

# GENERACIÓN EÓLICA EMPLEANDO DISTINTOS TIPOS DE GENERADORES CONSIDERANDO SU IMPACTO EN EL SISTEMA DE POTENCIA

## WIND GENERATION USING DIFFERENT GENERATORS CONSIDERING THEIR IMPACT ON POWER SYSTEM

JUAN MANUEL GIMENEZ ALVAREZ

*Dr., Investigador CONICET, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de San Juan Argentina, jgimenez@unsj.edu.ar*

JUAN CARLOS GÓMEZ TARGARONA

*Dr., Director IPSEP, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Río Cuarto, Córdoba, jcgomez@ing.unrc.edu.ar*

Recibido para revisar Marzo 11 de 2011, aceptado Junio 20 de 2011, versión final Julio 18 de 2011

**RESUMEN:** Entre las fuentes de energías alternativas renovables, la más empleada es la eólica debido a que es competitiva desde el punto de vista de los costos y en general sus permisos para la construcción se obtienen más fácilmente. Sin embargo, a pesar de sus ventajas, el aprovechamiento del viento presenta también desventajas siendo las más serias desde el punto de vista de la ingeniería el rendimiento energético de los generadores y el impacto eléctrico perturbador que los parques eólicos provocan sobre el sistema de potencia, particularmente sobre la calidad del producto. La mejora en una de las limitaciones puede afectar negativamente a la otra, por lo que la solución debe hallarse de ambas problemáticas en forma conjunta. Dado este inconveniente planteado, se considera de importancia fundamental el estudio analítico de los esquemas de funcionamiento de los generadores eólicos, a fin de concluir cuales son los que producen la mayor transferencia de energía, mejorando el aprovechamiento del viento y considerando su impacto desde el punto de vista eléctrico.

**PALABRAS CLAVE:** Energía Eólica; Generadores de Corriente Alterna; Contingencias; Transferencia Energética.

**ABSTRACT:** Among renewable energy, wind energy is the most commonly used because it is competitive from the standpoint of cost and general permits for construction are easily obtained. However, despite its advantages, the use of wind also presents two the most serious disadvantages from the engineering point of view: the energy efficiency of electric generators and the impact that wind farms cause on the power system. The improvement in one of the limitations could adversely affect the other, so the solution must be found for both problems in tandem. Given this problem posed, it is of fundamental importance for the analytical study of the wind generators operating schemes, to determine which scheme is able to transfer the largest energy value, thus improving the wind utilization and reducing their power system impact.

**KEYWORDS:** Wind Energy; Alternate Current Generators; Contingencies; Energetic Transference.

### 1. INTRODUCCIÓN

En un futuro cercano la humanidad deberá enfrentarse a un problema serio desde el punto de vista energético, la falta de petróleo. Varios estudios dan como probable el año 2050. Sin embargo, esto podría adelantarse aún más, si se incorporan al “consumo” a los más de 1.400 millones de seres humanos que hoy viven bajo la línea de pobreza, estimando que el agotamiento podría adelantarse varios años [1]. Hoy en día, la problemática de la sustentación de la matriz energética mundial no tiene solución, si no se aumenta en dicha matriz la proporción de energías renovables, lo que

va en aumento en la matriz mundial de producción de energía, ver Figura 1. La generación utilizando fuentes de energía renovables, en particular las energías limpias, disminuye la utilización de fuentes no renovables como el petróleo y no producen emisiones nocivas al medioambiente. Entre las fuentes de energías alternativas renovables, la más empleada es la generación eólica. Esto se debe a que este tipo de generación requiere tiempos de construcción más cortos que otros, es competitiva desde el punto de vista de los costos y en general sus permisos para la construcción se obtienen más fácilmente [2][3].

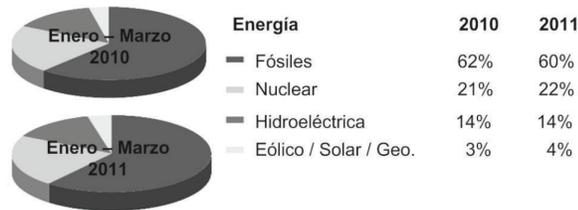


Figura 1. Matriz Mundial de Producción de Energía

El aprovechamiento del viento presenta ventajas y desventajas. Entre estas últimas, las dos limitaciones más serias desde el punto de vista de la ingeniería, son el rendimiento energético de los generadores y el impacto eléctrico que los parques eólicos provocan sobre el sistema de potencia al cual inyectan generación [4][5][6][7][8]. La mejora en una de las limitaciones puede afectar negativamente a la otra, por lo que la solución debe hallarse de ambas problemáticas en forma conjunta. Utilizar mayor energía del viento introduce mayores perturbaciones, mientras que el control de la misma reduce la posibilidad de aprovechamiento energético. Dado los elevados costos de instalación y operación de los parques eólicos, para aumentar la participación de esta clase de generación en la matriz energética es prioritario obtener de ellos el máximo rendimiento. Dado este inconveniente planteado, se considera de una importancia fundamental el estudio analítico de los esquemas de funcionamiento de los generadores eólicos, a fin de determinar cuáles son los que producen la mayor transferencia de energía, mejorando el aprovechamiento del viento y considerando su impacto desde el punto de vista eléctrico. Esta etapa considera no solamente las características de la máquina eléctrica en sí, sino también los sistemas de control mecánicos y eléctricos usados normalmente. El análisis del impacto incluye las perturbaciones de tensión y la generación de corrientes de cortocircuito. Las variaciones de tensión, pueden mitigarse de varias formas, tales como por medio de control de alta velocidad, sobre la o las excitaciones, a través de almacenadores y mediante convertidores con etapa de continua. En lo que respecta a corrientes de cortocircuito, una vez determinados sus órdenes de magnitud en base al esquema de generación adoptado, se estudiaron sus posibles efectos y medidas de control y/o atenuación, explorándose especialmente la denominada conexión semirrígida. Se indica cuantitativa-mente el rendimiento energético de cada tipo de generador, señalando su nivel de generación

de perturbaciones. Los resultados de estos estudios serán luego validados experimentalmente.

