

Estimación de la reserva rotante adicional necesaria para las regiones de Cuyo y Comahue por acceso de proyectos de generación renovable intermitente

Estimation of the additional rotating reserve necessary for the regions of Cuyo and Comahue for access to intermittent renewable generation projects

Cano Damian

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE) (Lavaise 610, Santa Fe), Facultad Regional Santa Fe, UTN.

damian_cano_77@hotmail.com

Resumen:

El objetivo planteado para el estudio consiste en estimar la reserva de potencia rotante adicional que debe disponerse en la región de Cuyo-Comahue debido a las fluctuaciones de potencia esperables por la inserción de los nuevos proyectos de generación renovable intermitente, optimizando el abastecimiento de energía, minimizando los tiempos de respuestas y evitando perturbaciones en el sistema. Para ello, se siguen los lineamientos generales establecidos por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima, para la determinación de la reserva para regulación primaria y secundaria de frecuencia en el Sistema Argentino de Interconexión. A partir de datos estadísticos que caracterizan la variabilidad de la carga y de la potencia de generación renovable en la zona de influencia de los parques, se estiman los parámetros que describen la variabilidad de una carga equivalente que incluye el efecto de las variaciones de la carga propiamente dicha y de la generación intermitente.

Palabras Claves: Generación Renovable Intermitente, Fluctuación de Potencia, Reserva Primaria, Reserva Secundaria.

Abstract:

The objective set for the study consists of estimating the additional rotating power reserve that must be available in the Cuyo-Comahue region due to the expected power fluctuations due to the insertion of new intermittent renewable generation projects, optimizing the supply of energy, minimizing response times and avoiding disturbances in the system. For this, the general guidelines established by the Administrative Company of the Electricity Wholesale Market Sociedad Anónima are followed, for the determination of the reserve for primary and secondary regulation of frequency in the Argentine Interconnection System. Based on statistical data that characterize the variability of the load and of the power of renewable generation in the area of influence of the wind farms, the parameters that describe the variability of an equivalent load are estimated, including the effect of variations in the load. proper and intermittent generation.

Keywords: Intermittent Renewable Generation, Power Fluctuation, Primary Reserve, Secondary Reserve.

Introducción

En los años recientes, las fuentes de energía renovable (ER) han presentado las mayores tasas de penetración en los sistemas de potencia alrededor del mundo. La penetración a gran escala de la generación renovable

(GR), ocasiona problemas técnicos que deben ser considerados por los operadores de los sistemas con el fin de determinar hasta qué punto el costo de la integración es social y económicamente aceptable. La generación renovable intermitente (GRI) introduce mayor variabilidad e incertidumbre en la operación de los sistemas de potencia (Mendoza, 2012).

Es importante tener en cuenta que, con la mayor penetración de GRI en los sistemas eléctricos, la frecuencia de la red se torna más vulnerable a las perturbaciones, ya que los inversores de potencia utilizados junto con los módulos de GR no participan en los servicios de control de esta. Además, las características inerciales y dinámicas de GRI son bastante diferentes a las de los generadores convencionales (Ibraheem, 2015).

Es por ello que uno de los campos de trabajo, ha sido la determinación de las cantidades adicionales y los requisitos de reserva operativa en sistemas con alta penetración de ER, ya que la operación del sistema requiere que las nuevas tecnologías cuenten con un respaldo provisto por las unidades convencionales con mayores velocidades de repuesta ante cambio en la frecuencia -incremento en el trabajo de los reguladores de velocidad de máquinas convencionales- (Cea et al., 2021).

En este marco, el presente trabajo tiene como objetivo estimar la reserva rotante adicional de potencia para regulación de frecuencia que debe disponerse en la región de Cuyo y Comahue debido a las fluctuaciones de potencia esperables por la inserción de los nuevos proyectos de GRI, como son los parques eólicos (PE) y los parques fotovoltaicos (PFV). La potencia adicional de reserva rotante está orientada a optimizar el abastecimiento de energía, minimizar los tiempos de respuestas y evitar el desarrollo de grandes perturbaciones en el sistema.

Para lograr estos objetivos, se consideran los lineamientos generales establecidos por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) para la determinación de la reserva para regulación primaria y secundaria de frecuencia en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Desarrollo

Descripción de la red bajo 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 (DIgSILENT PowerFactory 15.1), utilizándose sus herramientas de simulaciones en régimen estático y de cálculo de cortocircuitos.

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 GR discriminados según región eléctrica donde se modelan y rondas RenovAr o resolución mediante la cual se implementan, totalizándose 1167,33 [MW] de GRI a ingresar en el subsistema.

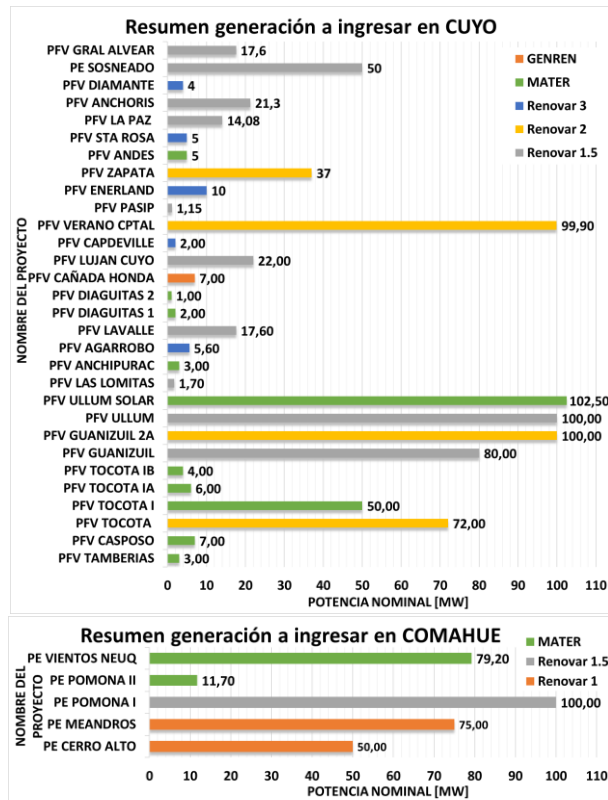


Figura 1. Detalle de la potencia nominal de los proyectos de GR a ingresar en las regiones eléctricas de CUYO y COMAHUE.

Cálculo de reserva adicional en el SADI

Se considera que las fluctuaciones de la demanda se originan de manera aleatoria a lo largo del día. Esta variabilidad de la carga se puede estudiar a partir de una distribución normal de probabilidad, 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 se alcance un nivel mínimo de calidad del servicio técnico, que para el SADI se encuentra en $1,75 \times 10^{-4}$ [p.u.], lo que significa, que se estima no abastecer la demanda durante 92 minutos al año (8760 horas), debido a apartamientos excesivos de la frecuencia nominal (Siriyi, 2019).

La regulación primaria de frecuencia (RPF) debe compensar las variaciones más rápidas del desbalance entre la carga y la generación. Se considera que compensar las variaciones con respecto al promedio horario, es responsabilidad de la regulación primaria y debe dotársela de suficiente reserva para cumplir con ese fin.

La regulación secundaria de frecuencia (RSF) debe compensar las variaciones más lentas del desbalance entre la carga y la generación despachada, las cuales se reflejan en el valor medio de la frecuencia. A su vez, es la encargada de devolver a los márgenes de regulación a aquellas máquinas a las cuales se les encomienda la RPF, con el fin de que puedan seguir aportando capacidad de reserva ante variaciones rápida del desbalance demanda-generación, evitando así apartamientos de la frecuencia nominal. Se considera que compensar las variaciones de los promedios de 10 a 15 minutos, es responsabilidad de la regulación secundaria y debe dotársela de suficiente reserva para cumplir con ese fin (Beroqui et al., 2011).

Estimación de la reserva adicional por presencia de generación intermitente

El impacto de la GRI en la red se puede interpretar como un incremento en la variabilidad de la carga. Este efecto se puede visualizar en la Figura 2, donde a modo de ejemplo se grafica un día hábil de enero de 2021, destacándose la Demanda NETA (DN), que se obtiene a partir de la diferencia entre la Demanda BASE (DB) y la GR total del subsistema. Se observa que la DN presenta una mayor variación en el tiempo, lo cual se traduce en un mayor valor de la σ .

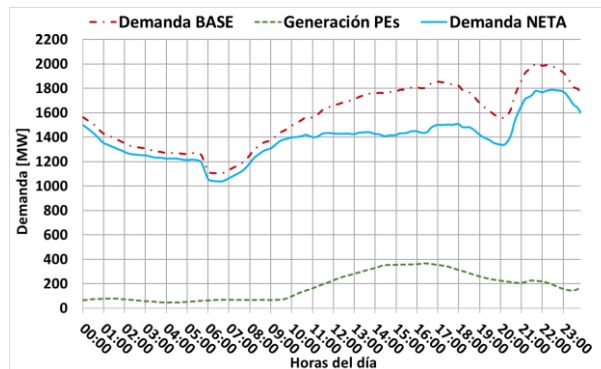


Figura 2. Ejemplificación concepto demanda neta.

En presencia de la GRI en el subsistema, para el cálculo de las reservas rotantes necesarias para RPF y RSF, se sigue la secuencia de actividades detalladas a continuación:

- ✓ Con las potencias máximas admisibles de cada PE y PFV por la red, y considerando que la variación de la potencia generada por cada uno se puede describir a partir de una distribución normal de probabilidad, se procede a determinar la potencia media generada y las variaciones rápidas de potencia caracterizadas por la desviación estándar (σ_e).
- ✓ Para considerar la influencia de las variaciones del recurso primario según el emplazamiento de cada PE o PFV, se determina una variación porcentual equivalente de las variaciones rápidas de potencia, de acuerdo con el tipo de regulación de frecuencia que se calcule. Para RPF se considera que las variaciones rápidas de potencia de cada generador, consistente en variaciones respecto de la media horaria, son totalmente independientes para parques que se encuentran distanciados más de 20 [km]. Para RSF se consideran las variaciones lentas de potencia, consistentes en promedios de 10 minutos, para parques distanciados más de 200 [km] son independientes.
- ✓ Se considera que la potencia erogada por los PE y PFV no están correlacionadas, es decir son totalmente independientes las fluctuaciones debido a las variaciones del recurso primario de energía.

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

- ✓ Determinados los σ_e equivalentes para el cálculo de la RPF y RSF, se considera que las variaciones de la carga -caracterizada por σ_c - y de la GRI son independientes, resultando que la σ_{eq} de la DN se determina a través de las expresiones (1) y (2):

$$RSF \rightarrow \sigma_{eq-h}^2 = \sigma_c^2 + \sigma_e^2 \quad (2)$$

$$RSF \rightarrow \sigma_{eq-10min}^2 = \sigma_{c-10min}^2 + \sigma_{e-10min}^2 \quad (3)$$

Donde:

- σ_{eq-h} : desviación estándar equivalente de la DN respecto de la media horaria.
- σ_{c-h} : desviación estándar de la DB respecto de la media horaria.
- σ_{e-h} : desviación estándar de la GRI respecto de la media horaria.
- $\sigma_{eq-10min}$: desviación estándar equivalente de la DN respecto de la media de 10 min.
- $\sigma_{c-10min}$: desviación estándar de la DB respecto de la media de 10 min.
- $\sigma_{e-10min}$: desviación estándar de la GRI respecto de la media de 10 min.

- ✓ Con estos valores de σ_{eq} y el valor medio de la DB del subsistema se determina la función de distribución de probabilidad normal y acumulada de la DN. A partir de la ecuación matemática (3), se calcula la reserva necesaria tal que permita mantener los niveles de ENS y calidad del servicio técnico dentro de los márgenes estipulados por CAMMESA. En la Figura 3 se ejemplifica el concepto de ENS descrito por la ecuación (3), donde el área comprendida entre la curva de probabilidad acumulada para valores de potencia mayores que P_{max} –potencia media despachada más potencia de reserva– representa los montos de ENS para un determinado escenario de carga –área rayada en la Figura 3–. En esta ecuación, T es el período para el cual se computa la reserva de potencia, el cual debe ser lo suficientemente amplio a fin de que las variaciones de carga resulten caracterizadas por las variables estadísticas.

$$ENS_{P>P_{max}} = \int_{P_{max}}^{\infty} (1 - F(P))dP \quad (3)$$

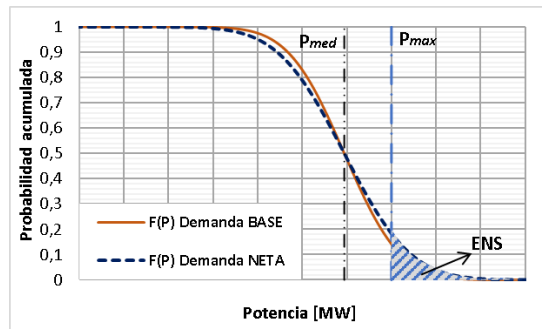


Figura 3. Probabilidad acumulada de la DB y DN.

Resultados

Determinación de la reserva 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 4.a. En función de su ubicación geográfica y del tipo de generación, los 35 parques 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_{e-h}) resulta en 209,115 [MW].

Considerando que para RPS la DB queda definida por $\mu = 1474,57$ [MW] (correspondiente a la media horaria de los valores instantáneos de demanda) y $\sigma_{c-h} = 323,08$ [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 reserva rotante para RPF, pero como se puede observar en la Figura 4.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.

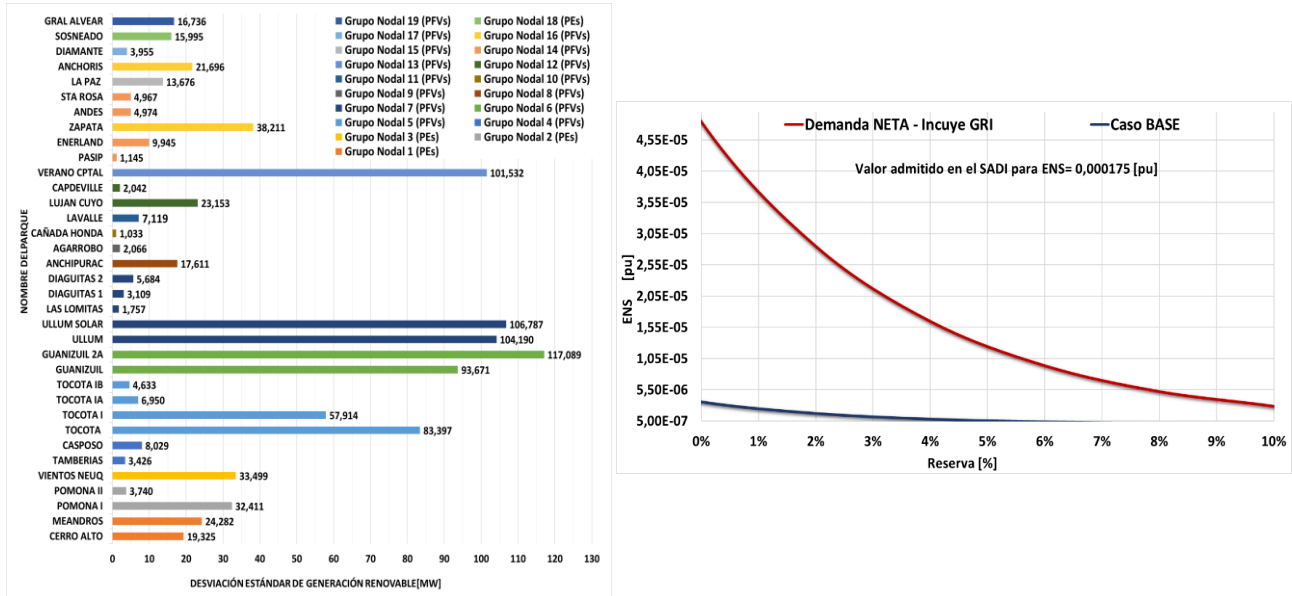


Figura 4. a) Resumen de variaciones rápidas de potencia obtenidas para el conjunto de parques de GR -Promedio de generación horaria-. b) Resultado del cálculo de reserva para RPF.

Determinación de la reserva de potencia regulación secundaria de frecuencia

Los resultados obtenidos de las variaciones lentas de potencia generada por cada uno de los PR, respecto de la media de 10 minutos, se presentan en la Figura 5.a. En función de su ubicación geográfica, del tipo de generación y considerando los parques de GR distanciados entre 100 y 200 [km], los 35 parques tenidos en cuenta en el 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 del conjunto de proyectos de GRI de los 6 grupos zonales ($\sigma_{e-10min}$) resulta en 38,88 [MW].

Teniendo en cuenta que para RSF la DB queda definida por $\mu = 1474,57 [MW]$ (correspondiente a la media de 10 minutos de los valores instantáneos de demanda) y $\sigma_{c-10min} = 325,24 [MW]$, además, considerando que las variaciones lentas de la carga y de la GR 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 de $\sigma_{eq-10min}$, como se puede observar en la Figura 5.b, se obtiene una ENS de $1,731 \times 10^{-4}$ [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% -se considera solo la DB caracterizada por $\sigma_{c-10min} = 325,24 [MW]$ -. Esto demuestra que para valores próximos a los requeridos de calidad del servicio técnico ($1,75 \times 10^{-4}$ [p.u.]), se requiere una reserva adicional para RSF en presencia de GRI del 0,35%.

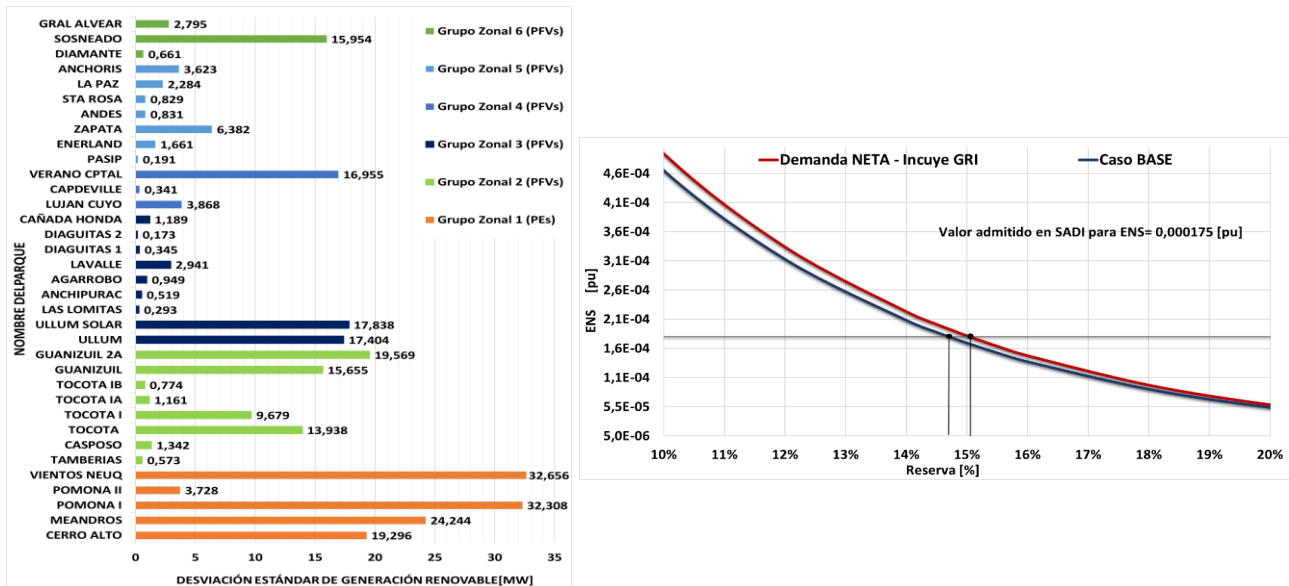


Figura 5. a) Resumen de variaciones lentas de potencia obtenidas para el conjunto de PRs -Promedio de generación de 10 minutos-. b) Resultado del cálculo de reserva para RSF.

Conclusiones

Se destaca, 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. Sumado a ello, se demuestra que el ingreso de GRI impacta en forma adversa en lo referente a las fluctuaciones de la potencia demandada por las cargas instaladas en la red. Por lo cual la DN deberá ser cubierta por GC 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.

La metodología presentada para estimar las necesidades de reserva rotante adicional por el ingreso de GRI se puede extrapolar al resto del SADI; considerando para el análisis la inserción de GRI en su conjunto.

Referencias

- Beroqui, M., Barbieri, M., Arnera, P., Mylius Molina, R. (2011). "Reserva adicional necesaria en el SADI debido a la presencia de generación eólica". XIV Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRÉ. Paraguay, (junio 2011).
- Cea M., Solari A., Marelli P., Acosta J., Furlani R. (2021). "Estimación de la reserva rotante adicional necesaria en la red patagónica por acceso de proyectos de generación eólica". 5to Congreso Argentino de Ingeniería (CADI). Buenos Aires, Argentina, (5-7 de octubre 2021).
- 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.
- Mendoza Franco F. (2012). "Esquema de reserva rodante en presencia de generacion eolica". Tesis (Grado en Ingeniería Eléctrica). Universidad de los Andes. Bogotá, Colombia (30 de mayo 2012).
- Siryi J. (2019). "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 (agosto 2019).