

NIVELES DE POTENCIA FIRME DE EXPORTACIÓN A BRASIL

*Jorge Caramés
Federico Lurner
Juan Manuel Moliné
Ponciano Torrado*

*Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.
Trabajo final curso SimSEE edición 2017
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. Ni la Facultad de Ingeniería, ni el Instituto de Ingeniería Eléctrica, ni el o los docentes, ni los estudiantes asumen ningún tipo de responsabilidad sobre las consecuencias directas o indirectas que asociadas al uso del material del curso y/o a los datos, hipótesis y conclusiones del presente trabajo.

Contenido

1	Objetivo.....	2
2	Hipótesis de trabajo.....	2
3	Metodología.	4
4	Resultados del estudio.....	6
5	Posibles futuros trabajos.....	12

1 Objetivo.

Considerando las características actuales del Sistema Interconectado Nacional uruguayo (SIN), en el que existen frecuentes sobreofertas de generación de energía eléctrica respecto a la demanda, el objetivo principal de este trabajo es utilizar la herramienta SIMSEE para evaluar desde el punto de vista técnico y económico qué nivel de potencia excedentaria del SIN sería conveniente exportar, en particular a Brasil.

A partir de los resultados del trabajo, se brindarán herramientas para la toma de decisiones respecto a la cantidad de potencia a ofertar a Brasil, tomando en cuenta los costos marginales del sistema, el costo de abastecimiento de la eventual exportación y el resto de las hipótesis o supuestos que se desarrollan en el trabajo.

2 Hipótesis de trabajo.

Tras las inversiones energéticas que se han realizado en Uruguay en los últimos años (sobre todo de energía Eólica), el SIN cuenta con excedentes de generación en reiteradas situaciones y por períodos de tiempo relativamente prolongados. Lo anterior, sumado a la gran capacidad de interconexión existente, genera buenas posibilidades de exportar energía eléctrica a Brasil y Argentina. En el presente estudio se analizará la exportación a Brasil.

Cabe destacar que para poder efectivizar esta exportación de energía eléctrica se deben de cumplir con ciertos requisitos del comprador, además de no descuidar las condiciones o características propias de Uruguay.

Respecto a los requisitos uruguayos, el más importante consiste en no descuidar la demanda nacional, es decir evitar que el sistema entre en falla o que los costos de abastecimiento de la demanda se tornen muy altos como consecuencia de la exportación. De acuerdo a la normativa uruguaya, el abastecimiento de la demanda en Uruguay se prioriza por sobre las exportaciones. Si bien esto puede estar lejos de la realidad actual, es necesario considerarlos al momento de tomar decisiones.

En segundo lugar, se asume que se desea obtener un beneficio económico de esta exportación, lo que implica optimizar las utilidades en cada instante. Al ser el mercado eléctrico un mercado muy particular, mayores ventas (en volumen de MWh), no necesariamente implican mayores beneficios, por lo que es necesario calcular qué oferta es la más conveniente.

Por último, cabe destacar que no solamente deben de considerarse los costos de generación, sino que hay otros elementos del sistema como las convertoras de frecuencia, peajes del SIN y tasas e impuestos que deben conocerse a la hora del análisis de costos.

En relación a los requisitos brasileños, debemos considerar que las ofertas de exportación se realizan una vez a la semana, razón por la cual se escogió una sala semanal, correspondiente al mes de mayo de 2017, para realizar el trabajo. La sala de SIMSEE referida se obtuvo de la página web de ADME. Asimismo, la oferta energética

debe ser firme, esto es que el vendedor se compromete a colocar una franja de potencia fija durante toda la semana. Esta es sin duda la hipótesis más condicionante ya que imposibilita y penaliza la reducción de la potencia durante la semana, incentivando un perfil conservador al momento de definir la oferta. Por último, se asume como hipótesis que Brasil no tomará energía durante los fines de semana ni durante el Patamar de Carga Leve¹.

Considerando que se buscará obtener el máximo beneficio posible de la exportación, que la misma resultará despachada en Brasil siempre que el Precio de Exportación ofertado resulte menor que el PLD (Precio de Liquidación de Diferencias)², y que a los efectos de determinar el nivel de potencia óptimo a exportar vamos a considerar el Costo Marginal Medio Esperado de la energía exportada, definiremos un Precio de Comparación.

El Precio de Comparación se obtiene de restar al PLD, los costos fijos de importación de Brasil y los costos fijos de exportación en Uruguay. De esta forma, el Precio de Comparación representa el Costo Variable máximo que podemos “cargar” al Precio de Exportación que ofertemos a Brasil.

Dado que no se dispone de información exacta de los costos fijos de importación de Brasil, ni de eventuales gastos por comercialización de la energía en ese país, a los efectos de este estudio se asume que los mismos son nulos.

