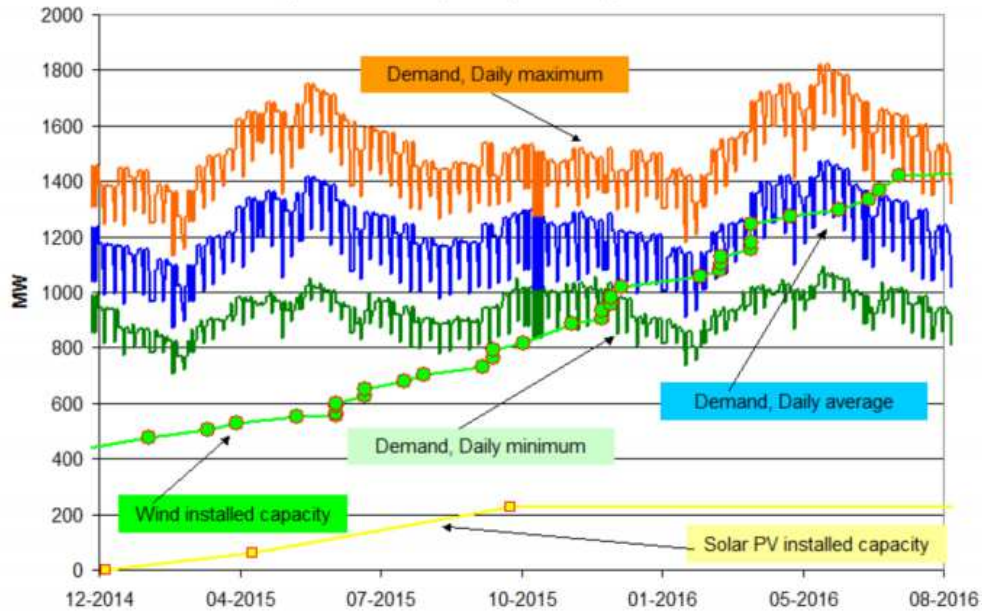


Figura 1: Generación eólica y solar instalada vs. demanda diaria media, mínima y máxima.

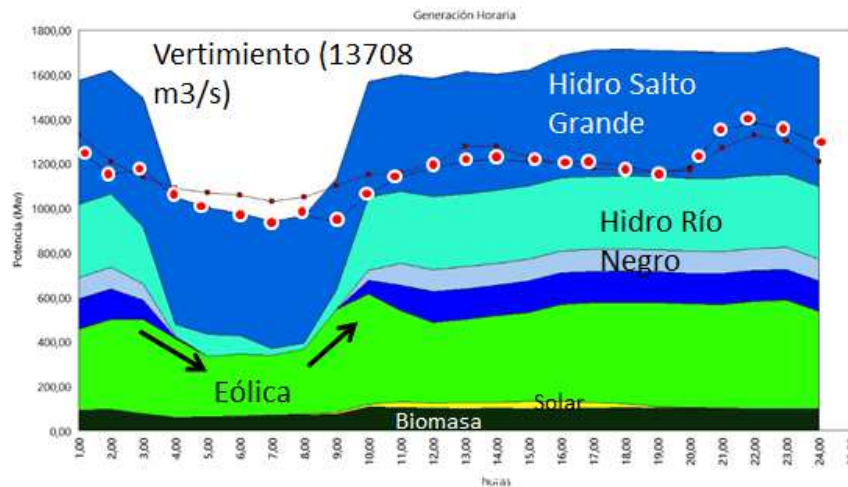


Figura 2: Ejemplo real de Restricción Operativa de generación eólica durante la madrugada del 6/1/2016.

Estos excesos en la generación del sistema surgen como resultado de una planificación de inversiones óptima para la minimización del costo futuro de abastecimiento de la demanda. Dichos resultados se sustentan en los bajos precios de la generación eólica y deben ser considerados como una oportunidad para generar nuevas demandas o comercializar los excedentes en aquellas horas en las cuales exista sobre oferta en la generación. En la Figura 3 se muestra el despacho medio mensual esperado por tipo de fuente de generación hasta el 2040.

