

VOLATILIDAD DEL COSTO DE ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.

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

Resumen

El principal objetivo de este trabajo es mostrar la volatilidad que presenta el costo de abastecimiento de la demanda eléctrica y analizar algunas de sus causas.

A modo de ejemplo, en el año 2008 y lo que va del 2009, los pronósticos realizados del costo de abastecer la demanda, al inicio de cada año, resultaron ser muy inferiores a los costos realmente incurridos.

En el año 2008, nuestro país se vio afectado por la subida abrupta del costo del barril de petróleo. En el primer semestre del 2009, el costo de abastecimiento de la demanda fue claramente afectado por una situación de bajos aportes hidrológicos a las centrales hidráulicas.

Se analiza la influencia del precio del petróleo y de la condición de bajos o altos aportes a las centrales sobre el costo de abastecer la demanda.

Este análisis se hace para dos escenarios posibles de la futura expansión del parque generador. Un escenario de expansión en base a centrales de generación térmicas y otro coincidente con las líneas de acción planteadas por el MIEM que consideran la incorporación de 200MW de generación en base a combustión de biomasa y 300 MW de generación eólica para el año 2015.

1 Introducción

El principal objetivo de este trabajo es mostrar la volatilidad que presenta el costo de abastecimiento de la demanda eléctrica (CAD) y analizar algunas de sus causas. En el contexto de este trabajo, se entiende por CAD 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.

En el año 2008 y en lo que va del 2009, los pronósticos realizados de los costos al inicio del período resultaron ser muy bajos respecto a los costos realmente incurridos. Claro está que todo pronóstico está sujeto a que luego de ocurrido el plazo del pronóstico, resulte apartado o no de lo que realmente suceda. Este trabajo se centra en analizar las causas de la dispersión del pronóstico del CAD y sugiere una mejora en la metodología a los efectos de disminuir la varianza del error de pronóstico.

Las principales fuentes de aleatoriedad y por ende de error en la estimación del CAD son el Precio del Petróleo (PP) y los Aportes Hidráulicos (AH).

El PP pasó en menos de un año de 50 a 150 USD/barril y volvió a bajar a 50 USD/barril. Esto impactó claramente en el CAD en el 2008 que resultó muy apartado del pronóstico realizado.

Los AH determinan los caudales de aportes a las represas y por consiguiente determinan cuanta energía es posible generar de origen hidráulico. Dado que los costos de operación y mantenimiento de las centrales hidroeléctricas son bajos, el costo de producción de energía eléctrica en estas centrales resulta poco relevante para el y por lo tanto son poco significativos para este estudio. El complemento necesario para abastecer la demanda deberá o generarse con las centrales térmicas (consumiendo derivados de petróleo), importarse (a precios superiores a las centrales térmicas) o como último recurso no suministrar toda la demanda (esto es entrar en restricciones o falla).

El impacto de la incertidumbre de los AH es importante por la incertidumbre en los volúmenes de energía y se amplifica el impacto con la incertidumbre de PP dado que los volúmenes de energía térmica, importaciones y falla están directamente afectados por el PP.

En lo que va del año 2009, el principal impacto sobre las previsiones ha venido por el lado de unos AH muy bajos. Comparando con los datos históricos, los primeros 3 meses del año los AH fueron de los más bajos de los últimos 100 años, siendo solamente peores los de igual periodo de 1945. O sea que, desde el punto de vista estadístico, podemos decir que los AH de esos meses tienen una probabilidad de excedencia de 98%.

El otro factor que puede cambiar los pronósticos es el tipo de expansión de la generación que se suponga ocurrirá. Es obvio que si la nueva generación se realiza en base a centrales que utilicen combustibles fósiles se estará aumentando la vulnerabilidad al PP, mientras que si se realiza en base a energías de otro tipo (eólica, solar, biomasa) se disminuirá dicha vulnerabilidad. Para analizar este efecto se estudian dos tipos de expansión de la generación. Uno en base exclusivamente a centrales a fuel oil y otro en que se incorporan 500MW de energías renovables no-convencionales.

2 Metodología

Se utilizó la herramienta de optimización-simulación SimSEE (Anexo 1) para realizar las predicciones del CAD para los años del 2010 al 2015 en dos escenarios de expansión de la generación. Uno en base a motores que queman fuel oil y otro en el que se sustituye parte de la expansión de los motores por generadores eólicos y centrales de biomasa. Al primer escenario se lo denomina TER (de térmico) y al segundo EOL (de eólico) a los efectos de su identificación.

