

Reporte técnico

Aporte de Reserva Rotante al sistema eléctrico a partir de
fuente Eólica

Evaluación del impacto sobre el sistema y definición de
lineamientos requeridos sobre las herramientas de
optimización

Autores: Eliana Cornalino, Virginia Halty

Diciembre 2020

Proyecto: Aporte de reserva rotante a través de parques eólicos.

Agencia Nacional de Investigación e Innovación

Fondo Sectorial de Energía, 2017

Código: FSE_1_2017_1_144504

Resumen

Se realizó un análisis estimativo de los requerimientos de reserva rotante (RR) del sistema eléctrico uruguayo para el año 2048, año en el cual se estima según las proyecciones utilizadas que la demanda duplicaría aproximadamente la demanda actual (período 2019-2020).

Se arribó a la conclusión de que un requerimiento de 5% de la demanda es adecuado para el sistema modelado para el año 2048, tomando la hipótesis de sistema cerrado en el cual se limitaría la generación de excedentes de potencia eólica y solar mediante consignas de potencia.

Se llevaron a cabo simulaciones del despacho óptimo del sistema en la plataforma SimSEE para evaluar el eventual aporte de la generación eólica al balance de RR desde el punto de vista económico. Se impuso el valor estimado de 5% de la demanda como requerimiento de reserva rotante a cubrir a partir de 3 fuentes: eólica, hidráulica (utilizando sólo las centrales de Salto y Bonete) y térmica (utilizando sólo las turbinas de gas)

Como conclusiones principales se puede decir que, para el sistema eléctrico uruguayo con el doble de la demanda actual, situado según las proyecciones manejadas en el año 2048, el costo de abastecimiento de la RR sería de unos 40,6 MUSD, lo que equivaldría a un 2,3% del costo total de abastecimiento de la demanda.

Podría utilizarse la fuente eólica para cubrir del orden del 20% de los requerimientos de reserva rotante medios anuales, en promedio. Sin embargo se observa también que la utilización de esta fuente en el balance de RR no tiene incidencia significativa en los valores esperados de costo ni de falla de RR.

En cuanto a la estacionalidad, el potencial aporte de fuente eólica a la RR se incrementa durante la primavera alcanzando durante los meses de setiembre, octubre y noviembre su máximo aporte relativo.

En paralelo al desarrollo de los estudios mencionados se realizó un análisis de las limitaciones actuales del software SimSEE para la correcta resolución del balance de RR surgiendo de dicho análisis la corrección de algunos errores del código ya enmendados en recientes versiones, así como sugerencias de mejoras a implementar en futuras versiones.

De la discusión de los resultados surge que existe un potencial beneficio económico obtenible a partir de la mejora de la calidad de las exportaciones de excedentes mediante la regulación de la potencia eólica exportada utilizando su propia capacidad de regulación. Asimismo se destaca que habilitar la posibilidad de que en la operación de tiempo real se pueda optar por utilizar potencia rotante eólica cuando estén dadas las condiciones para ello, podría evitar potenciales sobrecostos y brindar una mayor flexibilidad a la operación del sistema.

Table of Contents

| | |
|---|----|
| Resumen..... | 1 |
| Introducción..... | 3 |
| Hipótesis de trabajo..... | 4 |
| Variabilidad y definición de escenario futuro..... | 6 |
| Abastecimiento del sistema con balance de Reserva Rotante..... | 10 |
| Configuración de la sala SimSEE..... | 10 |
| Simulaciones de paso semanal..... | 12 |
| Cálculo del potencial eólico para la Reserva Rotante..... | 14 |
| Discusión del modo de aplicación del “factor de reserva” de la potencia eólica..... | 15 |
| Dependencia de los resultados respecto del manejo de los excedentes por fuente..... | 16 |
| Simulaciones de paso diario..... | 17 |
| Simulaciones de paso horario..... | 19 |
| Principales conclusiones..... | 20 |
| Limitaciones de las herramientas disponibles..... | 21 |
| Modelado de las centrales térmicas como “generador térmico básico”..... | 21 |
| Corrección de bug de versión..... | 23 |
| Cambios a incluir en próxima versión..... | 23 |
| Discusión de resultados..... | 24 |
| Referencias..... | 25 |

Introducción

La alta penetración de energía eólica presenta desafíos para la operación del sistema eléctrico, siendo usual requerir cada vez más que los parques eólicos participen de su regulación. En Uruguay, una de las medidas adoptadas para el manejo del sistema en su nueva configuración consiste en restringir la potencia de parques eólicos ('wind power curtailment', WPC), remunerándolos por la energía no generada. Ese remanente de energía, mediante el desarrollo de conocimiento y herramientas, podría ser utilizado como reserva rotante del sistema dotándolo de una mayor flexibilidad y potencial reducción de costos. Además de optimizar el despacho energético en circunstancias de restricciones, se considera éste un aspecto relevante de cara a la elaboración del plan óptimo de expansión del sistema eléctrico.

Considerando que la potencia instalada hidráulica se mantendrá constante, el costo de abastecimiento aumenta al incrementarse la demanda y ese contexto futuro ¿Es factible operar con potencia eólica e hidráulica combinadas como reserva rotante en lugar de potencia hidráulica respaldada por potencia térmica? ¿A partir de qué nivel de demanda del sistema podría volverse rentable mantener potencia eólica restringida para utilizar como reserva rotante, a pesar del costo por potencia activa no generada?

La operación de un parque eólico bajo WPC y su impacto en el sistema eléctrico presenta diferentes escalas de interés. Por un lado, una escala asociada a la operación del sistema eléctrico con parques eólicos aportando reserva de potencia activa y por otro lado una escala a nivel de un parque eólico específico que se encuentra operando con reserva de potencia activa. En la primer escala resulta de interés analizar el impacto técnico-económico que tendría incluir a la generación eólica en la reserva rotante del sistema. Esto implica un primer análisis que por un lado cuantifique las necesidades particulares del sistema uruguayo en cuanto a reserva rotante y por otro lado valore el potencial de la generación eólica para cumplir con este requerimiento desde el punto de vista del recurso disponible y su comportamiento.

La optimización de la operación y planificación del sistema se realiza actualmente con el software SimSEE (Chaer 2012). Actualmente el SimSEE no considera explícitamente la reserva de potencia tanto en la optimización del despacho de corto plazo como en la optimización de la planificación de largo plazo. No obstante, existen trabajos realizados en el ámbito del curso de 'Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica' de FING-UdelaR que abordan el tema.

El análisis realizado en el marco de este trabajo contempla la valoración del problema de requerimiento de reserva rotante de cara a escenarios futuros. Se evalúan las implicancias de la creciente variabilidad del sistema dentro del problema de optimización de corto plazo y planificación de largo plazo para la definición de hipótesis y lineamientos preliminares necesarios para el modelado del problema de la reserva rotante dentro de SimSEE para ser consideradas en optimización de corto y largo plazo.

Hipótesis de trabajo

Para resolver el problema de optimización de la operación del SIN considerando el balance de reserva rotante se desarrolló en el año 2015, en marco de un trabajo de fin de curso SimSEE, un proyecto, titulado “Simulación del Sistema de Energía Eléctrica con Reserva Rotante” [1] el cual tuvo como objetivo incorporar la reserva rotante en el programa SimSEE y analizar su funcionamiento considerando el aporte de reserva proveniente únicamente de máquinas térmicas.

Posteriormente, en el marco del curso SimSEE del año 2019 se desarrolló el proyecto “Aporte de los parques eólicos a la Reserva Rotante” [2] y para su concreción se extendió las capacidades del SimSEE previamente implementadas para considerar el aporte a la reserva rotante de las fuentes de energía hidroeléctrica y eólica. Además, se agregaron máquinas de falla de reserva, con el objetivo de asignar un costo económico cuando se cumple parcialmente con la demanda de reserva rotante.

La metodología del algoritmo de reserva consiste en crear nuevas variables y restricciones que son incorporadas en el sistema de ecuaciones algebraicas que definen el problema de optimización del despacho de potencia. El sistema de ecuaciones se resuelve en SimSEE empleando el Método de optimización Simplex, y su solución consiste en la política óptima de operación del sistema. Las restricciones bajo las que se realiza la optimización son:

- La suma de la potencia inyectada al nodo debe ser igual a la suma de la demanda de potencia en el nodo.
- La suma de la potencia reservada en cada nodo debe ser igual a la suma de la reserva de potencia requerida por la demanda. Esta reserva de potencia se determina en cada paso temporal como un porcentaje fijo de la demanda total en el paso. El porcentaje requerido se define como Factor de reserva rotante de la demanda y es establecido en el módulo de edición de la demanda en SimSEE.
- La suma de la potencia inyectada al nodo y la potencia destinada a la Reserva rotante de cada generador debe ser menor o igual que la potencia nominal del generador.
- La cantidad de potencia que cada generador puede aportar a la Reserva rotante debe ser, en cada paso de tiempo, menor o igual que un porcentaje preestablecido de la potencia disponible del generador. Esta restricción se define como restricción de caja. El porcentaje preestablecido se define como Factor de reserva rotante de la fcentral, y se establece en SimSEE en el módulo de edición de cada central.
- El generador solo puede aportar a la Reserva rotante en un paso temporal determinado, si se encuentra inyectando potencia activa al nodo. La cantidad de potencia rotante aportada en el paso se encuentra limitada a un máximo de 100 veces la potencia activa inyectada en dicho paso.

Se observa que no existe en la implementación actual del balance de Reserva Rotante en SimSEE, una limitación que considere efectivamente los mínimos técnicos de generación de cada central. Este aspecto se analiza en el punto *Limitaciones de las herramientas disponibles*.

Debido a las características necesarias para aportar a la reserva rotante se definió en principio que los generadores considerados para este balance sean los hidroeléctricos (en principio, son Bonete y Salto Grande), eólicos (todos los generadores disponibles) y térmicos (sólo las turbinas de gas).