## 2. ESQUEMAS DE TURBINAS EÓLICAS CON GENERADOR DE INDUCCIÓN (GI)

Las turbinas eólicas que usan generador de inducción pueden a su vez ser del tipo de rotor de jaula, para la cual existen dos configuraciones que se muestran en la Fig. 1 y en la Fig. 2 o pueden ser con rotor bobinado donde también pueden haber dos configuraciones que se muestran en la Fig. 3 y en la Fig. 4. A continuación se describe brevemente el funcionamiento de cada una de ellas y se enumeran las ventajas y desventajas en cada caso. Es importante mencionar que en forma general, cada una de las disposiciones mencionadas tiene su aplicación en particular según las características del viento, del terreno, del nivel de potencia que se necesita generar, etc., por lo que no se puede, sin hacer los estudios respectivos, definir cuál es la mejor disposición o cual es el mejor generador de inducción en forma absoluta.

### 2.1 Generador de Inducción, Rotor de Jaula, Banco de Capacitores y Arrancador

Este es el concepto convencional de las turbinas Danesas usado en las décadas del 80 y 90. En este sistema el rotor de la turbina eólica se encuentra acoplado al eje del generador a través de una caja de engranajes de relación fija, ver en la Figura 2. El generador es de inducción con rotor de jaula. Algunos generadores de inducción usan configuraciones de bobinados de polos ajustables para permitir una operación a distintas velocidades sincrónicas. En cualquier punto de operación esta configuración tiene que funcionar a velocidad constante. El inconveniente principal de este esquema es el sistema mecánico. El tiempo de respuesta de estos sistemas mecánicos está en el orden de varias decenas de milisegundos. Como consecuencia, cada vez que una ráfaga de viento golpea la turbina, se puede observar a la salida, una rápida y fuerte variación de la potencia generada. La mejora de los circuitos mecánicos lleva a elevados costos de construcción de este tipo de sistemas. Durante la década del 80 se agregaron al concepto básico, un banco de capacitores para compensar potencia reactiva y un arrancador para aquellas turbinas conectadas a redes débiles.

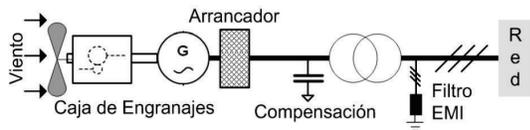


Figura 2. GI con Banco de Capacitor

## 2.2 Generador de Inducción, Rotor de Jaula y Convertidor de Frecuencia

En este sistema se emplea un generador de inducción para producir corriente alterna de frecuencia variable, que luego es convertida en corriente alterna de frecuencia fija por medio de un convertidor de potencia conectado en serie con el generador, ver Figura 3 [9] [10][11]. La ventaja de emplear este convertidor es que permite una variación de la velocidad del generador en función de las variaciones de velocidad del viento. Las desventajas más importantes de este sistema son las siguientes: el convertidor de potencia debe convertir el 100% de la potencia entregada por el generador, por lo tanto es caro e introduce elevadas pérdidas; los filtros de salida del inversor y los filtros EMI para evitar interferencia electromagnética deben también manejar el total de la potencia generada y por lo tanto son también caros; y la eficiencia del convertidor juega un papel importante en la eficiencia total del conjunto, en todo el rango de operación.

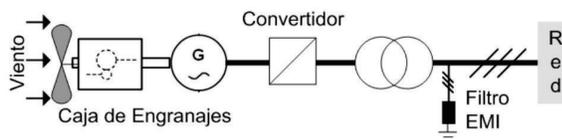


Figura 3. GI con Convertidor de Frecuencia

## 2.3 Generador de Inducción, Rotor Bobinado y Deslizamiento Controlado

En la Figura 4 se muestra esta configuración. El deslizamiento del generador de inducción suele ser muy pequeño por cuestiones de eficiencia, por lo que la velocidad de giro varía alrededor de un 3% entre el régimen en vacío y a plena carga. El deslizamiento es función de la resistencia de los devanados del rotor del generador. A mayor resistencia, mayor deslizamiento. Por lo que una de las formas de variar el deslizamiento es variar la resistencia del rotor. Esto suele hacerse mediante un rotor bobinado conectado a resistencias

variables externas, además de un sistema de control electrónico para operar las resistencias. La conexión suele hacerse con escobillas y anillos rozantes, lo que introduce partes que se desgastan en el generador, requiriendo de mantenimiento adicional. Para evitar los problemas que introducen los anillos rozantes, las escobillas, y las resistencias externas, se montan las resistencias y el sistema electrónico en el propio rotor. Para comunicarle al rotor el valor de deslizamiento que necesita se usa una comunicación de fibra óptica. La electrónica del rotor cada vez que pasa por la fibra óptica fija, envía la señal de control. El concepto fue introducido por la empresa VESTAS [12] alrededor del año 1995, y se conoce con el nombre de OptiSlip (deslizamiento óptico). Es posible de esta forma controlar el deslizamiento en alrededor de un 10%, por medio del control de la resistencia del rotor lo que permite a su vez controlar la potencia de salida del generador. Se ha descrito un concepto alternativo, usando componentes pasivos en lugar de un convertidor de potencia, logrando también un rango de variación del deslizamiento análogo al anterior [13].

