

# Efecto de la consideración del riesgo en la planificación de la expansión de la generación de energía eléctrica.

Cra. Marisa León, Ec. Nicolás Castromán y Msc. Ing. Ruben Chaer, *Member IEEE*.

**Resumen-** Se analizó la diferencia entre la optimización del plan de inversiones en generación si como función objetivo se considera el valor esperado del costo de abastecimiento de la demanda o si en lugar del valor esperado se considera una componente asociada al riesgo de sobre-costo respecto del valor esperado. Se concluye que para el caso analizado no existe una diferencia sustancial entre considerar o no la componente asociada al riesgo.

**Index Terms -** Optimización de inversiones, Plan óptimo, aversión al riesgo, Value At Risk.

## I. INTRODUCCIÓN

El continuo crecimiento de la demanda de energía eléctrica conlleva la necesidad de incorporar permanentemente nuevas centrales de generación en el sistema que acompañen dicho crecimiento.

La incorporación de nuevas centrales tiene asociado un problema de planificación importante dado que las centrales tienen plazos de construcción que van desde dos a cuatro años para los parques eólicos, ciclos combinados de gas natural, centrales de carbón a plazos de 5 a 10 años para las centrales hidráulicas y nucleares. En todos los casos los niveles de inversión son considerables, del orden de cientos de millones de dólares. Por otra parte, la decisión de invertir en un tipo de tecnología afecta las opciones de inversión disponibles en el mediano plazo.

El objetivo de la planificación es conseguir diseñar un plan de expansión del parque generador de energía eléctrica de forma tal de minimizar el Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD) futura y suministrar toda la demanda. Se destaca especialmente esto último, porque cuando no se satisface la demanda, el sistema entra en una condición conocida como de "restricciones". El faltante de energía no suministrado, tiene un costo para el país. Este costo se ha estimado en 250 USD/MWh para el primer 5% de demanda que no sea posible

suministrar, 400 USD/MWh para el siguiente 7.5%, 1200 USD/MWh para el siguiente 7.5% y 2000 USD/MWh para el resto. Estos valores se supone que reflejan el costo para la economía del país del no suministro de la demanda en esos cuatro escalones de restricción.

Actualmente para el Uruguay las opciones disponibles son: a) Planta de regasificación de GNL que posibilita la expansión de la generación en base a ciclos combinados de gas natural; b) Centrales a carbón; c) Centrales de pequeño porte en base a biomasa y d) Centrales de energía eólica de gran escala. Todas estas opciones están disponibles y el plan óptimo de expansión del sistema es aquel que lleva al menor CAD futuro.

Las principales fuentes de aleatoriedad en la estimación del CAD son la incertidumbre sobre la evolución del Precio del Petróleo (PP) y el Precio del Gas Natural Licuado (GNL) así como la aleatoriedad inherente de las lluvias y sequías, que determinan los Aportes Hidráulicos (AH), y el Régimen de Viento disponible. Los AH son los que nos definen, de acuerdo a su probabilidad de ocurrencia, la posibilidad de error en la estimación del CAD. Recordemos la situación que vivió nuestro país en 2009 cuando tuvimos la crónica de AH con un 2 % de ocurrencia.

El CAD, como variable aleatoria, está afectado por la incertidumbre sobre la evolución de determinados valores como es el precio de los combustibles, la disponibilidad de las máquinas, la aleatoriedad inherente de las lluvias y sequías y del régimen de viento disponible.

Los factores descriptos hacen que el CAD tenga una dispersión importante como muestra la figura 1.

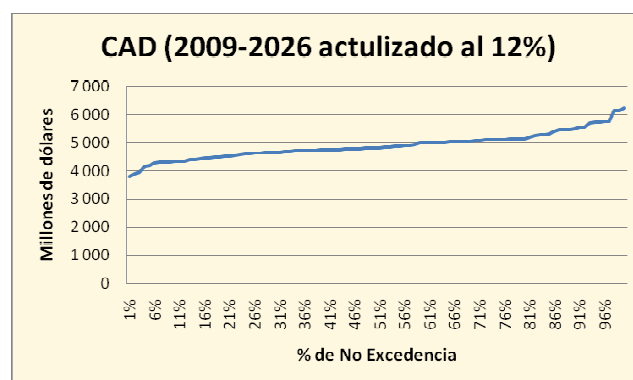


Fig. 1. Volatilidad del CAD.

