

CAMMESA

Compañía Administradora
del Mercado Mayorista Eléctrico

**Conceptos básicos sobre la Inserción de la Generación
Eólica en un Sistema Eléctrico de Potencia**

Indice

I.- Las Características de Funcionamiento de las Turbinas Eólicas

II.- El Valor Económico del Pronóstico de Vientos

III.- Tareas Asociadas al Control debido a la Integración

IV.- Problemas de Integración de las Turbinas Eólica

V.- Test de Calidad de Potencia

VI.- Diversas Cuestiones

VII.- Bibliografía Consultada

I.- Las Características de Funcionamiento de las Turbinas Eólicas

Formas de uso de las Turbinas Eólicas

Actualmente las turbinas eólicas se usan fundamentalmente para la generación de electricidad en diversas regiones del mundo. Las mismas se proyectan y construyen en una gran variedad de contextos.

El rango de aplicaciones puede ser dividido de tres formas:

1) Granja Eólica.

Una granja eólica produce energía eléctrica por medio de un gran número de turbinas eólicas dispuestas próximas entre sí, la que es inyectada a la red en el punto de conexión. Los rangos normales de potencia para las turbinas eólicas oscilan entre 300 y 750 kW (35 a 50 metros de diámetros de rotor). Desde la perspectiva de un flujo de potencia eléctrico, esta generación actúa en paralelo con la generación convencional para suministrar energía eléctrica a la demanda. Las turbinas requieren algún tipo de asistencia de la red eléctrica, ya sea desde una simple referencia de frecuencia hasta el reactivo que necesitan para su funcionamiento (generadores asincrónicos).

En términos de capacidad instalada y de impacto económico, es la forma predominante de la generación eólica. La economía de gran escala de los sistemas eólicos conectados a una red se aproximan ahora a los de generación convencional.

La disposición física de la granja puede consistir en centenares de máquinas que entregan potencias del orden de las decenas y centenas de MW. Sin embargo dicha potencia eólica es todavía una pequeña fracción de la generación convencional conectada a la red (típicamente inferior al 15 %). Para medir esto se usa el **Grado de Penetración de la Generación Eólica** (en función de una dada demanda)

$$\text{GPE} = \text{Potencia Eólica} / (\text{Potencia Eólica} + \text{Potencia Convencional})$$

Con la tecnología que se dispone actualmente, el máximo GPE con que las empresas están conformes es del 15 % (en USA), porcentaje relacionado con la **calidad de potencia** que debe tener el fluido eléctrico. La calidad se altera fundamentalmente debido a la variabilidad del viento y su influencia en la potencia eólica generada, resultando una generación eléctrica combinada (eólica más convencional) que puede presentar variaciones de corta duración en su tensión y frecuencia. Un GPE aceptable, dependerá de diversos factores, como:

- tecnología de las turbinas eólicas.
- características de operación de la generación convencional.
- capacidad y longitud de las líneas de transmisión que conectan la generación a la demanda.

El límite superior del GPE no es rígido, sino que podrá incrementarse cuando se tenga mayor experiencia en la operación, cuando se produzcan cambios tecnológicos y cuando se integren mejor los sistemas de control de las fuentes eólicas y convencionales.

1) Generación Distribuida, no necesariamente están conectados a una red eléctrica. El número y el tamaño de los generadores se reduce (1 a 50 kW). Pueden usarse para mantener la tensión al final de una línea, etc..

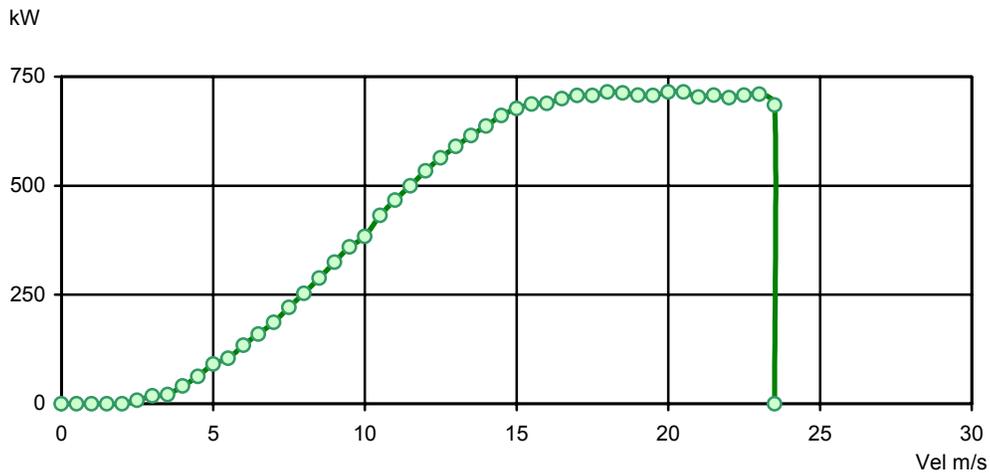
3) Sistemas de Potencia Híbridos, son usados fundamentalmente cuando no hay red eléctrica. El número y el tamaño de los generadores eólicos se reduce (1 a 50 kW) y se integran fuertemente con otros sistemas de potencia (arreglos eólicos-solares-hidro-diesel, etc).

