

Análisis del Tope del precio spot de electricidad en mercados de alta volatilidad. El caso Uruguayo.

Cra. M. León y MSc. Ing. Ruben Chaer

Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la República Oriental del Uruguay y
Administración Del Mercado Eléctrico.

4° ELAEE - Montevideo – Uruguay
8 y 9 de Abril 2013

Resumen. En los años 90 se formó una corriente creciente hacia la liberalización de los mercados eléctricos, especialmente al nivel de generación de energía fomentando la competencia de las inversiones. Teóricamente en un mercado perfecto la libre competencia de las diferentes tecnologías de generación, con una remuneración de la energía entregada al sistema valorizada al costo marginal de generación, llevaría a la expansión óptima del sistema. Esta idea está en la base de la fijación del Precio Spot de los mercados relacionado con el Costo Marginal de generación. En la práctica, finalizando el año 2012, los mercados no son perfectos y por diferentes motivos la remuneración en base al costo marginal no ha desarrollado las inversiones necesarias. Este trabajo analiza el caso Uruguayo, en el que el Precio Spot es el costo marginal con un precio Tope de 250 USD/MWh. Se analiza el contexto regional y de volatilidad de precios que hacen impensable considerar exclusivamente la señal de precio como señal de expansión de la generación y se cuantifica la distorsión sobre el equilibrio óptimo de inversiones que podría ocasionar el Tope del Precio Spot si no es compensado por otras formas de remuneración de las inversiones. Se analiza la expansión en base a contratos de compra de toda la energía producida por los proyectos de generación y una posible remuneración de potencia aplicada a los proyectos de generación que se desarrollen sin contratos con el distribuidor. También se analiza cuál será el impacto del diseño de un parque de generación que garantice un grado de soberanía dado en el precio Spot resultante.

1. Introducción y base teórica.

Las actividades económicas por las que se crea la riqueza y se distribuye están en constante cambio y dependiendo del tipo de actividad, del país o entorno geográfico e histórico en que se desarrollen serán diferentes las herramientas de regulación aplicables que mejoren la eficiencia de la actividad.

Algunas industrias, como la de generación, transporte y suministro de energía eléctrica, han sido tradicionalmente concebidas como “monopolios naturales” bajo el supuesto de que a mayor producción es siempre posible una reducción de costos. En los años 90, en varias zonas del mundo se llevó a cabo una liberalización de los mercados eléctricos tratando de introducir la competencia en diferentes partes de la cadena de producción. En especial, la parte de la cadena productiva en donde mayores esfuerzos por introducir competencia se realizó es en el eslabón de Generación de Energía Eléctrica. Los eslabones de Transmisión y de Distribución son aquellos en que es más difícil introducir competencia por prestación del servicio por la ineficiencia económica que representaría la duplicación del sistema de transporte o de las redes distribución en una misma área.

A nivel de generación, la modalidad de introducir competencia más utilizada fue asegurar el libre acceso de los generadores a las redes de transporte e implementar formas de remuneración de la energía entregada al sistema de forma tal de promover la instalación de las tecnologías de generación más eficientes en detrimento de las menos eficientes mediante la competencia.

A nivel de transmisión y distribución la modalidad más utilizada fue licitar la concesión de la explotación de corredores de transporte a nivel de distribución o la explotación de zonas a nivel de distribución por plazos (de 10 a 15 años). Estas concesiones generalmente están reguladas mediante un conjunto de indicadores de calidad de servicio con sus correspondientes multas por no alcanzar los niveles requeridos.

1.1.El costo marginal de generación como señal de expansión.

A continuación se presenta brevemente el desarrollo "marginalista" que permite obtener una regla de estructuración de un mercado que debería tender a la expansión óptima del sistema. Si bien como se discutirá en este trabajo, a opinión de los autores, este razonamiento marginalista NO se adapta a sistemas con alta volatilidad de recursos, es sin duda una BASE teórica importante para la comprensión de las diferentes regulaciones de los sistemas eléctricos.

En un mercado perfecto, donde todos los agentes disponen de toda la información y suponiendo además que las inversiones se pueden dividir en módulos lo suficientemente pequeños como para poder suponer que cada nueva incorporación es "marginal" al sistema, el ingreso de una nueva unidad de inversión se justifica si el beneficio que dicha incorporación genera es superior al costo de la misma. Este es el razonamiento clásico marginalista y vale para cualquier actividad. Es importante separar entre los costos fijos (CF) y costos variables (CV) asociados a la inversión, pues una vez implantada la misma, los costos fijos deberán ser cubiertos independientemente de la generación real mientras que los costos variables deben ser cubiertos de acuerdo a la generación efectiva. En el CF se incluyen todos los costos fijos: capital de inversión, costos de financiamiento, salarios, gastos de mantenimiento que no dependen de la producción, etc. En el CV se incluyen todos los variables como ser costo de combustible, salarios y costos de mantenimiento que dependan de la operación.

