

Planificación de las inversiones de generación eléctrica con control de la volatilidad de los costos anuales de abastecimiento.

Cra. Marisa León, Ec. Nicolás Castromán, Ec. Daniel Larrosa,
Dr. Gonzalo Casaravilla y Msc. Ing. Ruben Chaer

I. INTRODUCCIÓN

En este trabajo se muestran los resultados de optimización de las inversiones necesarias para la expansión de la generación eléctrica en Uruguay para el horizonte 2015-2026 teniendo como objetivo la minimización de los costos esperados de abastecimiento de largo plazo y la volatilidad máxima de los costos anuales. El carácter estratégico del sector eléctrico, como factor de la capacidad productiva de un país y del bienestar de su población, determina su inclusión en la agenda de gobierno, en particular, en la etapa de elaboración del presupuesto quinquenal y de análisis de sus fuentes de financiamiento. En la planificación de las inversiones en infraestructura eléctrica importa tanto su impacto en el Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD) como los desvíos de éste respecto a su valor esperado. La oportunidad de disponer en abundancia de un recurso energético de amplia base, al menor costo posible, se combina con la necesidad de definir metas fiscales sostenibles en el mediano y largo plazo. Desde un punto de vista microeconómico, UTE, la empresa responsable de la distribución de energía eléctrica en el Uruguay, enfrenta a su vez el problema de evitar que el CAD presione sobre su capacidad de traslado a tarifas. Recurrir lo estrictamente necesario al Poder Ejecutivo para que habilite aumentos en las tarifas es un resultado posible si la optimización del plan de inversiones persigue el objetivo de minimizar los desvíos del CAD respecto a su valor esperado.

La demanda de energía eléctrica del sistema uruguayo, cerrará el año 2010 en el entorno de los 9000 GWh y se proyecta que tendrá un crecimiento tal que llegará al entorno de los 16400 GWh para el año 2026. Considerando la demanda de 2010, bajo un escenario de hidrología media, aproximadamente el 70% es cubierto con generación hidráulica. Pero el régimen de caudales a las centrales hidroeléctricas es altamente variable haciendo que ese porcentaje tenga una gran dispersión año a año. La demanda que no es cubierta con energía de origen hidráulico debe ser cubierta con centrales de generación térmica en base a gasoil y fueloil, con importaciones desde Argentina o Brasil y en el futuro por nuevas fuentes de generación en base a energías renovables. Tanto la generación de origen térmico como las importaciones tienen una fuerte dependencia del precio internacional del barril de petróleo. Por consiguiente, las dos principales fuentes de dispersión de los costos son la variabilidad de disponibilidad de energía hidráulica y la volatilidad de los costos de los combustibles e importaciones.

El continuo crecimiento de la demanda debe ser acompasado con inversiones en generación. Para estas inversiones se disponen de diferentes alternativas cada una con sus costos de inversión, costos variables y riesgos de volatilidad asociados. En este estudio se consideró como alternativas de expansión la realización de parques de generación eólica en módulos de 20 MW y la posibilidad de instalación de centrales térmicas de 180 MW utilizando gas natural.

Los procesos estocásticos modelados y que dan origen a la volatilidad de costos son: Caudales de aportes que determinan la Generación Hidráulica, Precio de los combustibles para la generación térmica, el crecimiento de la demanda eléctrica, disponibilidad de centrales térmicas y atrasos en el ingreso de los nuevos proyectos de generación. La generación de energía eólica es modelada también como un proceso estocástico, pero tal como se presenta en [1 y 2] a nivel de los costos anuales la producción de energía eólica puede considerarse firme y no introduce una volatilidad significativa comparada con la introducida por el recurso hidrológico, el precio del petróleo, el crecimiento de la demanda eléctrica o el atraso en la entrada de los proyectos.

En un trabajo reciente [3] los autores incorporaron la consideración del riesgo en la planificación a través del desvío del valor presente del CAD de todo el horizonte de tiempo, respecto a su valor esperado, bajo un escenario con una probabilidad de ocurrencia del 5%. En el referido trabajo se concluyó que sobre se horizonte de 8 años al considerar las suma actualizada de los costos el riesgo no tiene gran incidencia sobre la optimización.

En el presente trabajo se analiza como se descompone la volatilidad de costos en los diferentes años y se muestran los nuevos resultados. La nueva función de costo utilizada en la optimización tiene incorporado el concepto de “volatilidad anual” definido como la relación entre la desviación del Value At Risk (5%) del CAD de cada año respecto del valor esperado del CAD, sobre el valor esperado del CAD del mismo año. Este cociente puede verse como una medida del “error relativo del presupuesto anual” con margen de 5% de ser superado.

