



IE- FING – UDELAR (Instituto de Ingeniería Eléctrica – Facultad de Ingeniería – Universidad de la República Oriental del Uruguay.) - URUGUAY
UTE (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas.) - URUGUAY
Montevideo – Uruguay – 29 de mayo de 2014.

Planificación de las inversiones en generación del Uruguay 2020-2040.

Autores:

Ing. Eliana Cornalino.

(UTE, Especialista en eólica)

Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla

(UTE, Presidente)

Cargo: Presidente de UTE

MSc. Ing. Ruben Chaer

(IIE-FING-UDELAR, Profesor Adjunto Depto. de Potencia).

Ec. Daniel Larrosa

(UTE, Asesor de Presidencia).

PALABRAS-CLAVE: Eólica Solar Simulación Renovables Planificación.

Código de sub-tema: G2-2

DATOS DE LA EMPRESA:

UTE-Presidencia, PARAGUAY 2431.

Código Postal: 11800.

Teléfono: (598) 22002015

Email: rchaer@simsee.org, ecornalino@ute.-com.uy, presidencia@ute.com.uy

1. Introducción.

Durante los años 2009 y 2010 se diseñó el “Plan óptimo de Inversiones en Generación” (ver [1] y [2]) resultados que se utilizaron para impulsar la incorporación de energía eólica en gran escala y de la confirmación de la realización de una planta de ciclo combinado actualmente en construcción. Esos estudios se realizaron utilizando la plataforma de Simulación

de Sistemas de Energía Eléctrica – SimSEE [3].

Asimismo, con el plan de inversiones antes mencionado en marcha, se ha consolidado en estos años un nuevo escenario de generación caracterizado por la incorporación durante 2014 y 2015 de una significativa cantidad potencia eólica así como por el alto grado de respaldo térmico asegurado por la instalación del ciclo combinado actualmente en desarrollo.

Con este nuevo contexto, el presente trabajo plantea un análisis de posibles caminos para la expansión del sistema eléctrico en el horizonte 2020 – 2040.

En cuanto a las mejoras incorporadas a SimSEE se destaca por un lado la actualización de los modelos en base a la mayor cantidad de información disponible. (series de mayor duración e instalación de nuevas estaciones de medida). Por otro lado se cuenta hoy en día con un modelado del recurso solar que no había sido tenido en cuenta en estudios anteriores y que ahora permite incorporar la modelación de centrales solares fotovoltaicas de gran porte para la optimización del plan de inversiones. Todas estas mejoras fueron realizadas en el marco del proyecto de investigación ANII-FSE-1-2011-1-6552 “ModeladoAutoctonasEn-SimSEE” del fondo Sectorial de Energía de la Agencia Nacional de Investigación e Innovación ANII.

Con el escenario esperado para el año 2016 y el con proyecciones del crecimiento de la demanda, los precios de las tecnologías y de los costos de los combustibles se llevó a

cabo la optimización del plan de inversiones y se presentan los resultados.

2. Plan óptimo 2020-2040.

Para la optimización del plan de inversiones se utilizó la herramienta OddFace (ver capítulo VI de [4]). Esta herramienta es una versión mejorada de la utilizada en 2010 (ver [1]) por los autores para el mismo propósito. La optimización llevó 15 días en el equipo HPC (equipo de Computación de Alto Desempeño por sus siglas en Inglés) utilizando en promedio 120 nodos de cálculo durante 15.

El conjunto de hipótesis utilizadas se deta-

más barata (ciclo combinado con gas natural) permite tener estos excedentes con ganancia económica.

Como se puede apreciar, la energía solar comienza con los 200 MW actualmente en construcción y no tiene nuevas incorporaciones hasta el año 2029 en que pasa a ser conveniente su instalación. Se instala energía solar, a pesar de ser más cara que la eólica, por la complementariedad que tienen los recursos.

También se aprecia que luego del ciclo combinado actualmente en construcción no se justificaría un nuevo ciclo hasta el año 2032 en que se instala uno de 180 MW y luego en el 2038 donde se instala un segundo módulo de 180 MW. En el horizonte analizado se instalarían 360 MW de turbinas aero-derivadas en

