



IIE- FING – UDELAR (Facultad de Ingeniería – Universidad de la República Oriental del Uruguay.) - URUGUAY

UTE (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas.) - URUGUAY

Montevideo – Uruguay – 29 de mayo de 2014

MODELO ESTOCÁSTICO DE APORTES HIDRÁULICOS, EÓLICA Y SOLAR APLICABLE A LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRO-ENERGÉTICO DEL URUGUAY CON ALTA PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES.

MSc. Ing. Ruben Chaer, Ing. Eliana Cornalino, Ing. Milena Gurin Añasco, Ing. Martín Drapper, Dr. Ing. Gonzalo Abal, Ing. Rodrigo Alonso Suarez.

PALABRAS-CLAVE: Eólica Solar Simulación Renovables Planificación.

Código de sub-tema: G2-2

DATOS DE LA EMPRESA:

UTE-Presidencia, PARAGUAY 2431.

Código Postal: 11800.

Teléfono: (598) 22002015

Email: rchaer@simsee.org

1. Introducción.

Este trabajo presenta la metodología aplicada al modelado de las energías renovables de Uruguay en la plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) [1], mostrando de los resultados, con especial énfasis, su variabilidad y estructura de correlaciones tanto temporal como espacial. La metodología parte de identificar un modelado estocástico de Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma (CEGH) [2] de los recursos hidráulico, eólico y solar en base a las series de medidas disponibles en diferentes puntos del país y a modelar dentro del sistema de generación las consecuencias de su variabilidad.

El modelo estocástico representará las correlaciones entre los tres recursos en el territorio nacional captando el filtrado de la variabilidad asociado a la distribución geográfica.

Del análisis de los resultados de simulaciones se ha identificado que en Uruguay, dada la

volatilidad que tiene el recurso hidráulico, es necesario un análisis del comportamiento del conjunto en diferentes ventanas temporales que van desde los 10 minutos a los 2 años. En ese sentido se presenta una metodología que permite caracterizar por un lado la “necesidad de filtrado” de cada recurso y por otro lado la “capacidad del filtrado del sistema”.

De los resultados obtenidos se destaca que la metodología desarrollada permite

- Su utilización en el análisis de inversiones de largo plazo.
- Su utilización en la valorización de los recursos para la programación del despacho de mediano y corto plazo.
- Cuantificar las necesidades de filtrado en diferentes ventanas temporales.
- Cuantificar el valor para el sistema de las diferentes capacidades de filtrado; introduciendo por tanto una señal que podría usarse de base para la remuneración de dicho servicio en el futuro.

2. Modelado estocástico y complementariedad de los recursos.

El modelado estocástico de los recursos (hidráulicos, eólicos, solar, etc.) con fines de generación de energía eléctrica debe captar los aspectos relevantes para el propósito, tanto de largo como de corto plazo.

Como herramienta para simular la operación óptima del sistema se utilizó la herramienta SimSEE [1]. SimSEE provee para el modelado estocástico un tipo de modelo desarrollado específicamente para SimSEE y llamados “modelos CEGHs” (ver [2]) o Modelo de Correlaciones en Espacios Gaussianos con Histogramas”. La síntesis de un modelado CEGH a partir de un conjunto de realizaciones (series de medidas de datos) implica encontrar un modelo lineal de correlaciones entre las series de datos transformadas a un espacio gaussiano. En ese espacio gaussiano, todas las series son gaussianas y al modelarlas por un sistema lineal de correlaciones se logra captar las funciones de auto-correlación y de correlaciones cruzadas con mayor o menor precisión dependiendo de la cantidad de parámetros (retardos temporales u orden del filtro) que se especifica. Durante las simulaciones, usando el modelo lineal identificado a partir de las series históricas de datos, se sintetizan series en el espacio gaussiano que luego son transformadas al espacio real utilizando un conjunto de transformaciones no lineales (o Deformadores) identificadas conjuntamente con el sistema lineal de correlaciones antes mencionado. Este conjunto de Deformadores aseguran que los histogramas de amplitudes de las señales sintéticas coinciden con los histogramas de amplitudes de las señales usadas para la identificación del modelo. Para un detalle de los fundamentos de los modelos CEGHs ver la referencia [2].