Los costos fijos de exportación uruguayos, asumimos que son los que se reconocen en el Decreto de Poder Ejecutivo 217/015, que se detallan a continuación:

- Peajes de la Interconexión Melo 40.48 USD/MWh (Decreto 217/015),
- Peajes del SIN 83.7 \$/MWh para 500 kV (Decreto 26/016),
- Tasas e Impuestos 1 USD/MWh aproximadamente (Tasa de ADME y de URSEA),
- Remuneración del Comercializador UTE del 3% (Decreto 217/015).

Si bien los costos de exportación uruguayos dependen del nivel de tensión en que se esté exportando y de la modalidad de exportación (firme o interrumpible), a los efectos de facilitar los cálculos, se tomarán los costos de exportación para un nivel de tensión de 500 kV. Respecto a los costos de convertoras, se toman los establecidos en el Decreto 217/015, ya que a la fecha no están definidos peajes de las convertoras para modalidad firme.

En resumen, las principales hipótesis son las siguientes:

- Exportación en modalidad firme a Brasil.

¹ En el sector eléctrico brasileño, se definen tres escalones de carga (patamares de carga) para cada submercado regional, Leve, Mediana y Pesada. En el período de estudio considerado, el Patamar de Carga Leve abarca las horas 1 a 7 de lunes a sábado, y las horas 1 a 18 y 24 del domingo.

² El PLD (en portugués Preço de Liquidação das Diferenças) es utilizado en Brasil para valorar semanalmente las transacciones de energía en el Mercado de Corto Plazo. Este valor es “ex ante”, es decir que es realizado en base a la programación prevista, anterior a la operación real del sistema. Actualmente opera con un valor mínimo de 33,68 R\$/MWh y un techo de 533,82 R\$/MWh.

- No existen restricciones de red ni de interconexiones y la exportación se realiza en un nivel de tensión de 500 kV, asumiendo que hay una capacidad de interconexión de 570 MW.
- Brasil despacha la exportación siempre que el Precio de Exportación resulte menor que el PLD.
- Brasil tomará energía en todas las horas de la semana menos los fines de semana y las horas del Patamar de Carga leve.
- Los únicos Costos de Exportación uruguayos son los que se listaron anteriormente.
- Los Costos fijos de Importación de Brasil son nulos.
- Se toma una sala semanal correspondiente al mes de mayo de 2017, extraída de la página web de ADME.

3 Metodología.

Utilizando la sala semanal de paso horario, de nodo y poste único, mediante dos optimizaciones y cien simulaciones se calcularon los Costos Marginales Medios para nueve escenarios de potencia exportable, más el caso base (exportación de 0 MW). Los escenarios planteados fueron:

- 0 MW (caso base),
- 50 MW,
- 70 MW,
- 100 MW,
- 150 MW,
- 200 MW,
- 300 MW,
- 400 MW,
- 500 MW,
- 570 MW.

A los efectos de instrumentar los escenarios anteriormente detallados, se definió una fuente denominada “Multiplicador Brasil” que permite incorporar en la simulación los niveles de potencia exportable de cada uno de los escenarios.

Posteriormente, se creó la plantilla “Índice Prueba 1” en el SimRes3 para obtener los Costos Marginales Medios para cada probabilidad de excedencia y escenario. Para ello, se utilizaron los índices de Costo Marginal en el nodo, demanda de Uruguay y la demanda de exportación a Brasil. A continuación, se definieron las siguientes variables con sus correspondientes operaciones crónicas y post operaciones:

- **dUY**: Representa la demanda en potencia de Uruguay en cada paso (MW).
- **dBR**: Representa la demanda en potencia de exportación a Brasil en cada paso (MW).
- **dUY+dBR**: Es la suma de la demanda de Uruguay con la demanda de exportación a Brasil en cada paso (MW).
- **Acum.dBR**: Es la energía total de exportación a Brasil en la semana (MWh)

- **Cmg.UY+BR**: Es el costo marginal del sistema en cada paso, considerando la demanda de Uruguay sumada a la exportación a Brasil (USD/MWh).
- **Costo.ExpMax**: Es la valorización horaria al costo marginal del sistema (considerando la exportación a Brasil) de la demanda de exportación a Brasil (USD).
- **Acum.CostoExpMax**: Es la suma de las valorizaciones horarias al costo marginal del sistema de la demanda de exportación a Brasil (USD).

Finalmente, se imprimió la variable crónica “Acum.CostoExpMax”, que tras las optimizaciones y simulaciones realizadas, se obtuvieron 100 valores de la energía exportada valorizada al costo marginal de cada hora y para cada escenario. El Costo Marginal Medio (USD/MWh) por crónica surge de dividir la valorización referida entre la energía exportada en la semana, de acuerdo a cada escenario. Estos valores se representan para todos los escenarios en el Gráfico 1 que se expone en el capítulo siguiente.

