



Estimación de la reserva rotante adicional necesaria en la red patagónica por acceso de proyectos de generación eólica

Cea, M. ^a; Solari, A. ^a; Marelli, P ^a., Acosta J ^a., Furlani, R. ^a

a. Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Facultad Regional Santa Fe, Universidad Tecnológica

marcoscea28@gmail.com

Resumen

La incorporación masiva de proyectos de generación renovable intermitente, como la generación eólica, implica grandes cambios en la forma tradicional en que son operados los sistemas de potencia, principalmente desde el punto de vista de la regulación de frecuencia. La práctica ha demostrado que los requerimientos del sistema para mantener el balance de potencia activa y de reserva operativa también deben aumentar de forma de mantener los niveles de seguridad y calidad del suministro. Sumado el hecho de que estas fuentes intermitentes van a ir desplazando progresivamente a la generación convencional, menores inercias del sistema son esperables y, por ende, peores respuestas de los controles de frecuencia.

El objetivo planteado para el presente estudio consiste en realizar estimaciones de la reserva de potencia rotante adicional que debe disponerse en la región patagónica debido a las fluctuaciones de potencia que pueden esperarse por la inserción de los nuevos proyectos de parques eólicos, optimizando el abastecimiento de energía, minimizando los tiempos de respuestas y evitando perturbaciones en el sistema.

Para ello, se siguen los lineamientos generales establecidos 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 eólica 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 eólica.

Abstract

The massive incorporation of intermittent renewable generation projects, such as wind power generation, implies great changes in the traditional way in which power systems are operated, mainly from the point of view of frequency regulation. Practice has shown that the system requirements for maintaining the balance of active and operating reserve power must also increase the way in which supply quality and safety levels are maintained. Added to the fact that these intermittent sources are going to progressively displace the conventional generation, lower inertias of the system are to be expected and, therefore, worse responses of the frequency controls.

The objective set for this study is to make estimates of the additional rotating power reserve that must be available in the Patagonian region due to the power fluctuations that can be expected due to the insertion of new wind farm projects, optimizing the energy supply, minimizing response times and avoiding disturbances in the system.

For this, the general guidelines established for the determination of the reserve for primary and secondary frequency regulation in the Argentine Interconnection System are followed. From statistical data that characterize the variability of the load and wind power 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 itself. and wind generation.

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

INTRODUCCIÓN

Mediante las Leyes N° 26.190 y N° 27.191 [1], se estipulaba que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica Argentina hasta alcanzar un 8% de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un 20% al 31 de diciembre del año 2025. Lo sancionado por estas leyes se materializó a través de la Resolución 202 E/2016 del MINEM, con los Programas RenovAr y el Programa Mater 2.0 [2].

A fines del año 2018, el conjunto de programas adjudicó un total de 6.050 [MW], con un aporte de energía del orden del 2,5% al consumo anual del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) [3]. A diciembre de 2020, un poco más del 5% de la potencia total instalada en Argentina es de carácter renovable (eólica, hidráulica < 50 [MW], biogás y fotovoltaica), y la demanda que se satisface con este tipo de tecnología, de acuerdo con CAMMESA, se ha incrementado de un 6,1% promedio anual en el 2019 hasta valores que rondan el 10% para el año 2020. A partir de la correcta gestión de los nuevos proyectos de energía renovable (ER) y disponibilidad del recurso primario de energía se ha alcanzado un cubrimiento de la demanda máximo del 28,8% en septiembre de 2021 [4].

El horizonte de crecimiento demuestra que la participación de las ER no convencionales, como la eólica y solar, no es marginal en el SADI, por lo que es necesario analizar la estabilidad del sistema de potencia ante este incremento de potencia renovable instalada. El hecho de que los sistemas eólicos y solares modernos no tienen inercia influye considerablemente en la estabilidad de frecuencia. Esto conduce a que una reducida inercia ocasiona cambios más rápidos en los rangos de frecuencia, produciendo caídas más profundas de la frecuencia del sistema. El problema toma mayor relevancia en aquellos casos en redes con baja potencia de cortocircuito -redes débiles- o en redes de configuración radial, en la cual una falla puede ocasionar una condición de isla en una parte del subsistema -redes en isla- [5].