El sistema de generación de energía eléctrica tiene que ser operado de forma de que en todo instante la suma de potencias en cada nodo (barra) del sistema sea nula. La demanda eléctrica tiene un comportamiento con estacionalidades anuales, semanales y diarias con cierto grado de predictibilidad lo que permite programar la operación del sistema e indicar con cierto grado de antelación cuales serán las centrales que tendrán que estar entregando energía en las siguientes horas. El balance de potencia es mantenido compensando las variaciones que tenga la demanda con los recursos de generación.

Las variaciones más rápidas (segundos) son compensadas con el “estatismo” de los generadores que se hayan seleccionado para control de frecuencia del sistema. El mecanismo funciona como si todos los generadores (con sus ejes, turbinas y volantes de inercia) formaran un gran volante de inercia que frente a un desequilibrio de producción se entelece (bajando la frecuencia de generación) o se

acelera (subiendo la potencia de generación). Esta primer compensación del balance de potencias en base a variar la energía cinética de las masas en rotación tiene que ser seguida de una reacción de los controladores de las centrales seleccionadas para responder a la variación que aumentan su producción de forma de volver la frecuencia al valor objetivo. Para que esto sea posible hay que mantener en todo momento en el sistema un “margen de generación” o “reserva rotante” capaz de compensar las variaciones. Esta reserva rotante implica tener que dejar capacidad ociosa en las máquinas seleccionadas para tal fin.

Las variaciones mayores deben ser cubiertas acoplando o desacoplando nuevas centrales al sistema de forma de poder mantener el margen de regulación.

Cada tecnología de generación es más o menos apta para hacer acciones de seguimiento de la demanda (o de regulación de variaciones). Las centrales hidráulicas son las de mejor desempeño para la regulación de frecuencia y para el seguimiento de la demanda en forma flexible. Las centrales térmicas, pueden separarse en dos grupos, las de arranque rápido como los moto-generadores y las turbinas aeroderivadas capaces de estar en operación en tiempos del orden de los 10 minutos, y las arranque lento típicamente formado por centrales que involucren ciclos de vapor con tiempo de calentamiento de las calderas que van de 6 a 12 horas (ciclos combinados, centrales de ciclo de vapor con calderas de carbón, reactor nuclear, biomasa, fueloil, basura, etc.).

Por lo anterior, es importante caracterizar la variabilidad de los recursos eólico y solar para modelar adecuadamente los requerimientos de regulación que los mismos agregan al sistema. Los recursos hidráulicos como se verá tienen una variabilidad con constantes de tiempo muy superiores a las de las necesidades de regulación para seguimiento de la demanda.

En [3] se analizó el requerimiento de reserva rotante que tendrían los primeros 600 MW de energía eólica en Uruguay y se mostró que dicho requerimiento es perfectamente cumplido con la regulación del 50% de la hidroeléctrica Salto Grande.

Así como puede ser importante verificar la factibilidad de manejar variaciones rápidas, también es importante verificar cómo se administran dentro del sistema variaciones de mayores rangos temporales. La demanda tiene un perfil horario típico dentro del día que hay que acompañar con la generación y las energías renovables también tienen sus variaciones que se suman a la de la demanda. Para la administración de las variabilidades son importante las constantes de tiempo de acumulación que tengan los almacenes de energía. Por ejemplo, la inercia rotante del sistema es un almacén de muy corto plazo que sirve solamente para compensar dentro del segundo. Las variaciones de mayor plazo implica o que se desaprovecha energía por no poder colocarla en el sistema (cortando producción directamente en los parques eólicos y solares) o que se dispone de alguna forma de almacenamiento que permite almacenarla para un uso posterior (por ejemplo los embalses de las hidroeléctricas).

