

INCIDENCIA DEL INGRESO DE EOLICA EN LA EVOLUCION DE LA COTA DE BONETE Y POTENCIA FIRME DEL SISTEMA ELECTRICO URUGUAYO

Autores: Ing. María Cristina Alvarez, Ing. Gabriela Batista, Ing. Ruben Chaer.

ADME, Administración del Mercado Eléctrico, Montevideo, Uruguay

Año 2016

1) Introducción

El parque generador del Sistema Interconectado Nacional Uruguayo a la fecha está compuesto por un 38% de generación hidráulica. Dicha generación hidráulica está integrada con:

- Tres centrales encadenadas en el Río Negro: Gabriel Terra (lago de Bonete) central de orden estacional con un embalse 1240 km², la cual almacena energía para 138 días de generación a pleno con 152 MW de potencia instalada, esta central descarga en la Central Baygorria, central de pasada con 108 MW de potencia instalada. A su vez Baygorria descarga en la Central Constitución (Palmar) que posee 20 días de generación a pleno y 333 MW de potencia instalada.
- Salto Grande en el Río Uruguay, central Binacional (Argentina – Uruguay), con capacidad de almacenamiento de 8 días a pleno y potencia instalada de 1890 MW, de los cuales la mitad corresponde a Uruguay.

La ubicación de las centrales hidráulicas ya mencionadas puede observarse en la Ilustración 1.

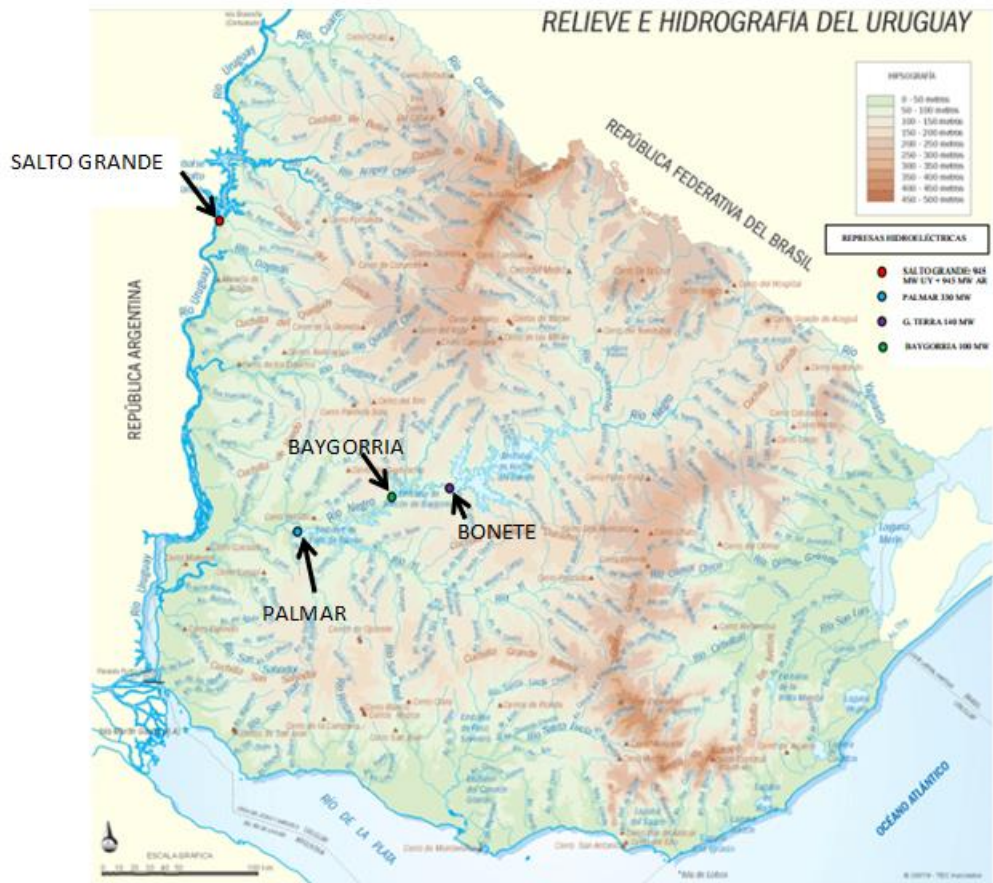


Ilustración 1: Centrales hidráulicas del Uruguay. Fuente: Informe "Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en Uruguay"

El parque generador Uruguayo también está compuesto por unidades térmicas de turbovapor y turbogas, centrales de biomasa (en base a residuos forestales, biogás, subproductos de procesos de celulosa), generación eólica, cuya evolución prevista a futuro puede observarse en el Gráfico 3 y solar fotovoltaica en desarrollo.

Para la central Bonete, cuyo rango de variación de cota se analizará en este estudio, sus cotas máximas y mínimas operativas son 81 y 70 m respectivamente.

El Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica de Uruguay (Decreto 360 del año 2002) fue elaborado en un momento del mundo, de la región y del país muy diferente al actual. En Uruguay ha habido en los últimos años, a partir de la Política Energética 2030 acordada entre todos los partidos políticos del país, un cambio de base en la matriz energética con una fuerte introducción de generación a partir de fuentes renovables no convencionales (eólica, solar y biomasa) cambiando la participación de dichas fuentes renovables en la matriz energética. Ese cambio en la participación se observa en el Gráfico 1 y el Gráfico 2, los cuales muestran las proporciones de potencia instalada para los años 2010 y 2015.

**POTENCIA INSTALADA POR FUENTE
AÑO 2010**

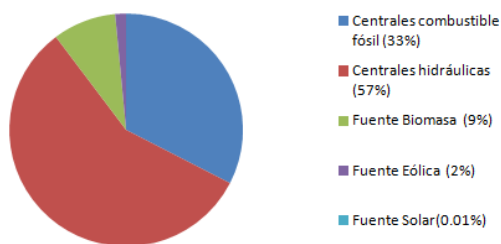


Gráfico 1: Potencia Instalada por fuente año 2010

**POTENCIA INSTALADA POR FUENTE
AÑO 2015**

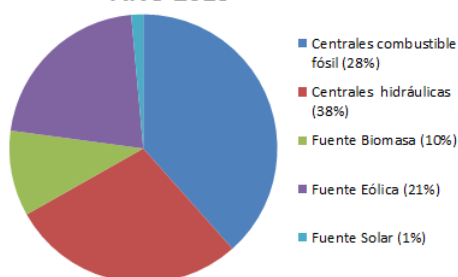


Gráfico 2: Potencia instalada por fuente año 2015

Estos cambios, además de transformar los esquemas de operación y programación energética y de redes en el corto y largo plazo, han provocado (y provocarán de forma más acentuada a medida que se incorpore más generación de fuentes intermitentes) modificaciones en dos áreas que son las que se analizan en este trabajo:

- La necesidad de redefinir los criterios de potencia firme establecidos en la normativa vigente (Decreto 360/02) para la generación de origen hidráulico, e incluir los conceptos de potencia firme de fuentes de generación intermitentes.
- Prever a largo plazo la posible evolución de la cota de la central hidráulica Bonete, para una importante inserción de energía eólica en el sistema. Este análisis es relevante porque el nivel de dicho embalse tiene consecuencias en los emprendimientos económicos, ganaderos y municipales de esa zona del país.

2) Metodología

Para simular la operación del sistema eléctrico uruguayo en el presente estudio se utilizará la plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE). El SimSEE es una plataforma flexible, desarrollada en el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la República de Uruguay, que pone a disposición del usuario un conjunto de herramientas y algoritmos de uso estándar para el armado a medida de simuladores de sistemas de energía eléctrica. Permite el modelado y simulación de la programación del despacho de los recursos en el mediano y corto plazo y el resultado económico de distintos escenarios posibles para expansiones del sistema en el largo plazo, entre otras funcionalidades. Su objetivo es modelar la operación óptima del sistema en base al criterio de minimizar el Costo Futuro de abastecimiento de la demanda. En la simulación de la operación óptima de un sistema con SimSEE se distinguen dos etapas: etapa de Optimización y etapa de Simulación. Durante la Optimización se resuelve el problema de encontrar la política óptima de operación y durante la simulación se utiliza dicha política para llevar a cabo simulaciones de posibles comportamientos de los procesos aleatorios del sistema.

Para el análisis de ambas temáticas se utiliza la versión "v128_Estribó" del modelo SimSEE. Se analiza un sistema base similar al uruguayo pero con parámetros simplificados. El objetivo de esta simplificación es la de diseñar un sistema estrictamente de estudio, variando solo una de las variables controlables (cantidad de potencia de ingreso de energía eólica) dejando el resto de los parámetros constantes para despojar los resultados de los "ruidos" de variación de los mismos.

Se realizan dos análisis con una optimización del sistema en 30 años y simulación de 20 años con un período de guarda de 8 años para evitar la influencia de los datos iniciales en los resultados. El análisis se muestra en los resultados para el año 2021, o sea terminado el período de guarda.

3) Principales Hipótesis

El análisis se realiza sobre un sistema muy simplificado (ver Gráfico 4) tipo de "laboratorio" donde el único parámetro que se varía es la potencia instalada de eólica en el sistema. El objetivo es analizar cómo influye ese cambio en la cota de Bonete, la potencia firme hidráulica y los costos de abastecimiento de la demanda, sin que los mismos se vean afectados por otras variaciones.

Las principales hipótesis consideradas son:

1. Parque generador base:
 - a. centrales hidráulicas Bonete, Baygorria y Palmar sobre el Río Negro (en cascada las tres) y Salto Grande sobre el Río Uruguay. La única central modelada con

embalse es Bonete considerándose el resto como de pelo de agua a los efectos de este estudio.