El Costo Marginal de Generación (CMG) se puede definir para cada instante como el costo de suministrar el siguiente MWh. Típicamente ese valor será el costo variable de generación de la última unidad despachada en el sistema si la misma tiene capacidad de entregar más potencia o de la siguiente máquina a despachar por orden de costo de producción.

El beneficio para el sistema, de la implantación de una unidad marginal de generación de una tecnología dada, se puede medir como la diferencia entre el CMG del sistema y el CV de producción de la nueva unidad marginal. Esto es así, pues al entregar energía esa nueva unidad, lo hace sustituyendo energía de la central que esta marcando el CMG evitando entonces su costo de producción pero incurriendo en el costo de producción de la nueva unidad. Es posible entonces calcular para cada hora de funcionamiento de un sistema de generación y para cada generador un Beneficio Marginal (BM) como: $BM = (CMG - CV) * E$ siendo E la energía entregada al sistema por el generador en la hora en cuestión. Se define como Gradiente de Inversión (GI) a la diferencia del valor esperado de la integral en la vida del proyecto del valor BM. Este GI así definido es una señal que llevará a instalar más potencia de las tecnologías cuyos BMs den positivos e inhibirá la instalación de nueva potencia de tecnologías cuyos BMs son negativos. Dado que cada vez que se instale nueva potencia correspondientes a tecnologías con GIs positivos los valores BM de esa tecnología tendrán que bajar (porque baja el CM) el sistema de inversiones con el GI como motor de las inversiones tienen realimentación negativa y tendría que terminar convergiendo en el punto de equilibrio en el que los GI de todas las tecnologías instaladas es nulo.

La idea de remunerar a la energía entregada al sistema por los generadores al costo marginal de la hora en que la energía es entregada, tiene en definitiva, implícito transferir el beneficio que dicho generador genera en el sistema por estar instalado al propio generador. Es decir, la señal GI se transfiere 100% a los potenciales generadores para que los mismos decidan las inversiones guiados por la misma.

1.2. Asignación de los Riesgos.

Una característica general de las actividades de generación de energía eléctrica es que implican la realización de inversiones de gran porte con plazos de construcción de los proyectos de varios años entre que se toma la decisión de inversión y que el proyecto entra en operación comercial.

La exposición al riesgo de implantación de un proyecto suele estar fuertemente impactada por los plazos de construcción, pues los mismos dan oportunidad a los imprevistos y por supuesto al volumen de la inversión en si mismo que de alguna forma es una medida del conjunto de actividades necesarias para la implantación de la inversión.

Sumado a este riesgo de implantación está el riesgo de precios de la venta de la energía que genere el proyecto en su vida útil que para los proyectos de generación de electricidad son plazos de entre 20 y 50 años. Está claro que a los efectos de la evaluación financiera los años más importantes son los primeros. En sistemas con fuerte aleatoriedad de generación, como es el caso uruguayo por la componente hidroeléctrica, el cálculo del BM está impactado por la aleatoriedad y cabe preguntarse si los inversores son capaces de asumir el riesgo de realizar las cuentas con el valor esperado de dicho beneficio. Para fijar ideas, se realizó una simulación 2015 - 2035 del sistema eléctrico de Uruguay y se calculó el BM para una tecnología de CV=0 (solar fotovoltaica por ejemplo). Se simularon 100 crónicas de realización de los procesos estocásticos y se integró para cada crónica el BM. La Tabla 1. muestra la dispersión de los valores obtenidos en por unidad del valor esperado.

Tabla. 1. Figura de Riesgo del Beneficio Marginal.

	10%	20%	80%	90%
BM/<BM>	1.87	1.43	0.44	0.31

Por observación de la Tabla 1, surge que si un inversor decidiera invertir hasta el límite sugerido por el GI, tiene probabilidad 20% de tener más que 1.43 veces los ingresos previstos, pero también con probabilidad 20 % obtendrá a lo largo de la vida del proyecto menos de 0.44 veces los ingresos previstos. Este nivel de volatilidad en la evaluación de los proyectos, del porte de los proyectos de generación es muy difícil de manejar y las entidades financieras no suelen conceder financiamientos con estos niveles de riesgo.

