

Valoración de la reserva adicional de potencia por inserción de generación renovable en las regiones eléctricas de Cuyo y Comahue.

Valuation of the additional power reserve due to the insertion of renewable generation in the electrical regions of Cuyo and Comahue.

Presentación: 26 y 27 de octubre de 2022

Marcos Cea

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe. Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE)
marcoscea28@gmail.com

Damián Cano

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE)
damian_cano_77@gmail.com

Javier Acosta

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE)
jaacosta@frsf.utn.edu.ar

Pablo Marelli

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE)
pamarelli@frsf.utn.edu.ar

Resumen

La inserción de generación renovable intermitente a gran escala en los sistemas interconectados trae aparejado el desafío técnico del aumento de los requerimientos de reserva de potencia erogada por los parques eólicos o fotovoltaicos debido a la variabilidad del viento o la irradiancia solar a lo largo del día. A partir de esta premisa, en este trabajo se propone una metodología con el objetivo de estimar la reserva rotante adicional de potencia para regulación de frecuencia en el subsistema conformado por las regiones eléctricas de Cuyo y Comahue, debido a las fluctuaciones de potencia esperables por la inserción de los nuevos proyectos de generación tanto eólicos como solares. Para ello, a partir de la caracterización estadística de las fluctuaciones de la demanda de la red, y de datos estadísticos que describen la variabilidad de la potencia renovable, se determina los parámetros que describen las variaciones de una demanda neta, a partir de la cual se obtienen los montos de energía no suministrada tal que permitan determinar de la reserva para regulación primaria y secundaria de frecuencia.

Palabras clave: Generación renovable, Reserva primaria, Reserva secundaria, Regulación de frecuencia.

Abstractp

The insertion of large-scale intermittent renewable generation in interconnected systems brings with it the technical challenge of increasing the power reserve requirements provided by wind or photovoltaic parks due to the variability of the wind or solar irradiance throughout the day. Based on this premise, this paper proposes a methodology with the objective of estimating the additional rotating reserve of power for frequency regulation in the subsystem made up of the electrical regions of Cuyo and Comahue, due to the power fluctuations expected by the insertion of new generation projects, both wind and solar. To do this, based on the statistical characterization of the fluctuations in network demand, and statistical data that describe the variability of renewable power, the parameters that describe the variations in net demand are determined, from which the amounts of energy not supplied are obtained such that they allow determining the reserve for primary and secondary frequency regulation.

Keywords: Renewable generation, Primary reserve, Secondary reserve, Frequency regulation.

Introducción

La República Argentina no es ajena a la tendencia mundial del desarrollo de fuentes de energía más limpias para satisfacer la demanda en constante aumento. La reducción del impacto ambiental en la producción de energía también es factor de motivación para que los planificadores de políticas energéticas orienten sus esfuerzos en esta dirección. Entre los diversos recursos de energía renovable (ER), el viento es una de las fuentes más prometedoras, y presenta un gran potencial para la reducción de generación convencional (GC). Sin embargo, con la mayor penetración de fuentes renovables de energía en los sistemas eléctricos, la frecuencia de la red se torna más vulnerable a las perturbaciones, ya que los convertidores utilizados en parques fotovoltaicos (PFV) y eólicos (PE) no participan en los servicios de control de esta. Además, las características inerciales y dinámicas de estos parques son bastante diferentes a las de los generadores convencionales (Ibraheem, 2015).

Es este contexto de incorporación masiva de ER en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) que, en el presente trabajo, se propone una metodología que permita estimar la reserva rotante adicional (RRA) de potencia para regulación de frecuencia en el subsistema conformado por las regiones eléctricas de Cuyo y Comahue, debido a las fluctuaciones de potencia esperables por la inserción de los nuevos proyectos de generación renovable intermitente (GRI) como son los PE y PFV. La potencia de RRA se orienta a optimizar el abastecimiento de energía, minimizar los tiempos de respuesta y evitar el desarrollo de grandes perturbaciones en el sistema. Para ello, se siguen los lineamientos generales establecidos por CAMESA para la determinación de la reserva para regulación primaria y secundaria de frecuencia.