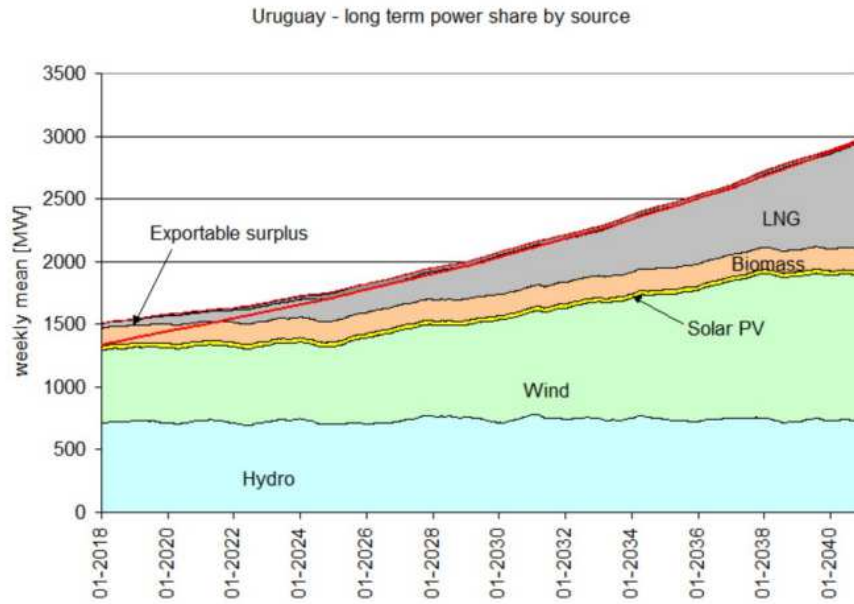


Figura 3: Despacho medio semanal esperado por tipo de fuente de generación en el largo plazo.

A partir de la *Figura 3* se esperan excedentes en la oferta de generación del sistema hasta aproximadamente el año 2024.

Debido a la intermitencia de corto plazo en el recurso eólico y solar, es necesaria una plataforma que, a partir de la permanente actualización de los pronósticos permita la simulación del sistema en todo instante, de modo de obtener con la mayor certeza posible una señal de precios en tiempo real que permita el aprovechamiento de los recursos del sistema.

1. Plataforma VATES

En la *Figura 4* se muestra un esquema del funcionamiento del VATES.

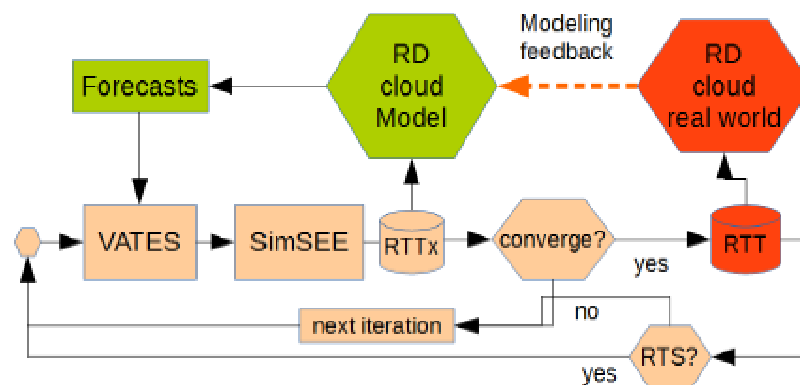


Figura 4: Diagrama de flujo del VATES.

Inicialmente la plataforma VATES considera los pronósticos de generación eólica, solar, aportes hidrológicos, demanda y DR para simular en SimSEE [1] las próximas 72 horas de operación del sistema. Como resultado de la simulación, se obtiene el despacho previsto así como la señal de precios SPTRx a partir de la cual los modelos considerados para la DR calculan su despacho (de modo de minimizar su gasto energético). Este proceso se repite hasta lograr la convergencia, es decir, cuando la señal de precios

obtenida en un paso de iteración coincide con la del paso anterior. Luego que el modelo converja, se informa a las DR reales la señal de precios SPTR resultante para una determinada hora y estas realimentan a los modelos de DR su consumo en dicha hora. A medida que aumenta el peso de las DR en la demanda total del sistema, puede suceder que el sistema no converja. Esto es, ante una señal de precios baja, todas las DR vuelcan sus consumos en dichas horas provocando que la señal de precios aumente y que en la siguiente iteración las DR cambien sus consumos para otras horas de menor precio, repitiéndose la iteración indefinidamente. En [3] se muestra una solución para lograr la convergencia del método.

En la *Figura 5* y *Figura 6* se muestran capturas de pantalla de la plataforma VATES. En la *Figura 5* se despliega una gráfica con el despacho esperado por tipo de fuente (eje principal) y costo marginal (eje secundario) esperado para las próximas 72 hs, comenzando la simulación el 25/02/2017 a la hora 1.