La ecuación (ec.1) define el objetivo a minimizar en la búsqueda del plan óptimo.

$$C_2(PI, \alpha) = CAD * \left((1 - \alpha) + \alpha * \sum_{k=1}^{k=N} \left(q^{k-1} \cdot \frac{VaR(CAD_k) - \langle CAD_k \rangle}{\langle CAD_k \rangle} \right) * \frac{1 - q}{q^N - q^{N-1}} \right) \quad (\text{ec. 1})$$

$$\text{siendo } CAD = \left\langle \sum_{k=1}^N q^{k-1} \cdot CAD_k \right\rangle \quad (\text{ec.2})$$

Donde PI identifica un Plan de Inversiones del conjunto D de los planes factibles, q es el factor de actualización, $\langle CAD_k \rangle$ es el valor esperado (en el ensamble realizaciones de los procesos estocásticos representados en la simulación) del Costo de Abastecimiento de la Demanda (operativo+inversiones) para el año k , $VaR(CAD_k)$ es el valor del CAD_k con riesgo 5% de ser excedido y α es un parámetro que refleja a “aversión a la volatilidad”. En el contexto de este trabajo, $\langle x \rangle$ significa el valor esperado de la variable aleatoria “ x ”. El CAD (ec.2) es el valor esperado del valor presente del costo de abastecimiento de la demanda actualizado con una cierta tasa de descuento con la que se calcula el parámetro q . En este estudio la tasa de descuento utilizada es 12% anual y todos los montos son dólares constantes de enero de 2010.

El problema de obtener el plan óptimo, fijado un α , se reduce a resolver el problema de optimización mostrado formalmente en la (ec.3).

$$\min_{PI \in D} C_2(PI, \alpha) \quad (\text{ec. 3})$$

A diferencia de lo presentado en [3], en que se minimizaba $\sum_{k=1}^{k=N} (q^{k-1} \cdot VaR(CAD_k))$, en la (ec.1) interviene la volatilidad relativa al valor esperado del CAD de cada año, lo que es directamente una medida del “error de pronóstico” del CAD de cada año. El valor de α puede variar entre $\alpha = 0$ (minimización del valor esperado del CAD actualizado) o $\alpha = 1$, que implica dar máxima relevancia a la suma actualizada de la volatilidad relativa dividida por la suma de los factores de actualización.

Para el cálculo de las distribuciones de las variables aleatorias CAD_k y $VaR(CAD_k)$ se utilizó la plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica - SimSEE [4] y para la optimización de la ec.2 se utilizó el algoritmo de optimización genética desarrollado en [5], con algunas mejoras específicas introducidas durante el desarrollo de este trabajo y que se detallan en el ANEXO A.

II. PRINCIPALES HIPÓTESIS.

A. *Demanda eléctrica.*

Para la demanda eléctrica se parte de un valor proyectado para final de 2010 de 9116 GWh y se supone una tasa de crecimiento anual de 3.04%. Esta tasa es reducida comparada con el crecimiento histórico, pero se estima que en los próximos años se producirá una reducción del consumo domiciliario destinado al calentamiento de agua por trasladar ese consumo hacia los calentadores solares térmicos y por la introducción del Gas Natural en la matriz energética del país. La demanda resultante esperada es la que se especifica en la Tabla 1.

Tabla 1. Demanda esperada de energía eléctrica.

año	2009	2010	2011	2012	2013	2014
GWh	8847	9116	9393	9678	9973	10276
año	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GWh	10588	10910	11242	11584	11936	12299
año	2021	2022	2023	2024	2025	2026
GWh	12672	13058	13455	13864	14285	14719

La demanda de la Tabla 1 está proyectada a partir del valor 8847 GWh del año 2009 aplicando una tasa de crecimiento constante de 3.04%. En las simulaciones, no se utiliza esa demanda sino que se proyecta aplicando una tasa que en cada año es $3.04\% + u$ siendo u una variable aleatoria con distribución uniforme en $[-1, 1]$. De esta forma se modela la incertidumbre sobre la proyección de la demanda que tendrá tasas de crecimiento anual entre 2.04% y 4.04% eligiendo para cada año un valor en forma independiente de los demás años.

