

9. Energía Eólica

9.1. Introduccion

La producción de energía eléctrica mediante el uso de generadores eólicos, se basa el mismo principio que los molinos de viento: aprovechar la energía el viento para hacer girar una turbina, la cual está convenientemente acoplada a un generador eléctrico. Existen diversas turbinas con diseños y tamaños adecuados para diferentes perfiles de viento, a modo de ejemplo se pueden nombrar los aerogeneradores con velocidad fija, velocidad variable, modelos bi-pala, tri-pala, etc.

Una planta de generación eólica se compone de un conjunto de turbinas o generadores eólicos debidamente controlados, con el fin de obtener un efecto aditivo sobre las potencias que genera cada turbina individualmente. En este aspecto el sistema de control posee una componente de control individual para cada turbina y una componente de control supervisor del parque eólico en su conjunto (que coordina y da cursos de acción sobre los controles individuales).

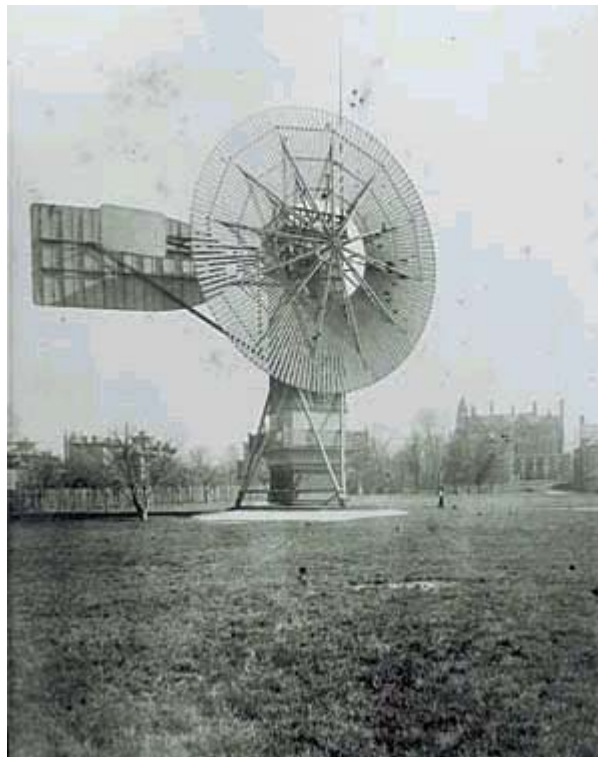
Actualmente existen granjas eólicas operando en forma independiente o conectadas a la red eléctrica. Algunos datos técnicos que motivan la investigación de generación eléctrica a partir de la energía eólica se resumen a continuación:

- Si bien la generación eólica era prácticamente nula en la década del 80, ha existido un crecimiento importante en el último tiempo: en 1986 se generaron más de 10TWh y en la actualidad (2004) se han superado los 20TWh de generación en parques eólicos. Este crecimiento hace prever que en un par de décadas, el 12% de la producción mundial de electricidad tendrá su origen a partir de los recursos eólicos. En el caso de Europa se espera que este porcentaje llegue al 20%.
- Desde el punto de vista de integración al sistema, se estima que no existen obstáculos sustanciales para que la energía eólica alcance porcentajes de penetración de mercado del 20%. Para quienes apoyan este tipo de tecnologías, esta cifra es incluso conservadora, al respecto la experiencia práctica obtenida en la zona occidental de Dinamarca muestra que es posible alcanzar niveles punta de hasta el 50% durante períodos de mucho viento.
- Alemania, España, Dinamarca y Estados Unidos lideran la producción eólica, sin embargo otros países no desarrollados como China, India o Marruecos también han incorporado este forma de generación. Por ejemplo, China tiene 10.000 micro turbinas, que si bien producen poca electricidad en términos absolutos, cubren en forma completa importantes servicios.

- En términos técnicos, la confiabilidad de los sistemas eólicos ha cambiado sustancialmente de un 60% en 1980 a un 97-99% de las turbinas están disponibles en la actualidad. Adicionalmente, los avances tecnológicos han permitido optimizar el tamaño de las turbinas, con lo cual las exigencias de terreno han dejado de ser una restricción para este tipo de centrales. En la actualidad las plantas eólicas no consumen más terreno que una central de carbón, incluyendo la mina. En algunas centrales europeas los granjeros cultivan el suelo hasta la base de las torres, e inclusive pastorean en las calles de servicio.

9.1.1. Desarrollo histórico de la generación eólica.

Durante el invierno de 1887-88 Charles F. Brush construyó la que hoy se cree es la primera turbina eólica, que operaba a través un dínamo para generación de electricidad. La turbina, situada en Cleveland, Ohio, poseía un diámetro de rotor de 17 metros y 144 aspas fabricadas en madera de cedro, pese a su tamaño, el generador era solamente un modelo de 12 [kW] (ver figura 9.1.1). Esto se debe al hecho de que las turbinas eólicas de giro lento del tipo americano no tienen una eficiencia media particularmente alta.



Fotografía 9.1.1. Generador de Brush

Posterior a Charles Brush, fue el danés Poul la Cour quién continuó con la investigación de las turbinas eólicas. Su trabajo fue particularmente relevante en la experimentación de las características aerodinámicas mediante túneles de viento. Fue él quién fundó la "Society of

wind electricians" en 1905 y quién descubrió que las turbinas eólicas de giro rápido con pocas palas de rotor son más eficientes para la producción de electricidad que aquéllas de giro lento.

El desarrollo de la industria eólica se mantuvo sin muchos cambios hasta 1940 cuando F.L. Smith experimentó con modelos de aerogeneradores bi-pala y tri-pala. Posteriormente Johannes Juul (alumno de Poul la Court) fue quién inició el desarrollo de los primeros aerogeneradores a través de generadores eléctricos de corriente alterna.

El 1980, la industria eólica producía modelos comerciales de hasta 55 [kW], en la actualidad los modelos comerciales llegan hasta los 2.5 [MW]. Innovaciones tanto en los materiales de las turbinas, geometrías aerodinámicas, sistemas de control aerodinámicos y electrónicos han hecho posible el desarrollo de la generación eólica en forma cada vez más eficientes y con un costo de kilowatt-hora muy cercano a niveles competitivos de centrales de generación tradicionales.



