

INTEGRACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN SISTEMAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A. E. Sarasua¹, M. G. Molina², D. H. Pontoriero¹, P. E. Mercado²

Instituto de Energía Eléctrica (IEE) – Universidad Nacional de San Juan (UNSJ)
Av. Libertador San Martín Oeste 1109, J5400ARL, San Juan, Argentina
Tel. 54-264-4226444, Fax 54-264-4210299, E-mail: sarasua@ice.unsj.edu.ar

RESUMEN: Los avances tecnológicos en el área de electrónica de potencia y los incentivos para la instalación de grandes sistemas de generación de energía eléctrica basados en fuentes de energía renovables, posibilitan hoy en día que experiencias aisladas o pequeñas de energías renovables puedan ser aplicadas en sistemas eléctricos de potencia a gran escala. Entre los sistemas basados en energías renovables, se destacan los eólicos por ser los de mayor envergadura y capacidad. Dada la aleatoriedad del recurso que utilizan, para grandes niveles de penetración, la estabilidad del sistema de potencia debe ser revisada para garantizar la seguridad y con ello la continuidad del servicio eléctrico.

En este trabajo se analizan los aspectos de seguridad que involucra la inclusión de grandes granjas eólicas en los sistemas de potencia y se propone un esquema de incorporación de energía eólica y almacenamiento de energía para su inclusión en forma segura en estos sistemas.

Palabras clave: energía eólica, almacenamiento de energía, potencia de reserva, seguridad de sistemas de potencia

INTRODUCCIÓN

En la actualidad los sistemas eléctricos de potencia (en adelante sistemas de potencia) suministran energía eléctrica preponderantemente por medio de generadores hidráulicos y térmicos. En ambos casos la fuente primaria de energía se encuentra dentro de ciertos límites asegurada, pudiéndose programar su operación y haciéndose provisiones (o reservas) respecto a variaciones en el consumo de energía y posibles fallas en el sistema. En la planificación de la operación del sistema se determina una reserva rotante la cual actúa en forma inmediata en caso de alguna contingencia o variación intempestiva de carga. Esta reserva se conforma mayoritariamente de unidades de generación que, utilizando fuentes de energía no-renovables, generan un porcentaje menor de su potencia nominal.

Hoy en día, la crisis energética mundial provocada por la escasez y el elevado costo de los combustibles no-renovables, como así también los problemas de contaminación ambiental que estos combustibles provocan, ha obligado a la utilización de fuentes de energía renovables que ayuden a superar esta crisis y disminuyan los efectos de contaminación. Adicionalmente el incentivo estatal y los avances en los sistemas de conversión de energía posibilita que la utilización de energías renovables se haga a gran escala y participando a veces de igual a igual con grandes generadores convencionales de energía.

Dentro de la gran variedad de generadores de energía eléctrica con recursos renovables, los generadores de energía eólica son los que en la actualidad presentan un mayor avance y desarrollo tecnológico. Dentro de este tipo de generadores, las grandes agrupaciones que forman las denominadas granjas eólicas (GE) son de interés en este trabajo. Si la generación de estas granjas tiene una relación elevada con respecto a la generación de energía con fuentes no-renovables, se dice además que tienen un alto grado de penetración en el sistema.

Cuando se utiliza el viento como fuente primaria de energía, si bien no existen costos de combustibles y se tiene un bajo o nulo impacto ambiental, se presenta el problema de la aleatoriedad de estos recursos. En particular cuando se trata de la reserva rotante, la generación eólica no es considerada como segura en el momento de realizar los cálculos de planificación de la operación del sistema de potencia. Asimismo, si el grado de penetración es elevado se considera que afecta directamente a la seguridad del sistema (Doherty y O'Malley, 2003; Rudion et al, 2006).

Adicionalmente al problema de la planificación por la incerteza del recurso viento, se presenta la problemática de la incapacidad de almacenar y/o transportar la fuente primaria de energía: el viento. La generación de energía suministrada por las GE es no solo de difícil predicción, sino también presenta la característica de producir energía eléctrica cuando el sistema o los operadores del sistema puedan no requerir de la misma. Esta energía es usualmente desaprovechada.

Para resolver estos inconvenientes se puede hacer uso de la predicción del viento. Antes de la instalación de grandes granjas eólicas se realizan estudios estadísticos para determinar valores medios de velocidad del viento. Estos valores medios son útiles primero para determinar la factibilidad técnico-económica del proyecto y luego para realizar la planificación de la

1. Investigador IEE/UNSJ.

2. Investigador CONICET.

operación del sistema a largo plazo. Sin embargo para la planificación de la operación a corto plazo, como es el caso de la reserva rotante, estos valores no pueden ser utilizados. Una determinación de valores medios en muy corto plazo, dado la alta tasa de variación del viento, no garantizaría tampoco la disponibilidad del recurso.

Para los sistemas de potencia que cuenten con una elevada penetración de energías renovables como la eólica, la planificación y determinación de la reserva rotante representa un importante desafío, el cual todavía no está resuelto.