El COSTO DE FALLA (o costo país del racionamiento) se modeló en cuatro escalones de profundidad del racionamiento relativos a la potencia de la demanda. Al primer 5% de racionamiento se le asignó un costo para el país de 250 USD/MWh, al siguiente 7.5% un costo de 400 USD/MWh, al siguiente 7.5% un costo de 1200 USD/MWh y racionamientos por encima de estos escalones (80% restante) un costo de 2400 USD/MWh. Estos costos de racionamiento se supusieron válidos para un barril de petróleo de 80 USD/bbl e indexados 100% con el WTI.

B. *Parque generador existente- Centrales hidroeléctricas.*

Uruguay tiene cuatro centrales hidroeléctricas: "Bonete", "Baygorria" y "Palmar" en el Río Negro y "Salto Grande" en el Río Uruguay (binacional compartida con Argentina). Bonete está aguas arriba Baygorria la que está aguas arriba de Palmar. Los parámetros más relevantes de estas centrales se resumen en la Tabla 2.

Table 2. Centrales hidroeléctricas de Uruguay.

	<i>Bonete</i>	<i>Baygorria</i>	<i>Palmar</i>	<i>Salto-UY</i>
Cota mínima del embalse [m] *	70	53	36	30
Cota máxima del embalse [m]*	81	56	44	35.5
Cota de descarga [m]*	Baygorria	Palmar	7.5	5
Capacidad de almacenamiento [Hm3]	8210	216	2575	3058 **
Caudal medio de la cuenca [m3/s]	567	0	290	2323**
Caudal máximo de descarga [m3/s]	680	828	1373	4200 **
Potencia instalada [MW]	155	108	333	945 **

(*): Cotas medidas como elevación respecto del nivel del mar.

(**): Estos valores corresponden a la parte Uruguaya de Salto Grande = 50% de la Planta .

C. *Parque generador existente- Centrales térmicas.*

En la Tabla 3 puede verse el parque generador existente. El mismo está compuesto por tres unidades turbo-vapor (unidades 5ta,

6ta y SalaB) emplazadas en Central Batlle totalizando 243 MW de unidades turbo vapor. Estas unidades están llegando al final de su vida útil y si bien el ingreso de nueva generación reducirá su uso extendiendo por tanto su vida útil se prevé que se las retire de operación al inicio del año 2021.

Tabla 3. Parque generador existente.

Turbo Vapor	MW	USD/MWh	unids.	fd	MW/unid	Combustible	Baja	Alta
CB-5ta	75	129.4	1	0.84	75	Fuel OIL	01/01/2021	-
CB-6ta	120	132.6	1	0.84	120	Fuel OIL	01/01/2021	-
SalaB	48	170.9	1	0.56	48	Fuel OIL	01/01/2021	-
Arranque rápido	MW	USD/MWh	unids.	fd	MW/unid	Combustible	Baja	Alta
CTR	200	199.6	2	0.84	100	Gasoil	-	-
Motores	80	106.7	8	0.84	10	Fuel Oil	-	-
PTI(*)	294	162.4	6	0.84	49	Gasoil	01/01/2014	-
PTI(*)	294	107.4	6	0.84	49	Gas Natural	-	01/01/2014

(*) Las 6 unidades de Punta del Tigre (PTI) pasarán a consumir Gas Natural a partir de 1/1/2014.

El total de potencia instalada de arranque rápido es 574 MW, que se componen de 294 MW formado por 6 turbinas del aeroderivadas de alto rendimiento en Punta del Tigre, 200 MW formados por dos turbinas del tipo "heavy duty" y 80 MW compuestos por 8 motores de fueloil.

Las 6 unidades de Punta del Tigre comenzarán a consumir Gas Natural a partir del año 2014, fecha en que se supuso que el mismo está disponible en cantidades abundantes en el territorio Nacional. Actualmente dicha central consume gasoil y esporádicamente gas natural cuando hay disponibilidad del mismo desde Argentina.

La columna "*fd*" indica el factor de disponibilidad de cada unidad. Dicho factor tiene en cuenta tanto las indisponibilidades fortuitas (roturas) como las indisponibilidades programadas (mantenimientos de rutina). El factor es por unidad instalada en cada central. Por ejemplo en PTI que hay 6 unidades, cada una en forma independiente se simula con una disponibilidad de 0.84 por lo cual el factor sobre la central (grupo de 6 unidades) es superior.

Los costos variables de generación corresponden a un valor del barril de petróleo de 80 USD/bbl y se suponen indexados 100% con el dicho precio.