M. León. Es Gerente Ec.Financiera de la empresa ADME - Montevideo - Uruguay (e-mail: gcp@fing.edu.uy).

N. Castromán. Es Economista de la DNE-TN- MIEM - Montevideo - Uruguay.

R. Chaer. Es Prof. Adjunto del Departamento de Potencia del Instituto de Ingeniería Eléctrica - Montevideo - Uruguay. (e-mail: rchaer@fing.edu.uy).

Tradicionalmente, se busca optimizar el plan de expansión en base a ubicar en el tiempo las entradas de las diferentes inversiones minimizando el valor esperado del CAD.

Este trabajo muestra las posibles variaciones del plan óptimo de inversión si en lugar de buscar el mínimo CAD en valor esperado buscamos minimizar el valor del mismo para un riesgo determinado por el planificador.. A través de este estudio puede determinarse el sobrecosto implícito en ser averso al riesgo durante la etapa de planificación, y se demuestra como cambia la decisión de acuerdo a la posición frente al riesgo que tenga el planificador.

## II. METODOLOGIA

Una práctica común en la evaluación de inversiones consiste en incorporar el riesgo a través de la tasa de descuento de los fondos futuros (o lo que sería en nuestro caso de estudio, los costos futuros de abastecimiento de la demanda). A su vez, uno de los métodos más difundidos para hacerlo es el modelo de valoración de activos de capital, conocido como CAPM (Capital Asset Pricing Model), El método considera que las rentabilidades futuras (o costo de abastecimiento para nosotros) de las distintas alternativas de inversión constituyen variables aleatorias.

El modelo de Markowitz (Markowitz, 1952), del que se deriva el modelo CAPM, plantea la minimización del riesgo del portafolio (medido por medio de la varianza de éste) para un nivel mínimo de rentabilidad esperada por el inversionista. Alternativamente, se

puede plantear el problema dual del anterior, maximizando la rentabilidad esperada sujeta a un nivel máximo de riesgo del portafolio. En el óptimo, las soluciones

de ambos problemas son idénticas. El modelo CAPM tiene la siguiente expresión:

$$E(r_i) = R_f + \text{Cov}(i, m) / \sigma_m^2 * (E(r_m) + R_f)$$

donde:

$E(R_i)$  : retorno esperado del activo riesgoso  $i$ ;

$R_f$  : tasa libre de riesgo;

$E(R_m)$  : retorno esperado del portafolio de mercado  $m$ .

De esta ecuación se obtiene la tasa de descuento a aplicar sobre los flujos futuros, que incorpora al único riesgo relevante: el riesgo sistemático, entendido como aquel que no es posible eliminar a través de una adecuada gestión de portafolio, y que está asociado al riesgo de la economía en su conjunto.

Por lo tanto, la tasa de descuento utilizada estará constituida por la tasa libre de riesgo, más una prima, que captura la valorización que el mercado realiza del riesgo del proyecto. En definitiva, el riesgo podrá medirse como la distancia entre el valor presente

descontado a una tasa libre de riesgo, y el valor presente usando una tasa de descuento que incluya la prima mencionada. Es otras palabras, el riesgo puede observarse midiendo cuánto menos vale el proyecto por el hecho de que tiene riesgo sistemático no mitigable.

El método CAPM es la base de la evaluación moderna de proyectos, aunque tiene algunas limitaciones. En primer lugar, obliga a que se tenga que estimar la tasa de descuento para cada proyecto, desde que la prima por riesgo está asociada a cuán correlacionados están los retornos del proyecto con los retornos de una "cartera de mercado".

En segundo lugar resulta válido preguntarse si la tasa de descuento a utilizar el primer año del proyecto debiera ser la misma que se utiliza en períodos posteriores, en la medida que el riesgo sistemático puede variar a través del tiempo.