Características de Funcionamiento

La característica principal de funcionamiento de una turbina eólica es su **Curva de Potencia**, que da la relación entre su salida de potencia eléctrica en función de la velocidad del viento. Puede ser dividida en cuatro regiones de velocidad de vientos como se muestra en la tabla siguiente:

Región de la Operación	Descripción de la Operación: Salida de Potencia vs Velocidad del Viento	Rango de Velocidades de viento típicas [m/seg]
Región 1	Vientos demasiados débiles para producir potencia eléctrica	0 – 4
Región 2	Producción de electricidad creciente con la velocidad del viento	4 – 12
Región 3	Producción de electricidad constante al valor de placa. Los álabes de la turbina son hechos menos eficientes a propósito, para vientos fuertes.	12 – 20
Región 4	No hay generación de electricidad. Los vientos son demasiados energéticos para justificar aumentar resistencias y costos para un pequeño número de horas al año. La turbina está parada.	Por encima de 20

**CURVA DE PRODUCCIÓN
GENERADOR TÍPICO**



Otras característica importante es la **Distribución de Frecuencia de la velocidad del viento**, que da el número de horas por año que la velocidad del viento se encuentra en un dado intervalo de velocidad del viento. Es decir que durante el año hay días que se tiene viento para producir electricidad y días en que no se tiene, por lo que obviamente no se produce electricidad durante las 8760 horas del año ni se está generando a la potencia de placa de la máquina. Para predecir o estimar la **Producción de Energía anual** de la turbina se debe contar entonces con la curva de potencia y la distribución de frecuencia de la velocidad del viento. Luego descontando las pérdidas se calcula la producción de energía de toda la granja eólica.

Otro indicador importante es el **Factor de Carga** que mide la productividad del parque eólico y que se define como:

$$FC = \text{Producción de energía en el año} / (\text{Potencia Nominal} * 8760)$$

Un buen FC se encuentra entre 24 y 30 %

Se hace notar aquí, que las fuentes convencionales también son intermitentes pero en otro sentido. Ellas están sujetas a salidas previstas e imprevistas, siendo que sus FC pueden estar entre el 60 al 70 % dependiendo del tipo de planta, de su edad y de otros factores.

Otro indicador es la **Confiabilidad** de la turbina, que mejoró enormemente en estos últimos años debido al mejor conocimiento de la naturaleza del viento, de la producción de mejores materiales y diseños y de la mayor experiencia en la operación. El mejoramiento no sólo se dio en los elementos constituyentes de la turbina sino también en todo lo referido a los sistemas de control.

Hay diversas maneras de medir la confiabilidad, como ser el tiempo medio entre fallas (MTBF), el tiempo medio de reparación (MTTR) y el costo de corregir una falla. Otra forma de medir la confiabilidad es a través de la disponibilidad:

$$D1 = \text{Horas que la turbina es capaz de generar} / \text{horas del período analizado}$$

Otra forma:

$$D2 = \frac{\text{Horas reales de operación}}{\text{horas cuando la velocidad del viento está dentro de un rango operacional}}$$

Estos índices llegan hoy en día a valores del 98 %.

La característica técnica más significativa de la electricidad generada por sistemas eólicos es su **variabilidad en el tiempo** (debido a la variación de la fuente viento). Si bien las escalas de tiempo de interés tienen un rango de segundos a años, para los analistas de sistemas eléctricos el rango de interés yace entre las decenas de minutos y años.

En la tabla siguiente se muestran las escalas de tiempo para sistemas de generación eólico.

Escala de Tiempo	Interesado	Razón de Interés
Decenas de segundos	Proyectista de las Turbinas	Resistencia estructural contra cargas inducidas por el viento, vibraciones estructurales y fallas de componentes. Posibles fluctuaciones de tensión y frecuencia.
Decenas de minutos u horas	Operador del Sistema de Potencia	Capacidad de seguir o compensar la variación de potencia entregada por el sistema eólico. Pronóstico de vientos.
Un día	Sistema de Potencia	Predictibilidad de un ciclo diario y la potencia asociada con algunos regímenes de viento. Correlación con la curva de demanda diaria.
Mes a mes	Planificador	Predictibilidad de las variaciones estacionales y salidas de potencia de la mayoría de los regímenes de viento. Correlación y operación con la curva de demanda estacional.
Un año	Operador del Sistema y Comunidad financiera	Predictibilidad de la salida de potencia anual de la mayoría de los regímenes de vientos. Capacidad de cubrir déficit en un año eólico promedio
Año a año	Comunidad Financiera	Variabilidad interanual y capacidad de cubrir déficit en un año eólico inferior de lo previsto.

La Predicción del Viento

Si bien el viento es variable, no es completamente aleatorio. En escalas de tiempo que son relevantes para los operadores del sistema de potencia, el viento es estadísticamente predecible (en el mismo sentido que la demanda lo es). En efecto muchos analistas modelan la potencia eólica como una demanda negativa. El hecho que el viento tenga una componente no aleatoria significativa implica que el viento puede ser pronosticado. El grado de exactitud dependerá de entender la naturaleza del viento, de la exactitud de las mediciones, de la capacidad de las herramientas matemáticas y computacionales y del período de tiempo que se quiere predecir. Pronosticar la velocidad y la duración de los vientos para planificar el despacho diario de todo el sistema, es un área de investigación que se encuentra muy activa.

El pronóstico de vientos, en las escalas de meses y años, se usa para realizar las proyecciones de la energía producida esperada, que formarán la base para el financiamiento y la ubicación de la granja eólica.