Como una de las soluciones a la imprevisibilidad de la energía generada por medios de unidades eólicas, se presenta la posibilidad de utilizar medios de almacenamiento de energía o ESS (Energy Storage Systems en inglés). En el presente trabajo se analiza primero la problemática a tratar, los posibles tipos de almacenadores de energía a utilizar y se propone finalmente un esquema de operación de centrales eólicas en forma conjunta con almacenadores de energía para su participación en la reserva de corto alcance del sistema de potencia.

Paralelamente a la problemática de la reserva del sistema, las granjas eólicas presentan también otro tipo de problemáticas respecto a su operación y seguridad. El origen de estos problemas está dado no solo por las características de la fuente de energía, sino también por el tipo de generadores. Entre otros problemas las GE introducen al sistema eléctrico armónicos, flickers y poseen requerimientos de potencia reactiva en el arranque. Estos problemas se consideran que afectan al sistema de potencia en forma local y algunos de ellos serán también tenidos en cuenta en este trabajo y en la solución propuesta.

NECESIDAD DE RESERVA ROTANTE EN SISTEMAS DE POTENCIA

Uno de los requisitos fundamentales de operación del sistema de potencia es su operación estable y segura. El indicador más directo de la operación estable del sistema es el valor de la frecuencia, la cual se mantiene en un valor estable si la generación iguala al consumo. Si la frecuencia disminuye es el primer indicador de una pérdida de equilibrio en el sistema por una falla de generación, de transmisión o una variación de la demanda. En cualquiera de los casos, la generación se debe adecuar inmediatamente a esta variación para evitar que la frecuencia continúe disminuyendo y colapse todo el sistema eléctrico.

Cuando la frecuencia cae por debajo del límite inferior de la banda muerta de los reguladores de velocidad de las unidades de regulación, se activa la reserva rotante o de segundos produciendo un rápido incremento de la potencia activa de los generadores. Este tipo de control es conocido como regulación primaria de frecuencia (RPF) estando normalmente todas las centrales del sistema obligadas a participar en este control. En el caso de centrales térmicas, el control actúa directamente sobre la válvula de estrangulamiento de vapor para aumentar rápidamente la generación de la central. El equilibrio se obtiene cuando el incremento de generación iguala al desbalance de potencia inicial. Este equilibrio se alcanza normalmente a los 20 a 30 segundos de ocurrido el desbalance, dependiendo del tamaño del sistema, de la magnitud de la falla, de los tipos de centrales que participan de la RPF y de la cantidad de reserva rotante mantenida en el sistema bajo el control de esta regulación. Si el desbalance de potencias no es cubierto por este tipo de control, la frecuencia del sistema continúa disminuyendo activando los relés de protección de los generadores sincrónicos agravando aún más el desequilibrio pudiéndose llegar luego al colapso total del sistema. En el caso de GE, no participan hoy en día de este tipo de regulación y por lo tanto no colaboran en la reserva rotante para ayudar a mantener la frecuencia del sistema.

Ante perturbaciones severas, cuando la reserva resulta insuficiente para restituir el balance de potencia, el sistema puede recurrir a medidas extremas como la desconexión de carga, como última alternativa para detener la caída de la frecuencia y evitar así el colapso total del sistema. La desconexión de carga, se utiliza normalmente en todos los sistemas de potencia tengan o no generación del tipo eólico. Este tipo de ayuda a la reserva del sistema, se basa en la coordinación de relees de subfrecuencia que detectan automáticamente, ya sea un muy bajo nivel de frecuencia (relés de nivel) o un descenso muy brusco o repentino de la frecuencia (relés de gradiente), luego del cual desconectan la carga asociada al nodo donde estén conectados. Algunos autores consideran también a este tipo de control como parte de la reserva rotante.

La RPF, con características de control proporcional, deja como resultado una desviación de frecuencia respecto del valor de referencia (error en estado estacionario). Por este motivo, se recurre a un nivel de control superior de característica proporcional-integral, denominado regulación secundaria de frecuencia (RSF) para restituir la frecuencia a su valor de referencia, mediante la activación de la reserva de minutos. Este control actúa sobre los variadores de carga de los generadores que participan de la regulación secundaria de frecuencia, asumiendo éstos la generación necesaria para hacer frente a la perturbación, restituyendo así a los generadores que participan de la regulación primaria a su estado inicial previo a la perturbación. En el caso de centrales térmicas convencionales el control actúa sobre la alimentación de combustible a la caldera para generar más vapor. En el caso de GE, tampoco participan hoy en día de este tipo de regulación.

DENSIDAD ESPECTRAL DEL VIENTO

Las escalas de tiempo de las variaciones del viento pueden ser representadas a través de la distribución espectral del viento descrita por Van der Hoven (1956) y presentada en la Figura 1. El pico diurno depende de las variaciones diarias de la velocidad del viento, mientras que el pico sinóptico se origina por los patrones cambiantes del clima, que típicamente varían en forma diaria a semanal, incluso durante las estaciones del año. El pico turbulento se debe principalmente a ráfagas de viento cuyo rango de tiempo varía entre fracciones de segundos a varios minutos.