La capacidad de usar la energía afluente en un recurso como el hidráulico, el eólico y el solar pasa por su uso en forma instantánea en el momento en que la afluencia se produce o en la capacidad de almacenar la energía para su uso posterior. Es entonces importante tener una medida de cuánto tiempo hay que almacenar para lograr compensar las variaciones de los recursos.

Las Figuras 2, 3 y 1 muestran el desvío acumulado de la generación eólica, solar e hidráulica afluente. La figuras muestran los desvíos de la energía acumulada en por unidad del valor esperado de la energía acumulada. Observar que el eje horizontal de figuras 2, 3 representa meses mientras que en la figura 1 representa años.

Como se puede observar, para que la desviación respecto de la energía esperada sea inferior a 10% con probabilidad 5% se deben acumular por lo menos 1.5 meses para la energía eólica, entre 2 y 2.5 meses para la energía solar y del orden de 16 años para la energía hidráulica.

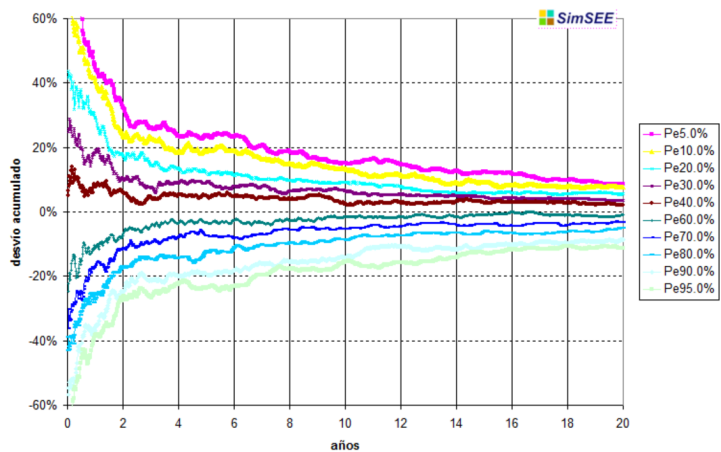


Fig. 1: Desvío acumulado de la energía Hidráulica afluente con diferentes cortes de probabilidad.

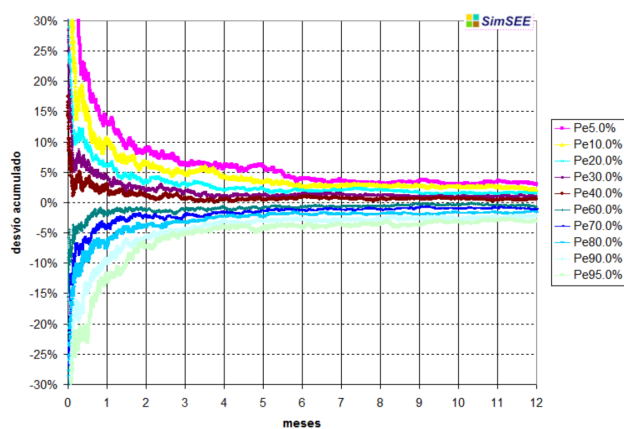


Fig. 2: Desvío de la generación Eólica acumulada para diferentes cortes de probabilidad.

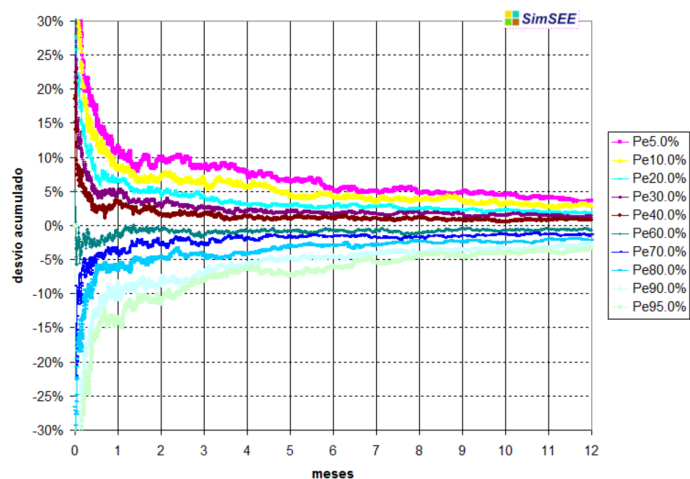


Fig. 3: Desvío de la generación Solar acumulada para diferentes cortes de probabilidad.