Correlación con la Demanda

La demanda tiene una componente predecible muy significativa. Así que la demanda diaria y mensual pueden ser comparadas con los registros históricos o la potencia eólica esperada diaria y mensual correspondientes. Si existe una correlación, se le podrá asociar al sistema eólico un valor de capacidad además del de energía. Cuanto mayor sea la correlación mayor será la confiabilidad en la potencia eólica que servirá para cubrir parte de la demanda.

Producción de una Turbina Eólica

Hay grandes diferencias entre las características eléctricas de corto término (segundos a minutos) de la producción de una turbina eólica y de un parque eólico. Sobre gran parte del rango de operación, la generación eléctrica de una turbina se corresponde estrechamente a las características del flujo de viento incidente en la misma. La inercia del rotor compensa fluctuaciones temporales del viento del orden de los segundos o menos. Dependiendo del sistema de control, las fluctuaciones del viento con períodos mayores a éstos pueden ser reproducidos en fluctuaciones de la potencia de salida. El sistema de control

puede contribuir al alisado de la potencia generada. Esto ocurre cuando las velocidades de los vientos son suficientemente altas que el sistema de control modula la eficiencia de la aerodinámica de los álabes para mantener la salida de potencia a su valor de placa.

Producción de una Granja Eólica

La producción eléctrica de una granja es mucho más alisada que la de una turbina individual. El grado de alisado dependerá de la extensión geográfica de la granja eólica, de la velocidad promedio del viento, de las características de los sistemas de control y del tipo de terreno (influencia la distribución de velocidad de los vientos) donde se construyó esta granja.

La razón fundamental para que se produzca este alisado, es que la estructura del soplo del viento, tanto espacial como temporal, se encuentra menos correlacionada a medida que las distancias entre turbinas se hace mayor. Con respecto a las fluctuaciones de una sola turbina, una completa falta de correlación implicaría que las fluctuaciones en la producción eléctrica de una granja son reducidas por la raíz cuadrada de máquinas no correlacionadas de la granja que contribuyen a la potencia de salida.

Si se tienen diversas granjas instaladas, el mismo principio de alisado puede aplicarse a la potencia generada por todas las granjas (falta de correlación entre las fluctuaciones de los vientos incidentes en las diversas granjas).

Calidad de la Potencia

Los operadores y planificadores de un sistema eléctrico están interesados en las características técnicas del fluido eléctrico, denominado la calidad de potencia. Los parámetros de calidad tienen que ver con :

- 1) La variabilidad de la generación eléctrica
- 2) El factor de potencia
- 3) La distorsión armónica
- 4) Las fluctuaciones de tensión
- 5) Las desviaciones en la frecuencia

Con la excepción de su intermitencia, las características técnicas de la potencia eléctrica suministrada por una moderna granja eólica son comparables con aquellas suministradas por una central de generación convencional.

II.- El Valor Económico del Pronóstico de Vientos

La generación eólica difiere de la generación convencional en un cierto número de importantes aspectos:

- 1.- El “combustible” viento es una fuente intermitente de energía.
- 2.- El “combustible” viento tiene una alta variabilidad.
- 3.- El parque eólico debe ubicarse donde se encuentra el recurso viento que puede o no estar cerca de la demanda o de la red de transmisión. Los sitios muy buenos pueden estar más lejos de la demanda que los sitios que están disponibles para competir con las fuentes de combustibles fósiles.
- 4.- Los sistemas eólicos tienen un factor de capacidad bajo (0.2 al 0.4) respecto de los sistemas convencionales.

Esta naturaleza intermitente y variable del viento (puntos 1 y 2) puede causar problemas al sistema eléctrico, relacionado con el grado de calidad y confiabilidad que debe tener el suministro de energía eléctrica. Como los costos económicos, sociales y políticos asociados a una falta de suministro de energía son muy altos, tradicionalmente se resiste a considerar que una fuente intermitente pueda ofrecer potencia firme.

Los parques eólicos se están convirtiendo rápidamente en una gran fuente de generación a escala de una central eléctrica convencional (CEC). Esto se debe a que sus costos por unidad de energía disminuyeron sensiblemente en esta última década. Pero para que puedan integrarse sin problemas a un sistema eléctrico de potencia se deben tener en cuenta algunos factores.

Uno de los principales aspectos que interviene en este análisis de intermitencia es la incerteza en el pronóstico del viento, con el agravante que la potencia varía con el cubo de la velocidad del viento, por lo tanto un error del 5% en el pronóstico del viento conlleva un error mucho más importante en la potencia producida. El sistema eléctrico debe tener por lo tanto una reserva de generación convencional que tenga en cuenta la posibilidad de no disponer de potencia eólica en determinados períodos. Si hipotéticamente se tuviera un pronóstico exacto del viento, el sistema no necesitará tener un respaldo para el parque eólico, encontrándose así un ahorro al evitar exceso de generación.

El sistema como un todo tiene entre otros, dos objetivos contrapuestos:

- Brindar un servicio con una aceptable confiabilidad.
- Operar al más bajo costo.

La confiabilidad es proporcional a la cantidad de reserva en línea. Poca reserva viola las restricciones de confiabilidad, mucha reserva viola la restricción de minimización de los costos. Cuando se calculan los márgenes de reserva de la operación, es usual que a las eólicas se les asigne poco o ningún valor de capacidad. Si la granja eólica es vista entonces como una potencia no firme,

las CEC deben proveer la capacidad firme para respaldarla. Si la salida de una granja eólica puede ser pronosticada, la capacidad de respaldo podrá ser minimizada.