Una vez obtenidos los Costos Marginales Medios por crónica para cada escenario, se calculó el valor esperado del Costo Marginal Medio para los 10 escenarios y se graficaron en conjunto con los tres valores de Precio de Comparación escogidos (Gráfico 2 expuesto en el siguiente capítulo). En dicha gráfica, se visualiza la máxima potencia de exportación de acuerdo a cada Precio de Comparación (intersección de ambas curvas). Por último, se verifica si la potencia de exportación definida de acuerdo al valor esperado del Costo Marginal Medio para cada Precio de Comparación tiene una probabilidad de excedencia adecuada, **que a nuestro criterio deberá ser superior al 70%** (esto se observa en el gráfico 1), de modo de corroborar si se tiene una alta probabilidad de obtener los resultados deseados. En caso de que la probabilidad de excedencia asociada sea inferior al 70%, se debería de escoger una potencia de exportación inferior a la que surge de observar el Gráfico del Costos Marginal Medio Esperado y los Precios Comparativos.

Elegida la potencia de exportación, vale la pena preguntarse cuál es efectivamente el costo real de abastecimiento de esta energía. Para ello se utilizó la misma plantilla en el SimRes3, utilizando los índices de Costo Directo del Paso y Costo Futuro al Inicio del Paso Posterior. Se definieron las siguientes variables, operaciones crónicas y post operaciones:

- CD: Representa el costo directo en cada paso (USD)
- CF: Representa el costo futuro al inicio de cada paso (USD)
- CD Acum: Es la suma del costo directo del paso y los costos directos de todos los pasos anteriores (USD)
- CT: Para cada paso, es la suma del CD Acum y el costo futuro (CF) al inicio del paso posterior (USD).

Tras imprimir la variable crónica CT, se obtienen los costos de abastecimiento de todo el sistema, esto es la demanda de Uruguay más la de Brasil. Para obtener el costo total asociado a la energía exportada, se resta del CT del escenario de potencia de exportación elegido el CT del caso base (0 MW).

Por último y a los efectos de obtener un orden de utilidad de este intercambio semanal, se resta al producto del Precio de Comparación con la energía de exportación, el Costo Total de la energía exportada a Brasil.

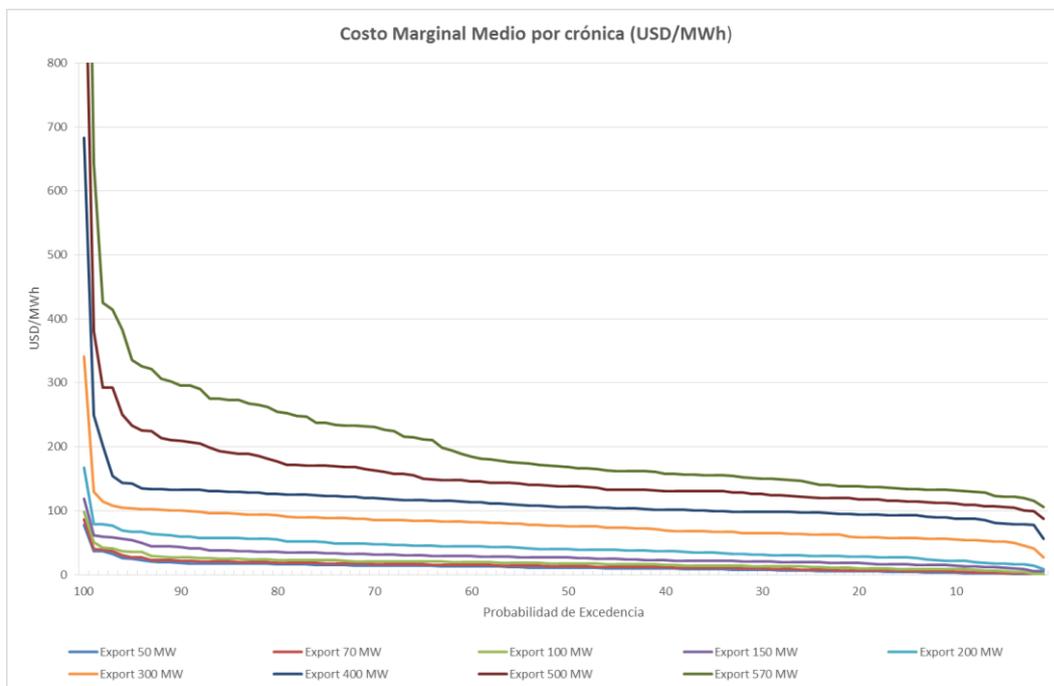
A los efectos de realizar las simulaciones, se realizaron las siguientes alteraciones (introducción de ruido) a la sala semanal con el fin de aproximarla a la realidad:

- Variación aleatoria de la demanda en $\pm 3\%$.
- Disponibilidad de las fuentes térmicas menor a 100% y con tiempos de reparación superiores a 1 día.
- Pronósticos de energía eólica y solar determinísticos para las primeras 24 horas y con incorporación paulatina de ruido a partir de las 24 horas hasta completar la semana.