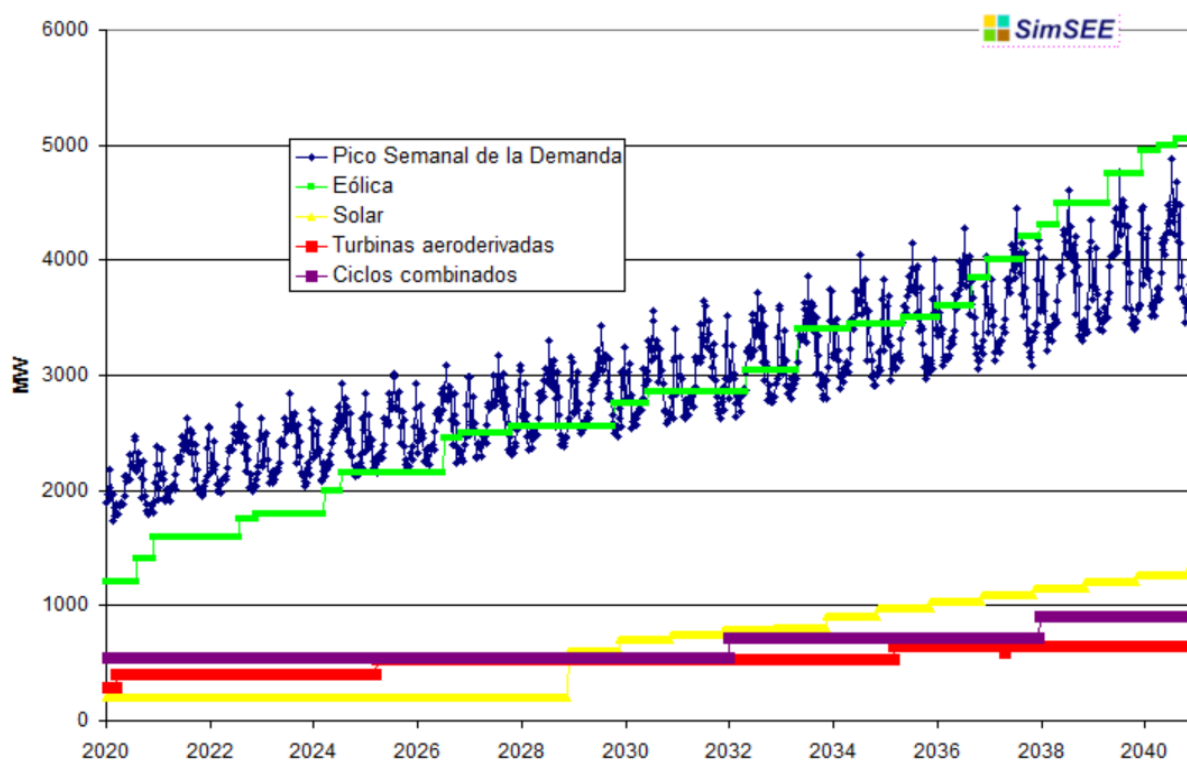


Fig. 1: Plan óptimo Uruguay 2020-2040 MW instalados por tecnología

llan en la sección 3. La expansión óptima resultante es la que se resume en la Fig. Error: no se encuentra la fuente de referencia Mostrando la capacidad instalada por cada tecnología.

Como se puede apreciar, la potencia eólica instalada supera el valor del pico de potencia de la demanda. Esto es así porque al ser la eólica el recurso más barato, el optimizador encuentra conveniente instalar eólica aunque pueda llegar a desaprovechar parte de su producción (con esto se tendrá vertimiento eólico) dado que el margen entre el valor de la energía eólica y el variable de la central térmica

base a Gas Natural adicionales a los 288 MW ya instalados en Punta del Tigre.

2.a) Sensibilidad al precio de la energías Solar.

Se re-optimizó el plan de expansión bajando el precio de la energía solar fotovoltaica de los 94 USD/MWh usados en el caso base a 69 USD/MWh equiparando así su valor con el de la eólica. La Fig.2 muestra la capacidad instalada por año en el caso "base" y en el

caso “solar69” correspondiente a la sensibilidad analizada. Como era de esperar se incrementa la instalación de plantas solares y disminuye la de energía eólica.

3. Hipótesis.

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 Aeroderivativas o Plantas solares Fotovoltaicas siempre que estos proyectos no impliquen el desarrollo del sistema de transmisión de 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 la 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 producir 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 2020-2040.

Las variables principales que mueven el sector son:

- La Demanda Eléctrica.
- El precio de las tecnologías.

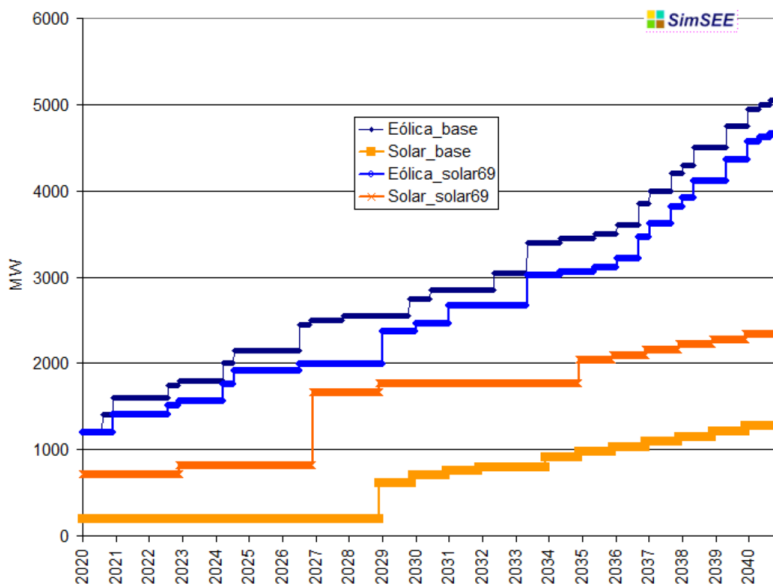


Fig. 2: Instalación de Eólica y Solar en el caso Base y en el caso Solar69

- El precio de los combustibles fósiles.
- El grado de integración regional.