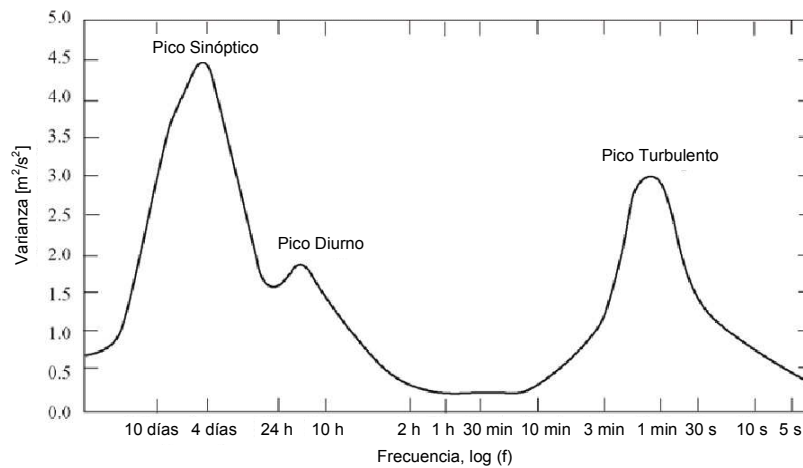


Figura 1: Densidad Espectral del Viento según Van der Hoven

Los picos sinópticos y diurnos afectan el balance de potencia en el sistema de potencia en el largo plazo, y es en este período donde un pronóstico acertado del clima es de vital importancia para el correcto balance entre generación y demanda del sistema. Los turbulentos afectan el balance de potencia en el sistema de potencia en el corto plazo (segundos a minutos) y por ende la calidad del suministro eléctrico del aerogenerador.

Lamentablemente, debido a las variaciones turbulentas del viento es difícil que la generación eólica contribuya con la RPF o la RSF por las cantidades de potencia y energía involucradas que se deben contar como seguras. Adicionalmente, las variaciones sinópticas y diurnas del viento hacen aún más complejo el trabajo que deben realizar las otras centrales convencionales del sistema. Las centrales convencionales, luego de la inclusión de energías intermitentes como la eólica deben ser capaces de balancear desequilibrios por:

- variaciones temporales o permanentes de carga,
- fallas en el sistema de transmisión,
- fallas en generadores convencionales, y adicionalmente
- por disminución de la generación debida a variaciones
 - turbulentas,
 - diurnas y
 - sinópticas de la generación eólica.

Se podrían presentar casos, sobre todo con grandes valores de penetración eólica, en los que o bien se deba contar con mayor reserva de centrales de tipo convencional o que la introducción en el sistema eléctrico de generación eólica, no reduzca el parque de generación convencional. En este sentido, es útil determinar la capacidad de crédito de la GE, la cual se define como el valor porcentual por el que puede reducirse la generación convencional del sistema sin que incida en la seguridad luego de introducida una granja eólica (Hoogwijk et al, 2007).

A partir de lo expresado queda establecida la importancia de la reserva rotante de generación para sobrellevar no sólo las contingencias que ocurren en el sistema eléctrico, sino también en el caso de que exista un importante grado de penetración de generación eólica en el sistema. En este último caso, si la velocidad del viento disminuye, se hace cero repentinamente o se presenta un tornado, el sistema eléctrico tiene que tener reserva suficiente para hacer frente a la pérdida de generación parcial o total que inyectaba el parque eólico y evitar así el colapso del mismo.

En la medida que aumente la inserción de este tipo de generación en los sistemas de potencia se vuelve imprescindible la investigación de alternativas para proveer al sistema de suficiente reserva de generación, no solo para actuar en la etapa de RPF, sino también en la RSF.

POSIBLES SOLUCIONES AL TEMA DE LA RESERVA DE SEGURIDAD

Söder et al (2007) analiza cinco sistemas de potencia con diferentes grados de penetración de energía eólica. Entre estos sistemas se remarca el nivel de penetración y potencia que tienen los sistemas de potencia de Alemania y Dinamarca. Dinamarca tiene el grado de penetración más alto de energía eólica del mundo y Alemania la mayor cantidad de potencia instalada. Sin embargo en los dos casos la reserva necesaria para mantener la seguridad del sistema es provista en forma externa a las regiones de red donde se encuentran las granjas eólicas. En particular la reserva rotante del sistema en estos casos es conformada con centrales convencionales fuera de la región de generación eólica. Esto obliga a pesar de la gran inclusión de generación con fuentes de energía renovables a continuar con una dependencia de energías no-renovables.