Esta es la principal razón por la que el GI como señal de expansión lleva a una sub-inversión. Por ejemplo, según la tabla 1, los inversores se posicionarán en considerar entre 0.44 y 0.31 del BM esperado para tener una probabilidad de no fracasar superior al 80%. Esta sub-inversión termina siendo pagada por la demanda eléctrica, pues la consecuencia directa es que el costo de generación queda elevado por encima del óptimo.

En la fig 1 de la sección 2 se muestra la distribución de los costos marginales horarios para el período 2015 a 2024 inclusive para dos escenarios de integración con Brasil y para un escenario de atraso en inversiones. En la figura se marcaron las bandas de probabilidad correspondiente a las colas de 20%.

2. Spot como el marginal con precio tope.

Fijando una remuneración a los generadores con un Precio Spot (PS) que coincida con el CM, se logra que los generadores reciban la señal GI sin ninguna distorsión. En teoría, mientras el GI sea positivo se instalarán más unidades de generación lo que hará que el CM baje y por lo tanto el GI. Este proceso continuará hasta que el GI se anule.

La fig. 1 muestra la proyección de la distribución horaria de los costos marginales de Uruguay para el periodo 2015 a 2024 inclusive. La diferencia entre las curvas es la disponibilidad de más o menos recursos en el sistema.

Es muy difícil que un inversor considere para el análisis de rentabilidad del negocio aquellos beneficios que suceden con baja probabilidad y que son altos. Este es el caso de las situaciones cercanas al riesgo de racionamiento (lado izquierdo de la figura) en que los costos marginales son muy elevados. Si el sistema está bien respaldado (las inversiones se realizan de acuerdo al óptimo) esas situaciones son de baja probabilidad. De cualquier manera, dado que esos beneficios NO son tenidos en cuenta a la hora del análisis de rentabilidad de los proyectos, no tienen sentido que el BM asociado a esos CM sea transferido a los generadores.