3.a) 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 2016-2021 se prevé la incorporación de una demanda industrial excepcional estimada en 200 MW medios.

A los efectos de la planificación se supone que sobre la demanda, excluyendo los 200 MW industriales antes mencionados, que se mantiene el crecimiento de 3.5% acumulativo anual. En la Fig.3 se muestra la proyección utilizada.

La optimización del plan de inversiones se realiza equilibrando la oferta con la demanda, por lo cual, el resultado deberá ser interpretado en función del nivel de la demanda futura más que por la fecha de ingreso de inversiones resultante. Dicho en otras palabras, lo constante es la tendencia a mantener el equilibrio entre oferta y demanda por lo cual si la

demanda crece a un ritmo menor o mayor al supuesto, las inversiones se verán afectadas retrasando o acelerando su ingreso respectivamente.

Como se puede apreciar en la Fig.3 en el horizonte de estudio (2020-2040), la demanda industrial excepcional supuesta es equivalente a dos años de crecimiento de la demanda tradicional del sistema.

3.b) Tecnologías disponibles y tendencias.

Uruguay ya inició un camino hacia una matriz electro-energética diversificada y con una fuerte componente de energías autóctonas. Este camino se seleccionó por ser óptimo desde el punto de vista económico además de ser robusto frente a las variaciones de precios externas (ver [5] y [6]). El camino seleccionado excluye grandes centrales de base (esto es de funcionamiento continuo como podrían ser una central a carbón o una central nuclear). Esta exclusión está basada en el tamaño de Uruguay en el que una gran central en la base implicaría una vulnerabilidad importante frente a la una falla y también a que una gran central de base implicaría la no diversificación de las fuentes de energía y el aumento de la dependencia de un suministro externo al país. Además de estas dos restricciones, los precios de las tecnologías de base como el carbón y la nuclear no resultan competitivos con los precios de la energía eólica dada la capacidad del sistema hidroeléctrico de Uruguay de filtrar la variabilidad de dicho recurso.

También es un dato que Uruguay está en proceso de construcción de una planta regasificadora de GNL que estará operativa por lo menos durante el período de estudio. Esta planta tiene capacidad de producir 10 Mm³/día de Gas Natural (10 millones de metros cúbicos por día). Suponiendo que el consumo no-eléctrico creciera hasta 1 Mm³/día los restantes 9 Mm³/día son suficientes para alimentar 1500 MW de turbinas aeroderivadas de alta eficiencia (pensadas para uso en los picos) o 2000 MW de ciclos combinados con turbinas aeroderivadas para uso en la base.

Las tecnologías candidatas para la expansión son básicamente: Eólica, Solar, Biomasa, Ciclo Combinados a Gas Natural, Turbinas aeroderivadas de Gas Natural.

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

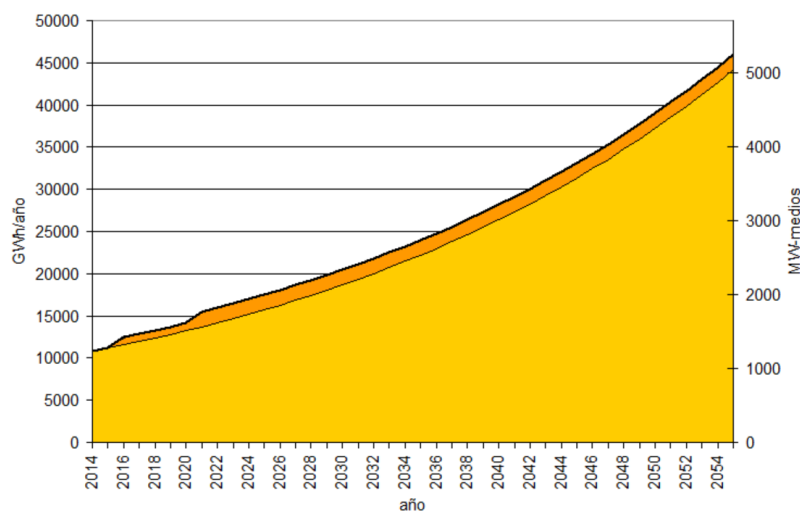


Fig. 3: Proyección de la demanda de electricidad Uruguay 2014-2055.

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 podría tener variaciones a la baja en la medida en que se continúen con las mejoras tecnológicas, si bien en el caso de la eólica parece haberse llegado a una maduración de la tecnología.

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 por lo tanto el precio de la energía eólica futura se estima en 69 USD/MWh incluyendo en la misma los costos de expansión del sistema de transporte.

Energía solar fotovoltaica.

Se supone un costo de expansión con esta tecnología de 94 USD/MWh. La tecnología solar fotovoltaica se encuentra en plena mejora de rendimientos y de procesos de fabricación por lo cual es de esperar que los precios continúen 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 90 USD/MWh resultado de los llamados realizados por UTE durante 2013 y que llevaron a la adjudicación de 196 MW en granjas solares del orden de los 50 MW cada una. El precio de 90 USD/MWh se considera un techo y que continuará mejorando en los siguientes años. De este valor aproximadamente 5 USD/MWh corresponden a costos de conexión a la red existente. Para los parques fotovoltaicos futuros habrá que prever expansión en el sistema de 500 kV y en las estaciones de transformación 500/150 por lo que se estima un costo de expansión del sistema de transporte de 14 USD/MWh. Suponiendo una mejora en los precios de la tecnología que lleve a 80 USD/MWh el costo de generación y 14 USD/MWh para el costo de expansión de la red se llega a un costo de generación de 94 USD/MWh.