A partir de lo definido en [2] en cuanto a la proporción de potencia nominal (o generable, en el caso de la eólica) que es posible destinar a la reserva rotante, se definieron factores de reserva de 0,3 para la eólica, 0,5 para la hidráulica y 0,1 para la térmica.

La definición de un factor de reserva rotante de 30% para la eólica se apoya en la Figura 1 extraída de [2] la cual muestra la relación porcentual de la variación diezminutal con respecto a la energía eólica generada en función de la energía eólica generada. Allí se observa que, a excepción de las situaciones de generación eólica cercanas a cero, la variación diezminutal negativa de la generación nunca supera el 70% de la potencia generada. Esto indicaría que, para un valor dado de generación eólica, con probabilidad cercana a 1 se puede asegurar el 30% de dicho valor de generación para la siguiente ventana diezminutal.

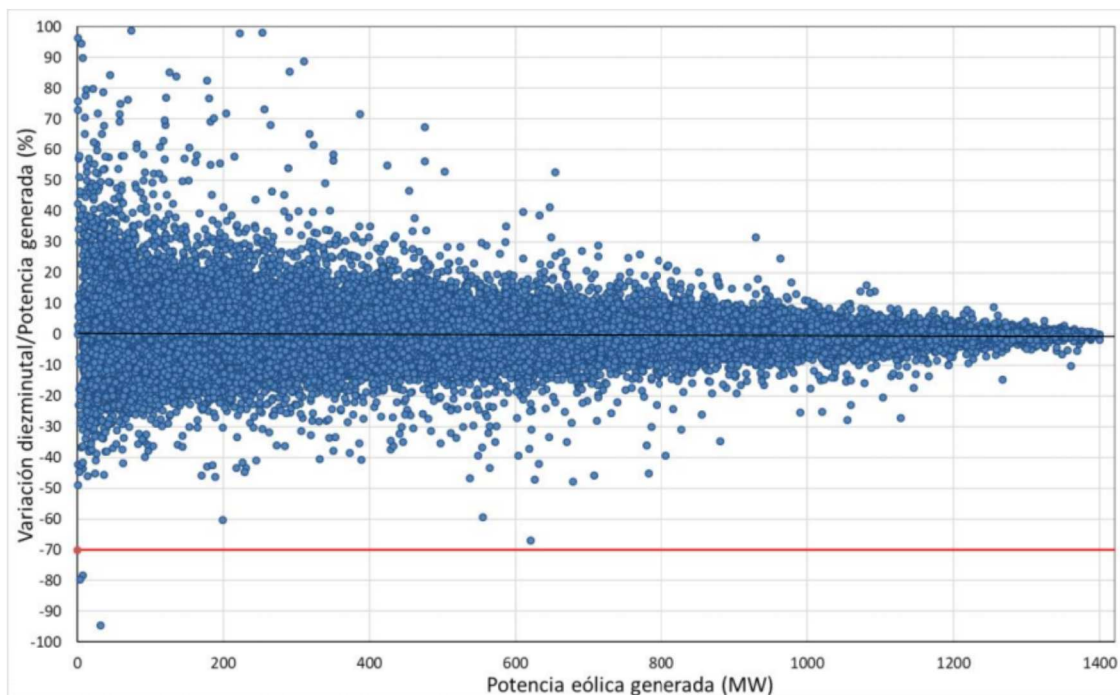


Figura 1 Variación diezminutal porcentual de la generación eólica con respecto a la potencia eólica generada en cada ventana temporal de diez minutos.

Variabilidad y definición de escenario futuro

Como punto de partida se tomó el análisis realizado en [2] donde se calcularon las variaciones de potencia quinceminutales de la generación de energía solar y la generación de energía eólica, así como de la demanda neta, definida como la diferencia entre la demanda y la generación eólica y solar. A partir de las variaciones calculadas se determinó la función de probabilidad de ocurrencia para cada señal de potencia analizada. En la Figura 2 se muestran los resultados, donde se puede apreciar que el nivel de variación quinceminutal positiva de 50 MW, correspondiente al valor actualmente utilizado como requerimiento de reserva rotante fijo a lo largo del año, es superado por la variabilidad de la demanda neta un 7% del tiempo lo que significa que, con el resguardo de 50 MW actualmente utilizado, el sistema está cubierto ante variaciones quinceminutales de la potencia el 93% del tiempo. Para alcanzar una cobertura del 95% se requerirían 59 MW de reserva de potencia.

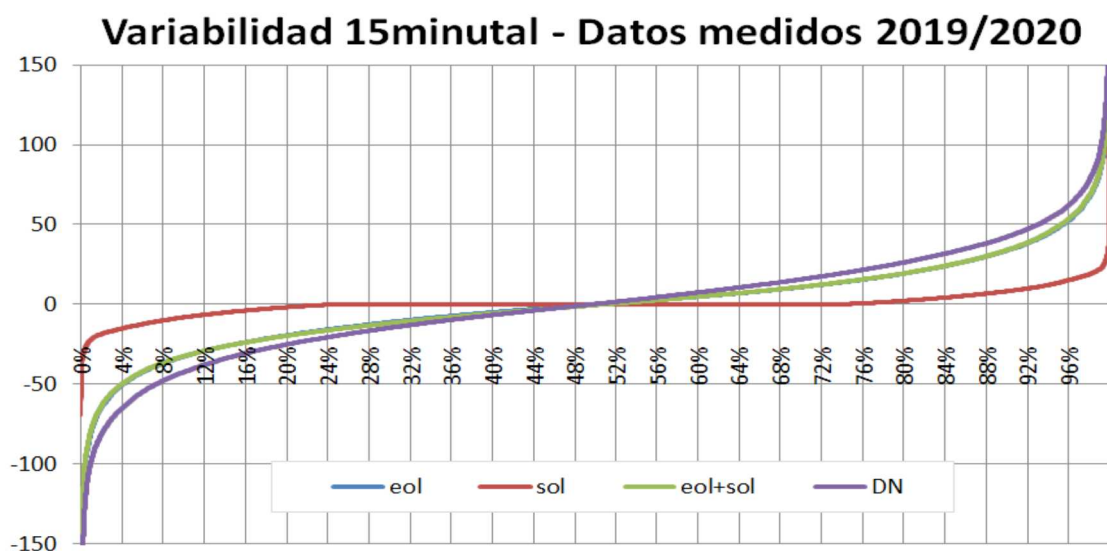


Figura 2: Probabilidad acumulada de la variación de potencia quinceminutal de la generación solar, la generación eólica y la demanda neta. Datos SMFC.

El valor requerido de reserva rotante de 59MW corresponde a un 4,6% de la demanda horaria media de dicho año y en base a esto se define como primer aproximación a la demanda variable de reserva rotante, como el 5% de la demanda de potencia.

El escenario futuro elegido para el análisis del despacho de reserva rotante corresponde al año 2048, en el cual la demanda alcanza los 22500 GWh anuales, es decir, un crecimiento del 100% respecto de la demanda 2019/2020. Dicho escenario se conformó a partir de otro trabajo final del curso de SimSEE del año 2019 titulado “Optimización de plan de inversiones en generación eléctrica: Sustitución de actores térmicos de expansión por baterías” [3] donde se presentan los resultados de expansión del sistema hasta el año 2044. A partir de ese resultado se extendió incrementaron

gradualmente las potencias de las 3 fuentes elegidas para la expansión (turbinas de gas, solar y eólica) hasta alcanzar nuevamente el equilibrio para la demanda esperada para el año 2048.

Para chequear la validez del monto definido de RR requerida que como se dijo, es del 5%, se realiza un análisis cuantitativo respecto a la variabilidad esperada en ese sistema futuro, comparativamente con la variabilidad del sistema actual.

El escenario futuro, con una demanda cercana al doble que la demanda actual, presentará un reparto por fuentes similar al que se presenta en la Figura 3, donde se observa que el crecimiento relativo está concentrado totalmente en las fuentes eólica y solar, fuentes que aportan gran variabilidad al sistema por el comportamiento natural de sus recursos correspondientes.

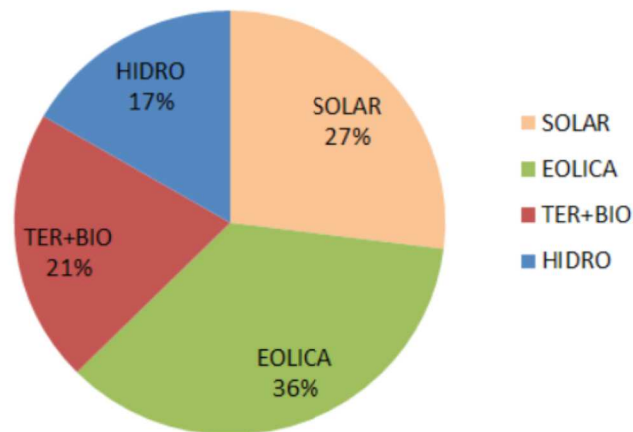


Figura 3 Distribución de la potencia instalada según fuente para el escenario futuro situado en el año 2048 con una demanda de 22.500 GWh.

En la Figura 4 se observa como evoluciona la participación de las fuentes eólica y solar dentro del total de la demanda diaria de acuerdo a los resultados de las simulaciones realizadas. El incremento de participación es muy notorio, teniendo en 2048 un 80% de probabilidad de superar el 50% de participación diaria mientras que en 2022 esta probabilidad es de 45%.