- b. centrales térmicas de respuesta rápida con turbinas de gas y motores reciprocantes.
 - c. Un único generador de biomasa base donde se concentra lo existente de dicha fuente.
2. Para todo el periodo de estudio la demanda se considera constante con el total real anual del año 2014 y la curva de demanda del año 2013. Esta demanda se representa en el modelo mediante 5 postes horarios de paso semanal, como se muestra en la **Tabla 1**.
1. Los postes 1 y 2 corresponden al pico, el poste 3 al resto; 4 y 5 al valle de demanda.

Poste	Duración (horas)
1	5
2	30
3	91
4	28
5	14
Total semanal	168

Tabla 1: Duración en horas de los Postes de demanda

3. Para el recurso falla del sistema se utilizan los escalones definidos en el Decreto 105 del año 2013. Los valores son los que figuran en la

Unidad de Falla	Porcentaje de la demanda (%)	Costo Variable para el despacho (USD/MWh)
1	2	Costo Variable de la unidad termica mas cara del sistema + 10 %
2	5	600
3	7.5	2400
4	85.5	4000

Tabla 2: Costos de Falla Uruguay (Decreto 105/013)

4. Los aportes hidrológicos y las velocidades del viento son representados con sintetizadores llamados CEGH, los cuales se describen en el documento [1].
5. Se considera una fuente de petróleo constante de 50 USD/bbl.
6. En lo que refiere a los factores de carga de los generadores eólicos, el valor complejo del mismo para la serie de datos históricos de todo el país se encuentra en el entorno de 38%.
7. No se consideran intercambios de energía con países vecinos. Solo se permite una exportación "sumidero" de 2 USD/MWh, reflejando exportación de energía excedente.

8. No se introdujo generación de fuente solar en el análisis en pos del objetivo de simplificación.

4) Escenarios estudiados

Se realizaron dos escenarios de estudio, con la única diferencia entre ellos del total de generación eólica instalada.

El primer escenario considera lo desarrollado en el Gráfico 4 para una potencia eólica instalada total de 20 MW. Esta situación de potencia instalada eólica en el País es la que existía en el año 2011.

El segundo escenario considera una potencia eólica instalada total de 1400 MW. Se alcanzará esta potencia eólica instalada total para el segundo semestre del año 2017.

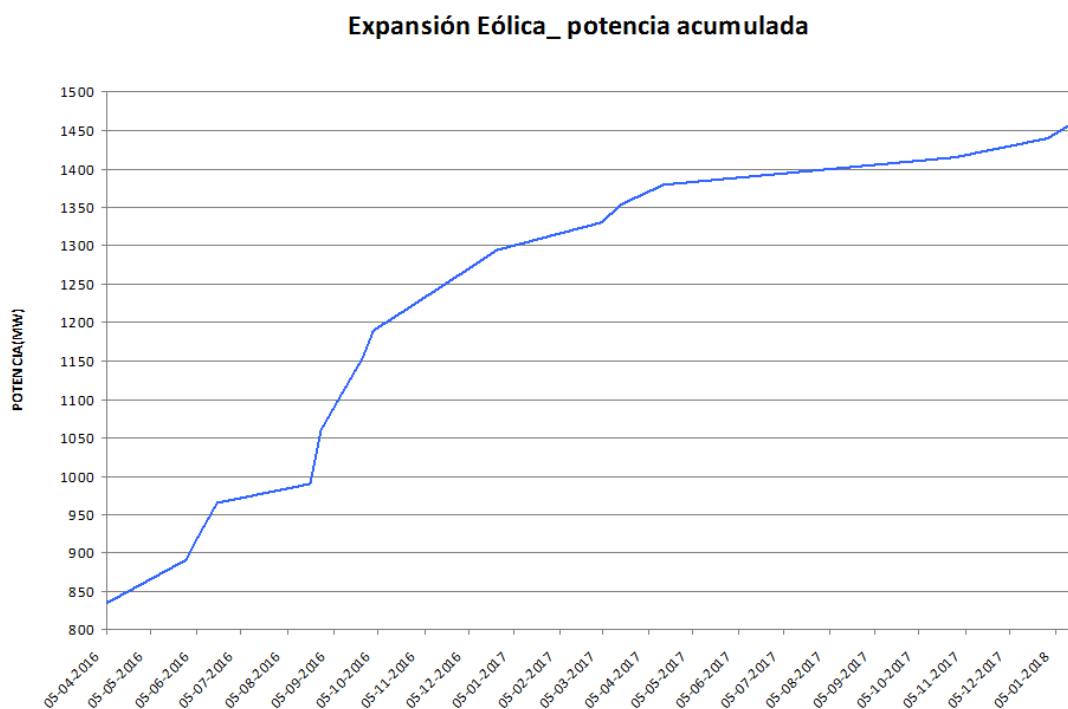


Gráfico 3: Expansión de Potencia eólica instalada (Fuente: UTE)

La situación actual (abril del 2016) en el País es de una potencia eólica instalada del orden de 840 MW.

5) Desarrollo

La ley 9722 del año 1937 declaró de utilidad pública los terrenos comprendidos hasta la cota 86 metros de aguas arriba de la central de Bonete, sin embargo las expropiaciones fueron hechas hasta la cota 80 metros. Operar la central con cotas menores cuando se está cerca de la cota máxima facilita las coordinaciones con los municipios y organizaciones sociales de pueblos vecinos al lago.