Por este motivo, es probable que sea conveniente mantener una tasa de descuento única, y realizar un ajuste cualitativo del riesgo del proyecto. Puede resultar muy poco práctico y arbitrario alterar las tasas de descuento para diferentes proyectos,

Una solución interesante consiste en incorporar como medida de riesgo una medición de la volatilidad total del proyecto. Si el agente decisor enfrentase dos proyectos con igual o parecido VAN (usando la misma tasa de descuento), entonces sería razonable escoger primero aquel proyecto que presenta una volatilidad menor de los flujos de caja.

El método VaR (Value at Risk) aporta en ese sentido, porque básicamente lo que mide es la exposición al riesgo para un cierto nivel de confianza, es decir, el monto máximo que se podría perder para ese nivel de confianza.

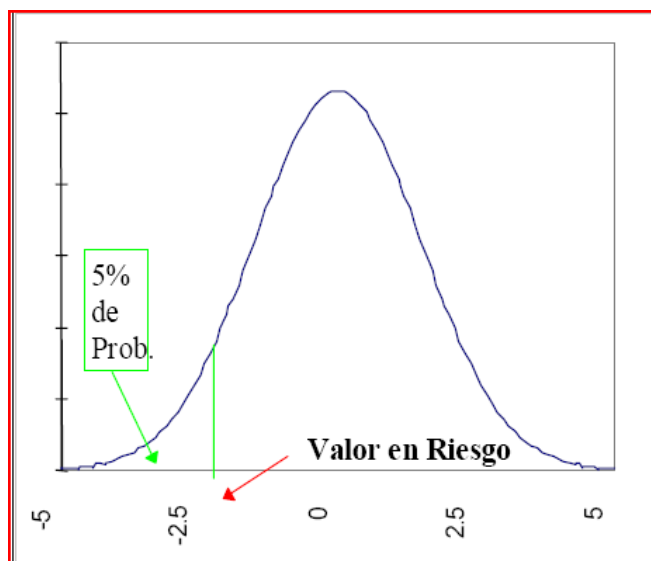


Fig.2. Ejemplo de Valor en Riesgo del CAD.

En el contexto de este trabajo, se entiende por PLAN una propuesta de expansión del parque generador (por ejemplo,

200 MW eólicos en 2015 y una central de ciclo combinado en 2018 y otra en 2021). El objetivo de la planificación óptima es encontrar “el mejor PLAN”. Para definir “el mejor” es necesario establecer un criterio de evaluación. Tradicionalmente se utiliza minimizar el valor esperado del CAD futuro entendiendo por tal la suma de los costos variables y fijos de abastecer la demanda desde hoy hacia el infinito actualizado con una tasa de descuento determinada. Calcular el CAD futuro no es sencillo dado que se desconoce el valor de muchos parámetros que afectan fuertemente al mismo. Por ejemplo se desconoce cuál será la evolución exacta de la demanda, del costo de los combustibles, de las lluvias que hará que exista más o menos energía disponible en las centrales hidroeléctricas, del régimen de viento que afectará la generación de los parques eólicos y la disponibilidad en general de las centrales asociado a reparaciones y mantenimiento.. Es por consiguiente parte importante de la planificación disponer de un modelo adecuado de los procesos estocásticos involucrados.

Dado un PLAN, la estimación del CAD se realiza con un simulador de la operación que tenga en cuenta los procesos estocásticos y por lo tanto, en lugar de un único valor como resultado de la optimización tendremos una función de distribución de probabilidades del CAD. Como mencionamos, tradicionalmente la optimización del PLAN se hace intentando minimizar el valor esperado del CAD.

En este trabajo se propone analizar además del valor esperado, un valor extremo que cuantifique la dispersión de la distribución del CAD. Se eligió el valor de la distribución cuya probabilidad de ser excedido es 5%.

Para la simulación de cada PLAN, se utilizó la herramienta de optimización-simulación SimSEE (ver [1] y [2]) y se simuló el horizonte del 2013 al 2026. Cada PLAN es una propuesta de incorporación de parques de generación eólica de 20 MW cada uno y de centrales de generación en base a gas natural de 180 MW cada una, dentro de ese horizonte de tiempo.