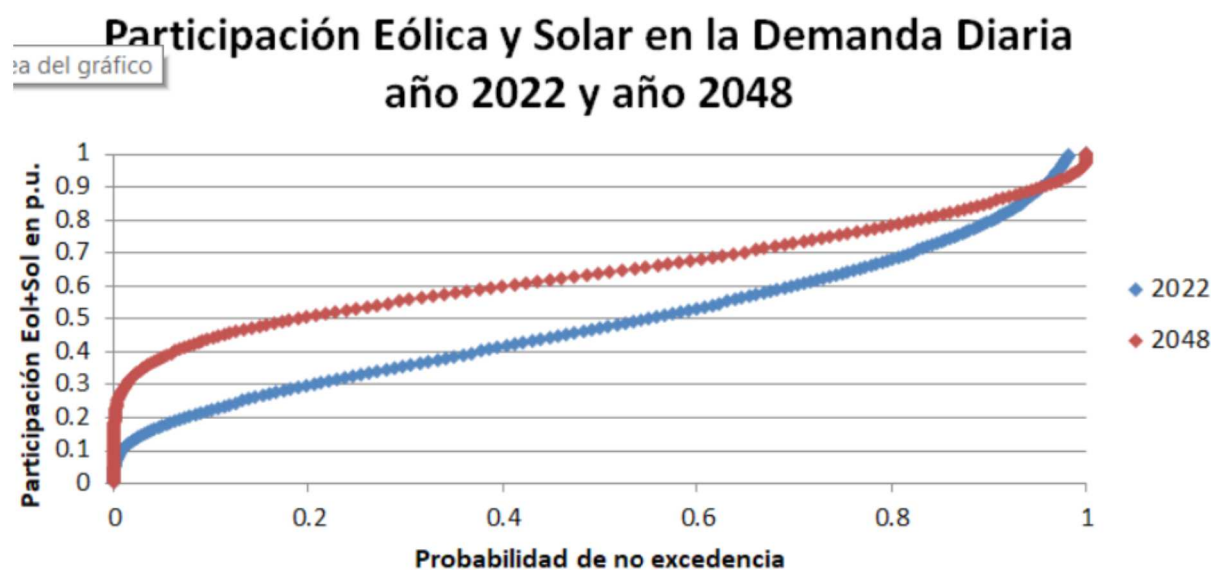


Figura 4 Probabilidad de participación eólica y solar en por unidad de la demanda diaria calculada a partir de simulaciones de paso diario.

Esto indicaría un aumento de la variabilidad de la demanda neta, dada la fuerte participación de eólica y solar, cuyas tasas de variabilidad diezminutal son mayores que las variaciones de la demanda. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que esta alta participación se da acompañada de una gran cantidad de excedentes, los cuales son limitados mediante restricciones operativas o exportados. En el primer caso, cuando se están aplicando restricciones operativas, esto funciona de por sí como una importante regulación de la variabilidad del sistema ya que cada parque aerogenerador que se encuentra bajo consigna de restricción operativa, debe generar una potencia máxima dada, lo cual obliga al generador a regular la generación disponible.

Se realiza una evaluación cuantitativa tomando los siguientes supuestos conservadores:

- Las series de datos medidos en 2019/2020 se extrapolan proporcionalmente al aumento de la potencia instalada para representar la generación eólica, solar y demanda del año 2048. Los factores aplicados son 2.2, 11.0 y 2.0 respectivamente.
- Se calcula la variabilidad de las series extrapoladas y la variabilidad de la Demanda Neta obtenida de la resta de las series extrapoladas.

Tomando estos valores tendríamos que para el año 2048 la variación con probabilidad 5% de ser superada (que en 2019/2020 es de 59MW) sería de 177MW. Para una demanda media horaria esperada en 2048 que es 2 veces mayor que la demanda de 2018, los 280MW estimados corresponderían a un 6.6% de la demanda media horaria de ese año.

La misma gráfica presentada para el caso actual en la Figura 2 se presenta para el año 2048, con datos extrapolados, en la Figura 5.

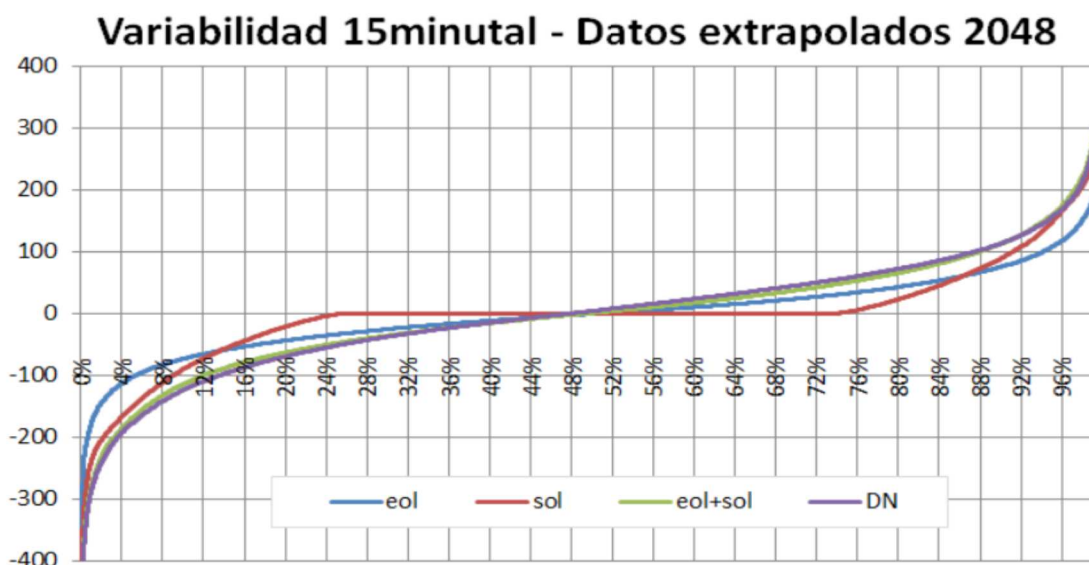


Figura 5 Probabilidad acumulada de la variación de potencia quinceminutal de la generación solar, la generación eólica y la demanda neta. Estimación a partir de datos extrapolados.

Por otro lado, cuando se calcula la demanda neta con los datos quinceminutales medidos en 2019/2020 extrapolados a 2048, se obtiene que durante un 20% del tiempo aproximadamente, la demanda neta sería negativa, como se observa en la Figura 6 (izquierda). Vale aclarar que esta distribución de probabilidad es resultado de extrapolaciones lineales independientes lo cual podría no reflejar correctamente el crecimiento conjunto esperado, así como también observar que la mencionada probabilidad de valores de demanda neta menores que cero está medida sobre datos quinceminutales por lo que, dicha probabilidad llevada a medias horarias o mayores, se verá reducida debido a que dada la variabilidad de los recursos es de esperar que los valores negativos encontrados no se encuentren agrupados en las mismas horas sino dispersos en el total.

Independientemente de la imprecisión en la determinación del valor de esta probabilidad, se pretende con esta línea de razonamiento hacer notar que en una importante cantidad de eventos existirá potencia solar y/o eólica excedentes que deberán o exportarse o restringirse mediante consignas de restricciones operativas.

En el caso en que los excedentes generados fueran gestionados mediante restricciones operativas en que se obliga a los parques a no superar una generación máxima establecida, esto hace que la regulación de la variabilidad sea realizada por los parques que operarán de forma de maximizar su producción respetando la consigna impuesta por el sistema.

Durante el resto del tiempo, la probabilidad de las variaciones quinceminutales podrían estimarse a partir de la mostrada en la Figura 6 (derecha), construida a partir de la serie de datos de demanda neta estimada a partir de los datos extrapolados, eliminando los eventos con valores negativos. En

dicho gráfico puede verse que para una cobertura del 95% de las variaciones, la potencia a cubrir sería de 135 MW, esto es, un 5% de la demanda.

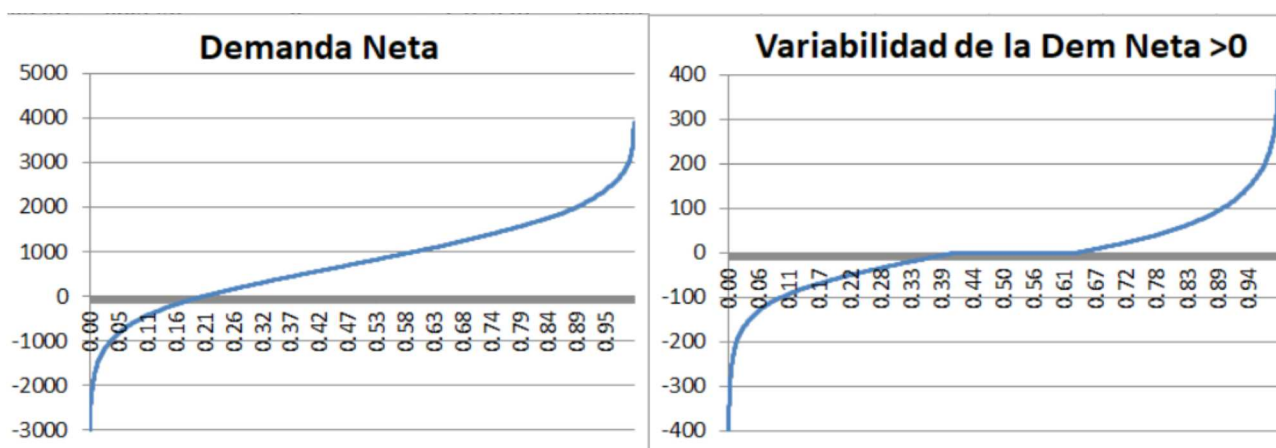


Figura 6 Probabilidad acumulada de la demanda neta (izq.) y variabilidad de la demanda neta positiva (der.) estimadas a partir de datos quinceminutales 2019/2020 extrapolados a 2048.

Un análisis aparte debería realizarse para el caso de la exportación de excedentes con compromiso de potencia firme, para lo cual habría que determinar el correspondiente porcentaje de reserva rotante que debería asociarse a esa demanda de exportación de forma de filtrar las variabilidades de esa demanda adicional.

En el presente trabajo se continúa el análisis bajo la hipótesis de sistema cerrado, suponiendo que la totalidad de los excedentes son restringidos y estableciendo un 5% de la demanda como demanda de reserva rotante.