Si bien en Alemania la energía eléctrica generada por cualquier forma de energía renovable tiene prioridad de transporte en las redes de transmisión, por problemas de congestión en dichas líneas, no siempre es posible transportar toda la energía producida. Por ello es que se debió desarrollar un procedimiento especial denominado 'generation management' basado en

reducciones intermitentes de la generación eólica. Adicionalmente las reservas de seguridad y los costos asociados son particularmente elevados en comparación con otros sistemas de potencia (Gross, 2006). Por otro lado en el caso de Dinamarca se presentaron situaciones muy particulares en cuanto al manejo de la energía proveniente de centrales eólicas agravadas por condiciones de mercado: durante varias horas por año se debió exportar energía eólica sin costo o remuneración alguna (Orths, 2007).

Como se puede observar por estos dos casos presentados, el de Alemania y Dinamarca, la generación eólica con grandes niveles de penetración involucra una problemática compleja para la conformación de la reserva rotante. Si bien este problema se puede estudiar desde varios puntos de vista, en este trabajo se lo analizará desde dos puntos de vista partiendo de los sistemas de potencia antes mencionados. El primer punto de vista es resolver el problema de la reserva 'fuera de la región de red' donde se genera la energía eólica y el segundo 'dentro de la misma región'.

La solución del problema de reserva rotante 'fuera de la región de red', depende básicamente de las líneas de interconexión con otras regiones de red. Los límites que se imponen normalmente son menores al máximo valor admisible de recalentamiento por temperatura y dependen de factores no sólo técnicos sino económicos también. Desde el punto de vista técnico se debe mencionar los valores límites luego de los cuales pueden aparecer problemas de inestabilidad de tensión o frecuencia. También pueden existir limitaciones por los componentes instalados en las líneas tales como interruptores o elementos de compensación. Desde el punto de vista económico existen límites también por eventuales contratos de transferencia de energía entre agentes del sistema o costos extras asociados al transporte.

Para resolver el problema 'dentro de la región de red', existen varias soluciones entre las que se mencionan:

1. Reducir la salida de potencia de la GE:
 - Parar o dejar fuera de servicio uno o varios aerogeneradores de la GE
 - Controlar la posición de las palas de los aerogeneradores (UCTE 2004)
 - Utilizar controladores de electrónica de potencia
2. Utilizar plantas de generación de energía convencional cerca de las GE
3. Controlar flujos de potencias en líneas utilizando dispositivos FACTS (Flexible AC Transmisión Systems: Sistemas de transmisión de corriente alterna flexible)
4. Utilizar almacenamiento de energía

Dejar fuera de servicio o parar uno o varios aerogeneradores no siempre es útil para ser considerado como reserva rotante. En especial para grandes aerogeneradores los tiempos de arranque pueden ser de varios minutos, lo cual implica un tiempo muy grande para recuperar la frecuencia del sistema de potencia. La otra desventaja de este procedimiento es la disminución del factor de utilización del parque eólico y la consiguiente disminución en la amortización de la instalación.

El control de la posición de las palas en forma conjunta con la utilización de controladores o convertidores de potencia, es una de las formas más efectivas para variar la potencia de salida de aerogeneradores (Rudion et al, 2006). En esta forma de variación se mantiene sin embargo la incertidumbre de la potencia generada en caso de no existir el viento o haber parado la central por valor excesivo del viento.

Cuando los operarios del sistema no pueden operar las palas de los aerogeneradores o reducir la potencia con la ayuda de convertidores de electrónica de potencia, ellos deben hacer uso del control de reserva rotante en centrales de potencia basadas en energías convencionales no-renovable. Lamentablemente de esta manera en algunos casos la inclusión de energía eólica no disminuye la polución en el ambiente al no disminuir la cantidad de generación convencional por razones de seguridad.

El control de flujos de potencia utilizando dispositivos FACTS se realiza de forma tal de obtener caminos de flujo de potencia entre las zonas de generadores que ofrecen potencia de reserva y los centros de consumo. Esta alternativa es bastante restrictiva debido a que exige la disponibilidad de suficiente reserva de capacidad de transmisión, un cierto grado de mallado en el sistema de transmisión para permitir el transporte de la energía y/o la construcción de líneas adicionales de CC para interconectar dispositivos FACTS, lo cual representa un costo muy elevado.

La última opción para conformar la reserva rotante viene dada por parte de los sistemas de almacenamiento de energía. Esta opción será tratada en más detalle a continuación.

ALMACENADORES PARA UTILIZAR COMO RESERVA ROTANTE

Dentro de las alternativas de almacenadores para la conformación de la reserva rotante, se puede hacer una clasificación en base a las alternativas aplicadas o existentes y otra en base a las alternativas potenciales o en vías de aplicación (Molina, 2004). En este trabajo son de interés los almacenadores del tipo potenciales por sus ventajas cualitativas respecto a los existentes. Dentro de las alternativas de almacenadores potenciales son de interés a su vez los almacenadores que tienen un corto tiempo de respuesta. Ellos son: Flywheels (o volantes de inercia), Súper capacitores, SMES (almacenamiento magnético con superconductores) y baterías de flujo. Todos estos almacenadores se caracterizan por tener un tiempo de respuesta menor que un cuarto de ciclo de la frecuencia de red (esto es, menor que 5 ms). En la Tabla 1 se sintetizan las características más importantes de las tecnologías descriptas (Molina, 2004).