Lo que se desea analizar es el rango de variación de la cota de Bonete, principalmente la cota máxima, por sus efectos, bajo ciertas condiciones meteorológicas, en la franja costera de poblaciones ribereñas, como se observa en la Ilustración 2.



Ilustración 2: Playa de San Gregorio de Polanco para distintas cotas de Bonete. Fuente: Red Latinoamericana de gestión del riesgo y cambio climático en la inversión pública

La incorporación de fuentes renovables no tradicionales mencionadas anteriormente, ha determinado que algunos ítems de la normativa que regula el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MME) deban ser actualizados. En particular, no está contemplado el procedimiento de cálculo de potencia firme para dichas fuentes.

Anualmente la Administración del Mercado Eléctrico de Uruguay (ADME) elabora un informe de Garantía de Suministro donde se estudia la potencia firme del Sistema.

En el informe de Garantía de Suministro de 2016, con los valores actuales de penetración de eólica, del orden de 20%, demuestra que la inserción de la misma en nuestro sistema, produce una influencia a la baja en la potencia firme de origen hidráulico, calculada con el procedimiento definido en el Reglamento del Mercado Mayorista (Decreto 360/002), como se observa en el Gráfico 5. Este reglamento establece que la potencia firme hidráulica es la energía

obtenida de una simulación durante las horas firmes (fuera de valle), para una probabilidad de excedencia del 95 %, dividido la cantidad de horas firmes.

En dicho informe ADME considera conveniente la actualización de dicha metodología de cálculo de la potencia firme hidráulica, con el fin de tener en cuenta la nueva composición del parque generador nacional, así como también el análisis para definir una potencia firme para las energías intermitentes. Esto es porque la energía de fuentes de generación eólica, cuya naturaleza es intermitente, cuando opera en un sistema integrado por centrales de generación hidroeléctrica con embalses de mediano y largo plazo como el uruguayo, permite almacenar energía en los embalses de dichas centrales hidráulicas al sustituir el despacho de las mismas. Esta energía puede ser luego utilizada por el sistema en momentos de escasez de viento. También permite contar con más energía hidráulica para ser despachada en momentos críticos del sistema (picos de demanda o bajos aportes hidrológicos). Todo esto llevaría a pensar que la energía eólica aporta cierta firmeza al sistema, en conjunto con la generación hidráulica.

El análisis de estos dos problemas se estudia con la metodología explicada en 2) y se esquematiza en el diagrama de bloques del Gráfico 4.

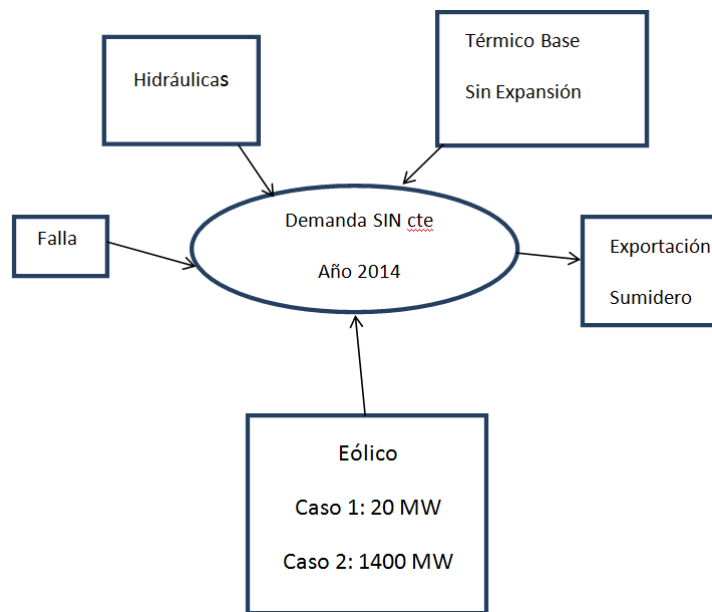


Gráfico 4: Diagrama de bloques del sistema considerado

6) Resultados y Conclusiones

6.1 Potencia firme de la generación hidráulica y de fuentes renovables no convencionales

El informe de Garantía de Suministro 2016 que elaboró ADME muestra, tal como se ve en la Gráfico 5, que la Potencia Firme reconocida al sistema hidráulico decrece con la incorporación de la generación de fuentes renovables no convencionales. Para aclarar las curvas mostradas: se grafica la potencia firme de la generación hidráulica calculada según los criterios del Decreto 360 del año 2002, para estos tres casos: con la incorporación de ERNC prevista en los planes de expansión del país, sin dichas incorporaciones futuras, siendo sustituidos por falla y, en el tercer caso, asignando a la generación de ERNC una potencia firme calculada con los mismos criterios que para la hidráulica.