D. Comercio internacional.

Se supuso para las simulaciones que no es posible importar energía desde los países vecinos y que si es posible exportar los excedentes de energía a un precio de 10 USD/MWh. El objetivo del estudio es diseñar la expansión necesaria en el sistema uruguayo sin considerar la posibilidad de compra de energía desde nuestros vecinos. Dado que el precio de la energía eólica es del orden de 90 USD/MWh, la suposición de importación cerrada no es muy relevante pues los precios de importación rara vez han sido inferiores a esos valores. En cuanto a un precio de 10 USD/MWh de exportación puede ser un poco conservador, pero es el precio al que se han exportados los excedentes hidráulicos a Argentina.

E. Opciones para la expansión de la generación.

Para la expansión de la generación se consideró que es posible instalar ciclos combinados en módulos de 180 MW utilizando gas natural a partir del año 2014 y parques eólicos en módulos de 20 MW a partir del año 2013.

El sistema actualmente necesita nueva generación por lo cual si se le permitiera al optimizador incorporar antes alguna de las inversiones seguro lo haría. La restricción de las fechas está asociada a los plazos de construcción de dichas inversiones. El ciclo combinado podría también ser factible instalarlo para el año 2013 suponiendo que utiliza Gasoil en lugar Gas Natural, pero en este estudio no se consideró esa opción.

Para los módulos de 180 MW de ciclo combinado a gas natural se supuso, un factor de disponibilidad $fd=0.85$ y un costo variable de generación de 64.4 USD/MWh para un precio del barril de petróleo de 80 USD/bbl y una indexación de 100% con éste precio. A los efectos de considerar la inversión en las simulaciones se supuso un pago potencia puesta a disposición de 17.56 USD/MW-h

Para los módulos de 20 MW eólicos se supuso que siempre que hay energía la misma es tomada por el sistema y pagada a razón

de 90 USD/MWh. Este valor (en dólares constantes) está un poco por encima de los valores obtenidos en el último llamado a precios realizado por UTE (82 USD/MWh equivalente en dólares constantes), pero al momento de iniciar el estudio se entendía que era un techo del precio obtenible. Otro aspecto a tener en cuenta al interpretar los resultados es que al momento de realizar las simulaciones lo que importa es la energía entregada por los parques eólicos y su precio, la potencia asociada es sólo informativa y está calculada suponiendo un factor de uso de 44%.

F. Precios futuros de los combustibles.

Tanto el precio de los combustibles líquidos como del gas natural se supuso indexado 100% con el precio del barril de petróleo. En las simulaciones se introduzco un proceso estocástico que simula realizaciones del precio del WTI (West Texas Intermediate) y se indexó los costos variables de generación de las diferentes unidades térmicas con dicho índice.

Para la representación del proceso estocástico que crea las realizaciones del WTI se utilizó un modelo CEGH [6] para obtener la inercia semanal y la volatilidad semanal del proceso “sin tendencia” y su salida fue afectada por un multiplicador que hace que los valores esperados y la banda que contiene el 90% de las realizaciones sea de acuerdo a lo que se muestra en la Fig.1 como “Prom, 0.05 y 0.95” (trazos claros).