Para verificar la precisión y el margen de error de los valores obtenidos en las simulaciones, se procedió a repetir las mismas tomando como referencia 11 semillas distintas. En concreto, se tomaron las semillas: 31, 1031, 2031, y así sucesivamente hasta la número 10031. Los resultados de este estudio se exponen en el capítulo Resultados del Estudio.

4 Resultados del estudio.

Realizadas las simulaciones y aplicada la metodología descrita anteriormente, se obtuvieron las curvas de Costos Marginales Medios por crónica para cada nivel de potencia de exportación. Los resultados se pueden observar en el **Gráfico 1**:



Se observa que los Costos Marginales Medios por Crónicas tienen variaciones muy significativas con una probabilidad muy baja, ya que esto ocurre en muy pocas crónicas de las simuladas. En estos casos se evidencia que el sistema entra en falla, por lo menos

para niveles de potencia de exportación mayores a 300 MW. De manera contraria, para la mayor parte de las crónicas simuladas, el Costo Marginal Medio se mantiene en un margen acotado, al menos para niveles de potencia de exportación del orden de los 400 MW o menores.

A los efectos de aplicar la metodología planteada, se consideraron tres valores de PLD:

- 159.8 USD/MWh, que representa el techo definido por la reglamentación brasileña,
- 90 USD/ MWh,
- 75 USD/MWh.

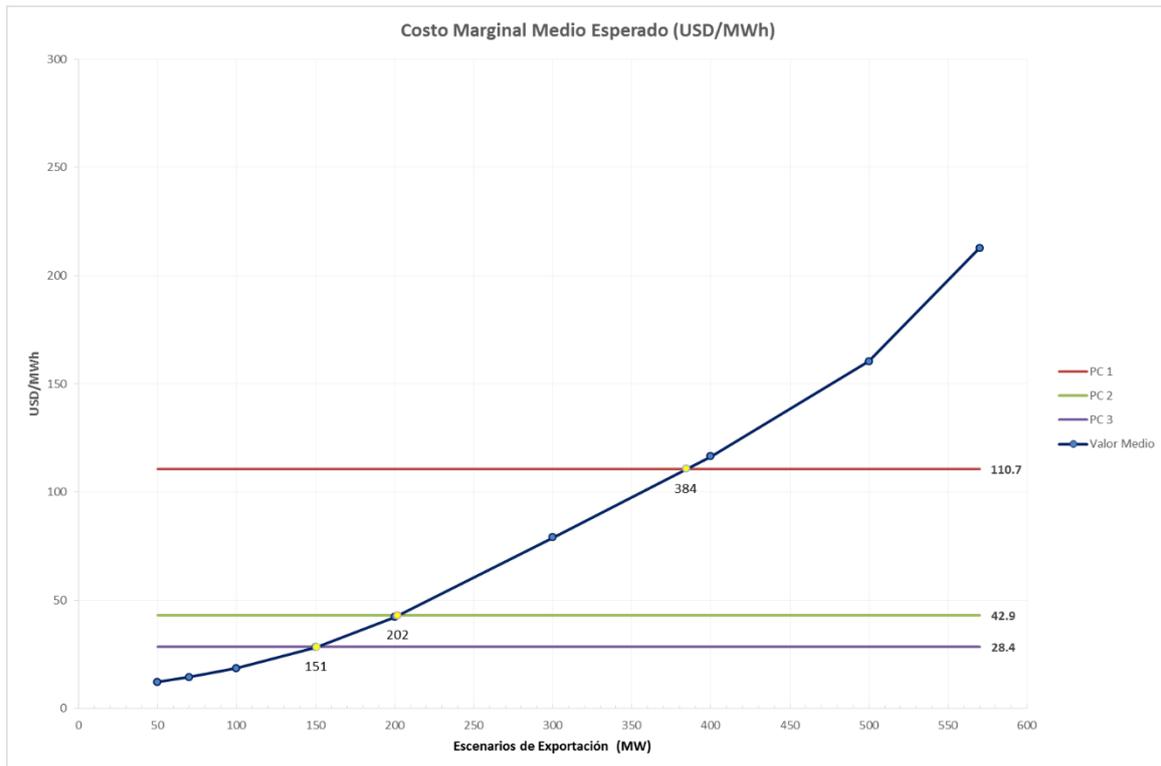
Los dos últimos valores se agregaron a los efectos de tener una sensibilidad de los resultados respecto al PLD. Cabe señalar que el valor piso de PLD definido por la reglamentación (10.1 USD/MWh), no fue considerado ya que los costos fijos de exportación superan dicho valor.

