Optimal Storage Technology Selection and Sizing for Providing Reserve to Power Systems with High Penetration of Wind Generation

M. Martinez, M. G. Molina, *Member, IEEE*, and P. E. Mercado, *Senior Member, IEEE*

***Abstract*— This paper proposes a methodology to determine both the technology of Energy Storage System (ESS) and its optimal sizing in order to provide secondary frequency control (SFC) to power systems with high penetration of wind generation. The objective is to determine the optimal investment in an ESS, considering the impact of the energy storage device on the costs of the electrical system and on the quality of frequency. The methodology allows calculating probabilistically the variable investment and operation costs of the ESS, considering the uncertainties associated with the stochastic behavior of the wind generation, conventional generation availability, network topology and the demand for energy. To this aim, a hybrid optimization using a meta-heuristic algorithm called Mean-Variance Mapping Optimization (MVMO) is utilized, whose control variable is the size vector (maximum power and energy capacity of the storage device), and an optimization model to compute the optimal power flow (OPF).**

***Keywords*— Energy storage, secondary frequency control, power quality, wind power generation, optimization.**

I. INTRODUCCIÓN

ACTUALMENTE existe una política para promover la difusión de la generación eléctrica basada en energías renovables, y dentro de éstas la generación eólica (GE) es la que ha experimentado el mayor crecimiento en los últimos años [1]. Sin embargo, su utilización afecta al sistema eléctrico (SE), ya que el patrón de producción variable de la GE cambia tanto el despacho de las plantas generadoras convencionales como también el uso de los sistemas de transmisión, afectando su eficiencia. Otros inconvenientes se presentan tanto en la seguridad de operación como en la calidad del suministro, debido también a la variabilidad del recurso que provoca el incremento de las reservas [2]. En la escala de tiempo de la regulación primaria de frecuencia (RPF), las variaciones de potencia de los parques eólicos son inversamente proporcionales a su extensión geográfica (efecto de agregación). Por lo tanto, el efecto de grandes penetraciones de GE en la operación del sistema en la escala de tiempo de la RPF, es muy pequeño. Por otro lado, para la escala de tiempo de 15 minutos a 1 hora, las variaciones de carga son más previsibles que las variaciones de la GE, Por lo tanto a grandes penetraciones eólicas se incrementan las exigencias de la reserva destinada a la regulación secundaria de frecuencia (RSF). En este caso se puede adoptar como una solución factible, la utilización de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) para proveer RSF al sistema de potencia.

El inconveniente del uso de SAE para RSF es su costo de instalación, ya que es de capital intensivo, lo cual limita o en muchas ocasiones impide su uso. En virtud de lo anterior, en este trabajo se propone una metodología para determinar tanto el tipo de SAE como su tamaño óptimo para proveer RSF en sistemas de potencia con elevada penetración eólica.

Dado que la función de la RSF es restituir la frecuencia a su valor nominal y restablecer la reserva para RPF [3], se puede inferir que la reserva destinada a la RSF afecta tanto a la calidad (desviaciones de frecuencia), como a la seguridad de operación del sistema eléctrico de potencia. Por lo tanto, es necesario tener en cuenta estas características para el desarrollo de una metodología que permita calcular el tamaño óptimo de un SAE que provea RSF.

En la literatura existe una gran diversidad de trabajos que analizan los beneficios e influencia de los SAE en el sistema eléctrico que incorporan GE. Por ejemplo, en [4] se diseña un sistema de baterías bajo un esquema de amortiguamiento de la potencia de salida aleatoria de un parque eólico. El problema del diseño se formula como la maximización de una función objetivo, la cual mide el beneficio económico de la potencia de suministro del parque eólico contra el costo del sistema de baterías. En [5] el objetivo es determinar el tamaño de una batería de flujo zinc-bromo que reduce al mínimo el costo de inversión del SAE, sujeto a una restricción de previsibilidad de la potencia de salida del conjunto parque eólico-SAE. En la bibliografía también se encuentran diferentes análisis de la influencia de los SAE en la confiabilidad del sistema eléctrico, como es el caso de [6] en el cual se evalúa el impacto en la confiabilidad que tienen la GE y el SAE. En [7] se presenta una optimización estocástica para determinar el tamaño óptimo de un SAE integrado con un sistema de generación térmico. La función objetivo a maximizar son los ingresos máximos teniendo en cuenta el costo del ciclo de vida del SAE, el ahorro de costos de producción, el ahorro de emisiones y el ahorro de la red de distribución, manteniendo un nivel de reserva especificado. Las variables de decisión son la potencia y energía máximas del SAE. La mayoría de las propuestas que consideran la confiabilidad en el análisis de la incorporación de un SAE al sistema eléctrico con generación eólica, no

M. Martinez, CONICET, Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, mmartinz@iee.unsj.edu.ar

M. G. Molina, CONICET, Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, mmartinz@iee.unsj.edu.ar

P. E. Mercado, CONICET, Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, mmartinz@iee.unsj.edu.ar

consideran la red eléctrica, o en su defecto consideran el SAE en la misma barra del parque eólico. Por otro lado, todas estas propuestas consideran discretizar el tiempo de cálculo en pasos de una hora, con lo cual se sesga el dimensionamiento del SAE hacia valores elevados de energía y no permite hacer un análisis de la influencia del SAE en la regulación secundaria de frecuencia.

