

“Complementariedad de los recursos renovables (solar –eólico) y su correlación con la demanda de energía eléctrica”

REPORTE FINAL

REF: MIEM-DNE PT 005 2016

Octubre 2016 – Montevideo – URUGUAY.

Autores: Milena Gurin, Eliana Cornalino, Andrés Guggeri, Rodrigo Alonso-Suárez, Gianina Giacosa, Gonzalo Abal, Rafael Terra y Ruben Chaer.

Institutos participantes:

Instituto de Ingeniería Eléctrica (IIE), Facultad de Ingeniería (FING).

Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental (IMFIA),

Facultad de Ingeniería (FING).

Laboratorio de Energía Solar (LES), Universidad de la República (UdelaR).

1. RESUMEN EJECUTIVO.

Este documento corresponde a la tercera etapa de una serie de trabajos sobre análisis de la complementariedad de las fuentes de energía renovables de Uruguay. En la primer etapa se realizó un primer modelado en el que la complementariedad quedaba capturada por la coherencia de las fuentes con la hora del día, en la segunda etapa se mejoró el modelo incorporando la dependencia estadística entre las variables no captada por la hora del día. En esta tercer etapa se agrega información sobre el estado del arte en pronóstico del recurso solar, se realiza la expansión óptima del sistema de generación con el nuevo modelo y se analizan sensibilidades a diferentes variables y se incorpora un primer análisis de las dependencias estadísticas de los recursos con la temperatura y con la Demanda Eléctrica.

De los trabajos realizados, se concluye claramente que el mix eólico-solar logra ser una fuente de energía mejor en cuanto a su disponibilidad que cada una de ellas por separado. Es notorio el comportamiento captado por el ciclo diario en cuanto a una reducción de la producción eólica en los días de fuerte producción solar.

Esta complementariedad, impone que de continuar bajando el precio de la tecnología solar fotovoltaica, la misma sea la preferida para la expansión del sistema retrasando incluso la necesidad de incorporar respaldo en base a centrales térmicas.

Como, la expansión futura en base a energías renovables eólica y solar, está sujeta a la capacidad del sistema de "filtrar" (o amortiguar) las intermitencias de estas fuentes, se realizó una valorización de la incorporación de equipamiento capaz de realizar dicho filtrado. Específicamente se evaluó la incorporación de una central de bombeo y acumulación de 100 y de 300 MW con 8 horas de capacidad de almacenamiento. Los resultados muestran que dicho equipamiento retrasa claramente la necesidad de instalar respaldo en base a centrales térmicas. También se evaluó la incorporación de módulos de bombeo de 50 MW y 8 horas de acumulación dentro de la optimización para la expansión mostrando que es posible realizar la expansión en forma eficiente durante las próximas tres décadas en base a energía solar, eólica y proyectos con capacidad de filtrado.

2. Antecedentes.

En la política energética aprobada y consensuada por la Comisión Interpartidaria de Energía en el año 2010, se definieron lineamientos estratégicos y en función de ellos metas al corto, mediano y largo plazo. La meta insignia para el corto plazo es alcanzar el 50 % de la matriz de energía primaria con fuentes autóctonas renovables (y 90 % de la matriz eléctrica a partir de energías renovables); para diversificar la matriz energética, reducir el consumo e importación de combustibles fósiles y mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero. Una de las líneas de acción para el cumplimiento de esta meta, consiste en diseñar instrumentos que promuevan la introducción de energía renovable no convencional en el Uruguay.

Desde el 2006, la empresa pública UTE ha llevado a cabo convocatorias que promueven la firma de contratos especiales de compra-venta con proveedores que generen energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Los decretos en los que se enmarcan estas convocatorias son: 77/006, 377/009, 403/009, 159/011, 424/011, 158/012 y 133/013.

Se ha realizado fuerte desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables no tradicionales. Las Figs. 1 y 2 muestran la previsión de entrada de potencia de proyectos eólicos y solares actualmente en construcción. (Fuente: Programación Estacional Nov.2016-Abr.2017 ADME).

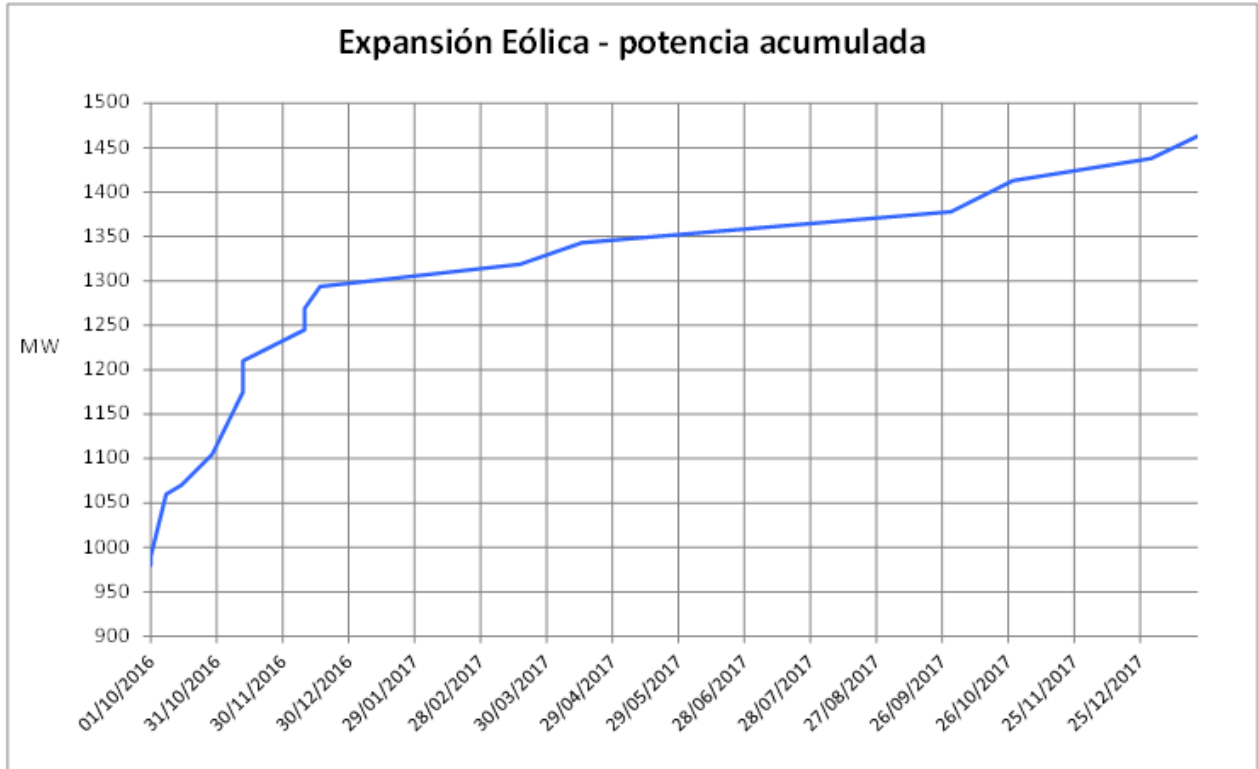


Fig. 1: Previsión de la entrada de potencia eólica de proyectos en construcción.

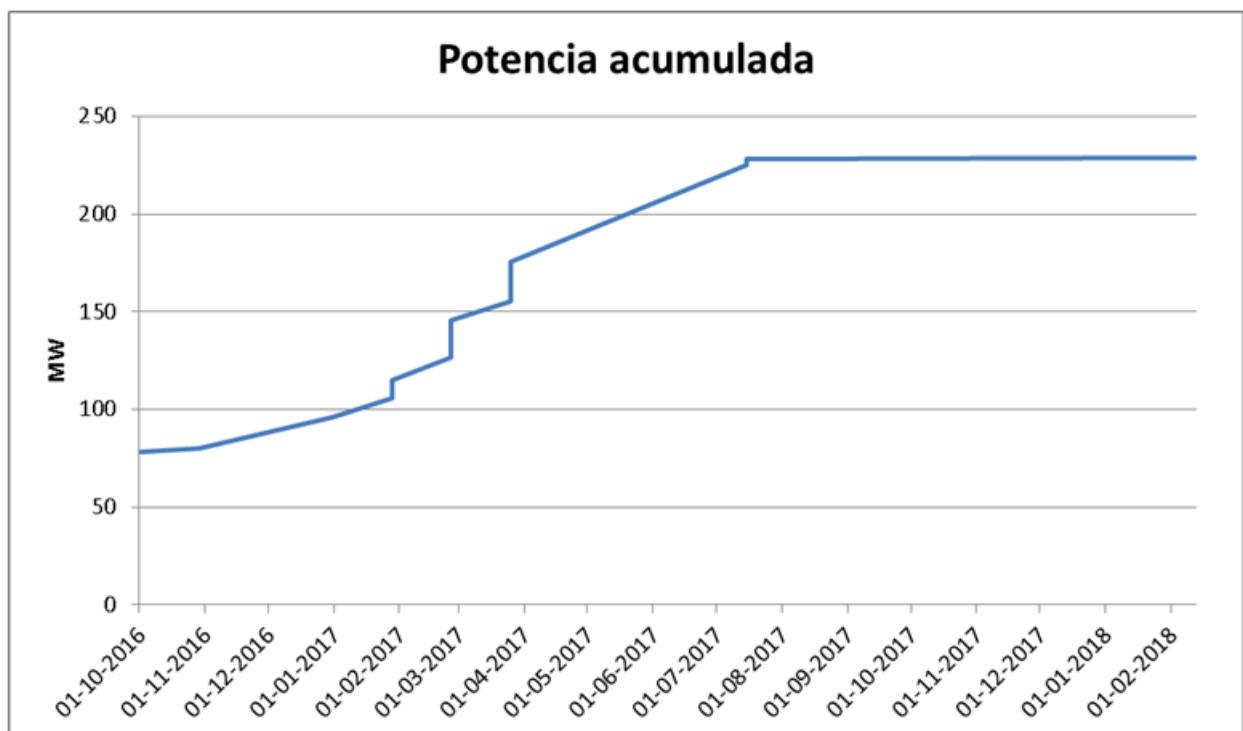


Fig. 2: Previsión de la entrada de potencia solar de proyectos en construcción.

El Decreto 173/10 de Microgeneración, el cual permite a todos los sectores de la sociedad, vender excedentes de energía eléctrica a la red a partir de generación con energías renovables, con un máximo de 150 kW, a un precio net metering.

El plan de expansión de la generación de energía eléctrica se ha venido realizando con modelos de recursos renovables aproximados que no representan adecuadamente la correlación entre los diferentes recursos y que por lo tanto obligan a ser conservadores.

Durante el segundo semestre del 2014 y 2015, la DNE coordinó un estudio realizado por un equipo técnico multidisciplinario coordinado y gestionado por la Fundación Julio Ricaldoni de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, con el objetivo de analizar y evaluar la complementariedad de los recursos renovables y la demanda de energía eléctrica. Entre otros resultados, este estudio recomienda profundizar sobre el modelado de los recursos renovables.

Para cumplir con los objetivos del proyecto en cuanto a la Promoción de las fuentes de energías renovables y conforme a los cometidos de la Dirección Nacional de Energía es necesaria la actualización y análisis permanente de la tecnología y de los recursos disponibles entorno a la generación de energía a partir de estas fuentes. Esto incide en la planificación del sector energético y en utilizar herramientas adecuadas para el diseño de políticas.

Esta actividad se desarrolló en el marco del Convenio Marco de Cooperación entre el MIEM-DNE y la Fundación Julio Ricaldoni de la Facultad de Ingeniería (UdelaR) celebrado el 15 de diciembre de 2015.

El 21/7/2016 se suscribió la PROPUESTA TÉCNICA para la ejecución en un plazo de tres meses del conjunto de actividades que dieron lugar a los resultados plasmados en este documento y que en forma resumida comprenden:

Actividad 1). Análisis de tecnologías alternativas para la expansión de la generación eléctrica en cuanto a su proyección de costos, ventajas y desventajas. Se incluirá entre las tecnologías a estudiar la eólica y la solar fotovoltaica.

Actividad 2). Realización de optimización de plan de inversiones en base a las tecnologías seleccionadas utilizando los nuevos modelos que consideran la complementariedad de los recursos eólico y solar.

Actividad 3). Describir el estado del arte a nivel mundial sobre la capacidad de pronóstico de corto, mediano y largo plazo del recurso solar.

Productos e informes.

El producto final de esta propuesta es un informe final que contenga los siguientes subproductos con la siguiente información:

1. Optimización de las inversiones del sistema de generación utilizando el nuevo modelo estocástico que considera la complementariedad entre los recursos solar y eólico en el horizonte 2016-2046.

2. Nuevos planes de optimización de las inversiones del sistema de generación considerando las siguientes variables:

Sensibilidad del precio de la energía fotovoltaica.

Incluyendo la posibilidad del ingreso de una central de bombeo y turbinado como proyecto de filtrado.

3. Además del informe se suministrarán los insumos que permitan la utilización de los modelos estocásticos obtenidos así como de los eventuales nuevos actores programados para su utilización en la plataforma de simulación SimSEE (Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica) correspondiente.

3. Optimización del plan de inversiones.

3.1. Introducción.

Este trabajo es el tercero de una serie de estudios realizados en coordinación con la Dirección Nacional de Energía (DNE-MIEM) para mejorar el modelado de las energías renovables (eólica, solar e hidráulica) y disponer así de mejores herramientas tanto para la planificación de inversiones como para la operación del sistema.

En el primer estudio se obtuvieron modelos de los recursos eólico y solar del tipo de modelos CEGH [26] aplicables en la plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE). En base a estos modelos se realizó un plan de expansiones de generación y se cuantificó el valor que tendrían

los proyectos que agreguen capacidad de almacenamiento en el sistema (bancos de baterías, centrales de bombeo y acumulación, por ej.).

En el segundo estudio, se mejoraron los modelos estocásticos unificando los modelos eólico y solar en un único modelo. El propósito de introducir esta mejora fue incorporar dependencias entre los recursos no capturadas previamente. En ese mismo trabajo, se realizó una evaluación del posible impacto sobre el plan de inversiones de considerar esa mejora, que resultaba de muy bajo impacto. También se mostró que sobre el uso de la conexión a la red eléctrica, la complementariedad eólica-solar puede impactar en forma de un mejor uso de las líneas de conexión de los proyectos al sistema troncal de transmisión.

En este tercer estudio, se realiza una re-optimización del plan de inversiones y de los proyectos de capacidad de almacenamiento y se realiza un primer análisis de la dependencia de los recursos eólico y solar con la temperatura y la demanda de energía eléctrica, además de describir el estado del arte en relación al pronóstico de corto, mediano y largo plazo del recurso solar.

En el estudio [2] (Etapa 2 de esta serie de trabajos), se creó el modelo estocástico CEGH "Conjunto" de series de velocidad de viento, radiación solar y temperatura. Este CEGH genera series horarias de las variables en cuatro puntos del país y es útil para la simulación detallada de la operación del sistema. En el referido estudio se mostraron las correlaciones captadas por ese modelo que podrían tener influencia sobre la previsión de la operación del sistema a nivel del despacho semanal y diario.

Para propósitos de planificación, en base a ese CEGH mencionado en el párrafo anterior, en [2] se creó a la vez un CEGH conjunto de series de potencia Eólica, Solar y de Temperatura. Necesariamente, al perder la referencia de la dirección del viento, este CEGH pierde la posibilidad de captar algunas de las dependencias estadísticas indicadas en [2] sobre el modelo más detallado. El modelo sintetizado se etiqueta como: **SintetizadorCEGH_PEO1_PSO1_Temp.txt** y es el usado en todos los casos analizados en este trabajo salvo en el caso **CEGH_Des** (objeto de esta sección) en el cuál se utilizan los modelos que se describen a continuación.

En [1] (Etapa 1 de esta serie de trabajos) se sintetizaron modelos de CEGH que representan, por unidad de MW instalado, la generación del conjunto de generación eólica y solar. Estos modelos fueron etiquetados como:

CEGH_PEO11MW_5pfc45_20140722ecrch.txt y

CEGH_PSol1MW_8pfc17_20140722mgrch.txt (eólica y solar respectivamente) y fueron puestos a disposición del público y han sido utilizados ampliamente en la realización de estudios de largo y mediano plazo. Los modelos así sintetizados captan las dependencias estadísticas de la producción eólica y solar con la hora del día (y con el ciclo anual) y en forma indirecta, por la dependencia que cada variable tiene con la hora del día, queda representada parte de la dependencia entre las propias variables.

Respecto de los factores de capacidad eólico y solar, el nuevo modelo produce los mismos factores anuales que los modelos desacoplados. Estos factores son 0.45 y 0.17 para la eólica y solar respectivamente.

Con respecto a las dependencias estadísticas en el Espacio Gaussiano, las ecuaciones para los modelos desacoplados son las que se muestran en las ecs.1 y 2 respectivamente.

$$PEol_{k+1} = 0.8700 PEol_k + 0.4930 u_k^1 \quad \text{ec. (1)}$$

$$PSol_{k+1} = 0.8860 PSol_k + 0.4630 u_k^1 \quad \text{ec. (2)}$$

Ambas ecuaciones relacionan la producción Eólica y Solar de una hora como un factor por la producción en la hora anterior más otro factor por un Ruido Blanco Gaussiano (u_k^1). Por construcción del CEGH, los factores están calculados para que la distribución de las variables $PEol_k$ y $PSol_k$ sean $N(0,1)$ (Normales de valor esperado nulo y varianza unidad).

La ec.3 muestra el sistema lineal para el nuevo CEGH que capta en forma conjunta las dependencias estadísticas de la producción Eólica, Solar y de la Temperatura.

$$\begin{bmatrix} PEol \\ PSol \\ Temp \end{bmatrix}_{k+1} = \begin{bmatrix} 0.8691 & -0.0027 & -0.0008 \\ -0.0012 & 0.7231 & -0.0268 \\ 0.0039 & 0.0286 & 0.9824 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} PEol \\ PSol \\ Temp \end{bmatrix}_k + \begin{bmatrix} 0.4946 & 0.0000 & 0.0000 \\ -0.0004 & 0.6920 & 0.0000 \\ -0.0014 & 0.0351 & 0.1709 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_k^1 \\ u_k^2 \\ u_k^3 \end{bmatrix} \quad \text{ec. (3)}$$

Si se observa la primer fila, el coeficiente que relaciona la variable $PEol$ con la misma variable del paso anterior, es prácticamente el mismo 0.87 del modelo desacoplado de la ec.2. Los dos coeficientes negativos -0.0027 y -0.0008 muestran una correlación negativa (muy débil) de la producción eólica con el valor de la hora anterior de la producción solar y de la

temperatura. Igual correlación negativa se observa en la primer columna de la matriz que multiplica los ruidos en la ec.3.

Si se observa la fila correspondiente a la producción solar, se observa que el coeficiente diagonal (0.7231) de la matriz que vincula las variables con sus pasados, es inferior al 0.8860 del modelo desacoplado (ec.2). Esta menor correlación con el pasado se explica por la aparición de la dependencia con la temperatura y la inercia que tiene esta con su propio pasado.

En resumen, de la observación de las ecuaciones 1, 2 y 3 surge que el modelo conjunto, si bien capta nuevas relaciones las mismas no parecen ser muy fuertes, lo que estaría implicando que la dependencia con la hora del día lograba captar casi lo mismo.

Todas las optimizaciones y análisis de casos del presente documento se realizaron con el nuevo CEGH, salvo el caso CEGH_Desacoplados, que consistió en re-optimizar el plan de expansiones con los modelos desacoplados para medir de esa forma directamente sobre el plan de inversiones las consecuencias de las mejoras introducidas.

3.2. Plan de inversiones de generación Uruguay 2016-2046. (Resultados de la Actividad 1).

3.2.1) Moneda, tasa de actualización y consideraciones generales.

Todos los valores de este informe están en dólares estadounidenses de enero de 2016 salvo se indique expresamente lo contrario.

En todos los casos en que interviene una actualización se utiliza 10% sobre los flujos en dólares de enero de 2014.

Como proyección de la inflación de dólar cuando corresponda se utiliza un 2% acumulativo anual.

Todas las comparaciones son sobre flujos de moneda en dólares y en ningún caso incluyen ni impuestos ni esquemas de financiamiento ni amortización de préstamos ni pago de intereses. En otras palabras, se trabaja sobre la hipótesis de que los proyectos son comparables por el valor que crean a las economías sin considerar el esquema de financiamiento y/o impositivo al que puedan estar sujetos, dado que se entiende que estos esquemas solo pueden causar diferencias circunstanciales no sostenibles en el largo plazo.

3.3. Hipótesis de futuro para la planificación de la generación eléctrica en Uruguay – 2016-2046. (resultados de la actividad 1).

El crecimiento constante de la demanda eléctrica impone la necesidad de expandir en forma permanente el sistema de generación para cubrir la demanda.

Los proyectos de generación tienen la característica de ser intensivos en inversión e involucrar plazos de construcción que pueden ir de 1 año para proyectos simples como pueden ser la instalación de Turbinas Aeroderivadas o Plantas solares Fotovoltaicas, siempre que estos proyectos no impliquen el desarrollo del sistema de transmisión, hasta 2 a 3 años para proyectos más complejos como puede ser la construcción de una central de biomasa, un parque eólico o una central de ciclo combinado. Los plazos de los proyectos están afectados fuertemente por la obtención de los permisos ambientales tanto del proyecto como de su conexión al sistema eléctrico. Si el proyecto involucra la realización de líneas de transmisión, se suma a la complejidad de la imposición de la servidumbre por los terrenos afectados. Proyectos complejos desde el punto de vista de la obtención de los permisos necesarios para su construcción, como pueden ser una central de carbón, una central hidroeléctrica con un embalse grande o una central nuclear, pueden llevar bastante más de 5 años entre el planteo del proyecto y su puesta en operación.

Esta característica hace que las decisiones de importantes volúmenes de capital se deban realizar con años de anticipación, con el riesgo que ello conlleva en cuanto a que las hipótesis bajo las cuales se toma la decisión seguramente tendrán cambios durante la propia construcción. En este contexto de incertidumbre se considera importante identificar aquellas variables que producen las "fuerzas de cambio" y son las que pueden inducir las principales variaciones.

En este capítulo se detallan las hipótesis de futuro utilizadas en la optimización de las inversiones de generación eléctrica de Uruguay en el horizonte 2016-2046.

Las variables principales que mueven el sector son:

- La Demanda Eléctrica.
- El precio de las tecnologías.
- El precio de los combustibles fósiles.
- El grado de integración regional.

3.3.1) Demanda de electricidad.

El crecimiento histórico de la demanda de electricidad de Uruguay ha sido de un 3.5% acumulativo anual, lo que es consistente con las características de un país en vías de desarrollo. Para el período 2016-2046 la Dirección Nacional de Energía prevé un crecimiento como se muestra en la Fig.3.

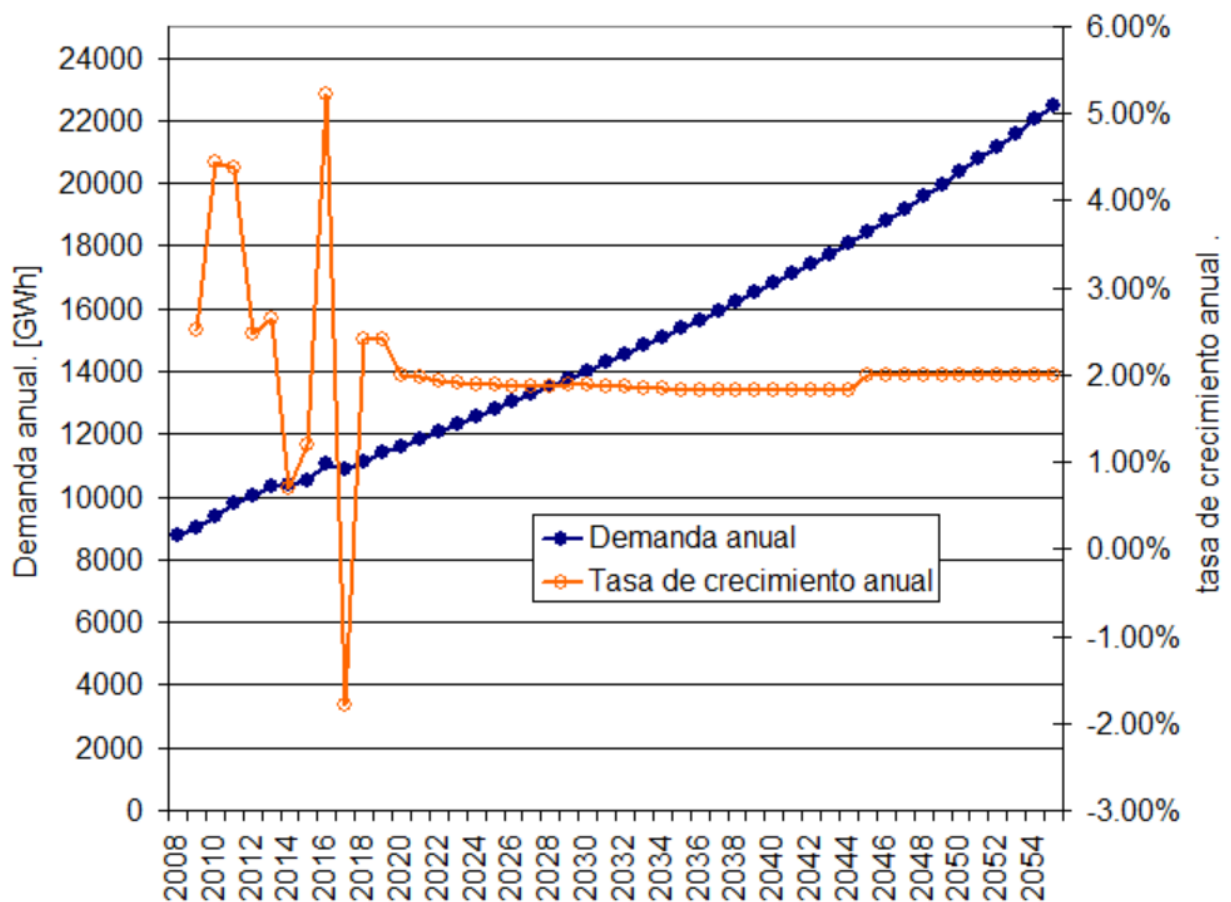


Fig. 3: Proyección de la Demanda Eléctrica (fuente DNE).

Como se observa en la Fig.3, en el largo plazo la tasa de crecimiento prevista es del orden de 2%. La tasa de crecimiento histórica es de 3.5% anual, lo que implica que se prevé un menor crecimiento a futuro de la demanda eléctrica.

En cuanto al costo de falla, se utilizaron las definiciones de la Fig.4 que corresponden a los valores oficiales (decreto Decreto N° 105/013 de 02/04/2013), pero indexando los valores del decreto con el índice de precios del barril de petróleo para tener en cuenta que en el largo plazo; el costo de Falla debe mantener su relación respecto de los costos de generar la energía.

Escalón					
Profundidad[p.u.]	0.02	0.05	0.075	0.855	Índice Multiplicador de Costos de Falla: Petroleo
Costo[USD/MWh]	167	600	2400	4000	Borne: Petroleo

Fig. 4: Definición de unidades de falla. Decreto N° 105/013 de 02/04/2013.

Escenarios de Demanda. El principal objetivo de realizar el plan de inversiones es lograr acompasar las inversiones con el crecimiento de la demanda. Es por tanto la proyección de la Demanda la principal variable a considerar. Para representar la incertidumbre a futuro de la Demanda, es posible considerar diferentes escenarios de crecimiento y obtener así el Plan de Inversiones que mejor se adapta al conjunto de escenarios. Otro metodología para considerar la incertidumbre de la Demanda es considerar que al ser justamente esa variable La Principal, el plan de inversiones que se calcula para una proyección dada de la demanda, más que ser un plan de inversiones a incorporar en determinadas fechas, debe observarse como inversiones a realizar cuando la Demanda haya alcanzado un nivel dado. De esta forma, se obtiene un plan en que las inversiones se atrasan o adelantan acorde a que la Demanda se atrase o adelante respecto de la proyección utilizada para determinar el Plan de Inversiones.

3.3.2) Tecnologías disponibles y tendencias.

En 2008 se verificó en Uruguay un año de relativamente baja hidrogenación que coincidió con un valor elevado del precio del barril de petróleo (superó los 140 USD/bbl) lo que llevó a una revisión completa de las estrategias de incorporación de Energías Renovables No Convencionales. Es así que se aceleró la incorporación de dichas fuentes de generación y a octubre de 2016, ya se encuentran instalados en el sistema 1000 MW eólicos y 100 MW solares fotovoltaicos. Al finalizar el año 2017 se espera que estén operativos 1500 MW eólicos y 229 MW de solar fotovoltaica. En conjunto con estas incorporaciones, se está construyendo una central de Ciclo Combinado (CC) de 540 MW. La primer turbina aeroderivativa de 180 MW estará operativa en ciclo abierto a finales de 2016, la segunda en el primer semestre de 2017 y la turbina de vapor, que cierra el ciclo, en febrero de 2018. Estas decisiones de inversión fueron tomadas en 2010-2012, tomando en consideración la posible instalación de una demanda industrial de 200 MW adicionales a la demanda convencional. En su momento se consideró un plan que minimizara el riesgo de abastecimiento de esa demanda aumentada y que no implicara un sobre-costos relevante en caso de no verificarse la instalación de

la referida demanda industrial. Actualmente, no se verificó la instalación de la referida demanda industrial, por lo que el sistema puede considerarse sobre-ofertado por unos años y este efecto se aprecia en los resultados de la optimización.

Otra consideración importante es la instalación o no de una Planta Regasificadora que posibilitaría la disponibilidad de Gas Natural en el territorio nacional. A los efectos de la expansión de la generación, la disponibilidad de GN puede abaratar el costo variable de las centrales térmicas, pero dado que las ERNC siguen siendo una fuente más económica que la proveniente de centrales térmicas (aunque las mismas se alimenten de Gas Natural) el óptimo económico resulta en una instalación abundante de ERNC y en un uso marginal (inferior al 18%) de las centrales térmicas.