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 patagónica debido a las fluctuaciones de potencia esperables por la

inserción de los nuevos proyectos de generación renovable intermitente (GRI), como son los parques eólicos (PE), La potencia adicional de reserva rotante a obtener está focalizada en 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 siguen los lineamientos generales establecidos para la determinación de la reserva para regulación primaria y secundaria de frecuencia en el SADI.

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 discriminados según rondas RenovAr, Mater 2.0 o Resolución 202 E/2016 del MINEM mediante la cual se implementan, totalizándose 1445,4 [MW] de potencia eólica a ingresar en el subsistema patagónico [2], [4], [6].

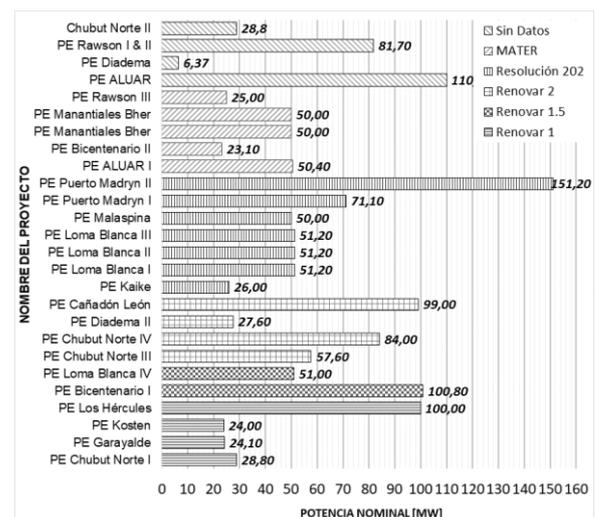


Figura 1. Detalle de la potencia nominal de los proyectos de PEs a ingresar en la región Patagónica (Fuente: elaboración propia, [3], [5], [6]).

DESARROLLO

Descripción de la red bajo estudio

En la Figura 2 se puede visualizar que el subsistema de estudio abarca las líneas de transmisión de la región patagónica, el cual comprende el corredor de 500 [kV] que inicia en la estación transformadora (ET) Choele Choele 500/132 [kV] y se extiende en forma radial hasta la ET Esperanza 500/330/132 [kV]. A lo largo del corredor de extra alta tensión (EAT) se presentan interconexiones con las ETs:

- Puerto Madryn 500/132/33 [kV]
- Santa Cruz Norte 500/132/33 [kV]
- Rio Santa Cruz 500/132/33 [kV]