El tipo de cambio utilizado para convertir el valor del PLD, que es publicado en Reales, en dólares americanos, fue de 3.34 R\$/USD publicado por el Banco Central de Brasil.

Con los valores de PLD definidos y los costos fijos detallados en hipótesis, se arriban a los siguientes Precios de Comparación (PC):

- Para PLD de 159.8 USD/MWh, PC = 110.7 USD/MWh
- Para PLD de 90 USD/MWh, PC = 42.9 USD/MWh
- Para PLD de 75 USD/MWh, PC = 28.4 USD/MWh

Como se indicó en la metodología, se obtuvieron los valores esperados del Costo Marginal para cada nivel de potencia de exportación definido. Se presentan los resultados obtenidos a los cuales se les agregan los valores de Precios Comparativos en el siguiente **Gráfico 2**:

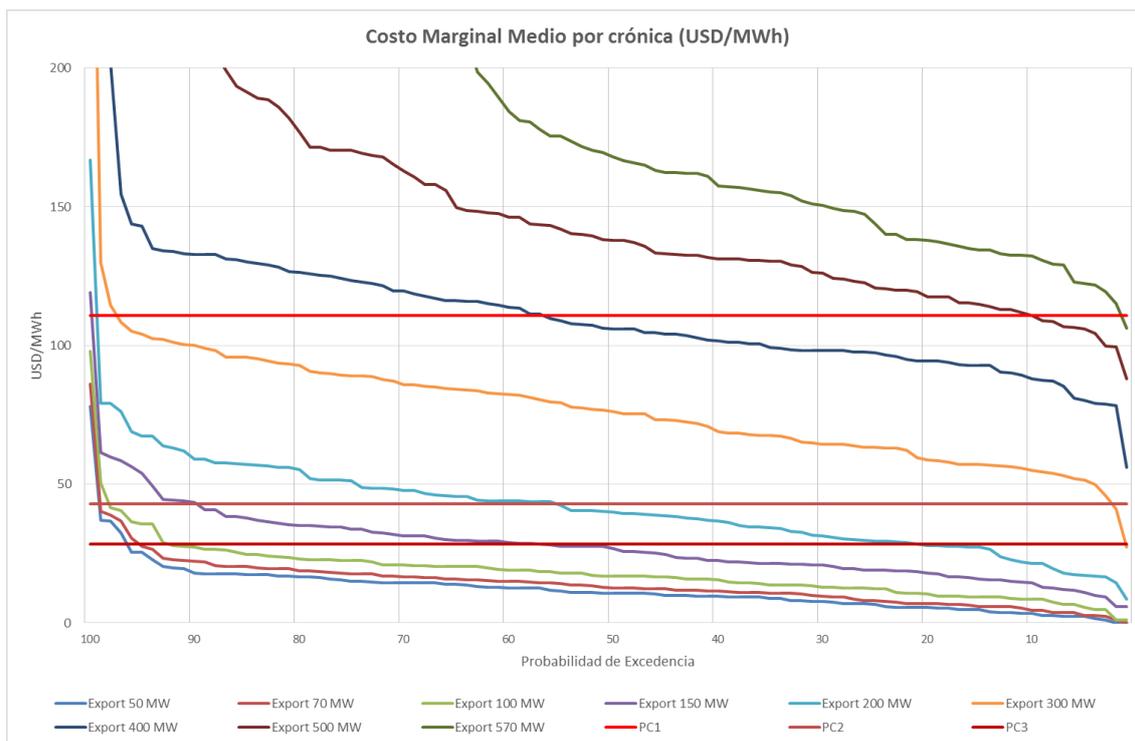


A partir del Gráfico 2 se concluye en primera instancia, y si se tomara la decisión en base a valores esperados, que las potencias de exportación que se corresponden para cada nivel de Precio Comparativo, son las siguientes:

- Para un PC = 110.7 USD/MWh, Pot. de Exportación = 384 MW (valor aproximado).
- Para un PC = 42,9 USD/MWh, Pot. de Exportación = 202 MW (valor aproximado).
- Para un PC = 28,4 USD/MWh, Pot. de Exportación = 151 MW (valor aproximado).

Dado que las operaciones de exportación las realizaríamos si el nivel de potencia elegido se asocia con una probabilidad de excedencia de al menos un 70%, es decir, bajo el supuesto de que voy a obtener resultados positivos al menos en el 70% de los casos simulados, analizaremos en el Gráfico 1, de Costos Marginales Medios por Crónicas, si los niveles de potencias de exportación obtenidos superan el nivel de probabilidad de excedencia definido.