Los sistemas SMES, Flywheels y Súper Capacitores, aunque son muy complejos y poseen altos costos de instalación, resultan muy atractivos para la aplicación propuesta en este trabajo debido a las excelentes características que presentan,

esencialmente su muy buen desempeño dinámico y sus promisorias proyecciones de reducción de costo a futuro.

Tabla 1: Características de distintos tipos de almacenadores

ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	SÚPER CAPACITORES	SMES	FLYWHEELS	BATERÍAS DE FLUJO - VRB
Densidad de Energía [Wh/kg]	5 - 20	0.5 - 5	5 - 50	30 - 200
Densidad de Potencia [W/kg]	2000 - 18000	180 - 1800	1000	100 - 700
Eficiencia [%]	> 95	> 90	> 80	80 - 85
Tiempo de Vida [Ciclos]	> 106 (20 años)	> 106 (20 años)	> 106 (20 años)	> 13.000
Tiempo de Carga [s]	30 - minutos	30 - minutos	60 - minutos	10 minutos
Tiempo de Descarga [s]	1 - 30	1 - minutos	1 - minutos	1 - horas
Tiempo de Respuesta [ms]	0.5	0.5 - 5	5	1
Potencia [MW]	0.1	0.3 - 3	1 - 6	10
Capacidad de Almacenamiento Actual por unidad [MJ]	1 - 10	0.3 - 180	7 - 120	100 - 40.000
Tensión en Bornes para arreglos estándar [kV]	0.45 (CC)	2 - 3 (CC)	0.45 (CA)	0.45 (CC)
Portabilidad	Media	Buena	Buena	Media
Confiabilidad	Muy Elevada	Elevada	Elevada	Elevada
Uso Comercial de la Tecnología	Reciente	Media (>20 años)	Reciente - Media	Muy Reciente
Factibilidad de Largo Plazo	Incremento de Capacidad, Desarrollo de Nuevos Materiales	Incremento de Capacidad, Incorporación de superconductores de alta temperatura (HTS en inglés)	Incremento de Capacidad, Desarrollo de Nuevos Materiales (Rotor), Uso de HTS	Incremento de Capacidad, Desarrollo de Nuevos Materiales, Penetración en Industria

Los Súper Capacitores se destacan por su excepcional respuesta, muy bajos requerimientos de mantenimiento y elevada robustez. Los flywheels, por otra parte, se destacan por su elevada densidad de energía, mínimo impacto ambiental y menores costos de instalación.

Los sistemas SMES se destacan por su excelente desempeño dinámico, costos competitivos y muy buenas perspectivas de reducción de costos a futuro. Tiene además una elevada capacidad de almacenamiento y muy buena portabilidad. Sin embargo, la diferencia más notable frente a los demás dispositivos reside en su mayor utilización en aplicaciones industriales con excelentes resultados.

En las baterías de flujo de Redox de Vanadio (VRB en inglés), la tensión nominal en bornes es alcanzada mediante la conexión 'serie' de varias celdas dentro de la pila. La potencia disponible depende de la tensión de la pila y de la densidad de corriente que se establece en la celda, mientras que la energía disponible depende sólo del suministro del electrolito cargado a la pila. De esta forma, la potencia nominal y la capacidad de almacenamiento de energía pueden ser modificadas mediante el reemplazo de la pila y de los tanques del electrolito, respectivamente. Otra característica importante del sistema VRB es su elevada vida útil, con más de 13.000 ciclos de carga y descarga. Además no existen emisiones de dióxido de carbono y el electrolito es reciclable, haciendo que la batería no contamine el medioambiente. Teniendo en cuenta todas estas características, la batería de flujo Redox es un sistema efectivo para aplicaciones de nivelación de carga, corrección de flickers de tensión y regulación de la potencia eólica fluctuante (Shigenatsu et al, (2002).

Según Khan e Iqbal (2005), los sistemas integrados de centrales eólicas en conjunto con celdas de energía producirán energía a un costo mucho menor y adicionalmente producirán menor polución que los generadores convencionales. Se considera sin embargo, que dados los tiempos de respuesta de las celdas de combustibles, no serian estas por el momento adecuadas para utilizar en la RPF.

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE ALMACENADORES CON GENERADORES EÓLICOS

Una granja eólica con almacenamiento de energía podría ser capaz de trabajar como actualmente lo hace una central convencional con fuentes de energía no-renovable. Podría ser capaz de proveer soporte no solo de reserva rotante, sino también de reactivo, tensión y demás servicios que puede prestar actualmente una central térmica. Podría participar de la regulación primaria y secundaria de frecuencia. Algunos autores definen al grupo o unidades de generación que pueden trabajar como centrales convencionales como plantas 'virtuales' de potencia (Rudion et al, 2006).