Sobre la base de lo arriba mencionado, en este trabajo se propone una metodología que permite calcular en forma probabilística los costos variables de operación (generación y energía no suministrada – ENS) e inversión del SAE teniendo en cuenta su operación, las incertidumbres asociadas al comportamiento estocástico de la generación eólica, la disponibilidad de la generación convencional, la topología de la red y la demanda de energía. Por otro lado, esta metodología propone la evaluación de la calidad de la regulación de frecuencia a través del factor de eficiencia de la regulación secundaria horaria (FERSH), que utiliza la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico de Argentina (CAMMESA).

II. SELECCIÓN DEL SAE QUE PUEDE BRINDAR RSF

Las tecnologías de SAE se agrupan en tres formas de almacenamiento principales: química (electroquímica), eléctrica y mecánica. Dentro de las químicas se presentan las celdas de combustible, las baterías de plomo ácido, las baterías avanzadas y las baterías de flujo redox. En la eléctrica se presentan los súper capacitores (SC) y el almacenamiento magnético con superconductores (SMES en inglés). Por último, en la mecánica se presentan las centrales de bombeo, los volantes de inercia (Flywheels) y el almacenamiento por aire comprimido (CAES en inglés) [8, 9, 10, 11].

Para brindar RSF es necesario disponer de un SAE de bajo costo, elevada densidad energética, buen rendimiento y que no existan restricciones en su modo de carga y descarga.

Las centrales de bombeo y los CAES cumplen con los costos, pero su factibilidad es fuertemente dependiente de su lugar de ubicación.

Los SC se destacan por su velocidad de respuesta, muy bajos requerimientos de mantenimiento y robustez. Los Flywheels disponen de una elevada densidad de potencia y prácticamente no producen un impacto ambiental. Los SMES se destacan por su excelente respuesta dinámica, costos competitivos y buena portabilidad. Tanto los SC, Flywheels como los SMES tienen excelentes características, sin embargo estos sistemas no disponen de una elevada densidad de energía [8], con lo cual se descartan para la aplicación aquí propuesta.

Las celdas de combustible presentan características adecuadas para esta aplicación pero tienen la desventaja de su bajo rendimiento lo que las descalifica para RSF.

Sólo las baterías cumplen con todos los requerimientos, a excepción de las baterías de Plomo-Ácido y las baterías de NiCd. Por un lado, las baterías de Plomo-Ácido cuentan con baja densidad de energía y una corta vida útil. Por otro, las baterías de NiCd tienen el problema del control de carga y descarga, el cual requiere que el sistema trabaje cargándose y descargándose por completo para evitar reducir drásticamente su vida útil por efecto memoria.

Por lo tanto, los dispositivos con mayor potencial para brindar el servicio de RSF son las baterías de iones de litio (Li-Ion), las de sodio- sulfuro (NaS) y las de flujo redox de vanadio (VRB). La comparación entre los SAEs que son aptos para proveer el servicio de RSF se resume en la Tabla I [12].

TABLA I. CARACTERÍSTICAS DE LOS SAES SELECCIONADOS.

Características	Unidades	Li-Ion	NaS	Flujo VRB
Rango de Potencia Disponible	[MW]	0.1-50	0.05-50	0.03-50
Rango de Energia Disponible	[MWh]	0.1-50	0.05-50	0.03-50
Rendimiento carga-descarga	[%]	95-95	90-85	90-85
Vida Útil	[Ciclos]	1000	2500	12000
Costos Inversión por Potencia	[US$/kW]	1200	1000	1500
Costos Inversión por Energía	[US$/kWh]	1000	500	1000

III. MODELO DE OPTIMIZACIÓN

La cantidad de reserva secundaria y su distribución en el sistema eléctrico influye en la confiabilidad y calidad de suministro que el sistema puede alcanzar. Tener más reserva para RSF aumenta la probabilidad de rápida restitución de la reserva para RPF, lo cual reduce indirectamente la probabilidad de desconexión de carga. Suministrar reserva incrementa los costos de generación, lo cual se debe por un lado a la necesidad de despachar mayor cantidad de unidades generadoras, y por el otro a que las unidades que proveen reserva deben ser despachadas en puntos operativos menos eficientes. El problema de mantener el balance de potencia es más difícil aún en sistemas de potencia con elevada penetración de GE, ya que estos sistemas son sometidos a las fluctuaciones de potencia de naturaleza incierta e intermitente de la GE. Proveer RSF con un SAE puede ayudar a disminuir los costos de mantenimiento de reserva, mantener adecuados niveles de calidad exigidos al sistema de potencia y aumentar la incorporación de GE. Por otro lado, el uso de SAE para RSF implica incurrir en un costo de instalación, por lo cual se debe dimensionar el SAE de forma tal que se minimice la suma de los costos esperados de generación e inversión en el SAE, además de los costos esperados de energía no suministrada. Dado que el SAE lleva a cabo un control continuo en el cual permanentemente balanceará los cambios aleatorios de potencia en el sistema eléctrico, se requiere una simulación cronológica para poder valorar las características estocásticas de la operación integrada de las unidades de generación convencional, la GE, el sistema de trasmisión y el SAE, y de esta manera poder observar cómo influye esta interacción en la calidad del suministro de energía eléctrica. Esta evaluación implica modelar el comportamiento estocástico de la operación del sistema eléctrico, considerando la falla aleatoria de los componentes del sistema y las

fluctuaciones estocásticas de la carga y la GE.

A. Hipótesis Generales y Simplificaciones

El problema de dimensionar un SAE que provea reserva secundaria es parte de un problema de planificación de la expansión del sistema eléctrico [13]. Las soluciones para la planificación de la expansión dependen de su estructura, que puede ser verticalmente integrada o de mercados. En este trabajo se adopta como hipótesis simplificativa una estructura verticalmente integrada. También se adopta una planificación estática, en la cual el conjunto óptimo de instalaciones adicionales para un determinado año en un horizonte de tiempo es únicamente el SAE. Por otro lado se considera que solamente el SAE provee la RSF.