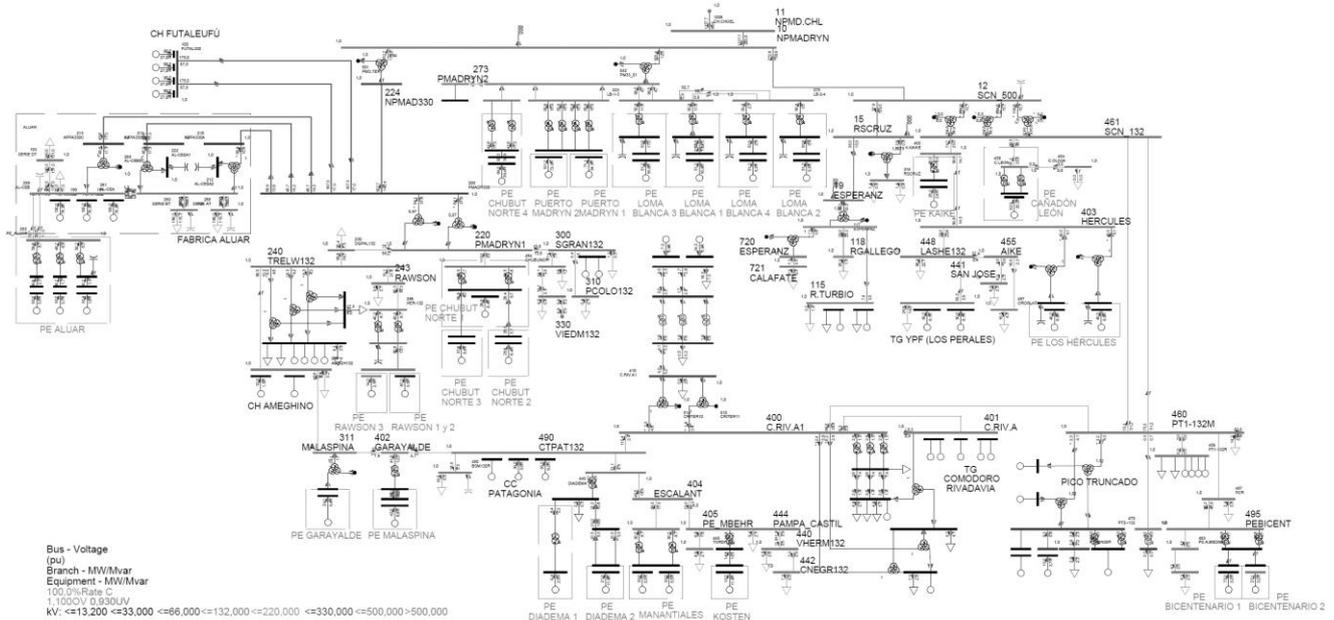


Figura 2. Esquema unifilar equivalente del subsistema patagónico (Fuente: elaboración propia con software de simulación de sistemas de potencia).

En escenarios de valle de demanda el consumo del subsistema es aproximadamente 246 [MW] y en escenarios de pico alcanza niveles cercanos a los 350 [MW] de demanda. En la Figura 2 se presenta el esquema unifilar simplificado del subsistema bajo estudio donde se visualizan las interconexiones de la red en los niveles de tensión de 132 y 500 [kV]. Se destaca que gran parte de la red es operada en forma radial, exceptuando el anillo que se cierra a través de la ET Puerto Madryn, ET Santa Cruz Norte, ET Pico Truncado, ET Comodoro Rivadavia, nodo CT Patagonia, nodos de los PEs Garayalde y Malsapina, nodo de la CH Ameghino, ET Trelew, culminando en 132 [kV] en la ET Puerto Madryn.

Para el modelado se utiliza un software de simulación de sistemas eléctricos de potencia, esgrimiéndose sus herramientas de cálculo de flujo de potencia en estado estable.

Metodología para determinar potencias admisibles de PE en la red

Previo a la determinación de la reserva rotante para regulación primaria de frecuencia (RPF) y secundaria (RSF), se determina la potencia eólica máxima admisible por el subsistema, a fin de poder estimar la reducción de potencia requerida por cada PE para que la red opere dentro de los márgenes admisibles, sin contemplar obras de infraestructura futuras.

En la Figura 3 se presenta el flujograma de actividades, que describe la metodología para

determinar el módulo de potencia admisible de cada PE. Las hipótesis adoptadas para el estudio se resumen a continuación:

- ✓ Adopción como límite de capacidad de transmisión de potencia de las líneas aéreas al límite térmico-mecánico impuesto por sus conductores.
- ✓ El límite admisible de condiciones normales de operación de transformadores de potencia (132/33/13,2 [kV] y 500/132/33 [kV]) corresponde a la capacidad nominal de la máquina, impuesta por el fabricante según su diseño.
- ✓ Se consideraron aceptables niveles de tensión en barras de 132 [kV] y 220 [kV] aquellos que se encuentran en el rango de 0,90 a 1,10 [p.u.] para nodos radiales y 0,95 a 1,05 [p.u.] para nodos anillados. En 330 [kV] y 500 [kV] los niveles aceptables se encuentran dentro de un rango de 0,93 a 1,03 [p.u.], según lo establecido en los Procedimientos Técnicos de CAMMESA [7]-[9].
- ✓ Escenarios de demanda Base del subsistema en estudio corresponden al pico de verano y valle de invierno.