Abastecimiento del sistema con balance de Reserva Rotante

Configuración de la sala SimSEE

Para el análisis del abastecimiento del sistema con balance de RR se configuró una sala SimSEE con el sistema esperado para el año 2048. Para ello, se tomaron como base las salas semanal y diaria de la Programación estacional Noviembre 2020- Abril 2021 cambiando el horizonte de tiempo al comprendido entre el 1/14/2047 y el 1/1/2049 para cubrir el año de interés con un año de guarda al inicio de la simulación.

Para definir la configuración del sistema correspondiente al año a simular se partió de la expansión del sistema con opción térmica mostrada en [3] que presenta resultados hasta el año 2044 se incrementaron gradualmente las potencias de las 3 fuentes elegidas para la expansión (turbinas de gas, solar y eólica) hasta alcanzar nuevamente el equilibrio para la demanda de 22.500 GWh esperada para el año 2048. Esto se logró componiendo la expansión con 2500 MW de solar, 3300 MW de eólica y 1020 MW de turbinas de gas.

Para resolver el tema del costo futuro del sistema al final del período de optimización en primer lugar se optimizó y simuló una sala de paso semanal con esta expansión, con la central de Bonete como hidroeléctrica con embalse y las centrales de Palmar y SG como centrales de pasada y extendiendo el año 2048 hasta el año 2054. De esta manera se generó un archivo de costo futuro (CF) el cual se utilizó para enganchar el final de las salas a las que se aplicaron las distintas configuraciones que se evaluaron.

Para poder focalizar la evaluación en la utilización de la potencia excedentaria de fuente eólica como reserva rotante se eliminaron todas las posibilidades de comercio internacional, incluso el actor “Excedentes”. En la sala original este actor simula un intercambio a un precio de 0.1 USD/MWh lo que permite asegurar el despacho de todos los generadores con costo variable nulo, incluso aquellos que se han configurado con costos apenas mayores que 0 para establecer un orden de prioridad en los despachos, como las centrales de biomasa con contrato que tienen asociado un $cv=0.01$ USD/MWh.

Al eliminar el actor “Excedentes” habrá potencia restringida, es decir, en los momentos en que la potencia disponible de costo variable nulo sea mayor que la demanda, el optimizador dejará ociosa parte de la potencia disponible. Dado el costo levemente incrementado adjudicado a la biomasa ésta será la potencia que primero será restringida y luego entre los generadores de costo variable estrictamente igual a cero (como es el caso de la eólica y la hidráulica) el orden de prioridad de despacho establecido en esos casos de potencia excedentaria, quedará definido de alguna manera para cada sala determinada, pero por criterios no vinculados a la optimización.

Como consecuencia no deseada de la eliminación del actor excedentes se tiene que, dado que las centrales de biomasa tienen sus pagos asociados configurados como pagos por energía, en caso de ser restringidas por encontrarse el sistema con excedentes de potencia disponible, se reducirán también los pagos que reciben. En la sala PES original, debido a la existencia del actor excedentes esto no sucede y las centrales de biomasa son despachadas siempre en su totalidad por lo que los pagos recibidos no se ven afectados en ningún caso por la cantidad de excedentes del sistema. Para evitar que las variaciones en los montos de dichos pagos afecten en algún caso los resultados en los que se quiere focalizar el estudio, se modificó la configuración de los pagos a la biomasa cambiándolos a “Pago por potencia” para darles un trato equivalente al dado en la sala original y que no se afecten los resultados que son de interés para este trabajo.

Para cuantificar la posible falla incurrida en el balance de RR realizado, es decir, la imposibilidad de cubrir la potencia de RR requerida a costos razonables, se incorporó un actor del tipo “generador térmico básico” llamado “GFR” (Generador de Falla de Reserva) al que se le asignó una potencia máxima de 10.000 MW, un costo variable de 1 MUSD/MWh y un factor de reserva de 0.9. El costo variable asignado fue definido de tal forma que la falla en la RR incurrida se aproxime a cero en el caso base.

Los resultados principales son los presentados a continuación correspondientes a salas de paso semanal y con la central de Bonete con embalse y SG y Palmar como hidro de pasada.

Para verificar la coherencia y validez de los resultados arrojados por el modelo en los distintos pasos de simulación se presentan luego de éstas los resultados de las simulaciones con paso diario y horario.

En todos los casos se estableció el requerimiento de reserva rotante del sistema como 5% de la demanda total.

Simulaciones de paso semanal

La sala de paso semanal contiene solo la central de Bonete modelada con su respectivo embalse. Se simularon 100 crónicas iniciando con la semilla 10031.

Considerar el balance de la reserva rotante dentro de la optimización del abastecimiento del sistema genera un costo adicional debido a que cierto margen de potencia no será despachado como potencia activa sino que deberá quedar ocioso a la espera de ser necesario para cubrir un cambio de potencia inesperado. Para estimar el monto de dicho costo adicional, se calculó primero el costo de abastecimiento de la sala sin considerar el balance de RR para luego restar este costo al resultante de las salas que sí incluyen dicho balance.

Además de la sala con las hipótesis básicas señaladas, con aporte a la reserva rotante de las fuentes Eólica, Hidráulica y Turbinas de gas, se probaron los casos extremos en que se anula la participación de cada fuente para evaluar la influencia de cada una de ellas sobre el global.

Los resultados resumiendo costo, participación promedio anual de cada fuente y falla, se presentan en la Figura 7. Allí se muestran la participación hidráulica y eólica sumadas debido a que cuando el costo variable de la potencia hidráulica es igual a cero, desde el punto de vista del despacho económico es equivalente la utilización de cualquiera de las dos fuentes y en dichos casos el optimizador seleccionará de todas formas alguna de ellas. Dicha selección quedará definida por cuestiones irrelevantes desde el punto de vista del problema de optimización como por ejemplo el orden en que quedaron cargadas las variables en las ecuaciones. Esto sucede tanto para el balance de potencia demandada por el sistema como para el balance de RR.

Separadamente en la última columna se presenta la participación máxima posible de la eólica en cada caso calculada a partir de los datos de la simulación, es decir, si se prefiriera realizar la RR con eólica en todos los eventos en que es indistinto económicamente el uso de hidráulica o eólica. La diferencia entre ambas columnas corresponde a los eventos en que la fuente elegida sería la hidráulica por imposibilidad de la eólica de cubrir los requerimientos.

| | Valor esperado del costo de abastecimiento (MUSD/año) | Valor esperado del costo de la Reserva Rotante (MUSD/año) | Valor esperado de Energía de Falla (% demanda) | Promedio anual del valor esperado diario de Participación en la Reserva Rotante | | | Potencial participación de la eólica en la Reserva Rotante |
|----------------------------------|---|---|--|---|-----|--------|--|
| | | | | Hidro+Eol | Ter | Falla | |
| Sin hacer balance de RR | 1691.71 | - | 0.049% | - | - | - | - |
| Balance de RR con Hid, Ter y Eol | 1714.36 | 22.65 | 0.085% | 75% | 25% | 0.016% | 26% |
| Balance de RR sin Eólica | 1714.39 | 22.69 | 0.085% | 74% | 26% | 0.013% | - |
| Balance de RR sin Térmica | 1735.08 | 43.38 | 0.085% | 100% | 0% | 0.014% | 22% |
| Balance de RR sin Hid | 1721.90 | 30.19 | 0.098% | 52% | 48% | 0.014% | 52% |

Figura 7 Resumen de resultados de las simulaciones de paso semanal

De los resultados se extrae que, para el sistema del año 2048 con una demanda del doble de la demanda actual, la participación o no de la eólica en la RR no tiene incidencia significativa en el costo ni en la falla de RR esperada.

En caso de anular la RR térmica se puede ver que se incrementa la RR hidráulica y se reduce la RR Eólica, siendo este el caso de mayor costo generado por el balance de RR, que aproximadamente duplica el costo de la opción base, con las tres fuentes aportando.

La máxima participación eólica se registra en el caso en que se limita totalmente la participación hidráulica, haciendo esto que se incremente también la RR térmica. Los costos en esta opción presentan un incremento del 33% sobre el costo de la RR en el caso base.

Intuitivamente, la distribución de la participación se puede explicar de la siguiente manera: dado que la RR es potencia reservada y potencialmente despachada, pero no necesariamente despachada, el optimizador seleccionará la fuente con mayor costo variable para cubrir la demanda de RR. Por esta razón, siempre que estén despachadas las turbinas de gas, se elegirá esta fuente como fuente de RR, y entre la eólica y la hidráulica, se preferirá la hidráulica, a menos que ésta tenga asociado costo variable igual a cero como resultado de la optimización de recursos. En dicho caso, la selección de cualquiera de ambas fuentes es equivalente desde el punto de vista del despacho económico.

Cuando se limita la posibilidad de utilizar las turbinas de gas en el balance de RR, esto se vuelve un requerimiento de potencia más exigente para la hidráulica ya que aumentan un 5% los requerimientos de potencia en el pico de demanda para lo cual se requiere mayor capacidad de empuntamiento de la potencia hidráulica, lo que aumentará el valor del agua y aumentará la participación de la eólica en el despacho energético y reducirá su participación en la RR.

Cuando se limita la participación hidráulica en el balance de RR, esto obliga a una mayor participación térmica para cubrir los eventos en que no se dispone de excedentes eólicos para cubrir el 5% adicional de potencia requerida. A su vez, ante igualdad de costos hidráulicos y eólicos preferirá despachar hidráulica para reservar potencia eólica para la RR, lo cual también contribuye a aumentar su participación en la RR.

El costo incurrido cuando se limita la participación térmica en la RR es el mayor debido a que se registran eventos en que se está obligando a dejar reservada potencia hidráulica en casos en que ya

se tienen despachadas turbinas de gas por costo variable. Es decir, se está limitando la potencia hidráulica disponible y obligando a generar ese faltante con turbinas de gas.