En la *Figura 6* se grafican los valores esperados y con excedencia del 10 % y 90 % para la generación eólica y térmica (Motores CB y PTI) y para los costos marginales. También se muestran los valores esperados de las cotas de los lagos para las próximas 72 hs. A partir de la observación de los paneles el operador del sistema puede ir adelantándose al encendido de unidades térmicas o a la oferta de excedentes de exportación según la probabilidad de los acontecimientos y su aversión al riesgo. A medida que transcurre el tiempo, los pronósticos se tornan más ciertos permitiendo al operador tomar decisiones con mayor nivel de seguridad. Lo mismo vale para las DR que deciden su consumo según las señales de precio y su incertidumbre.

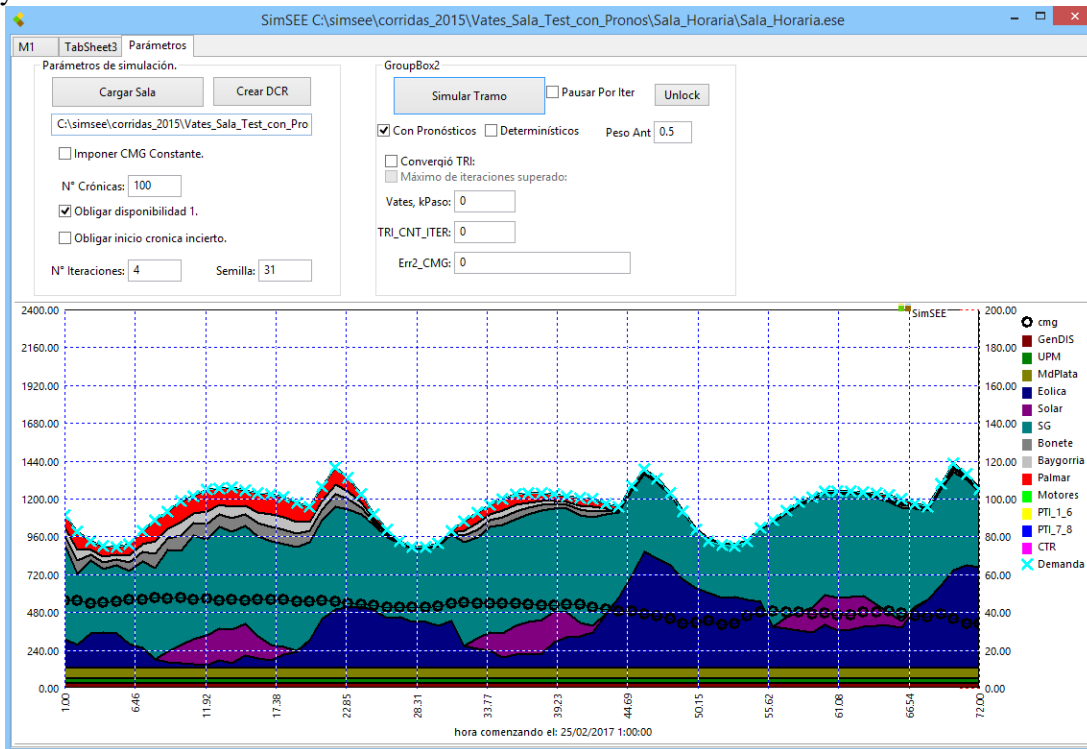


Figura 5: Captura de pantalla de la plataforma VATES con previsión de demanda y costo marginal para las próximas 72 hs.