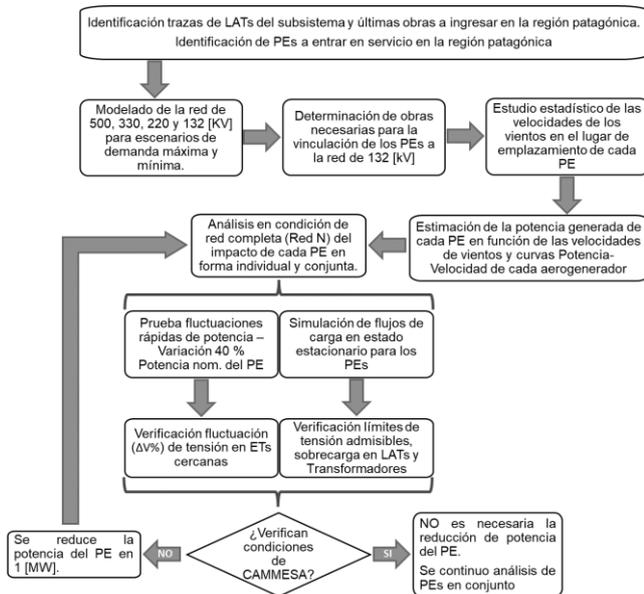


Figura 3. Flujograma de actividades para determinar potencia máxima admisible de los PEs (Fuente: elaboración propia).

Cálculo de reserva adicional en el SADI

Se considera que la ocurrencia de fluctuaciones de la demanda se origina de manera aleatoria a lo largo del transcurso del día. Esta variabilidad de la carga del sistema 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). 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 [10], [11].

Se debe tener en cuenta que en la región patagónica existen consumos que presentan importantes fluctuaciones de su demanda, como la planta de aluminio ALUAR. Algunas cargas tienen cierta periodicidad de ocurrencia, como por ejemplo plantas industriales siderúrgicas, en cambio otras no presentan un ciclo que pueda estimarse, como la conexión y desconexión de alimentadores y/o líneas de transmisión. Es por ello que estadísticamente para poder rescatar desde los registros de datos de demanda la componente asociada a las variaciones intempestivas de la demanda, es recomendable que el período de muestreo sea menor que 10 veces la periodicidad de ocurrencia de las

variaciones de los consumos de las plantas industriales mencionadas [12].

La regulación primaria de frecuencia 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 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 [10].

Estimación de la reserva adicional por presencia de generación eólica

El impacto de la generación eólica en la red se puede interpretar como un incremento en la variabilidad de la carga. Este efecto se puede visualizar en la Figura 4, donde a modo de ejemplo se grafica un día hábil de enero de 2020, destacándose la Demanda NETA (DN), que se obtiene a partir de la diferencia entre la Demanda BASE (DB) y la Generación eólica total (GE) del subsistema. Se observa que la DN presenta una mayor variación en el tiempo (línea de trazo continuo en Figura 4), lo cual se traduce en un mayor valor de la σ .

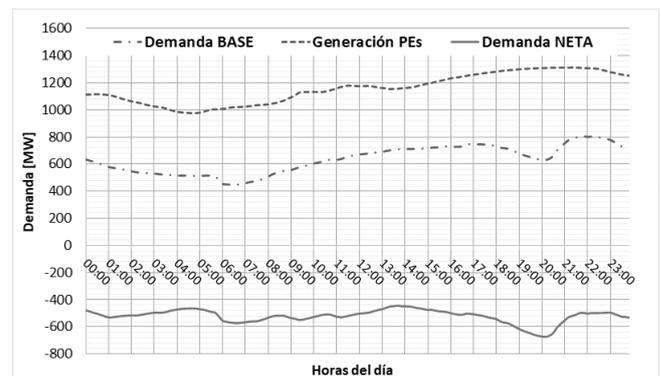


Figura 4. Ejemplificación concepto demanda neta (Fuente: elaboración propia).