A los efectos de la optimización del plan de inversiones, se consideró disponibilidad de GASOIL para toda la generación térmica con un precio de referencia. Luego se realizó un nuevo plan con un precio que puede considerarse el escenario BAJO de precio futuro de petróleo o un escenario de GAS NATURAL con el escenario del precio de referencia para el petróleo.

Las tecnologías candidatas para la expansión son básicamente: Eólica, Solar, Biomasa, Ciclo Combinado y Turbinas aeroderivativas. Como combustible para las centrales térmicas se supuso disponibilidad de Gasoil y/o de Gas Natural.

3.3.2.A) Energía eólica.

Se supone un costo de expansión en base a esta tecnología de 69 USD/MWh. Esta estimación es resultado de los llamados realizados por UTE en los años 2011-2013 y en base a los cuales se firmaron contratos y se están construyendo del orden de 1200 MW. El precio del conjunto más relevante de contratos es 63.2 USD/MWh referido a noviembre de 2011 y tiene una paramétrica de ajuste de precios que implica que aproximadamente el 40% está en dólares corrientes por lo cual se depreciará según sea la depreciación del dólar. Si se supone una proyección del PPI (Producer Price Index - USA) de 2% anual y que la tasa sobre dólares constantes a los efectos de la comparación de proyectos considerada es 10%, el precio equivalente en dólares constantes para los contratos de 20 años sería de 61.5% referidos a noviembre de 2011 y de 65 USD/MWh expresado en dólares de junio de 2014. Esta referencia de precios ha experimentado variaciones a la baja en la medida en que se continúan con las mejoras tecnológicas, el precio del barril de petróleo continúa del orden de los 45 USD/bbl (valor bajo) y la tecnología solar fotovoltaica

continúa bajando de precios entrando en franca competencia con la eólica.

De estos 65 USD/MWh, aproximadamente 5 USD/MWh corresponden a los costos incurridos en los proyectos por su conexión a la red existente. Estos costos serán superiores para los proyectos futuros por haber sido ocupada la capacidad disponible. Para representar el costo de expansión de la red se requieren (ver estimación más adelante) de 9 USD/MWh. Recientemente (octubre 2016) se realizó un llamado de precios en Argentina con precios que marcan valores entre 50 y 60 USD/MWh para la tecnología eólica y entre 60 y 70 para la tecnología solar.

Como escenario de referencia se considerará como precio de expansión de la eólica 69 USD/MWh, de los cuales 9 USD/MWh corresponden a costos de expansión de la red eléctrica.

3.3.2.B) Energía solar fotovoltaica.

Se supone un costo de expansión con esta tecnología de 80 USD/MWh, lo que incluye 14 USD/MWh como costo de expansión de la red eléctrica. La tecnología solar fotovoltaica se encuentra en plena mejora de rendimientos y de procesos de fabricación por lo cual los precios continúan bajando en forma relativa al resto de las tecnologías. La mejor estimación al momento de realización de este informe es, para granjas de 50 MW, de precios que van entre 60 y 70 USD/MWh considerando los resultados de la licitación realizada en Argentina (octubre 2016).

3.3.2.C) Biomasa.

La generación en base a biomasa de sub-productos de procesos productivos no tiene posibilidades de expansión en cantidades significativas. Las principales generaciones de este tipo son la de las plantas de procesamiento de celulosa (UPM y Montes del Plata). Estas plantas producen su electricidad en base a la quema del licor negro subproducto de su proceso industrial y vuelcan excedentes de energía a la red eléctrica. En la actualidad, estas plantas inyectan del orden de 105 MW de excedentes a la red.

Al momento de realizar este estudio, está planteado el ingreso de una nueva planta papelera que inyectaría 100 MW adicionales a partir de 1/1/2021.

A inicio de 2017 se considera la incorporación de 10 MW de generación en base a biomasa en consideración del generador LUMIGANOR que está en condiciones de entrar en operación.

No se consideraron más expansiones en base a centrales de biomasa pues con los precios de las tecnologías eólica y solar no parece que el desarrollo de dichas centrales pueda ser competitivo salvo cuando la misma está vinculada a la utilización de residuos de un proceso industrial (como es el caso de las papeleras).

3.3.2.D) Ciclo combinado.

Actualmente se encuentra en construcción un ciclo combinado de 540 MW que tendrá la capacidad de funcionar tanto con Gas Natural como con Gasoil. El costo de inversión es 1100 USD/kW - instalado. Suponiendo una vida útil de 20 años, un costo fijo de O&M de 2.5 USD/MWh y una tasa de actualización de 10%, el pago por disponibilidad que permite cubrir los costos fijos, calculado sobre el 85% de las horas del año, es de 18.2 USD/MWh (esto es 18.2 dólares por MW y por hora disponible). El rendimiento de este ciclo combinado se estima en 52% (dadas las temperaturas de Uruguay) tanto para su funcionamiento con gasoil como con gas natural. El costo variable no-combustible se estima en 8 USD/MWh.

Al costo de inversión se adicionan 4.77 USD/MWh para representar el marginal de expansión del sistema de transmisión necesario para conectar la central resultando en un pago por disponibilidad total de $18.2 + 4.77 = 22.97$ USD/MWh.

3.3.2.E) Turbina de Aeroderivadas de alta eficiencia.

En el 2007 se instalaron en Uruguay 300 MW de turbinas de alta eficiencia en la central Punta del Tigre por lo cual se tiene experiencia de sus costos de operación y mantenimiento. También recientemente se realizaron consultas de precios para arrendamiento con opción a compra de turbinas aeroderivadas que terminaron con la instalación de 300 MW de turbinas de 25 MW en modalidad de arrendamiento. Estas turbinas se retirarán del sistema en la medida en que entre en operación el ciclo combinado actualmente en construcción. De los costos de las centrales en funcionamiento y de las consultas de precios realizadas, se puede estimar para la instalación de nuevas turbinas aeroderivadas un costo de inversión del entorno de los 800 USD/kW-instalado. Este costo incluye el costo variable no combustible y los costos fijos de O&M.

Se realiza el cálculo de la anualidad equivalente en un período de 20 años para el pago de los 800 USD/kW-instalado, resultando un valor de 86 USD/año por MW instalado. Suponiendo

que los costos fijos deben ser recuperados sobre un pago por disponibilidad calculado sobre 8000 horas al año, la remuneración por disponibilidad sería: 9.7 USD/MWh (esto es nueve con siete dólares por MW y por hora disponible).

Al costo de inversión se adicionan 4.77 USD/MWh para representar el marginal de expansión del sistema de transmisión necesario para conectar la central, resultando en un pago por disponibilidad total de $9.7 + 4.77 = 14.47$ USD/MWh

3.3.2.F) Evolución de precios.

En general, respecto a la **evolución de precios de las tecnologías**, se puede especular que en la medida en que las economías más fuertes del mundo están en proceso de recuperación de una década de crisis, los precios puedan subir en el mediano plazo por encarecimiento de los créditos y por restricciones en la producción de equipamiento. Pero esta eventual suba en los precios afectará a todas las tecnologías por lo cual se estima que de ocurrir, no tendrá consecuencias importantes sobre los resultados en cuanto a la proporción a incorporar de cada tecnología aunque sí podrá tener sobre el costo final de la energía.

Sobre los precios expresados en dólares. Los valores utilizados tanto para el Ciclo Combinado como para las Turbinas Aeroderivativas como para los costos de expansión de red, son los calculados en el informe [1] y, habiendo transcurrido dos años desde dicha estimación, podría corresponder un ajuste de los precios. Correspondería incrementarse por efecto del cambio de valor del dólar en

aproximadamente 0.87% para el costo de expansión de red, 1.66% para los equipos de fuerza motriz y generador eléctrico, usando las estimaciones de las series (Electric power distribution - PCU221122221122) y (Turbine & turbine generator set unit mfg - PCU333611333611), pero también se verifica que a nivel general de la industria manufacturera, los precios en dólares de los insumos han

	PPI_IM	PPI_EPD	PPI_TGS
2006	154.1	112.7	159.9
2007	156.4	114.6	166.2
2008	168.5	119.6	169.0
2009	164.7	126.7	208.7
2010	173.1	125.9	211.2
2011	181.1	130.0	212.7
2012	191.1	132.4	207.5
2013	192.6	134.6	213.1
2014	194.2	138.7	217.0
2015	185.0	142.8	220.1
2016	179.7	139.9	220.6
Ultimos 2 años:	-7.47%	0.87%	1.66%

Fig. 5: Series de PPI Total manufacturing industries, Electric Power Distribution and Turbine & turbine generator set unit mfg

registrado una caída de 7.47%

fuelle: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?pc> .

En base a esta información se decidió no-ajustar los precios en dólares y mantener entonces los valores de 2014 como si fueran válidos en 2016.

3.3.3) Gasoil, Fueloil y Gas Natural.

En cuanto a la dependencia de los combustibles fósiles, la principal observación es que por el momento Uruguay depende de las importaciones de Petróleo para producción de gasoil en la refinería de ANCAP y de importaciones directas de gasoil y fuel-oil para el abastecimiento de las centrales de generación eléctrica.

La logística disponible para la alimentación de las centrales de generación es suficiente para la producción en forma permanente de aproximadamente 500 MW de generación con turbinas de gasoil y de 300 MW de centrales a fuel-oil.

Respecto del Gas Natural, se puede constatar la creación de un mercado ágil similar al del petróleo gracias a la introducción de GNL (Gas Natural Licuado) que permite el transporte y almacenamiento del gas. El GNL es el Gas Natural licuado por enfriamiento y en este proceso experimenta una reducción de volumen de aproximadamente 610 veces. Es constatable a nivel mundial un consumo creciente de GNL. Especialmente con el movimiento de China e India a disminuir la expansión con carbón y sustituirla en parte por consumo de GNL. También Japón ha aumentado sustancialmente el consumo de GNL a partir del accidente en Fukushima del 11 de marzo de 2011 que ha llevado a ese país a detener muchas de sus centrales nucleares y a revisar su plan de expansión en base a las mismas.

El primer punto a destacar es que NADIE SABE CUAL SERÁ LA EVOLUCION DE PRECIOS del petróleo y del gas natural. Es importante entender este punto. Es suficiente mirar la evolución de

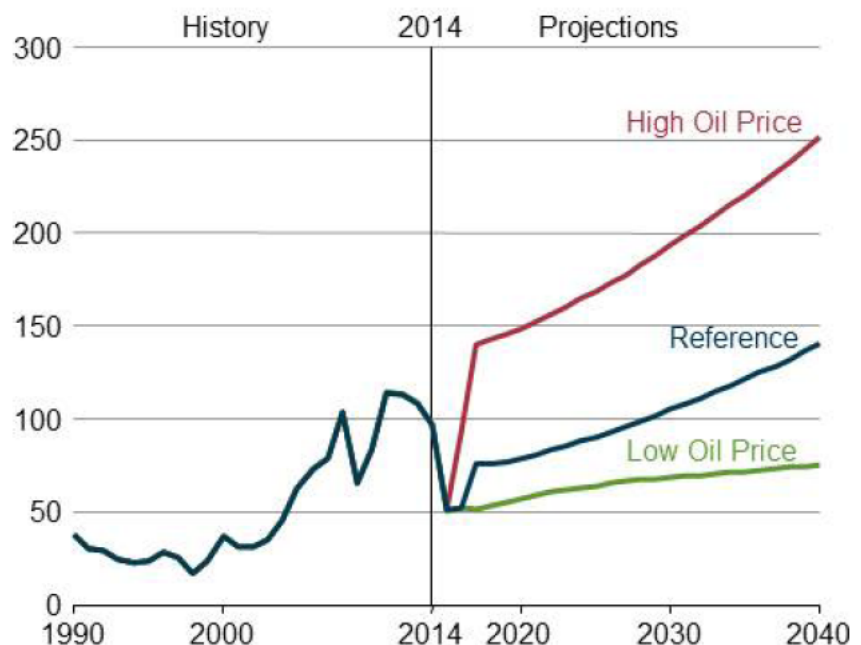


Fig. 6: North Sea Brent crude oil spot prices in three cases, 1990–2040 (2013 dollars per barrel) (fuente: EIA Energy Outlook 2016)

precios de los últimos 20 años para observar que el petróleo (por ej.) ha estado en valores entre 24 y 150 USD/bbl.

Para Uruguay, tanto las inversiones de capital como el combustible de las centrales son bienes importados y por lo tanto implican compromisos o erogaciones en dólares.

Sobre la evolución de los precios de los combustibles fósiles hay alta incertidumbre. La Fig.6 muestra la proyección según la EIA (USA) del barril de petróleo Brent. Las compras de Uruguay tanto de gasoil como fueloil están directamente indexadas al barril de Brent por lo cual la figura es indicativa de la variabilidad de costos de generación con las centrales térmicas.

En la Fig.7 se comparan los escenarios de referencia de la proyección 2016 y la de 2015 realizada por la misma agencia. Como se puede apreciar en 2016 hay una corrección a la baja del precio del petróleo en el corto y mediano plazo.

El mercado de GNL está avanzando rápidamente hacia un mercado fluido al igual que lo es el mercado del petróleo. En la actualidad se puede dividir ese mercado en tres grandes regiones: El mercado del Pacífico (o asiático) el Mercado de Europa y el Atlántico y Estados Unidos.

Frente a la voracidad de GNL de China, India y Japón, el mercado asiático tiene precios sensiblemente superiores al resto. El índice de precios más utilizado es el JCC (Japan Custom-cleared Crude, también conocido como Japanese Crude Cocktail). En los contratos de largo plazo se utilizan variantes de la indexación fijando piso y techo para apartamientos extremos. En el mercado asiático hay un mercado spot incipiente JKM (Japan Korea Marker) al que podrían converger en el futuro los precios de los contratos de la región.

En la región Europea el precio es intermedio entre el mercado Asiático y USA y está determinado por valor del mercado londinense NBP (UK- National Balancing Point). En Estados Unidos de América (USA) el precio es del orden de 3 USD/MMBTU y está dado por el valor del mercado conocido como HH (Henry Hub). La evolución histórica de estos precios se muestra en la Fig.8 lo

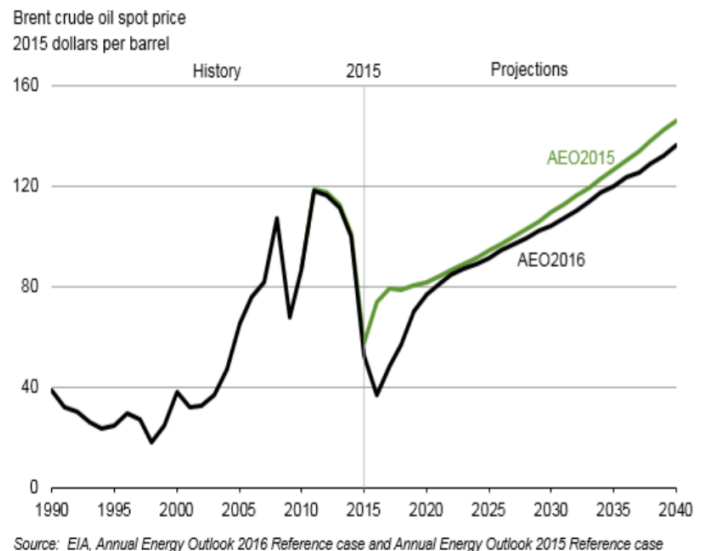


Fig. 7: Proyección del precio del Petróleo Brent (USD/bbl 2015)-
(EIA EO2016 Early Release Overview)

cual muestra una divergencia de los mercados a partir de la crisis de 2008. Las causas de esta divergencia son: el “boom” del Shale Gas en USA, la crisis financiera Europea y la aparición de Japón como gran consumidor luego de la crisis de Fukushima en 2011, así como la tendencia de cubrir la expansión de generación de India y China en base a centrales de Gas Natural en lugar de Carbón para mitigar el impacto ambiental de la generación en base a carbón en dichos países.

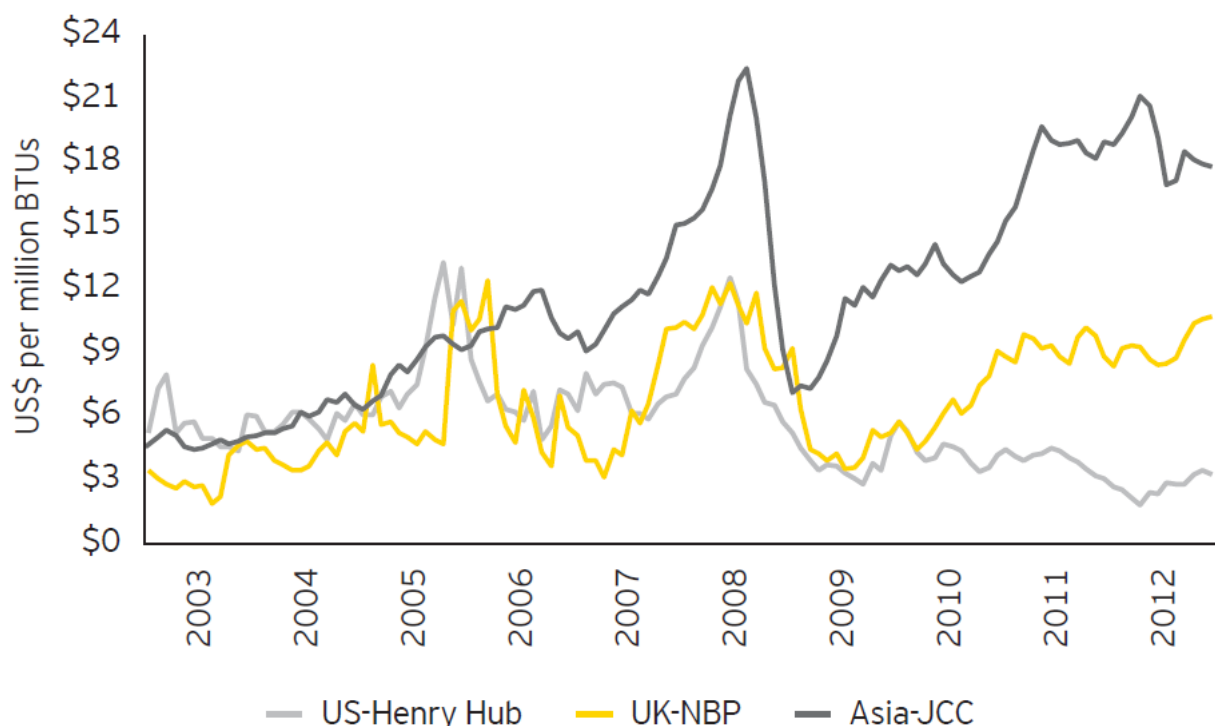


Fig. 8: Evolución del precio promedio mensual del Gas Natural por región. (fuente EIA+Thomson/Reuters)

A 2016, la persistencia de precios bajos de petróleo y del gas en USA, así como una demanda a nivel mundial que crece menos de lo proyectado (menor crecimiento de China y recuperación lenta de las principales economías) ha llevado al inicio de una convergencia hacia los precios bajos de los diferentes mercados como se puede apreciar en la Fig.9.

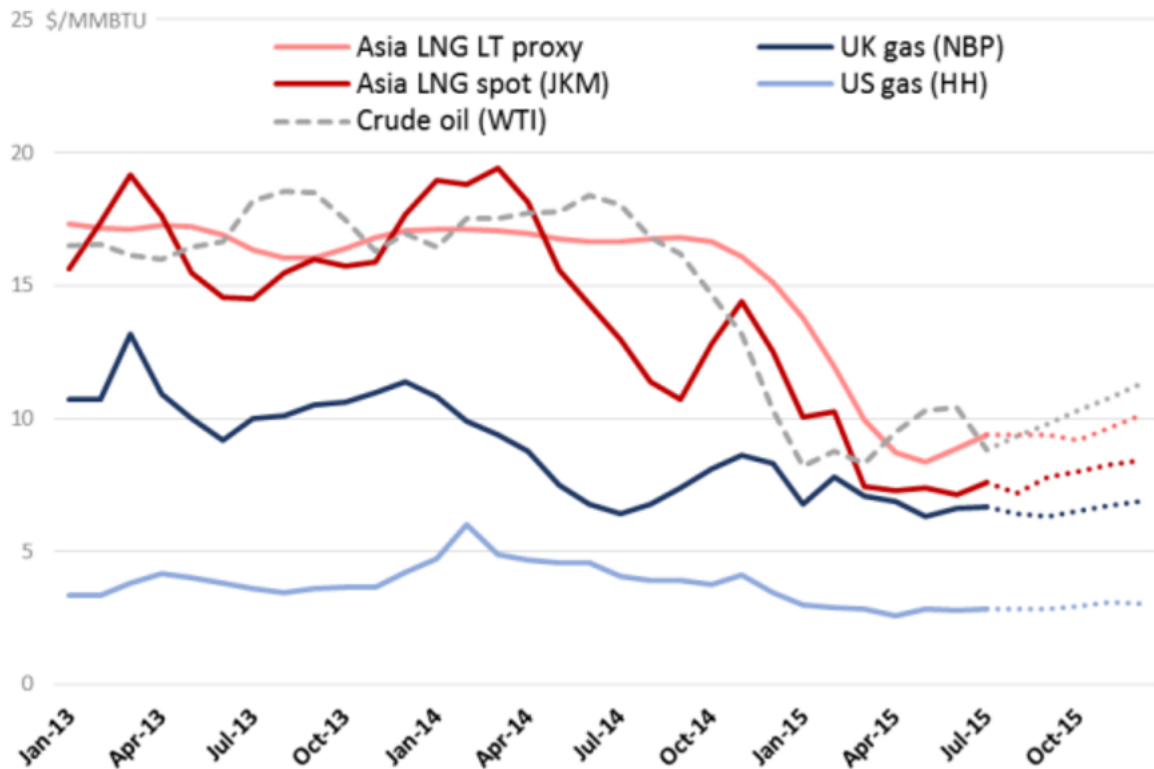


Figure 1 – Natural gas prices.

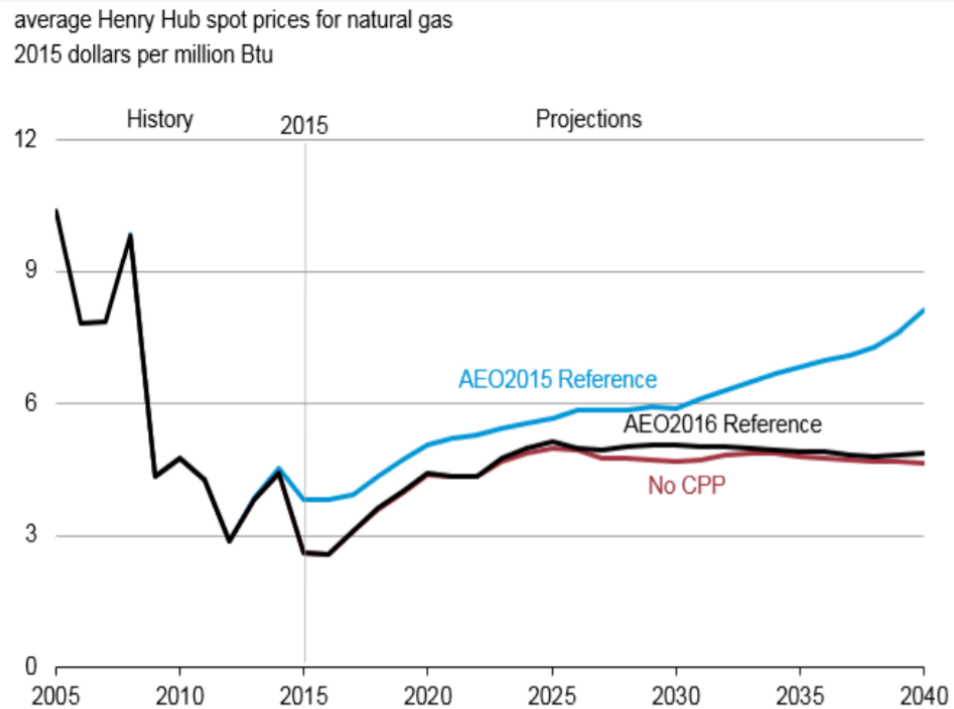
Asia LNG long term proxy is based on the formula $14,75\% \text{ JCC (3 months average)} + 0,5$. JCC:

Japanese Crude Cocktail. NBP: National Balancing Point. HH: Henry Hub. WTI: Western Texas

Intermediate. Source: elaboration on BG, European Commission, EEX, EIA, Platts, Thomson Reuters.

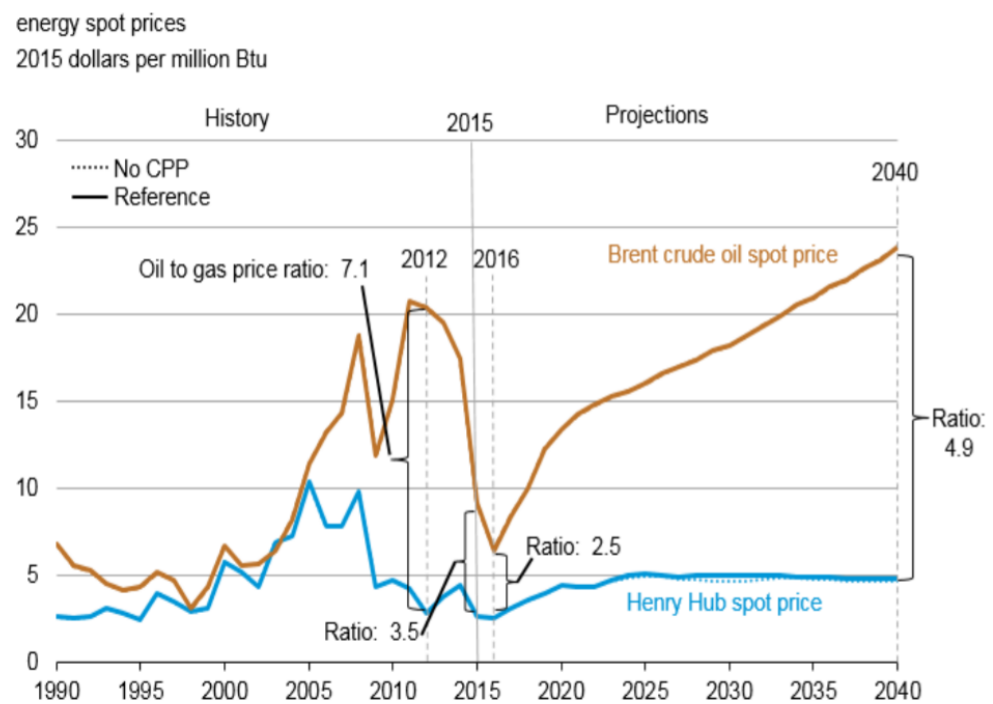
Fig. 9: Convergencia de precios por persistencia de demanda baja y precio de petróleo bajo.

La Fig.10 muestra los escenarios proyectados por la EIA (fuente early Energy Outlook 2016) para los precios futuros de largo plazo del Gas Natural en USA (Henry Hub).



Source: EIA, Annual Energy Outlook 2016

Fig. 10: Proyección del Henry Hub EIA 2016.



Source: EIA, Annual Energy Outlook 2016

Fig. 11: Relación proyecta entre precios de petróleo y de Henry Hub.

La Fig.11 muestra la relación proyectada por la EIA entre el precio del Gas Natural y el precio del Barril de petróleo Brent.

Documentos consultados:

[https://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er\(2016\).pdf](https://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er(2016).pdf)

y

[http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2016).pdf)

Uruguay está conectado por un gasoducto con Argentina lo que podría ser una fuente de ingreso de Gas Natural al país si la Argentina vuelve a ser excedentaria en la producción de ese energético. Está bajo análisis la posibilidad de instalación de una planta regasificadora de GNL que podría en caso de confirmarse su instalación suministrar gas natural tanto para el mercado uruguayo como argentino. Adicionalmente, las tareas de prospección del subsuelo promovidas por ANCAP podrían llevar en el horizonte de estudio a que Uruguay dispusiese de sus propios yacimientos de Gas Natural.

Si se toma como referencia las compras de GNL que han realizado Argentina y Brasil en los últimos 5 años se tiene un rango de precios muy amplios que van de 8 a 22 USD/MMBTU en compras Spot. Para el suministro de GNL para la planta regasificadora es pensable la compra en contratos de largo plazo con precios más cercanos a los 9 USD/MMBTU, a costa de agregar inflexibilidades como compromisos del tipo Take Or Pay que implican un costo adicional.

A los efectos de las simulaciones, se considerarán dos escenarios de precios de los combustibles fósiles. Un escenario que llamaremos de Referencia con la proyección del precio del Brent de referencia de la EIA (ver Fig.6) y un escenario de Precio Bajo que puede considerarse o bien que se verifica el escenario de Precios Bajos del Brent de la Fig.6 o que se dispone de Gas Natural en abundancia en Uruguay.

3.3.4) Integración regional.

A los efectos de la planificación de inversiones, se supone que las fronteras están cerradas. Esta suposición obliga a que se instale en Uruguay lo suficiente para poder abastecer la demanda sin depender de nuestros vecinos. En la historia reciente (últimos 20 años) la integración regional a nivel energético ha funcionado más que nada a nivel de asistencia ante emergencias. Esto es, no se han verificados intercambios fluidos por conveniencia económica de los sistemas, pero siempre que uno de

los países ha estado en riesgo de desabastecimiento, los sistemas se han apoyado enviando energía. Como esta asistencia ha involucrado participación de los gobiernos y no se trata de una integración fluida, a nivel de la planificación de inversiones se opta suponer un sistema cerrado. Como consecuencia de este criterio de planificación, resulta un sobre-equipamiento de cada país.

3.3.4.A) Uruguay – Argentina.