También se hace notar en la Fig.1 que el desvío de la energía hidráulica afluente tiene un decaimiento más rápido en los primeros 2 años bajando aproximadamente a 30% (el corte de probabilidad de 5%) y a partir de 2 años decae más lentamente.

2.a) Análisis de la correlación temporal Demanda, Eólica y Solar a escala Diaria.

La correlación más importante desde el punto de vista del sistema de generación es la que tiene que ver con la estacionalidad anual y diaria. La radiación Solar tiene un patrón bien definido relacionado con la inclinación del eje de rotación terrestre que impone las estaciones y con la propia rotación de la tierra que impone el ciclo diario. El comportamiento de la velocidad de viento también presenta un comportamiento con estacionalidad anual y diaria. Estas estacionalidades quedan captadas en el modelado estocástico realizado en SimSEE (modelos CEGH[2]) aunque ambos procesos se modelen por separado.

Las Figs. 4 y 5 muestran los perfiles diarios de potencia esperada para la demanda, la generación de 1200 MW eólicos y de 200 MW de plantas solares. Como se puede apreciar, la energía eólica se reduce en valor esperado en las horas de mayor radiación solar. También hay una correlación deseable entre las horas de bajo consumo (en la madrugada) con la ausencia de energía solar en dichas horas.

Las figuras 4 y 5 fueron construidas en base a series históricas de radiación solar, de velocidad de viento y de la demanda eléctrica que no coinciden en la misma ventana histórica temporal y además corresponden a conjuntos de estaciones de medida que no son exactamente las mismas estaciones. Esto es así pues se dispone de series de medidas de mayor duración para la velocidad de viento que para la radiación solar. Al momento de realizar este trabajo no se disponen de series lo suficientemente largas de ambos recursos en las mismas estaciones de medida como para realizar una síntesis de los modelos estocásticos que tenga representada la correlación instantánea en el mismo punto de ambos recursos. Se estima que esta correlación "no captada" puede tener una relevancia menor dado que los parques (tanto eólicos como fotovoltaicos) están separados geográficamente y por tanto la simultaneidad en el mismo punto geográfico no reviste importancia para el conjunto de la generación. Igualmente, en base a las series de una sola estación en la sección 2.b se mues-

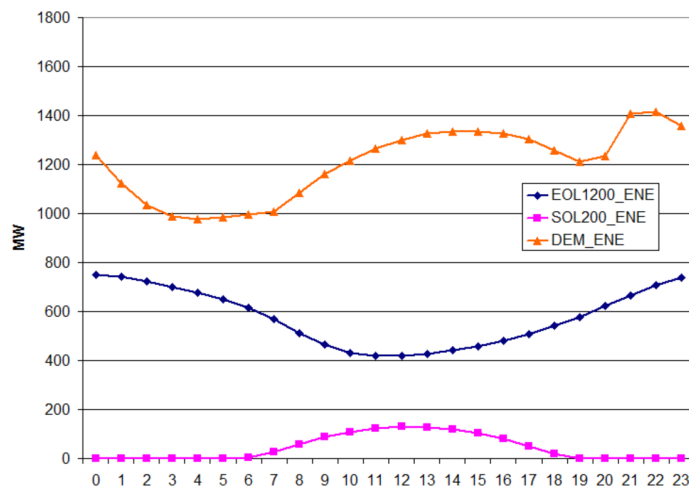


Fig. 4: Perfil diario esperado de potencia para el mes de ENERO.