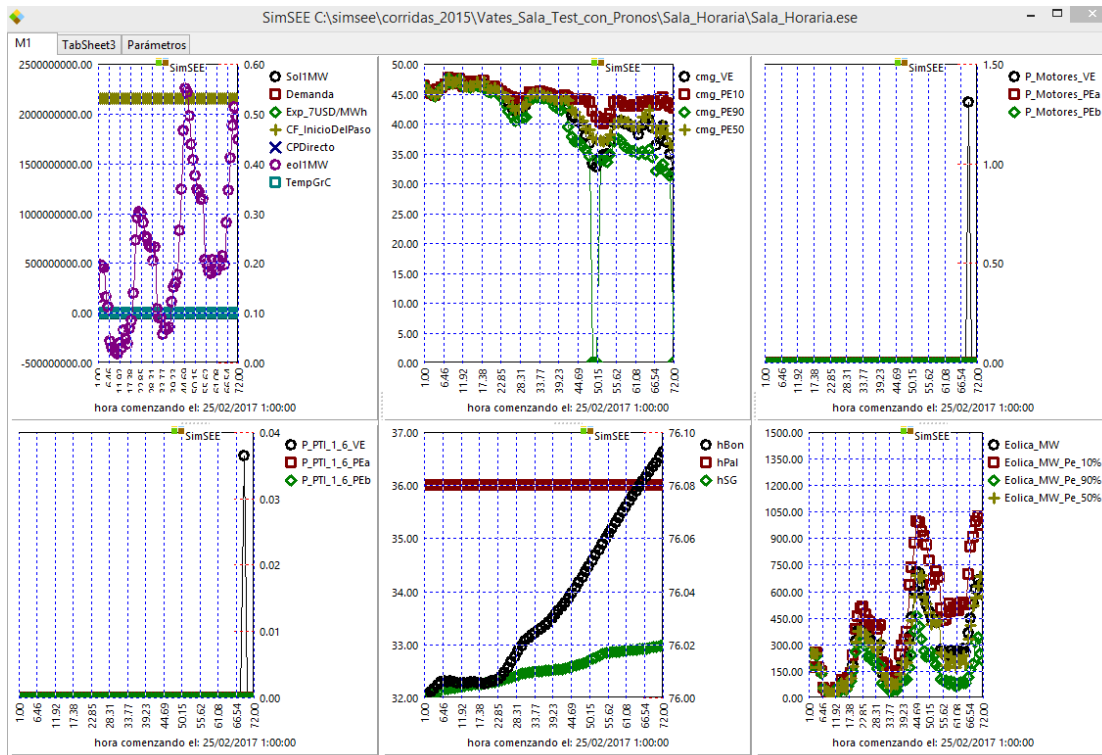


Figura 6: Captura de pantalla de la plataforma VATES con paneles con previsiones de valores esperados y con excedencia del 10 % y 90 % para la generación eólica y térmica (Motores CB y PTI). También se muestran los valores esperados de las cotas de los lagos para las próximas 72 hs.

2. Ejemplo de Aplicación

Como ejemplo de aplicación de VATES se propone comparar la previsibilidad en la operación del sistema con y sin pronósticos de energía eólica y solar. No se consideran en este ejemplo posibles DR.

2.1 Hipótesis

Se realiza la comparación considerando la proyección de una sala SimSEE en el año 2018 con 1500 MW instalados de generación eólica y 230 MW de solar.

Los dos casos a comparar se simulan a partir de una sala semanal de paso horaria, con una política de operación (CF) fija y aportes determinísticos. Se considera como crónica de la realidad para la generación eólica y solar la prevista en el paso de simulación anterior para el actual con una probabilidad de excedencia del 50 %.

Para el caso con pronósticos se actualizan las previsiones de generación eólica y solar cada 12 horas según pronósticos de ADME. Dichas previsiones se utilizan como guía ($Pe=50\%$) de un sintetizador CEGH [2] obtenido a partir de series historias de generación eólica, solar y temperatura con paso horario. De modo de introducirle incertidumbre al pronóstico, se asume que la varianza del pronóstico crece linealmente de la hora 0 hasta hora 72 en la cual la incertidumbre coincide con la histórica captada por el modelo CEGH (Figura 7Figura 5).

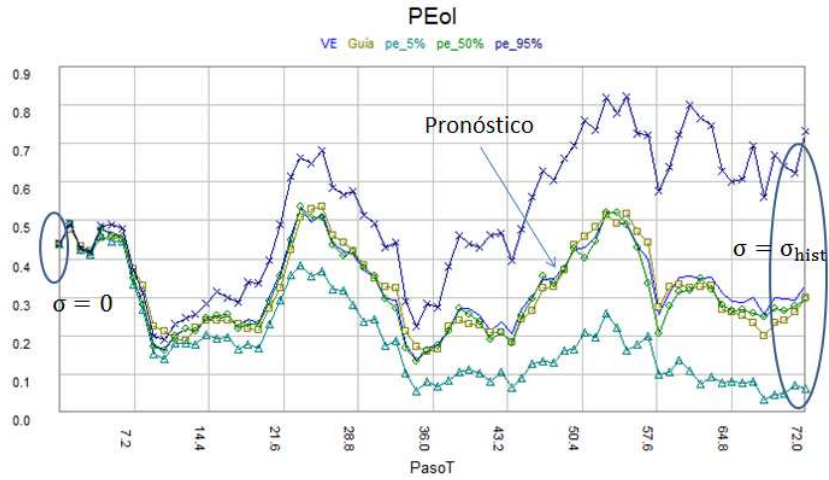


Figura 7: Cono de incertidumbre de generación eólica para el caso con pronósticos.