Uruguay se encuentra interconectado por el sistema de 500 kV con Argentina con una capacidad de interconexión de 2000 MW compartiendo entre ambos países la central hidroeléctrica binacional Salto Grande. Por compartir dicha central, ambos países tienen larga historia de intercambios energéticos tanto de ocasión como de contratos de respaldo. En la actualidad, dadas las inestabilidades económicas recientes, no hay operativos contratos de respaldo entre los países pero sí un acuerdo operativo por el cual las centrales térmicas que no están despachadas para un mercado son puestas a disposición para el otro mercado a su costo variable de generación más un margen exportador (que ha variado entre 30 y 100 USD/MWh según la situación de los países). Existe un Acuerdo de Interconexión entre ambos países que prevé una modalidad de intercambio llamada "sustitución" por la cual los excedentes hidráulicos turbinables de un país serían ofrecidos al otro país a un precio igual a la mitad del precio del recurso que sustituye. Esta modalidad ha venido siendo aplicada para los excedentes de la hidroeléctrica Salto Grande. Argentina difícilmente tenga excedentes hidráulicos turbinables en el período considerado. Uruguay en la actualidad, dependiendo de la hidráulicidad puede tener situaciones de vertimientos turbinables que irán siendo cada vez menores en la medida que el sistema hidráulico no crecerá (por estar ya desarrollados todos los emplazamientos relevantes).

3.3.4.B) Uruguay - Brasil

El sistema eléctrico de Uruguay es en 50 Hz mientras que el de Brasil es en 60 Hz. Esta diferencia de frecuencias lleva a la necesidad de instalar Convertidoras de Frecuencias para interconectar los países. En la actualidad, se encuentra operativa desde el año 2001 la convertidora de 70 MW que une los sistemas en las ciudades de Rivera en 150 kV y Livramento en 230 kV de Uruguay y Brasil respectivamente. Adicionalmente, se

encuentra construída y está en proceso de puesta en operación una convertidora de 500 MW que interconectará las redes de 500 kV de Uruguay en la zona de Melo con las redes de 230 kV de la región sur de Brasil en la zona de Presidente Medici.

Si bien en los primeros años, el sistema de 230 kV de la región sur de Brasil limita los intercambios al orden de los 300 MW, se está en proceso de licitación de las obras de transmisión necesarias para levantar dichas restricciones y para el horizonte del presente estudio (2020-2040) se puede suponer que entre Uruguay y Brasil habrá 570 MW de capacidad de interconexión.

Los mecanismos por los que se ha intercambiado energía con Brasil hasta el momento por la conversora de 70 MW no han sido fluídos, pero cada vez que los sistemas se han encontrado en dificultades se han activados intercambios previa acción a nivel ministerial.

A los efectos de la planificación del sistema de generación de Uruguay se prefiere adoptar la hipótesis de “mercado cerrado” en el sentido de restringir los intercambios para que no se dejen de hacer inversiones en Uruguay confiando en importaciones abundantes de Brasil y tampoco que se sobre invierta en Uruguay confiando en la posibilidad de vender energía a Brasil. La razón de esta hipótesis es que se trata de una integración en vías de desarrollo. En el futuro, si las reglas de intercambio son claras y la integración energética se considera suficientemente madura, los países podrían bajar el nivel de auto-respaldo confiando en el mejor uso de los recursos integrados.

Los precios en el submercado de la región sur de Brasil están correlacionados con los precios de Uruguay dado que ambas regiones están vinculadas por la hidraulicidad de sus centrales hidroeléctricas. El estudio [21] muestra una estimación de los beneficios de integración y muestra una forma de modelado de los intercambios.

3.4. CASOS DE ESTUDIO.

La Tabla 1 resume los casos analizados. En general, se realizó la optimización para el Caso Base, en el cuál se utilizó el modelo CEGH de potencia eólica y solar y de temperatura producto del trabajo [2] y con la siguientes hipótesis respecto del futuro: proyección del precio del barril de petróleo según el escenario de Referencia de la EIA (ver Fig.6), precio por la

eólica de 69 USD/MWh y precio de 80 USD/MWh para la solar (ambos incluyendo costos de expansión de la red).

Tabla 1: Casos analizados.

	USD/MWh	USD/MWh					Problema	NID
CASO	EOL	SOL	C.Bombeo	Petróleo	CEGH	UPM2	OddFace	Plan
Base	69	80	No	Ref.	acoplados	Sí	10	9440
Sol60	69	60	No	Ref.	acoplados	Sí	17	12496
F3600	69	80	Sí(300x8h)	Ref.	acoplados	Sí	18	5933
PBajo	69	80	No	Bajo	acoplados	Sí	19	2257
F1200	69	80	Sí(100x8h)	Ref.	acoplados	Sí	22	1896
CEGH_Des	69	80	No	Ref.	descoplados	Sí	20	1946
SinUPM2	69	80	No	Ref.	acoplados	No	23	7115

A partir del Caso Base, se generaron los demás casos modificando solamente una hipótesis por vez.

A continuación, secciones 3.6 a 3.11 , se describe la variante analizada en cada caso y los resultados obtenidos.

<

3.5. Sobre la herramienta OddFace.

Para cada uno de los Casos de estudio de la tabla 1, es necesario optimizar el Plan de Inversiones. Es decir, es necesario determinar qué cantidad de cada tecnología es óptimo incorporar al sistema y en qué momento del futuro.

Para la optimización del plan de inversiones se utilizó el Optimizador distribuido de Funciones de alto costo de evaluación (OddFace) ver Cap VI de [22]. Esta herramienta realiza una optimización en base a algoritmos genéticos que generan nuevos planes de inversión utilizando las tecnologías candidatas (eólica, solar ,turbinas aeroderivativas, ciclos combinados). Para cada Plan se simula la operación óptima del sistema y se calcula el valor esperado del Costo Futuro (CF) de operación para un ensamble de realidades posibles (realizaciones de los procesos estocásticos).

La Fig.12 muestra los primeros 4500 planes evaluados para la optimización del Caso Base. Los planes están ordenados de izquierda a derecha por orden de aparición durante la optimización. Como se puede observar, en la medida en que la optimización avanza, se obtienen mejores Planes (menor costo futuro de operación).

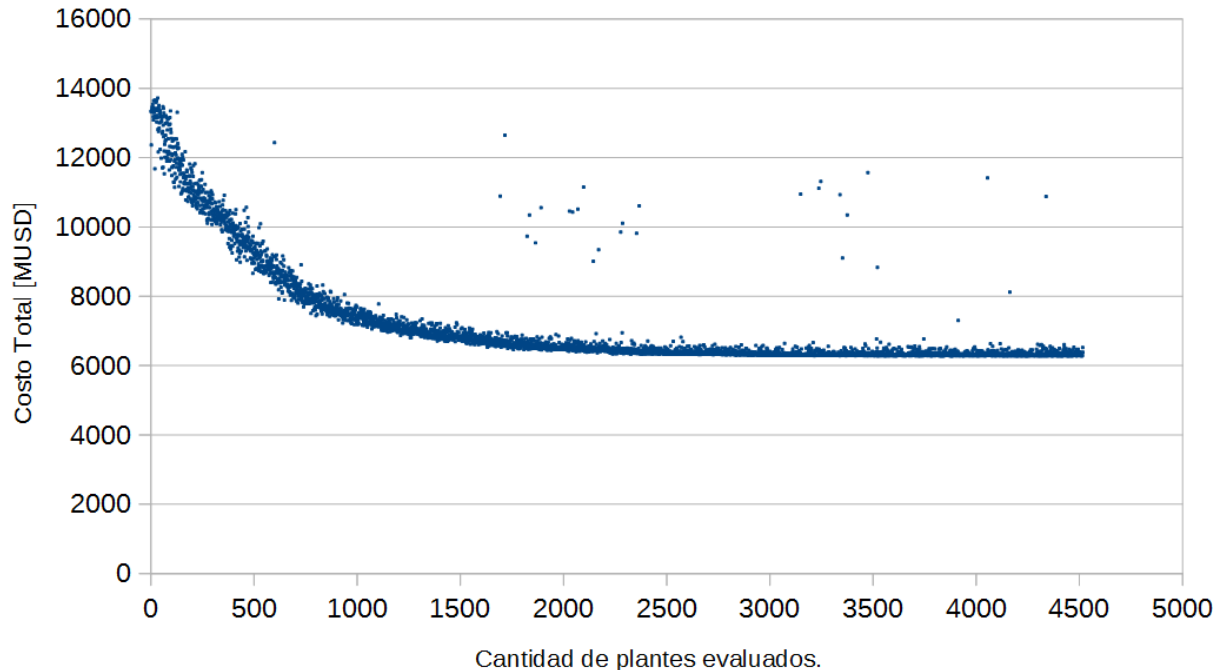


Fig. 12: Convergencia de OddFace en el problema de optimización de inversiones.

Para la realización de estos estudios se agregó una mejora a la herramienta OddFace que consiste en posibilitar de iniciar un Problema de Optimización en base a CLONAR otro problema y en esa operación iniciar una población de individuos (planes de inversión en nuestro caso) con los 100 mejores individuos del problema original. Luego se modifica el problema para reflejar el cambio en las hipótesis (esto es la modificación en el análisis de sensibilidades) y se inicia la optimización re-evaluando los 100 individuos iniciales en la nueva situación. Con esta característica se logró una convergencia más rápida de la optimización, dado que se parte de una población que era una buena solución del problema original (que se supone similar al problema que se pretende resolver salvo el cambio de una hipótesis).

3.6. Caso Base. Plan óptimo de expansión de la generación considerando la complementariedad de los recursos.

La Fig.13 muestra los resultados del plan de expansión para el caso de referencia. (Esto es Eólica: 69 USD/MWh, Solar: 80 USD/MWh y precio del Brent según escenario de referencia de la

EIA). Como se puede apreciar hasta el año 2025 inclusive no hay nuevas incorporaciones. En 2026 comienza a ser rentable la incorporación de solar y a partir de 2030 la entrada de nueva eólica. En 2027 se incorpora una turbina aeroderivativa de 60 MW (TG60) y no hay nuevas incorporaciones hasta 2038, año a partir del cual se incorporan 300 MW de TG60 a razón de 60 MW por año.

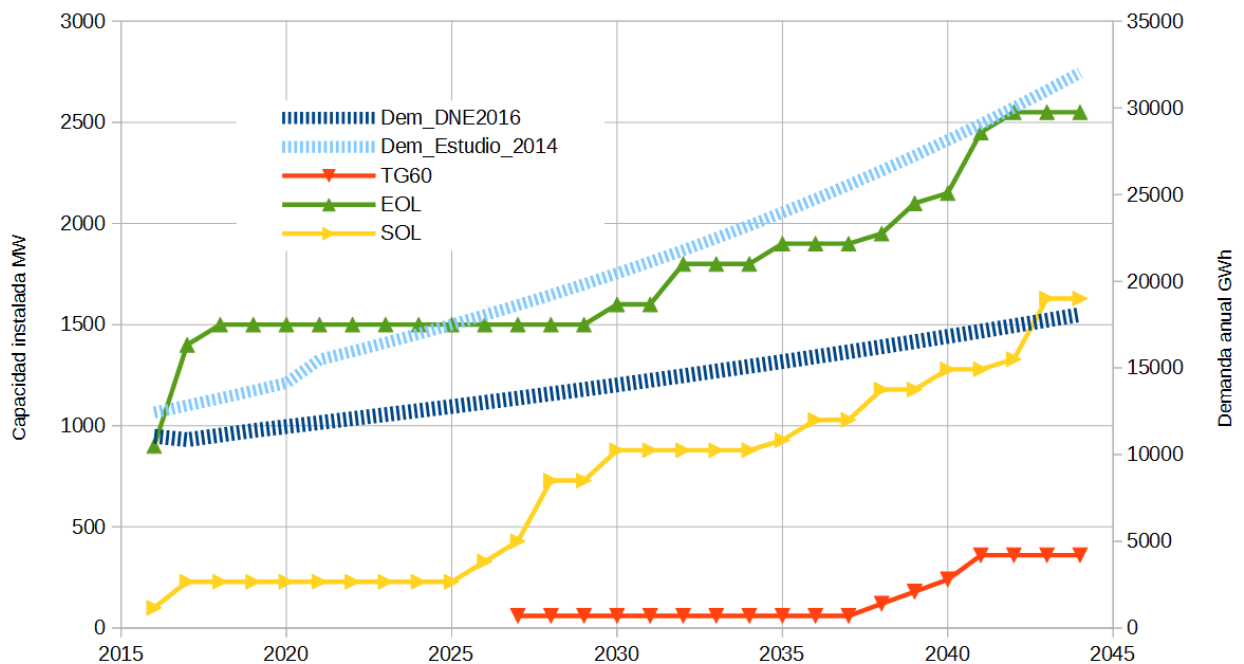


Fig. 13: Resultados plan de expansión caso de Referencia.

En la misma Fig.13 se muestran las demandas anuales proyectadas para este estudio y para el estudio realizado en 2014 [1] expresada en GWh (eje derecho en la Fig.13). Como se puede apreciar, hay una gran diferencia entre las dos demandas y por tanto la hay también entre los planes de expansión resultados de este estudio y el del año 2014.

La Fig.14 es una pantalla de SimSEE que permite visualizar gráficamente las unidades instaladas de cada generador y sus mantenimientos. En este caso corresponde al plan óptimo (identificado como 9440 en la base de datos de soluciones) del CASO BASE.

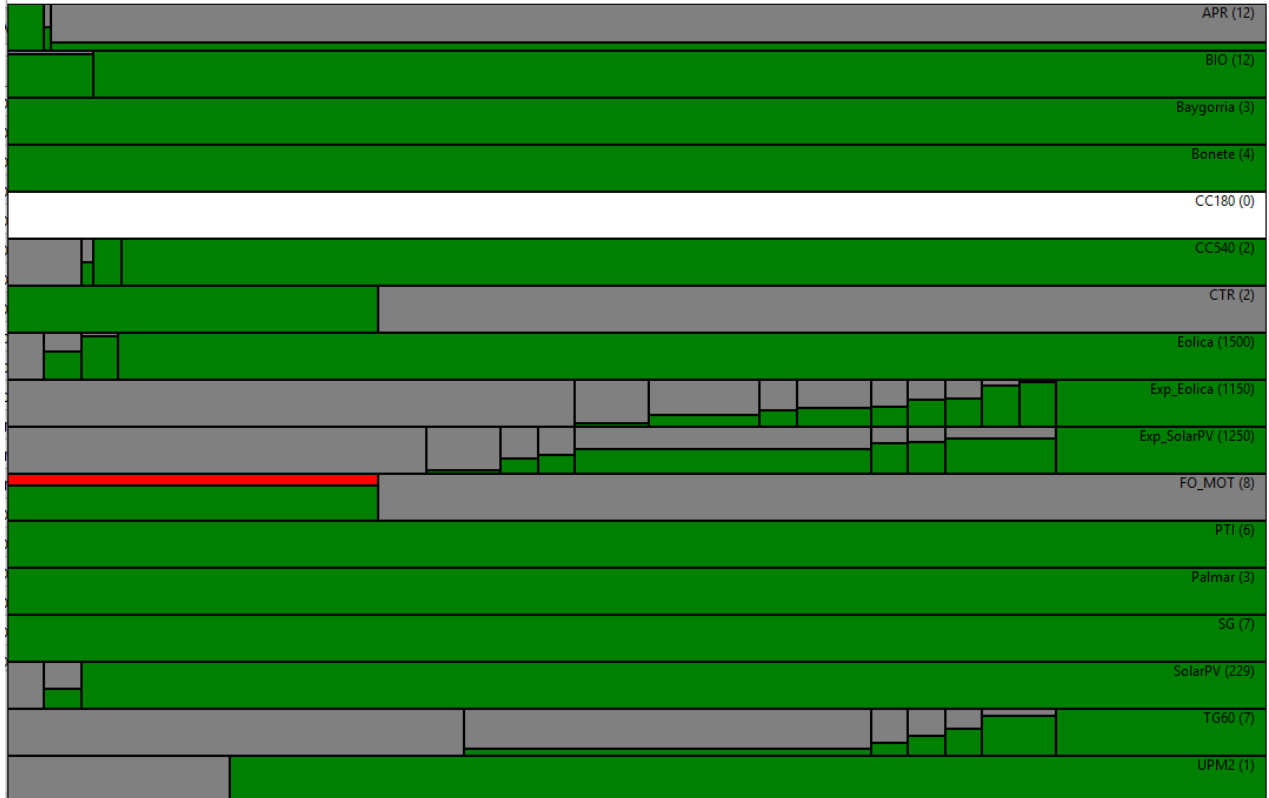


Fig. 14: Visor gráfico de capacidad instalada. Sala CasoBase_9440

En el eje horizontal está el tiempo. En 2025 se retiran del sistema las dos unidades de CTR y los 8 Motores de Central Batlle (fin de la banda roja en la imagen). Como se puede apreciar a 2043 la Expansión eólica (Exp_Eolica) alcanza los 1150 MW y la expansión solar (Exp_SolarPV) 1250 MW por encima de los 1500 y 229 que ingresan al inicio del período de las mismas tecnologías respectivamente (Eolica y SolarPV). El sistema no expande con ciclos combinados (CC180) e instala 7 turbinas aeroderivativas (TG60 la primera en abril de 2027 y la última en abril de 2043).

3.7. Caso Sol60. Sensibilidad al precio de la energía Solar.

La variación del precio de la tecnología solar fotovoltaica es constante por ser esta una tecnología todavía en proceso de maduración con mejoras constantes. La Fig.15 proyecta que el Watt instalado de generación solar continuará bajando pudiendo esperarse en el largo plazo una reducción del orden de 50%.

Entonces, es posible que lo que hoy son precios entre 60 y 70 USD/MWh se conviertan en precios de entre 40 y 50 USD/MWh, que sumados a los 14 USD/MWh estimados como costo de expansión de la red, lleva a precios de entre 54 y 64 USD/MWh. Para analizar la sensibilidad del plan óptimo a la mejora relativa de la solar frente al resto de las tecnologías, se re-optimizó el caso de referencia pero suponiendo un precio de la solar fotovoltaica (incluyendo el costo de expansión de red) de 60 USD/MWh y manteniendo el resto de los precios iguales.

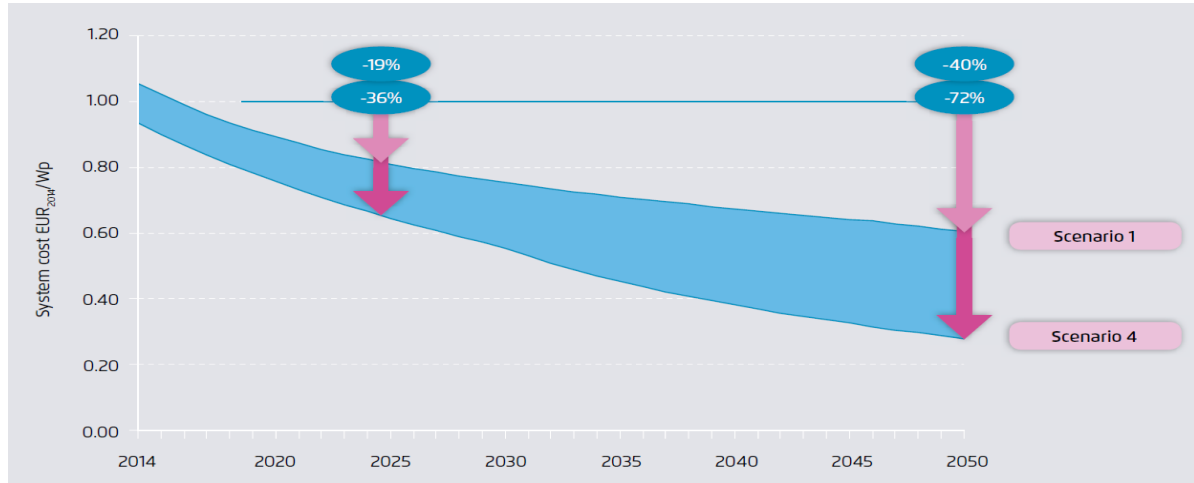


Fig. 15: Rango de proyecciones de la evolución del costo de generación solar PV. Precios en euros por Watt pico instalado. (fuente: Fraunhofer ISE (2015): Current and Future Cost of Photovoltaics.)

La Fig.16 muestra el nuevo plan de expansión comparado con el caso de referencia, en líneas continuas se muestra el plan del Caso Sol60 mientras en líneas entrecortada el Caso Base.

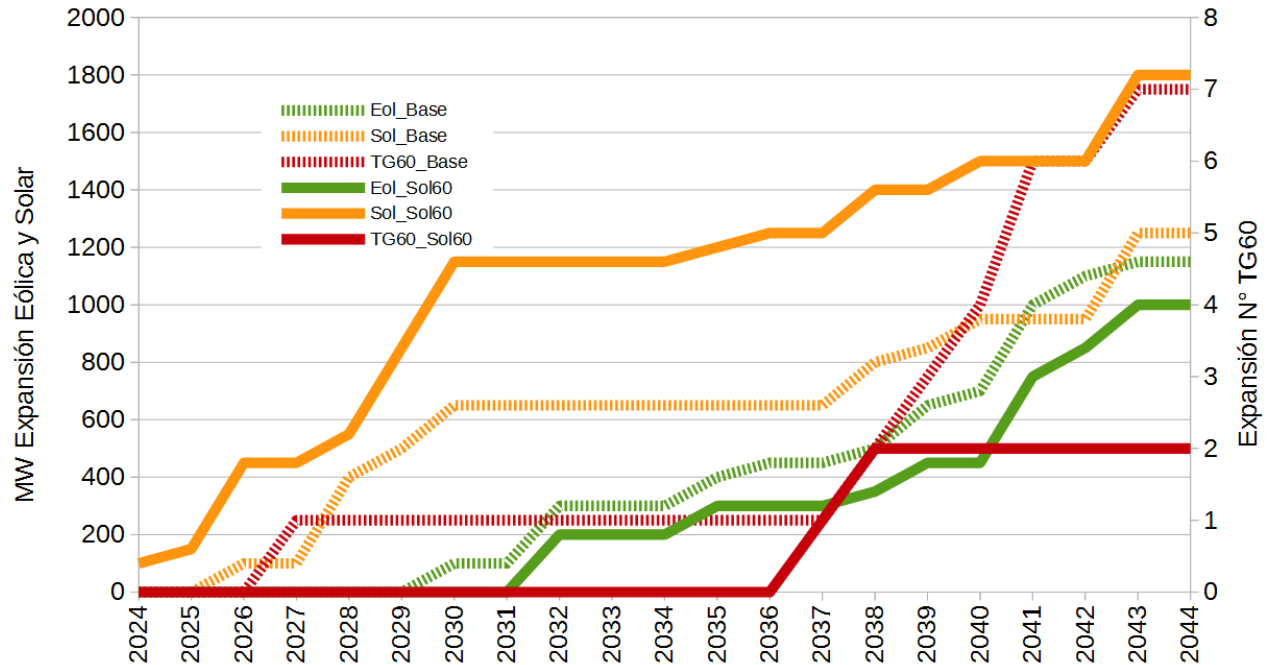


Fig. 16: Sensibilidad al precio relativo de la Solar y la Eólica.

Como era de esperar, al bajar el precio relativo de la Solar respecto de las demás tecnologías se produce una expansión más intensiva (y antes en el tiempo) de esa tecnología reduciendo (atrasando) el ingreso de eólica y de las TG60. Se destaca el desplazamiento que se produce de las TG60 que no ingresarían hasta 2037 en el Caso Sol60, en lugar de ingresar en 2027 como en el Caso Base. Esto muestra que la energía solar realmente actúa como un complemento de la eólica y junto con el sistema hidráulico logran producir un aumento de la Potencia Firme del sistema postergando la necesidad del ingreso de generación térmica.

3.8. Casos F100 y F300. Central de Bombeo y Acumulación.

Como se aprecia de los planes de expansión obtenidos, el sistema continuará expandiendo en base a energía eólica y solar y turbinas de ciclo abierto en el futuro. La pregunta que inmediatamente surge es si es posible evitar la instalación de las centrales térmicas por incorporación de equipamiento en el sistema que permita mover la energía entre las horas del día y compensar así la intermitencia de las fuentes eólica y solar.

Un proyecto de Bombeo y Acumulación puede ser el equipamiento que permita a futuro mayor incorporación de ERNC al sistema. Para evaluar la pertinencia de tal incorporación, se procedió a suponer que se incorpora en el año 2021 (esta fecha se considera la más temprana en la que sería factible tener operativo un proyecto de acumulación y bombeo por tratarse de una obra de porte importante con necesidad de contemplar cuestiones de afectación del entorno que implican tiempos considerables) una central de 300 MW con capacidad de almacenar 2400 MWh y con rendimientos de conversión de 0.81 (entre almacenado y recuperación de la energía): Caso F300 y otro caso de 100 MW con capacidad de almacenar 800 MWh con igual rendimiento: CASO F100. En ambos casos se supuso que la capacidad de almacenamiento es de 8 horas pues ese valor es suficiente para hacer el filtrado de las variaciones de la demanda neta del sistema a nivel diario.

Para ambos casos, se procedió a obtener el plan óptimo con el resultado que se muestra en la Fig.17.

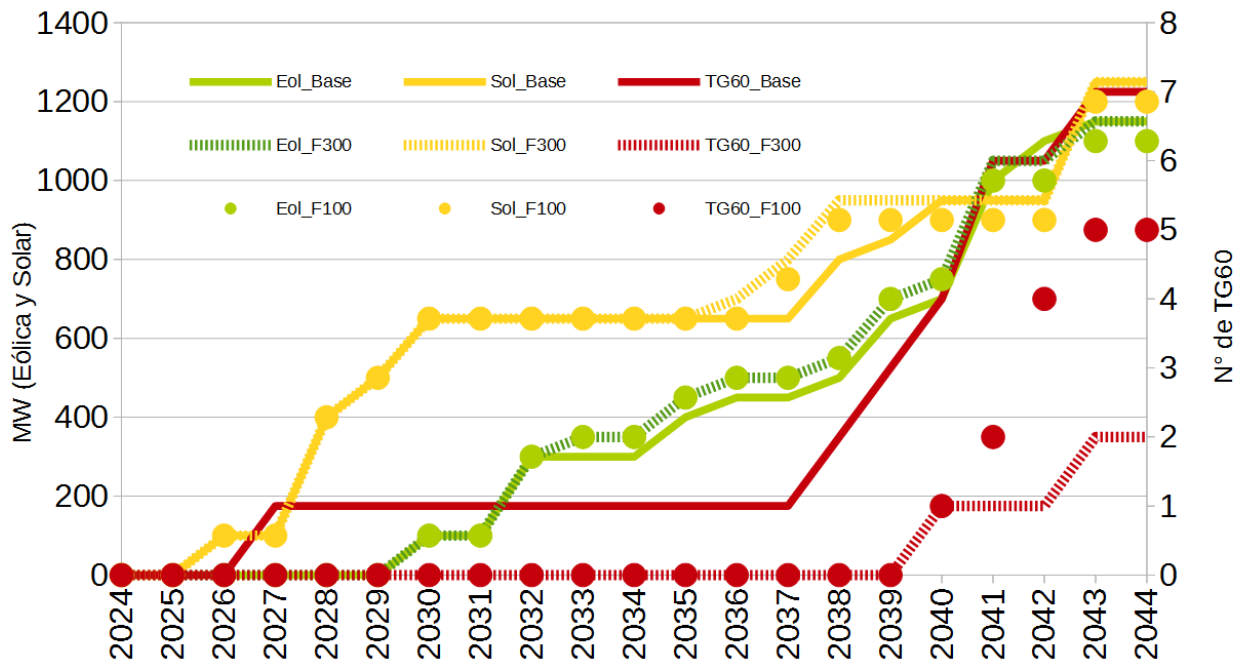


Fig. 17: Planes óptimos casos: BASE, F300 y F100.

Como se puede observar, la mayor diferencia está en la instalación de las turbinas de gas. Esto es razonable, pues la central de bombeo, no agrega energía al sistema, lo que agrega es la capacidad de empuntar (trasladar hacia la hora de mayor demanda) la energía existente. Las turbinas de gas, cumplen una función similar en el sistema y es poder abastecer los picos de requerimiento. En el caso BASE, en 2027 se instala la primer TG60 mientras que en los casos F100 y F300 esa incorporación se posterga hasta el 2040.

La diferencia de Costo Futuro esperado de la operación entre el caso de Referencia y los casos F100 y F300 217 MUSD y 280 MUSD respectivamente. Estos valores corresponden a la diferencia de costos futuros de operación, expresadas en dólares de enero de 2016 y actualizadas a enero de 2021 con tasa de descuento 10% anual. La reducción de costos incluye menor uso de combustibles y también la reducción de costo de capital por la no instalación de las TG60. Expresando estos valores en USD/kWh con base la energía almacenada, el valor de las centrales de 100 y 300 MW con capacidad de almacenamiento de 8 horas sería: 271 USD/kWh y 117 USD/kWh respectivamente (lo que muestra el rendimiento decreciente de la inversión en filtrado). Si se compara con los costos de la Tabla 2 se puede decir que a 2021, 100 MW de bombeo y acumulación por 8 horas podrían ser rentables.