La potencia eólica tiene un valor, aún si el pronóstico no es exacto. Claramente la cantidad de energía que está disponible en un dado tiempo es independiente del pronóstico. La energía eólica no pronosticada puede ser usada para desplazar energía suministrada por CEC que siguen la demanda. Sin embargo a medida que la generación eólica se vuelve económicamente más competitiva, es importante saber cuanto es el valor de capacidad del viento, ya que sin este valor la generación eólica tiene una mínima contribución a la confiabilidad del sistema. Por lo tanto un pronóstico exacto permitirá contar con la potencia de las granjas eólicas, reduciendo costos sin disminuir la confiabilidad.

A continuación se considerarán los estudios de predespacho y reserva rotante, que serán influenciados por el valor del viento pronosticado.

En un sistema eléctrico, la generación siempre procura equilibrar en forma instantánea a la demanda. Para ello se debe coordinar la salida de potencia de una variedad de fuentes energéticas independientes, con su tensión y frecuencia correcta. Si un generador sale de servicio imprevistamente y no hay una potencia que compense esta pérdida, todo el sistema puede colapsar (blackout). Para evitar este desbalance el sistema deberá contar con una reserva de potencia rotante.

Las turbinas eólicas generan en forma intermitente. Si la potencia suministrada a la red por este tipo de generación es importante, dicha intermitencia puede desequilibrar al sistema. Una estrategia para suavizar la fluctuación de potencia del parque eólico será asignar una reserva rotante de generadores convencionales que la compense, por lo que la generación eólica se hará menos efectiva desde el punto de vista del costo. Con un pronóstico perfecto de los vientos, la energía eólica puede reemplazar a la energía convencional MWh por MWh.

Entonces desde el punto de vista de la potencia rotante, el beneficio que se obtiene de tener un pronóstico exacto es la reducción de la reserva rotante.

El predespacho (proceso de decidir cuales son las unidades que deberán estar disponibles para generar) involucra estudios en una escala de tiempo mayor. La cantidad de tiempo que un generador requiere para ir de un estado no operacional a un estado de producción eléctrica varía según el tipo. Un ejemplo de unidad de arranque rápida puede ser una turbina de combustión cuyo tiempo puede ser de algunos minutos. Un ejemplo de unidad de arranque lento es una central nuclear que requiere horas o días. Se define el punto de mínima potencia de una unidad de arranque lento, como aquel punto bajo el cual la unidad debe pararse y volverse a poner en funcionamiento.

La demanda se encuentra a través de una combinación de unidades de arranque lento y rápido. Se debe planificar al menos con un día de anticipación para tener suficiente capacidad de unidades de arranque lento conectadas al sistema y así poder encontrar el pico de la carga del día siguiente.

Para minimizar los costos se van cargando las unidades según sus costos crecientes de generación (orden de mérito) con factores de capacidad decrecientes para centrales con elevados costos. Las unidades de arranque lento tienen asociados un costo fijo alto con un costo operacional bajo y en forma recíproca las unidades de arranque rápido. El objetivo buscado es minimizar el costo total de producción de energía eléctrica satisfaciendo la demanda y cumpliendo con los requisitos de confiabilidad del sistema.

Se debe tener, tanto como sea posible, capacidad de unidades de arranque lento para encontrar la demanda. Sin embargo despachar mucha de esta capacidad tiene su costo. Cuando se considera el valle de la demanda, la suma de potencias de estas unidades (aún estando en sus mínimos operacionales) puede exceder este valor y como consecuencia se deberá vender dicha energía sobrante o sacar de servicio alguna unidad. Hay restricciones de operación por los tiempos que se requieren para enfriar y arrancar nuevamente las unidades de arranque lento, siendo que éstas no pueden simplemente salir de servicio en el valle de la demanda para ponerse en funcionamiento en el pico. En contraste con el problema de poner unidades demás, se tiene el problema de poner unidades de menos, con lo que las máquinas más caras estarían operando más tiempo que el debido.

Cuando se consideran fuentes intermitentes, el predespacho óptimo se vuelve aún más complicado. Si la generación eólica es importante en relación a la potencia total del sistema, se debe balancear el riesgo de no considerar a la capacidad eólica como firme con el riesgo de predespachar un exceso de capacidad de unidades lentas.

Entonces desde el punto de vista del predespacho, el beneficio que se obtiene de tener un pronóstico exacto es poder optimizar la cantidad de unidades de arranque lento minimizando el riesgo de producir poca o mucha energía de bajo costo.

Una planificación de la generación estará entonces ligada a la planificación de la generación eólica que estará ligada al pronóstico de los vientos. Cuanto más exacto dicho pronóstico mejor se podrá integrar la potencia eólica a todo el sistema, sin necesidad de mayor reserva de respaldo del parque eólico. Un pronóstico inexacto causa problemas. Si es optimista (los vientos previstos son mayores que los reales, por lo que la potencia eólica obtenida es menor que la calculada) el margen de reserva será demasiado bajo. Este déficit de capacidad disminuirá entonces la confiabilidad, pudiendo causar mayores costos al sistema. En forma inversa, el objetivo de confiabilidad puede ser excedido cuando el pronóstico es pesimista (los vientos previstos son menores que los reales, por lo que la potencia eólica obtenida es mayor que la calculada), es decir habrá unidades predespachadas demás, resultando un exceso de capacidad rotante. El exceso de confiabilidad no es un problema en sí mismo, pero da como resultado un punto no óptimo de planificación incrementando innecesariamente los costos operacionales.