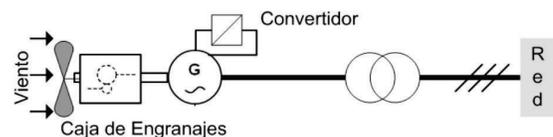


Figura 4. GI Rotor Bobinado

## 2.4 Generador de Inducción, Rotor Bobinado y Doble Alimentación

Este sistema consiste en un generador de inducción de rotor bobinado, alimentado por estator y por rotor, conocido como generador de inducción de doble alimentación [9]. Posee un convertidor de cuatro cuadrantes (alterna-continua-alterna), basado en transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) conectados a los bobinados del rotor (ver Figura 5). Las ventajas respecto al sistema que utiliza un convertidor de frecuencia son: menor costo del inversor (debe manejar el 25% del total de la potencia), menor costo del filtro de salida del inversor y del filtro EMI, mejora de la eficiencia del sistema, y el control del factor de potencia puede implementarse a bajos costos debido a que el sistema generador-convertidor opera en forma similar a una máquina síncrona. La ventaja respecto al OptiSlip es que puede manejar un mayor rango de velocidad.

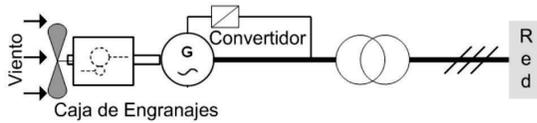


Figura 5. GI con Doble Alimentación

### 3. ESQUEMAS DE TURBINAS EÓLICAS CON GENERADOR SINCRÓNICO (GS)

Al igual que las anteriores, las turbinas eólicas con generador sincrónico poseen distintas configuraciones. Una de ellas, es la configuración que dispone de excitación por imanes permanentes, ver Figura 6. También existen turbinas eólicas con generador sincrónico de rotor bobinado donde existen tres configuraciones según se muestran en la Figura 7, Figura 8, y Figura 9. A continuación se describe brevemente el funcionamiento de cada una de ellas y se enumeran las ventajas y desventajas en cada caso. Cada una de las disposiciones mencionadas tiene su aplicación en particular según las características del viento, del terreno, del nivel de potencia que se necesita generar, etc., por lo que similarmente al punto anterior, no se extraerán conclusiones sobre cuál es la mejor disposición o cual es el mejor generador sincrónico en forma absoluta.

#### 3.1 Generador de Imán Permanente

Esta configuración utiliza un generador de imán permanente, cuya entrada mecánica es directamente el eje de las palas, es decir que no utiliza caja de engranajes [14]. Los generadores son típicamente de hasta 1 kW. Luego del generador se encuentra un rectificador cuya salida se encarga de cargar baterías. Esta es una configuración clásica utilizada en aplicaciones aisladas en zonas rurales. Una turbina eólica que utiliza este concepto, con potencia realmente importante y de conexión indirecta al sistema de potencia, ha sido desarrollada, la que se conoce con el nombre de Windformer, ver Figura 6 [15]. Se utiliza en turbinas eólicas que se instalan en el mar (offshore), cuya potencia de salida es típicamente de 3 a 5 MW. El diseño básico de esta configuración está caracterizado por bobinados del estator con cables de alta tensión (HV -cable) y con campo magnético permanente en el rotor, acoplamiento directo entre el rotor y la turbina sin caja de engranajes y un sistema de colectores de corriente continua.

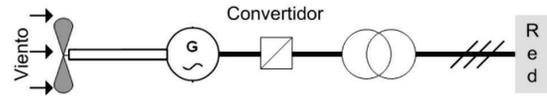


Figura 6. Generador de Imán Permanente

#### 3.2 Generador Sincrónico, Rotor Bobinado Excitado por Convertidor de Potencia

Esta configuración es muy común en generadores eólicos, ver Figura 7. Básicamente utiliza un generador sincrónico donde el bobinado del rotor es excitado con corriente continua a través de un convertidor de potencia. La baja utilización en comparación a la configuración anterior se debe a la necesidad de un circuito de excitación y a la necesidad de contar con anillos rozantes para ingresar a los bobinados del rotor.

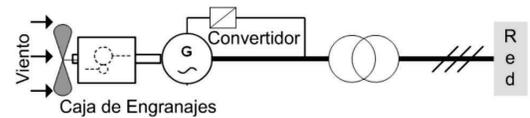


Figura 7. GS Rotor Bobinado y Convertidor

#### 3.3 Generador Sincrónico empleando dos Convertidores de Potencia

Esta configuración utiliza un generador sincrónico con rotor bobinado, el cual es excitado con corriente continua rectificada desde el convertidor de potencia, ver Figura 8. Tiene además un convertidor de potencia de corriente alterna de frecuencia variable, a corriente alterna de frecuencia constante (50 o 60 Hz). Respecto a la configuración anterior, ésta puede generar potencia a distintas velocidades del viento.

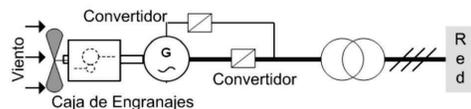


Figura 8. GS, Dos Convertidores de Potencia

#### 3.4 Generador Sincrónico de Múltiples Polos con Rotor Bobinado

Esta configuración es similar a la anterior solo que no tiene caja de engranajes, y utiliza un generador sincrónico de múltiples polos, ver Figura 9. Las compañías de turbinas eólicas ENERCON [16] y

LAGERWEY [17] construyen sus equipos utilizando esta configuración.