La consideración de inversiones en GNL está condicionada por la construcción de una planta regasificadora que se proyecta llevar a cabo en conjunto con la República Argentina, que tiene un costo del orden los 250 MUSD por la parte uruguaya. En todo el trabajo se considera la construcción de la planta regasificadora y el costo de la misma se representa incluyendo como costo de la fuente GNL la anualidad de la inversión (Anexo x).

En cuanto al precio del petróleo, se considera un escenario de partida de 80 USD/barril (al inicio del 2009) y se simula su comportamiento mediante un modelo de Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma (CEGH, ver [3]). Los precios de gasoil, fueloil y gas natural se consideraron indexados íntegramente con el precio del barril de petróleo.

El precio de la biomasa esta indexado en 44 % por el pre-

cio del petróleo que es el componente estimado de transporte por el que se indexa.

Para los AH se utilizó la capacidad de sintetizar series de aportes del simulador SimSEE mediante modelo CEGH y los resultados presentados surgen de simulaciones con 100 crónicas sintéticas.

Para el Régimen de Viento se utilizó el modelo de serie de viento “país” de acuerdo al trabajo [4].

Las simulaciones se realizaron con la posibilidad de incorporar EOL en módulos de 20 MW y las centrales de GNL en módulos de 180 MW.

El CAD se calcula, para cada crónica simulada, como el costo variable de generar la energía en cada año desde 2013 a 2026 (sumando los costos de cada fuente despachada en cada momento) más las anualidades de las inversiones de cada año.

### III. PRINCIPALES HIPOTESIS

Todos los cálculos se realizan en dólares constantes de enero de 2010.

#### A. Parque generador existente.

El parque generador térmico existente a julio de 2009 es el que se resume en la Tabla 1.

Tabla 1 – Composición del parque térmico actual e importaciones.

|   | [MW] | [USD/MWh] | unids. |  |
|---|------|-----------|--------|--|
| Botnia  | 20   | 2         | 1      |  |
| CB-5ta-FOP  | 75   | 107       | 1      |  |
| CB-6ta-FOP  | 120  | 110       | 1      |  |
| CTR   | 100  | 168       | 2      |  |
| Zenda   | 4    | 1         | 1      |  |
| Imp. Emerg  | 150  | 400       | 1      |  |
| Imp. Ocasional                                    | 150  | 200       | 1      |  |
| PTI_GO  | 49   | 131       | 6      |  |
| SalaB_FO  | 48   | 142       | 1 (*)  |  |
| TGAA_GO   | 15   | 219       | 1      |  |
| (*) esta unidad es dada de baja en junio del 2015 |      |           |        |  |

Adicionalmente al parque térmico existente, se consideró la incorporación repartida entre 2013 y 2014 de 80 MW de biomasa masa no sujeta a despacho y 100 MW de biomasa sujeta a despacho.

#### B. Demanda de energía eléctrica.

La estimación del crecimiento de la demanda presenta hoy, aparte de los tradicionales factores que afectan su crecimiento,

dos nuevos ingredientes a considerar 1) La conversión del calentamiento de agua de energía eléctrica a calentamiento solar, 2) La conversión del transporte de consumo de combustibles fósiles a consumo de energía eléctrica y 3) La generación de energía eléctrica de pequeña escala por parte de los agentes consumidores El consumo de energía para calentamiento de agua en un hogar tipo es del orden del 30% del consumo lo que permite fácilmente estimar que ese efecto no será menor y obviamente influirá en que la demanda crezca menos que si no se verificara dicha sustitución. Por otro lado la rápida aparición de los autos eléctricos sin duda contribuirá a aumentar la demanda. Al día de hoy no es posible hacer una previsión del momento en que los autos eléctricos se incorporarán a la demanda, por lo que se partió del supuesto de que su entrada acompaña la de sustitución de calentamiento de agua.