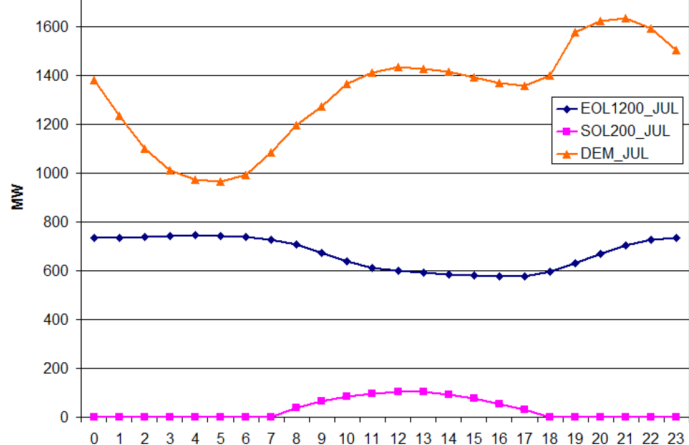


Fig. 5: Perfil diario de potencia esperada para el mes de JULIO.]

tran algunos resultados preliminares que podrán profundizarse en un futuro trabajo.

2.b) Velocidad de viento vs. Radiación Solar vs. Temperatura.

En la sección anterior se mostró la correlación horaria entre la potencia de un parque generador de 1200 MW de eólica, la generación de 200 MW de paneles solares y de la demanda. Estos cálculos captan la correlación entre las series impuestas por la hora del día.

Cabe preguntarse si no existirá una dependencia entre la radiación solar y la velocidad de viento que no queda captada por la correlación temporal antes mencionada.

Para analizar esta posible correlación, se utilizó la serie de medidas de la estación Buena Unión y primero, mediante el modelado CEGH de la serie de Velocidad de Viento, de Radiación solar y temperatura se generó las series gaussianas desestacionalizadas correspondientes a las tres series de medidas. Por construcción, estas series gaussianizadas tienen quitada la información de correlación tem-

poral impuesta por la hora del día o por la época del año.

En la tabla 1 se muestran las correlaciones

Tabla 1: Correlaciones de las señales gaussianas.

	Retardo					
	0	1	2	3	4	5
V66_x Rad	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15
V66_x Temp	-0.11	-0.10	-0.09	-0.08	-0.07	-0.06
V66_x V66	1.00	0.92	0.87	0.83	0.81	0.78
Temp_x Rad	0.24	0.26	0.28	0.30	0.32	0.34
Temp_x Temp	1.00	1.00	0.99	0.98	0.98	0.97
Temp_x V66	-0.11	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12
Rad_x Rad	1.00	0.93	0.90	0.88	0.86	0.84
Rad_x Temp	0.24	0.21	0.19	0.17	0.14	0.12
Rad_x V66	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	-0.15

entre la Velocidad de viento a 66 m de altura, la radiación global sobre plano horizontal y la temperatura ambiente; de cada señal con sí misma y con las otras dos para diferentes retardos (medidos en pasos de diez minutos).

De la tabla se verifica una correlación negativa -0.15 entre la velocidad de viento y la radiación. Además se puede concluir que la temperatura tiene correlación negativa con la velocidad de viento a 66m de altura y positiva con la radiación solar con coeficientes de -0.17 y de entre 0.22 y 0.15 (dependiendo del retardo) respectivamente.

Observadas estas dependencias estadísticas y sabiendo que la Demanda eléctrica es también dependiente de la temperatura, se estima que sería conveniente un modelado conjunto de la generación en base a energía solar, eólica, su vinculación con la temperatura y por consiguiente con la demanda eléctrica.

El coeficiente de correlación cruzada V66 x Rad (Velocidad a 66 metros con Radiación global en plano horizontal) es -0.15 lo que indica que, en la estación de medida seleccionada, el viento a 66 m de altura tiene una dependencia de la radiación solar y que la dependencia se refleja por un coeficiente de correlación negativo de -0.15.