Para el caso sin pronósticos de generación eólica y solar, se considera la guía del pronóstico con la incertidumbre histórica desde el inicio de la simulación de simulación (Figura 8).

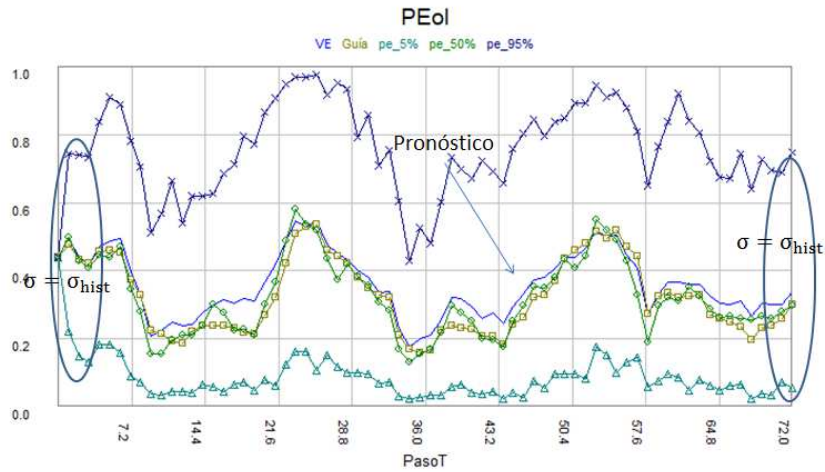


Figura 8: Cono de incertidumbre de generación eólica para el caso sin pronósticos.

2.2 Resultados

En la Figura 9, Figura 10 y Figura 11 se muestran las previsiones para las siguientes 72 hs a partir del paso vates 45 de los costos marginales, exportación y despacho de Motores CB. Se muestran las previsiones en valores esperados y probabilidades de excedencia del 10 % y 90 %.

Costos marginales previstos

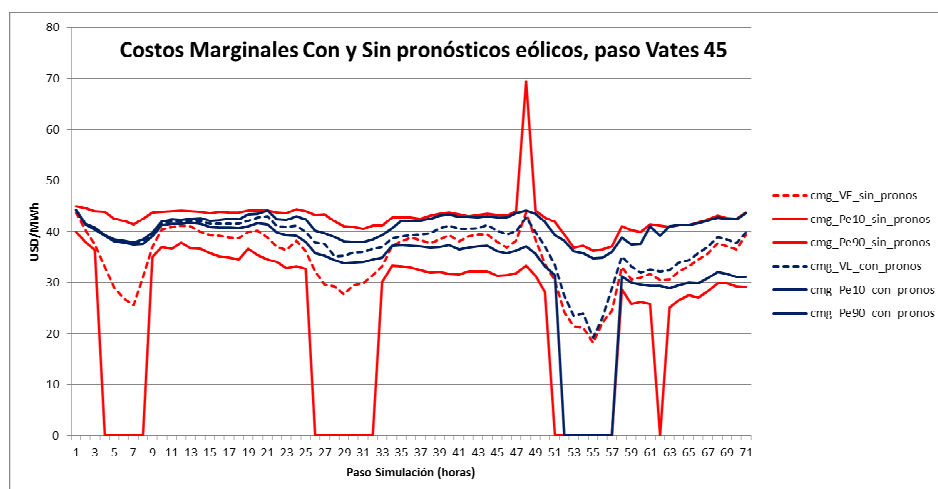


Figura 9: Previsión de costos marginales (valor esperado, PE 10 % y PE 90 %) para las siguientes 72 hs.

En la Figura 9 se observa que a partir de la consideración de pronósticos se obtienen costos marginales o señales de precios con una considerable menor incertidumbre, principalmente en el entorno de la hora 5 y 29.