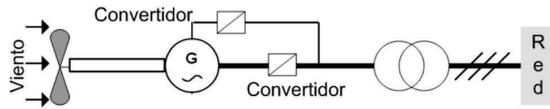


Figura 9. GS de Múltiples Polos, sin Engranajes

#### 4. RESUMEN DE CONFIGURACIONES DE TURBINAS EÓLICAS

En la Tabla 1 se presenta un resumen conceptual de las 8 configuraciones de turbinas eólicas descritas en los puntos 2 y 3. Las primeras cuatro corresponden a turbinas eólicas con Generador de Inducción y las restantes corresponden a turbinas eólicas con generador sincrónico. Como se describe en la Tabla 1, la mayoría de las configuraciones de turbinas eólicas poseen cajas de engranajes, solo las de imán permanente (Nro 5) y las nuevas turbinas eólicas de gran porte son de múltiples polos.

Tabla 1. Configuraciones de Turbinas Eólicas

Nro	Generador	Caja Engranajes-Multipolo	Convertidor de Potencia
1	GI, Rotor Jaula	Caja de Engranajes	Arrancador, Compensación
2	GI, Rotor Jaula	Caja de Engranajes	Convertidor de Frecuencia
3	GI, Rotor Bobinado	Caja de Engranajes	Conv. de Pot. o componentes pasivos
4	GI, Rotor Bobinado	Caja de Engranajes	Convertidor de Frecuencia
5	Imán Permanente	Multipolo	Convertidor de Frecuencia
6	GS	Caja de Engranajes	Rectificador
7	GS	Caja de Engranajes	Rectificador, Conv. de Frecuencia
8	GS	Multipolo	Rectificador, Conv. de Frecuencia

#### 5. NIVELES DE POTENCIA DE ENERGÍA EÓLICA

Desde el punto de vista de la potencia instalada, hay tres niveles diferentes de instalación de generación de energía eólica. (a) Kilovatios (kW): Son instalaciones eólicas en puntos aislados para satisfacer una demanda particular que no tiene acceso a la red eléctrica, por lo que en ellas son importantes los medios de almacenamiento de energía [18][19]. Por ejemplo, se tiene el caso de turbinas eólicas aisladas para alimentar una vivienda en una zona rural. Pueden cargar baterías o complementar un grupo diesel existente. (b) Megavatios (MW): Se conocen con el nombre de granjas eólicas [20][21]. En general se instalan, en la medida de lo posible de acuerdo a la existencia del viento, en un punto cercano a alguna ciudad. Estas se encuentran conectadas a la red eléctrica. El excedente de generación se puede volcar

a la red. Sin embargo en la actualidad existen granjas eólicas las cuales vuelcan el total de su generación a la red. (c) Gigavatios (GW): Son granjas eólicas gran capacidad de producción de energía eléctrica, que se utilizan para producir hidrógeno. Como es sabido, los problemas más serios de las turbinas eólicas son la inestabilidad de la salida de la potencia que genera y los problemas de transmisión [22]. En comparación con la electricidad, el hidrogeno es adecuado para el almacenamiento y el transporte. En este nivel se puede exportar el viento transformado en hidrógeno. Si bien la información suministrada es casi de sentido común, no es común encontrarla de esta forma bien enmarcada en la bibliografía.

#### 6. GENERACIÓN EÓLICA: IMPACTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

La integración de la generación eólica en el sistema eléctrico provoca un impacto, afectando, entre otros, la calidad de potencia del mismo. El impacto se encuentra relacionado con el nivel de penetración y con la robustez del sistema eléctrico. Es importante mencionar que algunos de los aspectos de la calidad se ven mejorados y otros empeorados. Se producen fenómenos de régimen permanente de calidad de potencia y fenómenos transitorios [23][24]. Los de mayor importancia se describen brevemente a continuación.

##### 6.1 Fenómenos de Régimen Permanente

###### 6.1.1 Armónicos

La energía eólica no es normalmente generadora de armónicas. Sin embargo, estos equipos requieren frecuentemente de inversores para generar la onda alternada, que para los dispositivos actuales pueden controlar fácilmente el nivel de las armónicas de bajo orden (como la 3<sup>a</sup>, 5<sup>a</sup>, 7<sup>a</sup>, 9<sup>a</sup>, 11<sup>a</sup> y 13<sup>a</sup>). Las frecuencias altas pueden excitar casos de resonancia, como ha sido reportado en casos de emplear cables subterráneos, los que crean resonancia natural para frecuencias correspondientes a las armónicas entre 25<sup>a</sup> y 35<sup>a</sup>, como es el caso de los generadores eólicos instalados en el mar. Cada ente regulador fija los límites del contenido de armónicas a inyectar al sistema de distribución. Como ejemplo en la Tabla 2 se muestran los valores límites especificados por la IEC 61800-3, en donde

SkV/SeV es la relación potencias red a potencia contratada,  $h$  es el límite del contenido armónico; las armónicas pares están limitadas al 25% de las impares. En general, la distorsión armónica depende del tipo de inversor y de la estrategia de control empleado por el generador eólico.

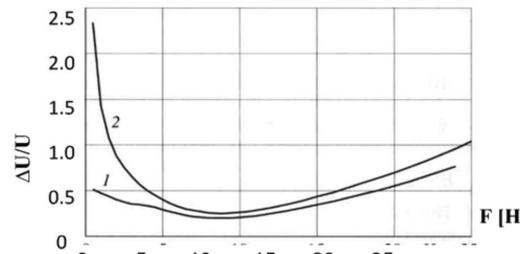
**Tabla 2.** Límites de contenido armónico en corriente inyectado a la red, IEC 61800-3

SkV/SeV	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	Índice de Distorsión Total
< 20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20 - 50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50 - 100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100 - 1000	12,0	5,5	5,0	2,0	2,0	15,0
> 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