Fotografía 9.1.2. Parque eólico de Palm Springs, California

9.1.2. Desarrollo en Chile.

En el caso de Chile, la experiencia de generación eólica fue impulsada hace pocos años por la empresa de electricidad SAESA a través de la central eólica Alto Baguales. Esta central entró en operación en noviembre del 2001 y se encuentra situada aproximadamente a 5 Km. de Coyhaique.

La central cuenta con una capacidad instalada de aproximadamente 1980 [MW] distribuida en tres turbinas eólicas idénticas modelo V47 de la empresa VESTAS de 660[KW] cada

una, que representan aproximadamente el 10% de la capacidad total instalada en el Sistema de Aysén.

Las turbinas del parque tienen a una altura de 40 metros sobre el nivel del suelo y un diámetro del rotor que alcanza los 47 metros (tres aspas), poseen generadores asíncronos de velocidad variable y están diseñadas para operar directamente conectadas hacia la red con frecuencia de 50 [Hz]. Puesto que las turbinas generan a un nivel de tensión de 690 [V] deben conectarse al sistema a través de un transformador elevador de tensión de 690/33000 [V].

Cada unidad posee sistemas de control de potencia de tipo aerodinámico y eléctrico, cuenta con un sistema aerodinámico tipo pitch que le permite orientar las aspas para un mejor aprovechamiento de los vientos. Adicionalmente, los aerogeneradores cuentan con un sistema de control OptiSlip, que básicamente consiste en controlar el deslizamiento del generador en un rango del 1% al 10% variando el valor de la resistencia rotórica. De este modo se puede tener una velocidad de giro variable entre las 1515 [RPM] y las 1650 [RPM].

Para el correcto control de reactivos, cada unidad cuenta con un banco de condensadores de cuatro pasos inteligentemente conmutados, lo cual permite operar las turbinas con factor de potencia prácticamente unitario (0.98 inductivo). Los condensadores son conectados poco después de la conexión de la turbina y desconectados poco antes que ellas, esto es debido a que la conexión y desconexión de los aerogeneradores se lleva a cabo mediante partidores suaves en base a tiristores que evitan las sobrecorrientes de entrada y consecuentemente las perturbaciones sobre la red.

La experiencia en estos años de operación indica que no han existido perturbaciones significativas del sistema con la operación del parque eólico. La producción de energía anual del parque (considerando las tres unidades) ha alcanzado los 6.5 [GWh] durante el año 2002 .

De acuerdo con la información presentada es posible observar que la experiencia de la incorporación de tecnologías de generación eólica en el Sistema de Aysen ha sido exitosa. Lo que esto sienta un precedente favorable para el desarrollo de futuros proyectos eólicos en nuestro país.

9.2 Caracterización del recurso eólico.

9.2.1. condiciones del emplazamiento.

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par (fuerza de giro) actuando sobre las aspas del rotor de los aerogeneradores. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire y de la velocidad del viento, ambos factores se encuentran fuertemente condicionados por el emplazamiento elegido para el parque eólico, en lo que se refiere a la altura y rugosidad del terreno,

temperaturas y humedad registradas y presencia de obstáculos o efectos aceleradores que son propios de la geografía.

- Densidad del aire: un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa (o peso). Así, la energía cinética del viento depende en una relación directamente proporcional de la densidad del aire, es decir, de su masa por unidad de volumen. A presión atmosférica normal y a 15 [°C] la densidad del aire es 1,225 [Kg/m³] (medida de referencia estándar para la industria eólica). Esta densidad aumenta ligeramente con el aumento de humedad y disminuye con el aumento de la temperatura. A grandes altitudes (en las montañas) la presión del aire es más baja y el aire es menos denso.
- Rugosidad: En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización que experimente el viento. Se caracteriza mediante dos parámetros, los cuales están relacionados entre sí: Clase de Rugosidad y Longitud de Rugosidad. La Clase de Rugosidad es una escala cualitativa de las condiciones del terreno, donde 0 corresponde al caso ideal y 4 al terreno con máxima oposición al viento. Por su parte, la Longitud de Rugosidad, medida en metros, cuantifica la significancia de los obstáculos. Así, los bosques y las grandes ciudades (clase de rugosidad 3 a 4) ralentizan mucho el viento, mientras que las superficies de agua tienen una influencia mínima sobre el viento (clase de rugosidad cercana a 0). Dependiendo del tipo de rugosidad se condiciona la variación de la velocidad del viento con la altura (cizallamiento) de acuerdo con la fórmula:

$$u(z) = \frac{\ln(z/R_0)}{\ln(z_R/R_0)} u(z_R) \quad (9.1.1)$$

Donde:

Z es la altura donde estará situado el rotor de la turbina.

u(z) es la velocidad del viento a la altura Z.

Z_R es altura de referencia donde está situado el sensor.

R₀: rugosidad del terreno.

- Influencia de los obstáculos: En áreas cuya superficie es muy accidentada se producen turbulencias (flujos de aire, ráfagas, remolinos y vórtices) que cambian tanto en velocidad como en dirección del viento. Las turbulencias disminuyen la posibilidad de utilizar la energía del viento de forma efectiva en un aerogenerador, así como también provocan mayores roturas y desgastes en la turbina eólica. Adicionalmente, cuando el obstáculo se sitúa a menos de un kilómetro de una turbina, se produce un efecto de frenado del viento que aumenta con la altura y la longitud del obstáculo, este efecto es más pronunciado cerca del obstáculo y cerca del suelo.
- Efectos aceleradores: La influencia del contorno del terreno, también llamado orografía del área, incide en la calidad de los vientos. Por ejemplo, si se elige un

emplazamiento en un paso estrecho o entre montañas, el aire tiende a comprimirse en la parte alta de la montaña que está expuesta al viento produciéndose un efecto acelerador conocido como "efecto túnel". En general, situar un aerogenerador en un túnel de este tipo es una forma de obtener velocidades del viento superiores a las de las áreas colindantes. Sin embargo, el túnel debe estar suavemente enclavado en el paisaje para que no existan turbulencias que anulen su efecto. Por otro lado, el viento atravesando las cimas de las montañas aumenta su velocidad y densidad, en tanto que cuando sopla fuera de ellas se vuelve menos denso y veloz, este fenómeno se denomina "efecto de la colina". Es muy común ubicar turbinas eólicas en colinas o estribaciones dominando el paisaje circundante, donde las velocidades de viento son superiores a las de las áreas circundantes.