La causa de esta degradación de la potencia firme hidráulica se explica por la metodología definida en la normativa vigente del sistema uruguayo (Art. 222 del Decreto 360/002) para el cálculo de la misma. Se evalúa con la energía hidráulica generada en las horas del llamado "período firme" (exceptuando el valle) calculada mediante simulaciones con el modelo de largo plazo con una probabilidad de excedencia del 95%. El ingreso de generación eólica al sistema desplaza generación hidroeléctrica en horas del "período firme" y esto hace decrecer la potencia firme de generación hidroeléctrica.

Por otro lado, la normativa actual no define la potencia firme de generación de origen eólica o solar, por lo que para todos los estudios de planificación y programación del sistema, ambas se consideran nulas.

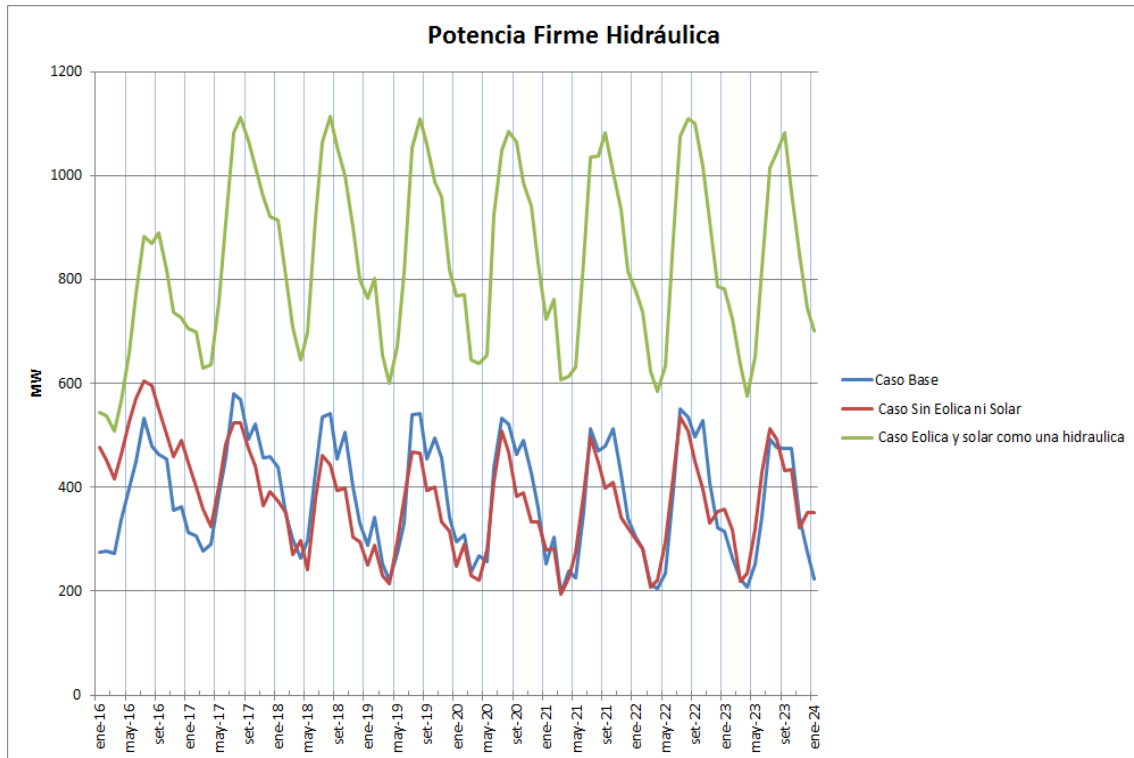


Gráfico 5: Potencia firme hidráulica. Fuente: Informe de Garantía de Suministro, ADME

Sin embargo, tal como viene ocurriendo en muchos sistemas eléctricos con ingreso de energías renovables no convencionales, se hace necesario definir la potencia firme de ese tipo de generación y redefinir el criterio de cálculo de la potencia firme de generación hidroeléctrica.

Esto permitirá una planificación de la expansión del sistema eléctrico más adecuada teniendo en cuenta los criterios de seguridad de suministro y de economía que correspondan y, además, facilitará la posibilidad de incluir en los contratos bilaterales la potencia firme como un producto a comercializar.

Los análisis hechos para el sistema eléctrico uruguayo simplificado, para ingreso de 20 y 1400 MW de eólica, muestran una importante disminución del valor esperado de energía no suministrada (llamada "falta") en el bloque horario de mayor demanda (poste 1) para el caso de ingreso 1400 MW de eólica. Esto se ve claramente en el Gráfico 6, donde se graficaron las potencias de "falta" para distintas probabilidades de excedencia así como también promedio en ambos casos.