En cuanto al PP, se consideraron tres escenarios que corresponden a suponer que el PP permanece en el valor actual (cerca de los 70 USD/barril) aumenta de forma de multiplicar los costos térmicos al doble y al cuádruple del valor actual.

Las simulaciones se realizaron suponiendo que el precio del petróleo permanece constante durante todos los años. Esto no es así, pero realmente no se tiene una forma

confiable de pronóstico del precio del petróleo. La realidad irá “saltando” entre los resultados de acuerdo al PP que se vaya verificando. Con las simulaciones bajo estas hipótesis se estarían obteniendo las situaciones extremas a considerar en cada año.

Cuando no es posible cumplir con el suministro de la demanda, el sistema entra en 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. A los efectos de las simulaciones realizadas, se consideró que estos costos de falla están también multiplicados por los mismos factores que los costos térmicos. Esto se hizo así, pues es claro que sobre todo para los dos primeros escalones de falla, el costo alternativo para el suministro de energía se incrementa al subir el precio de los combustibles. Podría no ser cierto para los escalones superiores, pero a los efectos de estas corridas esos escalones no intervienen pues los recursos de generación supuestos son suficientes como para que no sean necesarias restricciones tan profundas.

Para los AH se utilizó la capacidad de sintetizar series de aportes del simulador SimSEE y los resultados presentados son sobre la base de simulaciones con 1000 crónicas sintéticas.

Se tiene entonces seis casos correspondientes a las combinaciones TER y EOL con los tres escenarios de PP y para cada uno de esos 6 casos tenemos 1000 resultados del CAD para cada año correspondiente a las crónicas de AH simuladas. Los resultados se presentan para cada uno de los 6 casos mostrando las probabilidades de excedencia del CAD en la variable aleatoria AH.

3 Principales hipótesis

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

	[MW]	[USD/MWh]	fd	unids.
Botnia	20	2	0.83	1
CB-5ta-FOP	75	107	0.84	1
CB-6ta-FOP	120	110	0.84	1
CTR	100	168	0.84	2
Zenda	4	1	0.83	1
Imp. Emerg	150	400	0.25	1
Imp. Ocasional	150	200	0.25	1
PTI_GO	49	131	0.84	6
SalaB_FO	48	142	0.56	1 (*)
TGAA_GO	15	219	0.47	1

(*) esta unidad es dada de baja en junio del 2015

Tabla 1 – Composición del parque térmico actual e importaciones

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.

El parque hidráulico está formado por las tres centrales del Río Negro y el 50% de Salto Grande.

Tanto en el caso TER como EOL se supuso una expansión de la generación adaptada con el crecimiento supuesto de la demanda. La adaptación se realizó para garantizar que la demanda es abastecida con una confianza de 95%.

La tabla 2 muestra el crecimiento supuesto de la demanda y las expansiones TER y EOL analizadas para cubrir dicho crecimiento.

	<i>Total de MW instalados antes de junio de cada año (*)</i>						
	Demanda(**)	TER			EOL		
		[GWh]	Motores [MW]	Biomasa [MW]	Eólica [MW]	Motores [MW]	Biomasa [MW]
2009	8847	80	0	20	80	0	20
2010	9116	80	40	20	80	48	66
2011	9423	130	40	20	80	76	112
2012	9776	180	40	20	80	104	158
2013	10143	280	40	20	120	136	204
2014	10524	340	40	20	120	168	252
2015	10921	340	40	20	120	200	300
2016	11333	400	40	20	150	200	300
2017	11760	460	40	20	210	200	300
2018	12203	530	40	20	280	200	300
2019	12664	590	40	20	340	200	300

(*) Los 80MW de motores en el 2009 ingresarían recién en noviembre.

(**) Demanda incluyendo las pérdidas en el sistema.

Tabla 2 – Crecimiento del parque de generación supuesto

La tabla 2 tiene en consideración, los 80 MW de motores que está instalando UTE y que entrarían en operación en noviembre del 2009 y las centrales a biomasa de Galofer S.A. (13 MW), Bioener (12 MW), Fenirol S.A. (10 MW) y Liderdat S.A. (5 MW). También están considerados los parques eólicos de Nuevo Manantial (10MW) y de UTE (10MW).

Para la simulación se supuso que los motores a fuel oil, son unidades de 10 MW cada uno con un factor de disponibilidad complejiva de 0.84 y un costo variable de generación inicial de 95 USD/MWh.