En base a las características propias de la fuente de energía, de los almacenadores y de los aerogeneradores se debe tener en cuenta sin embargo que la forma de operación de la misma no puede ser exactamente igual que en una central convencional.

Teniendo en cuenta además los elevados costos de los almacenadores y dentro de las posibilidades de control de la energía, no solo de los almacenadores, sino también de los aerogeneradores, se debe definir:

- un esquema de implementación de los almacenadores,
- una estrategia de control y operación a utilizar para los almacenadores y los aerogeneradores,
- los tipos, cantidad y tamaño de almacenadores a utilizar,

para que finalmente el operador del sistema pueda ver a este tipo de centrales como si fuese una central convencional.

A. Propuesta de implementación y estrategia de control

Se define primero el esquema de conversión de energía de cada aerogenerador, como se observa en la Figura 2. La salida del generador es primero rectificadora, para ser luego convertida nuevamente en corriente alterna (CA) por un inversor pasando antes por un chopper o convertidor de CC/CC. Este esquema de regulación permite utilizar convertidores CA/CC no controlados lo cual los hace más sencillos y económicos, dejando solo al chopper y el inversor CC/CA el ajuste de la tensión (Mohan et al, 1995).

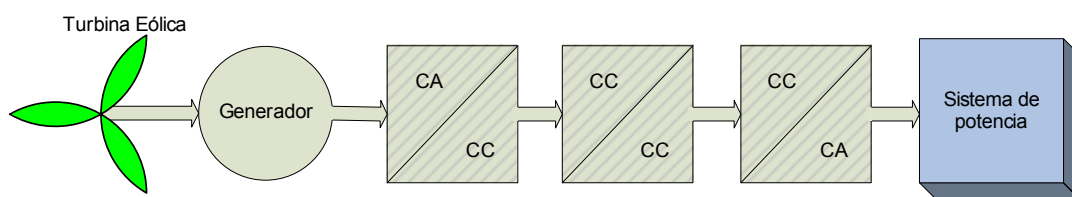


Figura 2: Esquema de conversión de energía cada aerogenerador

Luego de definido este esquema, es necesario establecer el modo de control de frecuencia a realizar. Así, pueden plantearse dos alternativas: ‘un modo de control continuo’, en el cual se requiere permanentemente la actuación del dispositivo de almacenamiento para balancear los cambios continuos de demanda y contingencias leves, o ‘un modo de control ante contingencias severas’, en el cual el grado de actuación del dispositivo de almacenamiento es menor, pero los requerimientos de potencia y de respuesta dinámica son sensiblemente mayores.

En este trabajo se propone un esquema de ‘almacenamiento doble’ que considere dos controles y tiempos de actuación. Un almacenamiento de ‘corto alcance’ controlado en forma continua para pequeños cambios de carga y frecuencia, pero que también pueda ser utilizado ante problemas de tensión (flickers, soporte de reactivo y huecos de tensión) y un esquema de almacenamiento de ‘largo alcance’, con un modo de control que sirva de soporte para la reserva rotante y reserva de regulación secundaria ante contingencias severas o cortes intempestivos de viento. El esquema de almacenamiento así planteado solucionaría tanto problemas locales, como globales de estabilidad, abarcando no solo la RPF sino también la RSF.

Tanto para el almacenamiento de largo alcance, como para el de corto alcance se propone la separación en dos módulos funcionales. El primero es un convertidor de energía, que convierta la energía eléctrica a la energía a almacenar y el segundo módulo el almacenador de energía propiamente dicho. En caso de utilizar baterías, el convertidor de energía sería un troceador CC/CC y el almacenador de energía la batería propiamente dicha.

El esquema de operación propuesto para todo el sistema de almacenamiento es el descrito en la Figura 3. Se remarca que en este esquema se incluyen los recursos de reserva rotante adicionales al almacenamiento de energía que deben ser aprovechados en forma conjunta con los almacenadores. En particular si existe la posibilidad de regular la posición de las palas de la turbina eólica, porque el aerogenerador lo posee y porque existe viento, debe ser aprovechada esta posibilidad como una forma de minimizar la inversión de almacenadores.

Para el proceso de dirección y administración de flujos de energía, se propone la definición de un ‘administrador de energía’ que, integrado con el convertidor principal de la Figura 2, administre la potencia desde el aerogenerador/granja eólica al sistema de potencia y a los almacenadores.

El administrador de energía tendrá básicamente las funciones de administrar la energía que fluya entre el generador, los almacenadores y la red. Deberá adaptar la salida del convertidor de CC/CC de la Figura 2 a la entrada del convertidor de energía del almacenador. El administrador serviría además de nexo inverso entre los almacenadores y el aerogenerador para el suministro de reactivo en el arranque del aerogenerador y un eventual control de las palas de las turbinas en caso de ser necesario y factible.

Además del agregado de los almacenadores, y para que el operador del sistema de potencia pueda ver realmente a la granja eólica como una central convencional, es necesario que ingresen al administrador de energía como valores de control los valores de referencia de frecuencia y potencia de salida que necesite el operador del sistema.