La demanda eléctrica proyectada para el horizonte de estudio es la que se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. Demanda de energía.

|             | 2009  | 2010  | 2011  | 2012  | 2013  | 2014  | 2015  | 2016  | 2017  |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| GWh         | 8847  | 9116  | 9423  | 9776  | 10143 | 10524 | 10921 | 11333 | 11760 |
| crecimiento | 0     | 3%    | 3%    | 3%    | 3%    | 3%    | 3%    | 3%    | 3%    |
|             | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  |
| GWh         | 12203 | 12664 | 13141 | 13636 | 14150 | 14684 | 15238 | 15812 | 16408 |
| crecimiento | 3%    | 3%    | 3%    | 3%    | 3%    | 3%    | 3%    | 3%    | 3%    |

C. Precio de los combustibles.

Se supuso que el costo de generación de las centrales en base a Gasoil, FuelOil y Gas Natural tienen una indexación de 100% con el precio del barril de petróleo.

La previsión de la variación del precio de los combustibles fósiles en el largo plazo es un verdadero desafío. Entre las fuentes consultadas para determinar el modelo usado en este trabajo están las proyecciones realizadas por la EIA que se muestran en la Fig. 1. Como se puede observar dichas proyecciones en un plazo de 6 meses muestran una variación sustantiva de los precios. Por esta razón se construyó un modelo que intenta captar el comportamiento dinámico del precio del barril de petróleo y representar dicho precio en las simulaciones del sistema mediante un proceso estocástico que tenga en cuenta la volatilidad señalada. Este modelo capta en forma adecuada la dinámica en una ventana de meses. Para reflejar las expectativas de largo plazo, a este mismo modelo se le incorpora una función de multiplicación que permite especificar tanto la evolución del valor esperado del proceso estocástico como su varianza manteniendo la forma de su función de densidad de probabilidad estática (histograma de amplitudes del ensamble en cada momento) y su dinámica dentro de ventanas de tiempo del orden de meses mediante el mantenimiento de la función de auto-correlación del proceso en un espacio transformado.

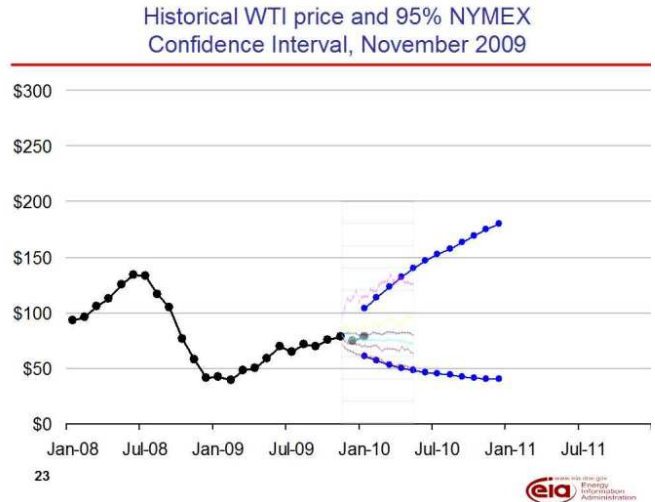


Fig. 1. Cono de incertidumbre del precio de barril de petróleo.

Otras fuentes consultadas fueron los contratos de largo plazo de Gas Natural, Petróleo y Carbón en las series de NYMEX. La Fig.2 muestra el comportamiento relativo al precio base de los contratos. Si bien en la figura se observa que los precios futuros de Gas Natural y Carbón son entre 10 y 20% superior al precio del Petróleo, en este trabajo consideramos que ambos precios están directamente correlacionados y que varían en igual proporción.

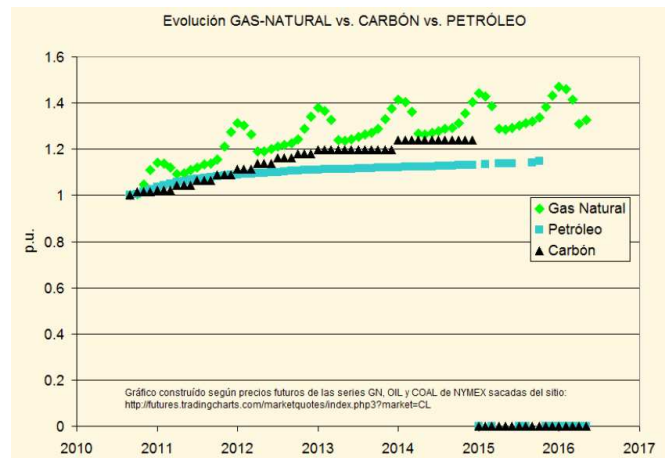


Fig. 2. Precios de contratos futuros de Gas Natural, Petróleo y Carbón referidos a los precios de Agosto de 2010. (Dólares corrientes).