Presentamos a continuación el Gráfico de Costos Marginales Medios por Crónica con la incorporación de los Precios de Comparativos elegidos:



Se observa que para los niveles de potencia de exportación obtenidos bajo el criterio de valor esperado, la probabilidad de excedencia es ampliamente menor al 70%. En los tres casos la probabilidad de excedencia pareciera estar próxima al 55%, lo cual no supera el límite preestablecido.

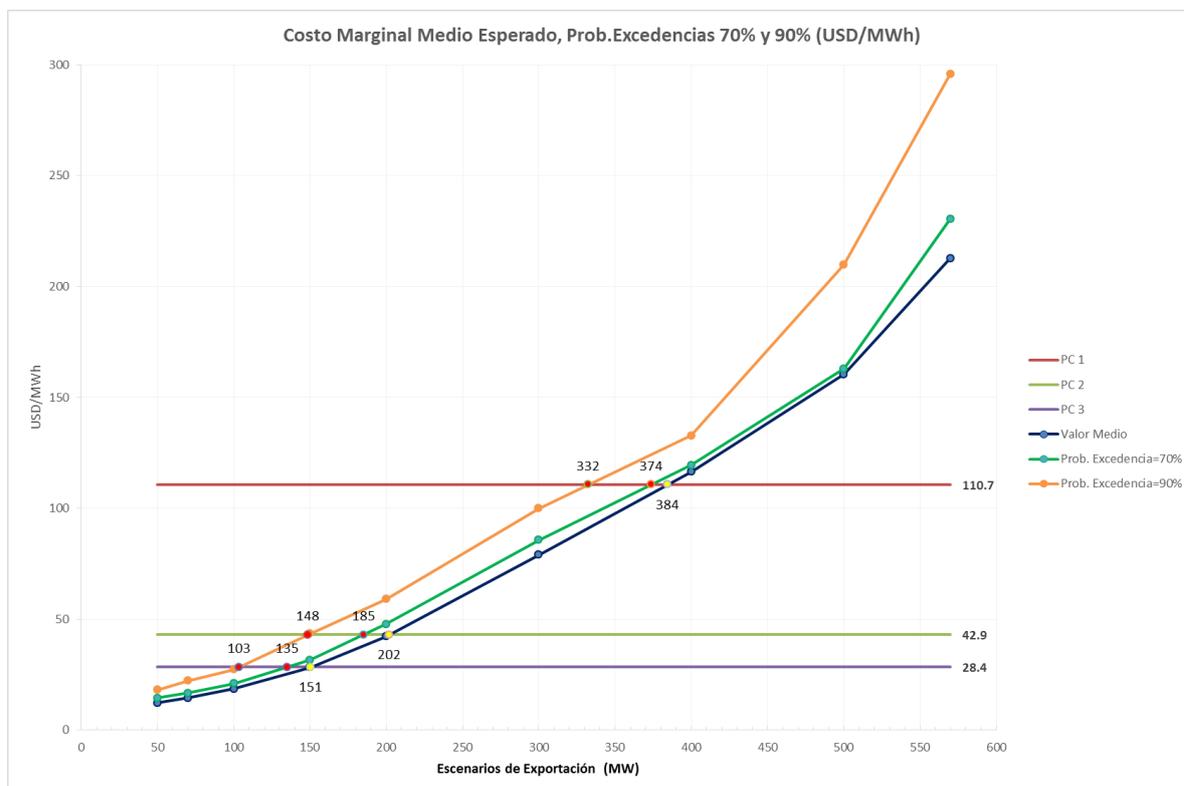
En virtud de las conclusiones obtenidas, y a los efectos de cumplir con el nivel de probabilidad de excedencia establecido, se deberían de exportar niveles de potencia menores a los obtenidos cuando se observó el Gráfico de Costos Marginales Medios Esperados.

Por ejemplo, para el Precio Comparativo de 110,7 USD/MWh, el nivel de exportación adecuado sería entre 350 MW y 400 MW. Si interpolamos el resultado, obtenemos un nivel de exportación de unos 374 MW que cumple con la probabilidad de excedencia del 70%. Esta conclusión también se puede observar en el Gráfico 3 que se expone más adelante.

Cabe señalar, que las curvas de Costos Marginales por Crónicas, tienen cierta estabilidad en las crónicas intermedias, sobre todo las que se encuentran en el intervalo de probabilidad de excedencia del 50% al 90%. Si se observa el caso referenciado anteriormente, ante una leve suba del Precio Comparativo de unos 7 u 8 USD/MWh, el nivel probabilidad de excedencia asociado al nivel de exportación de 400 MW superaría el 70%, cumpliendo con el requisito preestablecido. En este caso debemos recordar que consideramos como peajes de las convertoras los cargos definidos para modalidad interrumpible que serían ampliamente mayores a los asociados a la modalidad firme. Esa baja en los peajes de las convertoras podría ser suficiente para que el nivel de potencia de exportación de 400 MW supere la probabilidad de excedencia definida.