Luego de esta consideración, se debe plantear la forma en que la central eólica administrará sus recursos para cumplir con los requerimientos del operador del sistema. Se debe definir una estrategia de operación conjunta del aerogenerador y los almacenadores. A continuación se enumeraran en forma simplificada, los factores que se deberían tener en cuenta:

- Los ciclos de carga:

- cuando el operador del sistema de potencia lo determine
 - cuando no se pueda transmitir por congestión
 - cuando se haya agotado el almacenamiento
- La forma en la que se cargaran las baterías
 - a flote,
 - o a fondo
- La eventual necesidad de reducir la energía entregada al sistema de potencia para cargar las baterías

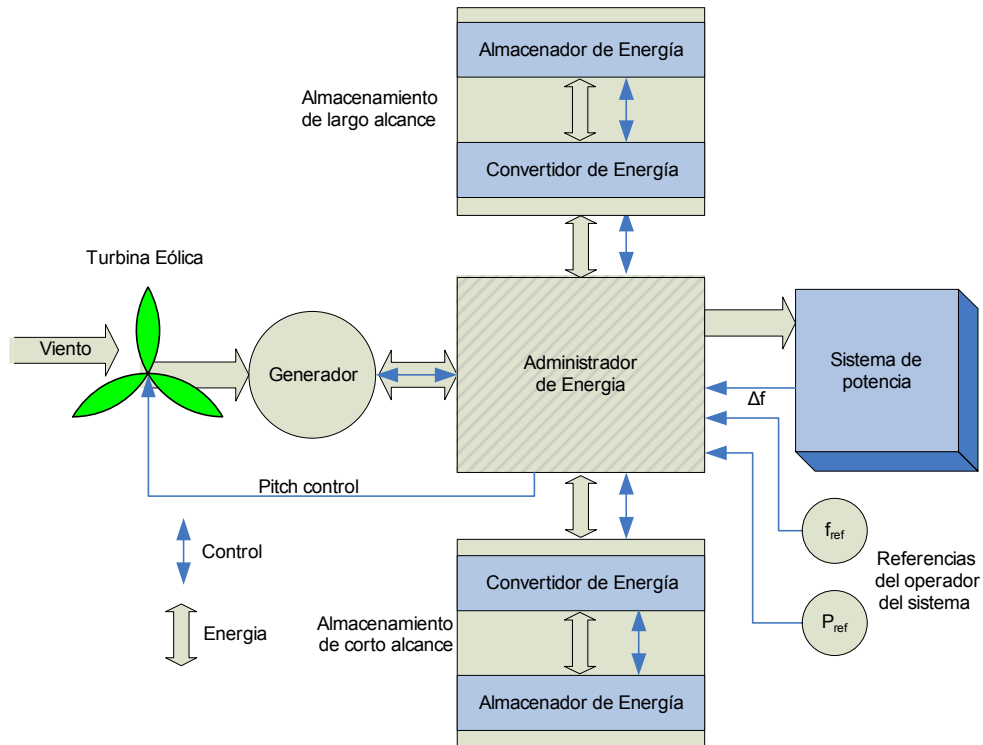


Figura 3: Esquema completo de generador, almacenadores y control

Definida esta forma de operación se debe realizar un dimensionamiento de los almacenadores, el cual al igual que la selección del tipo de almacenamiento, se debe realizar en conjunto con el sistema de potencia y considerando las políticas de control-economía que se establezcan. Se mencionarán a continuación los factores que se consideran importantes a la hora de determinar la capacidad de los almacenadores de energía como un compromiso técnico-económico:

- La capacidad de las líneas de interconexión que rodeen a la generación intermitente
- La capacidad de variar la posición de las palas del rotor de los aerogeneradores
- Factores que aumenten la variabilidad de la generación, tales como:
 - Bajas velocidades promedio del viento
 - Bajo factor de capacidad
 - Falta de dispersión en la ubicación geográfica de cada generador
- La capacidad de crédito sin almacenamiento. Es decir el grado de aporte seguro a la reserva rotante del sistema sin considerar almacenamiento
- El factor de capacidad de la granja eólica
- La correlación entre la variabilidad del viento y la curva diaria de carga
- La antelación con la que se realice el despacho de generadores de todo el sistema
- La probabilidad de pérdida de suministro de energía que se acepte en el sistema

B. Propuesta sobre el tipo de almacenadores

Los requerimientos mínimos para el almacenamiento de corto alcance serían:

- Tiempo de descarga mínimo de 30 segundos
- Tiempo de respuesta no mayor al segundo
- Tasa de descarga y recarga elevada
- Tiempo de vida prolongado, superior a 2000 ciclos (Nourai, 2002)
- Unidades de mediana hasta gran escala según el sistema a proteger

Los requerimientos mínimos para el almacenamiento de largo alcance serían:

- Tiempo de descarga mínimo de 60 segundos
- Tiempo de respuesta no mayor al segundo
- Requerimientos mínimos de ubicación
- Unidades de gran escala según el sistema a proteger

Estos lineamientos generales establecen una base para la selección del dispositivo teniendo en cuenta que la evaluación final del dispositivo se debe realizar en conjunto con el sistema de potencia con el cual debe interactuar y considerando las políticas de control-economía que se establezcan. En una primera instancia se considera que para el almacenamiento de largo alcance, sería apropiado utilizar baterías flujo VRB y para el de corto alcance la utilización de SMES Molina (2204).