El comercio internacional se modeló de acuerdo con lo supuesto en informe de “Garantía de Suministro” publicado por ADME en su página web y que equivale a suponer una potencia de 75MW. Para lograr esta potencia esperada de interconexión se consideraron dos unidades de importación, cada una de 150 MW y con un factor de disponibilidad de 25%. Una de las unidades a un precio de 200 USD/MWh correspondiente a importación ocasional desde los mercados vecinos y la otra unidad a un precio de 400 USD/MWh correspondiente al apoyo recibido por los sistemas vecinos en casos de emergencia.

En todos los casos se supuso que la eólica se instala logrando un factor de capacidad de 0.35.

Para tener en cuenta los costos fijos de cada plan de expansión, se supuso que los generadores eólicos reciben 100 USD/MWh, los de biomasa 85 USD/MWh y los motores tienen un costo de capital más operación y mantenimiento que resulta en 800 USD/kW instalado (este valor no es el de los primeros 80 MW dado que los mismos aprovechan infraestructura propia de la Central Batlle estimándose que para los futuros emplazamientos se incurrirá en costos superiores como ser la construcción de oleoductos).

4 Resultados y conclusiones

4.1 Volatilidad de costos

Para la presentación de los resultados se eligió promediar los resultados de los años 2013 y 2014. Se seleccionaron esos años por ser años en que existe una diferencia importante entre los planes de expansión TER y EOL.

La tabla 3 resume los resultados para el costo total de abastecimiento incluyendo costos variables y los costos fijos de las nuevas inversiones.

Promedio años 2013 y 2014 [MUSD/año]			
Petróleo [USD/barril]	70	140	280
Expansión Térmica			
Pe2%	732	1384	2682
Pe5%	660	1245	2407
Promedio	398	722	1367
Expansión Eólica+Biomasa			
pe2%	715	1255	2324
pe5%	639	1097	2005
Promedio	382	606	1052

Tabla 3 – Costo de abastecimiento calculado

De mantenerse el petróleo a 70 USD/barril se observa:

- los CAD correspondientes a una condición hidrológica promedio son similares.
- De verificarse una condición hidrológica similar a la de inicio del 2009, el CAD para el plan TER sería de 732 MUSD mientras que el CAD para el plan EOL es 715 MUSD.

Si se duplicara el precio del petróleo se observa:

- los CAD correspondientes a una condición hidrológica promedio son 722 MUSD para el plan TER y 606 MUSD para el plan EOL.
- De verificarse una condición hidrológica similar a la de inicio del 2009, el CAD para el plan TER sería de 1384 MUSD mientras que el CAD para el plan EOL es 1255 MUSD.

Si se cuadruplicara el precio del petróleo se observa:

- los CAD correspondientes a una condición hidrológica promedio son 1367 MUSD para el plan TER y 1052 MUSD para el plan EOL.
- De verificarse una condición hidrológica similar a la de inicio del 2009, el CAD para el plan TER sería de 2682 MUSD mientras que el CAD para el plan EOL es 2324 MUSD.

4.2 Consideraciones sobre la vulnerabilidad país

Si bien las principales fuentes de aleatoriedad y por ende de error en la estimación del CAD son el precio del petróleo y los aportes hidráulicos, es necesario considerar otros factores que inciden en la vulnerabilidad país en el tema energético.

La generación de energía eléctrica mundial se está reduciendo fuertemente en cuanto al petróleo, aumentando en base a carbón, gas natural, nuclear y renovable.

Esta tendencia está originada en que el petróleo sigue siendo el energético primario por excelencia del sector transporte y por lo tanto, sus productos muestran costos en equivalentes térmicos muy superiores a los de uso en otros sectores (generación eléctrica, industrial, etc.).

Por lo anterior, será estratégico ante una futura limitación en el uso mundial de este energético primario (“pico o meseta de producción de petróleo”), que sólo se mantengan los usos extremadamente “rígidos” y se derive a otras energías primarias todo otro uso.

Incrementar la capacidad de generación eléctrica en base a petróleo en el contexto nacional requiere inversión en infraestructura de porte significativo; la misma sería de muy limitado uso a futuro cuando llegue el momento de transferir la generación a otros energéticos primarios.