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

- ✓ Una vez definidas las potencias máximas admisibles de cada PE por la red, y considerando que la variación de la potencia generada por cada PE 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 eólica (σ_e).
- ✓ Para considerar la influencia de las variaciones del recurso primario según el emplazamiento del PE, se determina una variación porcentual equivalente de las variaciones rápidas de potencia, de acuerdo con el tipo de regulación de frecuencia (RF) que se calcule. Para RPF se considera que las variaciones rápidas de potencia eólica de cada PE, consistente en variaciones respecto de la media horaria, son totalmente independientes para PEs que se encuentran distanciados más de 20 [km]. Para RSF se consideran las variaciones lentas de potencia eólica, consistentes en promedios de 10 minutos, por lo cual, para PEs distanciados más de 200 [km] se considera que sus fluctuaciones son independientes.
- ✓ 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 la generación eólica son independientes, resultando que la σ_{eq} de la DN se determina a través de las expresiones (1) y (2):

$$RPF \rightarrow \sigma_{eq-h}^2 = \sigma_{c-h}^2 + \sigma_{e-h}^2 \quad (1)$$

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

Donde:

σ_{eq-h} es la 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 GE respecto de la media horaria,

$\sigma_{eq-10min}$ es la desviación estándar equivalente de la DN respecto de la media de 10 minutos,

$\sigma_{c-10min}$ desviación estándar de la DB respecto de la media de 10 minutos,

$\sigma_{e-10min}$ desviación estándar de la GE respecto de la media de 10 minutos.

- ✓ 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 5 se ejemplifica el concepto de ENS descrito por la ecuación (3). Se interpreta que 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 5-. En esta ecuación, T representa el período para el cual se calcula la reserva de potencia.

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

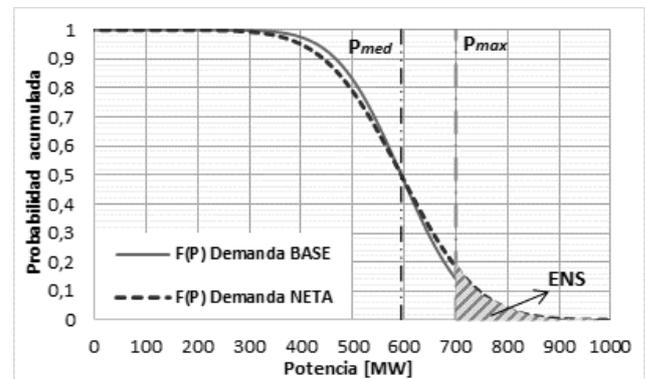


Figura 5. Probabilidad acumulada de la DB y DN para promedio horario (Fuente: elaboración propia).

La ENS se calcula para un período suficientemente largo, a fin de que las variaciones de carga queden caracterizadas por las variables estadísticas.

RESULTADOS

Potencias máximas admisibles de PEs

Mediante la aplicación de la metodología descrita en la Figura 3, se determina que el escenario de valle de demanda es el más restrictivo, ya que se presentan sobrecargas del 11% en la línea de alta tensión (LAT) que interconecta la ET Trelew con la ET Planta de Aluminio DGPA, 42% en la LAT que interconecta

la ET Comodoro Rivadavia con la ET Pico Truncado y 3% en los transformadores de la ET Santa Cruz Norte. Para subsanar este inconveniente es menester reducir la potencia generada por los PEs, totalizándose 1307,9 [MW] de potencia total admisible por el subsistema, lo que representa una reducción de 9,51% de la potencia máxima del conjunto de PEs, ver Figura 1.

En la Tabla 1, se resume el conjunto de PEs a los cuales se reduce su despacho de potencia a fin de garantizar valores de operación de la red dentro de los márgenes admisibles establecidos en Los Procedimientos de CAMMESA [8], [9].

Tabla 1. Resumen reducción de potencia generada de los PEs por condiciones inadmisibles de operación.