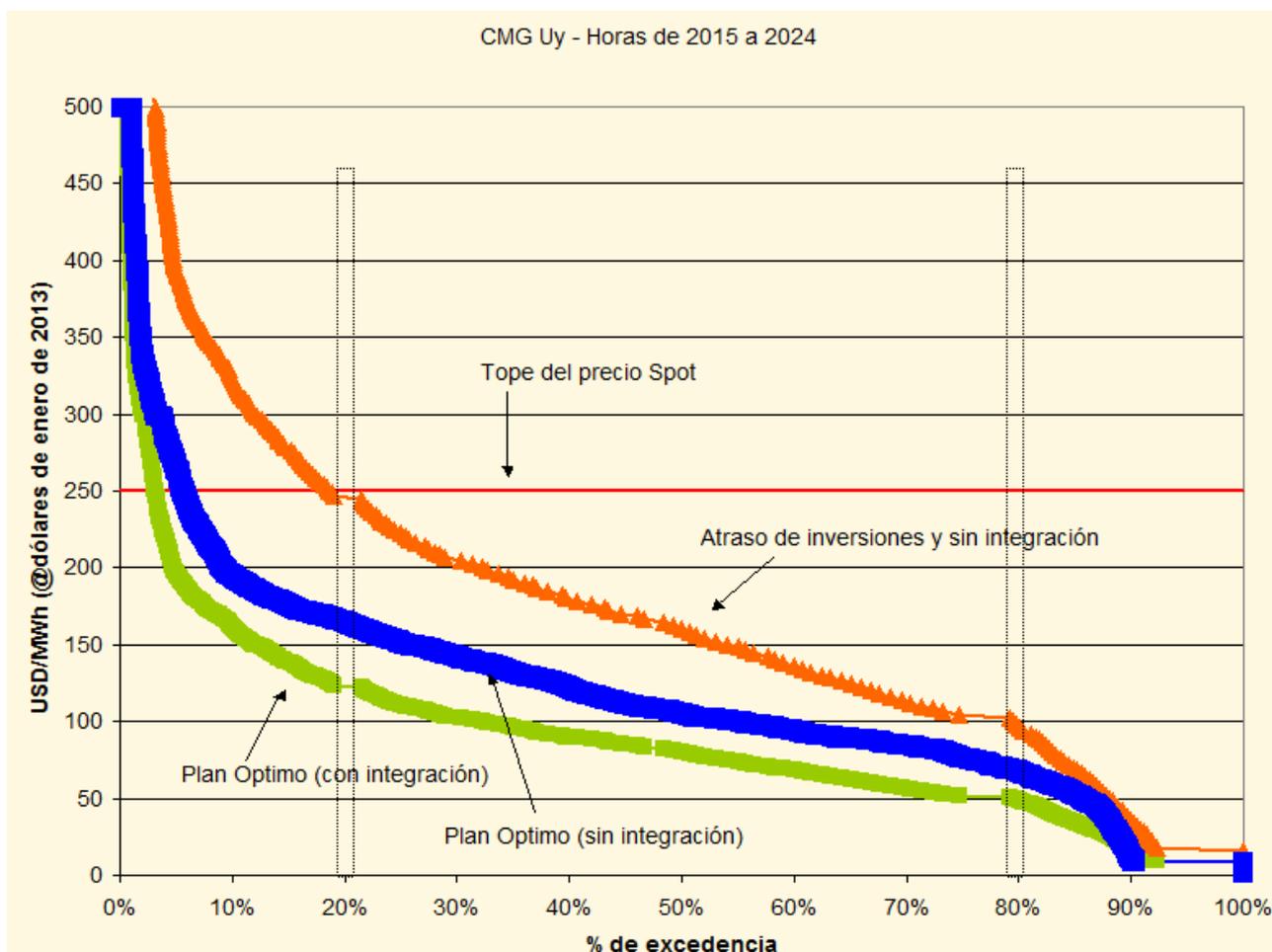


Fig. 1 Proyección de la distribución de los costos marginales de Uruguay 2015 a 2025 inclusive.

La idea de poner un Precio Techo (PT) al Precio Spot, lo que hace precisamente es “recortar” los beneficios que se transfieren de la Demanda a los Generadores a una zona de “bajo

riesgo”.

En Uruguay, el Precio Spot (PS) es calculado como el CM con un tope de 250 USD/MWh.

Claro está, que al recortar el Precio Spot, se está afectando el GI por lo que se está cambiando el punto de equilibrio de las inversiones hacia un sistema con menos inversiones y por lo tanto la Demanda terminará pagando más que el óptimo.

Para recomponer la señal de inversión óptima, en muchos sistemas se recurre a la definición de una remuneración por Potencia Puesta a disposición (PP) que reciben los generadores por estar disponibles. La idea es que ese pago que reciben en firme (solamente corren el riesgo de operar y mantener correctamente su central) recomponga la parte del BM que se vio recortada por el cálculo del PS como el marginal. Al ser el PP un pago casi sin riesgo se asegura que es considerado en el análisis de inversión de los proyectos.

Otro mecanismo, es olvidarse del PS como un intento de administrar por un mercado una señal de expansión de inversiones y realizar subastas para la contratación de nuevas centrales en la que los contratos aseguren la remuneración de las inversiones.

En resumen, hasta el momento se ha mostrado como la volatilidad del CM impide considerar el GI como señal de inversión y que en caso de aplicar un recorte de los BM para quitar los valores altos no considerados por los inversores, dicho recorte debe ser compensado por otro mecanismo o se estará condenando al sistema a estar sub-invertido.

3. Influencia de la planificación con Soberanía.

La curva azul de la fig. 1 corresponde al plan óptimo de inversiones considerando un escenario de “baja integración” entre Uruguay y sus vecinos. Para esa curva se cumple que los GI de las tecnologías consideradas se anula. Pero si bien este es el escenario utilizado para la planificación de las inversiones, se está construyendo una nueva interconexión con Brasil de 500 MVA que estará operativa a principios de 2014 con cual es esperable una mejora en los intercambios entre ambos países. La curva verde en la fig. 1 corresponde a un escenario de mejor integración pero con el mismo plan óptimo de la curva azul. Como se puede apreciar, la curva verde tiene CM inferiores a la de la azul, con lo cual de verificarse esa realidad se verificaría que las inversiones decididas NO recibirían la remuneración suficiente si vendieran su energía al CM.

Como tratándose de respaldo de energía, el costo de estar sub-invertido es muy superior al costo de sobre invertir, es sensato diseñar para el escenario de menor integración y que si después se logra una mejor integración se esté un poco sobre invertido. Como la demanda continúa creciendo, una sobre inversión es absorbida por dicho crecimiento.

4. Conclusiones.

El Precio Spot como señal de expansión no parece adecuada para un sistema como el Uruguayo.

El Tope del Spot, puede corregir en parte el problema si se implementa el Pago por Potencia.

Igualmente, aunque no se recortara el spot o se restituyera el recorte con un pago por potencia, la necesidad de asegurar un respaldo nacional lleva a realizar contratos para que se instale en el territorio nacional más potencia de la que sería óptima si se puede suponer un buen nivel de

intercambios con los vecinos. Esto lleva a que el precio marginal NO sea una señal de expansión suficiente.

El Precio Spot, debe considerarse entonces como una forma de remunerar apartamientos respecto de los contratos. Es decir como un “precio para liquidación de diferencias”, pero que no intenta remunerar las inversiones.