CONCLUSIONES

Los sistemas de almacenamiento y generación de energía utilizando fuentes de energías renovables han alcanzado una madurez tal que pueden ser utilizados a la par de grandes centrales convencionales de energía eléctrica. La inclusión de los mismos, es sin embargo problemática en algunos casos, sobre todo cuando se basan en fuentes de energía variables como son los aerogeneradores. La solución a estos problemas está propuesta en este trabajo por la consideración en forma conjunta de estos generadores con sistemas de almacenamiento de energía. Los costos de estos almacenadores obligan sin embargo a un exhaustivo análisis de los mismos, sus formas de control y a realizar estudios de factibilidad técnica-económica que aseguren su éxito.

Se deben desarrollar también nuevos conceptos y estrategias para aquellos sistemas de potencia, que teniendo una gran penetración de energía intermitente deseen que estas centrales colaboren en la seguridad del sistema. Los operadores del sistema que cuenten con alta penetración de generación eólica deben realizar una profunda adaptación de las formas de planificar y operar el sistema. Se debe también contemplar la construcción de nuevos modelos representativos del funcionamiento dinámico de las granjas eólicas, como así también los modelos de almacenadores a utilizar. El presente trabajo es un aporte a esta problemática proponiendo una forma de utilizar este almacenamiento, como así también las estrategias de control y operación de los mismos para apoyar a la reserva de seguridad del sistema.

REFERENCIAS

- Doherty, R y O'Malley (2003). "Quantifying reserve demands due to increasing wind power penetration". IEEE Bologna PowerTech Conference, June 23-26, Bologna, Italy
- Gross, R. et al (2006) "The cost and impacts of intermittency: An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network". Energy Research Center, Imperial College London, UK. ISBN I 903144043.
- Hoogwijk, M et al (2007). "Exploring the impact on cost and electricity production of high penetration levels of intermittent electricity in OECD Europe and the USA, results for wind energy". Energy 32. 1381-1402
- Khan, M. J. y Iqbal, M. T. (2005). "Dynamic modelling and simulation of a small wind-fuel cell hybrid energy system". Renewable Energy 30 421-439
- Mohan, N et al (1995). "Power Electronics: converters, applications and design", Wiley, New York, second edition
- Molina, M. G. (2004). "Regulación primaria de frecuencia en sistemas eléctricos aplicando dispositivos electrónicos de potencia y almacenadores de energía". Tesis doctoral, Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ.
- Nourai A. (2002). "Large-Scale Electricity Storage Technologies for Energy Management". IEEE Power Engineering Society 2002 Summer Meeting, Chicago, EE.UU. 310-315
- Orths, A G et al (2007). "Planning under Uncertainty - Securing Reliable Electricity Supply in Liberalized Energy Markets". Power Engineering Society General Meeting, IEEE 24-28 June 2007. 1-6
- Rudion, K. et al (2006). "Large wind farm contribution to power systems service". Proceedings of the CRIS Workshop 2006. Magdeburg 6th - 8th, December 2006. 222-229
- Shigenatsu, T. et al (2002). "Applications of a Vanadium Redox-flow Battery to Maintain Power Quality". Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific, IEEE/PES, vol. 2, Japan, October 2002. 1065 - 1070
- Söder, L. et al. (2007). "Experience From Wind Integration in Some High Penetration Areas". IEEE Transactions on energy conversion. Vol. 22, No. 1. March 2007. 4-12
- UCTE (2004). "Wind power in the UCTE interconnected system". Website: www.ucte.org
- Van der Hoven, I. (1956). Power Spectrum of Horizontal Wind Speed in the Frequency Range from 0.0007 to 900 Cycles per Hour. Journal of Meteorology, United States. Vol. 14, issue 2, 160-164

ABSTRACT

Power systems around the world require performing various tasks at the same time. The necessity to generate electricity at low cost, with less or null pollution and the cost increase of petroleum, put power utilities on a large and permanent stress. Renewable energy sources like wind generation is today part of a solution for various utilities problems. They are in first place concerning low pollution and the combustible has null cost. They have unfortunately a big problem: they are unpredictable. Especially in the case of wind for short periods it is difficult to assure its generation. Power systems operator cannot take into account wind farms in operational planning stage. This paper discusses the conditions for wind energy can take part of the spinning reserve in power system and make a proposal to include wind farms in spinning reserve with help of energy storage systems.

Keywords: wind generation, energy storage, security reserve, power system security