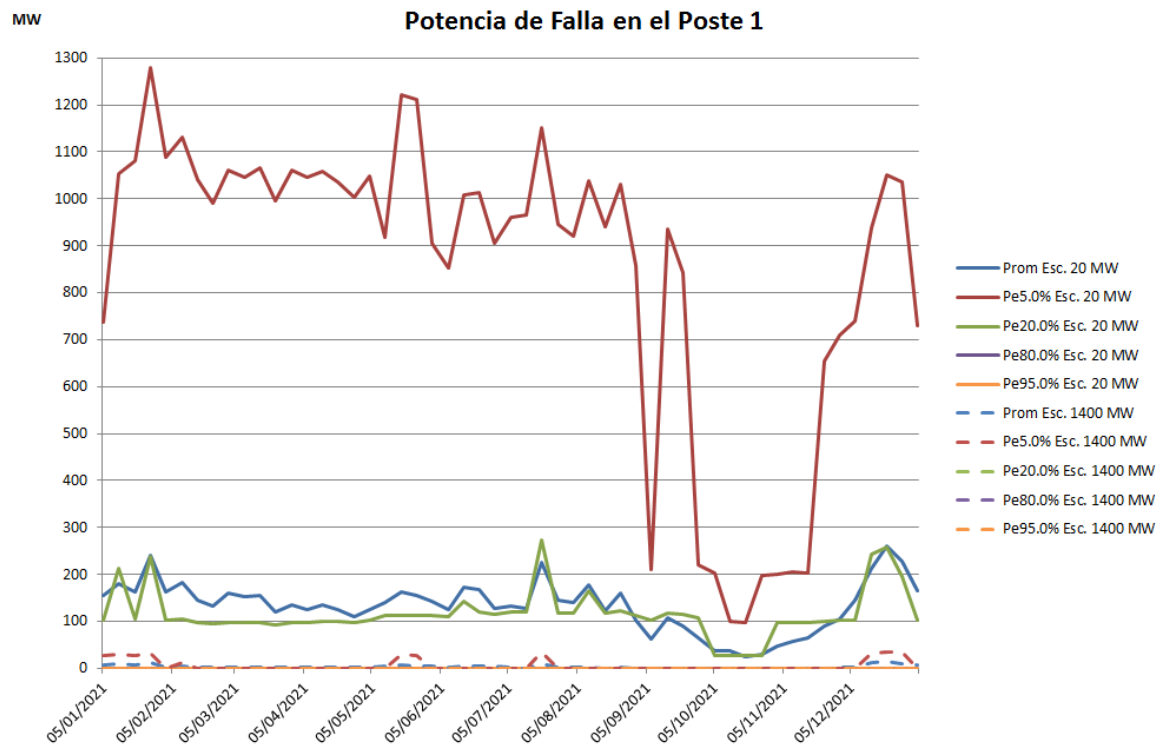


Gráfico 6: Potencia de Falla en el Poste 1 para los dos escenarios estudiados con distintas probabilidades de excedencia.

Los valores anuales promedio de energía no suministrada en horas de mayor demanda, lo que representaría un faltante de potencia para dar la misma en horarios de punta, son de 133 MW para el caso de ingreso de 20 MW de eólica, y de 3 MW para el caso de 1400 MW de eólica. Esto reafirma lo dicho en el punto 5), respecto a que es importante analizar la firmeza que la eólica, en conjunto con la hidráulica, aportan a la disponibilidad de potencia del sistema, ya que la primera permite almacenar energía en los embalses al sustituir el despacho hidráulico cuando hay viento.

6.2 Gestión de la cota de Bonete con ingreso de eólica en el sistema

Analizada la evolución de la cota de Bonete en la simulación para ambos casos de potencia instalada de fuente eólica, se verifica que para el caso de ingreso al sistema de 1400 MW de eólica, la cota de Bonete se opera en valores menores en el año que para el caso de ingreso de 20 MW.

La explicación es que, al haber mayor respaldo de potencia instalada, el valor del agua es menor y la generación hidráulica se utiliza más en proporción ya que hay menor riesgo de falla. Esto explica una evolución de cota máxima menor para este caso, lo cual es conveniente para los casos de cotas cercanas a la cota máxima del rango 80-81 metros. En cuanto a la cota mínima, también el mayor respaldo de potencia instalada eólica contribuye, en casos de bajos aportes hidrológicos, a poder operar con cotas superiores a la mínima operable.