III.- Tareas Asociadas al Control debido a la Integración

Las rápidas fluctuaciones de potencia que se producen desde un parque eólico, pueden afectar los costos de operación y la estabilidad de la red a la cual se interconecta. Con el incremento de disponibilidad de potencia eólica en el mundo, este problema está en estudio. La magnitud del impacto y el efecto de agregación de múltiples turbinas todavía no está bien cuantificado.

Las tareas asociadas al control, que deben realizarse cuando se tiene generación eólica integrada a una red, son como mínimo las siguientes:

- 1.- *Regulación*: manteniendo minuto a minuto el balance generación-demanda.
- 2.- *Seguimiento de la Carga*: manteniendo hora a hora el balance generación-demanda.
- 3.- *Suministro de Reactivo y Control de Tensión*: inyección y consumo de potencia reactiva de los generadores para el control de la tensión de la red.
- 4.- *Reserva Rotante Caliente*: respuesta inmediata a desviaciones de frecuencias.
- 5.- *Reserva Complementaria*: para restaurar el balance generación-demanda en diez minutos luego de una contingencia de la generación y/o transmisión.

El operador de una central eólica puede comprar regulación o proveerla mediante un generador convencional. Como la mayoría de las turbinas eólicas están equipadas con convertidores electrónicos, se puede vender el control de tensión por medio de la inyección o consumo de reactivo. Las turbinas de velocidad variable pueden usar el momento del rotor y el generador para responder al cambio de frecuencia y proveer de reserva rotante. La energía cinética almacenada en el rotor es de cerca de un segundo en una base de potencia. Estas turbinas pueden proveer estabilidad por unos segundos ajustando la potencia un poco más alta o más baja.

La potencia de una turbina puede caer imprevistamente por falla de la misma o debido a la gran velocidad del viento. El comportamiento del parque eólico es totalmente diferente ya que el viento nunca cesa o se incrementa en segundos de forma substancial. La potencia total puede caer a cero sólo después de unos pocos minutos. De esta manera un operador de una granja puede requerir menos reserva complementaria que otros generadores.

Cuanto más alejadas se encuentren las turbinas eólicas entre sí, menor será el control que deberá hacerse sobre las mismas para regular su potencia. Esto se debe a la correlación que existe entre turbinas cercanas. Turbinas que se encuentren distanciadas en un par de kilómetros son casi totalmente independientes durante un corto tiempo (promedio de 5'). La diversidad espacial de vientos ayuda a la regulación de la potencia. Sin embargo el análisis de la regulación sugiere que la cantidad de turbinas tiene más influencia sobre la regulación que la separación física de las centrales eólicas.

IV.- Problemas de Integración de las Turbinas Eólica

Como consecuencia de la integración de las granjas eólicas a una red eléctrica, se deben realizar nuevos estudios de Ingeniería, Operación y Planificación de los sistemas eléctricos.

Estudios de Ingeniería o de Interfase

Armónicas: Su estudio es importante ya que las mismas pueden causar daños tanto a los equipos de la empresa distribuidora como a los usuarios. Los primeros equipos de turbinas eólicas usaban sistemas de conversión, como el puente de tiristores de 6 pulsos, sin filtros de corrección de armónicas, resultando por lo tanto armónicas de bajo orden. Hoy en día los convertidores producen una salida con muy bajo contenido de armónicas debajo de lo recomendado por el IEEE.

Alimentación de Potencia Reactiva: Los primeros generadores asincrónicos fueron instalados con un hardware inadecuado para compensar la potencia reactiva, dando como resultado una tensión difícil de controlar. Hoy en día el uso de electrónica de potencia en las turbinas de viento de velocidad variable, ha demostrado un amplio rango de control del factor de potencia en todas las condiciones de operación.

Regulación de Tensión: Es difícil controlar la regulación de tensión, más aún cuando la generación eólica se encuentra en un área remota y conectada a la red a través de una línea de transmisión proyectada sólo para servir la demanda de la zona. Las soluciones consideradas pueden incluir el diseño de nuevas líneas, el agregado de controladores VAR estáticos o adaptativos y reducción en la generación eólica.

Control de Frecuencia: Las centrales eólicas conectadas a sistemas débiles pueden tener dificultades en mantener la frecuencia nominal. La frecuencia del sistema varía debido a que una variación repentina del viento provoca un cambio brusco en la generación de potencia activa.

Un estudio del EPRI mostró que una reducción de capacidad (salida de generadores eólicos) o un incremento en la demanda de 10 [MW /minuto] causaría la salida de un generador de HELCO (Hawaii Electric Light Company) que sigue la demanda, resultando una disminución violatoria de regulación de la frecuencia del sistema. El sistema HELCO requiere, si se pretende aumentar el parque eólico, de lo siguiente :

- Turbinas de velocidad variable con control electrónico de potencia que pueda limitar la potencia de salida durante períodos de ráfagas o fuertes vientos.
- Control automático de la generación con reserva rotante adicional.

En el caso de PG&E and SCE las variaciones de potencia de corta duración en las turbinas de viento son pequeñas relativas a las fluctuaciones normales de carga, por lo que no hay consecuencias negativas en la capacidad de regulación del sistema.