Otras consideraciones que hay que tener en cuenta a la hora de elegir el emplazamiento definitivo del parque eólico es su cercanía con la red eléctrica de modo que los costos de cableado no sean prohibitivamente altos. Los generadores de las grandes turbinas eólicas modernas generalmente producen la electricidad a 690 [V], por lo cual se hace necesaria la instalación de un transformador de tensión cerca de la turbina o dentro de la torre de la turbina para convertir la tensión al valor de la red.

Finalmente, el terreno debe permitir realizar las cimentaciones de las torres de las turbinas así como la construcción de carreteras que permitan la llegada de camiones pesados hasta el emplazamiento.

9.2.2. variabilidad del viento.

La producción de potencia a partir del recurso eólico se encuentra condicionada por la variabilidad de la velocidad del viento, esta variabilidad puede definirse bajo distintos horizontes de tiempo: variabilidad instantánea o de corto plazo (segundos), variabilidad diaria (día y noche), variabilidad estacional (invierno y verano) y variabilidad a través de los años.

Variabilidad instantánea del viento (o corto plazo):

La velocidad del viento está fluctuando constantemente y por ende su contenido energético, las magnitudes de las fluctuación depende por una parte de las condiciones climáticas así como también de las condiciones de superficie locales y de los obstáculos. A continuación se muestra un gráfico típico de estas variaciones.

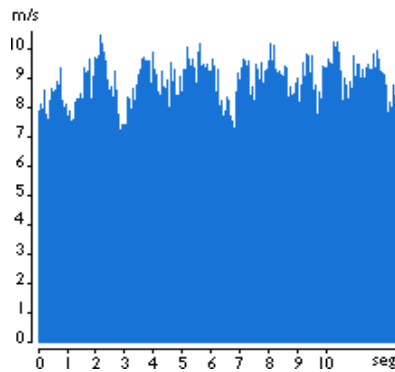


Figura 9.1.3: Variabilidad de la velocidad del viento en el corto plazo

La figura muestra que las variaciones instantáneas oscilan en torno al 10% del valor promedio. En general, las variaciones de corto plazo, es decir aquellas fluctuaciones más rápidas, serán compensadas por la inercia del rotor de la turbina eólica.

Variaciones diurnas (noche y día) del viento:

En la mayoría de las localizaciones del planeta el viento sopla más fuerte durante el día que durante la noche, esta variación se debe principalmente a las diferencias de temperatura, las cuales son mayores durante el día (presencia del sol). Adicionalmente, el viento presenta también más turbulencias y tiende a cambiar de dirección más rápidamente durante el día que durante la noche.

El gráfico siguiente muestran el efecto de la variabilidad del viento diurna para estudios realizados en Dinamarca (Beldringe), el eje de las abscisas representa el Tiempo Universal Coordinado (UTC).

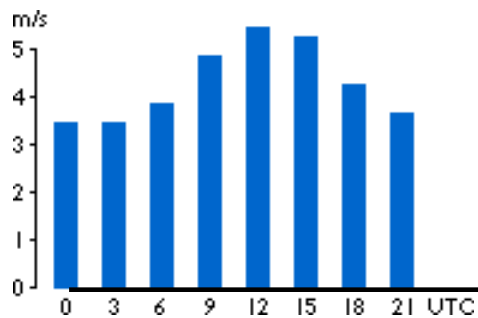


Figura 9.1.4: Variabilidad de la velocidad del viento diurna (Beldringe, Dinamarca)

Variaciones Estacionales del Viento:

El viento también sufre variaciones dependiendo de las estaciones del año, en zonas templadas los vientos de verano son generalmente más débiles que los de invierno. El siguiente gráfico ilustra el efecto de la variabilidad del viento estacional para estudios realizados en Dinamarca (el eje de las ordenadas corresponde al índice de energía eólica, parámetro proporcional a la velocidad del viento).

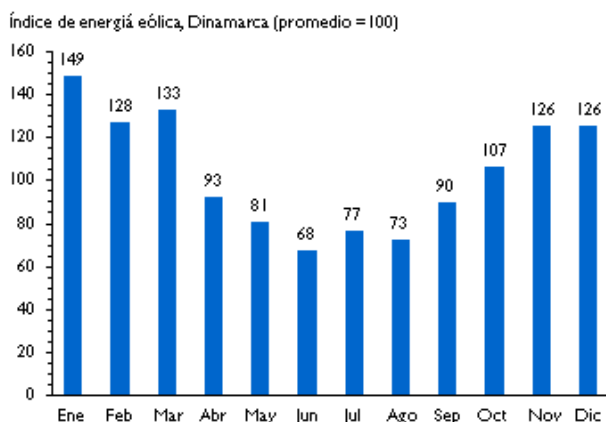


Figura 9.1.5: Variabilidad de la velocidad del viento estacional

Variaciones anuales en la energía eólica:

Las condiciones eólicas pueden variar de un año al siguiente, típicamente, estos cambios son menores. Estudios realizados en Dinamarca muestran que la producción de los aerogeneradores tiene una variación típica de alrededor de un 9% a un 10%.