A los efectos de la determinación del plan óptimo de inversiones se supondrá un valor de 94 USD/MWh y sobre el plan óptimo se analizará el efecto de suponer que el precio iguala a los 69 USD/MWh de la energía eólica.

Biomasa.

La generación en base a biomasa 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 básicamente 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. De instalarse una futura planta es previsible que inyecte del orden de 50 MW de excedentes en cuyo caso se deberá quitar del plan de inversiones la correspon-

diente energía de otra fuente. Como estas inversiones no son planificables por el sector eléctrico no se ha considerado una fecha para tal evento.

La generación en base a forestación dedicada a la generación eléctrica podría tener andamio en el corto plazo si la misma admite flexibilidad en el despacho a nivel de trasladar la energía de un año para el otro. Esta flexibilidad es necesaria para compensar la variabilidad de la generación Hidráulica. Si no fuese posible rentabilizar las centrales con esa modalidad, las mismas deberán esperar hasta que la demanda crezca lo suficiente como para poder seguir agregando energía despachada en la base. De acuerdo a consultas realizadas en el mercado y a las centrales actualmente en funcionamiento, esta tecnología necesitaría un pago por capacidad instalada de aproximadamente 60 USD/MWh disponible (calculado sobre el 85% de las horas del año para remunerar todos los costos fijos tanto de inversión como de O&M) y un pago por la energía entregada del orden de 60 USD/MWh para centrales del orden de los 40 MW. El costo variable se considerará 35% indexado a al precio del barril de petróleo Brent para reflejar los costos de flete.

El resultado es que a estos valores no habría expansión de biomasa en el horizonte analizado salvo que se considerara para su inserción externalidades como ser: aumento de la soberanía energética, reducción de volatilidad de costos por tratarse de un recurso autóctono, derrame sobre la economía por la cantidad de trabajo creado en relación a la cadena forestal y logística de transporte.

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.

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 de entre 450 y 550 USD/kW-instalado para turbinas de 120 MW con 38% de rendimiento. El costo variable no combustible se estima en 10 USD/MWh y los costos fijos de O&M en 2.5 USD/MWh.

Suponiendo que los costos fijos deben ser recuperados sobre un pago por disponibilidad calculado sobre el 85% de las horas del 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

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.

3.c) 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.

Sobre la evolución de los precios de los combustibles fósiles hay alta incertidumbre. La Fig.4 muestra la proyección según la EIA (2014 Early Release Overview, 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.

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. Estos precios son del orden de 20 USD/MMBTU y 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 ronda los 10 USD/MMBTU 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 4 USD/MMBTU y está dado por el valor del mercado conocido como HH (Henry Hub). La evolución de estos precios se muestra en la Fig.5.

Como se puede apreciar en la Fig.5 a partir del 2008 se experimenta una divergencia entre los precios de las tres grandes regiones. 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.

Además del suministro de Gas Natural a partir de la planta regasificadora, Uruguay está conectado por un gasoducto con Argentina lo que podría ser otra fuente de ingreso de Gas Natural al país si la Argentina vuelve a ser excedentaria en la producción de ese energético. 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.

En la actualidad se encuentran en plena negociación UTE y ANCAP con los potenciales proveedores de GNL para la planta regasificadora en proceso de construcción. Este sumi-

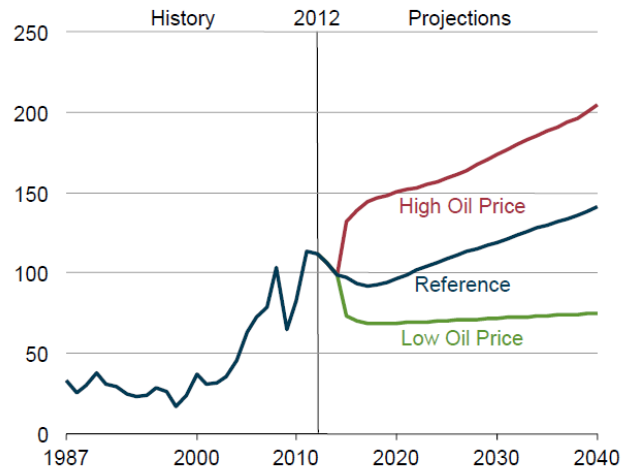


Fig. 4: Proyección del precio del Petróleo Brent (USD/bbl 2012)- (EIA EO2014 Early Release Overview)

nistro de GNL sustituirá en la mayor parte del tiempo el consumo de fueloil y gasoil por lo que la determinación de su precio y de las fórmulas de indexación son importantes para el período de estudio.