Estudios Operacionales

Reserva Operacional: La reserva de la operación sirve para asegurar un adecuado funcionamiento del sistema frente a pérdidas de generación, pérdidas de líneas de transmisión, compras de energía desde el exterior, fluctuaciones anormales de la carga.

La integración de centrales eólicas en una red eléctrica requiere que las reservas rotantes no sólo cubran el incremento máximo probable de la demanda o la pérdida del mayor generador, sino también el descenso máximo probable de potencia eólica en un período de 10 minutos. Como las fluctuaciones de la potencia eólica de corta duración no pueden ser anticipadas con un razonable grado de certeza, se necesitará planificar una reserva operacional adicional para asegurar la integridad del sistema eléctrico.

La proporción actual del parque eólico frente a la generación total en California, hace que no se tengan problemas respecto de la reserva operacional del sistema cuando varían las condiciones del parque eólico.

El punto exacto en que la integración de generación intermitente comienza a degradar la economía de un sistema no está claro, pero la literatura técnica sugiere que este punto se encuentra con una penetración superior al 5%. En California este tema se está volviendo importante, en particular durante el valle de la demanda ya que la penetración de la generación eólica en este período se está acercando a este valor.

Pre despacho y Despacho: El predespacho significa encontrar que generación cubrirá la demanda. La elección de dichas unidades se basa en el programa de mantenimiento de las unidades, costos de arranque y parada, minimización en los requerimientos de combustible y disponibilidad estacionaria de fuentes intermitentes como la hidráulica y la eólica. Este estudio se hace con una anticipación de por lo menos 24 horas.

Para un predespacho dado, el despacho económico determinará el punto de carga óptimo de los generadores sujetos a restricciones de transporte y reserva.

Una aproximación conservativa para realizar el predespacho y despacho es descontar de la demanda la posible contribución de los parques eólicos. Esto puede realizarse siempre que la potencia eólica sea bien pronosticada. Sobre este punto es que se necesitan realizar investigaciones para tender a un pronóstico "exacto" en una base horaria en períodos que van de un día a una semana.

Estabilidad del Sistema: Las grandes turbinas de viento tienen en general baja velocidad, con largas aspas acopladas a un generador mediante una caja de engranajes multiplicadora de velocidad, resultando por lo tanto una turbina de gran inercia y baja tensión mecánica entre turbina y generador, lo que da a este tipo de turbinas excelentes propiedades para su estabilidad transitoria. La experiencia de la operación con parques eólicos en California, confirma que los transitorios debido a fluctuaciones de velocidad de las turbinas así como a perturbaciones en la red, no han resultado en problemas de estabilidad del sistema.

Estudios de Planificación

Realizan el modelado apropiado y la valoración de las fuentes intermitentes comparadas con la convencionales. Se necesitan de modelos que puedan reflejar las variaciones horarias e intrahorarias de la carga y la potencia eólica, para conocer luego como impactarán estos cambios en las operación del sistema durante condiciones de demanda mínima. La capacidad que tendrá un sistema de integrar más generación eólica dependerá de la exactitud de los modelos usados en el pronóstico y en la operación.

V.- Test de Calidad de Potencia

Aunque la generación eólica está creciendo en capacidad y diversificándose por todo el mundo, todavía no hay normas definitivas sobre la calidad de potencia de las turbinas eólicas o granjas de viento.

Ultimamente se están requiriendo test de calidad de potencia como parte del proceso de certificación de las turbinas. Los test miden el impacto que resulta de cargar un dispositivo eléctrico sobre la tensión en el punto de interconexión con la red. La importancia de su realización crece en la medida que se incrementan las turbinas eólicas conectadas.

La norma está siendo completada (IEC Standard 61400-21, International Electrotechnique Committee), encontrándose disponible al público tan sólo información general. Actualmente no hay una sola práctica recomendada. En US la práctica común requiere adherirse a la IEEE-519.

Las cuatro características concernientes a la calidad de potencia de las turbinas eólicas se refieren a :

- 1.- Potencia de la turbina.
- 2.- Requerimientos de potencia reactiva.
- 3.- Variaciones de tensión o flicker.
- 4.- Emisiones de armónicas.

1.- Potencia.

Tiene importancia para dimensionar la conexión de la turbina a la red.

Hay distinciones entre la potencia de referencia (determinada por un cálculo de potencia promedio en 10'), potencia máxima continua (definida como la máxima potencia que el sistema de control de una turbina puede mantener) y potencia aparente instantánea máxima. Típicamente la potencia de referencia ha sido definida como la potencia de placa del generador.

Una turbina tiene un amplio rango de operación donde la potencia varía aproximadamente con el cubo de la velocidad del viento hasta que los controles limitan su salida. Muchas turbinas tienen gráficos que dan la potencia de salida en función de la velocidad del viento, pero varían su forma debido a los cambios de vientos en el plano del rotor. La técnica apropiada para evaluar la potencia de placa es encontrar el valor máximo de la curva de potencia siguiendo el procedimiento de la IEC.

2.- Requerimientos de potencia reactiva.

La determinación adecuada de las características de potencia reactiva del generador eólico, permitirá planificar el impacto de su inserción sobre la tensión del sistema en régimen permanente dentro de un rango de diferentes velocidades de vientos. Hay un procedimiento que incluye la estimación de dicho impacto sobre la tensión de la red estimando las impedancias del sistema y las mediciones de la potencia activa y reactiva de los generadores.