Un fenómeno de impacto mundial como el “pico del petróleo” tendrá repercusiones que son objeto de gran debate en el presente; una de sus consecuencias podría ser la falla de los mercados internacionales de petróleo en la forma que se conocen al presente; esta hipótesis, si bien plausible es muy debatida aún. Esta posibilidad sin duda afectaría muy profundamente a un país que no se haya volcado a una utilización significativa de sus recursos energéticos propios o de abundancia a nivel mundial.

No debe minimizarse la posibilidad de falta de suministro dado el antecedente de ejercicios de planificación donde se supuso que el abastecimiento de gas natural argentino no tendría restricciones. Esto condujo a inversiones importantes, hoy inactivas, a realizar inversiones sustitutivas y a sustituir el combustible de unidades térmicas con perjuicios económicos y técnicos.

Adicionalmente, los combustibles a utilizar en el escenario TER son importados como derivados lo cual aumenta el costo país de los mismos y requiere más infraestructura de transporte.

En el escenario EOL, las fuentes incorporadas son autóctonas y tienen una seguridad de suministro muy alta. Está comprobado que la eólica es firme en energía en plazos del

orden del año y la biomasa está disponible en el territorio nacional ya que proviene de la explotación forestal y agropecuaria.

4.3 Necesidad de mejorar herramientas de planificación

Existe información del clima que puede ayudar a reducir la varianza de los pronósticos de aportes hidrológicos en el mediano y largo plazo. Por supuesto que los pronósticos meteorológicos ayudan a pronosticar los siguientes 15 días y son utilizados en la programación del despacho semanal del sistema, pero estos pronósticos no son de utilidad para pronosticar cual será el CAD del siguiente semestre o año.

En la actualidad, es conocido que existe cierta influencia entre la temperatura de una zona de la superficie del océano Pacífico y el régimen de lluvias de nuestro país, a través de fenómenos conocidos como El Niño o La Niña. Todo indica que esta información podría utilizarse para reducir la volatilidad del CAD y es una de los motivos de este trabajo, sensibilizar a todos los involucrados en el tema, en la necesidad de invertir en mejorar las herramientas disponibles para incorporar en forma sistemática información climática que permita reducir la volatilidad del CAD por disponer de mejores pronósticos de aportes hidráulicos a las represas.

ANEXO 1: Plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica de la Facultad de Ingeniería

SimSEE es un simulador del comportamiento de sistemas de generación de energía eléctrica especialmente diseñado para permitir la optimización del uso de los recursos y la planificación de las inversiones en generación.

SimSEE utiliza un algoritmo de programación dinámica estocástica. Las principales fuentes de aleatoriedad consideradas son: la rotura fortuita de las distintas unidades del parque generador, y los aportes hidráulicos a las represas.

Cuando no existen almacenes de recursos a optimizar, la operación óptima es sencilla pues basta con despachar el recurso más económico en cada paso de tiempo.

Cuando existen almacenes de recursos la operación óptima es más compleja, dado que al costo directo que puede tener un recurso almacenado hay que adicionarle el costo asociado a una futura escasez del recurso en caso de utilizarlo en el presente. Este tipo de consideración, optar entre reducir costos en el presente contra incrementarlos en el futuro o viceversa, lleva a que la operación óptima del sistema de generación sea un problema complejo y difícil de resolver sin una herramienta como SimSEE.

En SimSEE, mediante un algoritmo de optimización se valorizan los recursos almacenados y se obtiene así una política óptima de operación del sistema (PO).

Esta PO, nos indica cómo operar el sistema en todo momento para obtener el menor Costo Futuro (CF) en valor esperado. La PO es óptima en valor esperado, dado que existen una serie de aleatoriedades en el sistema que impiden asegurar que una PO es óptima para todas las realizaciones posibles de los procesos estocásticos.

Utilizando SimSEE es posible entonces calcular la PO y simular el comportamiento del sistema en un horizonte de tiempo dado frente a diferentes escenarios posibles como pueden ser diferentes planteos de expansión de la generación, diferentes crecimientos supuestos de la demanda, diferentes escenarios de costos de los combustibles y/o de interconexión con los países vecinos.

La implementación de SimSEE se llevó a cabo durante el 2007, en el marco del proyecto de desarrollo tecnológico PDT-47-12 financiado por el BID, bajo la dirección del Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla y con el apoyo de Facultad de Ingeniería, MIEM, URSEA, ADME y UTE.

Para más detalles sobre la implementación de SimSEE puede consultarse la tesis de maestría del Ing Ruben Chaer en:

<http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2008/Cha08/Cha08.pdf>