Aplicando el método descrito más arriba, a partir de las fuentes reseñadas en la Fig.1 y 2, se obtuvieron los siguientes datos proyectados para la evolución del precio del petróleo en el horizonte de estudio, tal como se muestran en la Fig. 3.



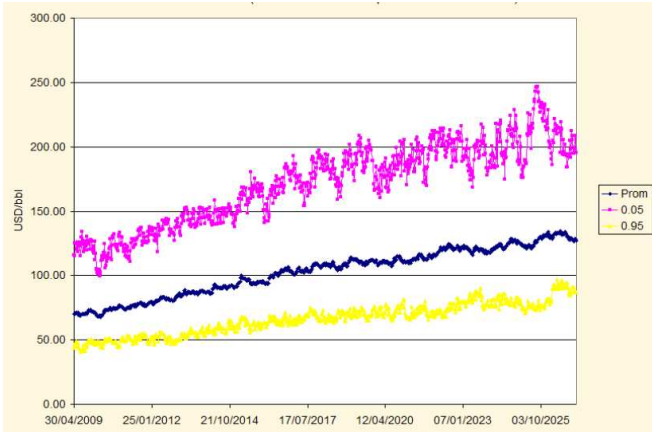


Fig. 3. Proyección del precio del petróleo.

IV. RESULTADOS

Se evaluaron 2466 planes de los cuales aproximadamente 500 consideraron la disponibilidad de GNL a partir del 2015 y los restantes 2000 consideraron disponibilidad a partir de 2013. El escenario que se considera más probable es el de disponibilidad del GNL a partir del 2015 y no del 2013, pero se realizó igual la evaluación, considerando que en lugar de ciclos combinados con gas natural, las centrales que ingresarían antes del 2015 podrían ser centrales de biomasa forestal con características de precios similares a las de los ciclos combinados.

La Fig. 4. resume los resultados de las evaluaciones mostrando el CAD en Valor Esperado (CAD\_ve) y el CAD con 5 % de probabilidad de excedencia (CAD\_pe5) para todas las evaluaciones. La figura está separada en dos tramos, los primeros 500 correspondientes a los planes con GNL a partir del 2015 y los restantes con GNL a partir de 2013.

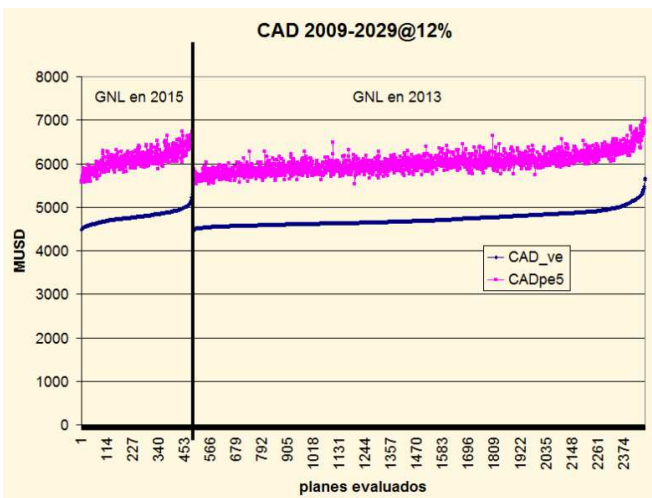


Fig. 4. CAD\_ve y CAD\_pe5 de los 2466 planes evaluados.

Del conjunto de planes analizados se presentan a continuación los resultados más detallados de cuatro planes seleccionados que etiquetaremos como: 13mve, 13mpe5, 15mve y 15mpe5.

El número 13 o 15 con que comienzan los nombres corresponden al año (2000+) a partir del cual está disponible el GNL y el final de los nombres identifican si el plan corresponde al mínimo valor esperado del CAD (mve) o al mínimo valor con probabilidad de excedencia 5% (mpe5).