Desarrollo

Descripción de la red en estudio:

El análisis se realiza sobre la red de transporte y transmisión de las regiones de Cuyo y Comahue. La misma se modela con un software específico de sistemas eléctricos de potencia.

Las redes de Extra Alta Tensión (EAT - 500 kV) y Alta Tensión (AT - 220 y 132 kV) se modelan parcialmente, para lo cual se define la red de potencia infinita en barras de 500 [kV] de Estación Transformadora (ET) Choele Choel 500/132 kV. En lo referente a las demás interconexiones con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), se destacan: hacia el norte, se encuentra la Línea de EAT (LEAT) que interconecta la ET Gran Mendoza 500/220/132 kV y ET Luján 500/132 kV; y hacia el sur, la LEAT que une la ET El Chocón 500/132 kV y ET Puelches 500/132 kV.

En lo que concierne a los proyectos adjudicados y que se consideran para el análisis, en la Figura 1 se detallan los diferentes conjuntos de PEs y PFVs discriminados según región eléctrica donde se modelan y rondas RenovAr o resolución mediante la cual fueron adjudicados, totalizándose 1167,33 MW de GRI a ingresar en el subsistema.

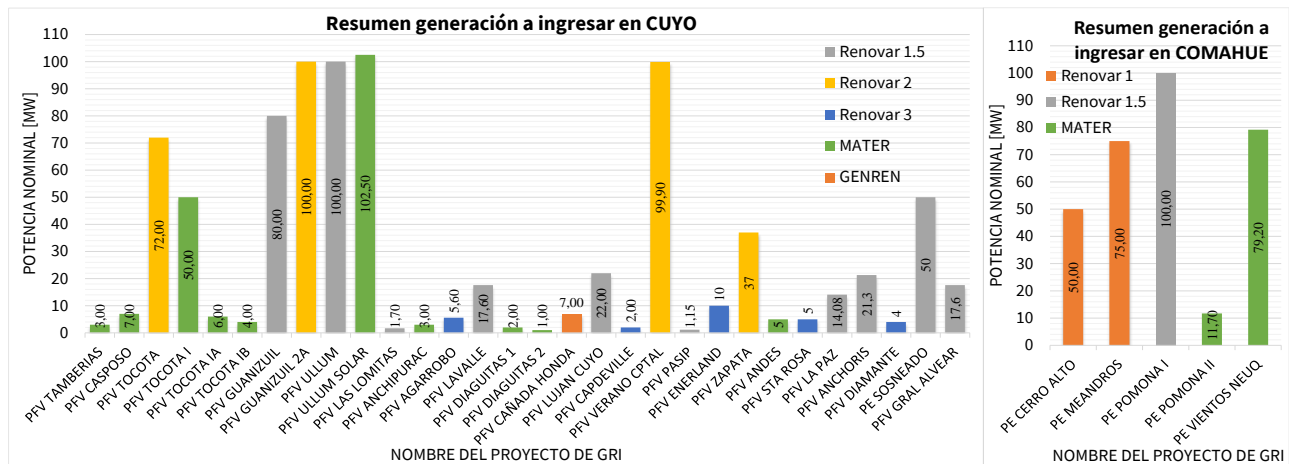


Figura 1. Resumen de proyectos adjudicados en las regiones eléctricas de Cuyo y Comahue

Criterios para la evaluación de la reserva rotante adicional en presencia de generación renovable intermitente

La variabilidad de la demanda en un sistema de potencia se puede estudiar a partir de una distribución normal de probabilidades, la cual queda definida a partir de la demanda media (μ) y su desviación estándar (σ) (Beroqui et al., 2011). Para un sistema eléctrico, la reserva de generación necesaria puede estimarse a partir de la determinación de la energía no suministrada (ENS), tal que alcance un nivel mínimo de calidad del servicio técnico, que para el SADI se encuentra en $1,75 \times 10^{-4}$ p.u., lo cual implica que se estima no abastecer la demanda durante 92 minutos en un año, debido a apartamientos excesivos de la frecuencia respecto de su valor nominal -50 Hz en Argentina- (Sirvi, 2019).