Existen diversos criterios para evaluar el desempeño de la RSF, una de ellas es el que plantea CAMMESA a través del Factor de Eficiencia de la Regulación Secundaria Horaria (*FERSH*). El *FERSH* utiliza el concepto de que la RSF posee el máximo de efectividad si las componentes lentas de la frecuencia están en todo momento en la frecuencia nominal, ya que en ese caso está siempre disponible el total de la reserva para RPF. Dado el estatismo del sistema eléctrico y su nivel de reserva para RPF, existe una perturbación que provoca una desviación de frecuencia que agota la reserva dispuesta para la RPF (Δfmx). Dada esta Δfmx se establece para cada hora el *FERSH* según (1), dónde ΔfFP_h es el valor medio de las desviaciones filtradas de la frecuencia en la hora h [14].

$$FERSH_h = 1 - \left|\Delta fFP_h / \Delta fmx\right| \tag{1}$$

Para determinar el ΔfFP_h se debe medir la señal de frecuencia cada 10 segundos, filtrar la desviación de la frecuencia mediante un filtro pasa bajos de media móvil de 6 minutos y realizar el promedio horario de los valores absolutos de las desviaciones filtradas de la frecuencia. Para que la RSF se considere aceptable, el valor del $FERSH_h$ debe ser superior a un mínimo (*FERSHmin*) el cual es establecido por el operador [14].

B. Características del Problema Matemático de Optimización

La metodología debe determinar las características de potencia (P_{max}) y energía (E_{max}) del SAE, teniendo en cuenta el impacto que tiene éste tanto en la calidad de regulación de frecuencia, como en los costos del sistema eléctrico.

Para considerar los costos mencionados y las restricciones de la red se necesita un modelo de optimización, en el cual el requerimiento de P_{max} y E_{max} del SAE sea un resultado endógeno del modelo. De aquí se desprende la función objetivo (FO) planteada en la metodología y representada en (2), que consiste en minimizar los costos esperados de operación del sistema de potencia en forma integral extendido a todo el periodo bajo estudio, más los costos de inversión anualizados en el SAE ($InvSAE_{Anual}$). Los costos de operación se definen como los costos de generación (*CostosGen*) más los costos asociados a la energía no suministrada (*CostosENS*).

$$\mathrm{FO}\left(P_{\max}, E_{\max}\right) = ECostosGen + ECostosENS + InvSAE_{Anual} \tag{2}$$

Esta FO debe estar sujeta a la restricción del nivel de calidad de la RSF. Para ello se propone en este trabajo el índice del nivel de calidad de la RSF (*NCRSF)*, el cual utiliza los datos estadísticos del *FERSH* calculando la probabilidad de que éste tenga un valor por encima del mínimo exigido. Esto se ve reflejado en (3) y (4), dónde *THs* es la cantidad total de horas simuladas. La restricción impuesta a la FO se muestra en (5), donde *NCRSFmin* es el nivel mínimo de calidad exigido.

$$NCRSF = 100 \cdot \frac{1}{THs} \cdot \sum_{h=1}^{THs} FERSH_h \cdot ursf_h \tag{3}$$

$$ursf_h \begin{cases} 1, & FERSH_h > FERSH\min \\ 0, & FERSH_h \le FERSH\min \end{cases} \tag{4}$$

$$NCRSF \ge NCRSF\min \tag{5}$$

Para calcular los costos de la FO y evaluar la restricción se utilizan procedimientos de cálculo simulativos. En estos procedimientos se simula un gran número de veces la operación del sistema eléctrico en un modelo matemático representativo del mismo hasta alcanzar la convergencia estadística de las variables buscadas. A través de una evaluación estadística de la muestra obtenida se pueden estimar los valores buscados [15].

IV. METODOLOGÍA PARA DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DEL SAE

No se encuentra en la literatura una metodología para dimensionar de manera óptima un SAE que provea RSF, teniendo en cuenta la influencia de éste tanto en los costos de generación, ENS, como en la calidad de la RSF. Como se puede apreciar en la ecuación de la FO planteada en el apartado anterior, no se tiene una función analítica definida para el costo de la inversión anualizada del SAE, los costos esperados de generación y de energía no suministrada que dependan de las características de potencia y capacidad energética máxima del SAE. Por otro lado, no se dispone de una función analítica definida para calcular el índice NCRSF, por lo que no es posible aplicar alguno de los métodos de optimización clásicos para resolver el problema planteado. Los métodos que si se pueden aplicar para resolver el problema planteado son los meta-heurísticos.

Cualquiera de las metodologías meta-heurísticas pueden ser aplicadas para resolver este problema de optimización con mayor o menor eficiencia según el teorema de “no free lunch” [16]. Comparaciones numéricas entre el algoritmo Mean-Variance Mapping Optimization (MVMO) y algunos algoritmos evolutivos básicos y mejorados han demostrado que MVMO exhibe un mejor rendimiento en cuanto a aplicaciones en sistemas eléctricos de potencia, especialmente en términos de velocidad de convergencia [17, 18]. Dado que la evaluación de cuál método tiene mayor eficiencia para el problema planteado está fuera del alcance de este trabajo y basado en el éxito obtenido en las pruebas aplicadas a problemas de optimización, se propone utilizar el MVMO para la optimización de las características de potencia y capacidad energética máxima del SAE.