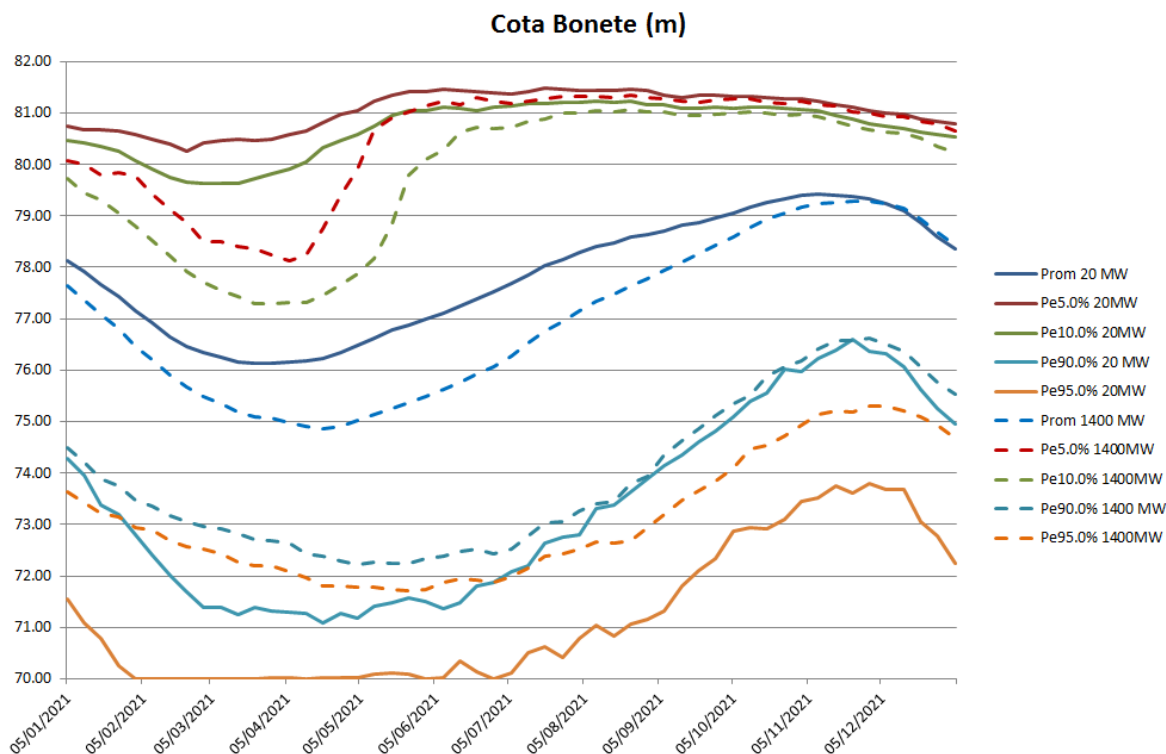


Gráfico 7: Evolución de la Cota de Bonete en los dos escenarios analizados con distintas probabilidades de excedencia

En la Gráfico 7 se observa en el año una variación de la cota de Bonete en valores menores para el caso de ingreso de 1400 MW de eólica que para el de 20 MW, siendo la diferencia de 1 metro en algunos meses, lo que permitirá disminuir las consecuencias erosivas en las orillas del lago.

6.3 Costo de Abastecimiento

Se realiza una comparativa de costos de abastecimiento de la demanda entre el escenario de 20 MW de eólica y el de 1400 MW de eólica.

Los costos considerados son: en unidades térmicas los costos variables asociados al consumo de combustibles, costos variables de operación y mantenimiento; estos últimos también para las unidades hidráulicas, para la generación eólica un pago por energía disponible de 69 USD/MWh reflejando los contratos existentes, análogamente para biomasa se considera 90 USD/MWh como pago de energía y los costos de las Unidades de Falla de la Tabla 2.

Con estas consideraciones el costo esperando de abastecimiento en el período para el caso de eólica 20 MW es de 14.283 MUSD y para el caso de 1400 MW es de 5.896 MUSD. El histograma de costo de abastecimiento presente se puede observar en la Gráfico 8.