Como las turbinas no producen una potencia activa constante durante períodos largos de tiempo, se debe informar de los requerimientos de reactivo correlacionando la potencia activa con la reactiva. La mayoría de los generadores eólicos son asincrónicos, así que casi todos las unidades vienen equipadas con compensadores a los que también deben realizarse mediciones.

Las nuevas turbinas usan variadores electrónicos de velocidad que pueden producir o consumir reactivo de acuerdo a la estrategia de operación.

3.- Variaciones de tensión o flicker.

Las fluctuaciones de tensión que tienen una frecuencia de variación entre 0.5 y 25 Hz y que causan variaciones visibles en la iluminación doméstica se denomina flicker. Este flicker ha sido muy estudiado en Europa, incluyendo esfuerzos en adaptar las técnicas de estimación del flicker a las características de los generadores eólicos.

Hay procedimientos como el de la IEEE-519 o el de la IEC para el estudio de estas fluctuaciones, pero nada todavía está finalizado. En el IEC CD los cálculos de los coeficientes de flicker (referidos a las unidades de percepción, siendo el valor 1.0 correspondiente al punto donde un promedio del 50% de las personas se vuelve irritable por el flicker de una lámpara incandescente) se basan en la medición de la corriente de salida de la turbina y en las condiciones teóricas de la red

4.- Emisiones de armónicas.

La emisión de armónicas de un generador debe ser controlada para prevenir un excesivo calentamiento en el equipo de potencia de la distribución eléctrica y para evitar condiciones de resonancia del sistema.

Hay diferentes procedimientos para su cálculo como los que señalan el IEC CD y el IEEE-519.

VI.- Diversas Cuestiones

Consideraciones para un proyecto eólico

Las granjas de viento y su integración al sistema eléctrico conllevan múltiples aspectos para ser considerados. Uno de ellos es el impacto sobre la calidad de tensión en el punto de conexión. El aumento del tamaño de las granjas y de la potencia eólica que se inyecta a un sistema, debe llevar al análisis de las variaciones que suceden en el mismo cuando hay cambios en los vientos (intermitencia y variabilidad). También se tiene que tener en cuenta las corrientes de magnetización, las armónicas y el nivel de corto circuito.

Durante fallas en la red, la tensión y la frecuencia se desviarán del rango de operación normal y debido al recierre de interruptores, que es una práctica normal, se generarán grandes caídas de tensión en las partes adyacentes de la red durante cortos tiempos.

La impedancia de la red y el esquema de compensación de potencia reactiva determinará el signo de las variaciones de tensión.

La demanda de potencia reactiva del generador eólico es mayor a plena carga, entonces las variaciones de tensión a plena carga son mayores que a carga parcial. Las variaciones de potencia activa son algo más pequeñas que las de tensión.

La frecuencia de variación de la potencia y la tensión es mayor en plena carga que en carga parcial. En las granjas eólicas estas variaciones de alta frecuencia (causadas por la alta frecuencia del viento aleatorio que tiene bajo contenido energético del viento) están en alto grado suavizadas. El principal impacto sobre la calidad de tensión de la red se da durante carga parcial debido a las variaciones de baja frecuencia del espectro de turbulencia que son más energéticas y mejor correlacionadas.

La producción de las centrales eólicas depende de la naturaleza estocástica del viento, lo que origina problemas al operador de la central. Dicho operador que realiza un contrato de venta de energía durante períodos de viento variable debe ser multado si la potencia entregada diverge significativamente del nivel especificado.

El Mercado Eólico en Dinamarca

De acuerdo a la Orden Ejecutiva sobre conexión de turbinas a la red eléctrica del año 1996, las empresas de distribución locales están obligadas a proveer un punto de conexión a la red en cualquier sitio dentro de su área, a generadores eólicos de por lo menos 1.5 MW. En otros casos las empresas están obligadas a permitir el libre acceso a la red de 11-20 kV, pero el propietario de la turbina es responsable del pago de la extensión de línea para llegar al sitio de emplazamiento. La empresa de potencia, sin embargo, será la

que se tiene que hacer cargo de la extensión si la misma es usada para otros propósitos dentro de su área. El refuerzo necesario de la red es pagada por la empresa de potencia, a menos que la misma pueda probar que dicho refuerzo es particularmente antieconómico. Los propietarios de las turbinas eólicas son los que tienen que pagar por el transformador que los conectará a la red de 11 kV. Además se debe pagar por el uso de los medidores eléctricos.

El consumo de potencia reactiva no se paga, pero las turbinas generalmente tienen que tener un cierto grado de compensación.

Estudios ligados al proyecto eólico

La mayor desventaja de la generación eólica es su variabilidad. Sin embargo, en los grandes sistemas eléctricos la demanda también varía, por lo que se debe tener una cierta capacidad de reserva para cubrir la salida de servicio del mayor generador. Si el sistema eléctrico puede manejar la situación de la variación de la demanda, también puede técnicamente manejar la “demanda negativa” eólica. Cuanto mayor es la cantidad de turbinas de la granja, menor cantidad de ruido tendrá la potencia generada, ya que la fluctuación de período corto de una turbina será compensada con la fluctuación de otra turbina.

En la parte oeste de Dinamarca durante las ventosas noches de invierno, el 25 % de la generación es eólica.