Cálculo del potencial eólico para la Reserva Rotante

Analizando ahora los valores de la última columna que representan la capacidad eólica de cubrir la RR calculada en base a la potencia eólica disponible, se observa que ésta es de 26% para el caso base, es decir que, un tercio del aporte de RR cubierto con eólica o hidráulica pueden ser cubiertos por eólica.

En el caso sin participación de hidráulica en la reserva, el potencial eólico para la RR coincide con el 52% despachado por el optimizador ya que la única fuente alternativa (térmica) siempre tiene un costo comparativamente alto, por lo que utilizará siempre toda la eólica disponible para la RR. Como se mencionó anteriormente, el hecho de no ser considerada la potencia hidráulica para cubrir ese 5% de potencia adicional, su costo variable tenderá a bajar haciendo esto que en más ocasiones su costo sea nulo y pueda desplazar a la eólica en el despacho energético óptimo, teniendo esta última mayor disponibilidad de potencia para cubrir los requerimientos de RR.

En el caso en que se limita la participación térmica ocurre lo opuesto, el costo variable de la hidráulica tiende a elevarse ya que enfrenta un requerimiento de potencia mayor debido al 5% adicional a cubrir para la RR. Esto hace que la eólica sea más utilizada como potencia activa en el despacho energético y se tenga menos potencia ociosa para cubrir la demanda de RR.

Estas variaciones en la disponibilidad de potencia eólica para cubrir la RR, es decir, la potencia eólica que quedó ociosa luego del despacho energético óptimo, se deben a que hay una cierta cantidad de eventos en que el optimizador puede elegir indistintamente despachar eólica o hidráulica cuando esta última también tiene costo variable nulo. Es decir, en cada simulación habrá un paquete de excedentes de potencia que podrían ser indistintamente eólicos o hidráulicos pero en los resultados de las simulaciones se verán asignados a alguna de las dos fuentes en particular.

Visto de otra manera se podría decir que, si el despacho de potencia eólica fuera priorizado para cubrir la demanda, disminuirían sus excedentes disponibles y por lo tanto su participación en la RR. Si se priorizara el despacho hidráulico frente al eólico siempre que ambas tuvieran costo variable nulo, respecto de la participación en la RR ocurriría lo contrario.

El cálculo de potencial participación de la eólica en la RR mostrado en la última columna de la tabla de la Figura 7 se realizó considerando el mínimo entre la demanda de RR, la potencia eólica disponible (generable-generada) y el 30% de la potencia eólica generable. En la Figura 8 se presentan los resultados obtenidos para los 5 postes de la simulación semanal. Las áreas verde y verde claro corresponden al conjunto eólica+hidráulica, en amarillo el mencionado cálculo del potencial eólico para la RR y en rojo el cálculo corregido como se detallará en el siguiente apartado “Discusión del modo de aplicación del “factor de reserva” de la potencia eólica”.

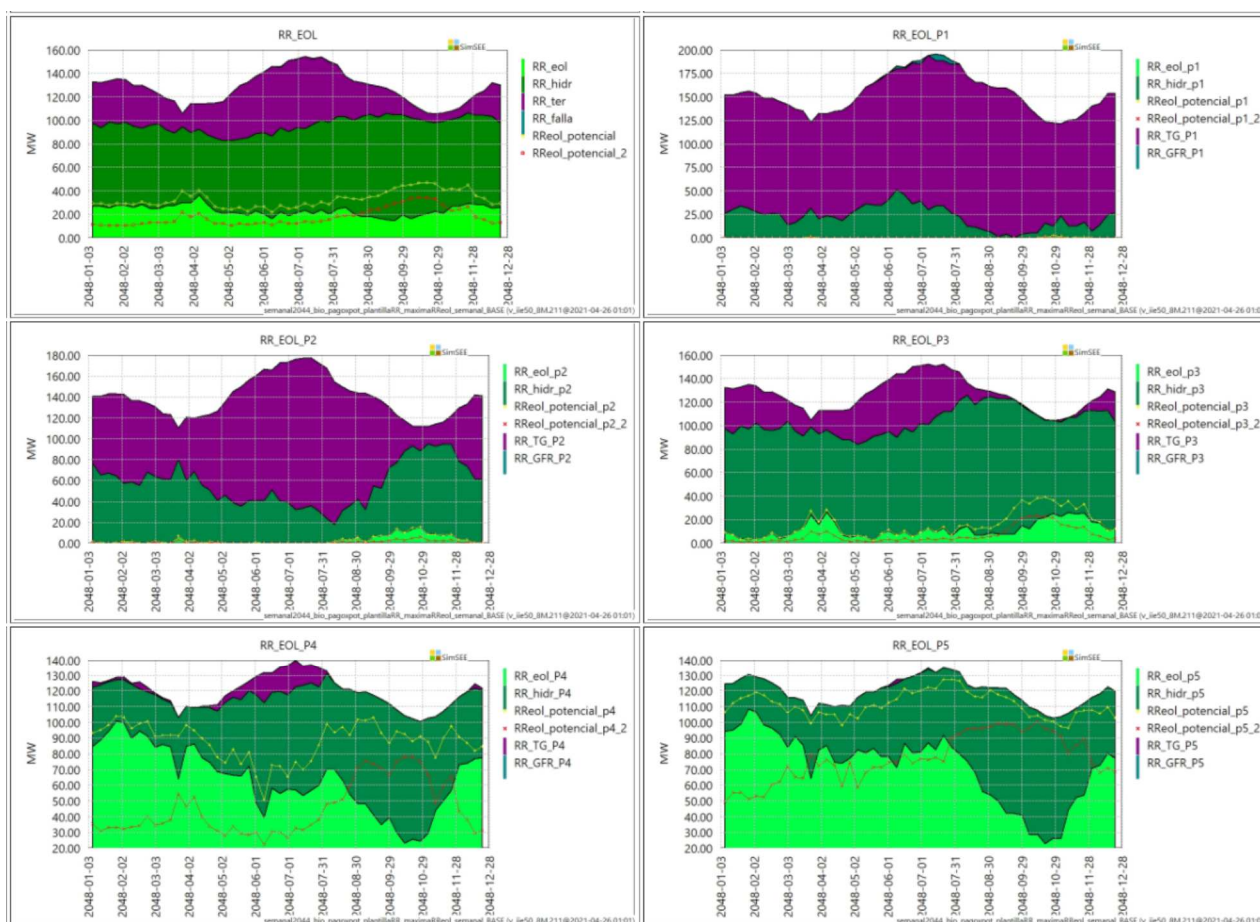


Figura 8 Composición por fuente de la RR en MW y comparación de cálculos de la RR eólica. Valor esperado semanal (arriba izq.) y valor esperado por postes de la simulación de paso semanal.

Como se puede observar en la Figura 8, el potencial aporte de fuente eólica a la RR se incrementa durante la primavera alcanzando durante los meses de setiembre, octubre y noviembre su máximo aporte relativo.

Discusión del modo de aplicación del “factor de reserva” de la potencia eólica

A partir del análisis de estos resultados se notó que el límite impuesto por el “factor de reserva” (0.3 en el caso de este trabajo) aplicado al total de la capacidad de generación eólica del instante considerado podría ser algo laxo en muchos de los eventos ya que en la mayoría de los casos, el 30% de la capacidad eólica es muy superior a los requerimientos de RR pero sin embargo la capacidad eólica ociosa puede estar muy ajustada como para cubrir con cierto nivel de seguridad dichos requerimientos. En base a esto se encontró necesario recomendar la modificación del modelado para el caso de centrales eólicas colocando el límite del 30% (o cualquiera sea el porcentaje elegido para incrementar la seguridad de la potencia demandada) sobre la capacidad ociosa del instante considerado es decir, de la diferencia entre la potencia eólica generable y la potencia eólica despachada para cubrir la demanda de potencia activa. Los resultados con esta corrección son los que se muestran en rojo en los gráficos de la Figura 8 bajo el nombre de

“RReol_potencial_px_2”. En cuanto al promedio de participación media diaria eólica, con esta corrección pasa de 26%, 22% y 52% a 14%, 13% y 24% respectivamente para cada uno de los casos presentados.

De aplicarse esta corrección, se entiende que el incremento de los costos de la opción que prescinde de la hidráulica para el balance de RR será mayor al resultante de las simulaciones, no obstante, no superaría el costo estimado para el caso en que se prescinde de la fuente térmica.

Dependencia de los resultados respecto del manejo de los excedentes por fuente

Como se mencionó anteriormente, el sistema configurado para el año 2048 presenta una importante probabilidad de tener excedentes de potencia, y en dichos momentos le es indistinto al optimizador seleccionar cualquiera de las centrales con costo variable nulo para despachar o declarar excedentarias.

Como ya se analizó, esto sucede comúnmente entre la eólica y la hidráulica y por dicha razón los resultados de participación en el balance de RR se mostraron agrupando ambas fuentes y se calculó luego el potencial aporte eólico en base a la cantidad de excedentes disponibles en cada oportunidad. Sin embargo, no se ahondó en que, dicha cantidad de excedentes también depende de la decisión que tome el optimizador, para el despacho de potencia activa, cuando le es indistinto despachar una fuente o la otra.

Para el caso de la biomasa, al ser configurada con un costo variable de 0.01 USD/MWh, queda definida la prioridad de despacho de las fuentes eólica, solar e hidráulica frente a ésta. Sin embargo, en la sala PES original tomada como punto de partida para este estudio, se está por otro lado dando un valor de 0.1 USD/MWh a los MW excedentarios (actor “excedentes”) lo que implica que toda la potencia de biomasa disponible es despachada habiendo parte de esta energía que eventualmente formará parte del paquete global de excedentes.

En la sala modificada con la que se trabajó, al sacar el actor excedentes lo que ocurre es que debido al costo variable diferenciado de cero, en muchas ocasiones la biomasa está siendo restringida reduciendo así la cantidad total de excedentes del sistema y modificando la manera en que se maneja en la realidad (o al menos en el modelado de la PES que se toma como punto de partida) este tipo de contratos.