Nombre Parque Eólico	Potencia Máxima [MW]	Potencia Final [MW]	Reducción %
Kosten	24,0	19,6	18,3
Los Hércules	100,0	80,0	20,0
Bicentenario I	100,8	75,0	25,6
Diadema II	27,6	21,0	23,9
Cañadón León	99,0	92,0	7,07
Kaike	26,0	25,0	3,85
Malsapina	50,0	43,0	14,0
Manantiales Bher	100,0	60,0	40,0
Rawson III	25,0	14,0	44,0
Rawson I & II	81,7	67,0	18,0

Determinación de la reserva para regulación primaria de frecuencia

Los resultados obtenidos de las variaciones rápidas de potencia generada por cada uno de los PE, respecto del promedio horario, se presentan en la Figura 6. En función de su ubicación geográfica, los 25 PEs considerados en el estudio se reagrupan en 10 grupos nodales equivalentes, para los cuales se consideran que sus variaciones de potencia no están correlacionadas.

La variación rápida de potencia eólica equivalente de los 10 grupos nodales (σ_{e-h}) resulta en 63,37 [MW].

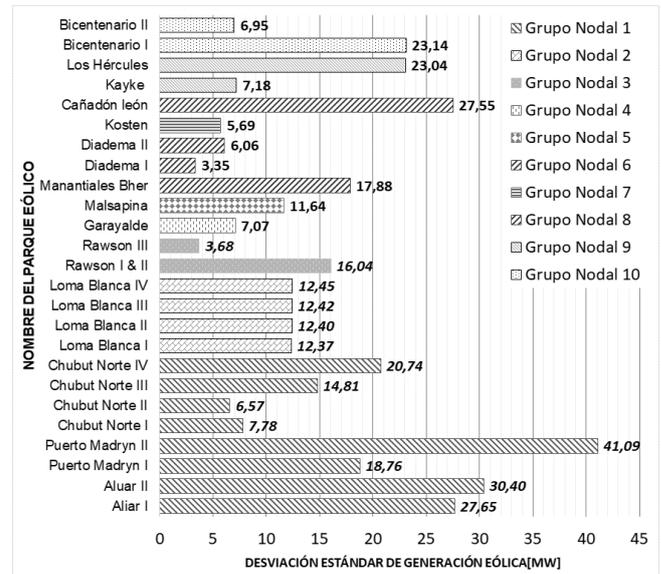


Figura 6. Resumen de variaciones rápidas de potencia obtenidas para el conjunto de PEs -Promedio de generación horaria- (Fuente: elaboración propia).

Considerando que para RPS la DB queda definida por $\mu = 594,24$ [MW] (correspondiente a la media horaria de los valores instantáneos de demanda) y $\sigma_{c-h} = 98,76$ [MW] y teniendo en cuenta a su vez que las variaciones rápidas de la carga y de la generación eólica no están correlacionadas, a partir de la ecuación (1), se obtiene que la desviación equivalente de la DN (σ_{eq-h}) es 117,3 [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 7, el incremento en la fluctuación de la DN debido al ingreso de los PEs demandará un mayor trabajo de los reguladores de velocidad de la generación convencional (GC) que oferta para RPF, exigiéndose de esta manera una mayor velocidades de respuesta de la GC existente en el subsistema bajo análisis.

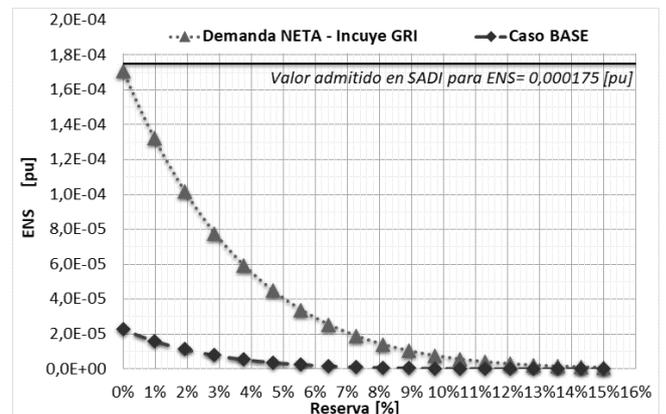


Figura 7. Resultado del cálculo de reserva para RPF (Fuente: elaboración propia)

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 PE, respecto de la media de 10 minutos, se presentan en la Figura 8. En función de su ubicación geográfica y considerando los PEs distanciados entre 100 y 200 [km], las 25 granjas eólicas tenidas en cuenta en el estudio se reagrupan en 3 grupos zonales equivalentes, para los cuales se consideran que sus variaciones de potencia no están correlacionadas.

La variación lenta de potencia eólica del conjunto de los 3 grupos zonales ($\sigma_{e-10min}$) resulta en 52,27 [MW].

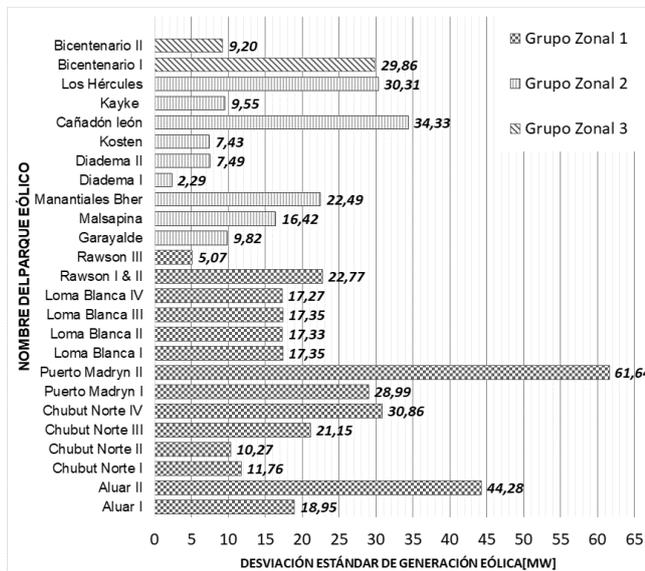


Figura 8. Resumen de variaciones lentas de potencia obtenidas para el conjunto de PEs -Promedio de generación de 10 minutos- (Fuente: elaboración propia).

Teniendo en cuenta que para RSF la DB queda definida por $\mu = 595,09$ [MW] (correspondiente a la media de 10 minutos de los valores instantáneos de demanda) y $\sigma_{c-10min} = 131,29$ [MW], además, considerando que las variaciones lentas de la carga y de la generación eólica no están correlacionadas, a partir de la ecuación (2), se obtiene que la desviación equivalente de la DN ($\sigma_{eq-10min}$) es 141,32 [MW].

Con este valor de $\sigma_{eq-10min}$, se obtiene una ENS de $1,705 \times 10^{-4}$ [p.u.], si la reserva para RSF es del 7,55%. En caso de no contemplarse los PEs, se obtiene un valor de ENS $1,657 \times 10^{-4}$ [p.u.] cuando la reserva para RSF es del 4,67% -se considera solo la DB caracterizada por $\sigma_{c-10min} = 131,29$ [MW]- (ver Figura 9). 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 generación eólica del 2,88%.

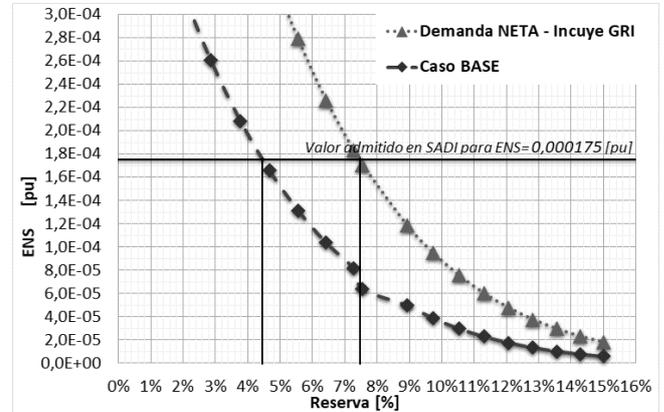


Figura 9. Resultado del cálculo de reserva para RSF (Fuente: elaboración propia).

De los valores obtenidos, tanto para RPF como RSF, se puede inferir que se presenta un mayor impacto de la penetración de los PEs en las reservas lentas, ya sea para regulación secundaria (ver Figura 9) como reservas de 5 a 20 minutos -reserva fría o parada-. Estos resultados se encuentran en correlación con lo estipulado para la operación normal del SADI [11].

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, como son los PEs, 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.

Los resultados obtenidos, permiten inferir que se presenta un incremento apreciable en la RSF, pasando de 4,67% ($1,657 \times 10^{-4}$ [p.u.] de ENS) para la DB sin GRI a 7,55% ($1,705 \times 10^{-4}$ [p.u.] de ENS). Esto confirma que la variabilidad del recurso eólico impacta significativamente en la demanda del subsistema, la cual pasa de tener una variabilidad mayor a la de la DB, quedando representada por un $\sigma_{eq-10min} = 141,32$ [MW], lo cual se traduce en que, para mantener la frecuencia dentro de los márgenes estipulados,



se requiera mayores niveles de reserva rotante para RSF.

Sin embargo, en lo que refiere a RPF, no es necesario disponer de reserva de potencia adicional, con la generación disponible será suficiente para realizar RPF, aunque se presentará una mayor exigencia de los reguladores de velocidad de las máquinas que oferten para tal fin.

Finalmente se concluye que, la metodología presentada para estimar las necesidades de reserva rotante adicional por ingreso de GRI se puede extrapolar al resto del SADI, considerando para el análisis no solo la generación eólica sino también la generación fotovoltaica.

REFERENCIAS

- [1] Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. Sistema Argentino de Información Jurídica (SAIJ) (2020). Reglamentación de la Ley 26.190 sobre Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Decreto Nacional 531/2016; Buenos Aires, 30 de marzo de 2016. Recuperado de: <http://www.saij.gob.ar/>
- [2] Ministerio de Energía y Minería. Presidencia de la Nación [MINEM]. (2018). Potencia renovable a instalar por tecnología del Programa RenovAr. Recuperado de https://public.tableau.com/profile/datosenergi_a#!/vizhome/AdjudicacionesRenovARMINEMArgentina/AdjudicacionesRenovArArgentina
- [3] Mercado a término de energías renovables [MATER]. (2018). Informe Renovables agosto 2018. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A (CAMMESA). Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Recuperado de <http://portalweb.cammesa.com/Pages/Mater/>
- [4] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA] (s. f.). Energías Renovables. Recuperado de: <https://cammesaweb.cammesa.com/generacion-real/>
- [5] Arenas A., Mediavilla P., García F., Garcés P. (2013). Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia con Generación Renovable. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Ecuador, octubre 2013, 1-27.
- [6] Ministerio de Energía y Minería. Presidencia de la Nación [MINEM]. (2018). Zonas de instalación de proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Recuperado de [a#!/vizhome/Preciosadjudicadosaproyectosdeenergiasrenovables-ProgramaRenovArMINEMArgentina/PreciosadjudicadosproyectosdeenergiarenovablesRenovArArgentina](https://public.tableau.com/profile/datosenergi_a#!/vizhome/Preciosadjudicadosaproyectosdeenergiasrenovables-ProgramaRenovArMINEMArgentina/PreciosadjudicadosproyectosdeenergiarenovablesRenovArArgentina)
- [7] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA] (2014). Procedimiento Técnico N° 1: Estudios requeridos para la presentación de la solicitud de acceso y ampliaciones al sistema de transporte, 1-9.
- [8] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA] (2014). Anexo 40: Generación eólica, 1-4.
- [9] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA] (2014). Anexo 4: Control de tensión y despacho de potencia reactiva, 1-7.
- [10] 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, junio 2011, 1-8.
- [11] 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 de 2019.
- [12] CDEC SIC (2016). GdA-DO-03. Guía de aplicación: Estudio de control de frecuencia y determinación de reserva. Centro de despacho económico de carga, Sistema Interconectado Central, Chile, 13 pp.