El MVMO presenta ciertas similitudes con otros algoritmos meta-heurísticos. La principal característica está dada por el algoritmo estratégico de mutación, el cual se basa en una función especial de mapeo cuya forma depende de la media y la varianza de la población mejor situada o evaluada. El MVMO converge a un óptimo cuando la varianza de las variables de control tiende a cero [19].

En la Fig. 1 se observa la metodología de optimización propuesta.

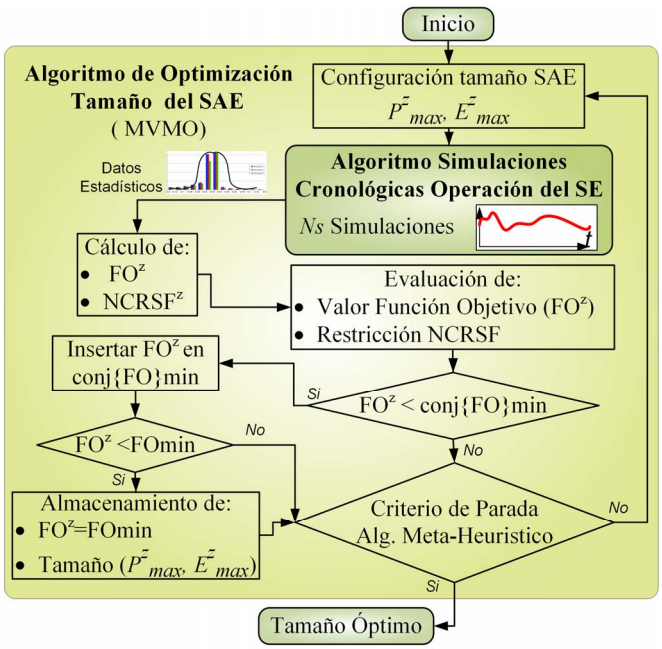

Figura. 1. Esquema de Metodología para Dimensionamiento Óptimo.

La metodología comienza en el Algoritmo de Optimización Tamaño del SAE, el cual utiliza el optimizador meta-heurístico MVMO. Este algoritmo utiliza como variables de decisión P_{max} y E_{max} del SAE. Este proceso de optimización selecciona un tamaño cualquiera z del SAE (P^z_{max}, E^z_{max}), para luego enviar estos datos a un Algoritmo de Simulaciones Cronológicas de Operación del sistema eléctrico (SE). Este algoritmo realiza *Ns* simulaciones cronológicas de la operación del SE con el tamaño del SAE seleccionado. Una vez realizadas las *Ns* simulaciones, se calculan las variables estadísticas necesarias para calcular la FO y su restricción. Luego el algoritmo de optimización calcula la FO y la restricción, y si la solución cumple con la restricción impuesta y el valor de la FO^z es menor que algún valor del conjunto de las mejores soluciones hasta el momento (conj{FO^k}min), el algoritmo almacena este valor en el conjunto de las mejores soluciones y desecha el mayor valor almacenado. Si la nueva mejor solución tiene un valor de la FO^z menor al de la mejor solución (FOmin), pasa a ser la solución óptima hasta ese momento y se utiliza para realizar el análisis de convergencia del algoritmo meta-heurístico. Si el criterio de convergencia no se cumple, el algoritmo muta las variables P^z_{max} y E^z_{max} en el bloque "Configuración de tamaño del SAE", analizando los valores medios y las varianzas de las variables del conjunto de mejores soluciones [19]. El valor medio y la varianza se utilizan para modificar la función de mapeo según se expuso anteriormente, y de esta manera selecciona un nuevo tamaño z del SAE. A partir de aquí el proceso se repite. Cuando se alcanza la convergencia se obtiene el tamaño óptimo del SAE. El criterio de convergencia utilizado es la no obtención de mejoras en la solución, en un número determinado de iteraciones.

V. MODELO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El modelo consiste tanto en el modelado de las características técnicas, de costo y del comportamiento estocástico de los diferentes componentes del sistema eléctrico.

A. Modelo de Demanda Eléctrica

El pronóstico de la demanda se modela a través de un diagrama de carga diario con intervalos horarios. Los apartamientos de cada valor pronosticado se modelan a través de una distribución normal con una desviación estándar entre 3% y 7% de ese valor medio, adoptándose en este trabajo el 4% [20]. El costo de energía no suministrada se calcula con el valor esperado de ENS y el valor de la pérdida de carga (Value of Lost Load – VOLL).

B. Modelo de las Unidades Generadoras Convencionales

El modelo de las unidades considera los límites máximos y mínimos de potencia activa. Por otro lado, los costos de un bloque térmico se modelan a través del polinomio de consumo de combustible. Finalmente, el comportamiento estocástico de los generadores se describe a través del modelo de un proceso renovable de 2 estados (O: operación; F: falla). Es decir, el proceso estocástico se compone de una sucesión de estados de operación-falla. Este caso corresponde a un proceso markoviano cuya descripción matemática es posible a través de ecuaciones diferenciales lineales de primer orden.

C. Modelo de Costo de Operación y Pronóstico de la GE

El método de pronóstico utilizado prevé la potencia de salida de la generación eólica de la próxima hora como el valor medio de la potencia de salida de la hora anterior [21]. Este método se denomina de persistencia y utiliza el concepto de que en el futuro cercano la condición atmosférica será la misma que la condición actual. En cuanto a los costos de operación de los parques eólicos se consideran despreciables.