Expresado en palabras, a mayor velocidad de viento a 66 m de altura hay una probabilidad levemente superior a la media de una mayor nubosidad y por lo tanto menor radiación solar recibida sobre el plano horizontal. O a la inversa a mayor radiación solar sobre el plano horizontal a nivel del suelo (menor nubosidad) la velocidad de viento a 66 m de altura tiene

tendencia a ser menor a su valor esperado sin conocer el dato de la radiación solar.

Esta correlación observada podría deberse a que los días de mayor radiación solar incidente en el suelo hay un mayor calentamiento del mismo y, por tanto, más intensas corrientes convectivas de mezcla en la capa límite atmosférica lo cual, a su vez, aumenta la fricción percibida en las capas de aire superiores, enlenteciendo entonces el viento a 66m. Esta dependencia podría ser la explicación de los perfiles diarios de las Fig.4 y 5 pero como ya se mencionó, con los datos actuales no es posible realizar una exploración más detallada del modelado.

2.c) Análisis de la correlación temporal Demanda, Eólica y Solar a escala Anual.

En la sección 2.a se mostró la variabilidad de los recursos eólico, solar e hidráulico, en la sección 2.b se mostró la correlación a escala diaria de los mismos. En esta sección se muestra la correlación a escala anual. La Fig.6 muestra los valores en por unidad (energía esperada semanal/energía esperada anual) de los tres recursos y de la demanda. En todos los casos se trata de la energía afluente sin ningún tipo de filtrado (se simuló el sistema eliminando los embalses de las centrales hidroeléctricas).

Para interpretar adecuadamente la Fig.6 y las consecuencias que la incorporación masiva de eólica y solar puede tener en la operación del sistema a escala anual, se debe considerar que al día de hoy, el recurso más importante del sistema es la generación hidráulica. Como se mostró en la Fig.1 este recurso presenta una aleatoriedad inter anual por lo que la curva del valor esperado de energía de la Fig.6 es un indicativo débil de lo que realmente sucederá en un mes dado (la dispersión alrededor del valor esperado es importante a escala mensual). La consecuencia de esta aleatoriedad y de que el mayor almacén del sistema (lago de Rincón de Bonete) tiene capacidad para almacenar aproximadamente 136 días hace que la operación típica del sistema sea tratar de dejar el embalse lleno al 15 de noviembre e intentar llevar ese agua para finales de marzo abril por si el principio del invierno es seco poder evitar con generación hidráulica la generación en base a turbinas de gasoil.

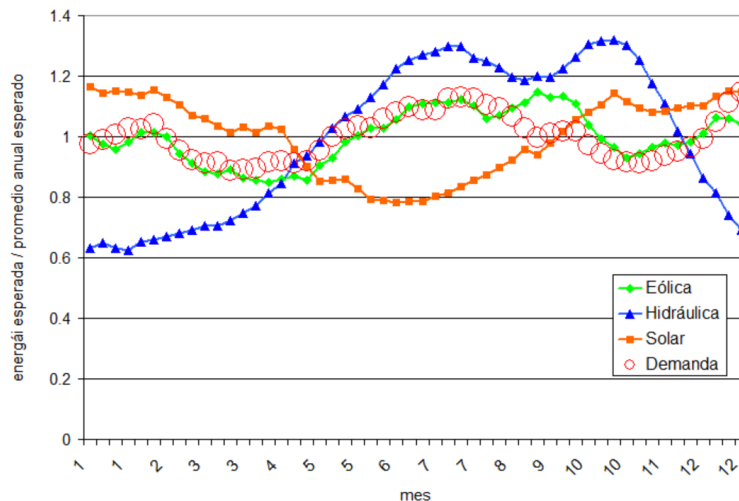


Fig. 6: Estacionalidad anual de los recursos y la demanda.