Si se toma como referencia las compras de GNL que han realizado Argentina y Brasil en los últimos dos años se tiene un rango de pre-

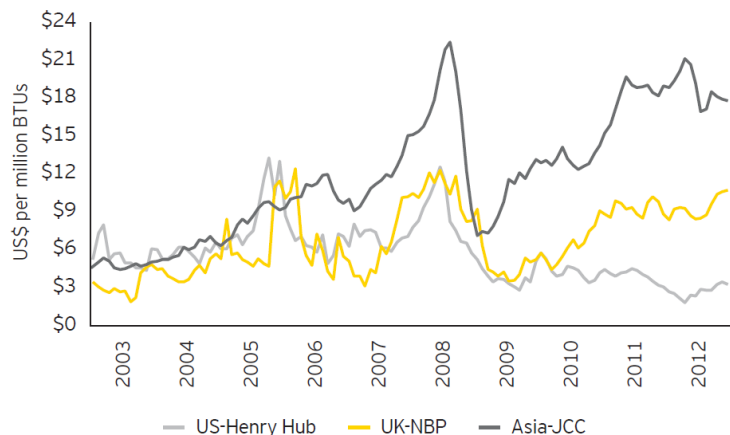


Fig. 5: Evolución del precio promedio mensual del Gas Natural por región. (fuente EIA+Thomson/Reuters)

cios muy amplios que van de 12 a 22 USD/MMBTU en compras Spot. Para el suministro de GNL para la planta regasificadora se está buscando un contrato de largo plazo por lo que es de esperar que se obtengan precios más cercanos a los 12 USD/MMBTU, a costa de agregar inflexibilidades como com-

promisos del tipo Take Or Pay que implican un costo adicional.

A los efectos de las simulaciones se supondrá que el gas está disponible en Uruguay a partir de mediados de 2015 a un precio para la generación eléctrica de 15 USD/MWh incluyendo costos de logística y regasificación. Este valor se supondrá indexado 100% con la proyección del barril de petróleo Brent.

El barril de petróleo Brent se modelará como un proceso estocástico que imprime la variabilidad histórica del precio con la proyección del escenario de "Referencia" de la Fig.4.

3.d) Integración regional.

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 bi-nacional 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 90 USD/MWh según la situación de los países). Asimismo, en los que se refiere a los excedentes hidráulicos turbinables de la hidroeléctrica Salto Grande, por el "Acuerdo de Interconexión" entre ambos países dichos excedentes son vendidos a la mitad del precio spot del país importador. 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). A los efectos del modelado para la planificación de inversiones se supondrá que Argentina ofrece hasta 300 MW de centrales térmicas con un costo variable medio de 350 USD/MWh (incluyendo el margen exportador) y que dicho costo variable está indexado 100% con el barril de petróleo. Para represen-

tar que dicha potencia está disponible en forma aleatoria y permanece indisponible por períodos del orden del par de meses, se modelará con un factor de disponibilidad fortuito de 0.5 y con un tiempo esperado de reparación (una vez que está indisponible) de 60 días.

En cuanto a la exportación de energía, se supondrá que Argentina compra hasta 300 MW de excedentes a un precio de 15 USD/MWh (estimación de la mitad de su precio spot calculado con disponibilidad de gas natural para todo su parque térmico generador y con el gas a 2 USD/MMBTU usado como referencia para la determinación de ese precio en Argentina).

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 construida 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 convertidora de 70 MW no han sido fluidos, pero cada vez que los sistemas se han encontrado en dificultades se han activados intercambios previa acción a nivel ministerial. En la actualidad se está en negociaciones (a nivel ministerial) para llegar a un Acuerdo de Integración que permita un mejor uso de las capacidades de ambos sistemas.

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 hidráulicidad de sus centrales hidroeléctricas. El estudio [7] muestra una estimación de los beneficios de integración y muestra una forma de modelado de los intercambios. El mismo modelado de la referencia es el utilizado en este estudio.

A los efectos de la planificación de inversiones se supondrá que los mercados están separados por un margen exportador de 300 USD/MWh. Luego de obtenido el plan óptimo se realiza una simulación con un margen exportador de 60 USD/MWh a los efectos de mostrar como cambiarían los despachos de las diferentes fuentes en ese escenario.

3.e) Sobre las variaciones de las energías Eólica y Solar integradas en gran escala.

En el inicio del cambio de la matriz energética del Uruguay y para las decisiones de incorporación de grandes cantidades de energía eólica se realizaron análisis caracterizando la variabilidad de la energía eólica y la necesidades que implica para el sistema el filtrado de dicha variabilidad (Ver [8], [9]).

Como resumen relevante al nivel de las consideraciones del presente trabajo se resalta que si no se tienen en cuenta las eventuales restricciones de la red de transporte, la variabilidad de las renovables se ve rápidamente fil-

trada por la distribución geográfica de las plantas generadoras. Esto lleva a que las variaciones que son relevantes son las que suceden en el orden de horas y no las variaciones más rápidas.

En cuanto a la consideración de las restricciones de red, se desarrolló un módulo de flujo de cargas que se integró al simulador energético (ver [10]). Ese módulo fue utilizado en estu-



Fig. 6: Futuro anillo de 500 kV.