Parada y Arranque de una Turbina

La mayoría de los controladores electrónicos de las turbinas eólicas están programados para permitir a las mismas girar a bajas velocidades sin estar conectadas a la red (si se las conectara funcionarían como motor tomando potencia activa de la red). Cuando el viento se vuelve suficientemente intenso como para mover al rotor a su velocidad nominal, se conecta el generador en el momento preciso. De otra manera sólo se contará con la resistencia mecánica dada por la caja de velocidad y el generador para prevenir la aceleración y eventualmente una sobrevelocidad (hay sistemas de seguridad por si se embala la máquina).

Arranque suave

Si una gran turbina eólica se conecta al sistema mediante una llave normal, los vecinos podrán experimentar una especie de caída y subida de luz (brownout) debido a la corriente de magnetización requerida por el generador. Otro efecto es el desgaste extra de la caja de velocidad. Para prevenir esta situación, las turbinas eólicas modernas cuentan con un arranque suave que conectan y desconectan gradualmente al generador de la red mediante el uso de tiristores. Como los tiristores gastan entre el 1 y el 2 % de la energía que circula por él, se puede tener una llave mecánica de bypass que se activa después que la turbina se arrancó.

Red débil

Si una turbina se conecta a una red débil pueden surgir problemas del tipo brownout, por lo que será necesario reforzar la red.

Flicker

Este fenómeno puede ser relevante si una turbina eólica está conectada a una red débil, ya que variaciones de vientos de corta duración causarán variaciones en la potencia de salida.

Formación de Islas

Una isla eléctrica se forma cuando una parte del sistema eléctrico queda separada de la parte principal debido a por ejemplo la actuación de los interruptores luego de alguna contingencia. Si las turbinas eólicas quedan funcionando en esta isla y se restablece la conexión a la red principal, surgirán corrientes muy altas en la red y en los generadores eólicos, lo que podría causar una gran descarga de energía sobre la parte mecánica de la turbina (ejes, engranajes, rotor) equivalente a una conexión dura del generador a la red.

Por lo tanto el controlador electrónico de la turbina deberá continuamente sensor la tensión y la frecuencia de la red. En el caso que estos parámetros superen un cierto límite durante una fracción de segundos, la turbina deberá ser desconectada de la red y parada inmediatamente (usando los frenos aerodinámicos).

Mediciones de calidad de potencia

En la mayoría de los casos la potencia generada por una turbina eólica es suministrada a la red pública. Esta potencia puede causar desviaciones indeseables en la tensión de la red:

- Puede cambiar el nivel de tensión en régimen estacionario.
- Pueden ocurrir variaciones dinámicas de tensión, causando flicker.
- Pueden ser inyectadas armónicas (desviaciones de la forma de onda).

La calidad de la potencia eólica de una turbina se enfoca en aquellas características de la turbina que influyen sobre la tensión. La impedancia de la red juega un rol importante.

La calidad de potencia puede ser determinada mediante mediciones . En el punto de conexión de la turbina se miden los siguientes parámetros:

- Potencia activa y reactiva
- Variaciones de potencia entre 1 y 10 minutos
- Transitorios durante el arranque y parada
- Flicker
- Armónicas de tensión y corriente

Areas que se necesitan conocer para un proyecto eólico integrado

Las áreas de prioridad que una empresa de electricidad necesita conocer en cuanto a la integración con centrales eólicas, son las siguientes:

- Confiabilidad de las turbinas eólicas.
- Como crear un mercado sustentable para la energía eólica desde la perspectiva de una empresa de potencia.

- Desarrollo de técnicas de pronóstico preciso de los vientos en un período de 24 a 48 hs.
- Requerimientos de interconexión con la generación eólica.
- Impacto de la generación eólica sobre la calidad de la potencia entregada a la red.
- Apoyo técnico y financiero para las actividades vinculadas con la estimación de los recursos eólicos.
- Análisis de valor.
- Mercado de potencia verde
- Generación distribuida.
- Aceptación pública.

VII.- Bibliografía Consultada

Las Características de Funcionamiento de las Turbinas Eólicas

Wind Energy Series, Enero de 1997, Nro.10.

How difficult is to integrate wind turbines with utilities ?

(Wind energy weekly #680, 15/01/96)

Basado en entrevistas que sostuvo Robert Putnam con operadores y despachantes de Pacific Gas&Electric Co. (PG&E) and Southern California Edison Co. (SCE).

Wind energy transmission and utility integration

Wind Energy Series, Enero de 1997, Nro.9.

“Estimating the Economic Value of Wind Forecasting to Utilities”

Milligan, Miller, Chapman, NREL, 1995.

Wind Power Quality Test for Comparison of Power Quality Standards

Jacobson, Gregory, NREL/CP-500-26770, junio 1999.

Optimal site selection and Sizing of Distributed Utility Scale Wind Power Plants

Milligan, Artig, NREL/CP-500-24312, abril 1998

Short term fluctuation of wind turbines

Ernst, Wan, Kirby, NREL/CP-500-26722, julio de 1999

Wind Energy

Elsamprojekt, Consultora de Dinamarca.

Wind Turbines and Power Quality Issues

(www.windpower.dk)

Mediciones de Calidad de Potencia

ECN Solar & Wind Project

Market Forces Propelling Renewable Energy Technologies

IEEE Power Eng. Review., enero de 1999