La Tabla 2, muestra el resumen de los resultados de los cuatro planes. En cualquiera de los dos grupos (GNL en 2013 o 2015) se observa que la reducción del valor del CAD\_pe5 (13 y 4 MUSD respectivamente) es insignificante y que para lograr el CAD\_ve se aumenta en el orden de los 80 MUSD. Entonces, como primer conclusión de este trabajo se obtiene que la estructura de la variabilidad del CAD es tal, que no se obtiene una reducción importante de la varianza del mismo con planes de similar CAD en valor esperado. Esto es positivo, porque implica que las decisiones tomadas en valor esperado son “casi las mismas” que tomadas con un nivel de riesgo importante.

Tabla. 2. Resumen de resultados de los 4 planes.

| mínimos caso GNL2013 |             |              |            |          |
|----------------------|-------------|--------------|------------|----------|
| Plan                 | CAD_ve MUSD | CAD_pe5 MUSD | MW Eólicos | MW CCGNL |
| 366                  | 4440        | 5538         | 760        | 1260     |
| 3140                 | 4511        | 5525         | 1120       | 1260     |
| diff                 | -71         | 13           | -360       | 0        |
| mínimos caso GNL2015 |             |              |            |          |
| Plan                 | CAD_ve MUSD | CAD_pe5 MUSD | MW Eólicos | MW CCGNL |
| 2271                 | 4471        | 5578         | 1080       | 900      |
| 16                   | 4553        | 5574         | 1060       | 900      |
| diff                 | -83         | 4            | 20         | 0        |

Se observa que en cualquiera de los casos, la expansión térmica es la misma ya sea que se utilice el criterio de minimizar el valor esperado o el valor con un riesgo de 5% de ser excedido.

En la Fig. 5, se muestra la expansión eólica de cada uno de los 4 planes. Como se puede apreciar, hay una gran diferencia entre suponer que se puede o no disponer de gas natural antes del 2015. Si no se dispone de gas natural, los planes óptimos implican la instalación de por lo menos 600 MW de generación eólica antes del 2015. Como se puede apreciar, la diferencia entre los planes e15mve y e15mpe5 son 100 MW a partir del 2016 que tiene instalados adicionales el plan e15mpe5 respecto del óptimo en valor esperado.

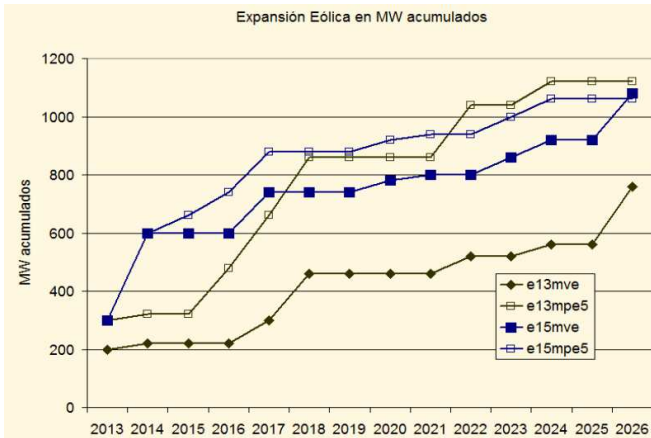


Fig. 5. Expansión eólica acumulada de los cuatro planes analizados.

En la Fig. 6, se muestra la expansión térmica acumulada. Se observa que para los casos de GNL a partir del 2013 la expansión térmica coincide (t13mve y t13mpe5) mientras que para los casos t15mve y t15mpe5 difieren apenas en unos años y luego vuelven a coincidir.