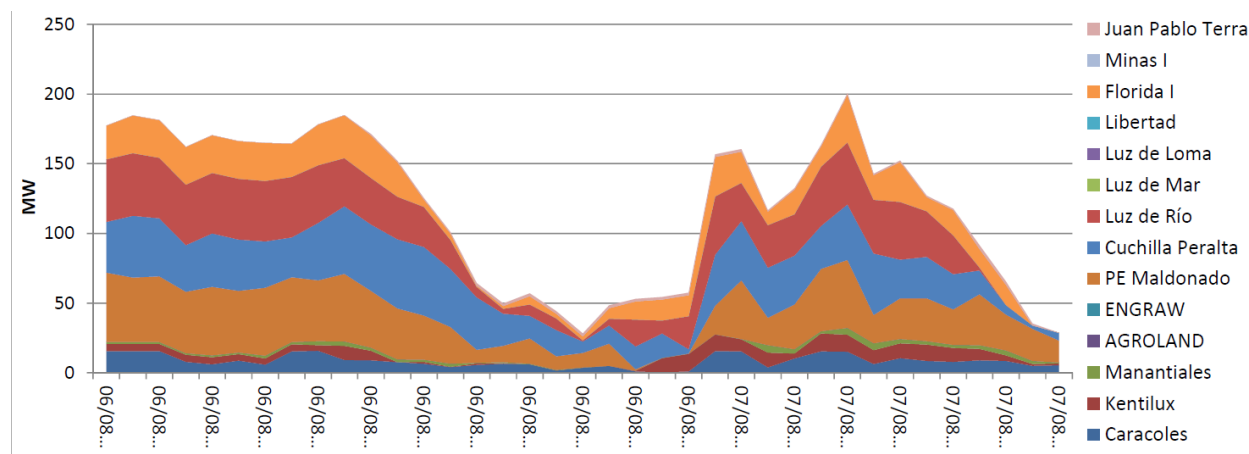
dios realizados en 2012 y 2013 para la determinación de los posibles nodos de conexión de los primeros 200 MW de origen fotovoltaico modelando conjuntamente dichos parques con los ya decididos 1200 MW de energía eólica en el sistema. Para el largo plazo, foco del presente trabajo, el sistema de transporte de Uruguay estará mejorado notablemente por estar en curso la construcción de una línea de 500 kV entre Melo y Tacuarembó y está planificado la construcción de otra línea de Tacuarembó a Salto Grande cerrando así un anillo de 500 kV. Este anillo de 500 kV facilitará la conexión de nuevos proyectos de generación distribuida permitiendo acceder a un sistema de transporte fuerte prácticamente en cualquier parte del país. El mapa de la Fig.6 muestra cómo quedará el sistema de transporte futuro.

Dada esta planificación del sistema de transporte que facilitará la integración de la generación distribuida, a los efectos de este trabajo no se consideraron restricciones en el sistema de transporte. Los valores considerados para la energía eólica y solar tienen en consi-

deración costos de conexión al futuro sistema de transporte.

En base a costos de referencia de 0.3 MUSD/km de línea de 500 kV con capaci-

Estas estimaciones corresponden a suponer que del total instalaciones necesarias, el 50% es atribuible al propio crecimiento de la demanda y que sería necesario sea cuál sea

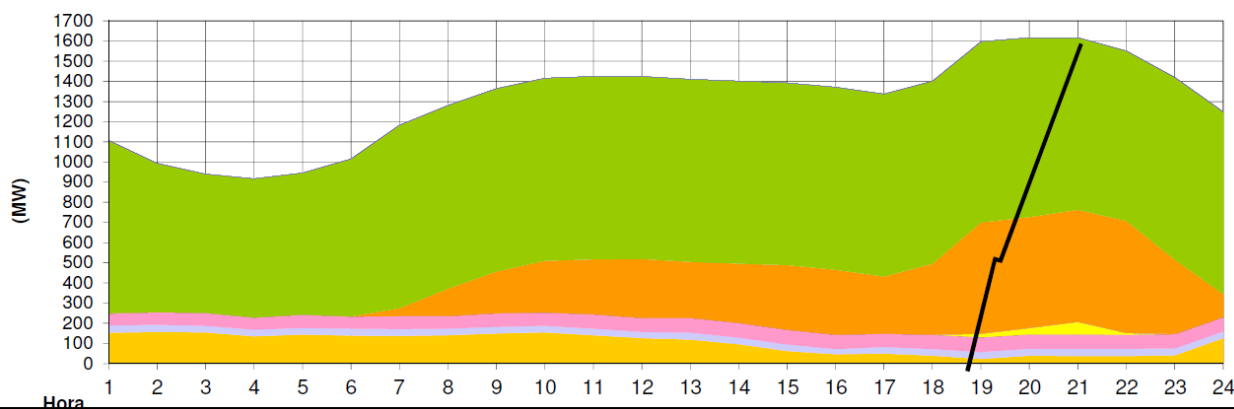


dad de transporte de 1000 MW, 0.2 MUSD/km de línea de 150 kV con capacidad de transporte de 250 MW y costo de por estación de 500 kV con transformación a 150 kV de 10 MUSD se realizó una estimación del costo de expansión de la red para las diferentes tecnologías. Para realizar la estimación se distribuyeron 5000 MW de capacidad instalada y se consideró que la demanda crece con la misma distribución geográfica actual (50% en Montevideo y alrededores) requiriendo para la evacuación de los 5000 MW distribuidos de 1500 km de líneas de 500 kV y 1500 km de líneas de 150 kV resultando los siguientes costos de expansión según la tecnología:

- 9 USD/MWh generado para energía Eólica.
- 14 USD/MWh generado para energía Solar.

la fuente de generación y sobre el 50% restante, que las instalaciones eólicas y nuevas plantas de generación térmica participan de los 1500 km de 500 kV y de los 1500 km de 150 kV. En el caso de los parques fotovoltaicos se supone que participan del sistema de 500 kV pero que solo participan de 200 km de los 1500 km del sistema de 150 kV por ser más sencillo seleccionar la ubicación de los emprendimientos.

Durante este año se están instalando en forma acelerada varios de los emprendimientos que resultaron adjudicados en las diferentes licitaciones realizadas por la empresa UTE en el marco de los decretos promocionales de la DNE. A la fecha hay aproximadamente 350 MW de eólica ya instalados (día a día se



4.8 USD/MWh puesto a disposición para las Turbinas Aeroderivativas y Ciclos Combinados.

van incorporando nuevos molinos). Esto permite ya verificar que efectivamente las variaciones más rápidas que la hora no son signifi-

cativas a los efectos de la operación del sistema.

La Fig.7 (fuente: Situación Energética 7/8/2014, informe diario emitido por UTE), permite apreciar, en forma gráfica, la variabilidad horaria del conjunto. También, teniendo en cuenta que en base a las dimensiones del territorio del Uruguay y a la ubicación de los parques, es posible predecir con horas de anticipación cuales serán las variaciones en los diferentes parques eólicos. Esto permite tomar acciones de control al operador del sistema como decidir el encendido/apagado de diferentes máquinas del parque térmico si la reserva hidráulica no fuera suficiente para absorber la variación.

La penetración en gran escala en Uruguay tendrá como principal consecuencia, desde el punto de vista de la operación, una modificación en la "demanda neta" a cubrir. La Fig. 8 (fuente: Situación Energética 7/8/2014, informe diario emitido por UTE) muestra como se cubrió la demanda del día 6 de Agosto de 2014.

El color naranja claro de más abajo corresponde a la generación del conjunto de parques eólicos. Si se resta de la Demanda del sistema (suma de todas las áreas en la figura) la generación eólica, se tiene la demanda neta. En el

eólica fue mayor en el Valle (mínimo de la Demanda en las horas de la madrugada) que en el Pico (horas de máximo de la Demanda entre las 19 y las 21h) y por lo tanto la Demanda Neta tiene un aspecto similar a la Demanda del sistema. Pero esta coincidencia puede no darse y en el futuro con más renovables en el sistema se verificará que la Demanda Neta (que es la que hay que cubrir con la generación hidráulica y térmica) podrá tener picos y valles en diferentes horas del día requiriendo una operación con más "movimiento" que la tradicional, pero no un "stress" de control como podría ser el requerido para filtrar variaciones intra-horarias grandes.

La Fig.9 muestra el promedio horario de la potencia generada por el conjunto de granjas eólicas de Uruguay desde abril a octubre de 2014. Se nota el crecimiento de la generación debido principalmente a que se están incorporando día a día nuevos parques. En la misma curva se muestra el desvío diezminutal calculado como la potencia instantánea menos el promedio horario centrado en dicha muestra. Se puede apreciar que el desvío es inferior a los +/- 25 MW con probabilidad alta y que no crece en igual proporción que la generación lo cual es coherente con que al incorporarse nuevos parques se aumenta el filtrado por el efec-