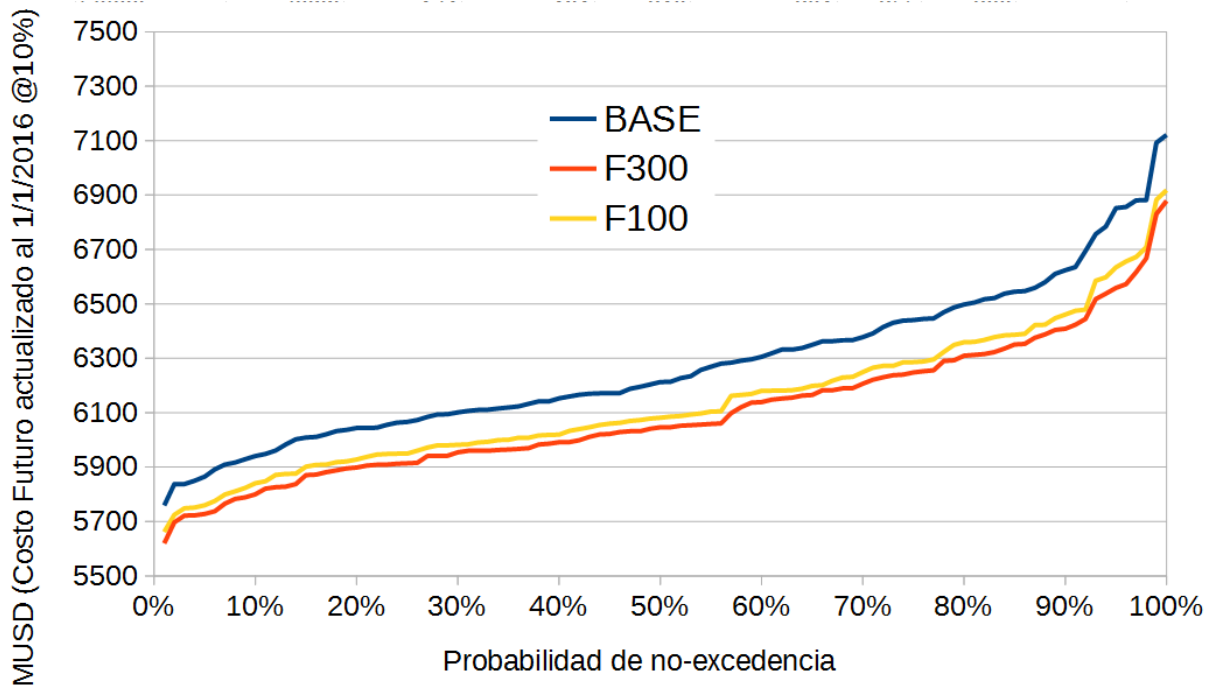


Fig. 18: Histograma de Costo Futuro de Operación de casos BASE, F100 y F300 (valores actualizados a enero 2016).

3.8.1) Otras acciones de filtrado de menor inversión inicial.

En la sección anterior se mostró los resultados de re-optimizar el plan de inversiones suponiendo una capacidad de "filtrado" (eliminación de variaciones) en el sistema como la que podría aportar una central de bombeo y acumulación de 300 MW con 8 horas de capacidad de almacenamiento. En la práctica, cada elemento que se agregue con capacidad de filtrado (esto es bancos de baterías, control de demanda como los calefones, riego o cargas de autos eléctricos) compite con la rentabilidad de los demás elementos de filtrado (que pasan a ser menos necesarios). Este proceso de rendimiento decreciente de cada unidad de inversión, hace que si bien podría ser que en unos años una central de mayor porte fuera más rentable que muchas pequeñas, como las de menor porte se "disparan" primero porque ven un beneficio mayor, le restan rentabilidad a las de mayor porte que terminan por no instalarse.

La Fig.19 muestra el valor marginal (es decir de la última unidad instalada) para el sistema de diferentes capacidades de filtrado obtenidas variando la capacidad instalada de la central de bombeo del caso F300. En este sentido, los valores de la Fig.19 deben considerarse como máximos dado que el plan de inversiones que se utilizó para la simulación consideró 300 MW de

capacidad de bombeo y la Fig.19 siempre son reducciones de dicha capacidad. Como se puede apreciar, el beneficio satura rápidamente. A modo de ejemplo, 2035 el valor para el sistema del primer MW instalado de capacidad de filtrado con 8 horas de acumulación es de 800 USD/kWh (esto es suponiendo que es el único MW instalado durante los siguientes 20 años) mientras que de instalar 300 MW (con 8 horas de acumulación) el valor del último MW instalado es de tan solo 103 USD/kWh. También se aprecia que con el correr de los años, el valor del filtrado aumenta lo que es consistente con que se incorporan más recursos intermitentes (eólica y solar) y que el sistema de centrales hidráulicas (que son las que actúan de filtro) es siempre el mismo.

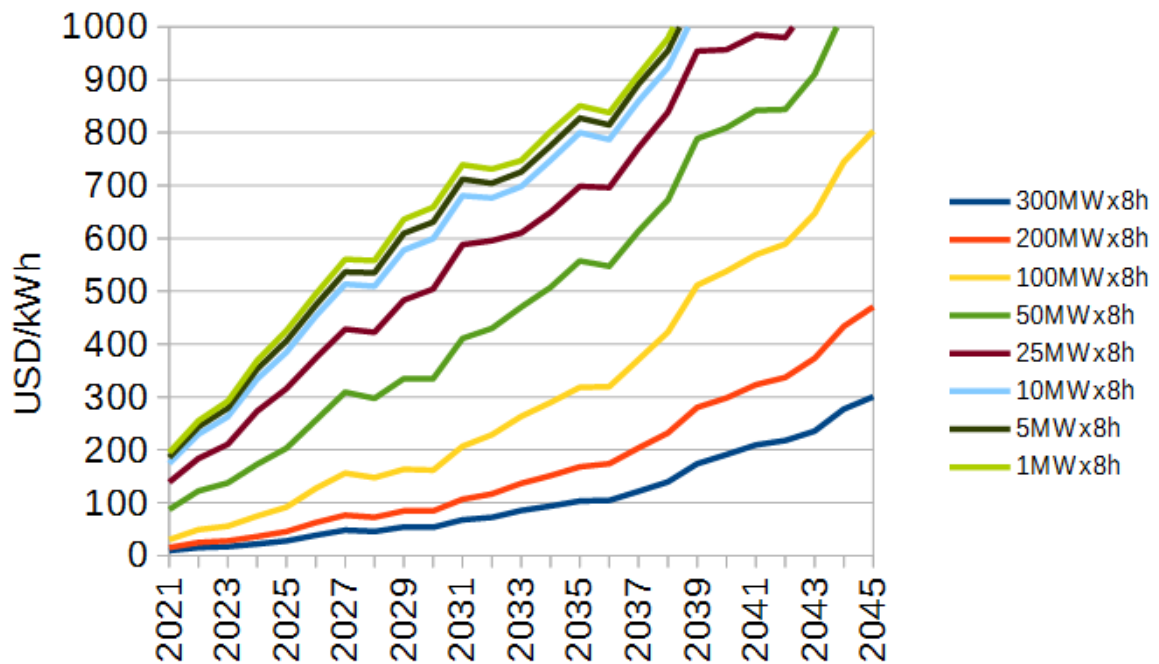


Fig. 19: Valor marginal de la potencia de filtrado con capacidad de almacenamiento de 8 horas. Para cada año suponiendo que el beneficio permanece constante por 20 años.

Para comparar con las alternativas, la tabla 2 (ver [25] para una tabla más completa) muestra los costos de las tecnologías sobre la base de una capacidad de almacenamiento de 8 horas. Los costos están expresados en dólares por kWh que el equipamiento es capaz de entregar en un ciclo de descarga.

La comparación entre la Fig.19 y los valores de la Tabla 2 permite observar que entre 2021 y 2025 es probable que se hayan disparada algunas inversiones de pocos MWh (los primeros ven más beneficio) alejando así en el tiempo los proyectos de mayor porte.

Con el transcurso del tiempo y la aparición de tarifas dinámicas es muy probable que en el sistema se incorporen elementos del lado de la demanda que tengan la capacidad de actuar como filtros del sistema reduciendo aún más la necesidad de incorporar acciones de filtrado a nivel de generación. A modo de ejemplo, la demanda de los termocalentadores de agua representa del orden de 300 MW en el sistema y de ser manejados adecuadamente tendrían un efecto similar al de la central de bombeo de 300 MW (x 8 horas).

Tabla 2: Costos ecualizados de la tecnologías para 8 horas de almacenamiento. Valores mínimos y máximos

	USD/kWh	USD/kWh
Aire Comprimido	192	192
Bat. FLUIDA	290	892
Bat. PLOMO ACIDO	461	1429
Bat. ION-LITIO	347	739
Bombeo HIDRO	188	274
Bat. SODIO	396	1079
Bat. ZINC	230	276

Los 300 MW que se mencionan corresponden a la potencia media consumida por los calefones, calculada como un porcentaje del consumo residencial anual. Es consistente con las cifras manejadas por UTE como un aproximado de lo que se podría lograr gestionando el consumo de los calefones.

Otro ejemplo de aporte al filtrado desde el lado de la demanda es el transporte eléctrico que, de acuerdo a lo indicado en un informe de demanda de la DNE del año 2014 (http://www.miem.gub.uy/documents/15386/5779444/Estudio%20de%20Demanda_Resultados.pdf) se puede ver que la demanda de energía eléctrica para el transporte eléctrico en el escenario alternativo para el promedio del consumo entre 2020-2040 es de aproximadamente 500 MWh por día.

También es de esperar que con el desarrollo masivo a nivel mundial de la movilidad eléctrica el costo de las baterías baje y que entonces sea preferible incorporar bancos de baterías distribuidos que además de actuar como filtro a nivel de generación permitan un mejor uso de las redes de transmisión y distribución teniendo entonces un beneficio adicional al captado en la Fig.19 que solamente ve las diferencias de costos marginales a nivel de generación.

3.9. Caso PBajo. Escenario de petróleo bajo.

La Fig.21 muestra los planes de expansión correspondiente al Caso Base (líneas de trazo cortado) y el plan de expansión para

el Caso PBajo (líneas continuas). El Caso PBajo corresponde a suponer que se verifica el escenario de precios de petróleo "Bajo" de la Fig.6. En la Fig.21, el plan de expansión de las turbinas de ciclo abierto TG60, es el mismo en los dos casos y por eso no se visualiza la línea entrecortada. La diferencia entre los planes es que en el caso de permanecer el petróleo en valores bajos, se atrasa significativamente la expansión con solar y eólica, pero la cantidad de respaldo (turbinas) es la misma.

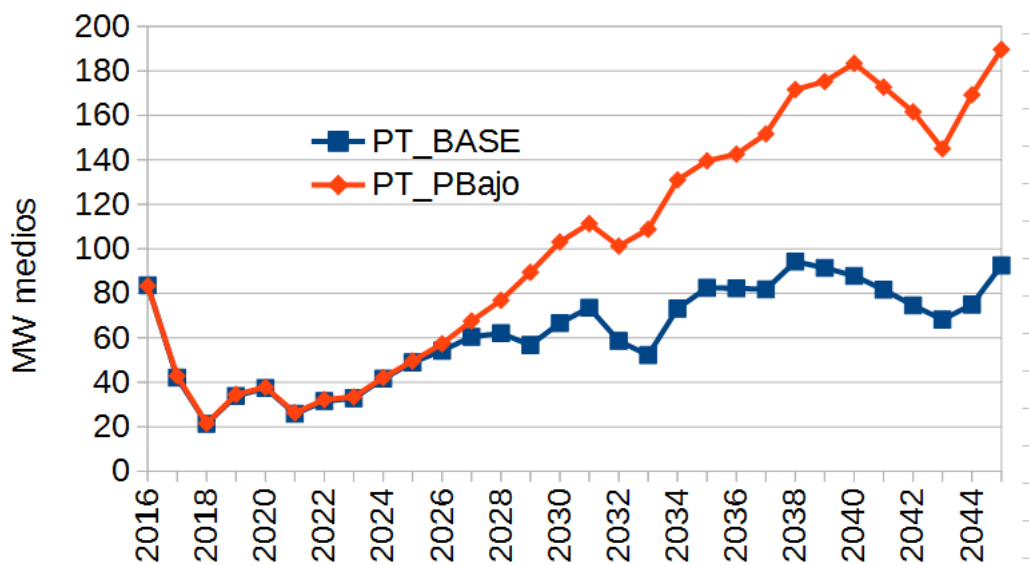


Fig. 20: Comparación de la generación térmica esperada promedio anual entre caso Base y PBajo.

La Fig.20 muestra la generación térmica esperada en ambos casos (potencia media anual esperada). Como se puede observar, el conjunto de centrales térmicas tiene una generación mayor en el escenario PBajo evidenciando que el rol de dichas centrales pasa de ser no solo de cubrir los picos de requerimiento de potencia sino que pasan a suministrar mayor parte de la energía.

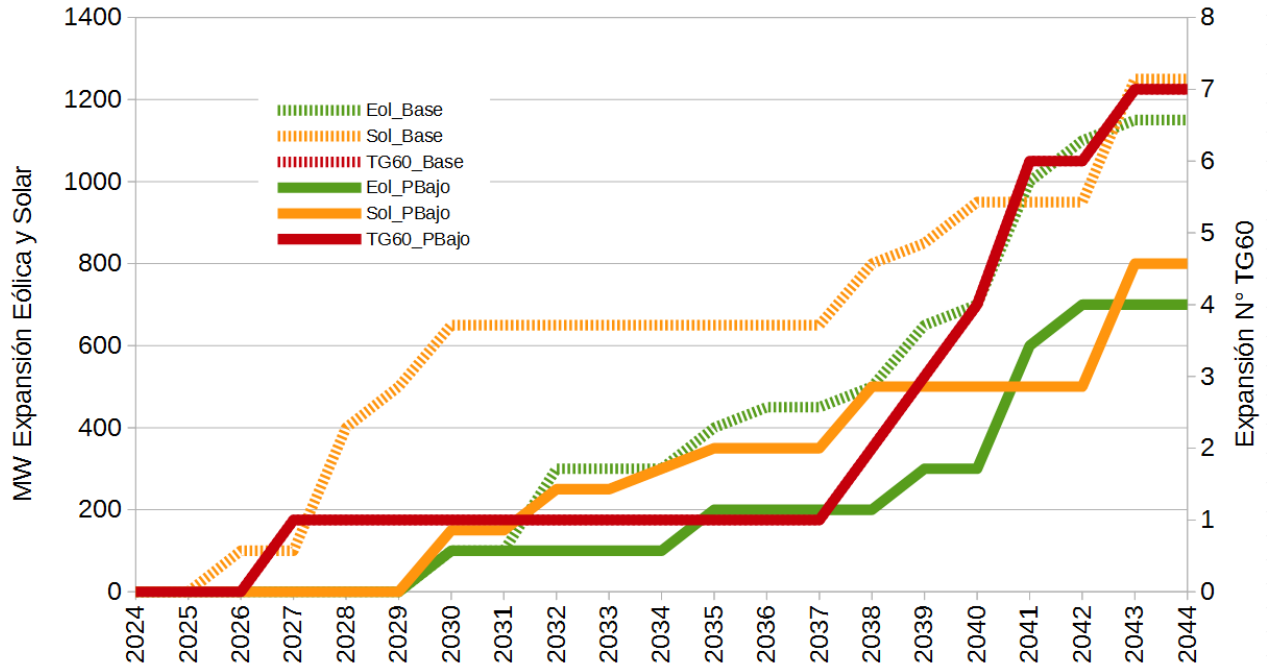


Fig. 21: Sensibilidad a escenario Bajo de precios del petróleo.

3.10. Caso CEGH_Des. Re-Optimización con CEGHs desacoplados.

Para comprobar los posibles efectos del cambio de los CEGHs propuestos para Optimización del Plan de Inversiones entre la Etapa 1 [1] y la presente, se re-optimizó el sistema con las hipótesis del CASO BASE pero con los CEGHs propuestos en la Etapa 1.

La Fig.22 muestra la evolución del CAD esperado en función del n° de evaluación partiendo de re-evaluar los 100 mejores planes del Caso Base. Como se puede apreciar, luego de 2000 evaluaciones, la mejora del objetivo es inferior al 1/1000 lo que confirma las observaciones respecto de que el modelo acoplado propuesto para planificación es muy similar al conjunto de modelos desacoplados propuestos con ese propósito en la Etapa 1.

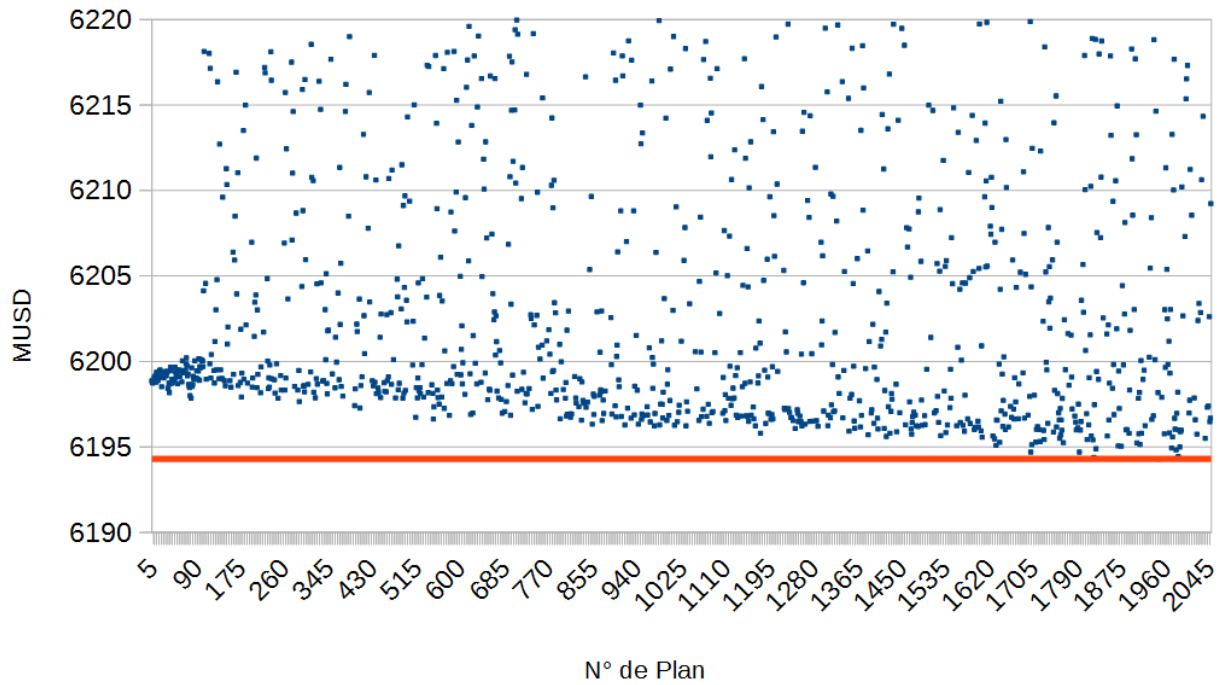


Fig. 22: Convergencia OddFace CASO CEGH_Des.

La Fig.23 muestra la comparación de los óptimos obtenidos para el CASO BASE y el CASO CEGHDes.

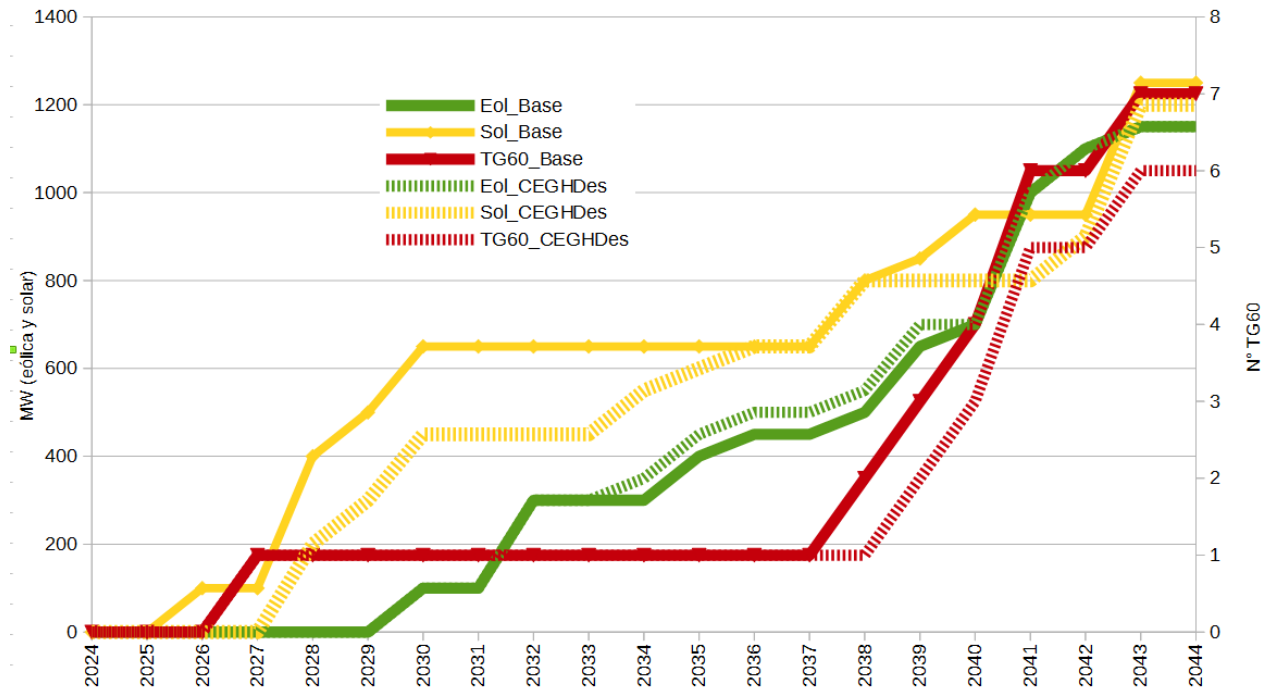


Fig. 23: Comparación expansión CEGHDes vs BASE.

Como se puede observar, la expansión eólica (curvas verdes) es casi la misma. En el caso de la expansión solar (curvas amarillas) se nota que el Modelo Acoplado (trazo continuo) tiende a instalar antes la solar respecto del resultado con los modelos desacoplados (trazo cortado). Esto va en el sentido correcto en que hay una correlación negativa entre los recursos eólico y solar, por lo que en el modelo que mejor capta esa dependencia se valoriza mejor instalar solar dado que desde el inicio el sistema dispone de abundante eólica. Para reforzar esta aseveración, que puede resultar no-intuitiva, en la Fig.24 se graficó la Potencia Térmica con probabilidad 10% de ser excedida en cada semana del período 2017-2036 (mientras que el parque térmico es el mismo en ambos casos) y como se puede observar, para valores de alto requerimiento de térmico, el caso Base tiene un 11% menos de despacho térmico que el CEGHDes. Esto es necesita menos térmico el caso Base por ver la correlación negativa entre los recursos.

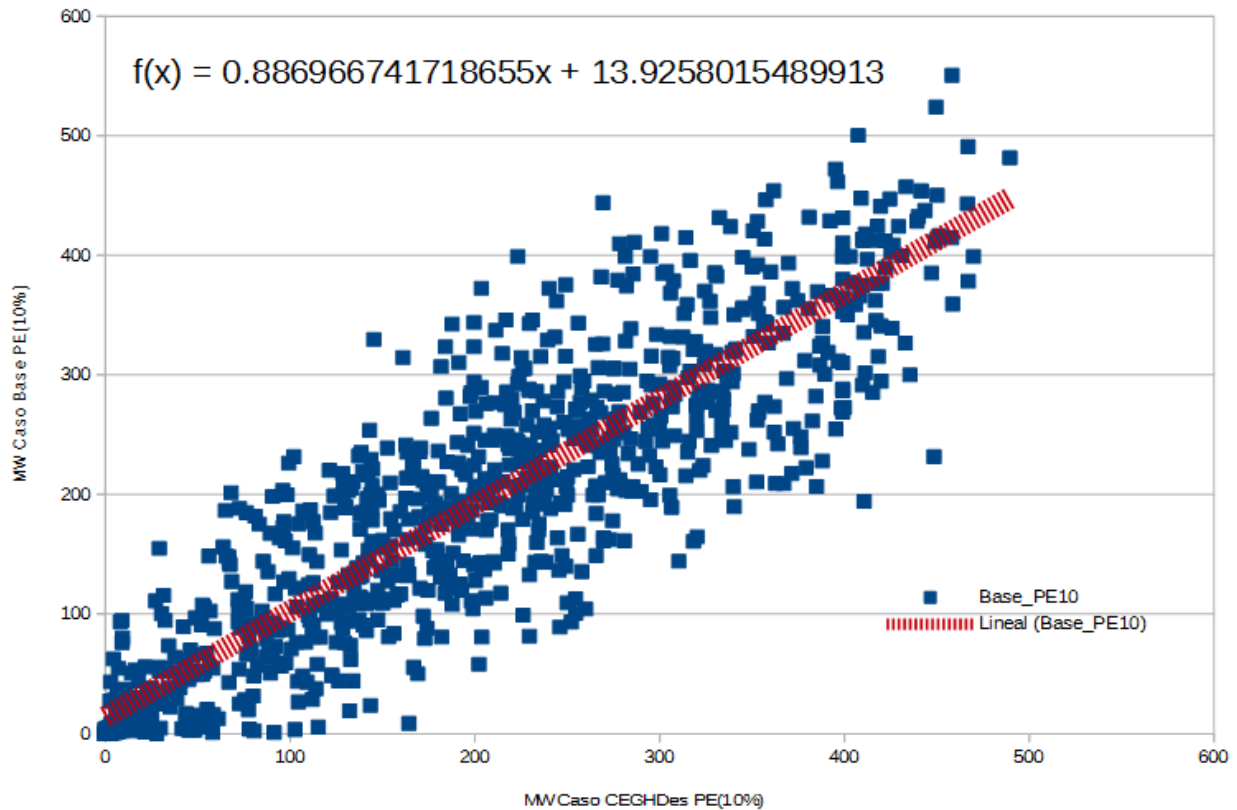


Fig. 24: Efecto sobre el despacho térmico de la correlación negativa entre la eólica y la solar.

La misma explicación vale para el leve adelantamiento en la instalación de turbinas de gas dado que dicha tecnología es la encargada de abastecer el PICO de la Demanda Neta (Demanda del sistema menos generación de eólica + solar) En el modelo desacoplado, al no considerar la correlación negativa entre la eólica y la solar, es mayor la probabilidad de ocurrencia de valores altos de la suma de potencias eólica más solar.

Los resultados muestran que aunque respecto a la variación de costos del sistema la consecuencia de la mejora del modelo sea del 1/1000, las variaciones del óptimo son consistente con lo esperado y por tanto se aconseja usar para futuros estudios el nuevo modelo.

En el análisis realizado no se modeló dependencia de la Demanda con la Temperatura, el nuevo modelo permite incorporar dicha dependencia lo que puede traer beneficios adicionales al observado.

3.11. Caso SinUPM2. Escenario sin 100 MW de Biomasa en 2021.

La Fig.25 muestra la evolución del valor esperado del Costo Futuro de operación del sistema según el ordinal de evaluación en la búsqueda del plan óptimo realizada por OddFace inicializado con los 100 mejores planes del Caso Base. Como se puede apreciar, los mejores planes del Caso Base tienen un <CAD> (Valore esperado del Costo de Abastecimiento de la Demanda, calculado como el promedio del valor presente al 1/1/2016 con tasa de descuento 10% de la operación futura) de aproximadamente 6675 MUSD valor que es reducido aproximadme en 35 MUSD al permitir re-optimizar el plan. Esto significa que el valor para el sistema de los 90 MW en la base (100 MW con factor de disponibilidad 0.9) de biomasa a partir de 2021 tiene un valor (presente a enero 2016) de 35 MUSD.

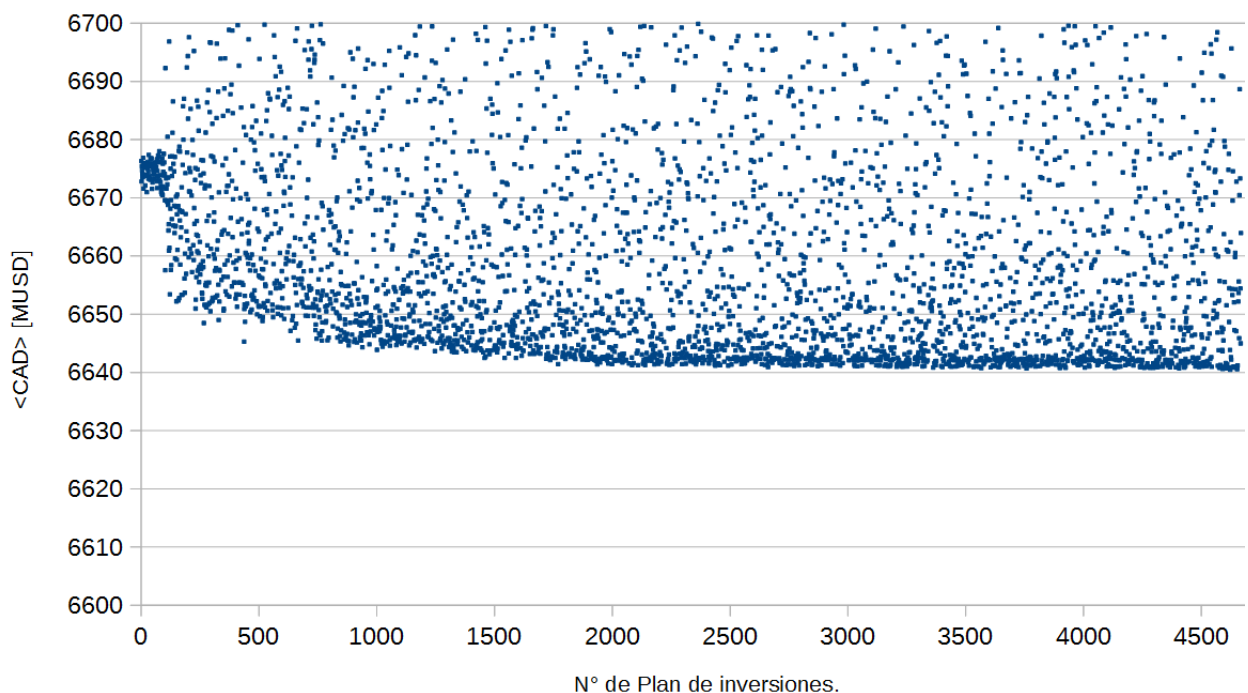


Fig. 25: Convergencia OddFace del caso SinUPM2 a partir de los 100 mejores planes del Caso Base.

La Fig.25 no tiene otro propósito que mostrar que el Plan óptimo del Caso Base necesita ser adaptado para el caso en que no se instalaran 100 MW de biomasa en la base a partir del 1/1/2021.