D. Modelo del Sistema de Almacenamiento de Energía

El SAE se modela como un generador cuyo límite de generación máximo es positivo (descarga del SAE) y el límite mínimo es negativo (carga del SAE). El límite de carga o descarga del SAE es variable para cada periodo *t*, ya que es dependiente del estado de carga del almacenador y de sus límites técnicos máximos de carga y descarga. El límite máximo de potencia de descarga del SAE en un periodo *t* se encuentra expresado en (6), donde $EAlm_{t-1}$ es la energía disponible en el SAE en *t-1* y E_{min} es el límite mínimo de energía que puede almacenar el SAE. El límite máximo de potencia de carga del SAE en *t* se enuncia en (7), donde $EAlm_{t-1}$ es la energía disponible en el SAE en el periodo *t-1* y P_{min} es la potencia instalada de carga del SAE.

$$PDSAE\max_t = \min\left[\left(EAlm_{t-1} - E_{\min}\right)/\Delta t, P_{\max}\right] \quad (6)$$

$$PCSAE\max_t = \max\left[\left(EAlm_{t-1} - E_{\max}\right)/\Delta t, P_{\min}\right] \quad (7)$$

La energía disponible en el SAE al final de cualquier t ($EAlm_t$), es función de $EAlm_{t-1}$, de la carga o descarga en el lapso de tiempo Δt posterior a $t-1$ y del rendimiento del SAE en t (η_t). Esto queda expresado en (8) y (9), donde $PSAE_t$ es la potencia del SAE en t y η_{carga} es el rendimiento de la carga y $\eta_{descarga}$ es el rendimiento a la descarga del SAE [12].

$$EAlm_t = EAlm_{t-1} - \eta_t \cdot PSAE_t \cdot \Delta t \quad (8)$$

$$\eta_t \begin{cases} \eta_{carga}, & PSAE_t < 0 \\ \eta_{descarga}, & PSAE_t > 0 \end{cases} \quad (9)$$

El modelo de costo de inversión en US$/hora se define en (10), donde H es la vida útil promedio del SAE y c_P, c_E son los costos por unidad de potencia y energía instalada del SAE [12].

$$InvSAE_{Anual} = \left(c_P \cdot P_{\max} + c_E E_{\max}\right)/\left(8760 * H\right) \quad (10)$$

Dado que la vida útil de los SAE se expresa en ciclos de carga-descarga, es necesario transformarlas en años. Para esto se hace uso de (11), donde *V.Util* es la vida útil del SAE en ciclos de carga-descarga y *C.Anuales* son los ciclos promedios anuales de carga-descarga del SAE. La determinación de los *C.Anuales* es función de la estrategia de control del SAE y se determinan a partir de las simulaciones cronológicas [12].

$$H = V.Util/C.Anuales \quad (11)$$

VI. MODELO DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Para calcular los parámetros de la FO y evaluar la restricción, es necesario realizar simulaciones cronológicas de la operación del sistema eléctrico, considerando las acciones de control luego de la ocurrencia de perturbaciones.

Para este trabajo se adopta un modelo de simulación cuasi estacionario. Estas simulaciones discretizan el tiempo de análisis en pequeños lapsos de tiempo donde se consideran condiciones estacionarias del sistema eléctrico de potencia. La operación se representa a través de un modelo de despacho y redespachos que simulan la acción del operador, y otro modelo de operación entre redespachos que emula las acciones correctivas automáticas (RPF, RSF, etc.).

A. Emulación del Programa de Operación Diaria y Acciones Correctivas del Operador

El despacho para cada hora y las acciones correctivas del operador (no automáticas), se modelan como el resultado de OPFs que cubren el pronóstico de la demanda para cada hora, considerando el pronóstico de la GE y las unidades disponibles para cada hora. Esta optimización se realiza satisfaciendo la distribución de reserva primaria.

B. Emulación de las Acciones Correctivas Automáticas

La diferencia entre la generación determinada por el modelo anterior y la demanda producto de las perturbaciones, es cubierta por las acciones correctivas automáticas del sistema eléctrico. Los desbalances se corrigen básicamente por la activación de la RPF y la activación de la RSF disponible en el SAE. Además, en el caso de tener exceso de generación se tiene la disminución automática de la GE y la desconexión de carga por violaciones de valores límite de sub-frecuencia. Por ultimo en el caso de tener exceso de generación se cuenta con el arranque de unidades paradas como reserva terciaria (redespacho).

El modelo matemático se formula como un problema de optimización de flujo de carga de la GE y unidades de generación adicionales que no existen en el sistema eléctrico, pero que son necesarias para el modelado cuasi estacionario planteado. A estas unidades se las denomina "virtuales" y representan la potencia de salida del SAE (Unidad Virtual SAE), el incremento o disminución de la potencia de salida de las unidades que proveen RPF (Unidades Virtuales RPF) y la desconexión de carga (Unidad Virtual Desconexión de Carga).

La optimización se realiza satisfaciendo una función objetivo de minimización de los costos de generación de las unidades virtuales. Por lo tanto, en esta optimización se usan los costos y las restricciones técnicas de las unidades virtuales para que representen correctamente y en la secuencia adecuada el funcionamiento de las acciones correctivas.