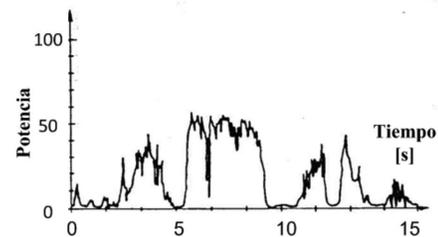
### 6.1.2 Flicker

El flicker es la sensación molesta al observador causada por la variación cíclica de la intensidad luminosa, originada en la correspondiente variación de tensión. Variaciones de tensión muy pequeñas, del orden de 0,5 % son percibidas, incluso causando molestias al observador cuando las frecuencias se encuentran próximas a los 9 Hz. El límite de esta perturbación, está dado por los índices PST y PLT, definidos por la IEC 60868 en base a una curva normalizada de variación de tensión en función de la frecuencia, que se observa en la Figura 10. Esta perturbación es debida no al generador en sí, sino a la correspondiente máquina de impulso, ya que en el generador puede solo deberse a variaciones de entrehierro, variaciones que serían totalmente inadmisibles para el nivel de la tecnología actual. Es necesario diferencia el flicker relacionado con la generación eólica, en dos tipos claramente diferenciados, que se denominan: transitorio y de régimen permanente. El transitorio se origina en la inserción de la máquina eléctrica en la red, ya que en ese momento se encuentra girando casi a la velocidad de régimen, pasando a ser alimentada desde la red su excitación, que es un fenómeno muy parecido a la conexión de un motor, o sea que se presenta una sobrecorriente de corta duración. La turbina eólica produce flicker de régimen permanente, por variaciones de velocidad, siendo éstas de dos tipos, que se denominan “corte de viento” y “sombra de torre”. El corte de viento son las ráfagas que producen cambios de velocidad del generador ya que no pueden ser totalmente compensados por el sistema de control. La Figura 11 muestra el efecto de las variaciones de velocidad en el suministro de potencia a la red, para

una pequeña máquina eólica de 55 kW. La sombra de torre se debe a la reducción de la velocidad del viento en las inmediaciones de la torre, ya que este soporte le ofrece al viento una barrera ensanchada por la turbulencia, que es vista una vez por revolución, por cada una de las palas de la turbina. Con las velocidades normales de los generadores eólicos modernos y el uso de tres palas, la perturbación bajo estudio, el flicker por sombra de pala, se produce en la zona de máxima sensibilidad al fenómeno, o sea en el orden de los 9 Hz. Existen límites permitidos de contaminación a inyectar, establecidos por los entes reguladores. Los límites se indican en función de PST, o se encuentran basados en la curva de sensibilidad IEEE/GE. Los países en los cuales se produjo inicialmente el desarrollo de la energía eólica, tales como Holanda, Dinamarca y Alemania, han normalizado expresiones empíricas que permiten evaluar el flicker en la etapa de diseño del parque eólico.



**Figura 10.** Tensión en función de la frecuencia para  $P_{ST}=1$ , con variación rectangular (1) y sinusoidal (2)

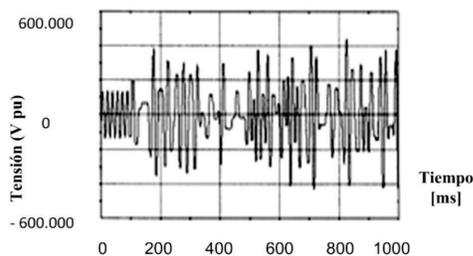


**Figura 11.** Variación de la potencia de salida debida a las ráfagas de viento

### 6.1.3 Ferroresonancia

Normalmente la generación eólica se conecta al sistema a través de un transformador con conexión triángulo-estrella a fin de adecuar las tensiones.

El circuito en triángulo se conecta al sistema y la estrella, con su centro puesto a tierra, se conecta al generador. Este esquema, en presencia de falta de una fase (o dos fases) del lado del sistema requiere alguna acción de parte de la protección que comanda al interruptor conectado directamente en los bornes del generador. Si se da la orden de apertura, se reúnen las condiciones óptimas para la presencia del fenómeno denominado “ferroresonancia”. Este fenómeno es la resonancia entre las capacidades parásitas de cables del lado del sistema y la inductancia magnetizante del bobinado del transformador conectado en triángulo, que bajo estas condiciones se encuentran en serie. La consecuencia es la aparición de una sobretensión de forma irregular, con onda cuadrada, cuya amplitud puede alcanzar valores de 4 p.u., como se muestra en la Figura 12. La sobretensión se mantiene hasta que se dañe el aislamiento del conductor o transformador, los pararrayos del primario o secundario, lo que provoca la operación de la protección aguas arriba, desconectando al sistema. En caso de que no se dé la orden de apertura, el generador se mantendrá funcionando con una importante componente de secuencia negativa, que lo dañará por sobrecalentamiento si no se la elimina en un corto tiempo.



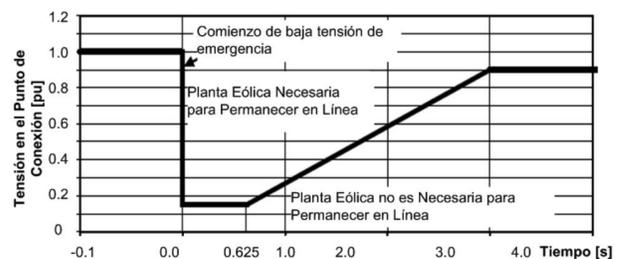
**Figura 12.** Ejemplo de comportamiento de la tensión frente a Ferroresonancia