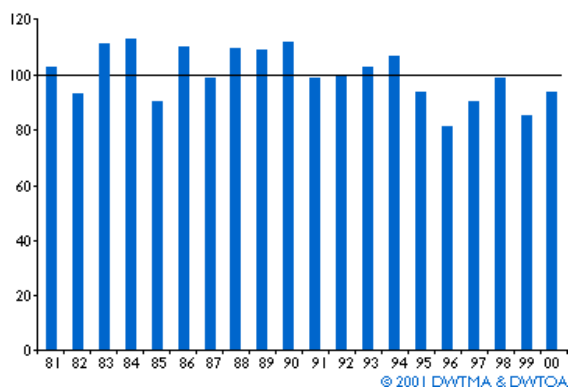


Figura 9.1.6: Variaciones anuales de la velocidad del viento

9.2.3. Potencia extraíble del viento.

Describir la variación de las velocidades del viento resulta muy importante tanto desde el punto de vista de los proyectistas de turbinas (optimización del diseño de aerogeneradores y minimización de los costos de generación), como para los inversionistas que necesitan esta información para estimar los ingresos por producción de electricidad.

DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL.

En forma empírica se ha comprobado que en la mayoría de las localizaciones del mundo, si se miden las velocidades del viento a lo largo de un año, en la mayoría de las áreas los fuertes vendavales son raros, mientras que los vientos frescos y moderados son bastante comunes. En general el comportamiento de los vientos se modela a través de una distribución de probabilidades llamada Distribución de Weibull, según se muestra en el siguiente gráfico:

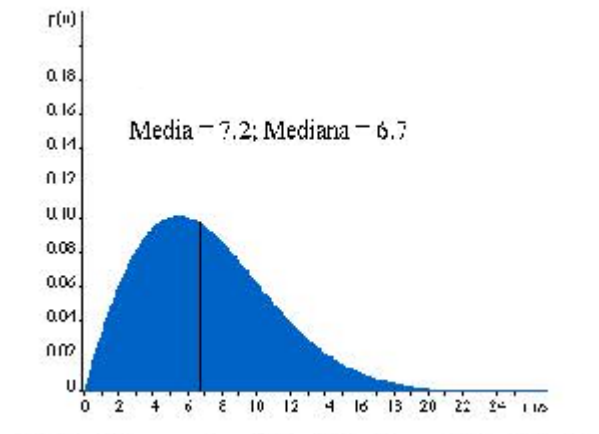


Figura 9.1.7: Distribución de Weibull

CURVAS DE POTENCIA DE ENTRADA, DISPONIBLE Y GENERADA.

A partir de la distribución de Weibull, es posible calcular la potencia de entrada de un aerogenerador, para ello se toma la distribución de los vientos y se calcula el valor de la potencia (función cúbica de la velocidad del viento) para intervalos definidos de velocidad (cada 0.1 m/s por ejemplo) de acuerdo con la fórmula:

$$p = \frac{1}{2} \rho \cdot v^3 \cdot \pi \cdot r^2 \quad (9.1.2)$$

Donde:

p es la potencia factible de ser extraída del viento.

ρ es la densidad del aire.
 v es la velocidad del viento.
 r es el radio del rotor.

Los resultados obtenidos son ponderados por las frecuencias con las que se produce cada uno de los intervalos de viento, generándose una nueva curva (similar a la distribución de Weibull) denominada “Curva de Potencia de Entrada”, es decir, representa la potencia de entrada del aerogenerador. Esta curva normalmente se encuentra normalizada por el *barrido del rotor*¹, obteniéndose una densidad de potencia eólica por metro cuadrado.

Una vez generada la curva anterior, para calcular la potencia disponible (útil) de la turbina, debe considerarse que existe un límite máximo equivalente al 59% (Ley de Betz), para que el aerogenerador convierta la potencia de entrada en potencia eléctrica. Este límite considera una turbina ideal, de modo que para obtenerse la potencia neta generada por un aerogenerador real, debe tomarse la “Curva de Potencia del Aerogenerador” (entregada por el fabricante) y multiplicarla por la probabilidad de ocurrencia de las distintas velocidades de viento según la distribución de Weibull (ver gráfico).

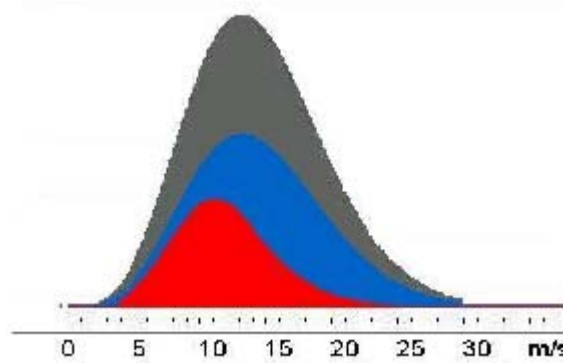


Figura 9.1.8: Potencia de entrada, disponible y de salida de un aerogenerador

Cabe notar que la relevancia de estos cálculos radica en poder calcular los valores de potencia promedio que pueden ser obtenidos de aerogeneradores situados en emplazamientos específicos. En general, el valor de la potencia promedio obtenida con las curvas de potencia difiere del valor que se obtiene al calcular la potencia como función cúbica de la velocidad promedio del viento (error de calculo bastante frecuente y que puede conllevar a errores serios de dimensionamiento).

CURVA DE POTENCIA DE UN AEROGENERADOR

¹ El barrido del rotor de un aerogenerador es el área circular definida por la longitud de las aspas y representa la superficie expuesta al viento.

La “Curva de Potencia” de un aerogenerador es la relación de potencia que es capaz de generar una turbina bajo distintas condiciones de viento, se compone de un tramo inicial desde velocidades de viento hasta la velocidad de cut-in donde la generación es nula (de hecho si se conecta el aerogenerador actúa como motor), seguido de un tramo casi lineal de pendiente positiva que deriva en un tramo de potencia constante para un rango determinado de velocidades (en el gráfico entre los 15[m/s] y los 25 [m/s]). Finalmente para velocidades de viento superiores al límite de cut-out, la turbina se desconecta y la generación de potencia vuelve a ser nula.