Si bien no existe motivación alguna para la búsqueda expresa de la priorización de generación de excedentes eólicos por sobre los de las otras fuentes, para independizar los resultados del presente trabajo respecto de en qué orden el optimizador elija despachar o restringir las distintas centrales, se configuró una sala semanal que ante la indiferencia desde el punto de vista económico entre despachar o restringir elija siempre restringir primero la eólica de modo de poder medir el máximo aporte potencial de esta fuente a la RR.

Para esto se definió el costo variable de todas las centrales de biomasa igual a cero y se denominaron las centrales de manera tal que el orden de prioridades sea el buscado. Los resultados se muestran en la Figura 9.

| | Promedio anual del valor esperado diario de Participación en la Reserva Rotante | | | Potencial participación de la eólica en la Reserva Rotante | |
|--------------------------------------|---|-----|--------|--|--------------|
| | Hidro+Eol | Ter | Falla | fr actual | fr propuesto |
| despacho de biomasa priorizado | 76% | 24% | 0.012% | 31% | 20% |
| despacho biomasa e hidro priorizados | 76% | 24% | 0.012% | 38% | 28% |

Figura 9 Potencial participación eólica en la RR para los casos en que se maximiza la potencia excedentaria eólica al priorizar el despacho de otras fuentes de $cv=0$

Lo que se observa es que, el máximo aporte eólico a la RR en caso de que se priorice su utilización para este servicio alcanzaría el 38% en caso de mantener el régimen actual de restricción mediante el “factor de reserva” y el 28% en caso de aplicar la restricción según se sugiere en este trabajo.

Si se considera el valor subjetivo que representa el recurso hídrico embalsado incluso cuando éste es valorado en cero por el optimizador del despacho (excepto en situaciones con riesgo de vertimiento), lo cual conduce a no priorizar el despacho de potencia hidráulica frente al eólico, se puede decir que el valor de 31% es más realista que el del 38%.

Por otro lado, si se elige la aplicación conservadora del factor de reserva que se propone en lugar de la actualmente implementada en SimSEE, se concluye que el valor de 20% sería el más adecuado para representar el potencial aporte de la potencia eólica al balance de RR.

Simulaciones de paso diario

Las simulaciones de paso semanal con las mismas hipótesis de la sala diaria (excepto la modelación de las centrales de Salto y Palmar con sus respectivos embalses, que en la sala semanal se modelan como centrales de pasada), muestran resultados consistentes con los anteriormente mostrados. Se simularon 1000 crónicas iniciando con la semilla 10031.

En la tabla de la Figura 10 se resume los resultados mostrando igual información a la contenida en la Figura 7 para el caso de las simulaciones de paso semanal.

| | Valor esperado del costo de abastecimiento (MUSD/año) | Valor esperado del costo de la Reserva Rotante (MUSD/año) | Valor esperado de Energía de Falla (% demanda) | Promedio anual del valor esperado diario de Participación en la Reserva Rotante | | | Potencial participación de la eólica en la Reserva Rotante | |
|----------------------------------|---|---|--|---|-----|--------|--|---------|
| | | | | Hidro+Eol | Ter | Falla | fr actual | fr prop |
| Sin hacer balance de RR | 1747.54 | - | 0.081% | - | - | - | - | - |
| Balance de RR con Hid, Ter y Eol | 1788.14 | 40.59 | 0.140% | 79% | 21% | 0.021% | 20% | 15% |
| Balance de RR sin Eólica | 1788.15 | 40.60 | 0.140% | 79% | 21% | 0.021% | - | - |
| Balance de RR sin Térmica | 1810.09 | 62.55 | 0.137% | 100% | 0% | 0.023% | 12% | 10% |
| Balance de RR sin Hid | 1799.02 | 51.47 | 0.150% | 54% | 46% | 0.026% | 54% | 27% |

Figura 10 Resumen de resultados de las simulaciones de paso diario

Los porcentajes globales de participación o potencial participación mostrados en la tabla resumen son similares a los de las simulaciones semanales lo cual indica que a pesar de las simplificaciones realizadas en la sala de paso semanal, los resultados alcanzados son a grandes rasgos equivalentes.

El costo asociado al balance de RR muestra el mismo comportamiento relativo entre las distintas opciones evaluadas. Los porcentajes respecto del costo total del sistema se incrementan del orden de 1 punto porcentual, pasando a un 2.3% del costo total de abastecimiento de la demanda para la opción base, 2.9% para la opción que utiliza sólo eólica y térmica y 3.5% para la opción que utiliza solo hidráulica y térmica.

En la Figura 11 se pueden ver los resultados de participación por fuente en el balance de RR a lo largo del año para la sala de paso diario, en valor esperado de potencia media diaria.

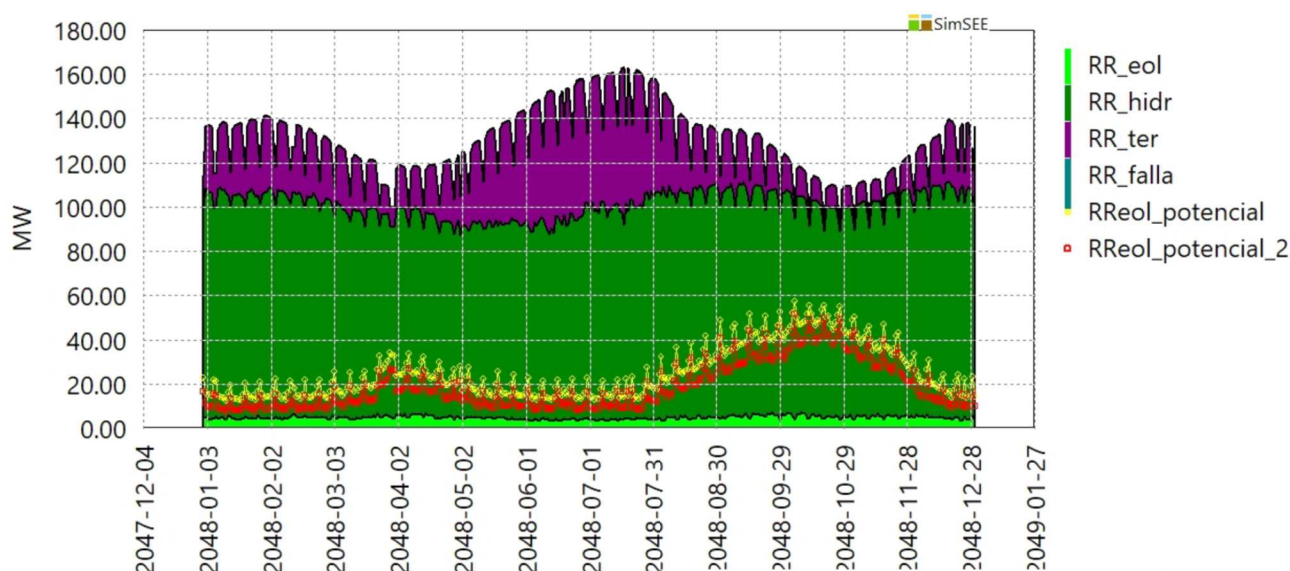


Figura 11 Caso base: Valor esperado diario de la composición por fuente de la RR en MW y comparación de cálculos de la RR eólica

En la Figura 12 correspondiente al caso en que se prescinde de la fuente hidráulica se puede observar que la participación eólica coincide con la participación calculada como potencial (curva amarilla). De implementarse la modificación sugerida respecto a la aplicación del factor de reserva

eólico, la participación potencial se reduciría significativamente en este caso lo cual incrementaría el costo más de lo que muestran los números obtenidos en esta simulación.

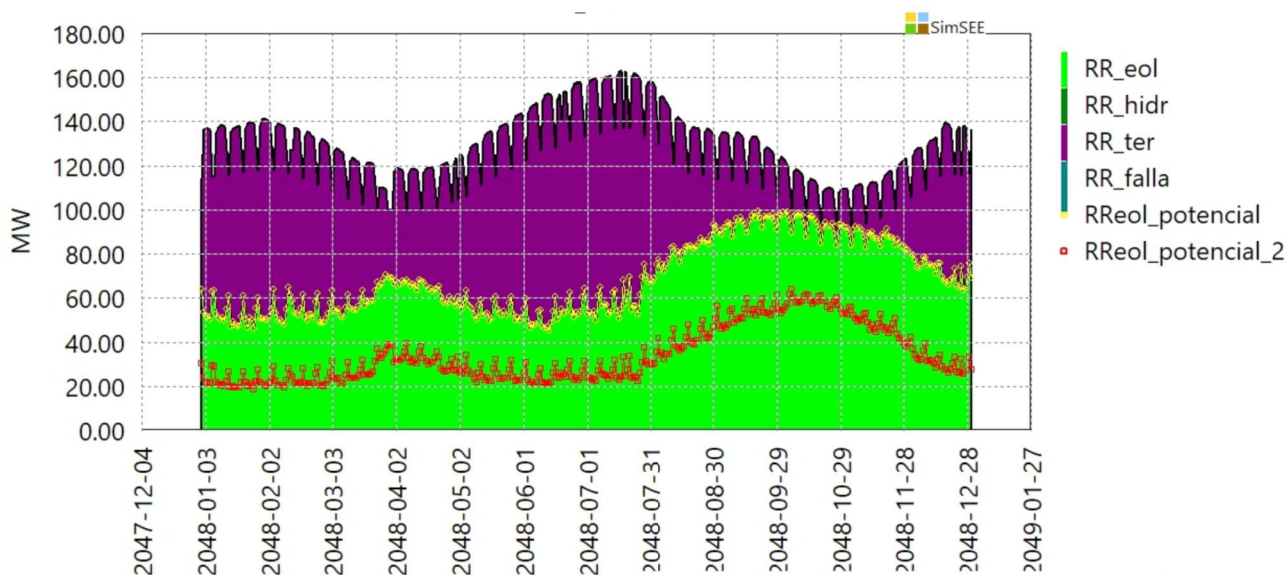


Figura 12 Caso sin RR hidráulica: Valor esperado diario de la composición por fuente de la RR en MW y comparación de cálculos de la RR eólica

Simulaciones de paso horario

Utilizando el mismo sistema que en el análisis anterior, correspondiente al 2048, se optimizó y simuló una sala de paso diario, con las centrales de Bonete, Palmar y SG como hidroeléctricas con embalse. De esta manera se generó un archivo de costo futuro (CF) el cual se utilizó para enganchar al final de las salas de paso horario a las que se aplicaron las distintas configuraciones que se evaluaron.