La Fig.26 muestra la comparación de los planes óptimos del Caso Base y del Caso Sin UPM2. Como se puede observar, la ausencia de los 100 MW se complementa con más instalación de eólica y solar y con la instalación de una TG de 60 MW adicional en 2028.

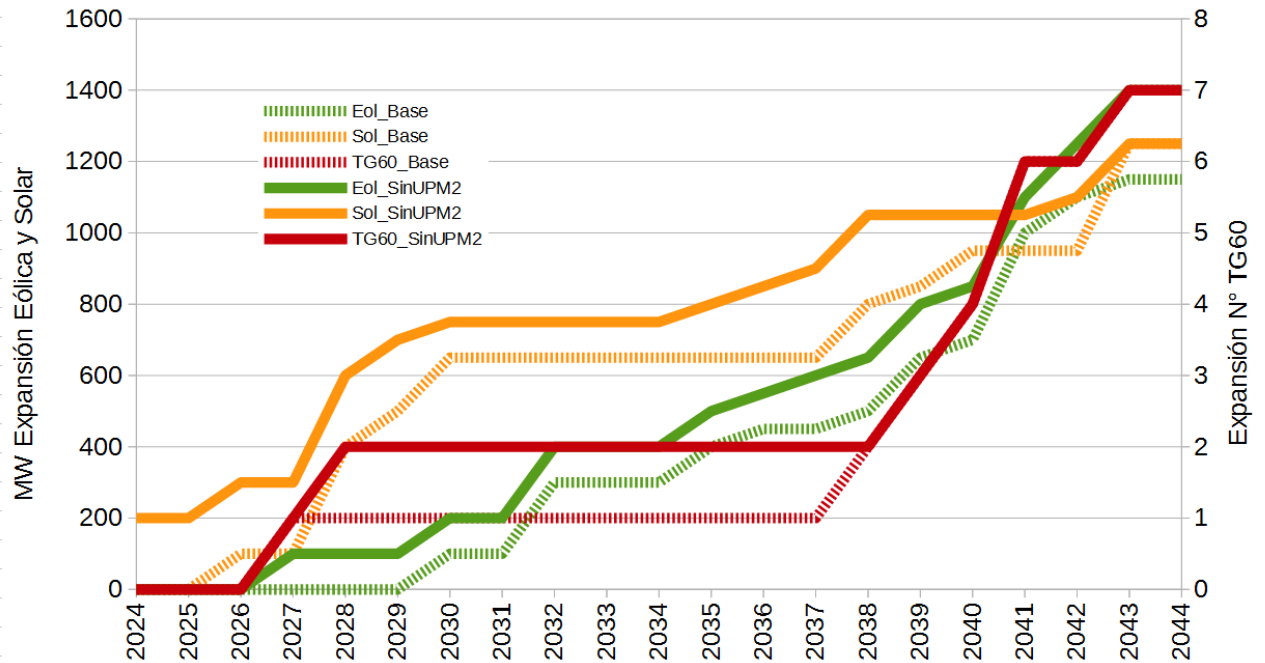


Fig. 26: Comparación CASOS BASE vs. SinUPM2

4. Análisis complementarios.

En este capítulo se incluyen los resultados de un conjunto de nuevas simulaciones con hipótesis corresponden a cambios respecto al precio de la energía solar, la cota de operación del lago de Bonete, el costo variable de la biomasa nueva, restricciones a la operación del lago de Bonete para asegurar un erogado mínimo y una corrección al factor de capacidad de las centrales eólicas, de acuerdo al detalle que se expone a continuación.

4.1. Nuevas hipótesis.

Para el costo de la energía solar se consideraron valores actualizados inferiores a los considerados anteriormente. En los casos denominados P28 y P29 se supuso la expansión de solar a razón de 60 USD/MWh. En el caso P30 se supuso un valor de 40 USD/MWh.

También se incluye el análisis de la expansión óptima de centrales de bombeo y acumulación (o bancos de batería) en módulos de 50 MW con rendimiento 0.9 de carga y de descarga y capacidad de almacenamiento equivalente a 8 horas. Se realizaron tres nuevas optimizaciones para ubicar en el tiempo la incorporación de nuevas acciones de filtrado. Como costos fijos para la expansión de los módulos de almacenamiento, se consideró 188 USD/kWh instalado lo que incluye los costos de instalación y de operación y mantenimiento. Este valor es consistente con el costo de una central de bombeo y acumulación y puede ser en el futuro el de las baterías si continúan bajando de precio.

Además del cambio en el precio de la solar, en estas nuevas simulaciones se ha supuesto que la operación del lago de Rincón de Bonete se realiza para no superar los 80 m en lugar de 81 m como se utilizó en el informe anterior. La operación hasta los 81 metros de cota se consideraba factible bajo la hipótesis de que UTE llevaría adelante la expropiación del metro adicional lo cual aún no se ha efectivizado y por ello se prefiere no considerar dicha posibilidad en esta nueva serie de simulaciones.

Otra variante que se introdujo en dos de las expansiones analizadas fue la inclusión en 2021 de 100 MW de biomasa con costo variable de 0 USD/MWh, subiendo el valor de la "exportación

sumidero" a 0.0001 USD/MWh imponiendo así el despacho permanente de esta central de biomasa. Esto se debe a que se está estudiando la eventual instalación de una nueva planta de celulosa que entregaría esta potencia libre al sistema. En las simulaciones anteriores, el costo variable de la biomasa era 1 USD/MWh lo cual presupone que se podría lograr gestionar ese recurso para que no generará si el costo marginal del sistema era nulo se considera factible para las pequeñas centrales de biomasa ya existentes. El proyecto es referido en las Salas SimSEE como UPM2. En los casos P29 y P30 se incluye dicho proyecto. En el caso P28 no.

Se supuso una exportación de hasta 300 MW de excedentes a un precio de 10 USD/MWh con una disponibilidad de 30% como representación de incipiente aumento de intercambios entre los países.

En todos los casos se consideró una disponibilidad de la generación eólica de 0.9 lo que lleva el factor de capacidad de 0.45 a 0.40. Si bien la inversión se remunera en base a los MWh y por tanto lo relevante es la energía y no la potencia el valor 0.45 indicaba una instalación en MW algo inferior a la que podría resultar necesaria.

Asociado a requerimientos ambientales, la central de biomasa considerada como UPM2 requeriría un erogado mínimo permanente en la central Bonete del orden de 65 m³/s. Esta restricción de erogado mínimo fue modelada imponiendo una penalidad por incumplimiento equivalente al costo de racionamiento del último escalón de falla de energía eléctrica.

4.1.1) Resultados

En la tabla 3 se presenta un resumen de los casos analizados junto al valor esperado del CAD correspondiente en MUSD.

Tabla 3: Resumen de casos y resultados

Caso	Solar [USD/MWh]	Bombeo	UPM	CAD [MUSD] @2016/10%	NID Solución.
P31	40	NO	SI	6121	12378
P32	60	NO	SI	6301	12840
P33	60	NO	NO	6624	14670
P34	60	SI	NO	6556	87
P35	60	SI	SI	6252	90

Caso	Solar [USD/MWh]	Bombeo	UPM	CAD [MUSD] @2016/10%	NID Solución.
P36	40	SI	SI	6060	18

En las figuras 27 y 28 se muestran gráficos con los cronogramas de incorporación de las distintas tecnologías evaluadas según sea el caso con y sin bombeo y comparando en cada gráfico los resultados según el precio de la energía solar.

En la figura 30 se muestran los resultados en caso que no se efectúe la instalación de UPM2, comparando los casos con bombeo y sin bombeo.

En la comparación de los casos P31 y P32 de la Fig. 27 se observa que la reducción de precio de la solar genera una diferencia en la entrada del respaldo térmico, retrasándose dos años la entrada de la primer unidad de TG60. Al final del período en ambos casos se alcanzan las 6 unidades instaladas.

En cuanto a la potencia solar, se genera un incremento importante, llegándose a los 2500 MW instalados en lugar de los 1750 que corresponden al precio más alto. La eólica se reduce pasando de 1450 MW a 1200 MW.

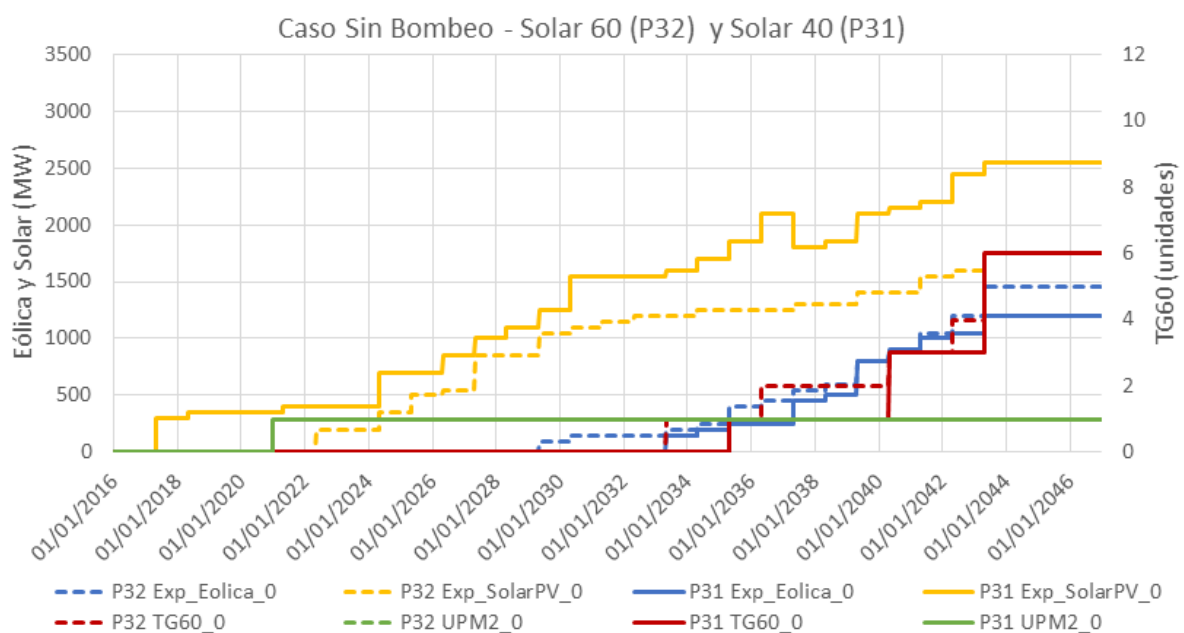
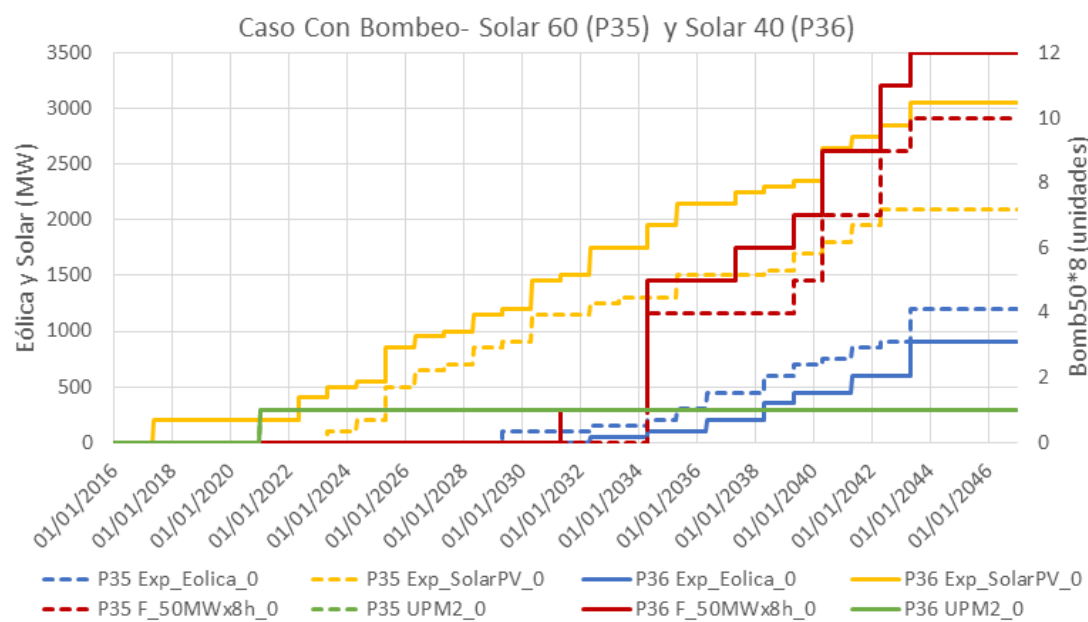
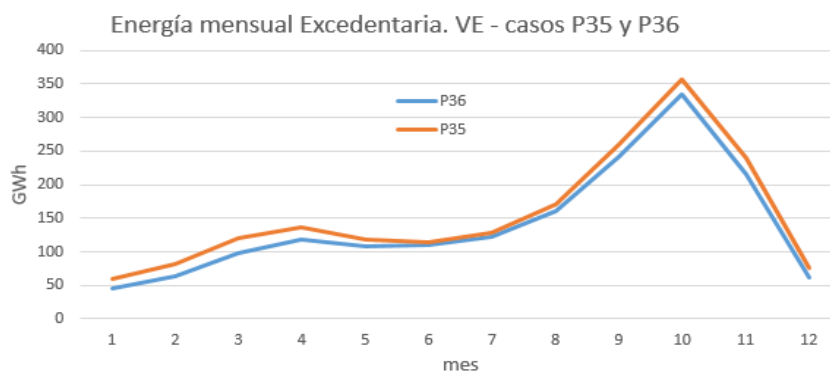


Fig. 27: Casos P32 y P31, sin Bombeo, con UPM2.

Los resultados al incorporar opciones de filtrado (centrales de bombeo) se muestran en la Fig.28. En este caso no se instala ninguna central TG60, por esa razón no aparecen en el gráfico. Se registra un aumento en la potencia solar (del orden de los 500 MW instalados) y eólica (del orden de los 200 MW instalados) y el CAD resultante es levemente inferior al del caso sin filtrado.



Cabe observar que la capacidad de filtrado instalada tiene un beneficio adicional que es la posibilidad de generar exportaciones más beneficiosas que las evaluadas en la sala que corresponden a nada más que 300 MW a 10 USD/MWh con una disponibilidad de 30%. Teniendo en cuenta que en los casos P35 y P36 construyó la Fig.29 en la que se muestran los excedentes



esperados expresados en GWh/mes. Las posibilidades de manejo que dan las centrales de bombeo podrían permitir mejorar las exportaciones por facilitar la inclusión de los mismos en la

programación de los despachos semanales y diarios tanto de Uruguay como de los países vecinos. Esto sería un beneficio adicional para el sistema no evaluado en este trabajo.

Por último, en la Fig.30 se comparan los casos con y sin bombeo bajo la hipótesis de no instalación de UPM2 y manteniendo la solar en 60 USD/MWh.

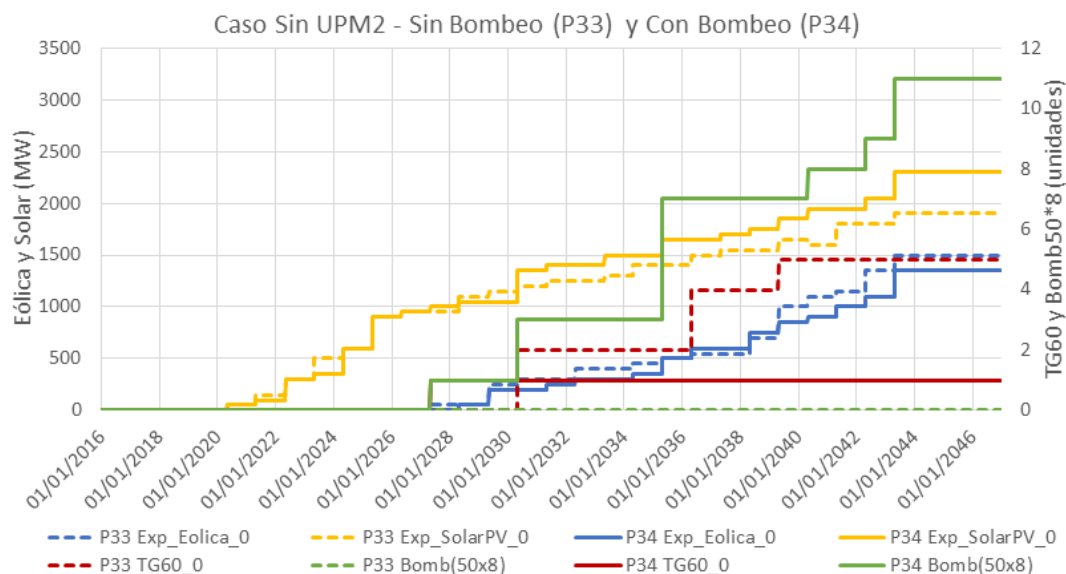


Fig. 30: Casos P33 y P34, sin UPM, con y sin Bombeo, solar a 60.

En este caso se da un interesante complemento en la instalación de centrales de bombeo y TGs instalándose solo una unidad en todo el período en el caso en que se planifica la incorporación de bombeo mientras que en el caso sin bombeo se requiere instalar 5 unidades de TG60. La instalación de eólica y solar es similar en ambos casos con un muy leve incremento de la instalación de potencia solar en el caso con bombeo.

La potencia solar es la más y más tempranamente instalada en todas las opciones consideradas.

En cuanto a la capacidad de filtrado representada por las unidades de bombeo de 50 MW y 8 horas de capacidad, se instalan más tempranamente en el caso sin UPM2, colocando una unidad en el año 2027 y llegando a colocar 11 unidades al final del período. En el caso con UPM2, el requerimiento de filtrado comienza entre los años 2031 y 2034.

En cuanto al efecto de la reducción del precio de la energía solar se observa que se reducen los costos totales y aumentan y

se adelantan las inversiones en solar y filtrado mientras que la potencia eólica se reduce levemente.

4.2. Precisión del método y precauciones que se deben tener al interpretar los resultados.

Complementando el análisis de resultados obtenidos se presenta a continuación un ejemplo de cómo podría impactar en los resultados un cambio en la evolución de la demanda respecto de lo proyectado en el presente análisis.

El crecimiento histórico de la demanda, como ya se ha mencionado, es de 3,5% anual mientras que la proyección de la demanda suministrada por la DNE para la realización de este estudio es de 2% anual. En la Fig.31 se muestra la potencia media semanal y la media anual de la demanda proyectada con un crecimiento anual acumulativo de 2% (utilizada en el presente informe) y la potencia media anual que correspondería a proyectar la demanda futura con el crecimiento histórico de 3,5%. Como se puede observar hay una diferencia importante en el largo plazo entre ambas proyecciones. El crecimiento real que tendrá la Demanda de energía eléctrica esta asociado fuertemente al crecimiento económico que se verifique y a las políticas y prácticas de uso eficiente de la energía que se pongan en práctica en el futuro. La expansión de la generación eléctrica debe acompañar el crecimiento real de la demanda y por tanto los planes de expansión de este estudio, deben ser leídos como los que corresponden a una proyección de la Demanda con un crecimiento anual acumulativo de 2%.

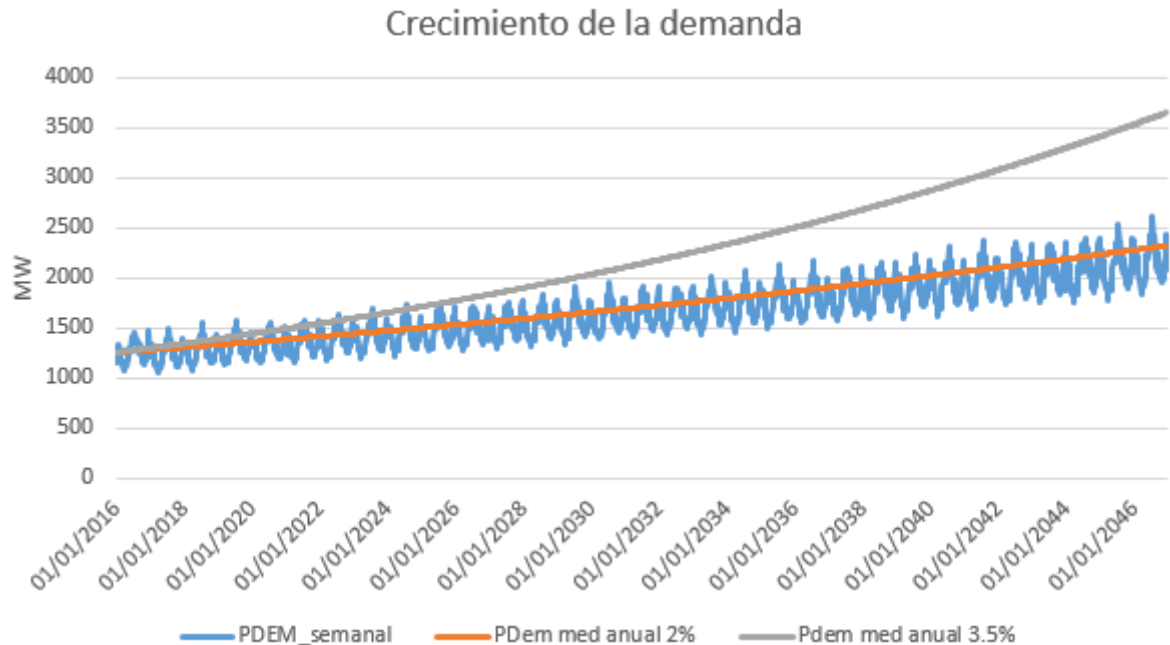


Fig. 31: Evolución de la demanda.

Se analizó cómo sería la expansión de uno de los casos presentados de registrarse un crecimiento de la demanda igual al 3,5% histórico. Para ello simplemente se adelantaron las fechas de ingreso de cada nueva unidad al sistema en función del nivel de demanda correspondiente. Si bien el adelantamiento de UPM2 no se produciría pues su fecha de ingreso no depende de la evolución de la demanda, el resto del sistema debería comportarse como se muestra comparativamente en la Fig.32. El caso utilizado para esta comparación corresponde al P35.

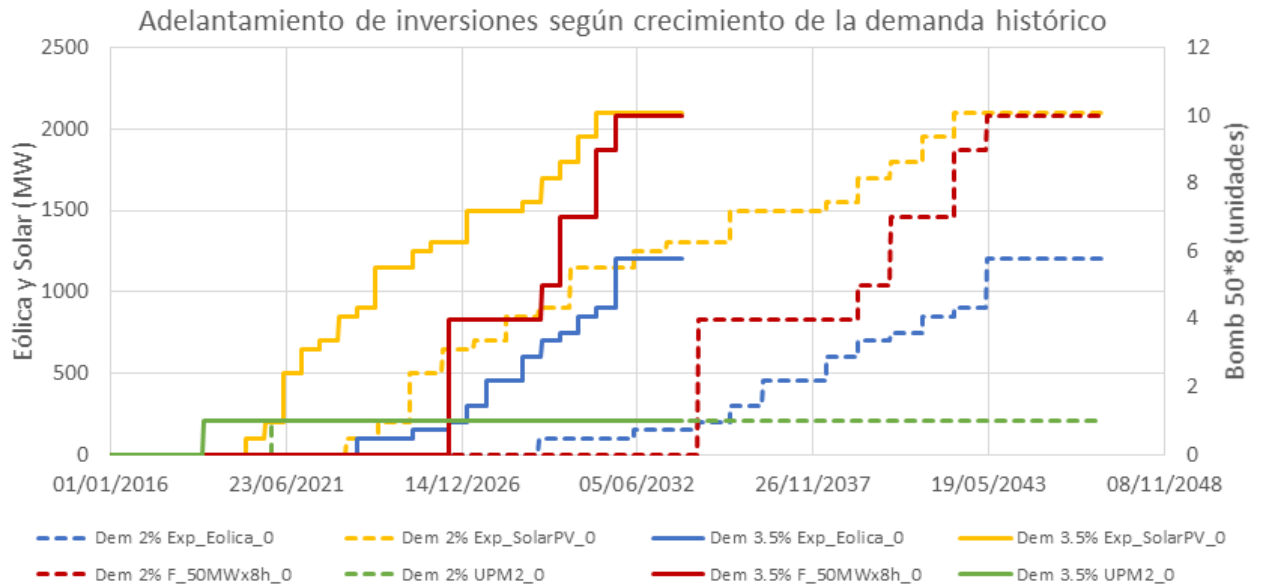


Fig. 32: Adelantamiento de las inversiones según crecimiento de la demanda.

4.2.1) Comentarios sobre la precisión de los resultados.

Los planes de expansión se optimizaron evaluándolos por el valor presente esperado (a enero de 2016 con tasa de descuento de 10% sobre los flujos de costos en dólares constantes) del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD) para el período 2016-2046. El CAD se calcula para plan de expansión propuesto en base a simulaciones de la operación óptima del sistema de 100 realizaciones de los procesos estocásticos involucrados. Es decir se simulan 100 crónicas (o trayectorias del futuro) representando así el conjunto de incertidumbres como pueden ser la rotura de las máquinas, la generación hidráulica, eólica y solar y el precio del petróleo. Es así que al estimar el CAD asociado a un plan, se está estimando su valor esperado en base a un conjunto de 100 historias posibles. Este valor de CAD es usado para comparar entre los diferentes planes e ir seleccionando el mejor. La dispersión en la estimación del CAD asociada al método de cálculo está directamente ligada a la cantidad de simulaciones que se realice. El número 100 fue seleccionado porque por experiencia, el nivel de error así logrado es normalmente superado por los errores que inevitablemente están presentes en las estimaciones realizadas de los precios de combustibles y sus evoluciones o en los costos asociados a las diferentes tecnologías y sus evoluciones.

Utilizando el mismo caso de ejemplo (P35) se realizó un breve análisis indicativo de la incertidumbre de los resultados obtenidos asociada a la utilización de 100 crónicas para las evaluaciones del CAD. Para ello se simuló la sala correspondiente a la expansión obtenida con distintas semillas de iniciación del algoritmo que genera la aleatoriedad en las simulaciones para generar así evaluaciones sobre conjuntos de 100 crónicas distintas. La tabla 4 resume los resultados y de la misma se puede inferir que al momento de comparar dos planes de expansión por su CAD calculado sobre simulaciones de 100 crónicas, diferencias del orden de 1.4% pueden estar dentro de la imprecisión de la herramienta y de considerarse relevante debiera aumentarse en número de crónicas de

Tabla 4: Variación del CAD actualizado para distintas simulaciones.

SEMILLA	CF_VE[MUSD]
31	6252.39
231	6164.58
1000	6221.68
8	6219.14
513	6201.66
Dif-max	87.8
Dif-max (%)	1.4%

simulación. En teoría, la varianza del error se puede asumir proporcional a la inversa de la raíz cuadrada de la cantidad de crónicas (cuando la cantidad de crónicas supera el valor 30). De esta manera, si se quisiera bajar el error del método a la mitad habría que simular 400 crónicas en lugar de 100.

En la metodología usada para este estudio se utilizan técnicas de reducción de varianza para mitigar el efecto de la estimación en base a simulaciones de Monte Carlo al realizar la comparación entre los CAD de los diferentes planes. Para ello, las 100 crónicas (o suertes) utilizadas para la evaluación de cada plan es la misma. Esto implica que todos los planes son sometidos a las mismas situaciones extremas. A modo de ejemplo, si una crónica contiene sequías prolongadas extremas, todos los planes son evaluados en esa situación. Si CAD_a y CAD_b son las variables aleatorias que representan el resultado de una simulación del Plan_a y del Plan_b respectivamente. Al considerar la variable de decisión

$Z = CAD_a - CAD_b$ para realizar la comparación entre los planes, se tiene que la varianza Z está dada por: $\langle Z^2 \rangle = \langle (CAD_a - CAD_b)^2 \rangle = \langle CAD_a^2 \rangle - 2 \langle CAD_a \times CAD_b \rangle + \langle CAD_b^2 \rangle$. Esta ecuación permite observar la implicancia de la correlación entre los sorteos de evaluación de los planes en la variable de decisión. Si las variables aleatorias CAD_a y CAD_b fueran independientes se cumple $\langle CAD_a \times CAD_b \rangle = 0$ y por tanto $\langle Z^2 \rangle = \langle (CAD_a - CAD_b)^2 \rangle = \langle CAD_a^2 \rangle + \langle CAD_b^2 \rangle$ lo que equivale a decir que el error de la comparación es el doble que el error en el CAD de un plan. En base al ejemplo de la tabla Tabla 4 podríamos estimar que si los sorteos de evaluación fueran totalmente independientes (entre la evaluación de dos planes) entonces, para decir que un plan es mejor que otro la diferencia de sus CAD debiera ser al menos 180 MSD (o 2.8%). Al realizar los sorteos coherentes se logra una alta correlación entre CAD_a y CAD_b por lo que el término $\langle CAD_a \times CAD_b \rangle$ se aproxima a 1 y la varianza del error en la variable de decisión Z se aproxima a la varianza de la estimación del CAD.

5. Análisis de correlaciones entre las ERNC y la Demanda de Energía Eléctrica.

A octubre de 2016 ya se encuentran instalados en el sistema eléctrico 1000 MW eólicos y 100 MW fotovoltaicos por lo que se dispone de información de producción real. En base a esta información, en esta sección se muestran los resultados de la identificación de un modelo CEGH que vincula la producción de las ERNC con la Temperatura y con la Demanda de Energía Eléctrica (DEE).

5.1. Metodología.

La metodología utilizada consistió en mejorar las series de datos y seleccionar aquellas asociadas a estaciones meteorológicas en las que se dispusiera tanto de series de velocidad de viento como de radiación solar y temperatura.

Seleccionadas las series de datos, se revisaron y se marcaron aquellos datos que clasificables como anómalos para que éstos no incidieran en la identificación de correlaciones entre las variables.

5.2. Ubicaciones y series de datos seleccionadas.

En cuanto a la información meteorológica se consideraron series horarias de medidas de velocidad de viento a alturas entre 99 y 100m (descompuestas en componente Este (x) y Norte (y)), de irradiancia solar en plano horizontal y de temperatura de aire ambiente.