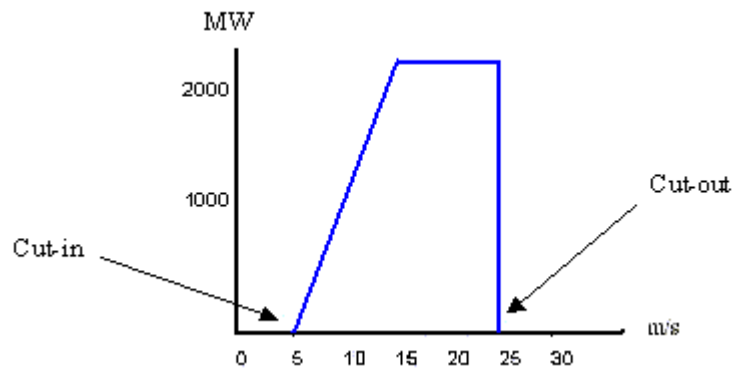


Figura 9.1.9: Curva de potencia de un aerogenerador

9.3. Control de una central eólica .

Los aspectos más relevantes de control para una planta de generación eólica tiene relación con dos aspectos fundamentales: Control sobre la operación de los aerogeneradores y Control de la potencia eléctrica inyectada a la red

9.3.1. Control sobre la operación de los aerogeneradores

A continuación se presentan los mecanismos de control más utilizados actualmente:

Mecanismo de orientación (“yaw control”):

El mecanismo de orientación de un aerogenerador es utilizado para girar el rotor de la turbina en contra del viento de modo de evitar un error de orientación.

Se dice que la turbina eólica tiene un error de orientación si el rotor no está perpendicular al viento, por lo cual una menor proporción de la energía del viento pasará a través del área del rotor. A simple vista, esto parece ser una excelente forma de controlar la potencia de entrada al rotor del aerogenerador, sin embargo, la parte del rotor más próxima a la dirección de la fuente de viento estará sometida a un mayor esfuerzo (par flector) que el resto del rotor. Por tanto, las turbinas eólicas que estén funcionando con un error de orientación estarán sujetas a mayores cargas de fatiga que las orientadas en una dirección perpendicular al viento.

Casi todos los aerogeneradores de eje horizontal emplean orientación forzada, es decir, utilizan un mecanismo que mantiene la turbina orientada en contra del viento mediante motores eléctricos y multiplicadores. El mecanismo de orientación se activa por un controlador electrónico que vigila la posición de la veleta de la turbina varias veces por segundo, cuando la turbina está girando.

Adicionalmente, los aerogeneradores cuentan con un contador de la torsión de los cables. Esto debido a que los cables que llevan la corriente desde el generador de la turbina eólica hacia abajo a lo largo de la torre estarán cada vez más torsionados si la turbina, por accidente, se sigue orientando en el mismo sentido durante un largo periodo de tiempo. Así pues, el contador de la torsión en los cables que avisará al controlador de cuando es necesario destorsionar los cables.

Como en todos los equipos de seguridad en la turbina, este sistema es redundante. En este caso, la turbina está equipada también con un interruptor de cordón que se activa cuando los cables se torsionan demasiado.



Fotografía 9.1.10: Mecanismo de orientación de un aerogenerador

Regulación por cambio del ángulo de paso ("pitch controlled"):

En un aerogenerador de regulación por cambio del ángulo de paso, el controlador electrónico de la turbina comprueba varias veces por segundo la potencia generada. Cuando ésta alcanza un valor demasiado alto, el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor fuera del viento. A la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando éste disminuye de nuevo.

El diseño de aerogeneradores controlados por cambio del ángulo de paso requiere una ingeniería muy desarrollada, para asegurar que las palas giren exactamente el ángulo deseado. En este tipo de aerogeneradores, el sistema de control generalmente girará las palas unos pocos grados cada vez que el viento cambie, para mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento a todas las velocidades de viento.

El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele funcionar de forma hidráulica y los ángulos típicos de operación se encuentran entre los 0° y los 35°.

Regulación por pérdida aerodinámica ("stall controlled (passive)"):

Los aerogeneradores de regulación (pasiva) por pérdida aerodinámica tienen las palas del rotor unidas al buje en un ángulo fijo. Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se creará turbulencia en la parte de la pala que no da al viento. Esta pérdida de sustentación evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor.

La geometría de diseño hace que pala esté ligeramente torsionada a lo largo de su eje longitudinal, esto es así en parte para asegurar que la pala pierde la sustentación de forma gradual, en lugar de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad del viento alcanza su valor crítico.

La principal ventaja de la regulación por pérdida aerodinámica es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control. Por otro lado, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema de diseño aerodinámico muy complejo, y comporta retos en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación. Alrededor de las dos terceras partes de los aerogeneradores que actualmente se están instalando en todo el mundo son máquinas de regulación por pérdida aerodinámica.

Regulación activa por pérdida aerodinámica("stall controlled (active)"):

Un número creciente de grandes aerogeneradores (a partir de 1 MW) están siendo desarrollados con un mecanismo de regulación activa por pérdida aerodinámica.

Técnicamente, las máquinas de regulación activa por pérdida aerodinámica se parecen a las de regulación por cambio del ángulo de paso, en el sentido de que ambos tienen palas que pueden girar. Para tener un momento de torsión (fuerza de giro) razonablemente alto a bajas velocidades del viento, este tipo de máquinas serán normalmente programadas para girar sus palas como las de regulación por cambio del ángulo de paso a bajas velocidades del viento (a menudo sólo utilizan unos pocos pasos fijos, dependiendo de la velocidad del viento).

Sin embargo, cuando la máquina alcanza su potencia nominal, este tipo de máquinas presentan una gran diferencia respecto a las máquinas reguladas por cambio del ángulo de paso: si el generador va a sobrecargarse, la máquina girará las palas en la dirección contraria a la que lo haría una máquina de regulación por cambio del ángulo de paso. En otras palabras, aumentará el ángulo de paso de las palas para llevarlas hasta una posición de mayor pérdida de sustentación, y poder así consumir el exceso de energía del viento.