Lo mismo se concluye si se analizan los otros ejemplos de Precios Comparativos. En estos casos, la suba requerida al Precio Comparativo para que se cumpla con el nivel de probabilidad de excedencia preestablecido es aún menor.

A continuación se presenta el **Gráfico 3** con los Costos Marginales Medios por Crónica Esperados y los Costos Marginales Medios por Crónicas para diferentes niveles de Probabilidad de Excedencia, así como los Precios Comparativos escogidos:



Observando el gráfico, específicamente la curva de Costos Marginales Medios asociados a una Probabilidad de Excedencia del 70%, se confirma que el nivel de potencia a exportar es inferior al obtenido de observar la curva de Costos Marginales Medios Esperados, es decir, el primer criterio es más conservador.

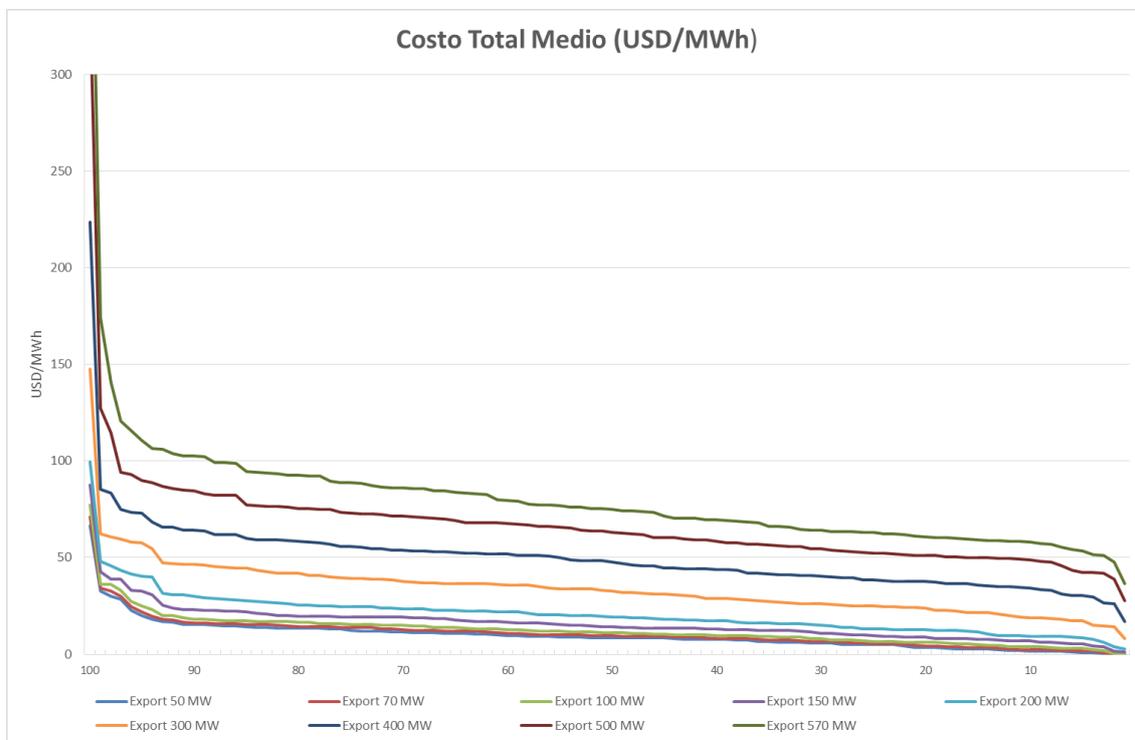
En base a todo lo anterior, y analizando la intersección de las curvas señaladas, se concluye que los niveles aproximados de potencia a exportar asociados a cada Precio Comparativo definido con una probabilidad de excedencia del 70%, son:

- Para un PC = 110.7 USD/MWh, Pot. de Exportación = 374 MW (valor aproximado).
- Para un PC = 42,9 USD/MWh, Pot. de Exportación = 185 MW (valor aproximado).
- Para un PC = 28,4 USD/MWh, Pot. de Exportación = 135 MW (valor aproximado)

Una vez determinado los niveles de potencia a exportar, en base a los Costos Marginales Medios y el nivel de Probabilidad de Excedencia definido, resulta interesante contar con

la información del Costo de Abastecimiento medio de la energía que estamos exportando.

Se presenta a continuación el **Gráfico 4** con los Costos Totales Medios para cada nivel de potencia de exportación.