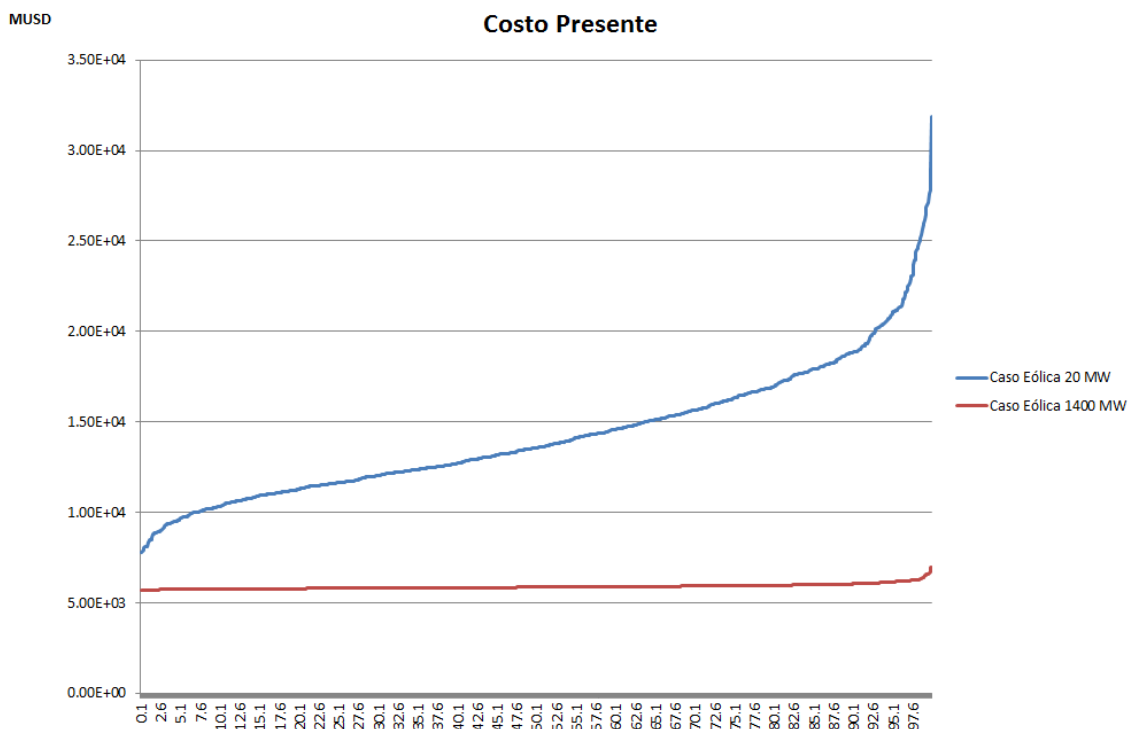


Gráfico 8: Costo Presente de abastecimiento de la demanda; escenario eólica 20 MW y escenario eólica 1400 MW

Para el escenario de 20 MW de eólica los costos de abastecimiento son mayores debido al mayor despacho de unidades térmicas y de Unidades de Falla.

7) Líneas de acción futuras

En lo que refiere a la potencia firme, el sector eléctrico uruguayo se halla abocado al análisis de su actualización normativa. Se ha formado un grupo técnico, que integramos, para definir la viabilidad de asignar a la generación intermitente una potencia firme y su metodología de cálculo en caso de que si lo sea. Para el sistema Uruguayo en el que el 38 % de la potencia de generación instalada es hidráulica, con embalses que permiten almacenar energía, esta capacidad de filtrado deberá tenerse en cuenta por su interacción con la eólica para las nuevas definiciones de potencia firme.

Los otros puntos a tener en cuenta para el estudio de la firmeza de la eólica son:

- La capacidad potencial de filtrado del sistema, dada por la gestión de la demanda y la posibilidad de almacenamiento de energía con baterías e instalación de centrales de bombeo, temas que dependen fuertemente de las políticas energéticas que aplique el Poder Ejecutivo.
- Complementariedad entre la generación solar fotovoltaica y eólica en el corto plazo
- Dispersión geográfica de los parques eólicos

8) Referencias

- [1]: Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, Pablo Alfaro, SimSEE : Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica, 2008, Proyecto PDT 47/12.vTechnical Report 7, Universidad de la República (Uruguay). Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería Eléctrica, <http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2008/CCA08a/CCA08a.pdf>
- [2]: Ruben Chaer, Fundamentos de modelo CEGH de procesos estocásticos multivariados, 2013, SimSEE - Reporte técnico / IIE-FING-UDELAR., http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/CEGH_Fundamentos.pdf
- [3]: MSc. Ing. Ruben Chaer, Ing. Eliana Cornalino, Ing. Milena Gurin Añasco, Ing. Martín Drapper, Dr. Ing. Gonzalo Abal, Ing. Rodrigo Alonso Suarez., MODELO ESTOCÁSTICO DE APORTES HIDRÁULICOS, EÓLICA Y SOLAR APLICABLE A LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRO-ENERGÉTICO DEL URUGUAY CON ALTA PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES, Set.2014, Trabajo presentado para Integarcier, Nov2014, P.delEste, Montevideo-Uruguay, http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/anii_fse_2011_6552_Autoctonas/r1_G2_2_ModeladoEstocasticoRenovablesUY.pdf
- [4]: MSc. Ing. Ruben Chaer, Ing. Eliana Cornalino, Ing. Milena Gurin Añasco, Ing. Martín Drapper, Dr. Ing. Gonzalo Abal, Ing. Rodrigo Alonso Suarez., MODELO ESTOCÁSTICO DE APORTES HIDRÁULICOS, EÓLICA Y SOLAR APLICABLE A LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRO-ENERGÉTICO DEL URUGUAY CON ALTA PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES, Set.2014, Trabajo presentado para Integarcier, Nov2014, P.delEste, Montevideo-Uruguay, http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/anii_fse_2011_6552_Autoctonas/r1_G2_2_ModeladoEstocasticoRenovablesUY.pdf
- [5]: Manuales de Usuario del SimSEE: http://simsee.adme.uy/simsee_principal/biblioteca.php
- [6]: Ley 9722 del año 1937
- [7]: Informe de Garantía de Suministro 2016, ADME; http://simsee.adme.uy/garantia_suministro.html
- [8]: Informe "Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en el Uruguay"; [http://www.dne.gub.uy/documents/48237/3889922/Peque%C3%B1as%20Centrales%20Hidroel%C3%A9ctricas%20\(PCH\)%20en%20Uruguay%20-%20agosto%202010.pdf](http://www.dne.gub.uy/documents/48237/3889922/Peque%C3%B1as%20Centrales%20Hidroel%C3%A9ctricas%20(PCH)%20en%20Uruguay%20-%20agosto%202010.pdf)
- [9]: Presentación "Proyecto de inversión pública subnacional para eliminación y/o mitigación de efectos erosivos de franja costera de la localidad San Gregorio de Polanco" http://www.red-gricciplac.org/rregionales/Lima16042015/EstudiosdeCaso/6-Uruguay_Estudio_de_Caso.pdf