La regulación primaria de frecuencia (RPF) debe equilibrar las variaciones más rápidas del desbalance entre la carga y la generación, contrarrestando los apartamientos respecto del predespacho de carga, con tiempo de respuesta menor a 30 segundos. Se considera que compensar las variaciones con respecto al promedio horario, es responsabilidad de la RPF y debe dotársela de suficiente reserva para cumplir con ese fin (CAMMESA, 2014).

Por otro lado, la regulación secundaria de frecuencia (RSF) debe compensar las variaciones más lentas del desbalance entre la demanda y el despacho de generación, las cuales se reflejan en el valor medio de la frecuencia. Entre sus funciones, por un lado, deberá absorber las variaciones de la demanda respecto de los pronósticos en régimen normal de operación. Mientras que, por otro, debe devolver a los márgenes normales de regulación a aquellas máquinas destinadas a la RPF, con el fin de que puedan seguir aportando capacidad de reserva rodante (RR). Se considera que compensar las variaciones de los promedios de 10 a 15 minutos es responsabilidad de la RSF y debe dotársela de suficiente reserva para cumplir con ese fin (CAMMESA, 2014).

Evaluación de la reserva rotante adicional en presencia de generación eólica

El impacto de la generación renovable intermitente (GRI) en la red puede interpretarse como un aumento en la variabilidad en el tiempo de la demanda neta (DN), la cual queda caracterizada por una desviación estándar superior a la de demanda base (DB) de la red. La DN se obtiene a partir de la diferencia entre la DB y, en este caso en particular, la GRI disponible del subsistema.

La secuencia de actividades detalladas en la Figura 2 se aplica para la estimación de la RRA requerida para RPF y RSF, en presencia GRI en el subsistema bajo análisis. Las expresiones matemáticas utilizadas para la valoración de la RRA se detallan a continuación:

$$\text{Desviación estándar GRI} \rightarrow \sigma_{GRI}^2 = \sigma_{PE}^2 + \sigma_{PFV}^2 \quad (1)$$

$$\text{Desviación estándar equivalente para RPF} \rightarrow \sigma_{eq-h}^2 = \sigma_{c-h}^2 + \sigma_{GRI-h}^2 \quad (2)$$

$$\text{Desviación estándar equivalente para RSF} \rightarrow \sigma_{eq-10min}^2 = \sigma_{c-10min}^2 + \sigma_{GRI-10min}^2 \quad (3)$$

Donde σ_{eq-h} , σ_{c-h} y σ_{e-h} son las respectivas desviaciones estándar respecto de la media horaria de la DN (equivalente), la DB y la GE; mientras que $\sigma_{eq-10min}$, $\sigma_{c-10min}$ y $\sigma_{e-10min}$ son, análogamente, calculadas respecto de la media de 10 minutos.

Es de destacar que, la ENS se calcula para un período suficientemente largo, a fin de que las variaciones de carga resulten caracterizadas por las variables estadísticas. Para el caso, siendo T el período para el cual se computa la reserva de potencia, la ENS se obtiene por implementación de la expresión matemática (4).

$$ENS_{P>P_{max}} = \int_{P_{max}}^{\infty} (1 - F(P))dP \quad (4)$$

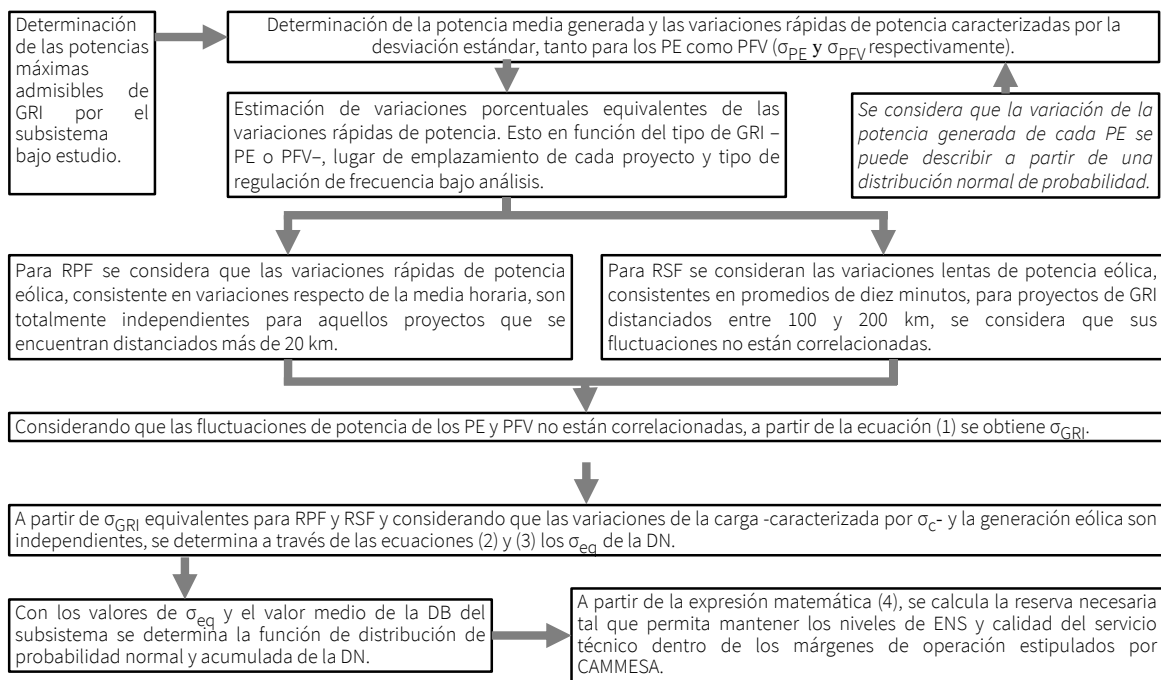


Figura 2. Secuencia de actividades para la estimación de la RRA ante la inserción de GRI

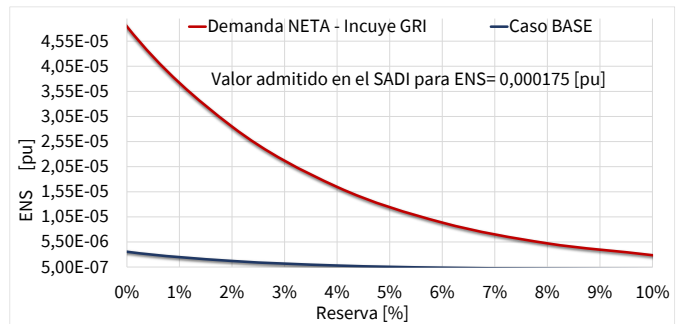
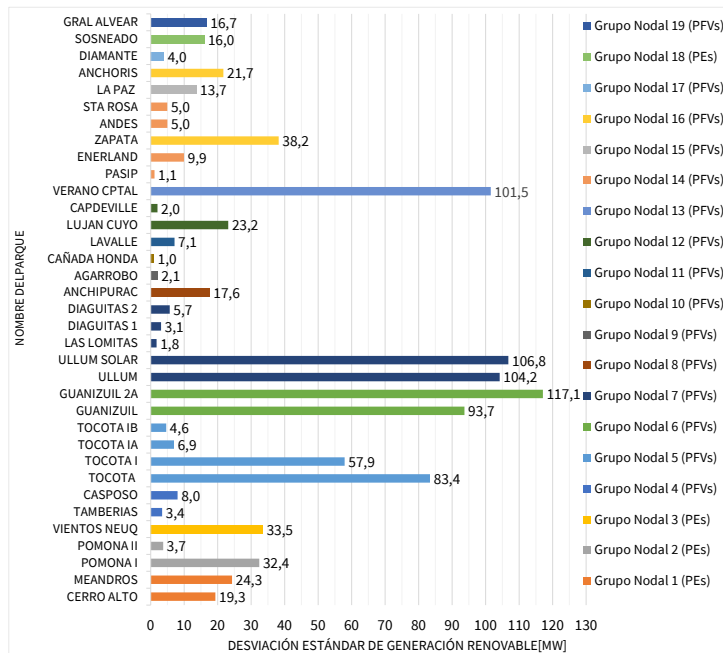
Resultados

Estimación de la reserva rotante adicional para regulación primaria de frecuencia

Los resultados obtenidos de las variaciones rápidas de potencia generada por cada uno de los proyectos de GRI presentes en el subsistema analizado, respecto del promedio horario, se presentan en la Figura 3.a. En función de su ubicación geográfica y del tipo de GRI, los 35 proyectos considerados en el estudio se reagrupan en 19 grupos

nodales equivalentes, para los cuales se consideran que sus variaciones de potencia no están correlacionadas. La variación rápida de potencia eólica y solar equivalente de los 19 grupos nodales (σ_{GRI-h}) resulta en 209,115 [MW].

Considerando que para RPF la DB queda definida por $\mu = 1474,57 \text{ MW}$ y $\sigma_{c-h} = 323,08 \text{ MW}$ y teniendo en cuenta a su vez que las variaciones rápidas de la carga y de la GRI no están correlacionadas, a partir de la ecuación (1), se obtiene que la desviación equivalente de la DN (σ_{eq-h}) es 384,85 MW. Con este valor se deduce que no es necesario un aumento de la RRA para RPF, pero como se puede observar en la Figura 3.b, el incremento en la fluctuación de la DN debido al ingreso de la GRI demandará un mayor trabajo de los reguladores de velocidad de la generación convencional (GC) que oferta para RPF, exigiéndose de esta manera unas mayores velocidades de respuesta de la GC existente en el subsistema bajo análisis.



a) Resumen de variaciones rápidas de potencia obtenidas para el conjunto de proyectos de GRI

b) Resultado de la comparación de la reserva adicional vs ENS para RPF

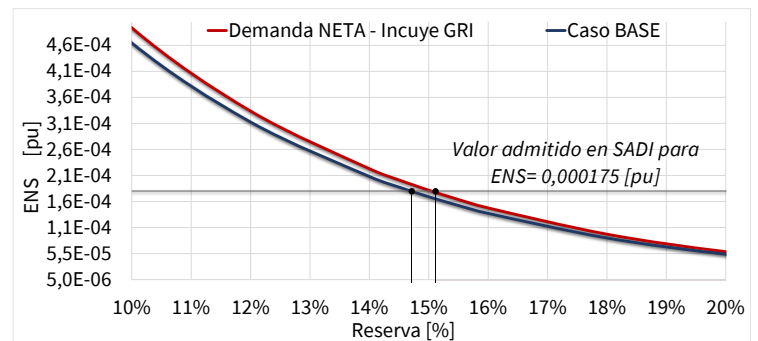
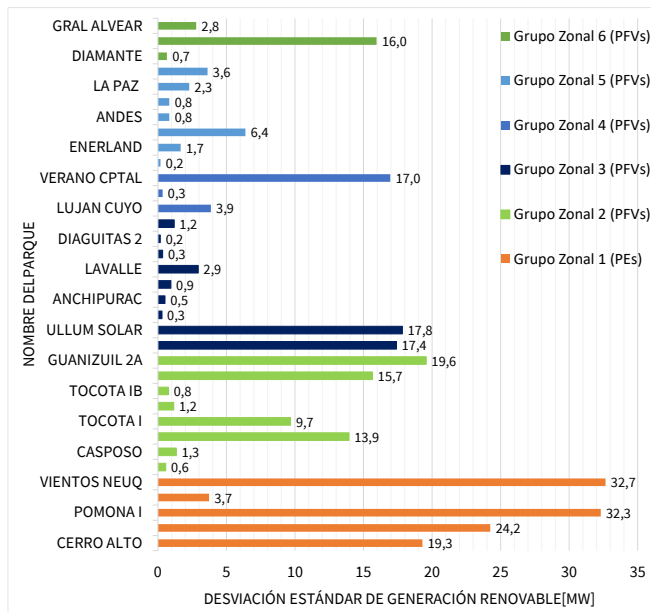
Figura 3. Resultados obtenidos para la estimación de reserva rotante adicional para RPF --Promedio de generación horaria-

Estimación de la reserva rotante adicional para regulación secundaria de frecuencia

Los resultados obtenidos de las variaciones lentas de potencia generada por cada uno de los proyectos de GRI, respecto de la media de 10 minutos, se presentan en la Figura 4.a. En función de su ubicación geográfica, del tipo de generación y considerando aquellos proyectos de GRI distanciados entre 100 y 200 km, los 35 parques bajo estudio se reagrupan en 6 grupos zonales equivalentes, para los cuales se consideran que sus variaciones de potencia no están correlacionadas. La variación lenta de potencia equivalente del conjunto de proyectos de GRI de los 6 grupos zonales ($\sigma_{GRI-10min}$) resulta en 38,88 MW.

Teniendo en cuenta que para RSF la DB queda definida por $\mu = 1474,57 \text{ MW}$ y $\sigma_{c-10min} = 325,24 \text{ MW}$, además, considerando que las variaciones lentas de la carga y de la GRI no están correlacionadas, a partir de la ecuación (2), se obtiene que la desviación equivalente de la DN ($\sigma_{eq-10min}$) es aproximadamente 327,56 MW. Con este valor para la $\sigma_{eq-10min}$, como se puede observar en la Figura 4.b, se obtiene una ENS de $1,731 \times 10^{-4} \text{ p.u.}$, si la reserva para RSF es del

15,1%. En caso de no contemplarse la GRI, se obtiene un valor de ENS $1,733 \times 10^{-4}$ p.u. cuando la reserva para RSF es del 14,75%. Esto demuestra que para valores próximos a los requeridos de calidad del servicio técnico ($1,75 \times 10^{-4}$ [p.u.]), se requiere una RRA para RSF en presencia de GRI del 0,35%.



a) Resumen de variaciones lentas de potencia obtenidas para el conjunto de proyectos de GRI

b) Resultado de la comparación de la reserva adicional vs ENS para RSF

Figura 4. Resultados obtenidos para la estimación de reserva rotante adicional para RSF --Promedio de generación de 10 minutos-

Conclusiones

Es de destacar que los sistemas de potencia no pueden funcionar sin reservas de generación si se quiere mantener la frecuencia dentro de los márgenes admisibles, debido a la variabilidad de las demandas a lo largo del día. A su vez, de los resultados obtenidos, tanto para RPF como RSP, se puede inferir que el ingreso de GRI impacta en forma adversa en lo referente a las fluctuaciones de la potencia demandada por el subsistema. Por lo cual la DN deberá ser cubierta por generación convencional gestionable, con velocidades de respuesta alta ante la toma de carga y que tenga capacidad de adecuarse no solo a la aleatoriedad de la demanda, sino también a las fluctuaciones de la GRI. A su vez se destaca que, se presenta un mayor impacto de la penetración de la GRI en las reservas lentas, ya sea para regulación secundaria como en reservas de 5 a 20 minutos -reserva fría o parada-. Resultados que se encuentran en correlación con lo estipulado para la operación normal del SADI

Referencias

Beroqui M., Barbieri M. B., Arnera P. L., Molina Mylius R. D. (2011). “Reserva adicional necesaria en el SADI debido a la presencia de generación eólica”. XIV Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRÉ. Paraguay, jun. 2011.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), Anexo 23: Regulación de Frecuencia, nov. 2014.

Ibraheem, Khaleequr Rehman Niazi and Gulshan Sharma “Study on Dynamic Participation of Wind Turbines in Automatic Generation Control of Power Systems,” Electric Power Components and Systems, vol. 43:1, pp. 44-55, Nov. 2015.

Siryi J. "Integración de energías renovables a la operación y el despacho" Seminario CACIER, Despacho de generación en el SADI en un entorno creciente de aportes renovables, Ciudad autónoma de Buenos Aires, ago. 2019.