Una de las ventajas de la regulación activa por pérdida aerodinámica es que la producción de potencia puede ser controlada de forma más exacta que con la regulación pasiva, con el fin de evitar que al principio de una ráfaga de viento la potencia nominal sea sobrepasada. Otra de las ventajas es que la máquina puede funcionar casi exactamente a la potencia nominal a todas las velocidades de viento. Un aerogenerador normal de regulación pasiva por pérdida aerodinámica tendrá generalmente una caída en la producción de potencia eléctrica a altas velocidades de viento, dado que las palas alcanzan una mayor pérdida de sustentación.

El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele operarse mediante sistemas hidráulicos o motores eléctricos paso a paso, éstos deben tener gran precisión puesto que los ángulos típicos de control en este caso son entre 0° y 4° .

La elección de la regulación por cambio de paso es sobretodo una cuestión económica, de considerar si vale o no la pena pagar por la mayor complejidad de la máquina que supone el añadir el mecanismo de cambio de paso de la pala.

Otros métodos de control de potencia:

Algunos aerogeneradores modernos usan alerones (flaps) para controlar la potencia del rotor, al igual que los aviones usan aletas para modificar la geometría de las alas y obtener así una sustentación adicional en el momento del despegue.

Otra posibilidad teórica es que el rotor oscile lateralmente fuera del viento (alrededor de un eje vertical) para disminuir la potencia. En la práctica, esta técnica de regulación por

desalineación del rotor sólo se usa en aerogeneradores muy pequeños (de menos de 1 kW), pues somete al rotor a fuerzas que varían cíclicamente y que a la larga pueden dañar toda la estructura.

9.3.2. Control sobre la Potencia inyectada a la red

Dado que el recurso eólico genera potencia eléctrica con frecuencia y voltaje variables, al momento de conectarlo al sistema eléctrico, la planta debe contar con un sistema de control sobre la frecuencia de modo que sea compatible con la de la red, además mantener sincronismo y una regulación adecuada de las tensiones en el punto de conexión, adicionalmente se requiere un control sobre los reactivos inyectados a la red.

Ya que algunas de las metodologías usualmente empleadas se basan en la utilización de equipos convertidores inteligentes, es necesario considerar el contenido armónico que estos equipos típicamente inyectan a la red.

Todos los factores anteriormente mencionados pueden enmarcarse dentro de un concepto de calidad de potencia inyectada a la red que debe ser controlada por el control supervisor del parque eólico. En términos generales, el impacto sobre la calidad de la potencia puede subdividirse en dos temas conforme a las condiciones de operación: conexión del parque a la red y calidad de suministro en régimen permanente.

En general, la mayoría de controladores de aerogeneradores están programados para que la turbina funcione en vacío a bajas velocidades de viento (si estuviese conectada a la red eléctrica a bajas velocidades de viento, de hecho funcionaría como motor). Una vez que el viento se hace lo suficientemente potente como para hacer girar el rotor y el generador a su velocidad nominal, es importante que el generador de la turbina sea conectado a la red eléctrica en el momento oportuno (si no es así, tan solo estarán la resistencia mecánica del multiplicador y del generador para evitar que el rotor se acelere, y que finalmente se embale).

Los generadores modernos tienen un arranque suave, se conectan y se desconectan de la red de forma gradual mediante tiristores. Puesto que los tiristores pierden alrededor de un 1 a un 2 por ciento de la energía que pasa a través de ellos, existe además un interruptor derivante (interruptor mecánico) que es activado después de que la turbina ha efectuado el arranque suave. De esta forma se minimiza la cantidad de energía perdida

Adicionalmente a la conexión y/o desconexión programada de las turbinas eólicas, existe la situación en que una sección de la red eléctrica se desconecta de la red eléctrica principal, como ocurriría por el disparo accidental o intencionado de un gran disyuntor en la red (p.ej. debido a paros en el suministro eléctrico o a cortocircuitos en la red). En ese caso, los aerogeneradores que operan a través de un generador síncrono excitado a través de baterías y equipos convertidores pueden seguir funcionando en la parte de la red que ha quedado aislada, sin embargo, es muy probable que las dos redes separadas no estén en fase después de un breve intervalo de tiempo.

El restablecimiento de la conexión a la red eléctrica principal puede causar enormes sobretensiones en la red y en el generador de la turbina eólica. Esto también causaría una gran liberación de energía en la transmisión mecánica (es decir, en los ejes, el multiplicador y el rotor), tal como lo haría una "conexión dura" del generador de la turbina a la red eléctrica.

Por este motivo, el controlador debe estar constantemente vigilando la tensión y la frecuencia de la corriente alterna de la red. En el caso de que la tensión o la frecuencia de la red local se salgan fuera de ciertos límites durante una fracción de segundo, la turbina se desconectará automáticamente de la red, e inmediatamente después parará (normalmente activando los frenos aerodinámicos), para proceder posteriormente a conectarse en forma "suave".

9.4 GENERACION EOLICA Y Calidad de suministro

Bajo condiciones normales de operación los principales temas de interés en términos de la calidad de suministro tiene relación con el impacto en el voltaje en régimen permanente, las variaciones dinámicas de éste, la inyección o absorción de reactivos y la distorsión armónica en la red. Adicionalmente, si se emplean sistemas de compensación de reactivos basados en conexión y desconexión de bancos de condensadores debe considerarse los transientes de voltaje y corriente producto de la conmutación de estos elementos.

9.4.1 Impacto en el voltaje en régimen permanente

El impacto que provoca la operación de una planta de generación eólica en el voltaje del punto de acoplamiento común con la red es uno de los problemas más frecuentes. Este problema, propio de cualquier central generadora, se ve acrecentado debido a que las plantas de generación eólica tienen por lo general una capacidad de generación pequeña, que no justifica un costo adicional en líneas de transmisión que minimicen los efectos de caída de tensión en la impedancia de línea. Conforme a lo anterior, la controlabilidad del voltaje en régimen permanente se lleva a cabo por medio del manejo de la potencia reactiva de acuerdo al tipo de turbina.