Como se puede apreciar hay una coordinación cuasi-perfecta entre la energía eólica (curva verde) y la demanda (círculos rojos). El único desajuste se produce en Agosto-Setiembre. Observar que dicha generación esperada superior, se produce un poco antes que el pico de energía afluente hidráulica de la primavera y cuando comienza a decrecer el requerimiento de la demanda a finales de invierno. Esto agrega entonces energía en la entrada de la primavera aumentando entonces la probabilidad de excesos de energía en esa temporada.

En cuanto a la energía solar (curva naranja) en la Fig.6 se hace notar la buena anti-correlación que tiene con la energía hidráulica. En especial en verano lo cual considerando además la menor volatilidad a escala mensual, significará un alivio para la operación actual del sistema en el que los años de primaveras poco lluviosas seguidos del verano y de otoños pocos lluviosos significan importantes costos de producción de la electricidad. Con respecto a la correlación con la demanda, es evidente que la energía solar no colabora para el abastecimiento de la demanda en la temporada de mayor requerimiento.

3. Valorización de las capacidades de filtrado del sistema.

La expansión con energía eólica y solar está limitada a la capacidad del sistema de filtrar las variaciones de estos recursos. En el sistema desde el principio hay 1500 MW hidráulicos instalados y del orden 1000 MW térmicos entre ciclo combinado y turbinas de gas lo que permite el control de potencia de por lo

menos 2000 MW de renovables sin contar con las interconexiones internacionales. Pasado ese valor, será necesario instalar o bien nuevas centrales térmicas o nuevos recursos que permitan el filtrado de las variabilidades.

Los recursos de filtrado de variabilidad pueden ser diversos. Pueden ir desde equipamiento específico como un banco de baterías, una central del bobado y acumulación a equipamiento no previstos inicialmente para esos usos pero que pueden colaborar en el filtrado de variabilidad como pueden ser acciones de gestión de la demanda utilizando la conecti-

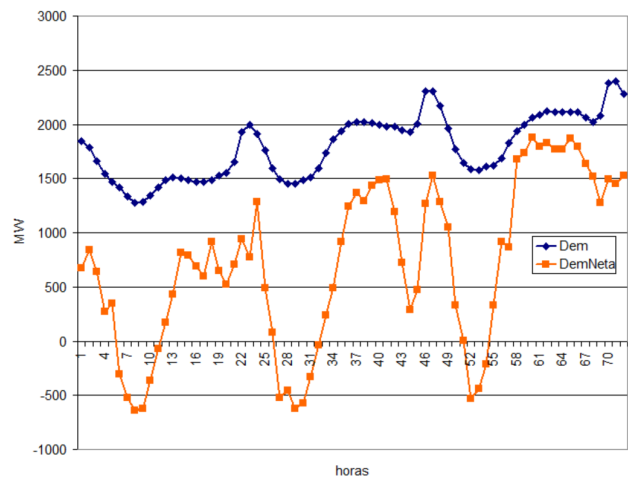


Fig. 7: Demanda y demanda neta. Simulación primeras 72 horas de 2027.

vidad creciente brindada por las tecnologías Smart-Grid en plena expansión.

De las Figs. 4 y 5 es posible visualizar que al aumentar la penetración de energías eólica y solar tendrá como consecuencia que en las horas de las madrugadas puedan existir excedentes de energía no colocable en el sistema Uruguayo. Esta apreciación se refuerza con la simulación de 72 horas mostrada en la Fig.7.

La planificación óptima de las inversiones se realizó teniendo en cuenta dicha situación y el plan de inversiones propuesto tiene en cuenta que dichos excedentes serán pagados por el sistema aunque eventualmente no puedan ser colocados en el mismo. Ejemplo de esta situación ya se verificó en febrero y marzo de este año (2014) en los que Uruguay estuvo exportando excedentes a la República Argentina y en situaciones de vertimientos en las represas e igualmente toda la energía producida por los parques eólicos fue ingresada al siste-

ma y remunerada de acuerdo a los respectivos contratos. Es así que cualquier proyecto que permita “mover la energía” en el día o en la semana tiene el valor de lograr valorizar esos excedentes y/o permitir una mayor incorporación de renovables.