En las salas de paso horario se consideraron las centrales de Bonete, SG y Palmar con embalse. Se realizaron simulaciones de dos semanas de duración en cuatro meses del año (febrero, mayo, agosto y noviembre), cada uno correspondiente a una de las cuatro estaciones, para evaluar posibles diferencias en la operación. En cada una de las configuraciones se simularon 100 crónicas las cuales se inician con la semilla 10031. Se hizo coincidir el período de simulación y optimización, determinando las condiciones iniciales de las cotas de los embalses y los CEGH de aportes a partir de la sala diaria. En la Figura 13 se resumen resultados numéricos de las 4 salas y en la figura Figura 14 se observa el reparto por fuente en valor esperado.

| | Promedio del valor esperado horario de Participación en la Reserva Rotante | | | Potencial participación de la eólica en la Reserva Rotante | | |
|---------------------|--|-----------|-----|--|-----------|--------------|
| | Costo de la RR | Hidro+Eol | Ter | Falla | fr actual | fr propuesto |
| 1 a 15 de FEBRERO | 293,838 | 82% | 18% | 0.0000% | 19% | 15% |
| 1 a 15 de MAYO | 465,654 | 76% | 24% | 0.0000% | 17% | 13% |
| 1 a 15 de AGOSTO | 1,621,554 | 75% | 25% | 0.0000% | 23% | 18% |
| 1 a 15 de NOVIEMBRE | 122,845 | 92% | 8% | 0.0000% | 38% | 32% |

Figura 13 Costo, participación por fuente y potencial participación eólica para cada uno de los períodos de dos semanas evaluados.

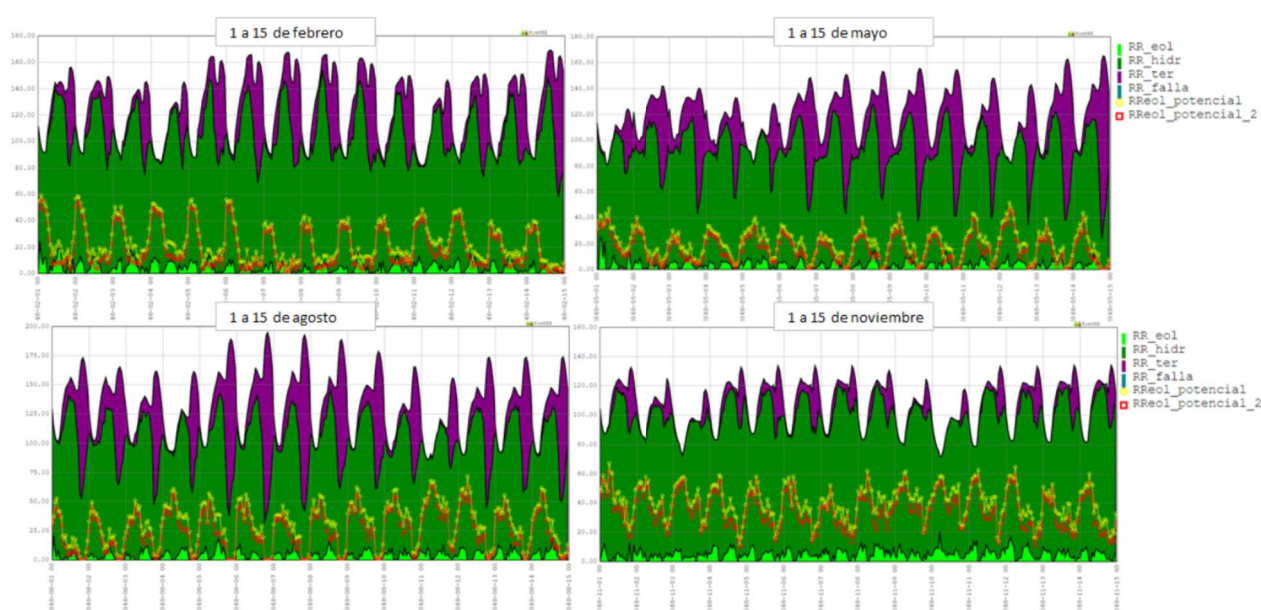


Figura 14 Composición por fuente del abastecimiento de Reserva Rotante para dos semanas de los meses de febrero (arriba, izquierda), mayo (arriba derecha), agosto (abajo izquierda) y noviembre (abajo derecha). La participación potencial eólica dentro del paquete eólico-hidráulico se representa con las curvas amarilla (según se aplica el factor de RR actualmente) y roja (aplicando dicho factor de la nueva forma sugerida en este trabajo).

Los porcentajes de participación de cada fuente en el balance de RR encontrados son coherentes con los resultantes de la corrida de paso diario, con algunas variaciones estacionales razonables.

En cuanto a los costos las conclusiones también fueron coherentes con las mostradas en las simulaciones anteriores. Particularmente se mantiene la indiferencia de costos de abastecimiento del sistema ya sea que se use o no se use la fuente eólica en el balance de Reserva Rotante.

Principales conclusiones

Como conclusiones principales de las simulaciones con paso diario (con el modelado actual del factor de reserva eólico), se puede decir que, para el sistema eléctrico uruguayo con el doble de la demanda actual, situado según las proyecciones manejadas en el año 2048, el costo de

abastecimiento de la RR sería de unos 40,6 MUSD, lo que equivaldría a un 2,3% del costo total de abastecimiento de la demanda.

Podría utilizarse la fuente eólica para cubrir del orden del 20% de los requerimientos de Reserva Rotante medios anuales, en promedio. Asimismo, podría prescindirse de la utilización de la fuente hidráulica cubriendo la totalidad de la RR solo con eólica y térmica lo cual implicaría un incremento de costos que podría situarse entre un 27% y un 54% sobre el costo esperado de la RR, lo cual equivale a un incremento de entre el 0.6% y el 1.2% sobre el costo total de abastecimiento del sistema.

Sin embargo se observa también que si bien, ninguna de las 3 fuentes resulta ser imprescindible y los sobrecostos incurridos al prescindir de cualquiera de las tres mantienen un orden de magnitud que no afecta de manera significativa los costos totales de abastecimiento, la no utilización de la fuente eólica es la que menor sobrecosto representa, siendo este asimilable a cero dentro de los márgenes de precisión que se manejan.

Limitaciones de las herramientas disponibles

A partir de los análisis realizados se detectaron algunas limitaciones en las herramientas que deberán ser evaluadas en futuros trabajos ya que si bien no presentan un problema en el despacho del sistema actual, podrán empezar a representar problemas cada vez más significativos con el crecimiento de la demanda y los cambios que esto implicará en el sistema.

Modelado de las centrales térmicas como “generador térmico básico”

Los generadores térmicos (incluso aquellos que se pueden considerar como de encendido y regulado rápido) tienen un mínimo para su funcionamiento, además de una eficiencia variable según su punto de operación y limitaciones en las rampas de subida y bajada de potencia.

En las simulaciones de paso diario o semanal normalmente se utilizan representaciones simplificadas de estos generadores como “generador térmico básico” que no consideran ninguna de estas limitantes.

A su vez, el código de SimSEE en las versiones utilizadas para este trabajo (versión viie36_206 y posteriores hasta versión viie50_8M_211) tienen implementada la opción de participar en el balance de la RR solamente para los generadores térmicos básicos y aun no lo tienen implementado para los modelos más detallados de generadores térmicos.

La no representación del mínimo técnico tiene un efecto sobre la evaluación del balance de reserva rotante ya que en ocasiones se observan despachos resultantes de las simulaciones en que máquinas térmicas se encuentran encendidas en potencias muy bajas, de decimales de MW, y con eso logran cubrir decenas de MW de RR ya que la única restricción que deben cumplir es que la potencia destinada a RR puede ser como máximo 100 veces la potencia activa generada.

Vale aclarar que, la restricción de 0,9 que se impone como Factor de Reserva rotante, es un máximo impuesto sobre la potencia nominal de la máquina por lo que, la limitación operaría como límite al aporte máximo de reserva rotante de cada máquina pero ni siquiera impone como necesario que para aportar ese máximo (0,9 de su potencia nominal), la máquina esté generando 10% de su nominal, sino que con 0,009 de la potencia nominal ya sería suficiente.

Para corregir estas imprecisiones en el modelado se plantea la necesidad de incorporar en los actores “generador térmico básico con encendido y apagado por paso de tiempo” la posibilidad de participar del balance de RR.

A efectos de analizar el efecto que puede haber provocado esta limitación de las herramientas disponibles en los resultados de este trabajo se examinaron los despachos térmicos y sus despachos de RR asociados.

En la Figura 15 se muestran las potencias térmicas destinadas a RR en función de las potencias activas generadas, para 3 crónicas simuladas, seleccionadas al azar. Las crónicas son de paso diario, de un año de duración, y los valores de potencias presentados corresponden a las potencias medias del poste 1.