## 6.2 Fenómenos de Régimen Transitorio

### 6.2.1 Huecos de Tensión y Micro Cortes

Se considera hueco de tensión a la reducción de tensión de carácter transitorio a magnitudes entre el 90% y 10% del valor nominal. Los equipos que salen fuera de servicio por estas reducciones de tensión se denominan equipos sensibles. Hoy, la incidencia de los huecos de tensión es elevada en los sistemas de potencia, siendo considerado por algunos autores, como el responsable

de cerca del 80 % de los reclamos de los usuarios a las empresas eléctricas por perturbaciones transitorias [23]. En lo que respecta al micro-corte, el principal inconveniente radica en la velocidad de operación de los dispositivos de maniobra. La principal fuente de micro-cortes es la reconexión de los interruptores o re-conectores para despejar fallas transitorias [23]. Debido a la elevada sensibilidad de los equipos electrónicos contando con relojes digitales, en la actualidad se tiende cada vez más a la reconexión instantánea, que normalmente posee un tiempo de respuesta comprendido entre 0,3 y 0,5 segundos. En ese lapso, la protección de la generación eólica debe detectar la situación de falla y decidir los pasos a seguir, si se desea respaldar desde el generador propio. En razón de la problemática explicada en el párrafo anterior, los correspondientes entes reguladores de cada país especifican las características límites del hueco de tensión, más allá del cual, la generación eólica debe ser desconectada del sistema. A continuación se transcribe la especificación para generadores eólicos, redactada por la Federal Energy Regulatory Commission (EE. UU.), Docket RM05-4-000 – Order 661, de junio del 2005, ver Figura 13. Como puede leerse del gráfico, los generadores eólicos, pueden mantenerse conectados al sistema, siempre y cuando el hueco de tensión no sea inferior al 15 % ni de mayor duración que 625 ms. Continuando el gráfico, con aumento de magnitud y tensión dentro de una zona delimitada por una línea que une las coordenadas del punto mencionado, con otro punto fijado por el 90% de la tensión por más de 3 segundos. Continuando con el 90% sin límite de tiempo.



**Figura 13.** Respuesta mínima requerida a la generación eólica frente a sub-tensión

### 6.2.2 Factor de Potencia

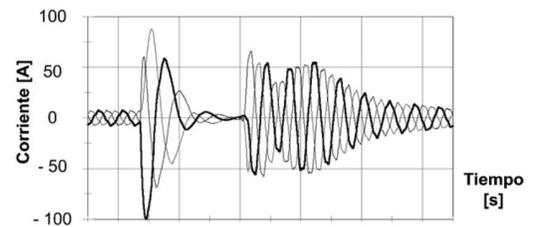
La utilización de la generación distribuida modifica en gran medida el concepto tradicional de gestión o

manejo del factor de potencia. La generación concentrada se basa en la utilización de grandes generadores del tipo sincrónico, en los cuales se dispone de la posibilidad de regular por separado las potencias activas y reactivas, actuando sobre la máquina de impulso y la excitación respectivamente. El uso de fuentes que generan grandes montos de energía con transformación de mecánica a eléctrica a velocidad ampliamente variable, como es el caso de los aprovechamientos eólicos, conduce a la utilización masiva de generadores asincrónicos. Estos equipos pueden ser de excitación por estator, con lo que demandan directamente de la red, la potencia reactiva necesaria para su funcionamiento. La potencia reactiva típica de este tipo de máquinas, está en el orden del 30 al 40% de la potencia activa, con lo que fácilmente puede entenderse su impacto en el sistema eléctrico. En el caso de tratarse de máquina con doble alimentación, la excitación se introduce por rotor, energía que a pesar de haber sido transformada en frecuencia por medio de electrónica de potencia, continúa extrayéndose de la red. La consecuencia de este requerimiento por parte de la generación eólica, lleva a que las empresas eléctricas especifiquen el margen del factor de potencia de estas generaciones, normalmente dentro de  $\pm 0,95$ .

### 6.2.3 Transitorios de Conexión

Los transitorios más importantes de la generación eólica son: (a) la corriente de cortocircuito suministrada por el generador eólico frente a falla en el sistema, (b) la sobre-intensidad de la red en el momento de conexión (actuando casi como motor en vacío) y (c) el transitorio de sobretensión al conectar la compensación capacitiva requerida. La Figura 14 pone de manifiesto la forma de onda de esa sobre-corriente de cortocircuito y la posteriormente tomada de la red para regularizar la magnetización de operación. El fenómeno de conexión de la máquina a la red, a pesar de realizarse a la velocidad adecuada (sincrónica), genera el transitorio de conexión por la toma brusca de la corriente casi totalmente reactiva, necesaria para el nivel de magnetización correspondiente a la tensión del sistema en ese instante. Este transitorio se atenúa frecuentemente, mediante el empleo de arrancadores suaves, que no ocurren en la mayoría de los casos. Al conectar los capacitores aparece la bien conocida sobretensión de conexión capacitiva, que reúne las peores condiciones, o sea con la conexión en el momento del pasaje por el máximo de tensión, que es precisamente el instante de conexión con mayor probabilidad de ocurrencia. Tampoco debe

olvidarse el transitorio en el caso de utilizar interruptor de sincronización, para conectar los generadores que no arrancan “como motores”. Las especificaciones respecto a esta sincronización son estrictas, indicando a continuación como ejemplo un juego de valores: (a) Deslizamiento en frecuencia menor a 0,2 Hz. (b) Desviación de tensión menor  $\pm 10\%$ , y (c) Desviación del ángulo de fase menor a  $\pm 10^\circ$ , (d) No entregar potencia a la red eléctrica cuando ésta se encuentre no-energizada.