Si bien no se dispone de los Costos Totales Medios para los niveles de Potencias de Exportación elegidos, realizando una interpolación podemos arribar a un valor aproximado de los mismos. Se obtiene así los siguientes valores:

- Para un nivel de Pot. de Exportación = 374 MW, el Costo Total Medio Esperado es de unos 45.8 USD/MWh, y no superará los 49.7 USD con una probabilidad superior al 70%.
- Para un nivel de Pot. de Exportación = 185 MW, el Costo Total Medio Esperado es de 19.4 USD/MWh, y no superará los 22.1 USD con una probabilidad superior al 70%.
- Para un nivel de Pot. de Exportación = 135 MW, el Costo Total Medio Esperado es de 15.0 USD/MWh, y no superará los 18.0 USD con una probabilidad superior al 70%.

Cabe señalar que la diferencia entre el Precio Comparativo y el Costo Total Medio asociado a cada nivel de potencia de exportación obtenido, constituye una aproximación al beneficio por cada unidad de energía que se exporte. Por tanto los beneficios aproximados para cada PC serían los siguientes:

Pot. Export. MW	Ene. Export. MWh	CT 70% USD/MWh	CTm USD/MWh	PC USD/MWh	Beneficio (CTm) USD	Beneficio (CT 70%) USD
374	31,790	49.7	45.8	110.7	2,062,246	1,937,240
185	15,725	22.1	19.4	42.9	370,359	327,300
135	11,475	18.0	15.0	28.4	153,808	119,302

Como se mencionó en el capítulo anterior, se realizó un análisis de la precisión de los valores informados realizando simulaciones con distintas semillas. Se tomó como variable para realizar el estudio el Costo Marginal Medio Esperado, correspondiente al escenario de 150 MW de potencia de exportación. El valor que se había obtenido para la semilla 31 había sido de 28.22 USD/MWh.

Las simulaciones realizadas con las múltiples semillas arrojaron una media para el valor referido de 28.69 USD/MWh, con una desviación estándar de 1.23 USD/MWh. Si se supone una distribución normal para dichos valores, se puede afirmar que con una confianza de 95% el Costo Marginal Medio Esperado, correspondiente al escenario de 150 MW de potencia de exportación se encontrará en 28.69 ± 2.41 USD/MWh, es decir, dentro del intervalo de confianza determinado por la cota inferior 26.28 USD/MWh y la cota superior 31.10 USD/MWh.

5 Posibles futuros trabajos.

El trabajo realizado nos permitió obtener conclusiones que fueron desarrolladas en el capítulo anterior, sin embargo, también abre la posibilidad de que otros aspectos o mecánicas de intercambios energéticos regionales sean analizadas usando la herramienta de SIMSEE.

En primer lugar, se plantea la posibilidad de que no se oferte una potencia firme a un único precio, sino que se realice más de una oferta firme pero dividiendo la potencia a ofertar en diferentes niveles o grupos con diferentes precios. Si bien esto generaría que en determinadas situaciones tengamos recursos ociosos, se tendría mejores posibilidades de que la oferta no supere el precio semanal del PLD y que la misma sea descartada completamente. A partir de la herramienta SIMSEE y las simulaciones realizadas, se pueden obtener los costos de abastecimiento de la demanda de estos diferentes grupos exportables y obtener así distintos precios.

En segundo lugar, sería interesante resolver el mismo problema pero sin considerar la hipótesis de que la potencia de exportación debe ser firme durante la semana. La realidad actual indica que el sistema eléctrico uruguayo cuenta con grandes excedentes de energía interrumpible por lo que evaluar la potencial conveniencia para el sistema de exportar en esta modalidad sería un interesante desafío.

En tercer lugar, se destaca que el problema planteado fue resuelto con una perspectiva global a nivel país. Esto implica que se visualiza al sistema eléctrico como un todo y que las exportaciones energéticas deben generar resultados positivos y favorecer a todos los actores del sistema, según lo establecido en el Decreto 217/15. Esto implica que al formar el precio de exportación se consideren todos los costos fijos asociados a la exportación, como ser, peajes del SIN, convertoras, etc. Bajo estas condiciones, se imposibilita realizar intercambios con precios de exportación que no superen esos costos. Considerando que en las condiciones actuales del sistema la energía proveniente de recursos con costo variable nulo que no se exporta se pierde (ya que se vierte o se restringe), sería interesante investigar los niveles de intercambios que se podrán efectuar en caso de que se permita un margen de tolerancia en los costos fijos a considerar, por ejemplo, considerando solo un 50% de los cargos por peajes.

6 Anexos (en formato digital)

- Presentación ppt Trabajo Final
- Sala SIMSEE y Plantilla SimRes3:
(“LP_CURSO2017 COTA80_planilla_lp_ConUPM2_ErogMinBon000_resultados_”)
- Resultados de simulación
- Simulaciones semillas
- Hoja de cálculo de resultados semilla 31.
- Procesamiento de datos semillas.
- Análisis de precisión.