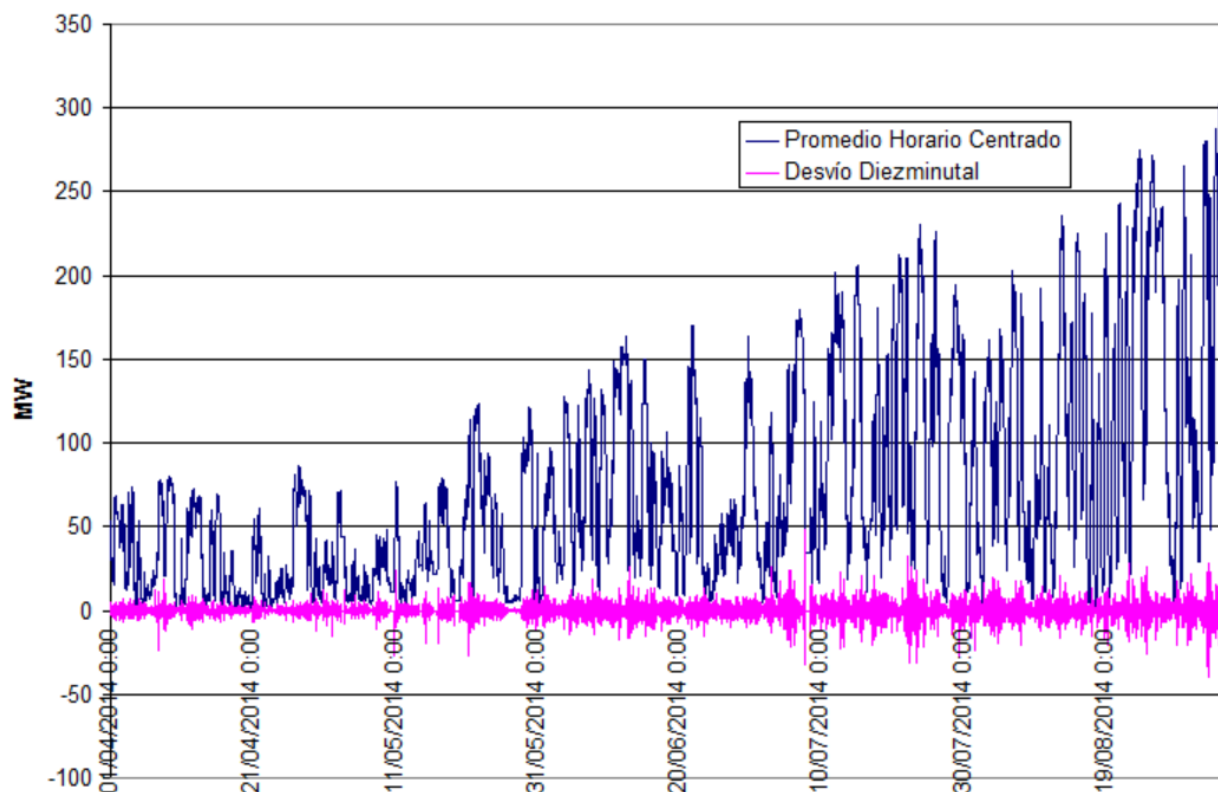


Fig. 9: Producción eólica promedio horaria y desvío diezminutal. Uruguay. Abril-Agosto 2014.

caso de la figura, coincide que la generación to de distribución geográfica de la generación.

3.f) Moneda, tasa de actualización y consideraciones generales.

Todos los valores de este informe están en dólares estadounidenses de Junio de 2014 salvo se indique expresamente otra cosa.

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

Referencias

- [1] Ruben Chaer, Gonzalo Casaravilla, Optimización genética aplicada a la planificación de inversiones de generación eléctrica, Montevideo, Uruguay. - 2010, Encuentro de Potencia, Instrumentación y Medidas, EPIM, <http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2010/CC10/CC10.pdf>
- [2] Marisa León, Nicolás Castromán, Daniel Larrosa, Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, Planificación de las inversiones de generación eléctrica con control de la volatilidad de los costos anuales de abastecimiento., Apr.2011, Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía, 3ero. ELAEE 2011. Buenos Aires, Argentina., <http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2011/LCLCC11/LCLCC11.pdf>
- [3] Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, Pablo Alfaro, SimSEE : Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica, 2008, Proyecto PDT 47/12.vTechnical Report 7, Universidad de la República (Uruguay). Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería Eléctrica, <http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2008/CCA08a/CCA08a.pdf>
- [4] Chaer et al., Mejoras al la Plataforma SimSEE, 2013, Proyecto AII-FSE2009-18, http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/anii_fse_2009_18/memoria_fse_2009_18_MejorasSimSEE.pdf
- [5] Ruben Chaer, Gonzalo Casaravilla, Optimización genética aplicada a la planificación de inversiones de generación eléctrica, 2010, Encuentro de Potencia, Instrumentación y Medidas, EPIM 10. Montevideo, Uruguay, <http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2010/CC10/CC10.pdf>
- [6] Eliana Cornalino, Ruben Chaer, Gonzalo Casaravilla, Planificación de las inversiones de generación en Uruguay. Costo, Riesgo y Soberanía, 2013, Proceedings of the 4th ELAEE, April 8-9, 2013 - Montevideo - Uruguay, http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2013/CCC13/ELAEE2013p381_CORNALINO_CASARAVILLA_CHAER_PlanifSoberania.pdf
- [7] 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, 2012, Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, XII SEPOPE. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, page SP094, <http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2012/CPKABCCCC12/CPKABCCCC12.pdf>
- [8] Eliana Cornalino, Daniel Larrosa, Ruben Chaer., Requerimiento de reserva rotante de los primeros 600 MW eólicos a integrar al Sistema Eléctrico del Uruguay, 2011, Revista de la Asociación de Ingenieros del Uruguay, Number 63, page 8--10,
- [9] Cornalino E., Coppes, E., Chaer R., Modeling and simulation of the electricity generation system of Uruguay in 2015 with high penetration of wind power, 2012, Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), 2012 Sixth IEEE/PES. Digital Object Identifier: 10.1109/TDC-LA.2012.6319143, <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6319143>

[10] Ruben Chaer, Enzo Coppes, M. Forets, A. Rondoni, R. Escuder, Implementación de módulo de flujo de cargas a la plataforma SimSEE y su aplicación al análisis de restricciones de operación del sistema uruguayo con alta penetración de energía eólica, 2013 - Montevideo - Uruguay, Proceedings of the 4th ELAEE, April 8-9,