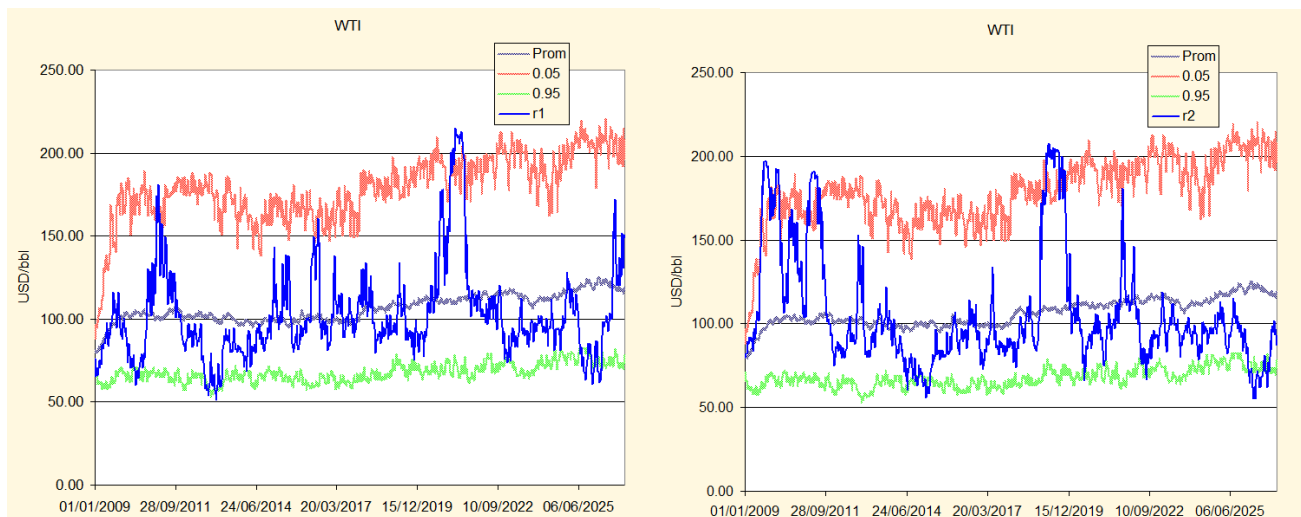


Fig. 1 Cada panel muestra una realización posible del WTI y las curvas Promedio y de excedencia 0.05 y 0.95

La Fig. 1 muestra en cada panel sólo a modo de ejemplo dos realizaciones “r1” y “r2” (trazo azul). La evaluación de los costos se realiza por simulaciones que consideran cada una 100 realizaciones de los procesos estocásticos. A su vez, cada plan es evaluado en por lo menos 10 simulaciones independientes por lo cual los resultados presentados fueron obtenidos considerando por lo menos 1000 realizaciones de los procesos estocásticos.

Los valores esperados que representan la tendencia de la evolución de precios corresponden al escenario de media de la EIA de acuerdo a [7] (International Energy Outlook - 2010).

G. Disponibilidad de Gas Natural y precio futuro.

Uruguay está conectado desde el año 2002 con Argentina por intermedio de un gasoducto que permitiría traer unos 2 millones de metros cúbicos de gas natural por día desde la Argentina. El gas proveniente de los yacimientos argentinos podría llegar a los departamentos Uruguayos de Colonia, San José, Canelones, así como al área metropolitana de Montevideo.

En la práctica, este gasoducto es poco usado por falta de disponibilidad de Gas Natural en Argentina.

En Uruguay existen unos 500 MW instalados de turbinas aero-derivativas de los cuales 300 MW pueden funcionar con Gasoil o con Gas Natural. Los otros 200 MW actualmente solamente pueden funcionar a Gasoil, pero podrían hacerse las inversiones necesarias para que pudieran también quemar Gas Natural.

Con el objetivo de disponer de Gas Natural tanto para su uso en la generación de energía eléctrica como para su uso en el sector

residencial e industrial, Uruguay está en vías de construir (junto a Argentina) una planta de regasificación de GNL (Gas Natural Licuado). En este trabajo se supuso que el Gas Natural, proveniente de dicha regasificadora estará disponible a partir del año 2014.

El costo fijo de la infraestructura necesaria para la planta de regasificación y su conexión a la red de gasoductos existentes se estimó en 450 MUSD y se supone realizada al inicio del año 2014. Sobre este monto hay gran incertidumbre pues, a la fecha de iniciar estos estudios (agosto 2010), recién se está en la etapa de definición de un proyecto de planta, pero a los efectos de este trabajo el monto en si no es relevante, pues se considera una inversión “decidida” y por tanto no interviene en la optimización.

El precio del Gas Natural se supuso indexado 100% con el precio de los combustibles líquidos. Esta es una hipótesis fuerte si se observa el pasado reciente en que el GN ha bajado en forma relativa respecto del petróleo y del carbón. Pero en el largo plazo, esa bajada relativa puede transformarse en una suba relativa importante.

Ante la anunciada escasez de petróleo, varios consumos están migrando hacia otros combustibles, es así que en el sector eléctrico se han disparados las renovables, el carbón, el gas natural y parecería que puede renacer la opción nuclear. En el sector transporte hay una apuesta fuerte a los autos eléctricos lo que desplaza parte de la demanda de combustibles líquidos al sector eléctrico en el cual esa demanda puede ser atendida desde otros combustibles (además de la mejora de la eficiencia). Es así que en el mediano y largo plazo, podría irse a un equilibrio de los USD/MMBTU entre el petróleo, el carbón y el gas natural y por estas razones y a falta de otras mejores se decidió realizar la indexación 1 a 1 entre el gas natural y el petróleo.

H. Tasa de descuento y moneda.

En este estudio la tasa de descuento utilizada es 12% anual y todos los precios y montos están expresados en dólares estadounidenses constantes de enero de 2010.