Las series seleccionadas corresponden a las cuatro estaciones utilizadas en la [parte 2] tomándose el mismo período de datos correspondiente a 3 años con buena disponibilidad de datos comprendido entre el 1 de julio de 2012 y el 30 de junio de 2015.

La Tabla 5 muestra el listado de las cuatro ubicaciones consideradas. Para cada ubicación se consideraron cuatro series de medidas correspondientes a:

- Irradiancia solar en plano horizontal, a partir de la cual se calculó el Índice de Claridad (Kt).
- Temperatura a 2 m de altura (TEMP).
- Velocidad de viento según la dirección Este->Oeste (V_X).

- Velocidad de viento según la dirección Norte -> Sur (V_Y).

Tabla 5: Estaciones seleccionadas.

Código	Nombre de la estación	Ubicación (UTM WGS84 Zona21H)		Altura velocidad	Ubicación Irradiancia		Altura Temperatura
JI	José Ignacio	Zona 21H		98 m	sitio		99 m
		707023	6141300				
OT	Otamendi	Zona 21H		101 m	sitio		100 m
		743245	6440896				
RM	Rosendo Mendoza	Zona 21H		101 m	sitio		100 m
		446878	6199538				
SA	Salto	Zona 21J		101 m	Zona 21J		100 m
		455775	6543911		415274	6540133	

Tal como fuera mencionado en [2], se considera que las cuatro estaciones seleccionadas consiguen representar razonablemente el clima de vientos de todo el país, con sus leves diferencias regionales.

5.3. Tratamiento de las series de demanda.

Se utilizaron datos obtenidos de la base de datos de ADME de 55 estaciones de medida del país.

Las medidas son de energía saliente en el nivel de media tensión de las estaciones (60, 30, 22 y 15 kV) y son valores horarios con fecha desde el 01/01/2012 al 31/12/2015.

Se agruparon las estaciones según las siguientes regiones:

NORTE: Al Norte de Río Negro.

SUR: Montevideo y Canelones.

OESTE y ESTE: es el resto separado por la ruta nacional N° 5 Brigadier General Fructuoso Rivera.

La Fig.33 muestra las cuatro zonas para clasificación de las series de medida de demanda y la ubicación de las cuatro estaciones meteorológicas seleccionadas.



Fig. 33: Clasificación en 4 zonas y estaciones meteorológicas.

La Fig.34 muestra la distribución de las series de medidas de demanda seleccionadas.

Las Figs.35, 36, 37 y 38 muestran el detalle de las series de demanda incluidas en la zona Norte, Sur, Este y Oeste respectivamente.

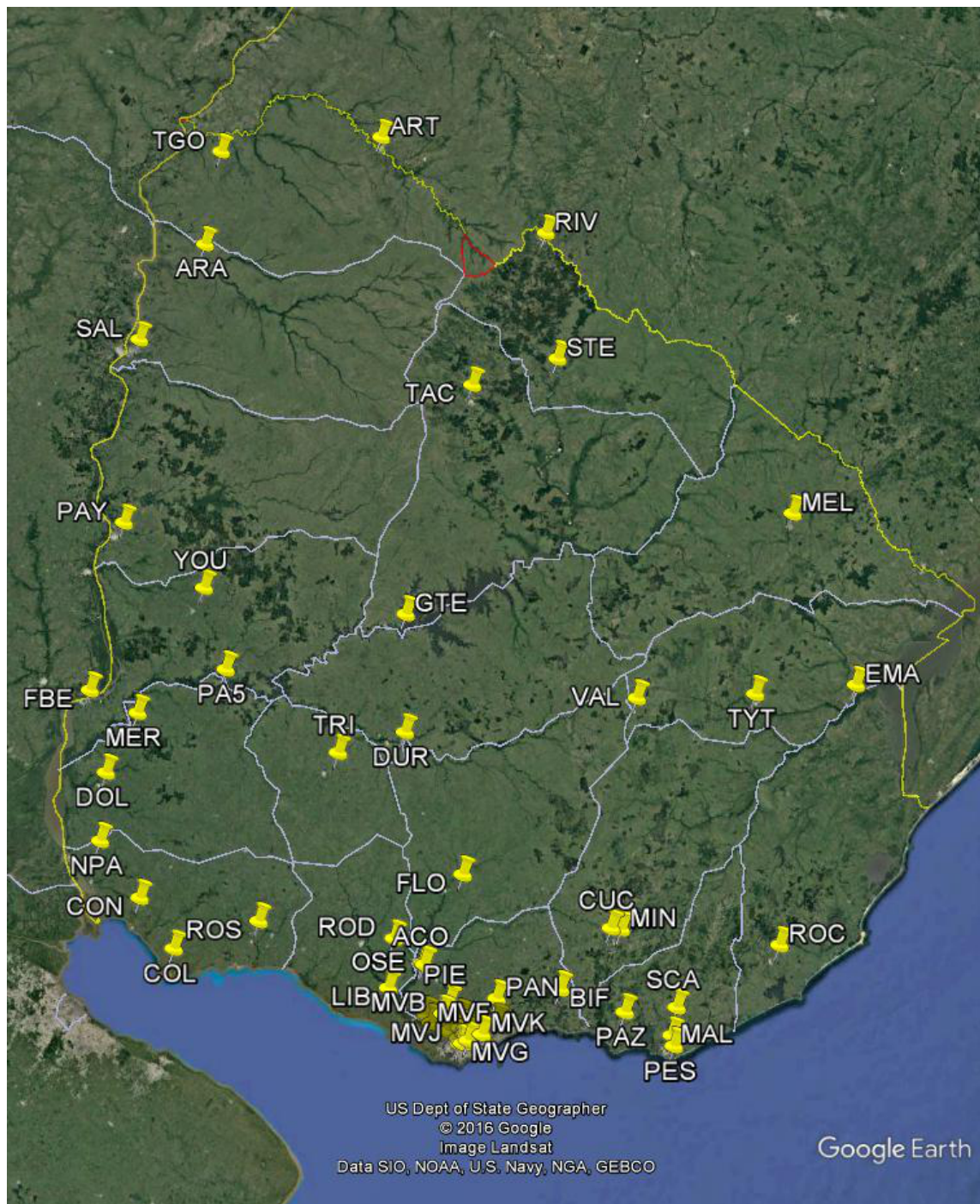


Fig. 34: Ubicación del conjunto de series de medidas de demanda.

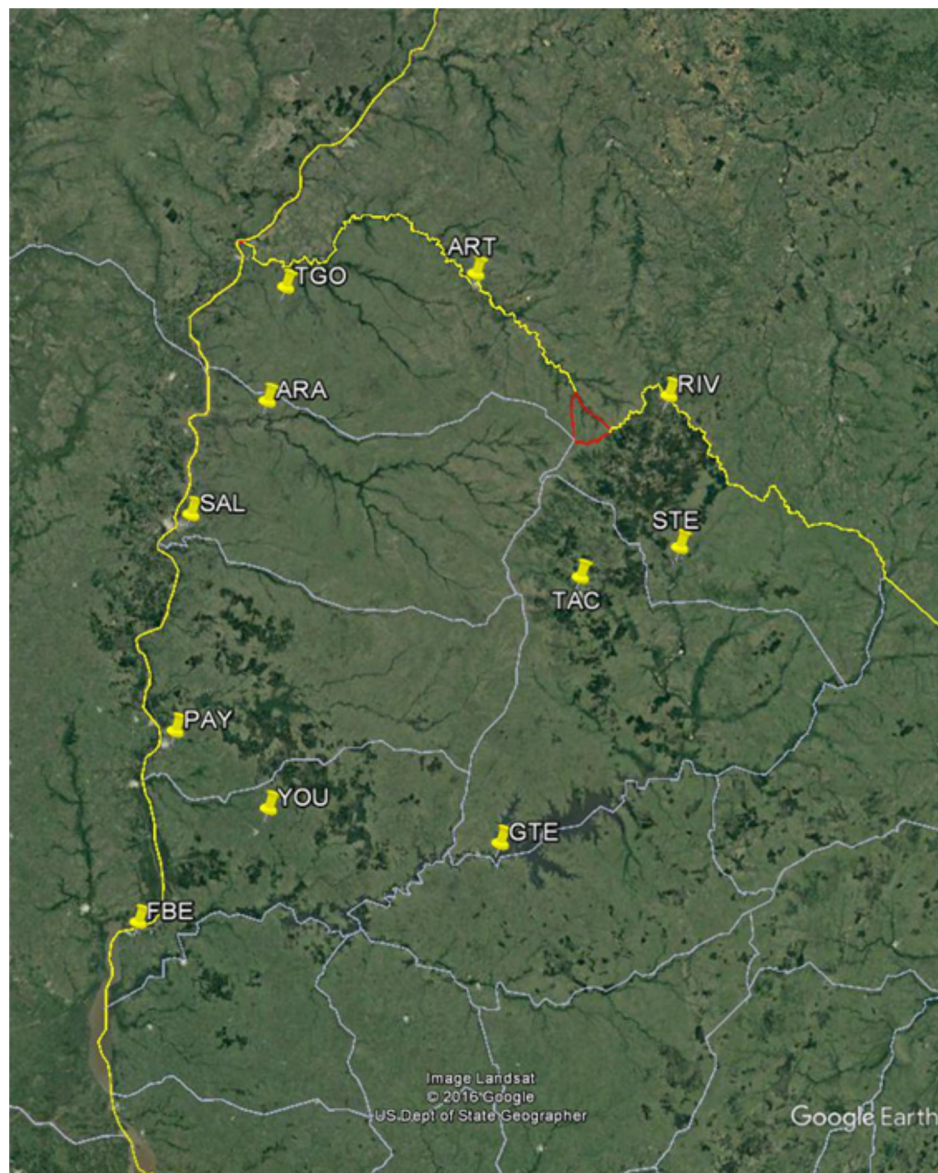


Fig. 35: Series de demanda de la zona Norte.

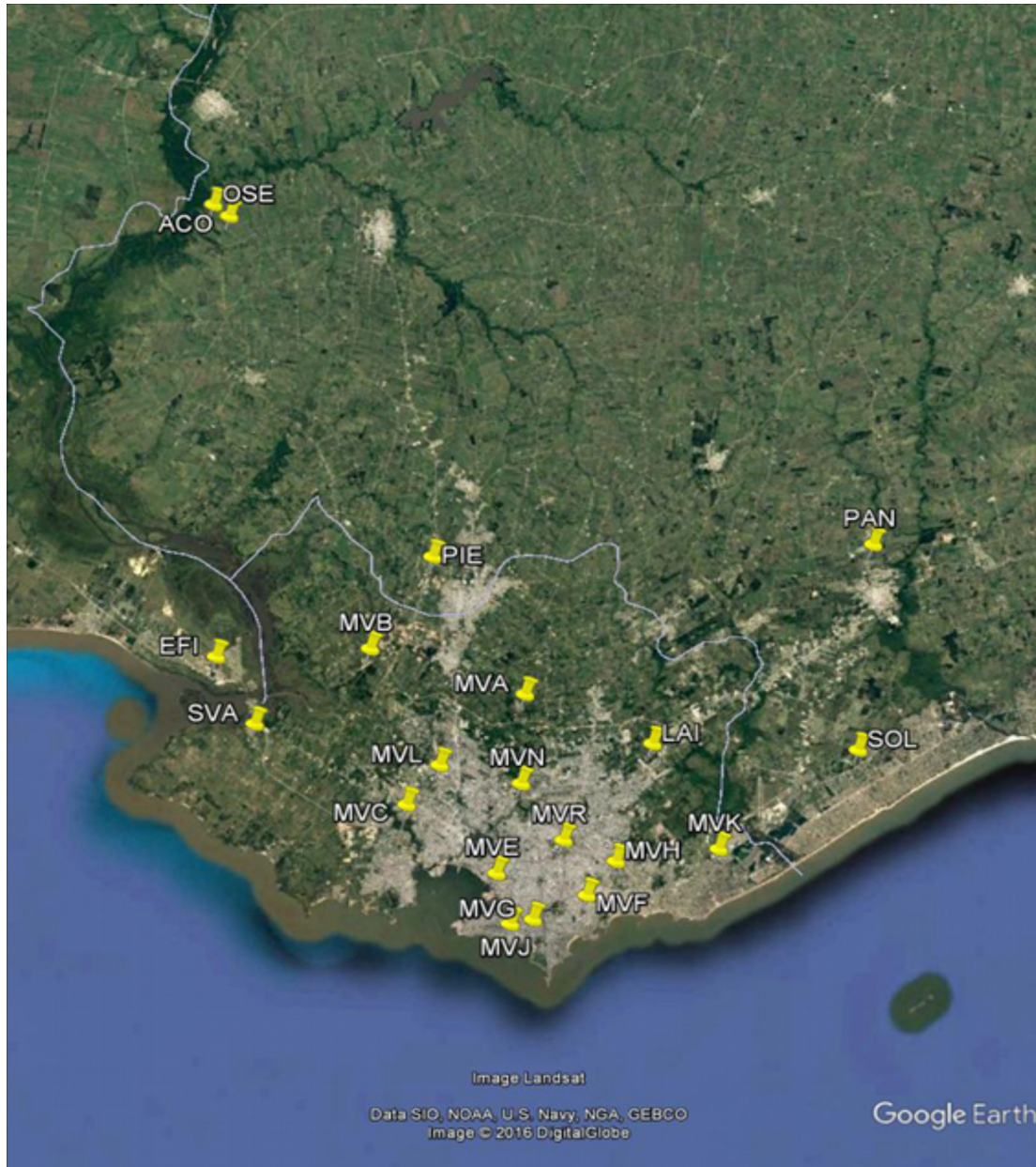


Fig. 36: Series de demanda zona Sur.

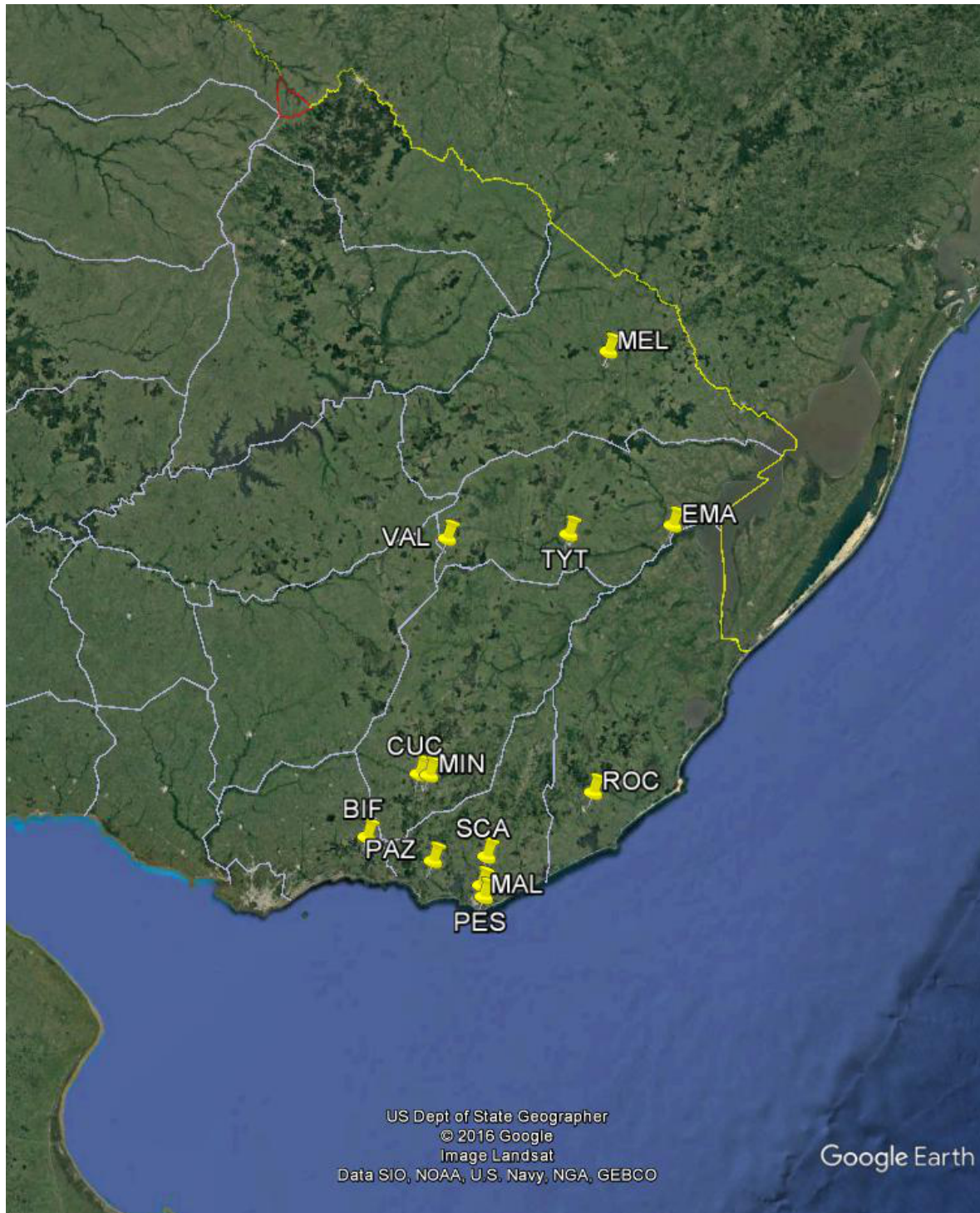


Fig. 37: Series de demanda zona Este.

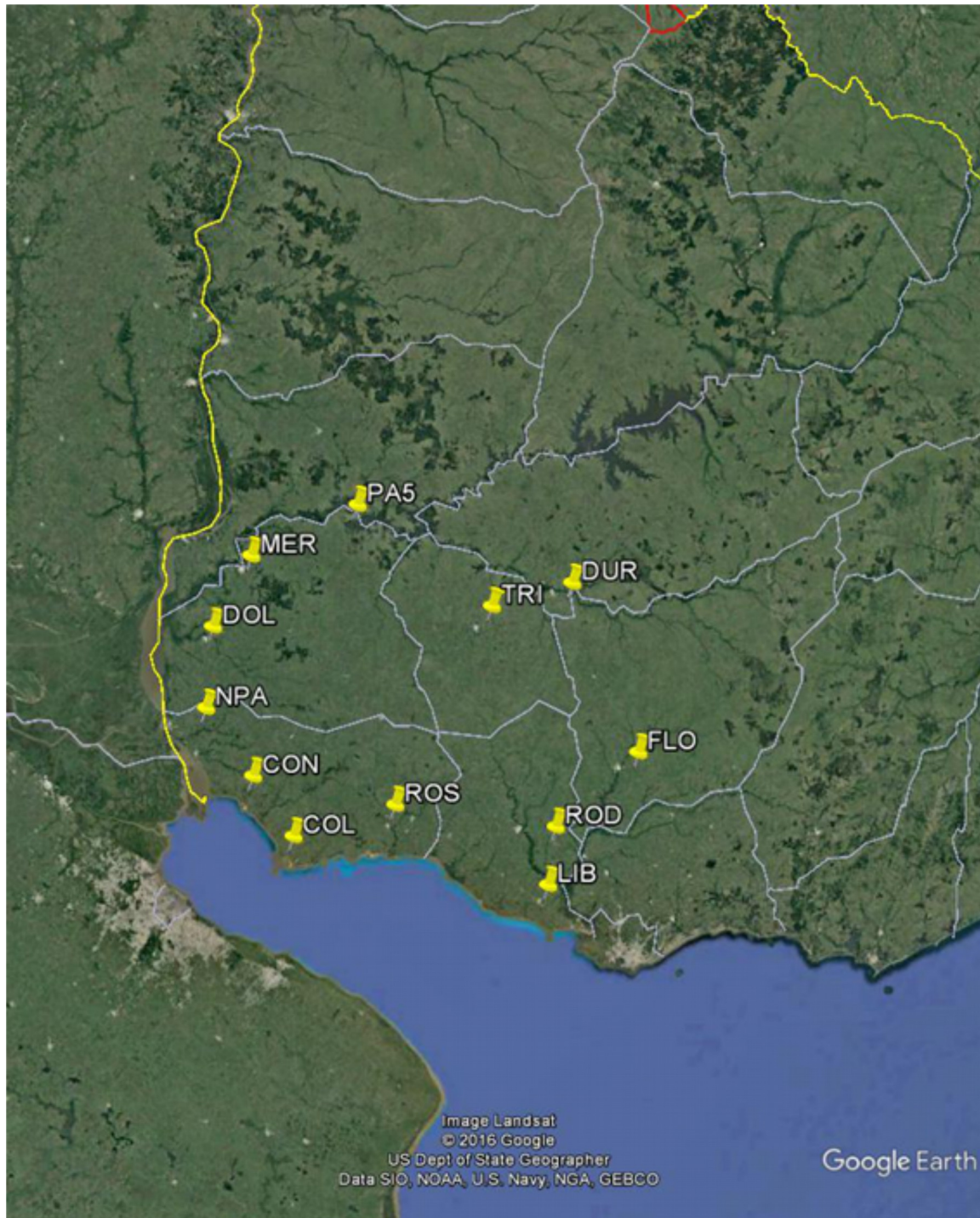


Fig. 38: Series de demanda zona Oeste.

Luego de tener las cuatro regiones agrupadas, se quitó la tendencia creciente de las mismas para poder utilizarla como una serie estacionaria en el Análisis Serial y obtener correlaciones con las otras series de datos.

Para quitar la tendencia se realizó el siguiente procedimiento para cada región:

- 1) Se calculó el promedio anual para los años 2012 y 2015.
- 2) Se calculó el factor de crecimiento: $f_c = \frac{\text{promedio demanda 2015}}{\text{promedio demanda 2012}}$
- 3) Se calculó el factor de crecimiento horario: $f_h = f_c^{\frac{1}{24 \cdot 365 \cdot 3}}$

Luego se multiplicó cada dato de demanda d_i por $f_h^{(1-hora_i)}$.
La Fig.39 muestra gráficamente las series antes de quitar la tendencia y la Fig.40

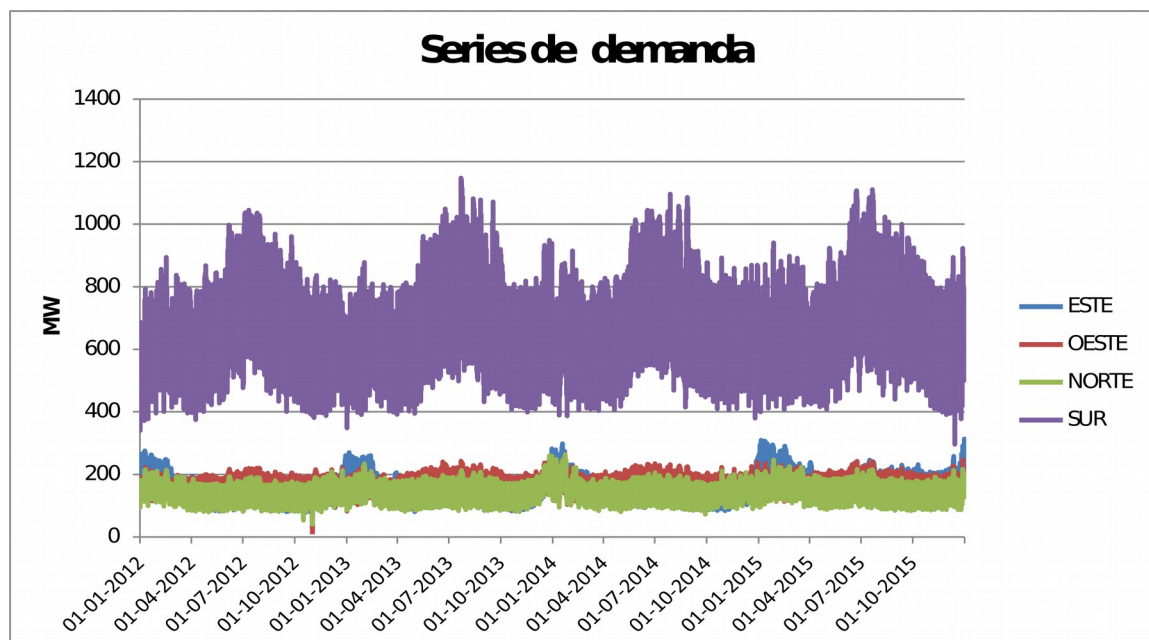


Fig. 39: Series de deamanda antes quitar la tendencia.

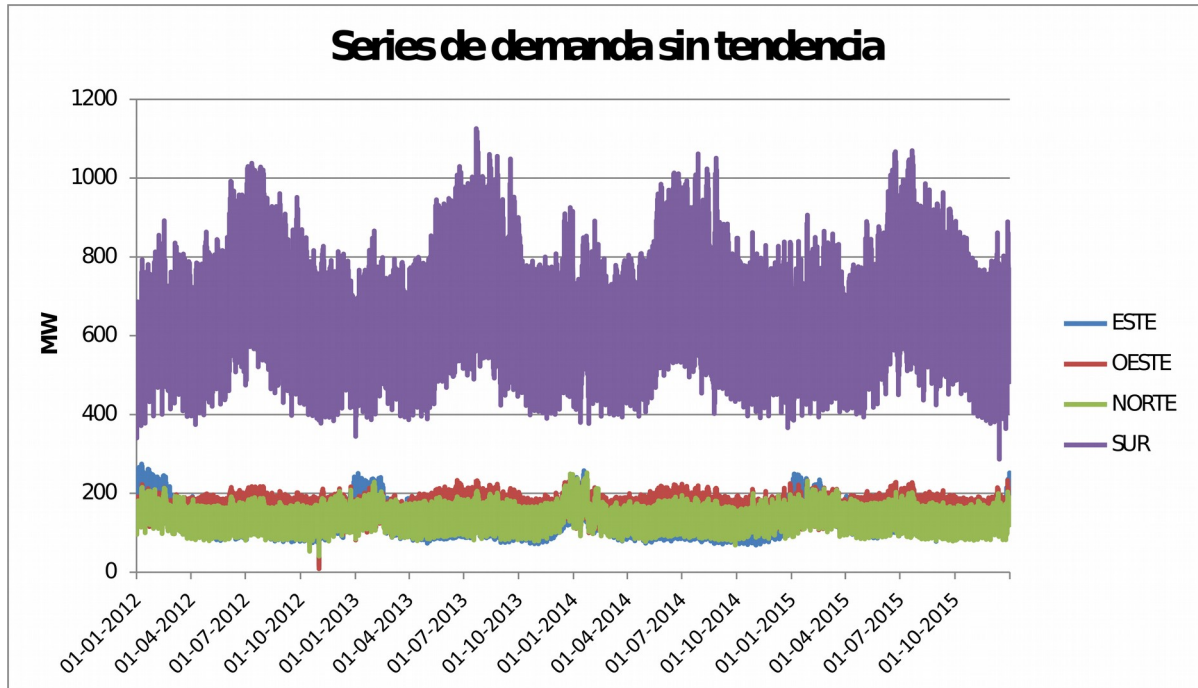


Fig. 40: Series de demanda luego de quitar la tendencia.

5.4. Análisis de la potencia eólica y solar real actual para representación con el modelo de 4 puntos

Para el modelado de la potencia Solar total del país, dado que toda la generación actualmente instalada se encuentra ubicada geográficamente en las cercanías del punto SA, se utiliza la serie correspondiente a este punto, habiéndose chequeado ya en [2] la validez del modelado con respecto a la producción real.

En el caso de la potencia Eólica total del país dado que los parques se encuentran distribuidos en todo el país, con mayor concentración en la zona Sur y Sur-este, se plantea la interrogante de cómo modelar la producción de cada parque en función de los cuatro puntos seleccionados para el estudio, contemplando de manera adecuada la influencia del comportamiento de cada uno de estos 4 puntos de referencia sobre cada parque considerado y de modo de obtener una generación global representativa de la generación global real.

Cómo primer paso práctico se ensayó la posibilidad de distribuir la potencia de todos los parques de manera

proporcional al inverso de la distancia entre cada uno de ellos y los respectivos 4 puntos de referencia.

El resultado de esta distribución de potencia para los primeros 750 MW instalados corresponde a los MW que se detallan en la tabla 6.

Tabla 6: Distribución de potencia entre las 4 estaciones.

SA	165 MW
OT	173 MW
RM	210 MW
Jl	202 MW

Para evaluar esta distribución se compararon los resultados de la simulación a partir de datos reales de viento durante el período comprendido entre 11/2015 y 08/2016, con datos reales de generación de un total de 750 MW reales durante el mismo período.

A los datos de generación real se les realizó un filtrado de datos espurios (repetidos o fuera de rango) y se eliminaron todos los períodos correspondientes a la aplicación de restricciones operativas sobre la potencia generada. Adicionalmente, se consideró la información de máquinas disponibles de cada parque en cada instante y se prorrateó la potencia real al equivalente proporcional a 100% de disponibilidad en los casos que ésta era menor que 100%.

Con ambos conjuntos de datos, la generación de los parques reales y la generación simulada en cada uno de los cuatro puntos se realizó un análisis utilizando el programa AnalisisSerial [27] y se obtuvieron las

Tabla 7: Coeficientes "a" de las series transformadas a gaussianas.

	P_Jl	P_OT	P_RM	P_SA
P_Art	0.13	-0.02	0.68	0.07
P_CARACOLES	0.52	0.17	0.23	-0.01
P_MAGDALENA	0.28	0.04	0.52	-0.01
P_Carapé	0.49	0.15	0.17	0.06
P_Cuchilla	0.16	0.28	0.20	0.30
P_Florida	0.28	0.13	0.38	0.07
P_JPT	-0.05	0.19	0.04	0.50
P_Pintado	0.18	0.15	0.32	0.12
P_Maldo	0.48	0.07	0.22	0.04
P_Melo	0.14	0.56	0.02	0.11
P_Minas	0.34	0.17	0.25	0.09
P_Peralta	0.15	0.24	0.20	0.28
P_Talas	0.21	0.17	0.37	0.14

relaciones $y = a \cdot x + b \cdot \text{Ruido en espacio gaussiano}$ mostradas en las Tablas 7 y 8.