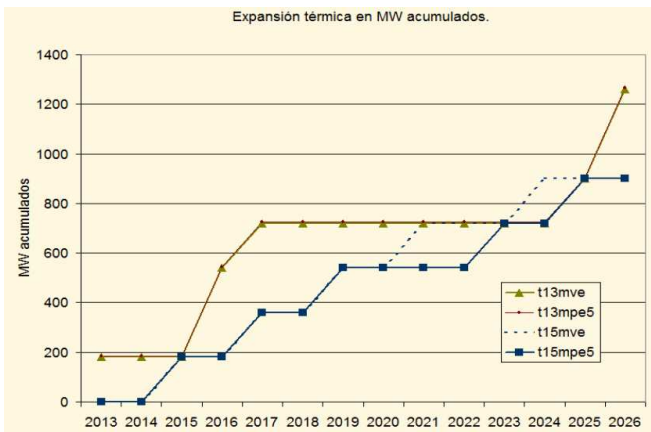


Fig. 6. Expansión térmica acumulada.

## V. CONCLUSIONES

Para la expansión de Uruguay hasta el 2026, con las hipótesis consideradas no se nota una diferencia apreciable entre utilizar como función objetivo la minimización el valor esperado del CAD o el valor con riesgo 5% de ser excedido del CAD.

Las principales diferencias entre minimizar el CAD en valor esperado o con un riesgo de 5% de ser excedido aparecen en la generación eólica y son menores en la expansión térmica. Esta sensibilidad de una tecnología frente a otra puede ser el resultado de considerar módulos de 20 MW para la eólica y de 180 MW para las térmicas.

Dada la relativa facilidad de instalación de parques eólicos frente a la de instalación de centrales térmicas, parecería que el camino seguro sería suponer que el GNL estará disponible a partir del 2015, y por consiguiente, tratar de construir 600 MW de eólica para mayo del 2014.

## VI. FUTUROS TRABAJOS.

Se observa es que el valor del CAD con riesgo de 5% de ser excedido considerado en este trabajo es el valor acumulado actualizado de crónicas simuladas del año 2009 al 2029 lo que supone un “filtrado” de la varianza del CAD si en lugar de acumular todos los años lo analizáramos año a año. Se plantea como trabajo futuro analizar cuál sería la ventana de tiempo a utilizar para calcular el valor del CAD que sea compatible con una mejor representación del impacto de su volatilidad sobre las cuentas del país.

Queda como trabajo futuro analizar el impacto de la propensión al riesgo en la tasa de descuento que utilizamos para la actualización del CAD.

Ensayar nuevos procedimientos de búsqueda del plan óptimo. En esto se estima que es posible mejorar sustancialmente reduciendo por consiguiente la potencia de cálculo necesaria.

## VII. REFERENCIAS.

- [1] 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>
- [2] Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica. R. Chaer. Abril-2009. <http://iie.fing.edu.uy/simsee/curso2010/Cap1-Introduccion-v2010.pdf>
- [3] Modelo de series correlacionadas CEGH. R. Chaer-October 2005. [http://iie.fing.edu.uy/simsee/curso2010/Cap9\\_sintetizadorCEGH.pdf](http://iie.fing.edu.uy/simsee/curso2010/Cap9_sintetizadorCEGH.pdf)
- [4] 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. <http://www.fing.edu.uy/iie/publicaciones/2009/Cha09/Cha09.pdf>
- [5] Aplicación del VaR a un proyecto de concesión de obras de riego. Eduardo Contreras Villablanca. Departamento de Ingeniería Industrial. Universidad de Chile.
- [6] No más VAN: el Value at Risk (VaR) del VAN, una nueva metodología para análisis de riesgo (Eduardo Contreras y José Miguel Cruz)

## VIII. BIOGRAFÍAS



**Marisa León** es graduada MBA de la Universidad ORT, en 2003 y Contadora Publica de la Universidad de la Republica, desde 2003 Trabaja en ADME (Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay).



**Nicolás Castromán** es Licenciado en Economía egresado de la Universidad de la República, y desde el año 2009 trabaja en el Programa de Energía Eólica en Uruguay, que se desarrolla en la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear.



**Ruben Chaer** nació en Tacuarembó - Uruguay, en 1962. Recibió el grado de Ingeniero Electricista en 1990 y el grado de Magister en Ingeniería Eléctrica en 2009 de la Universidad de la República del Uruguay. Actualmente es Profesor Adjunto del Instituto de Ingeniería Eléctrica y asesor de presidencia de la empresa de energía eléctrica UTE en Uruguay.