Como primera aproximación a la valorización de la capacidad de filtrado, se consideró sobre el plan óptimo el agregado de una capacidad de almacenamiento y generación marginal con capacidad de almacenar 24 horas.

3.a) Resultados.

Sobre el Plan Optimo de expansión de la generación se realizaron simulaciones agregando al sistema un proyecto de “filtrado diario” de 3, 30 y 300 MW de potencia instalada. Básicamente el sistema simulado está constituido por un almacén de energía capaz de retirar energía del mercado en las horas en que la misma es barata y entregarla nuevamente en las horas caras. Este proyecto podría ser un banco de baterías, una central de bombeo o un proyecto de gestión de la demanda. Se supuso que el proyecto tiene un rendimiento de 0.81 (0.9 de carga y 0.9 de descarga si se tratase de un banco de baterías).

Se simularon 3 niveles de potencia 3, 30 y 300 MW siendo los resultados los que se resumen en la Fig.8

Los valores están en USD/kW-instalado y muestran una clara saturación de los benefi-

cios por unidad al aumentar el tamaño del proyecto. A estos beneficios habría que adicionar los posibles beneficios por economía en la red de transmisión y/o distribución que podría traer asociado el proyecto dependiendo de cuál sea su ubicación. A modo de ejemplo, una proyecto de gestión de los termo-calentadores domiciliarios proyecta en ahorro de toda la red mientras que un banco de baterías instalado al pie de un parque fotovoltaico en la punta de una línea de transmisión tendrá una economía solamente en esa línea de transporte y no a nivel de distribución.

La Fig.8 muestra a partir de que año es

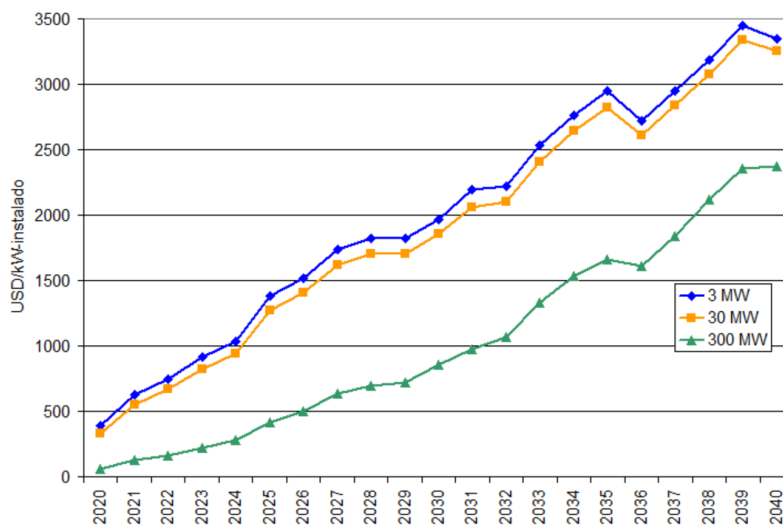


Fig. 8: Valor de la capacidad de filtrado diaria en barras de generación.

considerable la instalación de un proyecto de filtrado diario según su costo de instalación y O&M (por 20 años) actualizados al 10% a la fecha de instalación.

Referencias

- [1] Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, Pablo Alfaro, SimSEE : Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica, 2008, Proyecto PDT 47/12.vTechnical Report 7, Universidad de la República (Uruguay). Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería Eléctrica, <http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2008/CCA08a/CCA08a.pdf>
- [2] Ruben Chaer, Fundamentos de modelo CEGH de procesos estocásticos multivariados, 2013, SimSEE - Reporte técnico / IIE-FING-UDELAR., http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/CEGH_Fundamentos.pdf
- [3] Eliana Cornalino, Daniel Larrosa, Ruben Chaer., Requerimiento de reserva rotante de los primeros 600 MW eólicos a integrar al Sistema Eléctrico del Uruguay, 2011, Revista de la Asociación de Ingenieros del Uruguay, Number 63, page 8--10,