9.4.2 Variaciones dinámicas de voltaje

Las variaciones dinámicas de la tensión en el punto de acoplamiento común y su vecindad es otro tópico de calidad de suministro que conviene analizar. Las variaciones de tensión son consecuencia del flujo de potencia a través de la red eléctrica al igual que el caso anterior, la diferencia se establece al considerar el horizonte de tiempo definido para examinar las variaciones. De este modo, el concepto de régimen permanente implica un tiempo de monitoreo desde minutos hasta horas, en tanto que las variaciones dinámicas conllevan bases de tiempo de mucho menores del orden de segundos o fracciones de segundo. Uno de los efectos más notables de los cambios dinámicos de voltaje es el llamado efecto "flicker" o parpadeo el cual es evaluado en centrales de generación eólica a través del índice de severidad de parpadeo. El control que tiene la planta sobre este índice, es mínimo en el caso de tecnología de generación a velocidad fija, sin embargo al emplear

turbinas con velocidad variable los efectos de “flicker” pueden minimizarse hasta rangos aceptables.

9.4.3 Inyección de reactivos

En términos generales, una turbina eólica es diseñada para suministrar potencia activa a la red eléctrica, la potencia reactiva intercambiada entre la red y la turbina va a depender del diseño de ésta, pudiendo existir consumo inyección o bien intercambio nulo de reactivos con la red.

Un parque eólico puede ser ejemplificado en términos gruesos por la siguiente figura:

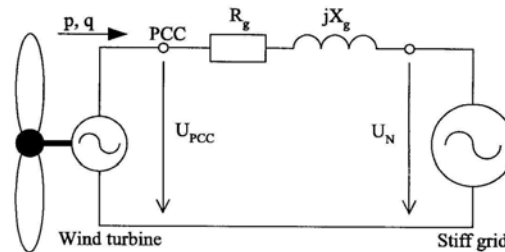


Figura 9.1.11: Esquema simplificado de un parque eólico conectado a la red

La interacción en este circuito se representa por:

$$U_{PCC} = R_g \cdot (P/U_n) + X_g \cdot (Q/U_n) + U_n \quad (9.1.3)$$

Donde:

U_{PCC} : tensión en el punto de acoplamiento común

U_n : voltaje nominal de la red

P : potencia activa generada

Q : potencia reactiva consumida

R_g : resistencia equivalente de la red

X_g : reactancia equivalente de la red

La ecuación anterior muestra como el voltaje en el punto de acoplamiento común es influido por la inyección o consumo de reactivos.

De este modo, resulta vital la estrategia de control para los reactivos en la planta de generación eólica puesto que adicionalmente es un mecanismo de control para regular el voltaje en el punto de acoplamiento común y tiene una pequeña incidencia en reducir los efectos de flicker en el caso de turbinas de velocidad fija.

9.4.4 Distorsión armónica

Este problema se presenta al emplear turbinas eólicas con equipos de acoplamiento basados en dispositivos de electrónica de potencia. En el caso de generadores conectados directamente a la red, este problema por lo general no es relevante. En caso de existir contaminación armónica sobre los límites permisibles, la solución consiste en incorporar un filtro de armónicas (pasivo sintonizado) previo al transformador elevador de tensión de la planta.

9.5 Calidad de Suministro para diferentes Tipos de generadores

Los problemas anteriormente mencionados determinan las necesidades de control sobre el parque eólico, no obstante la forma de llevar a cabo la estrategia de control de las variables se encuentra fuertemente influido por el tipo de turbinas presentes en la planta. Básicamente, los aerogeneradores pueden clasificarse en dos tipos: aerogeneradores de velocidad fija y aerogeneradores de velocidad variable, esta última también se subdivide de acuerdo al tipo de generador eléctrico: asíncrono o síncrono.

9.5.1 Calidad de suministro en aerogeneradores de velocidad fija

Los aerogeneradores de velocidad fija usan casi en su totalidad generadores asíncronos de inducción para convertir la energía del viento en energía eléctrica, las características operacionales de la máquina de inducción así como también su robustez y bajo costo son las principales razones que justifican este hecho.

Un esquema simplificado de conexión se muestra en la siguiente figura:

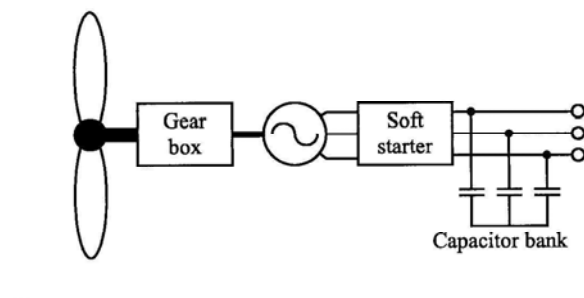


Figura 9.1.12: Aerogenerador de velocidad fija conectado a la red

Los aerogeneradores de velocidad fija pueden emplear estrategias de control de Regulación por cambio del ángulo de paso y regulación por pérdida aerodinámica activa o pasiva (pitch y stall control). Adicionalmente, el sistema requiere de un mecanismo de partida “suave”, un banco de condensadores y una caja de cambios, puesto que la velocidad rotacional de la turbina es considerablemente menor a la velocidad del generador.

Todos los aerogeneradores de velocidad fija tienen en común problemas de calidad de suministro asociados al impacto sobre el voltaje en régimen permanente, las variaciones dinámicas de voltaje y perturbaciones por la conexión del banco de condensadores.

El problema de la regulación del voltaje en régimen permanente está dado por la incapacidad de controlar el consumo de reactivos a través de generador, por lo cual el impacto sobre el voltaje en el punto de acoplamiento común está predeterminado por la función de potencia activa entregada a la red.

En el caso de las variaciones dinámicas del voltaje, éstas dependen de la eficiencia del control de regulación por ángulo de paso y regulación por pérdida aerodinámica. En el caso de esta última estrategia de control, la regulación por pérdida aerodinámica pasiva prácticamente no ofrece impacto sobre las variaciones dinámicas del voltaje (tal como lo demuestran las instalaciones que operan en la actualidad), por lo cual el uso de regulación activa no se emplea con el objeto de mejorar este aspecto sino más bien de tener un control más fino sobre la potencia activa inyectada.