Exportación prevista

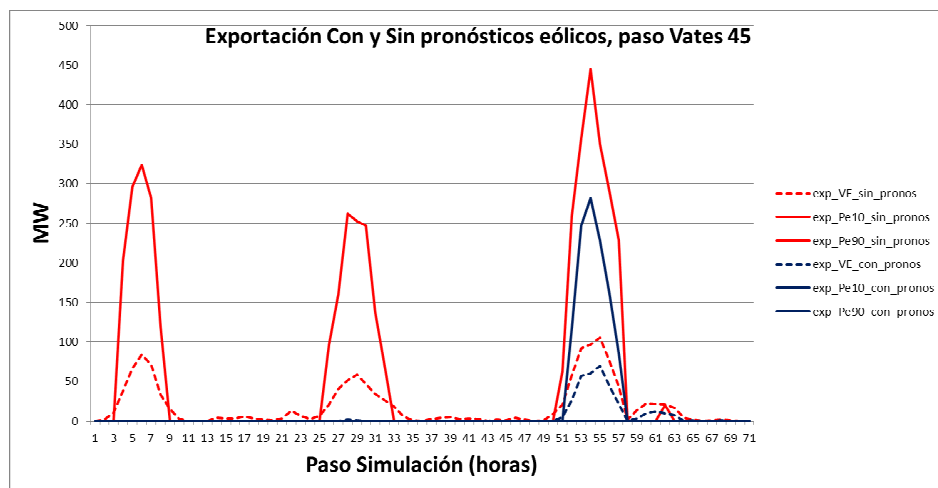


Figura 10: Despacho esperado de exportación (valor esperado, PE 10 % y PE 90 %) para las siguientes 72 hs.

En cuanto a la exportación prevista, de manera consistente con los costos marginales, se observa una importante diferencia para el entorno de las horas 5 y 29 (horas del valle de la demanda). En dichas horas en el caso sin pronósticos se espera una exportación en valor esperado de aprox. 80 MW y 60 MW respectivamente, mientras que al considerar pronósticos se puede anticipar con probabilidad 100 % que para dichas horas no se cuentan con excedentes de exportación.

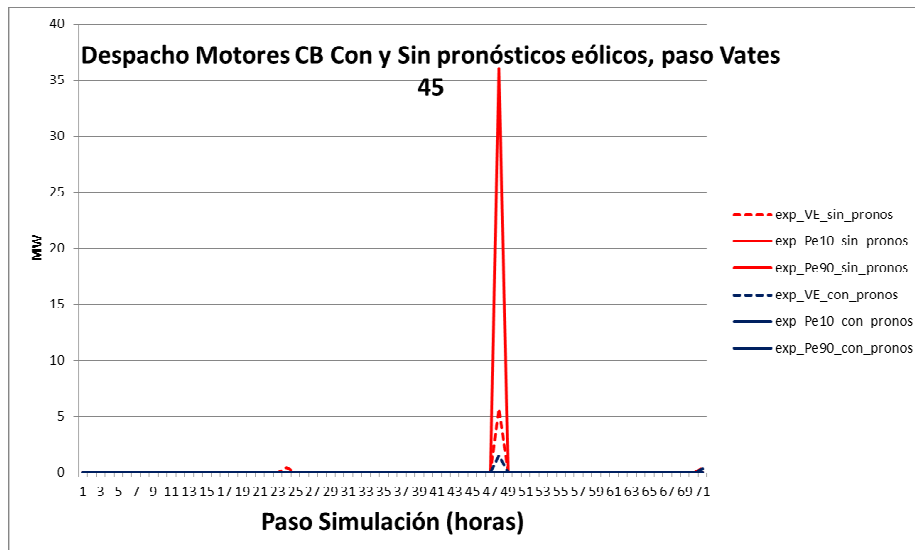


Figura 11: Despacho esperado de Motores CB (valor esperado, PE 10 % y PE 90 %) para las siguientes 72 hs.

En la *Figura 11* se puede observar que en el entorno de la hora 48 del paso vates 45, la simulación con pronósticos arroja un despacho de Motores CB con un valor esperado de 2 MW y probabilidad casi nula. Por otro lado, la simulación sin pronósticos estima una generación media de 6 MW pero también un despacho mayor a 35 MW con 10 % de probabilidad.

Referencias

- [1] Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, Pablo Alfaro. SimSEE : Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica. Proyecto PDT 47_12. Technical Report 7, Universidad de la República (Uruguay). Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería Eléctrica, Number 7 - Dec. 2008.
- [2] Ruben Chaer. Fundamentos de modelo CEGH de procesos estocásticos multivariados. SimSEE. Technical Report , IIE-Fing, Udelar – 2011.
- [3] Ruben Chaer et. al (2015). An approach to an electricity tariff for responsive demand in the Uruguay of next years with high penetration of Wind and Solar energy. 2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM).