

Evaluación del riesgo del Costo Anual de Abastecimiento de la Demanda

Fernando Bianco, Antonio Sena

Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.

Abril - Mayo 2013

Montevideo - Uruguay.

IMPORTANTE: Este trabajo se realizó en el marco del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica - SimSEE y fue evaluado por el enfoque metodológico, la pericia en la utilización de las herramientas adquiridas en el curso para la resolución del estudio y por la claridad de exposición de los resultados obtenidos. Se quiere dejar expresamente claro que no es relevante a los efectos del curso la veracidad de las hipótesis asumidas por los estudiantes y consecuentemente la exactitud o aplicabilidad de los resultados.

Índice

1	Objetivo.....	5
2	Hipótesis de trabajo.....	5
2.1	Proyección de la Demanda.....	6
2.2	Parque generador.....	6
2.3	Expansión de la generación.....	7
2.3.1	Gas Natural.....	7
2.3.2	Eólicos.....	7
2.3.3	Biomasa.....	7
2.4	Comercio internacional.....	8
2.5	Precio de los combustibles.....	8
2.6	Costos de falla.....	8
3	Metodología.....	8
4	Resultados del estudio.....	9
4.1	Caso 1 BRENT: precios del barril WTI vale 90-100-110 USD/bbl y comparación contra BRENT 100 USD/bbl.....	9
4.2	Caso 2 EOL: atraso de 200 MW en 2013 y 3.000 MW en 2026 de 1-4 años.....	11
4.3	Caso 3 GN: atraso de 800 MW en 2015-2016 de 1-4 años.....	12
4.4	Caso 4 INTER: atraso interconexión Brasil (Melo) en 2014 de 1-4 años.....	13
5	Conclusiones.....	14
6	Posibles futuros trabajos.....	15
	Bibliografía.....	15

1 Objetivo

El principal objetivo de este trabajo es analizar la distribución anual del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD de aquí en adelante) con diferentes escenarios de futuros para el horizonte de estudio 2016-2025 (10 años).

Se analizan los efectos sobre la figura del riesgo con una probabilidad de ocurrencia del 5% y sobre el valor esperado del CAD.

En particular se estudia la influencia de los precios de los combustibles, del atraso en entrada de inversiones y de la integración con Brasil a través de la convertora de Melo.

2 Hipótesis de trabajo

Se modela el Sistema Eléctrico Uruguayo (figura siguiente) incluyendo las interconexiones con Argentina y Brasil, así como también las incorporaciones de potencia planificadas en otros tipos de generación, como el incremento de la generación eólica y la incorporación de una nueva central de ciclo combinado. No se contempla la incorporación de la demanda de Aratirí (200 MW).

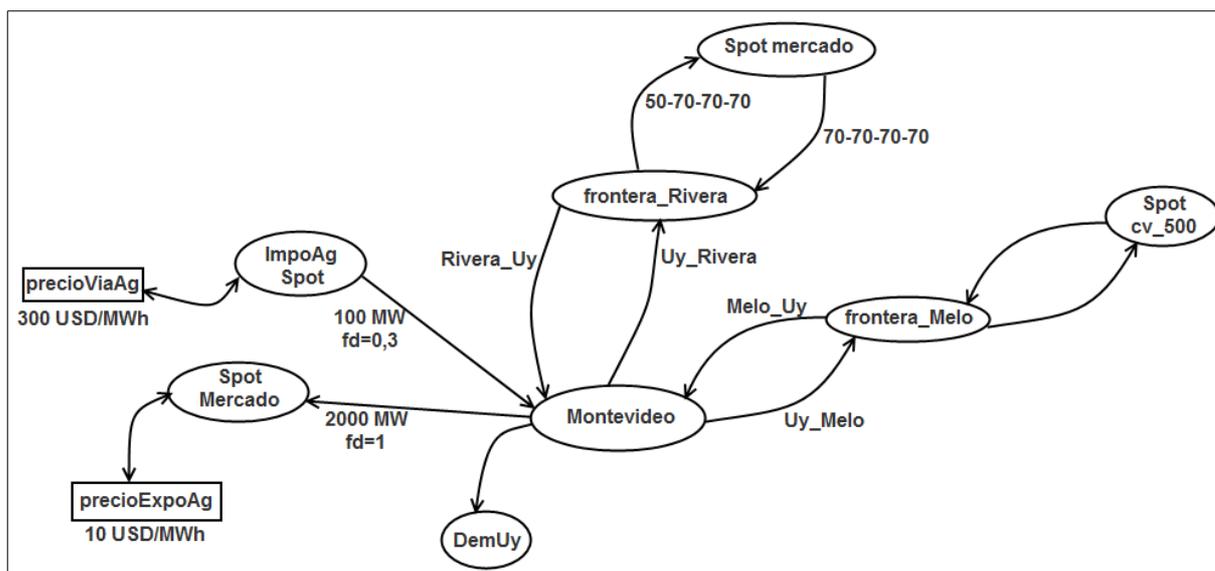


Figura 1 - Modelo sistema eléctrico uruguayo.

Se tiene que todos los generadores y la demanda se consideran conectados al nodo Montevideo.

Se trabaja con la sala “salaBaseCurso2013.es”, en la cual la duración del paso del tiempo es de 168 horas (1 semana) y éste se divide en 4 postes monótonos de 7, 28, 91 y 42 horas.

El horizonte de optimización es desde el 01/01/2016 hasta el 01/01/2027, mientras que el horizonte de simulación es desde el 01/01/2016 hasta el 01/01/2026.

2.1 Proyección de la Demanda

Para la demanda eléctrica se parte de un valor proyectado para el final de 2009 de 8.995 GWh y se supone una tasa de crecimiento anual de 4,5%. La demanda resultante esperada es la que se muestra en la siguiente tabla:

Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Demanda (GWh)	8.995	9.394	9.805	10.154	10.611	11.088	11.587	12.109	12.654
Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Demanda (GWh)	13.223	13.818	14.440	15.090	15.769	16.478	17.220	17.995	18.805

Tabla 1 - Demanda esperada de energía eléctrica.

En las simulaciones, la demanda de la tabla anterior se proyecta aplicando una tasa que en cada año es de la forma $4,5\%+u$; siendo u una variable aleatoria con distribución uniforme en $[-1, 1]$. La mencionada variable se llama en el SimSEE "Variabilidad_Demanda" y es asignada en la ventana de edición del actor demanda, en el campo llamado "Componente Aleatoria".

De esta forma se modela la incertidumbre sobre la proyección de la demanda, resultando en tasas de crecimiento anual entre 3,5% y 5,5%; eligiendo para cada año un valor en forma independiente de los demás años.

2.2 Parque generador

Uruguay tiene cuatro centrales hidroeléctricas: Bonete", "Baygorria" y "Palmar" en el Río Negro y "Salto Grande" en el Río Uruguay (binacional compartida con Argentina en un 50%). Más detalle de las mismas se muestra a continuación:

Represa		(MW)	unidades
Bonete	Embalse	38,8	4
Baygorria	De pasada	36	3
Palmar	De pasada	111	3
SG	De pasada	135	7

Tabla 2 - Parque generador térmico.

El parque generador térmico que se toma en cuenta es:

	(MW)	(USD/MWh)	fd	unidades
CB-5ta-FOP	80	187	0,84	1
CB-6ta-FOP	125	190	0,84	1
CTR_GO	110	280	0,84	2
Motores	10	166	0,84	8
PTI_GO	49	222	0,84	6
SalaB_FO	48	231	0,56	1

Tabla 3 - Parque generador térmico.

La columna “fd” tiene los factores de disponibilidad de las máquinas. Este factor contempla tanto la reducción de disponibilidad por rotura fortuita de las máquinas como por mantenimientos programados. La 5ta y la 6ta están operativas hasta 2021, mientras que SalaB_FO y PTI_GO están operativas hasta 2015, donde la última es sustituida por PTI_GN.

2.3 Expansión de la generación

2.3.1 Gas Natural

El precio del Gas Natural (GN) se supone indexado 100% con el precio de los combustibles líquidos. El parque generador GN que se toma en cuenta es:

	(MW)	(USD/MWh)	fd	unidades
CC470_GN	180	104	0,85	2-3
PTI_GN	49	149	0,84	6

Tabla 4 - Parque generador gas natural.

(*) Central de ciclo combinado: dos unidades entran en 2015 y tres en 2016, el pago por potencia 25 USD/MW.

(**) Central PTI: turbinas a gas oil pasan a operar con gas natural en 2015.

2.3.2 Eólicos

El parque generador eólico que se toma en cuenta se modela como cuatro grandes parques, los mismos son:

1. Eólico_L0: Se compone de unos 80 MW disponibles desde 2013. El pago por energía es 82,3 USD/MWh.
2. Eólico_L1: 150 MW para el 2014. El pago por energía es 82,3 USD/MWh.
3. Eólico_L2: 200 MW para el 2014. El pago por energía es 65 USD/MWh.
4. Eólico: 200 MW para 2013 y aumenta gradualmente hasta 3000 MW en 2026. El pago por energía es 65 USD/MWh.

2.3.3 Biomasa

Desde 2015 se consideran 3 unidades de biomasa autodespachada de 40 MW, con costo variable de 1 USD/MWh; fd=0,85; pago por potencia 40 USD/MWh y pago por energía 49 USD/MWh.

Desde 2015 se consideran 1 unidad de biomasa convocable de 40 MW, con costo variable 50 USD/MWh; fd=0,85; pago por potencia 70 USD/MWh y pago por energía 65 USD/MWh.

2.4 Comercio internacional

El intercambio comercial (importaciones y exportaciones) con Argentina se modela conectado al nodo Montevideo, la exportación está limitada a 2000 MW y la importación está limitada a 100 MW.

El intercambio comercial (importaciones y exportaciones) con Brasil a través de la convertora de Rivera se encuentra concentrado en el nodo Rivera y el intercambio a través de la convertora de Melo se encuentra concentrado en el nodo Melo.

El intercambio con Brasil se modela como spot-postizado. Los límites a las importaciones y exportaciones oscilan entre 50 MW y 70 MW dependiendo del poste en el caso de Rivera y está limitado a 500 MW en el caso de Melo. Adicionalmente, esta última se considera disponible desde 2014.

2.5 Precio de los combustibles

Tanto el precio de los combustibles líquidos como del gas natural están indexados en un 100% con el precio del barril de petróleo. Éstos se modelan como un proceso estocástico CEGH que simula realizaciones del precio del WTI (West Texas Intermediate) y se indexan los costos variables de generación de las diferentes unidades térmicas con dicho índice.

Se toma un precio para un barril de petróleo de 96,7 USD/bbl.

2.6 Costos de falla.

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, indexados 100% con el WTI. En la siguiente tabla se muestran los mencionados escalones junto con los correspondientes costos:

Escalón	1	2	3	4
Profundidad (pu)	0,05	0,075	0,075	0,8
Costo (USD/MWh)	500	600	2400	4000

Tabla 5 - Escalones de falla.

3 Metodología

En el contexto de este trabajo, se entiende por CAD como la suma de los costos variables de producción de la energía y los costos fijos de capital y de operación y mantenimiento de las nuevas inversiones.

Se utiliza la plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica - SimSEE versión 3,92c. La tasa de descuento anual es del 12% y los montos son en dólares estadounidenses y constantes de Mayo de 2013.

El principal objetivo de este trabajo es analizar la distribución del Costo anual de Abastecimiento de la Demanda (CAD), con diferentes escenarios de futuros para el horizonte de estudio 2016-2025 y analizar algunas de sus causas.

Se analizan los efectos sobre la figura del riesgo con una probabilidad de ocurrencia del 5% y sobre el valor esperado del CAD.

Particularmente se estudia la influencia de:

1. Variación del precio del barril de petróleo y comparación índices WTI-Brent.
2. La entrada de los 200 MW de energía eólica para 2013 que aumentan hasta unos 3.000 MW en 2026 (EOL).
3. La entrada del gas natural 800 MW en la matriz energética del país desde 2015 (GN).
4. La interconexión con Brasil a través de la convertora Melo (INTER) en 2014.

Se compara cada uno de los casos mencionados con respecto al que está modelado en la sala base de estudio (caso sin cambios). En los tres primeros, se atrasan las entradas en servicio en 1, 2, 3 y 4 años.

En el caso del petróleo, se realizan tres cálculos correspondientes a los siguientes precios del barril del petróleo: 90-100-110 USD/bbl. También se estudia para una serie temporal de precios Brent[1] cuando el barril del petróleo es de 110 USD/bbl y se compara contra la serie WTI correspondiente. La serie temporal es del período 1/1/2005-29/06/2013. El mencionado índice, es utilizado en el “Informe sobre la propuesta de ajuste tarifario de UTE”[2].

Para obtener e identificar la serie temporal del Brent, como un modelo de Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma CEGH, se utiliza una aplicación llamada “analisisserial”, la cual está disponible en la carpeta “bin” en el directorio de instalación del programa SimSEE. Se utilizaron los valores por defecto del filtro, pero se analizó el efecto del orden del filtro y se encontró que no se obtienen cambios significativos en la varianza de lo no explicado, por lo que se toma un filtro de orden 1, la lista de años análogos se deja vacía.

4 Resultados del estudio

4.1 Caso 1 BRENT: precios del barril WTI vale 90-100-110 USD/bbl y comparación contra BRENT 100 USD/bbl

Primero se analiza qué sucede con el CAD para los casos en los cuales el barril de petróleo WTI vale 90-100-110 USD/bbl (estos valores se eligen de acuerdo a los históricos de los últimos años). Luego, se comparan los CAD para los índices WTI y Brent con un barril de 100 USD/bbl.

En la figura siguiente se muestran las series temporales de ambos índices, se observa que tienen el mismo comportamiento, aunque desde Octubre de 2010 el precio del barril Brent está sensiblemente por encima del WTI.

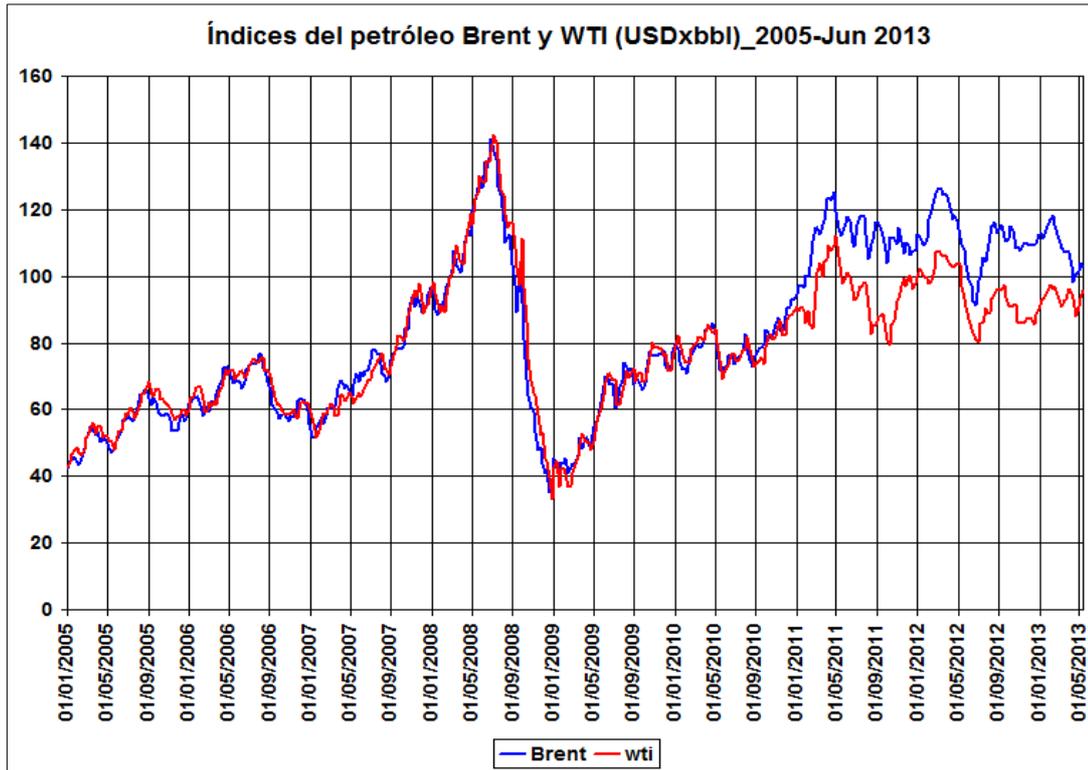


Figura 2 - Índices BRENT y WTI.

En la figura siguiente se muestran los CAD correspondientes para cada caso:

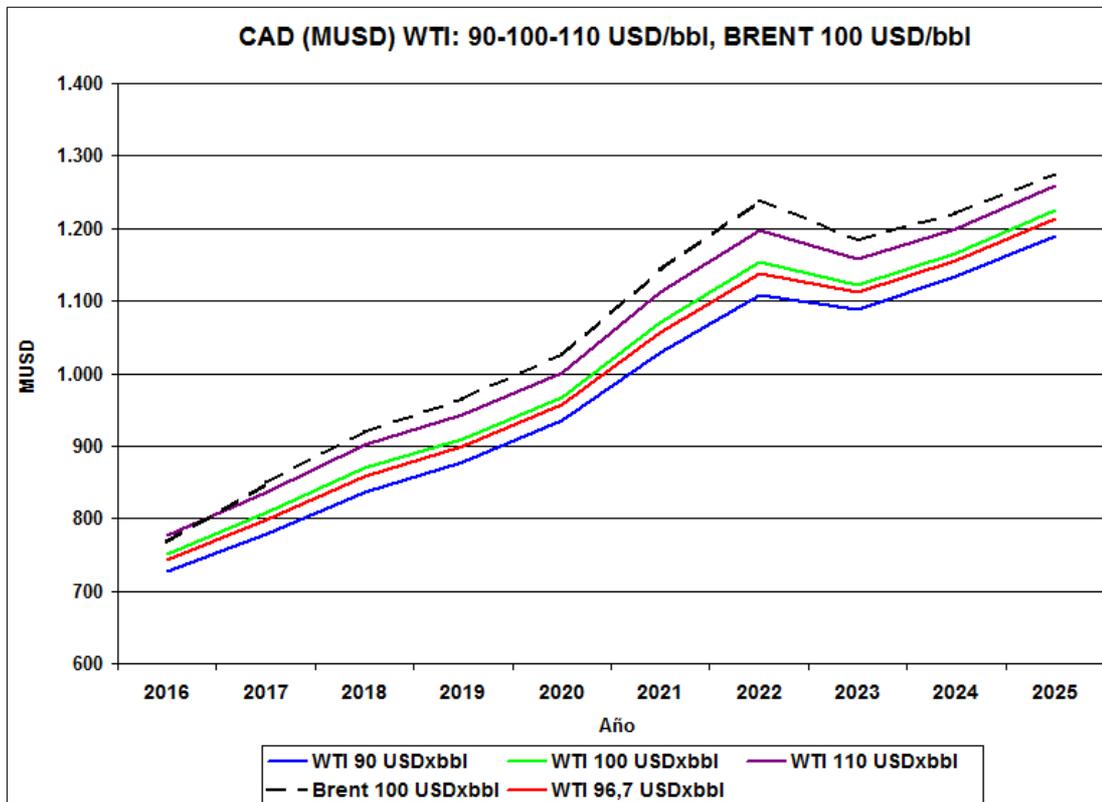


Figura 3 - CAD BRENT.

Si se calcula el VAN diferencial de cada caso con respecto al base (sin atrasos), se tiene que el CAD diferencial actualizado en valor esperado, es en cada caso:

VAN diferencial (MUSD)			
WTI 90 USDxbbbl	WTI 100 USDxbbbl	WTI 110 USDxbbbl	Brent 100 USDxbbbl
Prom	Prom	Prom	Prom
-126	61	246	350

Tabla 6 - VAN diferencial (MUSD).

Se tiene que el CAD anual, en el caso base de 96,71 USD/bbl, va desde unos 740 MUSD en 2016 a unos 1.200 MUSD en 2025. En el caso en el cual el barril WTI vale 110 USD, se tiene en 2016 un CAD superior en unos 33 MUSD y en 2025 unos 45 MUSD, con respecto al caso base. En el caso del barril Brent de 100 USD, éste es inferior al barril WTI de 110 USD en 2016 en unos 6 MUSD, pero desde 2017 es superior llegando en 2025 a tener una diferencia de unos 17 MUSD. Si se compara el Brent 100 USD/bbl y el WTI 100 USD/bbl, se tiene que el primero es un 5% superior al segundo. Mientras que el costo medio anual en el caso sin atraso va desde unos 61 USD/MWh en 2016 a unos 67 USD/MWh en 2025, pero en el peor caso (WTI 110 USD/bbl) el costo medio es un 5% superior.

4.2 Caso 2 EOL: atraso de 200 MW en 2013 y 3.000 MW en 2026 de 1-4 años

En este caso se estudia qué sucede con el CAD cuando la entrada es en los años 2014-2017 (atraso de 1 a 4 años). En la figura siguiente se muestran los CAD correspondientes:

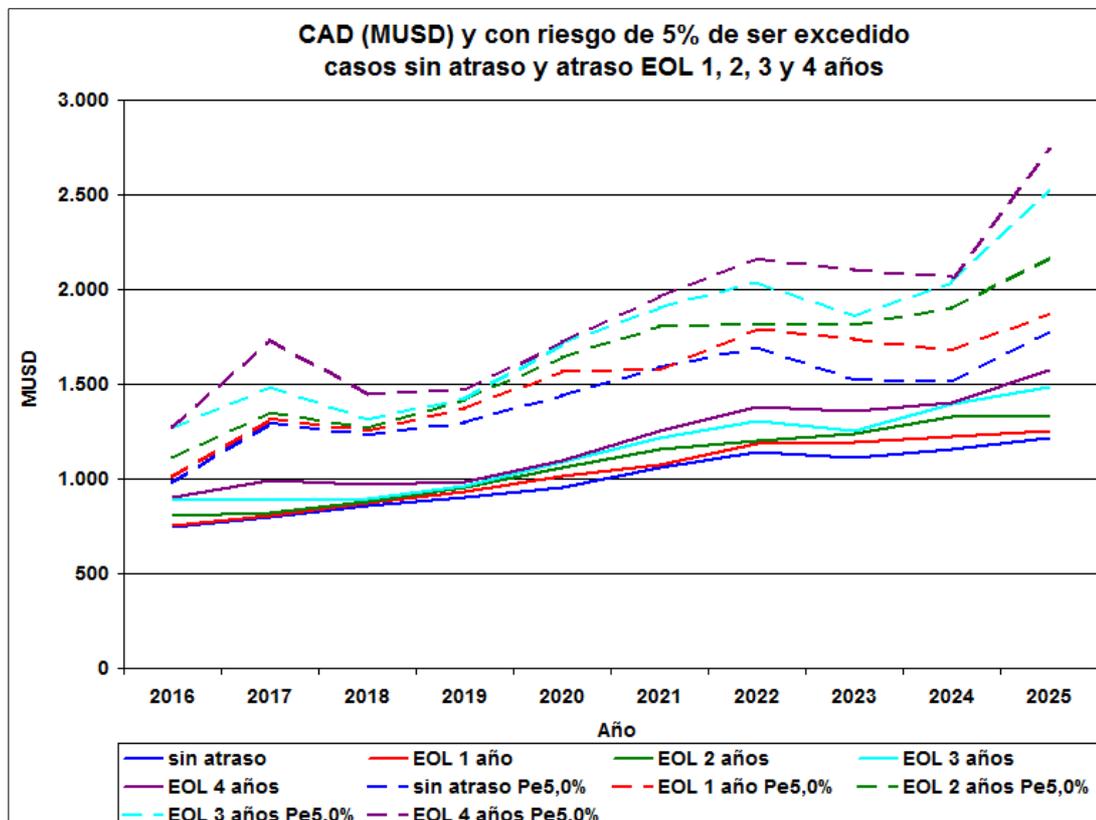


Figura 4 - CAD atraso EOL.

Los mayores cambios se tienen en los casos de atrasar 3 y 4 años, debido a que la simulación es desde 2016. Si se calcula el VAN diferencial de cada caso con respecto al base (sin atrasos), se tiene que el CAD diferencial actualizado es en cada caso:

VAN diferencial (MUSD)							
EOL 1 año		EOL 2 años		EOL 3 años		EOL 4 años	
Prom	Pe5,0%	Prom	Pe5,0%	Prom	Pe5,0%	Prom	Pe5,0%
175	386	414	918	741	1.569	1.037	2.166

Tabla 7 - VAN diferencial (MUSD).

Si se considera una componente asociada al riesgo de sobre-costo respecto del valor esperado del 5%, se tiene que estas componentes son más dispersión entre ellas que en los casos sin considerar riesgo.

Mientras que el costo medio anual en el caso sin atraso va desde unos 61 USD/MWh en 2016 a unos 67 USD/MWh en 2025, se tiene que en el peor caso (atraso 4 años) el costo medio es un 20% superior.

4.3 Caso 3 GN: atraso de 800 MW en 2015-2016 de 1-4 años

En este caso se estudia qué sucede con el CAD cuando la entrada es en los años 2016-2020 (atraso de 1 a 4 años). En la figura siguiente se muestran los CAD correspondientes:

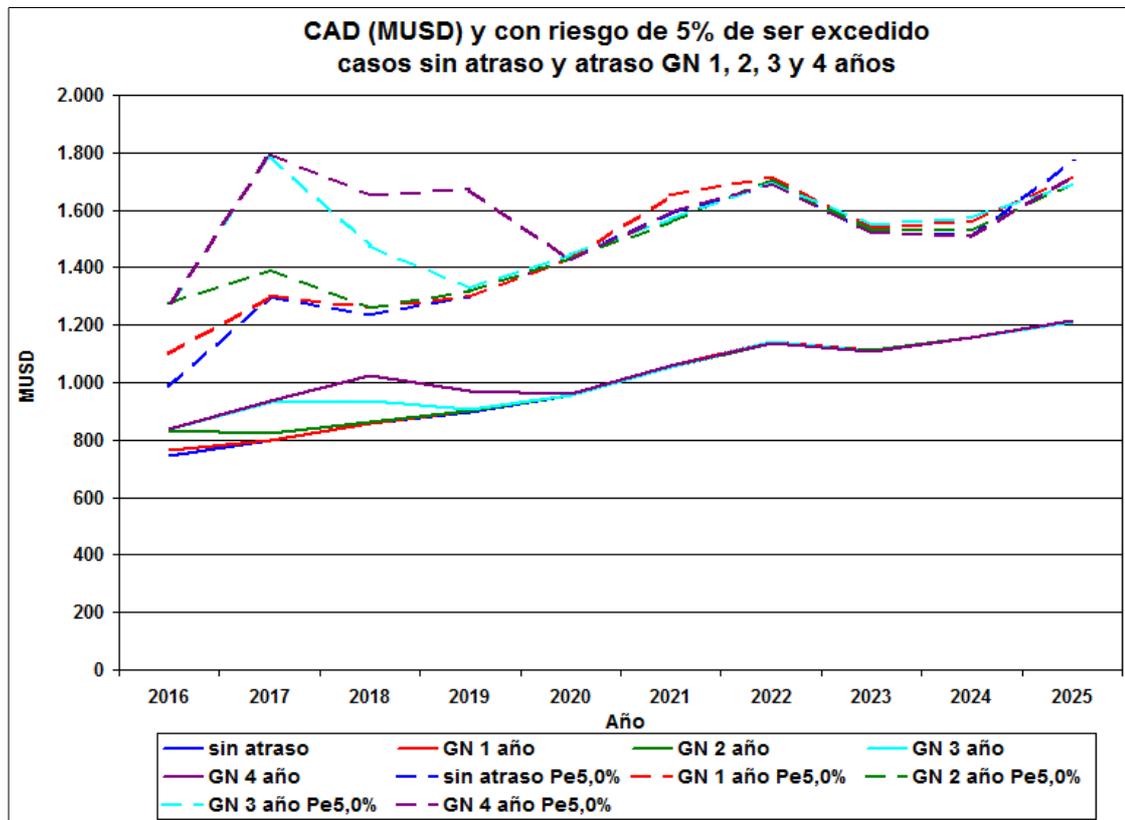


Figura 5 - CAD atraso GN.

En la siguiente tabla se muestran los CAD actualizado diferenciales con respecto al caso base, tanto para los casos valor esperado como si se considera una componente asociada al riesgo de sobre-costo respecto del valor esperado del 5%:

VAN diferencial (MUSD)							
GN 1 año		GN 2 año		GN 3 año		GN 4 año	
Prom	Pe5,0%	Prom	Pe5,0%	Prom	Pe5,0%	Prom	Pe5,0%
21	167	105	328	246	837	359	1.163

Tabla 8 - VAN diferencial (MUSD).

Mientras que el costo medio anual en el caso sin atraso va desde unos 61 USD/MWh en 2016 a unos 67 USD/MWh en 2025, se tiene que en el peor caso (atraso 4 años) el costo medio es un 6% superior.

4.4 Caso 4 INTER: atraso interconexión Brasil (Melo) en 2014 de 1-4 años

En este caso se estudia qué sucede con el CAD cuando la entrada es en los años 2015-2019 (atraso de 1 a 4 años). En la figura siguiente se muestran los CAD correspondientes:

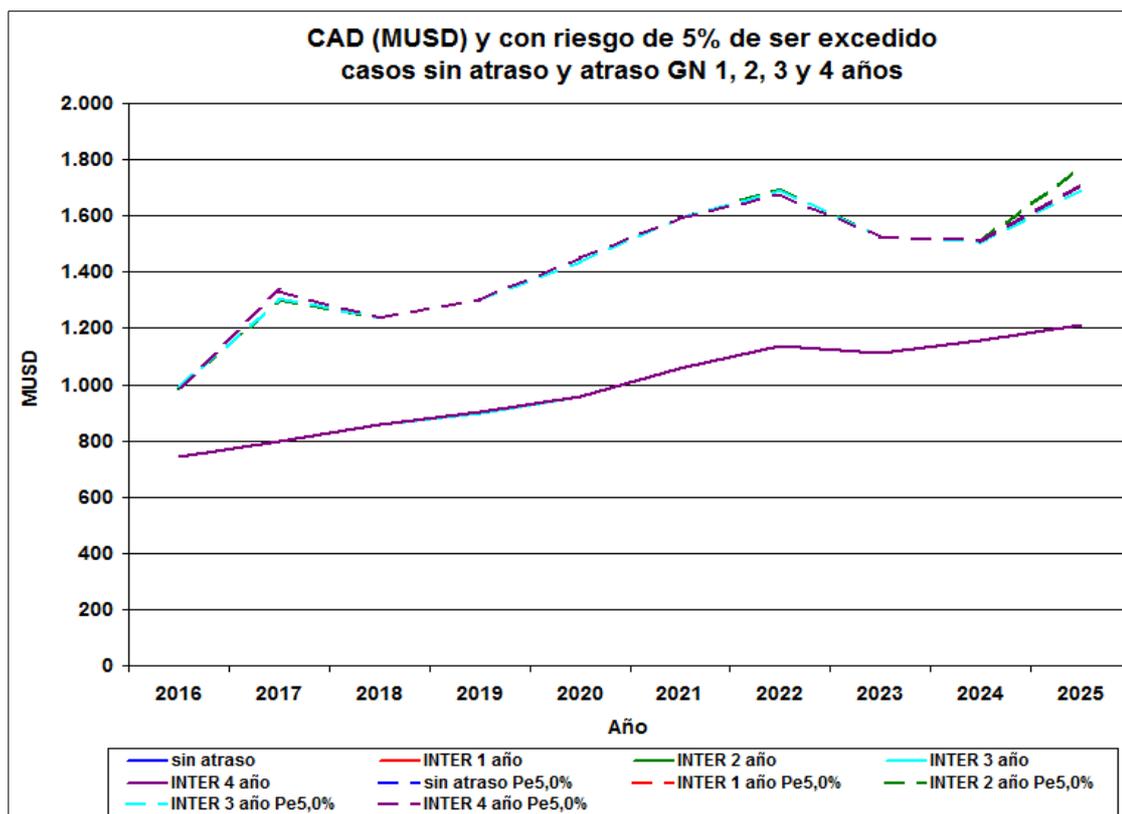


Figura 6 - CAD atraso INTER.

En la siguiente tabla se muestran los CAD actualizado diferenciales con respecto al caso base, tanto para los casos valor esperado como si se considera una componente asociada al riesgo de sobre-costo respecto del valor esperado del 5%:

VAN diferencial (MUSD)							
INTER 1 año		INTER 2 año		INTER 3 año		INTER 4 año	
Prom	Pe5,0%	Prom	Pe5,0%	Prom	Pe5,0%	Prom	Pe5,0%
0	0	0	0	0	-26	0	9

Tabla 9 - VAN diferencial (MUSD).

Mientras que el costo medio anual en el caso sin atraso va desde unos 61 USD/MWh en 2016 a unos 67 USD/MWh en 2025, se tiene que en el peor caso (atraso 4 años) el costo medio es un 4% superior.

5 Conclusiones

Se tiene que se logra un ahorro en el abastecimiento de la demanda incorporando fuentes de generación de energía eólica y gas natural. Por ejemplo, la disminución del CAD en 2022, se debe a que para ese año se llega a la inserción de unos 2000 MW de energía eólica.

La dependencia del CAD con el precio de los combustibles líquidos es relevante, y lleva a que esta variable esté bajo monitoreo constantemente y a que se busquen otras alternativas de generación que no esté tan fuertemente ligadas al mencionado precio.

La tendencia de los últimos años es que el precio del barril Brent sea superior al del WTI, y tal como se vio se puede tener un CAD superior para un barril Brent de 100 USD/bbl que el correspondiente para un barril WTI de 110 USD/bbl. Se recomienda, utilizar el índice Brent para los futuros análisis en el SimSEE.

En todos los planes, la diferencia anual entre el CAD esperado y el CAD con un 5% de probabilidad de excedencia, va de unos 400 MUSD a 600 MUSD según el caso. Pero, a pesar de la diferencia que existe y bajo las hipótesis de expansión planteadas hasta 2025, no hay una diferencia apreciable entre utilizar como función objetivo minimizar el valor esperado del CAD o con la consideración del riesgo. Por lo tanto, se concluye que el análisis conservador sigue siendo útil.

Hay una mayor diferencia entre minimizar el CAD en el caso de la generación eólica que en el caso del gas natural. Por ejemplo, atrasar la entrada de EOL en un año es equivalente a atrasar GN en 2-3 años aproximadamente, esta conclusión se puede tomar viendo los CAD esperados o los CAD con un nivel de riesgo del 5%. Esta sensibilidad de una tecnología frente a otra puede ser del hecho que la instalación de eólica es mayor que la de gas natural.

Además, atrasar la EOL implica que el CAD va a ser mayor siempre, lo contrario ocurre con el GN donde se ve que se puede alcanzar la curva del CAD sin atraso, luego de su entrada en servicio.

Finalmente, el CAD en valor esperado es insensible a la interconexión con Brasil. Mientras que si se considera el CAD con probabilidad de excedencia del 5% no hay cambio si se atrasa en 1 y 2 años; pero si lo hay en los otros casos, en particular resulta que si se atrasa en 3 años (2017) se tiene un CAD inferior.

6 Posibles futuros trabajos

Para futuros trabajos se propone estudiar el cambio del perfil de la curva demanda luego de una fuerte inserción de potencia instalada como la eólica y el gas natural.

También se propone estudiar la gestión de la demanda para no entrar en situación de falla y minimizar el CAD, cuando se tiene una situación de hidraulicidad y de precio del petróleo adversas.

Subdividir el nodo Montevideo en varios representativos de la red de Trasmisión, y estudiar el abastecimiento de la demanda en caso de falla de alguno de los subarcos que conectan a estos subnodos. Ver la posibilidad de integrar una alternativa tipo SmartGrid, que junto con Flucar y SimSEE resuelva el tema planteado.

Bibliografía

- [1] [Histórico Precios barril Brent 1987-2013 Federal Reserve Bank of St. Louis.](#)
- [2] [URSEA, Informe sobre la propuesta de ajuste tarifario de UTE](#)
- [3] 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. 3er ELAEE - Abril 2011 Buenos Aires - Argentina. <http://ie.fing.edu.uy/publicaciones/2011/LCLCC11/LCLCC11.pdf>
- [4] VOLATILIDAD DEL COSTO DE ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA ELECTRICA. MsC. Ruben Chaer, Cra. Marisa León, Dr. Gonzalo Casaravilla, Ing. Ventura Nunes, Ing. Virginia Echinope, Ing. Alejandro Gutiérrez, Ec. Daniel Larrosa, Ing. Juan Zorrilla, Ing. Alvaro Brandino, Dr. José Cataldo. Agosto 2009 - Montevideo - Uruguay. <http://ie.fing.edu.uy/publicaciones/2009/CLCNEGLZBC09/CLCNEGLZBC09.pdf>
- [5] 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. EPIM'2010, Encuentro de especialistas en Energía, Potencia, Instrumentación y Medidas, IEEE Nov. 2010, Montevideo – Uruguay. <http://ie.fing.edu.uy/publicaciones/2010/LCC10/LCC10.pdf>