Tabla 8: Coeficientes "b" de las series transformadas a gaussianas y varianza de lo no explicado.

Vectores de Ruido (b)													Varianza de lo No Explicado
0.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.43
0.05	0.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.48
0.22	0.12	0.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.54
0.03	0.29	0.01	0.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.56
0.04	0.05	0.01	0.10	0.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.53
0.12	0.20	0.13	0.14	0.12	0.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.58
-0.03	-0.02	-0.04	-0.05	0.07	0.01	0.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.61
0.04	0.14	0.10	0.12	0.10	0.26	0.01	0.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.67
0.10	0.47	0.01	0.22	0.01	0.08	0.01	0.02	0.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.59
0.02	0.05	0.00	0.07	0.07	-0.03	0.02	0.02	-0.02	0.70	0.00	0.00	0.00	0.51
0.04	0.34	0.03	0.29	0.07	0.17	0.07	0.03	0.14	-0.02	0.58	0.00	0.00	0.60
0.06	0.07	0.06	0.10	0.56	-0.01	-0.01	0.02	-0.02	0.01	-0.02	0.50	0.00	0.59
0.16	0.11	0.10	0.09	0.15	0.25	0.01	0.12	0.00	0.03	-0.01	0.06	0.64	0.57

A
continuación se realizó la comparación de los coeficientes "a" obtenidos con el valor correspondiente al inverso de la distancia con cada uno de los puntos, obteniendo la relación mostrada en la Fig.41.

La coherencia de los resultados obtenidos con la recta correspondiente a los inversos de la

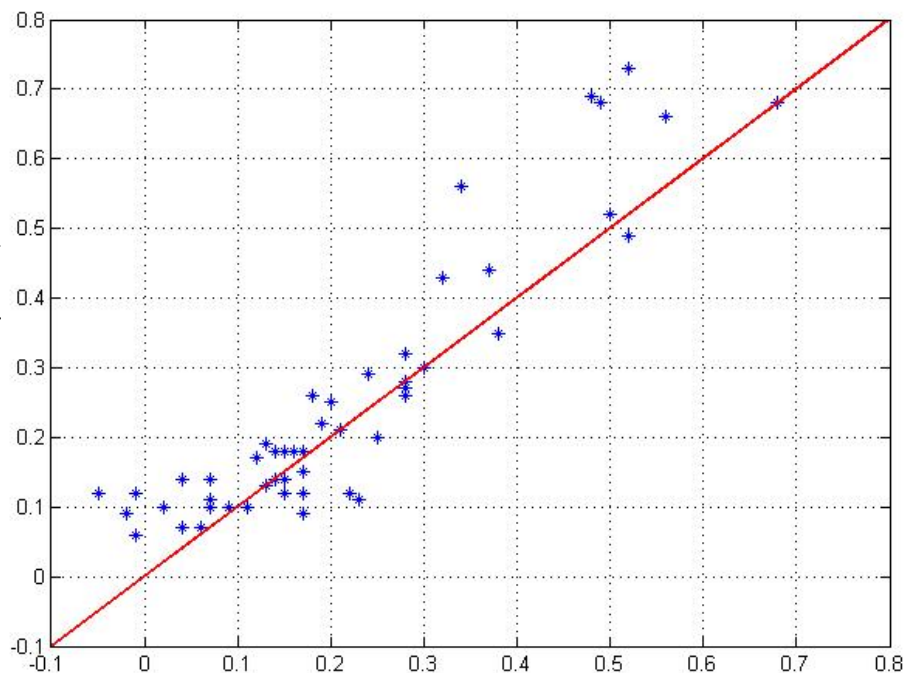


Fig. 41: Coeficientes "a" y inverso de la distancia.

distancia valida la decisión tomada inicialmente por lo cual se continúa con el modelo propuesto.

En la Fig.42 se muestra el comportamiento horario de las potencias de cada punto y la global simuladas con el mencionado modelo, comparadas con la potencia real durante el período analizado.

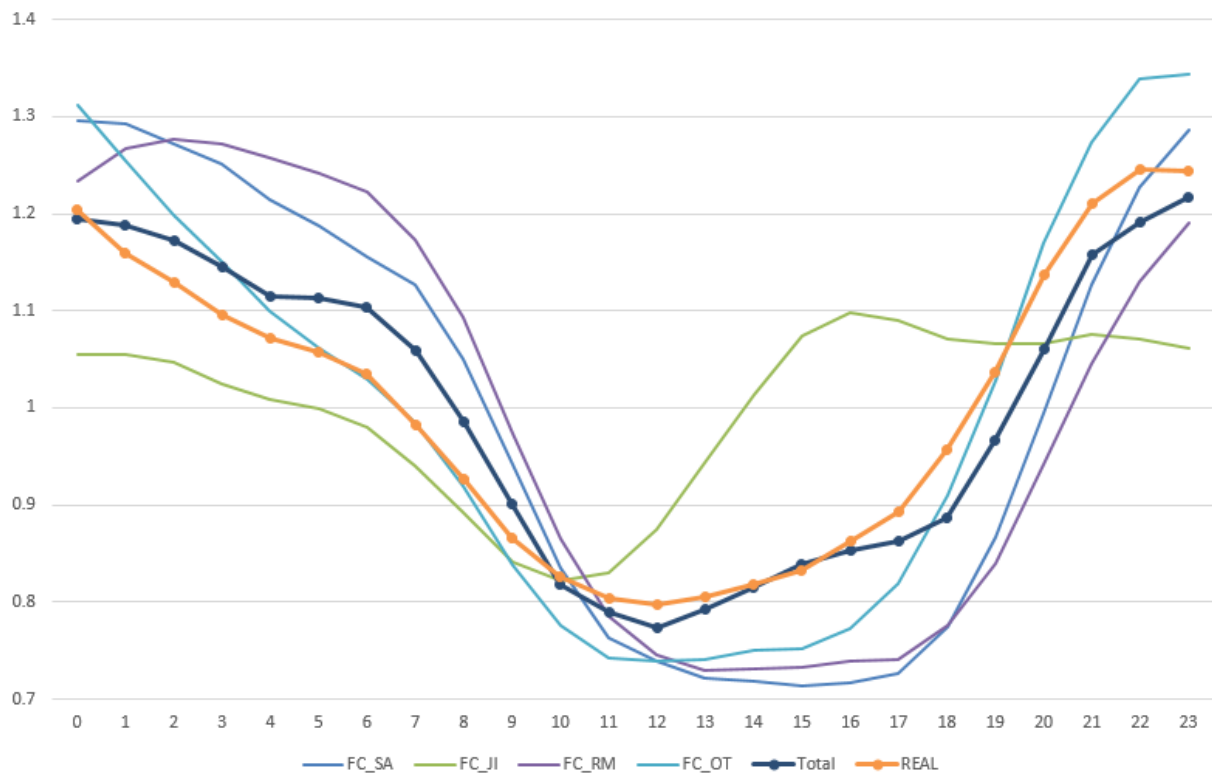


Fig. 42: Andamamiento horario. Simulado vs. Real.

Con los datos de generación eólica real de más de 750 MW operativos se construyó la curva probabilidades de excedencia de la potencia media generada por el conjunto de parques reales realizando una comparación con la obtenida mediante las simulaciones del modelado eólico, la cual se muestra en la Fig.43. Se muestran dos versiones de datos simulados, una basada en datos de viento históricos con lo cual el modelo sólo introduce la transformación de viento a potencia, y otra donde los datos de viento también son simulados por el modelo (simulados-CEGH).

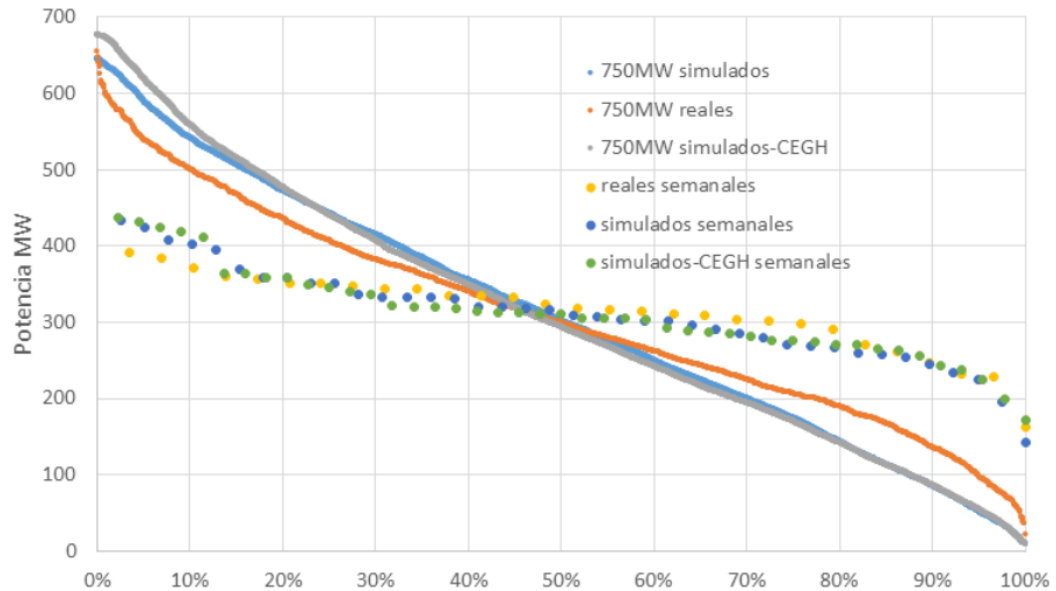


Fig. 43: Probabilidad de excedencia de la potencia de 750 MW eólicos. Simulado y Real.

Se observa que en cuanto a dispersión de las potencias la realidad es más conservadora que las simulaciones, presentando menores probabilidades de las potencias extremas. Las simulaciones presentan mayores probabilidades de potencias altas.

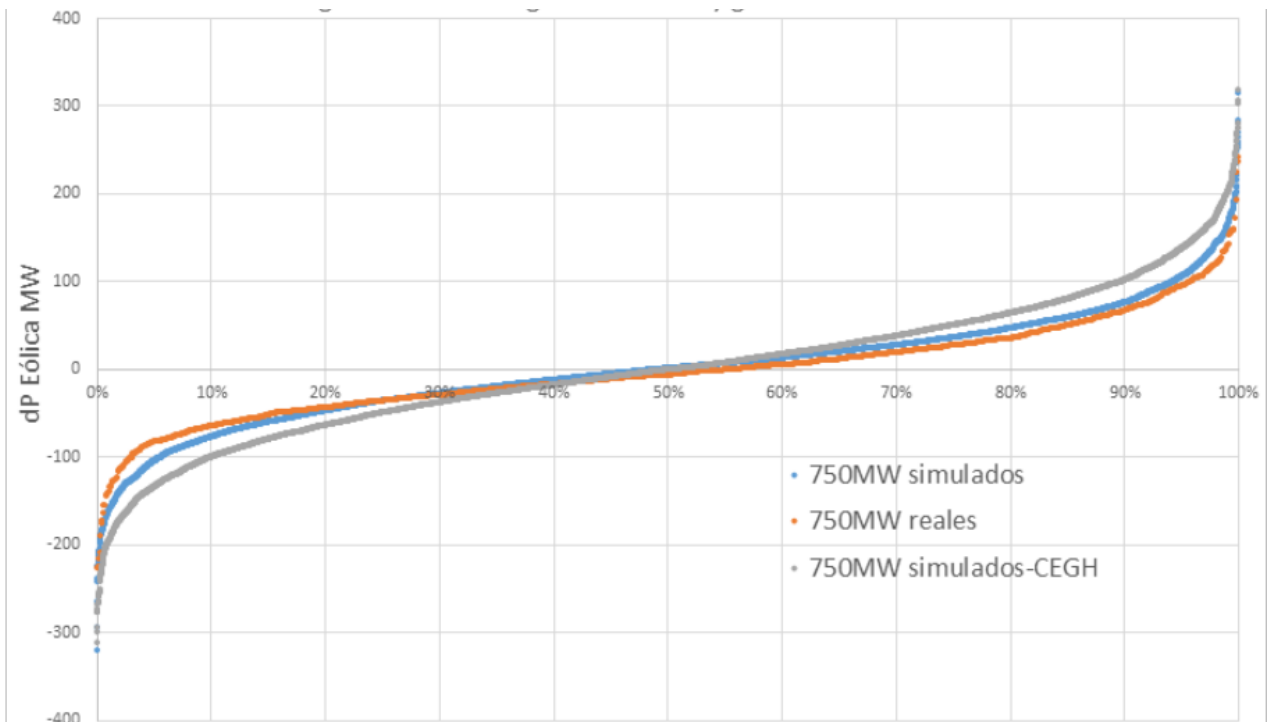


Fig. 44: Variabilidad de corto plazo 750 MW eólicos. Simulados y Real.

También se realizó una comparación de la variabilidad de corto plazo simulada y la real. En la Fig.44 se observa dicha comparación donde se puede apreciar que en las simulaciones la variabilidad de corto plazo de la potencia eólica es un tanto sobre-estimada.

5.5. Análisis de correlación con la demanda

Las variables consideradas para el análisis de correlación con la demanda son, además de la potencia eólica y la potencia solar, las velocidades de los cuatro puntos de medida y las temperaturas de tres de ellas (se descarta la temperatura de OT porque está medida a 100 metros de altura por lo cual su comportamiento es diferente de la temperatura de superficie).

La demanda se considera en cuatro series correspondientes a las 4 regiones mostradas.

En primer lugar se muestra en la Tabla 9 la matriz de correlaciones cruzadas de todas las variables entre si. Se señalaron algunos grupos relevantes de valores con escala de colores.

Tabla 9: Correlaciones cruzadas de todas las variables entre si.

	Peol	Psol	D_E	D_W	D_N	D_S	T_JI	T_RM	T_SA	V_X_JI	V_Y_JI	V_X_OT	V_Y_OT	V_X_RM	V_Y_RM	V_X_SA	V_Y_SA
Peol	1.00	-0.25	-0.11	-0.11	-0.10	-0.07	-0.14	-0.19	-0.16	0.11	0.16	0.18	0.09	0.17	0.08	0.17	0.03
Psol	-0.25	1.00	0.08	0.07	0.10	0.06	0.37	0.39	0.43	0.01	-0.12	-0.13	-0.04	-0.10	-0.07	-0.16	0.03
D_E	-0.11	0.08	1.00	0.70	0.84	0.51	0.38	0.40	0.41	0.12	-0.01	0.07	-0.01	0.04	-0.05	-0.05	0.02
D_W	-0.11	0.07	0.70	1.00	0.87	0.86	0.14	0.18	0.21	0.07	-0.01	0.01	-0.01	0.00	-0.05	-0.09	0.03
D_N	-0.10	0.10	0.84	0.87	1.00	0.66	0.35	0.38	0.42	0.13	0.02	0.07	0.01	0.06	-0.04	-0.06	0.06
D_S	-0.07	0.06	0.51	0.86	0.66	1.00	-0.15	-0.12	-0.06	-0.03	-0.07	-0.07	-0.04	-0.06	-0.08	-0.14	-0.04
T_JI	-0.14	0.37	0.38	0.14	0.35	-0.15	1.00	0.93	0.87	0.22	0.12	0.04	0.20	0.02	0.00	-0.10	0.22
T_RM	-0.19	0.39	0.40	0.18	0.38	-0.12	0.93	1.00	0.91	0.27	0.14	0.08	0.20	0.05	0.05	-0.05	0.26
T_SA	-0.16	0.43	0.41	0.21	0.42	-0.06	0.87	0.91	1.00	0.30	0.07	0.10	0.18	0.14	-0.05	-0.06	0.24
V_X_JI	0.11	0.01	0.12	0.07	0.13	-0.03	0.22	0.27	0.30	1.00	0.10	0.66	0.08	0.69	0.06	0.44	0.14
V_Y_JI	0.16	-0.12	-0.01	-0.01	0.02	-0.07	0.12	0.14	0.07	0.10	1.00	0.20	0.61	-0.09	0.71	0.16	0.60
V_X_OT	0.18	-0.13	0.07	0.01	0.07	-0.07	0.04	0.08	0.10	0.66	0.20	1.00	-0.02	0.68	0.20	0.71	0.06
V_Y_OT	0.09	-0.04	-0.01	-0.01	0.01	-0.04	0.20	0.20	0.18	0.08	0.61	-0.02	1.00	-0.09	0.48	-0.07	0.67
V_X_RM	0.17	-0.10	0.04	0.00	0.06	-0.06	0.02	0.05	0.14	0.69	-0.09	0.68	-0.09	1.00	-0.03	0.59	0.00
V_Y_RM	0.08	-0.07	-0.05	-0.05	-0.04	-0.08	0.00	0.05	-0.05	0.06	0.71	0.20	0.48	-0.03	1.00	0.27	0.57
V_X_SA	0.17	-0.16	-0.05	-0.09	-0.06	-0.14	-0.10	-0.05	-0.06	0.44	0.16	0.71	-0.07	0.59	0.27	1.00	0.07
V_Y_SA	0.03	0.03	0.02	0.03	0.06	-0.04	0.22	0.26	0.24	0.14	0.60	0.06	0.67	0.00	0.57	0.07	1.00

Se observa una correlación positiva de las demandas con la Potencia Solar y negativa con la Potencia Eólica, pero en ambos casos con valores más bien bajos.

Los mayores coeficientes de correlación se dan entre demandas y temperaturas lo cual es un resultado conocido siendo la temperatura la principal variable utilizada por los modelos de predicción de demanda.

En la Fig.45 se muestran gráficos de Demanda vs Temperatura para las cuatro demandas regionales contra las tres temperaturas consideradas.

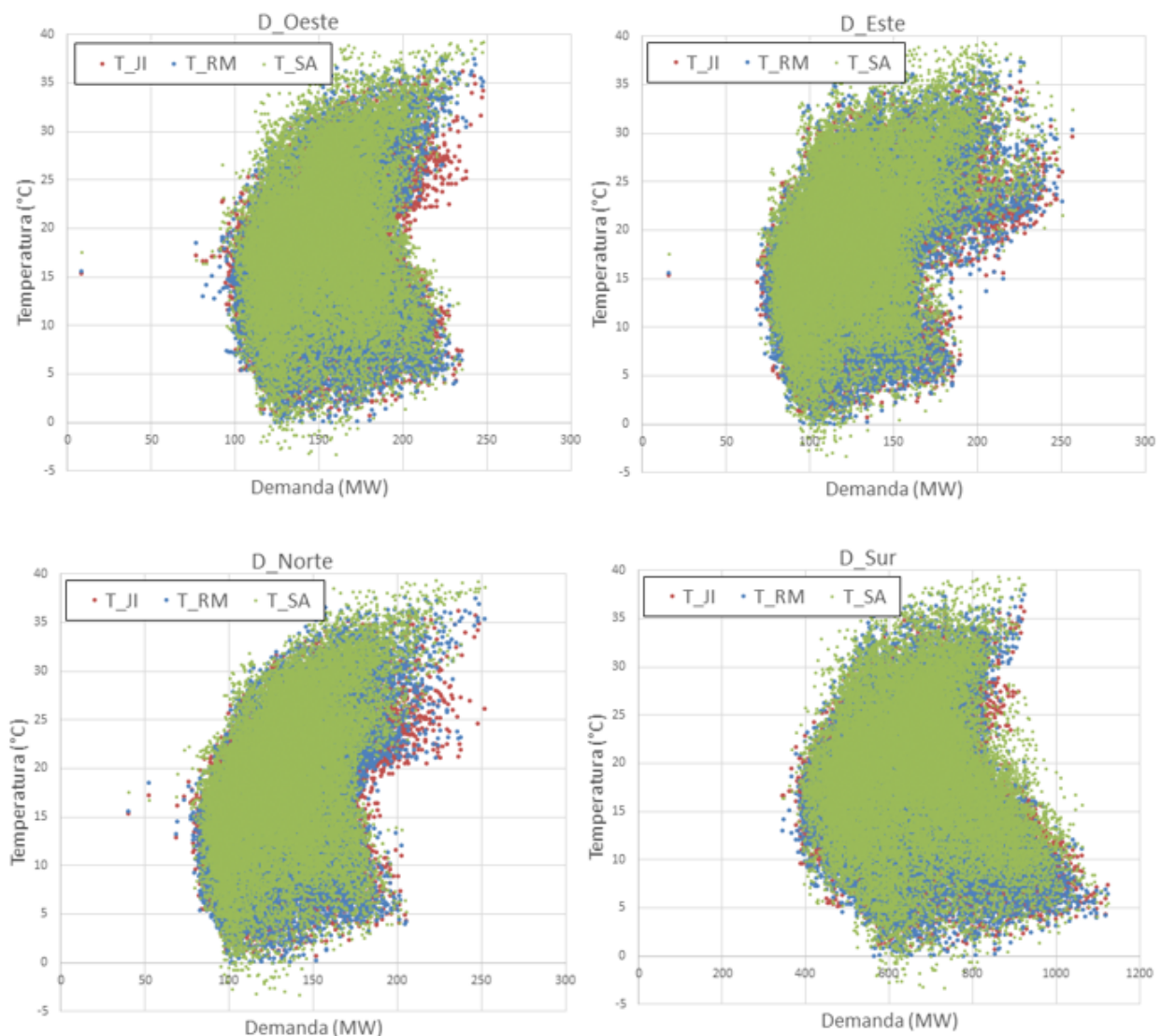


Fig. 45: Gráficos Demanda Horaria vs. Temperatura para las cuatro regiones.

Se observa por un lado que todas las demandas presentan un comportamiento parabólico con la temperatura y que este es similar respecto de todas las temperaturas consideradas lo cual es razonable debido la alta correlación que muestran todas las temperaturas entre si.

Teniendo en cuenta esto se resuelve seguir adelante con una sola temperatura representativa y se selecciona para esto el promedio de las tres series.

Luego se ajusta cada una de las demandas a la parábola (en función la temperatura promedio) de mejor ajuste por mínimos cuadrados, obteniéndose las siguientes funciones:

$$D_ESTE \quad y = 0.1596 x^2 - 3.5951 x + 133.79$$

$$D_NORTE \quad y = 0.1462 x^2 - 3.441 x + 143.06$$

$$D_OESTE \quad y = 0.135 x^2 - 4.0241 x + 176.67$$

$$D_SUR \quad y = 0.5918 x^2 - 23.69 x + 871.46$$

A cada una de las series se le sustrae el valor correspondiente al ajuste parabólico y se continúa trabajando con las series resultantes denominadas con el subíndice n.

Se vuelve a calcular la matriz de correlación entre todas las variables obteniéndose los valores mostrados en la Tabla 10.

Tabla 10: Correlaciones entre las variables quitada la relación cuadrática.

	Peol	Psol	D_E_n	D_W_n	D_N_n	D_S_n	T	V_X_JI	V_Y_JI	V_X_OT	V_Y_OT	V_X_RM	V_Y_RM	V_X_SA	V_Y_SA
Peol	1.00	-0.25	-0.01	-0.06	0.00	-0.07	-0.17	0.11	0.16	0.18	0.09	0.17	0.08	0.17	0.03
Psol	-0.25	1.00	-0.16	-0.01	-0.09	0.09	0.41	0.01	-0.12	-0.13	-0.04	-0.10	-0.07	-0.16	0.03
D_E_n	-0.01	-0.16	1.00	0.64	0.75	0.54	-0.02	0.04	-0.07	0.08	-0.10	0.07	-0.08	0.02	-0.12
D_W_n	-0.06	-0.01	0.64	1.00	0.87	0.90	0.03	0.06	-0.03	0.03	-0.03	0.04	-0.06	-0.05	-0.03
D_N_n	0.00	-0.09	0.75	0.87	1.00	0.76	0.02	0.06	-0.04	0.08	-0.07	0.09	-0.06	-0.01	-0.06
D_S_n	-0.07	0.09	0.54	0.90	0.76	1.00	0.01	0.02	-0.05	-0.04	0.00	-0.01	-0.09	-0.12	-0.02
T	-0.17	0.41	-0.02	0.03	0.02	0.01	1.00	0.27	0.11	0.08	0.19	0.08	0.00	-0.07	0.24
V_X_JI	0.11	0.01	0.04	0.06	0.06	0.02	0.27	1.00	0.10	0.66	0.08	0.69	0.06	0.44	0.14
V_Y_JI	0.16	-0.12	-0.07	-0.03	-0.04	-0.05	0.11	0.10	1.00	0.20	0.61	-0.09	0.71	0.16	0.60
V_X_OT	0.18	-0.13	0.08	0.03	0.08	-0.04	0.08	0.66	0.20	1.00	-0.02	0.68	0.20	0.71	0.06
V_Y_OT	0.09	-0.04	-0.10	-0.03	-0.07	0.00	0.19	0.08	0.61	-0.02	1.00	-0.09	0.48	-0.07	0.67
V_X_RM	0.17	-0.10	0.07	0.04	0.09	-0.01	0.08	0.69	-0.09	0.68	-0.09	1.00	-0.03	0.59	0.00
V_Y_RM	0.08	-0.07	-0.08	-0.06	-0.06	-0.09	0.00	0.06	0.71	0.20	0.48	-0.03	1.00	0.27	0.57
V_X_SA	0.17	-0.16	0.02	-0.05	-0.01	-0.12	-0.07	0.44	0.16	0.71	-0.07	0.59	0.27	1.00	0.07
V_Y_SA	0.03	0.03	-0.12	-0.03	-0.06	-0.02	0.24	0.14	0.60	0.06	0.67	0.00	0.57	0.07	1.00

El resultado muestra correlaciones muy bajas con todas las variables.

Se observan valores muy bajos con las velocidades pero que muestran un patrón de comportamiento para las demandas del Este, el Norte y el Oeste, manteniéndose que con los vx es positivo y con vy negativo. Es decir que el viento del este y el viento sur (vy negativo) aumentarían la demanda y viceversa.

Dado que si bien se intentó eliminar la principal dependencia con la temperatura sustrayendo el comportamiento parabólico, se están observando los resultados de las correlaciones globales correspondientes tanto a los datos registrados a temperaturas muy bajas como a temperaturas muy altas, pudiendo ambos fenómenos presentar comportamientos diferentes que se pierden al mezclarse los efectos.

Se realizaron diversos análisis particionando el conjunto de datos según rangos de temperatura, ordenando las correlaciones según rango de potencia eólica y potencia solar, etc. Los resultados no mostraron valores significativos que permitieran evidenciar que las relaciones más importantes se hubieran logrado captar.

La conclusión obtenida luego de dichos trabajos fue que para realizar un correcto análisis de dependencias de la demanda con la temperatura y otras variables éste debe hacerse clasificando en primer lugar los datos por estación del año y luego si evaluar rangos etc.

Esto se debe a que no se trata solo de la relación pura de la demanda con la temperatura y las otra variables sino que el comportamiento de ésta presenta ciertas inercias diferenciadas según las distintas estaciones del año, ya que los consumos responden también a costumbres y patrones de comportamiento que no se explican sólo por la combinación de valores dados de las variables en juego.

No fue posible abarcar en el presente trabajo un análisis tan amplio como el mencionado por lo que queda para trabajos futuros la realización de dichos estudios sabiendo de antemano, gracias a los ensayos realizados en el presente trabajo, que la separación según época del año es fundamental.

6. Pronóstico del recurso solar.

En las decisiones de inversiones tomadas en 2010-2013 se utilizaron modelos del recurso eólico que fueron ajustados usando medidas de campo. Medir el recurso de forma ininterrumpida controlando la calidad de la información registrada es un aspecto fundamental para elaborar proyecciones confiables como esta o de cualquier tipo. Por otro lado, el camino recorrido por la energía eólica en el país demostró la necesidad de incorporar nuevas capacidades de pronóstico al manejo de la red. En la actualidad el país cuenta con la capacidad de pronosticar la energía eólica utilizando el modelo numérico de atmósfera WRF (Weather Research and Forecast, [3]). Este desarrollo fue realizado con recursos locales por la Facultad de Ingeniería de la Udelar.

El recurso solar promete ser una de las fuentes de generación a incorporar en gran escala en el futuro. Esto hace necesario profundizar su estudio, caracterizando su intermitencia y estimar el impacto de su incorporación sobre la operación de la red. Al mismo tiempo, el desarrollo de las técnicas para su pronóstico se debe encarar de forma planificada y sistemática. Esta sección tiene por objetivo fijar las bases para futuros trabajos de caracterización y pronóstico del recurso. Se describe el estado del arte del pronóstico de la irradiación solar y la generación fotovoltaica (PV), tanto a nivel internacional como en Uruguay. Se describen brevemente algunos avances realizados recientemente en la caracterización de la variabilidad a corto plazo, aspecto fuertemente ligado a la incerteza de los pronósticos. Sobre el final de esta sección brindamos una valoración de los principales temas a abordar al corto y mediano plazo.

6.1. *Técnicas para el pronóstico de energía solar*

La capacidad de pronóstico del recurso solar es de primera necesidad para incorporar energía solar en gran escala a las redes eléctricas. Pronosticar este recurso con baja incerteza es un problema complejo debido a la dificultad que existe para predecir la nubosidad. La temática es de alta actualidad en el área y se la identifica como uno de los principales cuellos de

botella para alcanzar una alta penetración PV en las redes eléctricas [4, 5]. Debido a esto, y al aumento exponencial que han experimentado las instalaciones PV a nivel mundial [6], las iniciativas de pronóstico del recurso solar han aumentado sensiblemente en los últimos años. Algunos artículos de revisión recientes pueden ser encontrados en [7,8,9].

El objetivo del pronóstico de energía solar es anticipar las fluctuaciones del recurso causadas por la nubosidad. Las técnicas de predicción del recurso solar se pueden clasificar en cuatro familias que se listan a continuación [8,9,10,11], brindando una breve descripción de cada una.

1. **Pronóstico NWP:** los modelos numéricos de atmósfera buscan predecir la nubosidad resolviendo las ecuaciones que gobiernan los procesos físicos en la atmósfera. Su resolución requiere gran cantidad de poder de cómputo. Los modelos que corren a escala global (por ejemplo, el GFS, Global Forecasting System) generan salidas de baja resolución temporal que luego son utilizadas como condiciones de borde por los modelos numéricos de mesoescala, como el WRF.
2. **Pronóstico por satélite:** Los modelos por satélite buscan anticipar el movimiento/deformación de la nubosidad observando la secuencia de imágenes anterior. Se estima el campo de velocidades del movimiento nuboso, y utilizándolo se realiza una proyección de su posición futura. Luego que la nubosidad ha sido pronosticada, utilizando un modelo satelital para estimación del recurso solar, se pronostica la irradiación. Estos modelos se calibran utilizando medidas en Tierra.
3. **Pronóstico por cámaras todo-cielo:** Las cámaras todo-cielo utilizan un enfoque similar al anterior, con la diferencia de que las imágenes son adquiridas en Tierra y que el modelo para convertir el pronóstico de nubosidad en irradiación es distinto. Estos sistemas se colocan en las plantas PV para monitorear la nubosidad sobre ella. Para su funcionamiento requieren de estimar la altura de las nubes de modo de poder proyectar las sombras a nivel de suelo.
4. **Pronóstico por series temporales:** El modelado por series temporales busca anticipar el comportamiento futuro de la serie de irradiación (o generación PV) conociendo la estadística previa de la propia serie. Es común incluir en el modelado series temporales de otras variables, como la nubosidad por satélite u otras variables meteorológicas.

Estas técnicas son similares a las técnicas de optimización utilizadas para estimar la demanda y se pueden combinar fácilmente con las otras técnicas de pronóstico, dada su estrecha relación con algoritmos de aprendizaje automático e inteligencia artificial.

La elección de la técnica de pronóstico depende críticamente de la escala espacio-temporal bajo consideración. Los modelos NWP son utilizados para escalas de tiempo desde una hora a varios días en adelante y su resolución espacial ronda los 10 km. Las imágenes de satélite permiten pronosticar a corto plazo, entre 30 minutos y 6 horas, para resoluciones espaciales mayores a 1 km. Las cámaras todo-cielo pueden ser utilizadas para pronóstico a horizontes temporales de muy corto plazo (hasta 30 minutos) y escalas espaciales pequeñas (menores a 1 km). El pronóstico por series temporales puede ser aplicado para sitios aislados o cercanos en un radio de ~10km, y a series minutales, 10-minutales, horarias y diarias, siendo la única técnica capaz de pronosticar en tan variadas franjas de pronóstico. En la Fig.46 se muestra en forma gráfica esta información.

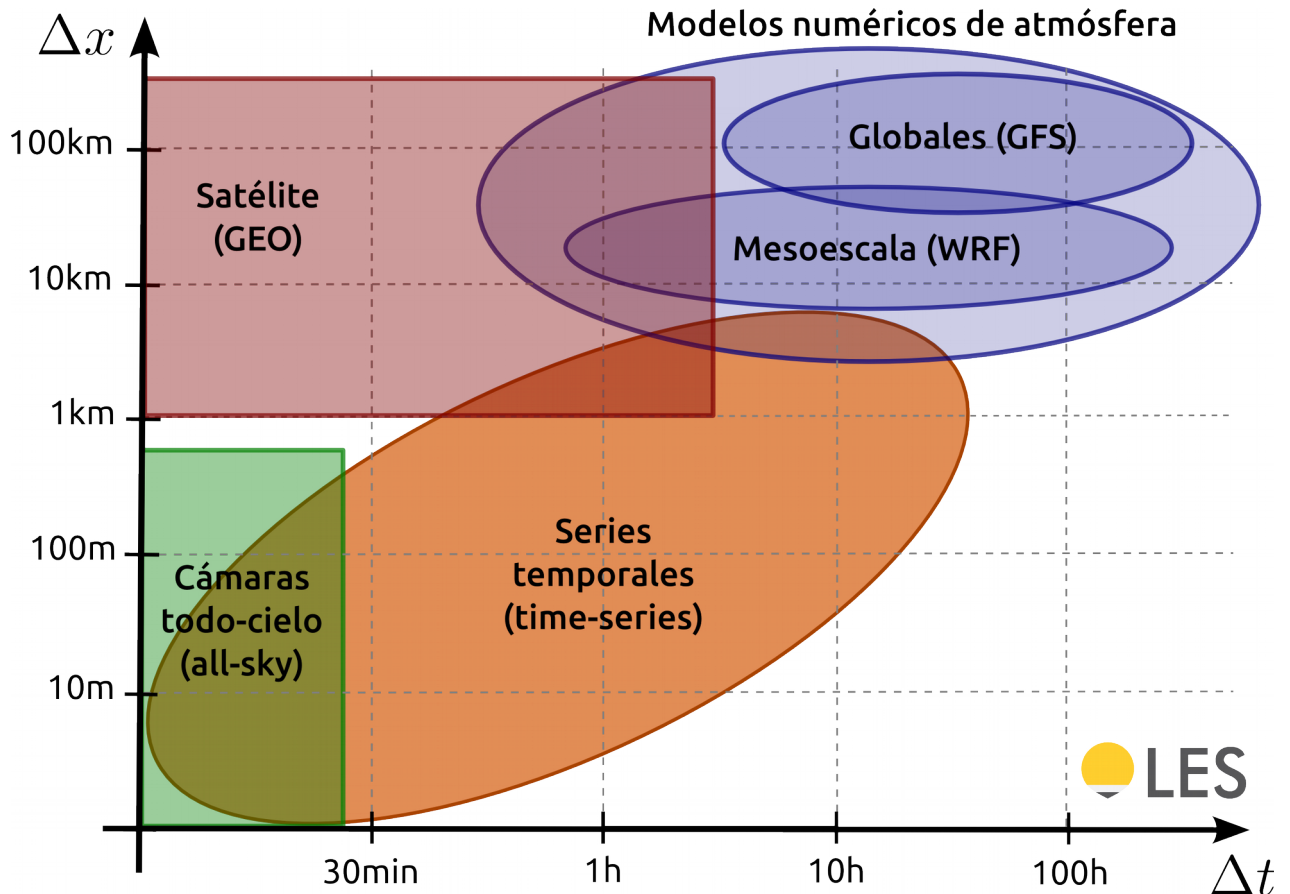


Fig. 46: Figura A: escalas espacio-temporales donde las diferentes técnicas de pronóstico son aplicables. Esta imagen está inspirada en los trabajos [8,9].

En los últimos años se ha dedicado considerable esfuerzo a decidir qué técnica de pronóstico reporta menor incertidumbre en las diferentes escalas temporales y espaciales [11,12,13,14]. Para el pronóstico a 1 día o superior los NWP son la mejor estrategia. A 1 día los NWP pueden ser combinados con las series temporales. Para las escalas intra-diarias se puede pronosticar por satélite, NWP o series temporales. En general, para el pronóstico a más de 6 horas los NWP presentan mejores resultados y para el pronóstico a menos de 6 horas el pronóstico por satélite resulta más adecuado [11]. El desempeño de las series temporales depende críticamente de la variabilidad local del recurso, por lo que no es posible ubicarla genéricamente. Esta técnica es competitiva principalmente a escalas temporales cortas, desde minutos hasta algunas horas. Para el pronóstico a muy corto plazo (minutal) una alternativas son las cámaras todo-

cielo. Esta técnica resulta adecuada para la predicción a escalas menores a 30 minutos. Para realizar esta integración de forma óptima se deben conocer las fortalezas y debilidades de cada técnica para cada condición del cielo y horizonte de pronóstico.

6.2. Desarrollo de las técnicas en Uruguay

La baja constante de los precios de generación solar hace pensar que en el mediano plazo será un actor con relevancia en las redes eléctricas. Debido a la alta intermitencia que presenta este recurso, uno de los principales desafíos planteados para alcanzar este escenario es la disponibilidad de herramientas de pronóstico confiables. La capacidad de pronóstico permite asegurar la estabilidad de la red y despachar la energía de forma adecuada, disminuyendo los costos asociados a la operación de las reservas del sistema eléctrico. Permite también planificar la compra/venta de energía y establecer su precio contando con más información [15]. El pronóstico de energía solar es un área de desarrollo incipiente y con mucho camino por recorrer.

En Uruguay, el desarrollo y la utilización de técnicas de pronóstico de energía solar es reciente. En el marco de un proyecto FSE/ANII llevado adelante por el Instituto de Mecánica de Fluidos de la Facultad de Ingeniería (FING/UdelaR) se desarrolló la capacidad de brindar operativamente pronósticos de energía solar en base al modelo numérico de atmósfera WRF. Evaluaciones preliminares del desempeño de este modelo bajo el clima local se han reportado en [16]. Este pronóstico ya se encuentra operativo en el Despacho de Carga Nacional. En el marco de otro proyecto FSE/ANII, la Facultad de Ciencias (FCIEN/UdelaR) desarrolló un prototipo para el pronóstico de cámaras todo-cielo [17], que actualmente está en fase de evaluación de desempeño. Recientemente, en el marco de un proyecto FSE/ANII financiado en 2016 se está desarrollando la técnica de pronóstico en base a imágenes de satélite. El pronóstico por series temporales aún no presenta ningún grado de desarrollo en Uruguay. En la Fig.47 se ejemplifica gráficamente el estado de maduración de las técnicas de pronóstico en el país y en el mundo. Esta Figura fue elaborada al mejor conocimiento del LES y se establecieron algunos hitos para las tecnologías. Se observan algunos retrasos en el desarrollo local de las técnicas de pronóstico, con la única

excepción del pronóstico NWP que presenta un buen grado de avance.

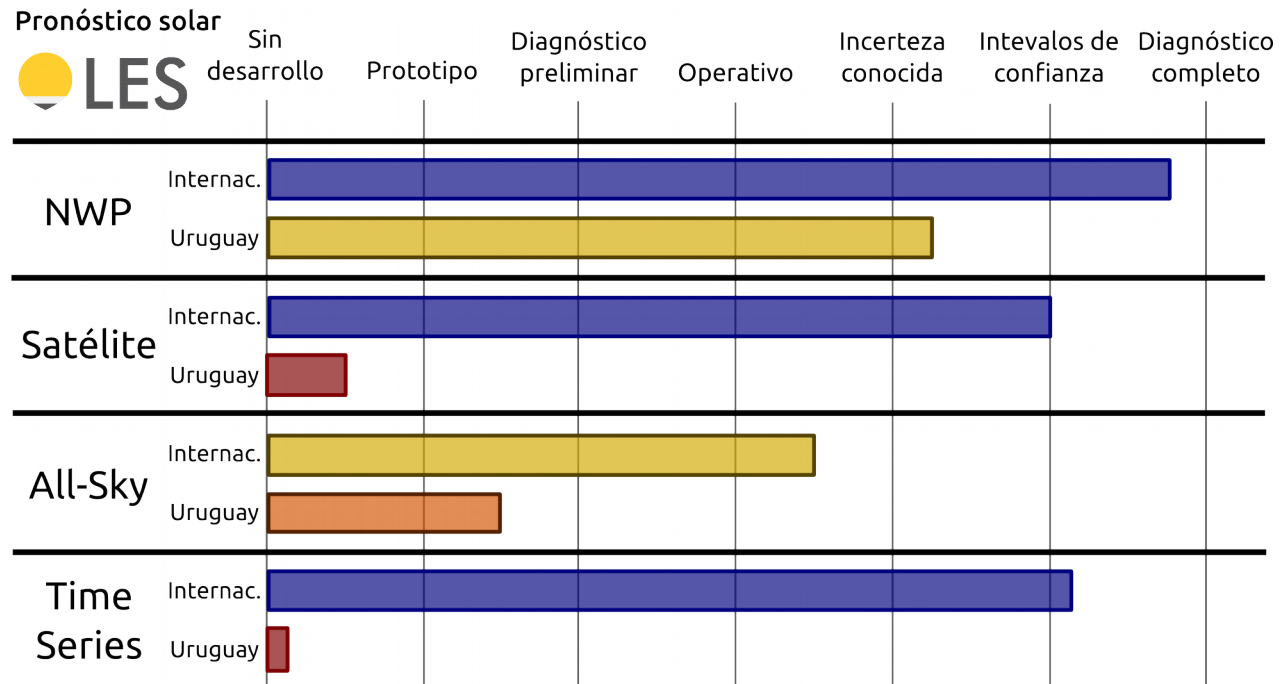


Fig. 47: grado de maduración de las técnicas del recurso solar en Uruguay y a nivel internacional. Figura realizada al mejor conocimiento del LES.

Una estrategia completa de pronóstico debe integrar distintas técnicas de predicción en un único sistema, aprovechando las fortalezas de cada una para cada horizonte temporal, escala espacial y condición atmosférica. Para poder combinarlas de forma óptima, previamente es necesario establecer cómo las técnicas de predicción responden a la variabilidad propia del recurso de la región o sitios de interés. El paso final es la confección de un sistema de pronóstico integrado, que es el objetivo actual de la comunidad científica que se desempeña en esta área.

6.3. Estudios relacionados: variabilidad

El desempeño de las técnicas de pronóstico se ve fuertemente afectado por la variabilidad local. En el presente año se ha iniciado el análisis de la variabilidad del recurso a corto plazo. Los estudios están centrados en entender la variabilidad para cortas escalas de tiempo (minutal, 10-minutal y horario) y

distintas escalas espaciales. Además de comprender la intermitencia para un sitio específico, se busca comprender cómo la distribución geográfica de la generación contribuye a filtrar esa variabilidad.

Si dos sitios geográficos están perfectamente correlacionados, la variabilidad conjunta será la misma que la de cada sitio. En cambio, si esta correlación es menor que 1, los sitios considerados en su conjunto tendrán menos variabilidad que cada uno por separado. Esta es la razón por la cual la variabilidad del recurso se filtra espacialmente: la correlación de la irradiancia solar entre dos sitios disminuye conforme se aumenta la distancia entre ellos. El caso más sencillo para entender como disminuye esta variabilidad es considerar las estaciones de a pares. En la Fig.48 se muestra como evoluciona la variabilidad del recurso conjunta de dos sitios en función de la distancia para el caso 10-minutal. Se consideraron los datos de la Red de Medida Continua de Irradiancia Solar (RMCIS, <http://les.edu.uy/rmcis/>) del LES y de la red de medida de UTE. Se analizaron 3 indicadores de variabilidad: la variabilidad promedio, la variabilidad del 5% menos probable de las fluctuaciones (las fluctuaciones más altas) y el peor caso (el 1% menos probable). Como se observa en la Fig.48, el efecto del filtrado espacial ya es casi completo para distancias del orden de 100 km. Se observa que las fluctuaciones promedio son poco filtradas. Éstas se reducen de 95 W/m² a 70 W/m², obteniéndose una reducción del orden del 26%. Esta reducción es compatible con el resultado de que la variabilidad promedio conjunta de dos series no correlacionadas debería disminuir en un factor $1/\sqrt{2}$ (30%). Para las grandes fluctuaciones, que son las que se quieren filtrar, se observan reducciones mayores. Para el caso del 5% menos probable las fluctuaciones se reducen desde 370 W/m² a 245 W/m² (reducción del 34%). Las peores fluctuaciones se reducen más en términos absolutos, desde 730 W/m² a 480 W/m², pero igual en términos porcentuales (34%). Este análisis es para 2 sitios, y se debe generalizar al caso de N sitios distribuidos.

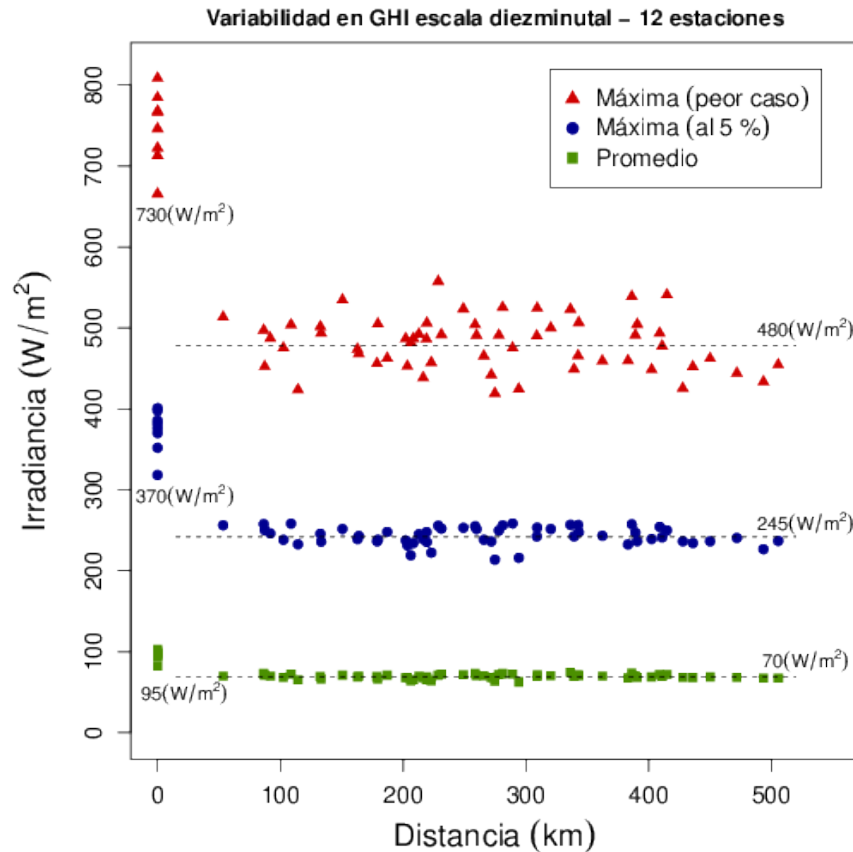


Fig. 48: Disminución de la variabilidad 10-minutal con la distancia.

6.4. Proyecciones a corto y mediano plazo en Uruguay

El desarrollo de la capacidad de pronóstico debe acompañar las necesidades de los operadores de la red. En la actualidad los esfuerzos están centrados en reducir la incerteza del pronóstico diario y profundizar el desarrollo del pronóstico a corto plazo. Esto permitirá al Despacho Nacional de Carga optimizar la planificación semanal (pronóstico diario) e intra-día (pronóstico de 1 a 6 horas). El pronóstico a muy corto plazo (minutal o 10-minutal) permite anticipar fluctuaciones del recurso a cortas escalas de tiempo. La variabilidad a estas escalas debe estudiarse en el contexto de su impacto sobre la red, especialmente cuando un conjunto de plantas se encuentran distribuidas espacialmente. Esta variabilidad se reduce al distribuir los puntos de generación PV en el territorio. Cuantificar y entender esta reducción es parte de los trabajos en desarrollo. En lo siguiente se presenta una visión de las metas planteadas en el corto plazo (2 años) y las proyecciones a

mediano plazo (a 5 años) hacia un sistema al estado del arte para el pronóstico de energía solar.

6.4.1) Metas al corto plazo

- Diagnosticar el desempeño de la persistencia ante la variabilidad local del recurso. Conocer sus indicadores de desempeño para su utilización minutal, 10-minutal, horaria y diaria, discriminando por condiciones de nubosidad.
- Terminar los estudios en curso sobre la variabilidad del recurso a escala minutal, 10-minutal y horaria. Realizar los estudios a nivel del recurso solar y de generación PV.
- Tener un diagnóstico del pronóstico NWP ante la variabilidad local del recurso, conociendo su incerteza para los horizontes de pronóstico intra-día y a 5 días en adelante, discriminando por nubosidad.
- Desarrollar un sistema de pronóstico por satélite con incerteza conocida. Se espera contar con el pronóstico operativo en el sitio: <http://les.edu.uy/satelite/>.
- Releva la incerteza de los pronósticos por cámaras de cielo para horizontes de 1 a 30 minutos.
- Iniciar el desarrollo de las series temporales como técnica de pronóstico. Este desarrollo tiene especial relación con el desarrollo de un sistema de pronóstico integral.

6.4.2) Metas al mediano plazo

Como ya se mencionó, la meta a mediano plazo es la construcción de un sistema de pronóstico integral, que combine las distintas técnicas en un único sistema de pronóstico orientado al despacho de la energía eléctrica y establecimiento de los precios de venta. El tronco principal de este sistema sería el que actualmente se utiliza en el mundo [11,18]: el pronóstico NWP para escalas mayores a 6 horas y el pronóstico por satélite para escalas menores a 6 horas, y su combinación. Este tronco se puede complementar por cámaras de cielo para escalas hasta 30 minutos. Las series temporales tienen un rol integrador de todas las técnicas, en tanto pueden ser incorporadas en todas las escalas de tiempo mejorando la incerteza de los pronósticos. La combinación óptima de estas técnicas en las zonas donde se solapan (ver Fig.46), depende de la relación entre su incerteza y las condiciones atmosféricas imperantes al momento del pronóstico. Para poder combinarlas previamente se debe diagnosticar estos aspectos para cada una por separado, llegando

al grado de maduración de al menos “incerteza conocida” (ver Fig.47).

En Uruguay existen algunas condiciones dadas para plantearse al mediano plazo la construcción de un sistema de estas características. Por ejemplo, los pronósticos NWP ya están operativos, existe experiencia previa en el manejo de imágenes de satélite para estimar el recurso solar [19,20] y en todas las plantas PV del país se registran medidas del recurso solar de alta calidad y otras variables meteorológicas, además de la energía entregada a la red. El país cuenta además con 2 redes de medida a escala nacional que miden el recurso solar y cuya densidad conjunta tiene una distancia promedio del orden de 200km. No obstante, existe bastante camino por recorrer. El siguiente listado es una guía de grandes hitos que, en nuestra opinión, se deberían recorrer para apuntar a un sistema de pronóstico del recurso solar al estado del arte en Uruguay.

- Consolidación del sistema de pronóstico NWP con capacidad de cómputo y almacenamiento adecuada y dedicada. Desarrollo de su integración con series temporales para escalas mayores a 6 horas.
- Consolidación del sistema de pronóstico por satélite con capacidad de recepción y almacenamiento adecuada y dedicada. Conocer su incerteza e intervalos de confianza. Para la operación de este sistema se está adquiriendo un sistema de recepción de bajo costo de la red de distribución GeoNetCast (<http://www.geonetcastamericas.noaa.gov/>). Esta capacidad de recepción puede no ser suficiente para operar el sistema de forma confiable.
- Desarrollar sistemas de pronósticos en base a series temporales para su integración con el pronóstico por satélite para los horizontes de 1 a 6 horas, y con los pronósticos NWP para 6 horas en adelante.
- Desarrollar un sistema operativo de cámaras de cielo con incerteza conocida. Alcanzar el estado del arte de esta tecnología incipiente.
- Desarrollar un sistema de pronóstico integral, combinando todas las técnicas en un único sistema de pronóstico.

7. Conclusiones generales y recomendaciones.

Del conjunto de trabajos desarrolladas con objeto de estudiar la complementariedad de los recursos surge claramente que el mix eólico-solar logra ser una fuente de energía mejor en cuanto a su disponibilidad que cada una de ellas por separado. Es notorio el comportamiento captado por el ciclo diario en cuanto a una reducción de la producción eólica en los días de fuerte producción solar.

Como se analizó en la sec.3.7, en caso de continuar bajando el precio relativo de la energía solar respecto del resto de las tecnologías, la expansión óptima se incorpora una mayor cantidad de este recurso, un poco menos de energía eólica y retrasa claramente la necesidad de incorporar respaldo térmico como evidencia en la Fig.16; resultado que confirma una vez más la importancia de la complementariedad entre los recursos eólico y solar. En base a los resultados, se puede afirmar que es posible realizar la expansión en forma eficiente durante las próximas tres décadas en base a energía solar, eólica y proyectos con capacidad de filtrado

Respecto de la valorización de los efectos de filtrado de las intermitencias en base a una central de bombeo las Fig.28 y 30 muestran que en los planes de expansión óptimos no ingresan hasta 2031 y 2030 respectivamente.

Sobre las estrategias de largo plazo del expansión del sistema eléctrico se recomienda profundizar en el modelado de la integración regional, por considerarse que puede ser el gran cambio en el futuro con consecuencias importantes sobre las decisiones de expansión.

En cuanto al modelado del sistema uruguayo en si se entiende importante profundizar en el modelado de la Demanda eléctrica incorporando a los modelos de operación y planificación la variabilidad con la temperatura y su dependencia con los recursos de generación.

Como acciones a futuro cabría también analizar el efecto sobre la expansión del sistema que tendría la incorporación masiva a pequeña escala de energía solar fotovoltaica.

8. Referencias.

- [1] Complementariedad de las Energías Renovables en Uruguay y valorización de proyectos para el filtrado de su variabilidad. REPORTE FINAL REF: INE /ENE/RG-T1886-SN5. (Consultoría de complementariedad de recursos DNE Etapa 1).
- [2] Análisis de complementariedad de los recursos eólico y solar para su utilización en la generación eléctrica en gran escala en Uruguay. INFORME FINAL Febrero de 2016 – Montevideo Uruguay. (Consultoría de complementariedad de recursos DNE Etapa 2).
- [3] Skamarock, W. C., and Coauthors, 2008: A Description of the Advanced Research WRF Version 3. NCAR Technical Note NCAR/TN-475+STR.
- [4] EPIA publication. Connecting the Sun: Solar Photovoltaics on the road to large-scale grid integration. Full Report, European Photovoltaic Industry Association, September 2012.
- [5] IEA publication. Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy, 2014 edition.
- [6] IEA publication. Trends 2015 in photovoltaic applications. Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2014. Report IEA-PVPS T1-27:2015. ISBN 978-3-906042-37-4.
- [7] R.H.Inman, H.T.C. Pedro, C.F.M. Coimbra. Solar forecasting methods for renewable energy integration, Progress in Energy and Combustion Science, Vol.39, Issue 6, Pag.535-576.
- [8] M.Diagne, M.David, P.Lauret, J.Boland, N.Schmutz. Review of solar irradiance forecasting methods and a proposition for small-scale insular grids. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol.27, Pages 65-76.
- [9] J.Antonanzas, N.Osorio, R.Escobar, R.Urraca, F.J.Martinez-de-Pison, F.Antonanzas-Torres. Review of photovoltaic power forecasting, Solar Energy, Vol.136, Pag.78-111.
- [10] C.F.M. Coimbra, J.Kleissl and R.Marquez. Chapter 8 - Overview of Solar-Forecasting Methods and a Metric for Accuracy

Evaluation, In Solar Energy Forecasting and Resource Assessment, Academic Press, Boston, Pag.171-194.

[11] R.Perez and T.E.Hoff. Chapter 10 - SolarAnywhere Forecasting, In Solar Energy Forecasting and Resource Assessment, edited by Jan Kleissl,, Academic Press, Boston, 2013, Pag.233-265.

[12] Heinemann D., Lorenz E., Girodo M. (2006). Forecasting of solar radiation. In: Solar energy resource management for electricity generation from local level to global scale. Nova Science Publishers; 2006. p. 223-33.

[13] Pérez R., Kivalov S., Schlemmer J., Hemker K., Renee D. y Hoff T.E. Validation of short and medium term operational solar radiation forecast in the US. Solar Energy 84, 2010, 2161-2172.

[14] E. Lorenz, D. Heinemann. Prediction of solar irradiance and photovoltaic power. In: Comprehensive Renewable Energy, Elsevier, vol. 1, 239-292.

[15] P.Mathiesen, J.Kleissl and C.Collier, Chapter 14 - Case Studies of Solar Forecasting with the Weather Research and Forecasting Model at GL-Garrad Hassan, In Solar Energy Forecasting and Resource Assessment, Academic Press, Boston, 2013, Pag.357-382.

[16] C.Porrini, A.Gutiérrez, G.C.Boezio, G.Hermida, D.Oroño and M.Puppo. Development of a Model Output Statistic and implementation of an operational solar photovoltaic energy forecast model based in WRF. Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), 2015 IEEE PES, Montevideo, 2015, pp. 248-253.

[17] M.Caldas. Sistema todo-cielo para la detección y procesamiento de bólidos y determinación de fracción de nubosidad diurna. Tesis de maestría en Física. Tutor: G.Tancredi.

[18] J.Kühnert, E.Lorenz and D.Heinemann, Chapter 11 - Satellite-Based Irradiance and Power Forecasting for the German Energy Market, In Solar Energy Forecasting and Resource Assessment, Academic Press, Boston, 2013, Pag.267-297.

[19] R.Alonso Suárez, G.Abal, P.Musé, R.Siri. Satellite-derived Solar Irradiation Map for Uruguay, Energy Procedia, Volume 57, 2014, Pages 1237-1246.

- [20] R. Alonso Suárez, G. Abal, R. Siri, P. Musé. Brightness-dependent Tarpley model for global solar radiation estimation using GOES satellite images: Application to Uruguay, Solar Energy, Vol.86, Issue 11, November 2012, Pag.3205-3215.
- [21] Hermes Chipp, Marcelo Prais, Alberto Sergio Kligerman, Maria Helena Teles de Azevedo, Luiz Augusto Lattari Barretto, Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, Jorge Cabrera, Ana Casulo. Estabelecimento das condições para determinação dos benefícios da integração elétrica entre o Brasil e o Uruguai. Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, XII SEPOPE. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, page SP094 - 2012.
- [22] (2013) Memoria final proyecto ANII-FSE2009-18 "Mejoras a la plataforma SimSEE".
http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/anii_fse_2009_18/memoria_fse_2009_18_MejorasSimSEE.pdf
- [23] (nov.2015) Lazard Levelized Cost of Storage Analysis.
<https://www.lazard.com/media/2391/lazards-levelized-cost-of-storage-analysis-10.pdf>
- [24] Photovoltaic System Pricing Trends. SunShot, U.S. Department of Energy. Historical, Recent, and Near-Term Projections 2014 Edition. <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/62558.pdf>
- [25] Lazard (2015). Levelized Cost of Storage Analysis - Version 1.0.
- [26] R.Chaer (2015) Fundamentos del modelado CEGH de procesos aleatorios DOI: 10.13140/RG.2.1.4637.8081
- [27] R.Chaer (2010) Manual de usuario de AnalisisSerial.
http://simsee.adme.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_4/SimSEE_mu5_Analisisserial.pdf