C. Cálculo de las Desviaciones de Frecuencia

Las variaciones de la potencia de salida de las unidades que proveen RPF en un instante t ($\Delta Pg_{i,t}$) son proporcionales al estatismo de cada unidad (R_i) y a la desviación de frecuencia del sistema (Δf_t) en ese instante. Considerando que las variaciones de potencia $\Delta Pg_{i,t}$ serán representadas por la potencia de salida de las unidades virtuales RPF ($Pgv_{i,t}$), Δf_t se puede calcular a través de (12), donde Ng es la cantidad de unidades que proveen RPF en el tiempo t. Con los datos de Δf_t para todas las simulaciones se procede a calcular ΔfFP_h para cada hora a través de (13), donde NtH es la cantidad de intervalos t en una hora. Con estos valores se puede calcular el *FERSH* de cada hora de las simulaciones y a partir de allí el NCRSF.

$$\Delta f_t = -\frac{\left(\sum_{i=1}^{Ng} \Delta Pg_{i,t}\right) \cdot \prod_{i=1}^{Ng} R_i}{\sum_{i=1}^{Ng} R_i} \quad (12)$$

$$\Delta fFP_h = \frac{1}{NtH} \sum_{t=1}^{NtH} \left|\Delta f_t\right| \quad (13)$$

VII. DETERMINACIÓN ÓPTIMA DEL TAMAÑO Y TIPO DE SAE

Para el propósito de este trabajo se utiliza un pequeño sistema modelo de prueba que comprende tres nodos interconectados entre sí, tal como se ilustra en la Fig. 2.

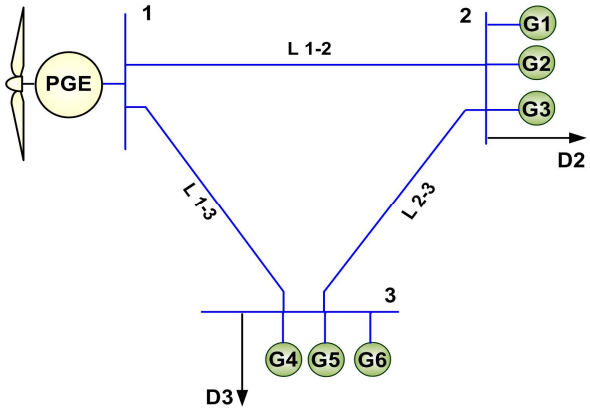

Figura 2. Sistema Modelo de 3 Nodos.

En la Tabla II se presentan las características de las unidades de generación, sus capacidades máximas y mínimas, sus estatismos, los coeficientes de los polinomios de costos y las tasas de falla λ y reparación μ [15].

Las características de las líneas son iguales, con una reactancia inductiva de 0.13 [p.u.] y una capacidad de 60 MW.

Se utiliza una discretización del tiempo de simulación en pasos de 5 minutos y por otro lado se considera el *VOLL* en 1000 US$/MWh. Se adopta que el NCRSFmin es del 99%. La reserva destinada a la RPF es del 15% de la carga. En cuanto a la GE, los datos se obtuvieron de la granja eólica de Woolnorth-Australia de 140MW de potencia instalada [22].

Para realizar los cálculos se consideran dos escenarios. En cuanto a la GE, se considera para el escenario 1 los datos de potencia de salida del año 2010 y para el escenario 2 los datos del año 2011 [22]. En la Tabla III se observa la disponibilidad y tipo de reserva que proveen las unidades de generación para los 2 escenarios. La Tabla IV resume las características de la demanda para los escenarios como un porcentaje de la demanda máxima del sistema (314 MW).

TABLA III. DISPONIBILIDAD DE UNIDADES Y TIPO DE RESERVA QUE PROVEEN.

Franja Horaria	Gen.	Esc. 1 Provee Reserva	Esc. 1 Estado	Esc. 2 Provee Reserva	Esc. 2 Estado
Pico	G1	Primaria	Rotando	Primaria	Rotando
	G2	Primaria	Rotando	Primaria	Rotando
	G3	Terciaria	Parada	Terciaria	Parada
	G4	Primaria	Rotando	Primaria	Rotando
	G5	Primaria	Rotando	No disp.	No disp.
	G6	Terciaria	Parada	Terciaria	Parada
Medio	G1	Primaria	Rotando	Primaria	Rotando
	G3	Terciaria	Parada	Terciaria	Parada
	G4	Primaria	Rotando	Primaria	Rotando
	G5	Primaria	Rotando	No disp.	No disp.
	G6	Terciaria	Parada	Terciaria	Parada
Valle	G3	Terciaria	Parada	Terciaria	Parada
	G4	Primaria	Rotando	Primaria	Rotando
	G5	Primaria	Rotando	No disp.	No disp.
	G6	Terciaria	Parada	Terciaria	Parada

TABLA IV. DATOS DE DEMANDA.

Hora	Esc. 1 N2	Esc. 1 N3	Esc. 2 N2	Esc. 2 N3	Hora	Esc. 1 N2	Esc. 1 N3	Esc. 2 N2	Esc. 2 N3
06:00	25%	36%	26%	38%	18:00	33%	49%	34%	44%
07:00	25%	37%	27%	39%	19:00	37%	55%	39%	49%
08:00	27%	39%	29%	39%	20:00	40%	60%	42%	56%
09:00	28%	41%	30%	41%	21:00	37%	56%	40%	60%
10:00	29%	43%	31%	44%	22:00	28%	42%	30%	51%
11:00	31%	45%	33%	47%	23:00	23%	34%	24%	45%
12:00	30%	44%	32%	50%	00:00	21%	31%	22%	36%
13:00	29%	42%	31%	46%	01:00	19%	28%	20%	33%
14:00	27%	40%	29%	45%	02:00	18%	27%	19%	30%
15:00	25%	37%	27%	41%	03:00	19%	28%	20%	29%
16:00	27%	39%	28%	37%	04:00	21%	31%	22%	30%
17:00	29%	43%	31%	41%	05:00	24%	36%	25%	33%

Los modelos, algoritmos desarrollados y simulaciones se llevan a cabo usando el software MATPOWER 4.0 [23] en MATLAB™. En la Tabla V se pueden ver los resultados obtenidos aplicando el algoritmo propuesto para los SAEs conectados al nodo 1. En esta Tabla se observa que el sistema de almacenamiento basado en la batería de flujo redox (VRB) tiene el menor valor de costos resultante de la FO, por lo tanto éste es el tipo de tecnología óptima y su tamaño óptimo es de 9 MW de potencia y 10 MWh de capacidad de almacenamiento.