**Figura 14.** Sobre-corriente entregada por el generador, frente a falla en el sistema eléctrico

## 7. RENDIMIENTO Y PROVECHAMIENTO ENERGÉTICO

La turbina eólica posee un rendimiento bastante inferior al 100 % ideal, debido que ese rendimiento solo se alcanzaría cuando el aire a la salida del equipo posee energía nula o sea velocidad cero. Esto significaría que el aire se queda estático a la salida de la turbina, impidiendo la salida del nuevo aire que ingresa, lo cual es imposible de lograr. En el año 1919, el científico alemán Albert Betz, determinó analíticamente que el máximo rendimiento posible para operación de régimen de la turbina es de 59,6 %, o sea solo se puede extraer tal porcentaje de la energía total del aire en el área correspondiente al barrido de la turbina. Si además se considera el rendimiento del generador, y si existen mecanismos reductores, deben tenerse en cuenta la eficiencia de tales mecanismos y el rendimiento del convertidor, así el rendimiento disminuye notablemente. Por otra parte, el rendimiento de la turbina varía en función de la velocidad del viento, por lo que un equipo que puede alcanzar rendimientos máximos del 35 %, en promedio raramente superará al 20 % debido a las irregularidades de esta velocidad. En este tipo de máquinas, como en aquellas generaciones que emplean energía primaria a partir de elementos cuyo uso no posee costo (sol, viento, etc.), como es el caso de las hidráulicas, solares, geotérmicas, mareomotrices, etc., que tampoco se agotan y que son abundantes,

a pesar de requerir grandes inversiones, costos de operación, y costos de mantenimiento, el rendimiento tradicional obtenido del cociente de la energía saliente y de la entrante, pierde parte de validez. Para tal tipo de equipo resulta más razonable utilizar otra definición de eficiencia, que tiene en cuenta el tiempo de repago de la inversión, para lo cual debe tenerse en cuenta que la vida útil de una generación eólica es del orden de los 20 a 25 años, con buen mantenimiento y con el reemplazo de los componentes de pequeño nivel. Si se extiende la vida útil (con máquina en funcionamiento), se reduce el costo de la energía generada. También se emplea el concepto de “balance energético”, o sea el tiempo necesario para generar un monto de energía eléctrica equivalente a la cantidad de energía empleada en la fabricación del equipo, que para este tipo de máquinas es del orden de 6 a 8 meses. Otro elemento a tener en cuenta, es el factor de uso, que se encuentra entre el 30 y 40 % dependiendo de la ubicación y disponibilidad de viento. Este factor de uso está más relacionado con la selección del equipo, que con la optimización del diseño, ya que si se ubica una máquina de menor potencia en la misma localización geográfica, so logrará mejor factor de uso que si se empleara mayor potencia nominal. Otra manera bastante usada de medir la efectividad, es en base a la “Reducción de emisión” al reemplazar a generación con combustible fósil o nuclear. Existen numerosos cambios, adecuaciones o agregados que mejoran la eficiencia de una central eólica (conjunto turbina, generador y demás etapas intermedias), los cuales al tener poca experiencia en campo no se dispone de datos experimentales, se enumeran las mejoras alegadas por los fabricantes: como la medición de velocidad de viento en las tres direcciones para orientar la turbina, que es promocionado que mejora el rendimiento en 10 %; otra medida es la eliminación de la caja elevadora, reemplazándola por polos escritos (written pole [25]), que mejoraría hasta el 50 %; otro recurso es el cambio de la curvatura de la pala, pudiendo lograrse una mejora en el rendimiento entre 5 y 10%. En resumen, los rendimientos según la expresión tradicional que pueden alcanzarse con una turbina moderna, se encuentra en el orden del 48 %, que al considerar el rendimiento de Betz, se transforma en una eficiencia total de no más del 30 %. Este bajo aprovechamiento se debe a las diferentes pérdidas mencionadas las que son resumidas en la Tabla 3. Expresando la eficiencia en base al concepto de costo de la energía, las turbinas actuales están en condiciones de extraer energía del viento, con una vida útil de 20 años, a un costo del orden

de 0,04 U\$S/kWh.

**Tabla 3.** Pérdidas del potencial del viento

Tipo de Pérdida	Porcentaje	Descripción
Energía no Aprovechable	42%	Ley de Betz: $P_{captada} = 0.59 P_{viento}$
Pérdidas Aerodinámicas	21%	Con un coeficiente aerodinámico: $\eta = 0.65\%$
Pérdidas Mecánicas	4.5%	Principalmente en la caja de engranajes
Pérdidas en el Generador	2% ~ 5.5%	Con rendimientos del generador: $\eta = 0.93\% \sim \eta = 0.98\%$
Pérdidas Totales	≈ 72%	Pérdidas totales promedio

## 8. CONCLUSIONES

Como solución a la problemática de la sustentación de la matriz energética mundial actual se concluye que se debe aumentar en dicha matriz la proporción de energías renovables, de forma tal de disminuir la utilización de fuentes no renovables. Entre las fuentes de energías alternativas renovables, la más empleada es la generación eólica. En este trabajo se presenta un breve estudio analítico de los esquemas de funcionamiento de los generadores eólicos. Se concluye que existe una fuerte interacción entre las potencias relativas del generador y el sistema en su punto de conexión. La relación entre estas potencias determina la transferencia de perturbaciones, tales como huecos de tensión y flicker. Se cuantificó la colaboración de las corrientes de cortocircuito en función del tipo de generador empleado, concluyendo en que el mayor aporte en magnitud y duración es suministrado por la máquina con doble excitación. En el caso particular de la configuración de turbinas eólicas con generador de inducción, rotor bobinado y con deslizamiento controlado, del análisis comparativo entre el sistema OptiSlip y la configuración de velocidad fija, se concluye con que el primero es ventajoso. Entre las ventajas puede citarse como la más importante que la configuración OptiSlip genera potencia en forma casi constante aun en presencia de ráfagas de viento, lo que no ocurre con la otra.