III. RESULTADOS

Para la realización de este trabajo se ejecutó una optimización del plan de inversión utilizando el algoritmo de optimización genética presentado en [5]. Los resultados que aquí se presentan corresponden a dos criterios de optimalidad diferente. Uno es el correspondiente a la (ec. 1) con aversión a la volatilidad anual $\alpha = 0.5$ y otro el correspondiente al criterio clásico de minimizar el valor esperado presente del costo futuro de abastecimiento de la demanda (ec. 2) o (ec. 1) con $\alpha = 0.0$.

Por simplicidad llamaremos a estos planes PI05 y PI00 respectivamente.

En la Tabla 4 se muestra el valor obtenido para los dos planes óptimos obtenidos según el criterio de la (ec. 1) identificado como PI05 y según el criterio de optimalidad de la (ec. 2) identificado como PI00.

Tabla. 4 Costos de los planes óptimos. Montos en MUSD.

	PI05	PI00
CAD = C1	5372	5336
C2(PI,alfa)	4230	5316
C3	6863	6802
C4	8132	8423

Cada fila en la Tabla 4 tiene los valores del criterio de optimización para cada plan. En la primer fila se despliega el criterio correspondiente a la (ec. 2) y que corresponde a la minimización del CAD. Como se puede apreciar, el plan PI00 que es óptimo según este criterio (ec. 2) tiene un CAD de MUSD 5336 mientras que el plan PI05 que es óptimo según el criterio de la (ec. 1) con una aversión a la volatilidad de 0.5 tiene un CAD de MUSD 5372 lo que significa un sobrecosto según el criterio del CAD de MUSD 36 y que representa menos del 1% del CAD.

Ese sobre costo es el que hay que pagar para implementar el plan “PI05” en lugar del plan “PI00” y obtener así que en la segunda fila el valor de la (ec. 1) para el PI05 sea MUSD 1086 inferior que el valor de la (ec. 1) para PI00. Para apreciar el significado de la reducción de estos MUSD 1086 en el valor de la (ec. 1) se sugiere mirar la fig. 2 en que se aprecia la variación de los costos anuales.

Los resultados muestran como con el fin de reducir la volatilidad anual de costos resulta conveniente realizar un adelantamiento de los proyectos respecto a la solución de minimizar solamente el valor esperado de los costos.

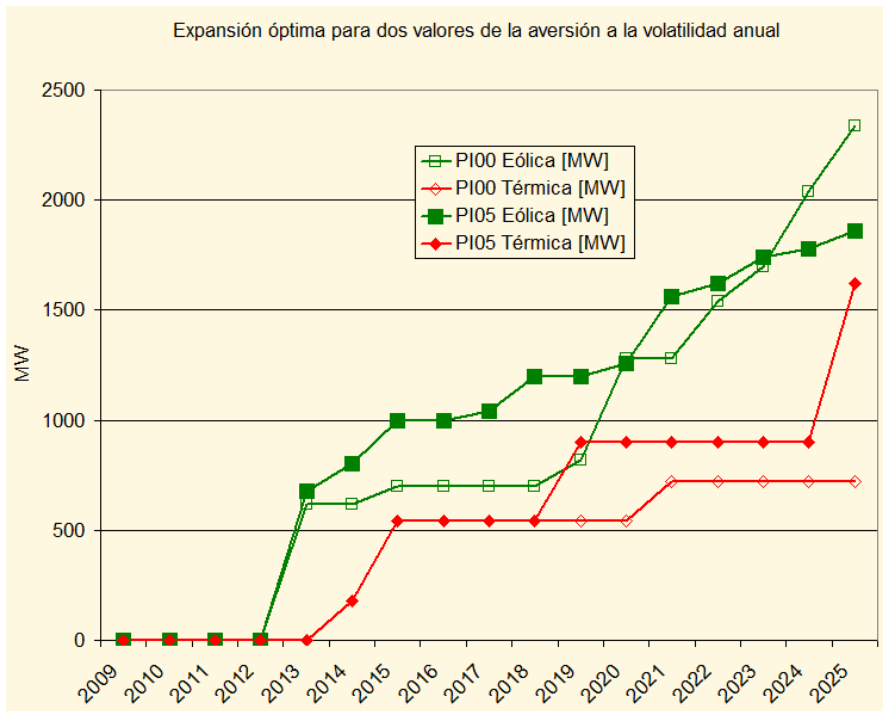


Fig.2. Resultados para dos valores de aversión a la volatilidad anual de costos.

En la fig. 3 se muestran los costos anuales de abastecimiento de la demanda, en valor esperado (curvas azules) y con riesgo de 5% de ser excedido (curvas rojas) para dos valores de la aversión a la volatilidad anual de costos. El caso $\alpha=0$ (trazo punteado) corresponde a la optimización clásica en que se minimiza el valor esperado del valor presente de los costos de abastecimiento.