Como puede observarse tanto los costos esperados de generación como los costos esperados de ENS para los tres SAE son prácticamente los mismos, diferenciándose los costos totales a través de la inversión anualizada. La batería de flujo VRB requiere una inversión inicial de 23,5 MUS$, la cual es superior a la que requiere el sistema Li-Ion de 19,8 MUS$ (16%

TABLA V. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE LOS SAES.

Parámetros	Unidad	Li-Ion	NaS	VRB
P_{max} Optima	[MW]	9	10	9
E_{max} Optima	[MWh]	9	9	10
ECostosGen	[US$/h]	2006,6	2006,3	2006,0
ECostosENS	[US$/h]	55,8	55,1	54,1
$InvSAE_{Anual}$	[US$/h]	1567,5	459,2	153,8
C.Anuales	[Ciclos/Año]	693,5	693,5	688,0
V.Util	[Años]	1,4	3,6	17,4
FO	[US$/h]	3629,9	2520,6	2214,0
NCRSH	%	99,1	99,1	99,1
Inversión SAE	[MMUS$]	19,8	14,5	23,5
Penetración Energ. GE	%	27,36	27,39	27,39

TABLA VI. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN BATERÍA VRB SIN RESTRICCIÓN.

P_{max} Óp.	E_{max} Óp.	Ecost Gen	Ecost ENS	Inv SAE	FO	NCRSF	Inv. SAE
[MW]	[MWh]	[US$/h]	[US$/h]	[US$/h]	[US$/h]	%	[MUS$]
4	4	2014	88	67	2169	98,3	10

menos), y a la del sistema NaS que requiere 14,5 MUS$ (38% menos). Por otro lado, la vida útil del sistema VRB es de 12000 ciclos, la cual es bastante superior al sistema NaS de 2500 ciclos (79% menos), y al sistema Li-Ion de 1000 ciclos (92% menos). Debido a esto, si bien el sistema de almacenamiento VRB es el que requiere una mayor inversión inicial, tiene la ventaja de que la vida útil es superior, lo cual disminuye el costo anualizado del sistema y permite alcanzar costos totales menores.

Por otra parte, los tres sistemas de almacenamiento de energía alcanzan el mismo NCRSF. Si no se considerara la restricción sobre la calidad de la regulación de frecuencia secundaria (NCRSF) y se aplicara la optimización al sistema VRB, se obtendrían los resultados de la TABLA VI. Se observa una inversión menor en este sistema de almacenamiento y costos totales menores, pero la calidad del suministro también resulta menor.

Con estos resultados se demuestra la influencia que tiene tanto el NCRSF como la vida útil del sistema de almacenamiento de energía en la determinación de ambos, el tamaño óptimo y el tipo de tecnología a utilizar.

VIII. CONCLUSIÓN

Los resultados demuestran la relevancia de la componente inversión anualizada del sistema de almacenamiento de energía en los costos totales, lo cual es determinante tanto en el tipo de tecnología a utilizar, como en el tamaño del almacenador. La anualización de la inversión depende de los ciclos de vida útil del dispositivo, y de los ciclos de carga y descarga promedio anuales del sistema de almacenamiento. Estos ciclos de carga-descarga promedios anuales dependen tanto de la topología de la red eléctrica y de la característica estocástica de sus componentes, como del tamaño del SAE. Por lo tanto, estos ciclos sólo pueden ser determinados a partir de las simulaciones cronológicas estocásticas aplicadas por la metodología de cálculo propuesta.

Asimismo, los resultados obtenidos en este trabajo han mostrado la efectividad de la metodología propuesta, de los modelos y de los algoritmos desarrollados para dimensionar de manera óptima un SAE con el objetivo de proveer regulación secundaria de frecuencia. Esta metodología permite valorar con precisión las características estocásticas de la operación integrada de las unidades de generación convencional, la GE, el sistema de trasmisión, el sistema de almacenamiento de energía y las acciones correctivas tanto automáticas como las adoptadas por el operador, de manera de poder observar cómo influye esta interacción en los costos de generación, en los costos de ENS, en los costos de inversión y en la calidad de la frecuencia.

REFERENCIAS

[1] U.S. Department of Energy, Database of State Incentives for Renewables & Efficiency, 2011, disponible en: http://www.dsireusa.org/summarymaps/.

[2] European Commission, 2012, disponible en: http://ec.europa.eu/energy/renewables/.

[3] P. Kundur, “Power system stability and control,” New York: McGraw-Hill, 2001, pp. 1147– 1150.

[4] Wang X. Y., Vilathgamuwa D. M., Choi S. S., ―Determination of battery storage capacity in energy buffer for wind farm,‖ IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 3, pp. 868–878, September 2008.

[5] T. Brekken, A. Yokochi, A. von Jouanne, Z. Yen, H. Hapke, D. Halamay, “Optimal energy storage sizing and control for wind power applications,” IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 2, pp. 69–77, 2011.