## REFERENCIAS

- [1] Reporte: Guía Básica de la Generación Distribuida. Disponible en [www.fenercom.com](http://www.fenercom.com).
- [2] Denny, E. and O'malley, M., Quantifying the Total Net Benefits of Grid Integrated Wind. IEEE Transactions on Power Systems, Volume 22, Issue 2, pp. 605 – 615. 2007.

- [3] Jen-Hao T. and Chin-Ling Y., Assessments for the Impacts and Benefits of Wind Farm Placement; TENCON 2005, IEEE Region 10 pp. 1–6, 2005
- [4] Papazoglou, T.M. and Gigandidou, A.; Impact and benefits of distributed wind generation on quality and security in the case of the Cretan EPS. Quality and Security of Electric Power Delivery Systems. CIGRE/IEEE PES International Symposium, pp. 193 – 197, 2003.
- [5] N. Jenkins, Impact of dispersed generation on power systems, *Electra*, No. 199, pp. 6-13, 2001.
- [6] Chai CH.; Wei-Jen L.; Fuangfoo, P.; Williams, M. and Liao, J.R.; System impact study for the interconnection of wind generation and utility system, *IEEE Transactions on Industry Applications*, Volume 41, Issue 1, pp. 163 – 168, 2005.
- [7] Anaya-Lara, O., Hughes, F. M., Jenkins, N., and strbac, G., Contribution of DFIG-based wind farms to power system short-term frequency regulation, *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 153, No. 2, pp. 164 -170, 2006.
- [8] Slootweg, J.G., Polinder, H. and Kling, W. L., Modelling and analyzing impacts of wind power on transient stability of power systems, *Wind Engineering*, Vol. 25, No. 5, pp. 3-20, 2001
- [9] Muller, S.; Deicke, M. and De Doncker, Doubly fed induction generator systems for wind turbines. R.W.; *Industry Applications Magazine*, IEEE. Volume 8, Issue 3, pp. 26 – 33, 2002.
- [10] Pena, R.; Cardenas, R.; Blasco, R.; Asher, G.; Clare, J., A cage induction generator using back to back PWM converters for variable speed grid connected wind energy system. *Industrial Electronics Society*, 2001. IECON '01. The 27th Annual Conference of the IEEE Volume 2, 29, pp. 1376 – 1381, 2001.
- [11] Molinas, M.; Naess, B.; Gullvik, W. and Undeland, T. Cage induction generators for wind turbines with power electronics converters in the light of the new grid codes. *Power Electronics and Applications*, European Conference 10 P. Sept. 2005.
- [12] Vestas. Página WEB: <http://www.vestas.com/>; <http://www.vestas.com/es>
- [13] Wallace, A.K. and Oliver, J.A., Variable-Speed Generation Controlled by Passive Elements. *International Conference on Electric Machines*. Istanbul, Turkey, September, 1998.
- [14] Soderlund, L.; Eriksson, J.-T.; Salonen, J.; Vihriala, H. and Perala, R., A permanent-magnet generator for wind power applications. *Magnetics*, IEEE Transactions, Volume 32, Issue 4, Part 1, pp. 2389 – 2392, July 1996.
- [15] Leijon, M.; Dahlgren, M.; Walfridsson, L.; Li M. and Jaksts, A., A recent development in the electrical insulation systems of generators and transformers. *Electrical Insulation Magazine*, IEEE. Volume 17, Issue 3, pp. 10 – 15, 2001.
- [16] Sitio web: <http://www.enercon.de/de-de/>
- [17] Sitio web: <http://www.lagerweywind.nl/>
- [18] Barote, L.; Weissbach, R.; Teodorescu, R.; Marinescu, C. and Cirstea, M., Stand-alone wind system with Vanadium Redox Battery energy storage. Optimization of Electrical and Electronic Equipment, OPTIM 2008. 11th International Conference, pp. 407 – 412. May 2008.
- [19] Blanchette, H.F. and Al-Haddad, K., The impact of power converter technologies on stand alone wind turbine applications. *Electrical Power Conference. EPC. IEEE Canada*. pp. 68 – 73, Oct. 2007.
- [20] Kehrl, B. and Ross, M., Utility-connected power electronic compensators in wind power applications. *Power Electronics and Applications*, European Conference, pp. 1 – 15, Sept. 2007.
- [21] Meyer, C.; Hoing, M.; Peterson, A. and De Doncker, R.W. Control and Design of DC-Grids for Offshore Wind Farms. *Industry Applications Conference*, 41st IAS Annual Meeting. Conference Record of the IEEE. Volume 3, pp. 1148 – 1154, Oct. 2006.
- [22] Nitta, M.; Hashimoto, S.; Sekiguchi, N.; Kouchi, Y.; Yachi, T.; Tani, T. “Experimental study for wind power – hydrogen energy system with energy capacitor system”. *Telecommunications Energy Conference. INTELEC '03. The 25th International*. 19-23 Oct. 2003. Page(s): 451 – 456
- [23] Gómez, J. C., *Calidad de potencia para usuarios y empresas eléctricas*, Editorial EDIGAR S.A., 2005
- [24] Gómez, J. C., and Morcos, M. M., *Power Quality: Mitigation Technologies in a Distributed Environment*, Cap. 10, Editorial Springer-Verlag, London, 2007.
- [25] Smart, D.E., Written pole motors-a practical solution to large HP motor needs. *Rural Electric Power Conference*, pp. B4/1 - B4/6, May 1999.
- [26] Spinadel, E., *Energía Eólica – Un enfoque sistémico multidisciplinario para países en desarrollo*. Editorial Nueva Librería. ISBN 9789871104741.