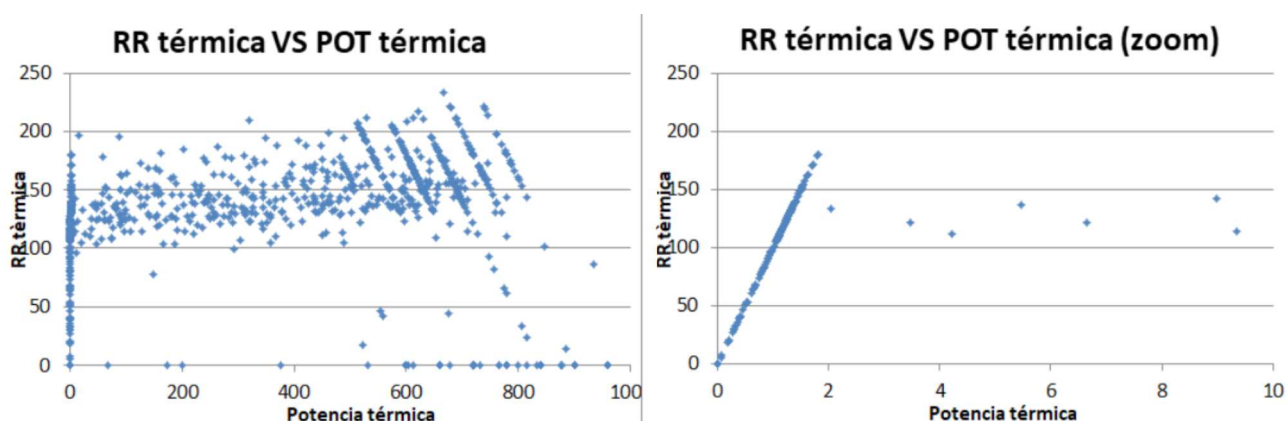


Figura 15 Reserva rotante térmica (MW) en función de la potencia térmica activa despachada. Vista de 0 a 1000 MW de potencia activa generada (izq.) y vista ampliada de 0 a 10 MW (der.).

Se puede apreciar que se registran eventos por debajo de los 2MW de potencia activa generada en los que se abastecen hasta 200MW de reserva rotante, siguiendo la relación límite de 1 a 100 impuesta en el código.

Para cuantificar de alguna forma la influencia de este defecto en el modelado sobre los resultados globales se analizó la probabilidad de ocurrencia de potencias activas menores a 10MW, lo que representaría el mínimo técnico de una turbina TG60. Dado que las simulaciones realizadas son de paso diario, no se puede evaluar la probabilidad de estos niveles de potencia horarios por lo que se realiza una aproximación (como cota superior de probabilidad) observando las potencias medias por postes. La probabilidad de no excedencia de estas potencias se muestran en la Figura 16.

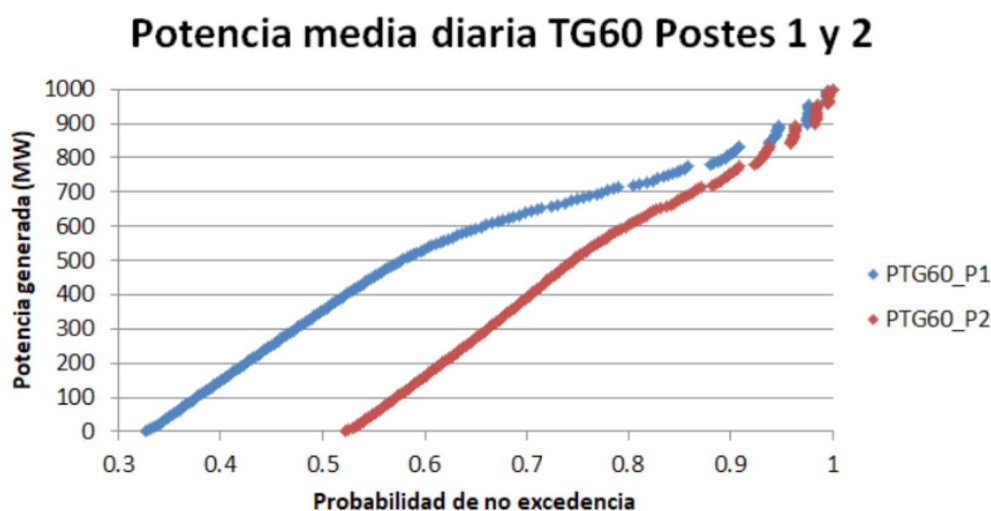


Figura 16 Probabilidad acumulada de la potencia térmica media diaria para los postes 1 y 2.

Para los postes 1 y 2, la probabilidad de que la potencia se encuentre entre 0 y 10MW es de 0,6% y 0,7% del tiempo, respectivamente. Para el poste 3 esta probabilidad es del 0,2% y para el poste 4 es cero, ya que la probabilidad en sí de tener generación térmica mayor que cero en ese poste es casi nula.

Luego de este análisis se analizó cómo cambiaban estos resultados en caso de que no se utilizara potencia eólica como reserva rotante obteniéndose casi exactamente los mismos resultados.

Con esto se concluye que a pesar de esta incorrecta representación de la generación térmica y su aporte de reserva rotante en el modelado, no se cree que esto tenga influencia significativa en la participación eólica en la RR. De todas maneras se considera necesario ajustar el modelado del aporte a la RR en los generadores térmicos básicos considerando los mínimos técnicos y agregando la opción en los otros tipos de generadores térmicos más complejos.

Corrección de bug de versión

Se detectó que el actor “Generador hidráulico de pasada”, si bien en el formulario del editor admitía el seteo de un factor de reserva rotante, el código no lo estaba teniendo en cuenta para el balance de reserva. Esto ya fue corregido, a partir de la versión viie47_209 (5/11/2020) de SimSEE.

Cambios a incluir en próxima versión

Como ya se mencionó, se detectó a partir de los resultados que el límite que impone el “Factor de Reserva Rotante” (que en el caso de las simulaciones de este trabajo se seteo en 30%) aplicado al total de la capacidad de generación eólica del instante considerado podría ser algo laxo en muchos de los eventos ya que en la mayoría de los casos, el 30% de la capacidad eólica es muy superior a los requerimientos de RR pero sin embargo la capacidad eólica “ociosa” puede estar muy ajustada como para cubrir con cierto nivel de seguridad dichos requerimientos.

En base a esto se encontró necesario recomendar que para el caso de centrales eólicas el límite impuesto por el “Factor de Reserva Rotante” se aplique sobre la capacidad ociosa del instante considerado es decir, de la diferencia entre la potencia eólica generable y la potencia eólica despachada para cubrir la demanda de potencia activa. Esta particularidad debería a su vez estar explicitada en el formulario.

Discusión de resultados

De los resultados se extrae que, para el sistema del año 2048 con una demanda del doble de la demanda actual, el costo asociado a la reserva rotante es un porcentaje menor del costo total de abastecimiento de la demanda. No obstante, el valor del costo asociado al balance de reserva rotante en valor absoluto fue estimado en 40 millones de dólares. Si se tiene en cuenta que dicho monto corresponde a la situación óptima, puede inferirse que los costos por realizar el balance de reserva rotante por parte del operador sin optimización previa puede representar un sobrecosto para el sistema de menor relevancia en términos relativos pero no despreciable en términos absolutos.

Al analizar las consecuencias de eliminar cada una de las tres fuentes utilizadas para el balance comparando cada uno de los casos con el caso base se encontró que la participación de la eólica en la reserva rotante no tiene incidencia significativa en el costo, siendo prácticamente equivalente desde el punto de vista económico la realización del balance solamente con centrales térmicas e hidráulicas respecto del que utiliza las tres fuentes. Es importante tener en cuenta dos aspectos clave en relación a este resultado:

1. El modelo de sistema eléctrico utilizado en las evaluaciones no tiene habilitados los intercambios internacionales. Esto quiere decir que en caso de registrarse excedentes de potencia disponible esta será restringida, limitando de esta forma tanto la potencia como su variabilidad. Sin embargo en la actualidad, existe la posibilidad real de exportación de gran parte de dichos excedentes, a través de distintos mecanismos según sean las situaciones particulares en que se encuentren los mercados de la región. Normalmente, la exportación de excedentes eólicos dada su inherente variabilidad y su evidente calidad de energía excedentaria para el país exportador, suele ser poco valorada económicamente. En ese sentido, el resultado obtenido puede sugerir un potencial beneficio a obtener a partir de la eventual mejora de la calidad de estas exportaciones mediante la regulación de la potencia exportada de acuerdo a los mecanismos analizados en este proyecto.
2. Existen ciertos costos operativos más complejos de dimensionar que no son tenidos en cuenta en el modelado utilizado. Un ejemplo de dichos costos puede ser el desgaste que puede producirse en las máquinas por hacerlas funcionar de manera recurrente en su mínimo técnico o fuera de su punto óptimo de funcionamiento. Si bien estos aspectos son normalmente tenidos en cuenta por los operadores al momento de tomar decisiones en tiempo real frente a alternativas cuyos costos esperados sean relativamente equivalentes, en la operación actual, no está habilitada la posibilidad de que el operador decida utilizar

potencia eólica como reserva rotante aunque exista potencia eólica excedentaria suficiente y aunque generar potencia rotante hidráulica o térmica implique poner a funcionar máquinas en condiciones alejadas de sus valores nominales. Esta situación constituye una limitante que de eliminarse podría evitar potenciales sobrecostos escondidos y brindar una mayor flexibilidad a la operación del sistema en tiempo real.

Referencias

- [1] Simulación del Sistema de Energía Eléctrica con Reserva rotante. Facundo Artagaveytia y Michael Varela. Facultad de Ingeniería. IIE. Julio 2015.
- [2] Aporte de los parques eólicos a la Reserva Rotante. Patricia Cobelli y Bruno López. Facultad de Ingeniería. IIE. Julio 2019.
- [3] Optimización de plan de inversiones en generación eléctrica: Sustitución de actores térmicos de expansión por baterías Autores: Ing. Alejandro Rovegno - Cra. Cecilia Mallada - Ec. Juan Gari. Instituto de Ingeniería Eléctrica - FING. Trabajo final curso SimSEE edición 2019. Montevideo – Uruguay