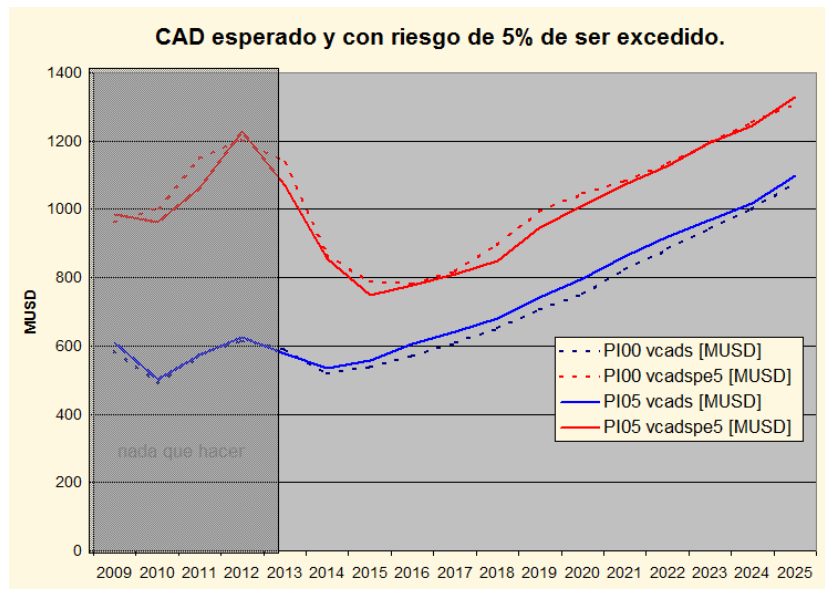


Fig. 3 Costo de Abastecimiento de la Demanda anual, esperado y con riesgo 5% de ser excedido.

En la Fig 3. el área sombreada a la izquierda simboliza el corto plazo en el que no es posible que ingresen nuevas centrales de generación que ya no estén en proceso de construcción. Sobre ese horizonte de tiempo no es posible introducir grandes cambios en los costos por efectos de la planificación de nuevas inversiones.

El único margen que tiene el optimizador para lograr bajar algo los costos antes del 2013 es sobre invertir un poco en el año 2013 con el propósito de poder usar más a fondo los embalses en el año anterior.

IV. CONCLUSIONES.

De los resultados obtenidos los autores concluyen que con la variabilidad de precios ocasionada tanto por la variabilidad de la generación hidráulica, el precio de los combustibles y la eventualidad de atraso de los proyectos, con el criterio clásico de minimización del CAD (ec. 2) se obtienen resultados similares en cuanto a costos a los valores propuestos de minimizar el CAD con consideración de la volatilidad anual (ec. 1).

Un resultado interesante es que si bien, existe una diferencia importante en la inversión entre los dos planes óptimos y la diferencia en el valor esperado del CAD es solamente MUSD 36. Esto muestra que en el sector eléctrico, ser conservador no tiene grandes sobrecostos.

En las simulaciones realizadas se supuso cerrada la importación y por lo tanto los planes de expansión surgen de suponer que Uruguay tiene que construir su respaldo energético para poder funcionar en "isla", la discusión de esta hipótesis sobrepasa el objeto de este estudio, pero podría impactar en los resultados.