Para aquellos sistemas que utilizan únicamente una estrategia de regulación del ángulo de paso de las aspas (pitch), el problema de la regulación de voltaje es más importante puesto que, en general, una pequeña fluctuación en la velocidad del viento induce variaciones considerables en la potencia de salida, además la velocidad de respuesta del mecanismo de control no es lo suficientemente rápida para evitar las fluctuaciones de voltaje.

La mejor forma de control para este tipo de aerogeneradores es a través de la conexión y desconexión del banco de condensadores para poder regular así el consumo de reactivos de generador. Pese a que el banco se encuentra diseñado para conmutar por pasos (generalmente 4) la regulación de reactivos no es tan precisa como en el caso de otras tecnologías presentes en la actualidad.

9.5.2 Calidad de suministro en aerogeneradores de velocidad variable

Una de las grandes desventajas que presentan las turbinas de velocidad fija es que casi la totalidad de las oscilaciones de potencia tales como, cambios en la distribución del viento u oscilaciones mecánicas, son traspasadas hacia la red, por el contrario, las turbinas de velocidad variable tiene la particularidad de mantener un torque prácticamente constante en el eje (consecuentemente la potencia eléctrica generada) ajustando las oscilaciones de potencia mecánica a través del cambio en la velocidad del eje del generador.

Para poder tener control sobre la velocidad del generador se emplean varias estrategias dependiendo si el tipo de generador de la turbina es asíncrono (máquina de inducción) o síncrono, estas estrategias comparten en común la incorporación de regulación por ángulo de paso y el uso de equipos de electrónica de potencia.

Generador de inducción con control sobre la resistencia del rotor: en esta configuración el estator de la máquina va directamente conectado a la red, en tanto que los devanados del rotor se encuentran equipados con interruptores y resistencias, que evitan el uso de anillos rozantes y escobillas. En este caso el control de la velocidad del generador se consigue variando la resistencia rotórica.

Generador de inducción con convertidor en el rotor: un diagrama simple de este sistema se muestra en la figura, básicamente consiste en conectar los anillos rozantes del rotor de la máquina a un convertidor (“Power Electronic Converter”) el cual es el encargado de regular la velocidad del eje a través de la frecuencia de las corrientes con las que se está alimentando el rotor. Adicionalmente, esta configuración permite un control sobre los reactivos consumidos por el generador.

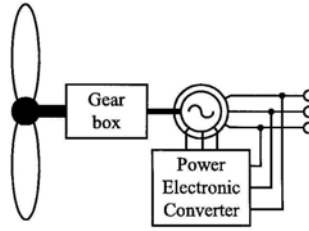


Figura 9.1.12: Generador de inducción con convertidor en el rotor

Generador de inducción jaula de ardilla: en este caso el control sobre la potencia inyectada a la red se lleva a cabo conectando el generador de inducción a la red a través de un convertidor (rectificador-inversor), de esta forma no existe una imposición sobre la velocidad del eje, pudiendo girar libremente desde velocidad de partida (cut-in) hasta la máxima velocidad impuesta por las características constructivas de la turbina de viento (cut-out). Una ventaja adicional de este sistema es el control natural de la potencia reactiva.

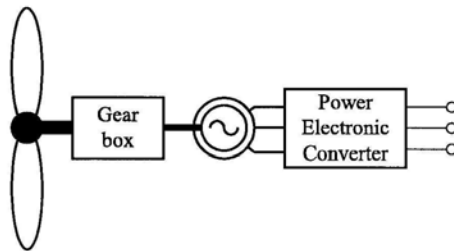


Figura 9.1.13: Generador de inducción jaula de ardilla

Generador sincrónico: una última posibilidad para la operación de velocidad variable en turbinas eólicas es mediante un generador síncrono conectado a la red a través de un convertidor de potencia (grupo rectificador inversor al igual que el caso anterior). Posee las mismas ventajas anterior mencionadas (velocidad variable en el eje y control de reactivos) más aquellas propias de la máquina síncrona, las cuales en este caso en particular tiene relación con optimizar el diseño del generador con una modalidad multipolar que permita evitar el uso de la caja de cambios. Esta ventaja es muy relevante dado que la caja de cambios es uno de los elementos que tiende a fallar con mayor facilidad. Adicionalmente, la introducción de generadores con imanes permanentes permite simplificar aún más los modelos de turbinas y su eficiencia.

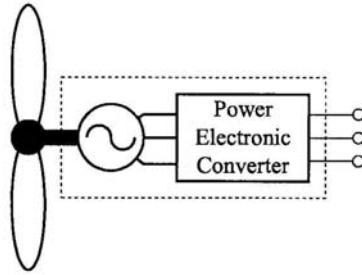


Figura 9.1.14: Generador sincrónico

A modo de resumen, la siguiente tabla presenta un análisis comparativo de las distintas tecnologías empleadas en aerogeneradores en términos de calidad de suministro.

Tipo de turbina	Perturbación al conectar a la red	Regulación de Voltaje	Flicker	Distorsión armónica	Control de reactivos
Velocidad fija / active stall-control	Moderado	No controlado	Moderado	-	Banco de condensadores
Velocidad fija / pitch-control	Moderado	No controlado	Alto	-	Banco de condensadores
Velocidad variable / generador de inducción con control de resistencia rotórica	Moderado	Controlado	Moderado	-	Banco de condensadores
Velocidad variable / generador de inducción con convertidor en el rotor	Moderado	Controlado	Bajo	Moderado	Controlado
Velocidad variable / generador conectado a través de un convertidor de potencia	Bajo	Controlado	Bajo	Moderado-Alto	Controlado

Es posible que los aerogeneradores de velocidad variable no representan un deterioro de la calidad de servicio en la red eléctrica, ya que dispone de controles adecuados para mitigar los efectos de la distorsión armónica, por ejemplo mediante filtros pasivos y los de flicker ya que son muy bajos en intensidad, etc.

En relación a los reactivos, se encuentran controlados mediante la operación propia de la turbina, pudiéndose generar o absorber potencia reactiva según convenga. Además, se pueden instalar bancos de condensadores adicionales en la conexión a la red para asegurar valores mínimos de inyección o algún factor de potencia deseado.