[6] Hu P., Karki R., Billinton R., "Reliability evaluation of generating systems containing wind power and energy storage," IET Gener. Transm. Distrib., vol.3, pp.783-791,2009.

[7] Chakraborty S., Senjyu T., Toyama H., Saber A. Y., Funabashi T., "Determination methodology for optimising the energy storage size for power system," Generation, Transmission & Distribution, IET, vol.3, no.11, pp.987-999, Nov. 2009.

[8] M. G. Molina, “Emerging advanced energy storage systems: Dynamic modeling, control and simulation”, 1st ed, Nueva York: Nova Science Publishers Inc, 2013.

[9] G.O. Suvire, M.G. Molina, P.E. Mercado, "Improving the Integration of Wind Power Generation Into AC Microgrids Using Flywheel Energy Storage," Smart Grid, IEEE Transactions on , vol.3, no.4, pp.1945,1954, Dec. 2012.

[10] Ontiveros, L.J.; Mercado, P.E., "Thyristor-based flexible ac transmission system for controlling the vanadium redox flow battery," Renewable Power Generation, IET , vol.7, no.3, pp.201,209, May 2013

[11] M. Martinez, M.G. Molina, P.F. Frack, P.E. Mercado, "Dynamic Modeling, Simulation and Control of Hybrid Energy Storage System Based on Compressed Air and Supercapacitors," Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina), vol.11, no.1, pp.466,472, Feb. 2013

[12] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review”, Progress in Natural Science, Vol. 19, Issue 3, 10 March 2009, pp. 291-312.

[13] R. M. Pringles, F. Olsina, F. F. Garcés, "Designing regulatory frameworks for merchant transmission investments by real options analysis," Energy Policy, Vol 67, pp. 272-280, April 2014.

[14] CAMMESA: “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios”, Noviembre 1998, Anexo 23: Regulación de frecuencia, Procedimiento técnico Nº 9: Participación de los generadores en el servicio de regulación de frecuencia del MEM.

[15] R. Billinton, W. Li. "Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods," New York: Plenum, 1994.

[16] D. H. Wolpert, and W. G. Macready, "No free lunch theorems for optimization," Evolutionary Computation, IEEE Transactions on, vol.1, no.1, pp. 67-82, April 1997.

[17] Y. K. Lee, M. A. El-Sharkawi. “Modern heuristic optimization techniques: theory and applications to power systems”, Vol. 39. Wiley, 2008.

[18] I. Erlich, W. Nakawiro, M. Martinez, "Optimal dispatch of reactive sources in wind farms," Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE , vol., no., pp.1,7, 24-29 July 2011.

[19] I. Erlich, G. K. Venayagamoorthy, and W. Nakawiro, “A mean-variance optimization algorithm,” in Proc. 2010 IEEE World Congress on Computational Intelligence, Barcelona, Spain.

[20] Hong Tao; Min Gui, M.E. Baran, H.L. Willis, “Modeling and forecasting hourly electric load by multiple linear regression with interactions,” Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE , pp.1,8, 25-29 July 2010.

[21] Bonneville Power Administration. How bpa supports wind power in the Pacific Northwest, disponible en: http://www.bpa.gov/corporate/pubs/fact_sheets/09fs/BPA_supports_wind_power_for_the_Pacific_Northwest_-_Mar_2009.pdf, 2009.

[22] Wind Energy in Australia: Wind Farm Performance, disponible en: http://windfarmperformance.info/.

[23] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, "MATPOWER's Extensible Optimal Power Flow Architecture," 2009 IEEE Power and Energy Soc. General Meeting, pp. 1-7, July 26-30 2009.

Maximiliano Martínez se graduó como Ingeniero Electromecánico en la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina, en 2007. Recibió su título de PhD en Ingeniería Eléctrica de la UNSJ en 2014. El Dr. Martínez actualmente es Profesor Jefe de Trabajos Prácticos de la UNSJ e Investigador Post-Doctoral del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE) de la UNSJ-CONICET. Sus intereses de investigación incluyen dinámica y control de sistemas de potencia, modelado de electrónica de potencia, recursos de energía renovables, aplicación de almacenamiento de energía en redes

eléctricas y aplicación de almacenamiento de energía para reserva secundaria en sistemas eléctricos.

Marcelo G. Molina se graduó con honores como Ingeniero Electrónico en la UNSJ, San Juan, Argentina, en 1997. Recibió su título de PhD en Ingeniería Eléctrica de la UNSJ en 2004. El Dr. Molina actualmente trabaja en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE) de la UNSJ-CONICET. Se desempeña como Investigador del CONICET, Profesor Asociado en la UNSJ y Consultor del IEE en temas de ingeniería eléctrica. Sus intereses de investigación incluyen modelado, análisis y control de sistemas eléctricos de potencia, electrónica de potencia y accionamientos eléctricos, tecnologías de microrredes y redes inteligentes, recursos de energía distribuida con énfasis en generación distribuida y renovable, y la aplicación de almacenamiento de energía en sistemas de potencia.

Pedro E. Mercado se graduó como Ingeniero Electromecánico en la UNSJ. Recibió su título de PhD en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica de Aquisgrán (RWTH Aachen), Renania del Norte-Westfalia, Alemania. El Dr. Mercado actualmente trabaja en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE) de la UNSJ-CONICET. Se desempeña como Investigador del CONICET, Profesor Titular en la UNSJ y Consultor del IEE en temas de ingeniería eléctrica. Sus actividades de investigación se centran en la simulación dinámica, seguridad de la operación, electrónica de potencia, sistemas de energía renovable, y operación económica y control de sistemas eléctricos de potencia.