V. REFERENCIAS.

- [1] Simulación de granjas eólicas en el despacho óptimo del sistema hidro-térmico de generación de energía eléctrica del Uruguay. Ruben Chaer. Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía, ELAEE 2009. Santiago, Chile, page 1--13 - 21-24 mar. 2009.
- [2] Mejoras del modelado del recurso eólico de Uruguay en la plataforma SimSEE, Eliana Cornalino, Oscar Ferreño, Ruben Chaer. 8° Encuentro de especialistas en Energía Potencia Instrumentación y Medidas de la IEEE-Uruguay, Montevideo-Nov.2010. <http://iie.fing.edu.uy/epim2010/myreview/myPapers/p77.pdf>
- [3] EFECTO DE LA CONSIDERACION DEL RIESGO EN LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN PARA LA GENERACIÓN DE ENERGIA ELÉCTRICA, Marisa León, Nicolás Castromán, Ruben Chaer. 8° Encuentro de especialistas en Energía Potencia Instrumentación y Medidas de la IEEE-Uruguay, Montevideo-Nov.2010. <http://iie.fing.edu.uy/epim2010/myreview/myPapers/p93.pdf>
- [4] SimSEE: Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica. Proyecto PDT 47/12, Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, Pablo Alfaro. Technical Report 7, Universidad de la República (Uruguay). Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería Eléctrica, Number 7 - dec 2008. <http://www.fing.edu.uy/iie/publicaciones/2008/CCA08a/CCA08a.pdf>
- [5] Optimización genética aplicada a la planificación de inversiones de generación eléctrica., Ruben Chaer, Gonzalo Casaravilla. 8° Encuentro de especialistas en Energía Potencia Instrumentación y Medidas de la IEEE-Uruguay, Montevideo-Nov.2010. <http://iie.fing.edu.uy/epim2010/myreview/myPapers/p94.pdf>
- [6] Modelo de series correlacionadas CEGH. R. Chaer-Octubre 2005. http://iie.fing.edu.uy/simsee/curso2010/Cap9_sintetizadorCEGH.pdf
- [7] U.S. Energy Administration Information, "International Energy Outlook - 2010," Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585, Jul. 2010.
- [8] Franz Rothlauf. Representations for Genetic and Evolutionary Algorithms. Editorial: Springer, 2002.

VI. ANEXO A. OPTIMIZACIÓN GENÉTICA ESTOCÁSTICA MULTI OBJETIVO.

La obtención del Plan de Inversiones óptimo se realiza mediante una optimización genética [5]. En el lenguaje de optimización genética, debemos considerar cada PI (Plan de Inversiones) como un individuo que será evaluado (mediante la realización de simulaciones) y en base al resultado de su evaluación tendrá más o menos posibilidades de ser considerado en las operaciones de cruzamiento que darán lugar a los nuevos “individuos” (planes de inversión) para la nueva generación a evaluar.

Para la realización de este trabajo, en lugar de utilizar un sólo criterio de “éxito” se utilizaron cuatro. Un plan de inversión será más exitoso cuanto menor sea cada uno de los siguientes criterios:

$$C_1(PI) = CAD = \left\langle \sum_{k=1}^N q^{k-1} \cdot CAD_k \right\rangle$$

$$C_2(PI) = CAD * \left((1 - \alpha) + \alpha * \sum_{k=1}^{k=N} \left(q^{k-1} \cdot \frac{VaR(CAD_k) - \langle CAD_k \rangle}{\langle CAD_k \rangle} \right) * \frac{1 - q}{q^N - q^{N-1}} \right)$$

$$C_3(PI) = VaR(CAD)$$

$$C_4(PI) = \sum_{k=1}^N q^{k-1} \cdot VaR(CAD_k)$$

Definiendo $y = VaR(x) = \{y / p(x > y = 5\%)\}$

Dado un PI mediante simulaciones se calculan los cuatro criterios y el resultado es almacenado en una base de datos como cuatro indicadores de éxito del individuo. Al momento de realizar la operación de cruzamiento, el algoritmo genético elige al azar uno de los cuatro criterios para priorizar en ese cruzamiento ese criterio en la selección de los “progenitores”. De esa forma se van obteniendo generaciones que a la vez tienen individuos que son “buenos” en alguno de los cuatro criterios. Por analogía con el mecanismo genético de los seres vivos es como en la evolución general la “especialización” en algunas especies. Por ejemplo en las colmenas hay tipos de abejas, especializadas en tareas concretas para las que son “mejores”.

Cada simulación de un plan de inversiones es útil para calcular los cuatro criterios por lo cual la consideración de los cuatro en forma simultánea no agrega un costo de cómputo significativo.

Cada uno de los cuatro criterios, tiene incorporado una medida de una distribución de probabilidad, ya sea por el cálculo del valor esperado o del riesgo de superar un valor. Esto implica que dependiendo de la cantidad de evaluaciones realizadas para el mismo PI se tendrá una mejor o peor estimación de los valores de cada criterio. Para economizar la cantidad de evaluaciones, el algoritmo simula en cada evaluación 100 realizaciones de los procesos estocásticos y con eso obtiene la primera estimación de los valores C1, C2, C3 y C4, posteriormente, cada vez que un PI es seleccionado como progenitor, con cierta probabilidad es evaluado nuevamente (simulando otras 100 realizaciones de los procesos estocásticos) es nueva evaluación es agregada a las que ya se hubiesen realizado sobre el PI. De esa forma, los planes que son seleccionados más veces por el mecanismo de cruzamiento, van mejorando la estimación de sus valores C1, C2, C3 y C4.